

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

**ANÁLISE DA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS
EM UM ALIMENTADOR SUBTERRÂNEO DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Rafael Guerra Ortiz

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 Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2018.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS FOTOVOLTAICAS EM
UM ALIMENTADOR SUBTERRÂNEO DE DISTRIBUIÇÃO

por

Rafael Guerra Ortiz

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA 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. Flávio Antônio Becon Lemos

Banca examinadora:

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

Eng. César Wilhelm Massen Prieb – LABSOL / UFRGS

Prof. Dr. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, dezembro de 2018.

ABERTURA

*“A poesia está guardada nas palavras — é tudo que eu sei.
Meu fado é o de não saber quase tudo.
Sobre o nada eu tenho profundidades.
Não tenho conexões com a realidade.
Poderoso para mim não é aquele que descobre ouro.
Para mim poderoso é aquele que descobre as insignificâncias (do mundo e as nossas).
Por essa pequena sentença me elogiaram de imbecil.
Fiquei emocionado.
Sou fraco para elogios. ”*

Tratado geral das grandezas do ínfimo. Manoel de Barros.

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado à Yara Guerra, mãe, avó e bisavó, exemplo de uma vida dedicada ao trabalho e à família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em especial às minhas três Figuras maternas, mãe Márcia, avó Yara e dinda Lizete, que tiveram papel fundamental na minha criação e formação desde os primeiros anos. Ao meu pai, pela inspiração diária na forma de encarar os diversos dilemas da vida. Ao meu irmão, por apontar os caminhos a serem seguidos desde cedo.

Agradeço também a toda a família, em Guaporé e Porto Alegre, que se manteve unida ao longo dos anos, garantindo um ambiente fraterno e tranquilo para o meu desenvolvimento.

Outro agradecimento especial à Carolina, companheira que está ao meu lado em todos os momentos da vida recente, sempre disposta a oferecer palavras de amor e de incentivo.

Aos colegas do grupo Tecnova, que são companheiros de lida diária no desenvolvimento pessoal e profissional. À Nathália pela compreensão da exigência e concomitância dos compromissos acadêmicos e profissionais, e ao Gustavo pelo apoio e contemporaneidade do desafio. Aos colegas do Me Salva! pela oportunidade de vivenciar um ambiente talentoso, desafiador e inovador por natureza.

Ao meu orientador, Flávio, pela dedicação e comprometimento com o desenvolvimento deste trabalho, apoiando a sua elaboração desde o início e disponibilizando seu conhecimento para a realização da tarefa. Ao colega José Anzanello Júnior, pela disponibilidade e apoio intelectual para a elaboração deste estudo. Ao Eng. Marco Gobbi, por ter sido o elo facilitador na execução do tema.

ORTIZ, R. G. **Análise da conexão de Centrais Geradoras Fotovoltaicas em um alimentador subterrâneo de distribuição.** 2018. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

RESUMO

Este trabalho tem como objeto de estudo a análise da conexão de Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas (UFVs) em um alimentador subterrâneo trifásico da rede elétrica de distribuição da CEEE-D, em Porto Alegre - RS. O circuito é modelado no *software* OpenDSS[®] e a validação do modelo é feita a partir da comparação com simulações realizadas pela distribuidora no *software* Anarede[®]. A estimativa de produção de cada UFV é realizada a partir do dimensionamento das usinas de acordo com o espaço físico disponível nos consumidores, e posteriormente modeladas no *software* PVsyst[®] para a quantificação da produção diária de energia elétrica. A análise é feita em um primeiro momento considerando a UFV de 550 kW que está efetivamente sendo instalada no Centro Administrativo Fernando Ferrari (CAFF), sendo avaliadas as perdas e variações no perfil de tensão do alimentador ao longo de 24h para 4 condições meteorológicas distintas. Em seguida, são analisados cenários onde os outros 3 consumidores ligados ao alimentador, constituídos de Prédios da Administração Pública, do circuito também implementam UFVs em suas unidades. O estudo segue com o acréscimo de novos consumidores ao circuito, carregando o alimentador em 25% e 67% da sua capacidade nominal. Com isso, são estimadas as perdas diárias e anuais, além de verificada a influência do aumento da penetração da geração distribuída no circuito em diferentes situações de carga futura para o alimentador em questão.

PALAVRAS-CHAVE: Geração distribuída, Alimentador subterrâneo, OpenDSS, PVsyst.

ORTIZ, R. G. Penetration analysis of photovoltaic distributed generation on a underground distribution feeder. 2018. 25 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

ABSTRACT

The purpose of this research is to study the penetration of photovoltaic distributed generation (PV) on an existing three-phase underground distribution system on the network of the energy company CEEE-D located at Porto Alegre, RS, Brazil. The modeling of the circuit is done through the software OpenDSS[®] and in order to test the model a comparison between the data published by the energy company, obtained through simulations on the software Anarede[®], and the model result has been done. The energy production of each PV is estimated after a design that is suggested based on the actual space available on the constructions connected to the circuit and then simulated on the software PVsyst[®]. The analysis begins with the connection of a 550 kW utility on the Administrative Center Fernando Ferrari (CAFF), and the losses and voltage profile variation due to four different meteorological conditions are estimated. Then, the penetration of PV on the three adjacent consumers is evaluated. The study goes on with a load increase analysis on the circuit, adding new consumers connected to the feeder, reaching load levels of 25% and 67% of its nominal capacity. The annual and daily losses are estimated, verifying the influence of different scenarios of future load increase and PV penetration on the feeder.

KEYWORDS: Distributed generation, Underground distribution feeder, OpenDSS, PVsyst

SUMÁRIO

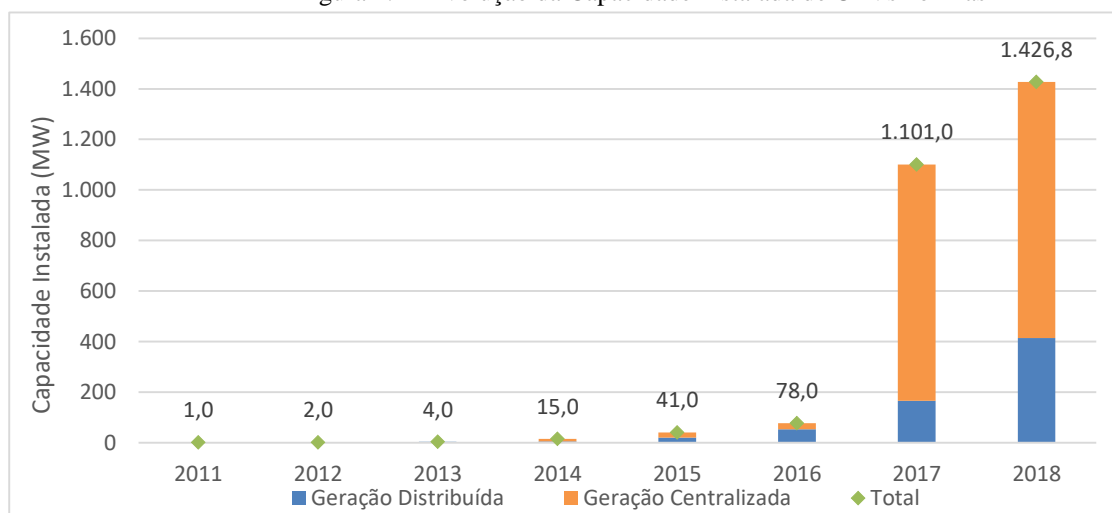
1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	2
1.2	Metodologia.....	2
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Sistema Elétrico e Geração Distribuída.....	2
2.2	Impactos no Sistema de Distribuição	3
2.2.1	Ampacidade.....	3
2.2.2	Leitura da Carga.....	4
2.2.3	Tensão	4
2.2.4	Perdas	6
2.3	Modelo de Linha de Distribuição Subterrânea	7
2.3.1	Modelo de linha com cabos de neutros concêntricos	8
2.3.2	Capacitância da Linha	9
2.4	Regulação da Geração Distribuída no Brasil.....	10
2.5	<i>Software</i> OpenDSS.....	11
3	METODOLOGIA	11
3.1	Descrição do Caso e Localização do Circuito	11
3.2	Modelagem do Circuito SE PAL04 – 10 PW.....	12
3.2.1	Curva de Carga.....	13
3.2.2	Características dos condutores	13
3.2.3	Descrição da UFV.....	14
3.3	Validação do Modelo	15
4	RESULTADOS	16
4.1	Modelo de Linha Curta x Linha Média	16
4.2	Cenário I: Circuito original	17
4.2.1	UFV CAFF	17
4.2.2	Variação no perfil de tensão e perdas no alimentador	18
4.2.3	Fator de potência no alimentador.....	19
4.3	Cenário II: UFVs adicionais nos consumidores adjacentes ao CAFF.....	19
4.3.1	Variação no perfil de tensão e perdas no alimentador	20
4.4	Cenário III: Aumento de carga no circuito.....	21
4.4.1	Aumento de carga: 25% da capacidade nominal do circuito	22
4.4.2	Aumento de carga: 67% da capacidade nominal do alimentador	23
5	CONCLUSÃO	24

1 INTRODUÇÃO

O crescimento da utilização da energia solar para produção de eletricidade no mundo ao longo da última década é notável, sendo que nesse período a capacidade instalada foi ampliada de 9,2 GW em 2007 para 404,5 GW em 2017, um aumento de 4300%. Ressalta-se que, 2017 foi um ano particularmente positivo para o setor, onde apenas a potência instalada em novas usinas de geração solar fotovoltaica (99,1 GW) foi muito próxima do total existente no mundo em 2012 (100,9 GW) e representou a maior ampliação de capacidade entre todas as fontes energéticas no mundo. São inúmeras as razões apontadas para esse crescimento, como a flexibilidade e apelo ecológico das aplicações de utilização do recurso solar e a contundente queda nos preços praticados em toda a cadeia do setor de energia fotovoltaica (SCHMELA *et al*, 2018).

No Brasil, ocorreu uma defasagem no avanço da utilização do recurso solar para a produção de energia elétrica, uma vez que em 2015 a capacidade total instalada no país era de 34,3 MW, aproximadamente 0,017% dos 200 GW que operavam no resto do mundo à época (EPE, 2018; SCHMELA *et al*, 2018). Entretanto, a Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL, que revisou as condições de acesso à rede elétrica por parte de consumidores autoprodutores de energia em instalações de até 5 MW, mudou o panorama da energia solar brasileira, visto que de 2016 a novembro de 2018 já foram instalados 1,348 GW fotovoltaicos no país (ANEEL, 2018a). Dessa parcela, em 2018, 1.012,8 MW estavam na geração centralizada e 414 MW na geração distribuída (EPE, 2018; ANEEL 2018a). A Figura 1.1 deixa clara a influência da Resolução Normativa nº 687/2015 no desenvolvimento das centrais geradoras fotovoltaicas (UFVs) no país.

Figura 1.1 - Evolução da Capacidade Instalada de UFVs no Brasil



Elaborado pelo autor. Fonte: EPE, 2018.

Em 2018, a participação de sistemas fotovoltaicos, centralizados e distribuídos, correspondeu a aproximadamente 1% dos 160,8 GW instalados no parque de geração de energia elétrica brasileiro (ANEEL, 2018a). O aumento da relevância da utilização da energia solar na matriz energética brasileira aumenta também a importância da avaliação do impacto dessas usinas na rede elétrica. Garantir uma operação do sistema capaz de comportar a geração distribuída de eletricidade é fundamental para o desenvolvimento deste mercado e a confiabilidade e qualidade do fornecimento (JENKINS, 2010; MEIER, 2016).

O sistema elétrico atual foi desenvolvido ao longo do último século em um modelo no qual a energia é produzida em grandes plantas espalhadas em um território e transmitida em ultra e extra alta tensão para sistemas de subtransmissão e distribuição, os quais ficam responsáveis por disponibilizar a energia elétrica para os consumidores finais (CHOJNOWSKI, 2015). Esses sistemas de distribuição são majoritariamente projetados em uma topologia radial, onde o fluxo de potência segue unidirecionalmente ao longo de uma sequência de subestações, alimentadores e ramificações (MEIER, 2016). Os circuitos foram pensados originalmente para lidar com apenas uma fonte geradora, e não para comportar a

produção distribuída de eletricidade (SEGUIN *et al*, 2016). Dessa forma, a inserção de unidades fotovoltaicas capazes de fornecer energia localmente para as cargas conectadas à rede de baixa tensão representa um desafio para que a operação da rede seja capaz de manter os parâmetros de qualidade desejados e exigidos por norma (JENKINS, 2010).

O software *OpenDSS*[®] é uma ferramenta utilizada para a simulação e estudo do fluxo de potência em sistemas elétricos. Carvalho (2014) faz um estudo das funcionalidades do programa e destaca a versatilidade e contribuições do mesmo para analisar a inserção da geração distribuída em circuitos de distribuição. No estudo, o autor simulou a conexão de geração distribuída no sistema IEEE 48 nós, e foi capaz de observar alterações no fluxo de potência, variações do perfil de tensão e sobrecargas nas linhas modeladas.

Ogata (2015) propõe a modelagem de um sistema exemplo fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e analisa através do *software OpenDSS*[®] o impacto nas perdas e perfil de tensão trazido pela inserção de sistemas fotovoltaicos (SFVs) no circuito. O autor indica uma redução de até 86% nas perdas nas linhas e 61% nas perdas nos transformadores. Herrera Orozco (2017) se dedica a desenvolver uma modelagem de um sistema elétrico de distribuição subterrâneo, propondo duas novas formas de localização de faltas em circuitos com essa característica, enquanto Ramos de Paula (2016) trabalha a simulação de um sistema de distribuição aéreo da CPFL Paulista no *OpenDSS*[®]. Ambos os autores detalham maneiras de modelar sistemas reais a partir das equações modificadas de Carson, adaptando as formulações disponíveis na literatura para cada caso estudado.

Já Anzanello (2016), estudou a utilização do modelo *PVsystem Element*, disponível no *software OpenDSS*[®] para a simulação da produção de energia em instalações fotovoltaicas. No estudo, o autor modela um sistema fotovoltaico (SFV) de 1,320 kWp instalado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LABSOL - UFRGS) e valida a eficácia do modelo através da comparação dos resultados informados pelo programa com dados efetivamente registrados pelo sistema original, concluindo em um erro abaixo de 5% nos períodos de pico de geração, das 10h às 16h.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é modelar e analisar os impactos da conexão de uma UFV de 550 kW em um circuito de distribuição subterrâneo real da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) em Porto Alegre – RS. Além disso, é proposto o dimensionamento e caracterização da UFV em questão, a análise da conexão de outras UFVs nas unidades consumidoras adjacentes conectadas ao alimentador estudado e a observação dos efeitos do aumento de geração e carga neste circuito.

1.2 Metodologia

Tendo como ponto de partida a capacidade instalada acordada entre a CEEE-D e o governo do estado do RS para o projeto da usina, assim como a localização conhecida da UFV, no Centro Administrativo Fernando Ferrari (CAFF), os elementos do sistema fotovoltaico serão descritos em seu posicionamento na edificação e características técnicas. A capacidade de geração da usina será determinada a partir de simulações no *software PVsyst*[®] (PVSYST, 2012), licenciado à Tecnova Renováveis Ltda. O circuito será modelado no *software OpenDSS*[®], levando em consideração as características reais do sistema elétrico da distribuidora. As simulações diárias serão realizadas para 4 condições meteorológicas distintas. Por meio de revisão bibliográfica, serão levantadas as ferramentas e modo de operação do *OpenDSS*[®], assim como o equacionamento para a modelagem de uma rede elétrica subterrânea. O modelo proposto será validado a partir da comparação com resultados obtidos no *Anarede*[®] em estudos realizados pela CEEE-D. Em seguida, serão realizadas simulações que demonstrem as influências da geração distribuída fotovoltaica nos parâmetros relacionados ao perfil de tensão e às perdas em regime permanente do circuito 10 PW da SE PAL 04.

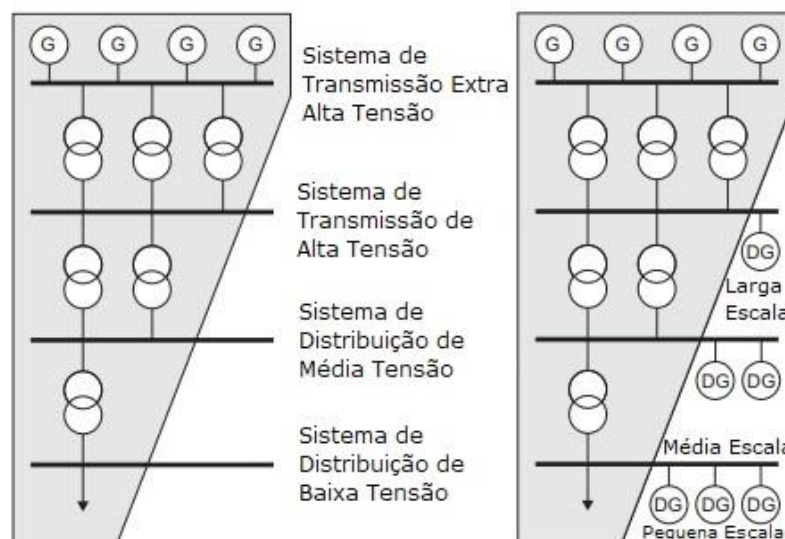
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Sistema Elétrico e Geração Distribuída

O Século XX foi marcado pelo desenvolvimento de grandes centros de produção e consumo de energia elétrica interligados por meio de redes de eletricidade em alta tensão e subsistemas de transmissão e distribuição de energia (MEIER, 2006). O que se observou na transição dos séculos XX e XXI foi uma

mudança no conceito do sistema elétrico tradicional. Com a viabilidade da comercialização em larga escala de tecnologias como os módulos fotovoltaicos, a produção de eletricidade passou a ocorrer também de maneira difundida no sistema, e não mais apenas isolada e concentrada em grandes usinas (JENKINS, 2010). A Figura 2.1 mostra a comparação do cenário tradicional com aquele onde a penetração da geração distribuída em diferentes níveis de um sistema elétrico.

Figura 2.1 - Presença da geração distribuída no sistema elétrico



Fonte (adaptado): Jenkins, 2010.

Ao romper a lógica tradicional do sistema, o qual foi desenvolvido para que o fluxo de potência do sistema seguisse da barra de maior tensão para a de menor tensão, o surgimento da geração distribuída trouxe alguns desafios para a operação do mesmo. Isso ocorre, pois, além de fornecer energia elétrica, a geração em grandes centros também presta serviços auxiliares para manter a qualidade e estabilidade da rede, como o controle da frequência e tensão dentro de parâmetros pré-estabelecidos. Logo, quando a geração distribuída entra em operação em larga escala, é preciso avaliar a influência desta troca de protagonismo na produção energética em aspectos como a variação do perfil de tensão das barras em regime permanente, estabilidade da rede, entre outros. (JENKINS *et al.*, 2010; PALUDO, 2014).

2.2 Impactos no Sistema de Distribuição

Segundo Meier (2016), o sistema de distribuição foi majoritariamente construído para operar de maneira radial, onde a energia flui unidirecionalmente da subestação para a carga. No caso da conexão de geração distribuída, esta premissa não mais é verdadeira uma vez que a injeção de corrente na rede no ponto de acesso ao sistema causa um fluxo inverso, da carga em direção a subestação, podendo, em casos extremos de alta penetração de GD e baixa carga, transpor o transformador da subestação e ser injetada na rede básica. Seguin *et al.* (2016) destaca que, para avaliar o impacto da penetração de sistemas fotovoltaicos nestas redes, não basta que a análise se concentre em pontos específicos da operação, como por exemplo o pico de consumo. Segundo o autor, o estudo tem uma abrangência maior quando feito através de um acompanhamento temporal das variáveis, possibilitando analisar as interações entre carga, geração e controle, observando a influência de aspectos como, por exemplo, a intermitência da geração fotovoltaica ao longo de 24h.

Alguns dos impactos da geração fotovoltaica distribuída na rede de distribuição são comentados nas subseções a seguir.

2.2.1 Ampacidade

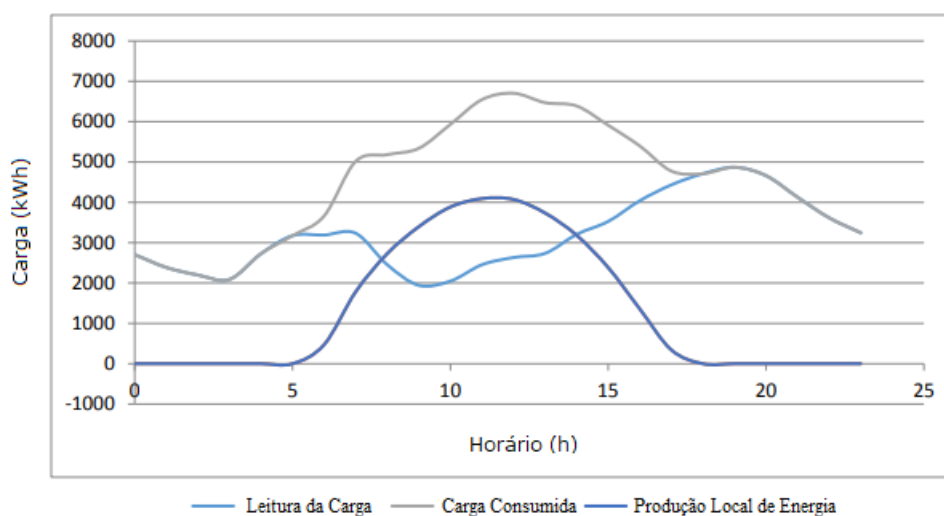
A ampacidade do circuito pode ser violada devido à geração distribuída no caso em que há uma rede com diversos SFVs conectados em regiões próximas, por exemplo, no mesmo bairro. Isso pode fazer com que, a depender da semelhança da orientação dos módulos fotovoltaicos de cada sistema, os picos de

produção de energia sejam simultâneos. Caso isso ocorra em uma situação de baixo consumo nas unidades conectadas aos SFVs, a injeção da energia produzida pode superar a capacidade de condução dos condutores da rede. Dessa maneira, é essencial a avaliação do limite de transmissão de corrente elétrica dos alimentadores que conectam os SFVs com a subestação (SEGUIN *et al.*, 2016).

2.2.2 Leitura da Carga

Seguin *et al.* (2016) define como *Masked load* (carga escondida) a diferença líquida entre a carga percebida (pelos medidores do controlador da rede) e a carga efetivamente consumida em determinados pontos. A Figura 2.2 ilustra essa situação ao longo de 24h de operação em um sistema de distribuição. Dessa forma, quando há consumo concomitante a períodos de produção energética, existe uma parcela da carga “escondida” da medição, pois esta está sendo suprida pelo sistema de energia distribuída local.

Figura 2.2. - Carga consumida, Carga medida e Energia produzida.



Fonte (adaptado): Seguin *et al.* (2016).

Caso o planejamento do sistema seja feito com base na leitura instantânea da carga, ao invés da previsão de consumo devido a capacidade instalada do circuito, existe a possibilidade de ocorrer uma sobrecarga devido a eventual desconexão repentina dos sistemas fotovoltaicos. Tal situação pode ocorrer por exemplo, durante uma mudança climática inesperada que reduza bruscamente a produção de energia dos módulos fotovoltaicos (SEGUIN *et al.*, 2016).

2.2.3 Tensão

No Brasil, são definidas três faixas de tensão de atendimento pela ANEEL, no módulo 8 do documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), chamadas de: Adequada, Precária e Crítica (ANEEL, 2018b). Na tabela 2.1 é possível observar o intervalo aceitável de variação da tensão para cada faixa de atendimento definida pela ANEEL para conexões acima de 1 kV e menor que 69 kV.

Tabela 2.1 - Limites de Tensão de Atendimento (1 kV < TA < 69 kV).

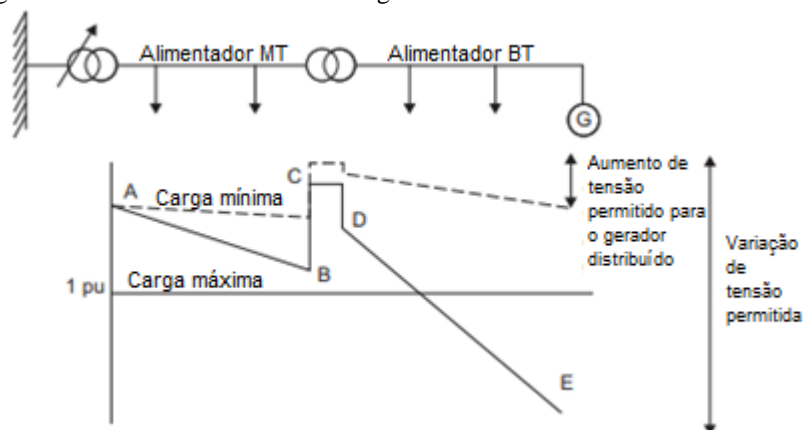
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL, 2018b.

- Conexão da GD em um ponto distante da subestação

De acordo com Jenkins (2010), a adoção de limites de tensão no fornecimento de energia elétrica é um procedimento padrão na regulação dos sistemas de distribuição ao redor do mundo. Isso faz com que os circuitos sejam desenvolvidos e operados visando a adequação a essas faixas, tendo diversas técnicas sido desenvolvidas para tal. A Figura 2.3 mostra a utilização de um regulador de tensão em um alimentador.

Figura 2.3 - Controle de tensão ao longo de um alimentador de média/baixa tensão



Fonte (adaptado): Jenkins (2010).

A relação entre a tensão primária e secundária no regulador localizado na intersecção do alimentador de média (MT) e baixa tensão (BT) se modifica de acordo com a variação da carga exigida pelos consumidores, de forma que tanto no cenário de carga máxima, quanto no cenário de carga mínima, a queda de tensão e sobretensão sejam mantidas, respectivamente, dentro de seus limites (JENKINS, 2010).

Entretanto, o fluxo de potência, e conseqüentemente o perfil de tensão, será modificado no caso da conexão da geração distribuída. Um cenário desafiador para o controle de tensão realizado pelo transformador da Figura 2.3 pode ser observado em conexões de GD ao final do circuito, uma vez que o perfil exibido para a condição de carga mínima no alimentador na Figura 2.3 indica que o consumidor no final do circuito receba a energia no limite máximo de tensão. Se nesse mesmo cenário a geração distribuída estiver no pico da sua curva de geração, a condição de carga mínima será reduzida. Logo, a regulação do sistema deve ser adequada a essa situação de modo a evitar a ultrapassagem do limite de tensão máximo. A sobretensão em regime permanente é um caso particularmente relevante, em especial pela capacidade de comprometer a qualidade da energia, podendo degradar a vida útil de equipamentos conectados à rede e causar danos às instalações dos consumidores (JENKINS, 2010; SEGUIN *et al*, 2016).

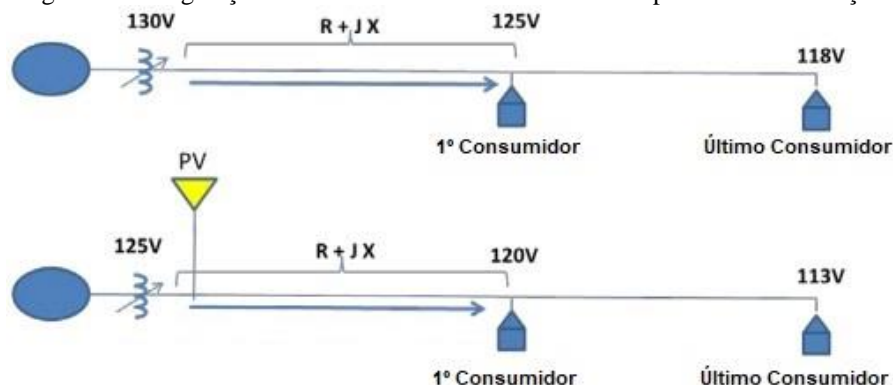
- Conexão da GD em um ponto próximo à subestação

A regulação de tensão em alimentadores radiais de distribuição é tipicamente realizada através de equipamentos como os transformadores com comutadores de tap sob carga na subestação e reguladores de tensão ao longo do alimentador (MCGRANAGHAN *apud* SEGUIN *et al*, 2016). A programação desses dispositivos é feita de modo que o perfil de tensão seja mantido dentro dos limites conforme a variação da corrente de carga que é exigida da subestação. Entretanto, essa configuração é usualmente implementada em um cenário onde a única fonte de injeção de corrente (potência) seja a subestação, e pode ter seu funcionamento afetado pela entrada de geradores fotovoltaicos no começo do alimentador ou logo após um dispositivo regulador (SEGUIN *et al*, 2016).

O que ocorre nesse caso é a possibilidade de uma queda de tensão acentuada, ao contrário do que foi discutido na conexão distante da subestação. Isso porque, quando a instalação da geração fotovoltaica ocorrer próxima ao ponto de regulação, o atendimento da carga a montante será parcialmente realizado pelo sistema fotovoltaico. Dessa forma, com a subestação sendo menos exigida, a regulação de tensão será configurada em um ponto de operação para carga mais leve, podendo prejudicar as barras nas

extremidades do alimentador (MCGRANAGHAN *apud* SEGUIN *et al*, 2016). A Figura 2.4 a seguir ilustra essa situação.

Figura 2.4 - Regulação de tensão com conexão de um SFV próximo à subestação

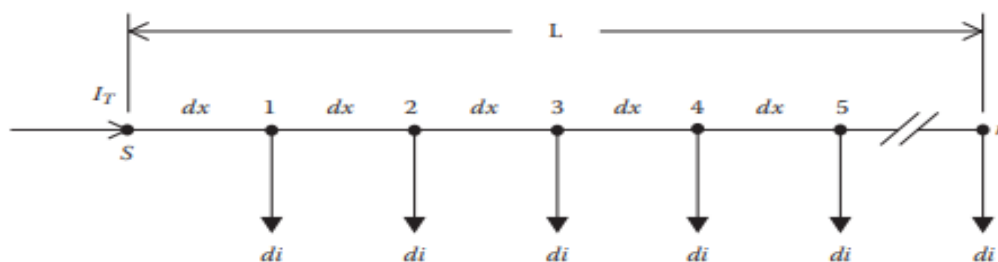


Fonte: Seguin (2016)

2.2.4 Perdas

Para estimar as perdas em um alimentador trifásico, é necessário contabilizar as perdas em cada segmento de linha (KERSTING, 2017). A Figura 2.5 ilustra um alimentador com cargas uniformemente distribuídas ao longo de sua extensão.

Figura 2.5 - Carga Uniformemente Distribuída ao Longo de um Alimentador



Fonte (adaptado): Kersting (2017)

Onde,

I_T : Corrente total do alimentador (A)

L : Extensão do alimentador (m)

dx : Extensão da seção do alimentador (m)

di : Corrente em cada derivação de consumo (A)

n : Número de derivações e seções do alimentador

Segundo Kersting (2017) as perdas por efeito joule em um alimentador, tal qual o descrito na Figura 2.5, podem ser estimadas através da equação 2.1:

$$P_s = R \cdot |I_T|^2 \quad (2.1)$$

Onde:

P_s : Perda total no alimentador (W)

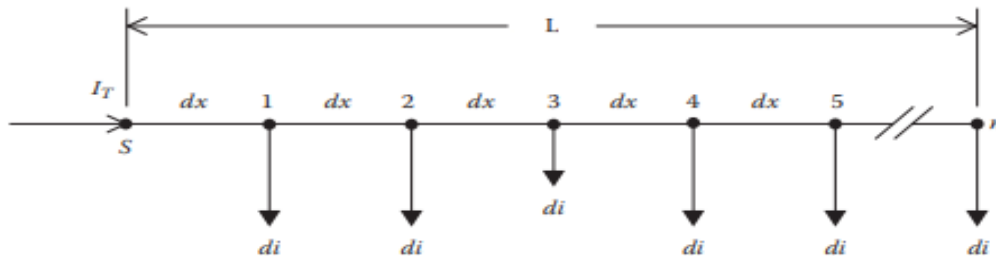
R : Resistência total do alimentador (Ω)

I_T : Corrente no alimentador (A)

Visto que a geração distribuída altera o fluxo de potência na rede é coerente esperar que exista uma alteração nas perdas do sistema. No caso da instalação de geradores junto às cargas, esses estarão

suprindo parcialmente a demanda de potência ativa, e em alguns casos reativa (JENKINS, 2010). A Figura 2.6 ilustra a redução da corrente demandada no consumidor do nó 3.

Figura 2.6 - Redução da corrente em um alimentador devido à geração distribuída



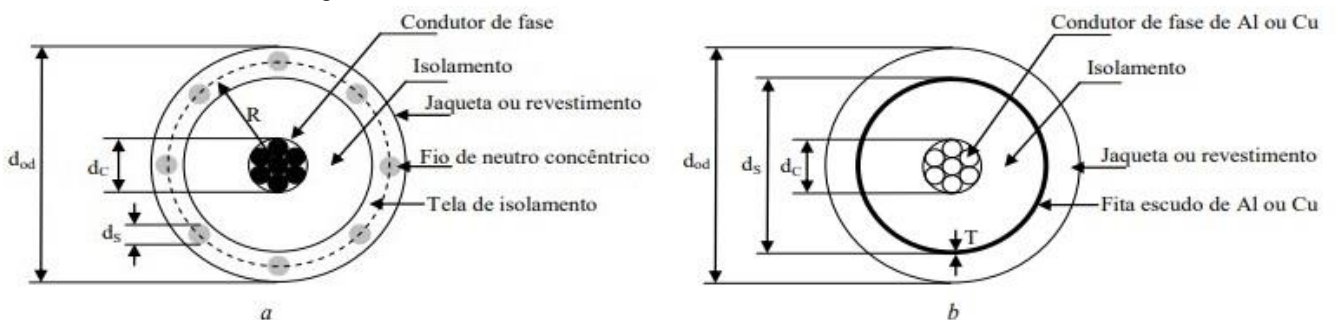
Fonte (adaptado): Kersting, 2017.

Ou seja, na prática, a depender da relação existente entre a geração e a carga, para o que se refere às perdas no sistema elétrico, uma UFV, instalada em um ponto de consumo estará reduzindo a corrente local (d_i), conseqüentemente diminuindo a corrente total do alimentador (I_T), e por fim as perdas no circuito, conforme ilustrado na Figura 2.6

2.3 Modelo de Linha de Distribuição Subterrânea

Em linhas de distribuição subterrâneas são utilizados com frequência dois tipos de cabos, exibidos na Figura 2.7: o cabo de neutro concêntrico (*concentric neutral cable*); e o cabo com fita blindada (*tape-shielded cable*) (HERRERA OROZCO, 2017).

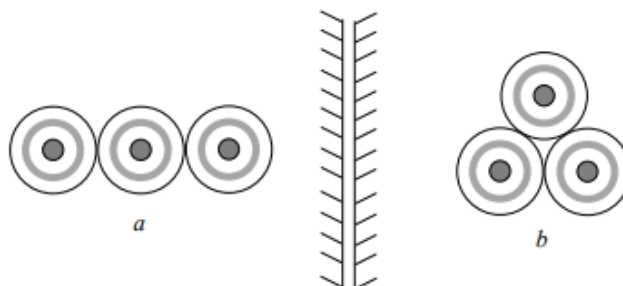
Figura 2.7 - Cabo de neutro concêntrico (a) e cabo de fita blindada (b)



Fonte (adaptado): Herrera Orozco, 2017.

Onde, para o cabo de neutro concêntrico (a), d_{od} é o diâmetro nominal do cabo; d_c é o diâmetro do condutor de fase; d_s é o diâmetro de um fio de neutro concêntrico; R é o raio de um círculo que passa através do centro dos fios de neutro concêntrico. Os cabos são usualmente dispostos em duas configurações: plana (*flat*) ou trifólio (*trefoil*) observadas na Figura 2.8, e se encontram majoritariamente enterrados diretamente no solo ou no interior de eletrodutos subterrâneos (HERRERA OROZCO, 2017).

Figura 2.8 - Configuração usual de cabos subterrâneos (a) plana (b) em trifólio



Fonte (adaptado): Herrera Orozco, 2017.

O cálculo dos parâmetros concentrados do cabo é feito a partir das equações modificadas de Carson (KERSTING, 2017), que resultam nos valores das impedâncias e admitâncias próprias e mútuas para cada condutor. Assumindo que a resistividade do solo seja igual a $100 \Omega \cdot m$ e que a frequência da rede elétrica seja 60 Hz, a obtenção das impedâncias série próprias e mútuas é feita a partir das equações (2.2) e (2.3), respectivamente (HERRERA OROZCO, 2017).

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 7,93402 \right) \quad (2.2)$$

$$\hat{Z}_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \quad (2.3)$$

Onde:

\hat{Z}_{ii} : Impedância série primitiva própria do condutor i [Ω /milha]

\hat{Z}_{ij} : Impedância série primitiva mútua entre os condutores i e j [Ω /milha]

r_i : Resistência do condutor i [Ω /milha]

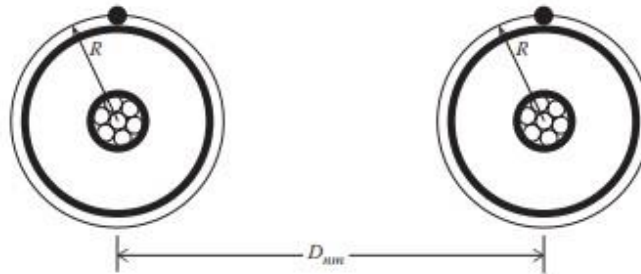
RMG_i : Raio médio geométrico do condutor i [ft]

D_{ij} : Distância entre o condutor i e j [ft]

2.3.1 Modelo de linha com cabos de neutros concêntricos

Considerando a modelagem de uma linha que utilize cabos de neutros concêntricos, tal qual os exibidos na Figura 2.9, o espaçamento D_{ij} , da equação 2.3, será dado por: R [ft] para a impedância primitiva mútua do neutro equivalente e seu próprio condutor; pela distância (D_{nm}) [ft], da Figura 2.9, centro a centro dos condutores de fase para os casos de fios de neutro concêntrico adjacentes e condutores de fases adjacentes; e pela equação (2.6) para o neutro equivalente e o condutor de fases distintas (KERSTING, 2017).

Figura 2.9 - Espaços entre cabos com neutro equivalente



Fonte: Kersting, 2017.

Os raios médios geométricos do condutor (RMG) de fase e dos fios de neutro concêntricos podem ser obtidos em tabelas de especificações de condutores disponíveis na literatura e em catálogos de fornecedores no mercado. Já o RMG equivalente dos fios de neutro concêntricos é calculado através da equação (2.4) (KERSTING, 2017).

$$RMG_e = \sqrt[k]{RMG_n \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad (2.4)$$

Onde,

RMG_e : Raio médio geométrico equivalente [ft]

RMG_n : Raio médio geométrico dos fios de neutro [ft]

k : Número de condutores de neutro concêntricos

R : raio do círculo que atravessa o centro dos condutores de neutro concêntricos [ft]

A resistência equivalente do fio de neutro concêntrico será dada pela equação (2.5) (KERSTING, 2017).

$$r_e = \frac{r_n}{k} \quad (2.5)$$

Onde,

r_e : Resistência equivalente do fio de neutro concêntrico [Ω /milha]

r_n : Resistência de cada condutor de neutro concêntrico [Ω /milha]

k : Número de condutores de neutro concêntricos

O espaçamento a ser considerado entre o neutro equivalente de uma fase e o condutor de uma fase adjacente é calculado através da equação (2.6) (KERSTING, 2017).

$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \quad (2.6)$$

A obtenção da matriz de impedância da linha reduzida 3x3 é feita através da redução de Kron, conforme apresentada na equação (2.8) (KERSTING, 2008; KRON, 1951 *apud* HERRERA OROZCO, 2017).

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an1} & \hat{Z}_{an2} & \hat{Z}_{an3} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn1} & \hat{Z}_{bn2} & \hat{Z}_{bn3} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn1} & \hat{Z}_{cn2} & \hat{Z}_{cn3} \\ \hat{Z}_{n1a} & \hat{Z}_{n1b} & \hat{Z}_{n1c} & \hat{Z}_{n1n1} & \hat{Z}_{n1n2} & \hat{Z}_{n1n3} \\ \hat{Z}_{n2a} & \hat{Z}_{n2b} & \hat{Z}_{n2c} & \hat{Z}_{n2n1} & \hat{Z}_{n2n2} & \hat{Z}_{n2n3} \\ \hat{Z}_{n3a} & \hat{Z}_{n3b} & \hat{Z}_{n3c} & \hat{Z}_{n3n1} & \hat{Z}_{n3n2} & \hat{Z}_{n3n3} \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \equiv [\hat{Z}_{ij}] - [\hat{Z}_{in}] \cdot [\hat{Z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{Z}_{nj}] \quad (2.8)$$

Onde,

$[\hat{Z}_{ij}]$: Matriz de impedância de fase entre os condutores i e j [Ω /milha]

$[\hat{Z}_{in}]$: Matriz de impedância entre o condutor de fase i e os neutros (n) [Ω /milha]

$[\hat{Z}_{nj}]$: Matriz de impedância entre os neutros (n) e o condutor de fase j [Ω /milha]

$[\hat{Z}_{nn}]$: Matriz de impedância entre os neutros (n) [Ω /milha]

$[Z_{abc}]$: Matriz de impedância da linha equivalente reduzida 3x3 [Ω /milha]

2.3.2 Capacitância da Linha

Segundo Herrera Orozco (2017) na utilização de cabos de neutros concêntricos em linhas subterrâneas é coerente supor a condição de neutro aterrado, levando a conclusão de que o campo elétrico criado pelos condutores de fase ficará confinado ao isolamento do cabo. Dessa forma, a matriz de capacitâncias será composta por elementos diferentes de zero apenas na sua diagonal principal, em referência às capacitâncias próprias dos condutores (FILOMENA *et al*, 2008; KERSTING, 2008 *apud* HERRERA OROZCO, 2017).

A capacitância própria de um condutor de fase para a terra em um cabo de neutro concêntrico é dada pela equação (2.9) (KERSTING, 2017).

$$C_{iT} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln\left(\frac{R_b}{RD_c}\right) - \frac{1}{k} \cdot \ln\left(\frac{k \cdot RD_s}{R_b}\right)} \quad (2.9)$$

Onde,

C_{iT} : Capacitância própria a partir do condutor de fase i para a terra T [μ F/milha]

ϵ_0 : Permissividade do espaço livre = 0,0142426944 [μ F/milha]

ε_r : Permissividade relativa do meio
 RD_c : Raio do condutor de fase central [polegadas]
 RD_s : Raio do fio de neutro concêntrico [polegadas]
 R_b : Raio de origem no centro do condutor de fase passando pelo centro dos fios de neutro concêntrico [polegadas]
 k : Número de fios de neutro concêntrico

2.4 Regulação da Geração Distribuída no Brasil

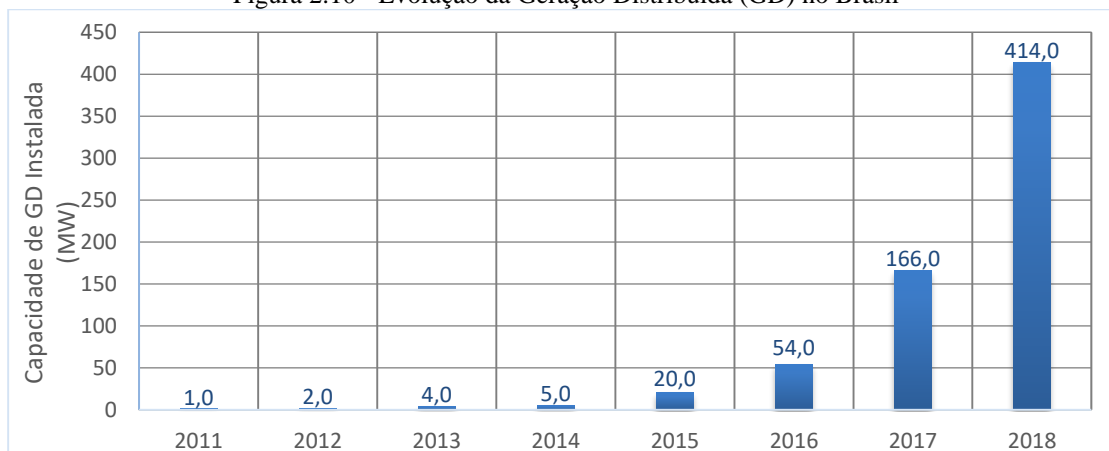
A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que trata da geração distribuída no Brasil está em vigor desde abril de 2012. A partir desta data, o consumidor além de poder gerar a própria energia, desde que utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada, pode também repassar o excedente da geração à rede de distribuição local. O sistema de compensação de energia elétrica foi definido como um empréstimo gratuito por parte da mini/microunidade geradora, de energia ativa na rede. Em troca, o consumidor recebe créditos para saldar um futuro consumo, equivalente à quantidade de energia injetada. Segundo ANEEL (2018c), a iniciativa visou reduzir eventuais investimentos nos sistemas elétricos através da carga gerada nesta nova modalidade, além de incentivar o uso de energias renováveis limpas, que diversificam a matriz energética e tem impacto ambiental reduzido.

A Resolução ANEEL nº 482/2012 foi revisada pela Resolução nº 687/2015 (ANEEL, 2015) para ampliar e facilitar o acesso ao sistema de compensação de energia elétrica. Nessa revisão, denominou-se microgeração distribuída as centrais, conectadas à rede de distribuição de energia elétrica através de instalações de unidades consumidoras, com potência instalada de no máximo 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquelas com potência entre 75 kW e 5 MW, salvo geradores de fonte hídrica - onde o limite estabelecido em 2015 foi de 3 MW (ANEEL, 2018). Quanto ao sistema de compensação, o prazo para a utilização dos créditos de energia ativa passou de 36 para 60 meses, sendo que este crédito também é válido para unidades consumidoras de mesma titularidade, desde que sejam atendidas pela mesma empresa de distribuição (ANEEL, 2015a). Ou seja, o aproveitamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede não se limita especificamente à unidade geradora na qual o sistema está instalado.

A Resolução nº 687/2015 (ANEEL, 2015a), no artigo 2º, inciso VI, abriu a oportunidade para que múltiplas unidades consumidoras, de consumo energético independente e localizadas em uma mesma propriedade, estabeleçam uma unidade de geração distribuída compartilhada. A energia gerada é dividida internamente sob acordo dos condôminos do empreendimento. Já no inciso VII, do artigo 2º, a referida Resolução (ANEEL, 2015a) trata da geração compartilhada essencialmente em uma variação da situação anterior. Este segundo caso, porém, refere-se a usinas de micro/minigeração distribuída posicionadas em um local distinto das unidades consumidoras nas quais a produção de energia elétrica deve ser compensada.

Na Figura 2.10 se observa um crescimento acumulado expressivo do começo de 2015 a 2018, saindo de 20 MW e chegando em 414 MW.

Figura 2.10 - Evolução da Geração Distribuída (GD) no Brasil



Elaborado pelo autor. Fonte: EPE (2018).

A contribuição trazida pela regulamentação fica evidente quando se analisa os dados referentes à potência instalada de UFVs no modelo de geração distribuída, ou seja, usinas de até 5 MW nominais.

2.5 Software OpenDSS

O *OpenDSS*[®] é uma ferramenta de simulação no domínio da frequência que permite modelar sistemas elétricos e realizar análises de qualidade e planejamento energético (DUGAN *et al.*, 2018).

Em 2004, o *software* foi adquirido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), que estava se dedicando ao fomento de estudos da inserção da geração distribuída em redes de distribuição. Em 2008, a EPRI lançou o *OpenDSS*[®], programa de licença livre e código aberto. A capacidade de adaptação do programa se tornou um diferencial para a sua utilização em diversos estudos no campo da distribuição de energia elétrica, *Smart Grids* e geração distribuída (CARVALHO, 2014).

Diferente de outros ambientes de simulação de sistemas elétricos de potência, o *OpenDSS*[®] não apresenta interface gráfica para a estruturação e entrada de dados, sendo esta tarefa feita através de scripts de comando elaborados pelo usuário. Dessa maneira, embora a utilização do *software* se torne menos intuitiva, a sua capacidade de adaptação aos diferentes sistemas possíveis de serem trabalhados é muito elevada. A interface *Component Object Model* (COM) permite que o usuário execute as simulações e extraia os resultados utilizando outras linguagens e interfaces de programação, como *MATLAB*, *Python*, *C#*, *R*, entre outros. Ou seja, os atributos analíticos e gráficos dos estudos realizados com o *OpenDSS*[®] se expandem com os recursos de outras ferramentas computacionais (DUGAN *et al.*, 2018).

Anzanello (2016) destaca que o *OpenDSS*[®] possui uma ferramenta para a simulação de unidades de geração fotovoltaica, o *PVSystem Element Model*. Segundo o autor, o elemento permite a modelagem do gerador fotovoltaico através da inserção de dados de irradiância, curvas de eficiência dos módulos e dos inversores. O modelo permite a utilização de sistemas operando com o ponto de máxima potência do módulo (MPPT), simplificando a modelagem de UFVs.

3 METODOLOGIA

3.1 Descrição do Caso e Localização do Circuito

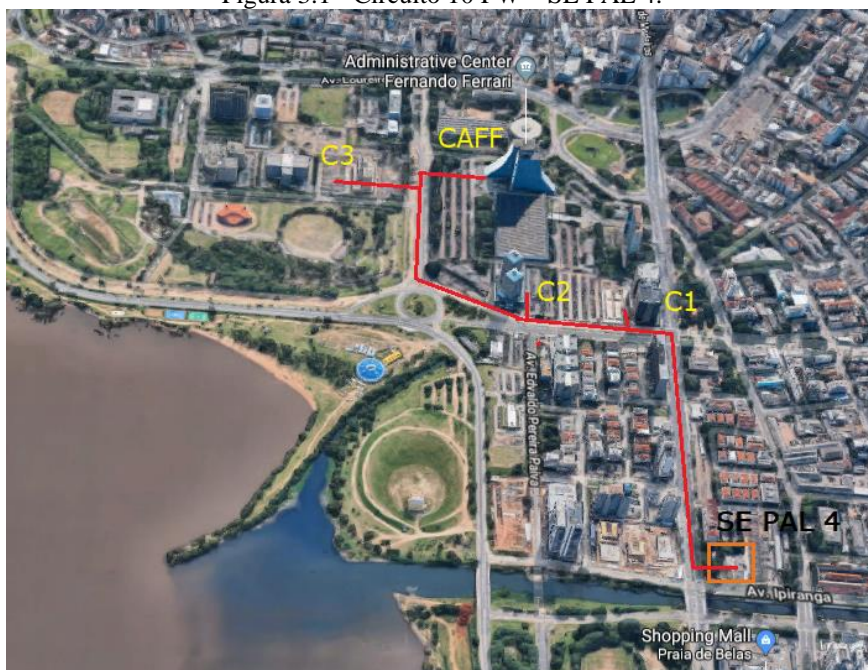
O circuito estudado neste trabalho está localizado na região central de Porto Alegre – RS, e atende 4 clientes do poder público do estado do Rio Grande do Sul através de uma rede de condutores subterrâneos. A alimentação do circuito é proveniente da subestação Porto Alegre 04 (SE PAL 4) localizada na intersecção entre as avenidas Ipiranga e Praia de Belas. Os consumidores são atendidos por transformadores com potência instalada total de 14,5 MVA

Segundo o governo do estado do Rio Grande do Sul, a instalação da UFV ocorrerá por meio de um convênio com a CEEE-D (BARBOSA, 2018.). Entretanto, as características técnicas da instalação não foram divulgadas para a realização do presente estudo. O levantamento feito junto à concessionária mostra que, na emissão da Informação de Acesso (Anexo A) relativa à consulta de acesso realizada para verificar as condições de conexão da usina fotovoltaica à rede de distribuição, a CEEE-D identificou a potência total do empreendimento como sendo de 550 kWp.

Segundo a (CEEE-D), a instalação no Centro Administrativo Fernando Ferrari (CAFF) está conectada ao sistema de distribuição através dos alimentadores 10 PW, como conexão principal, e 11 PW, reserva. Os dois condutores são descritos pela concessionária como sendo de alumínio singelo de 400 mm² (750 kcmil), classe de tensão 15 kV, material A e isolamento 12/20 kV. Já os ramais de entrada, que conectam as unidades consumidoras ao alimentador principal são também de alumínio singelo, porém de 330 kcmil, classe de tensão 15 kV, material A e isolamento P.

A Figura 3.1 a seguir, obtida através de imagens de satélite do Google, indica o traçado do alimentador, assim como os 4 consumidores atendidos nesse circuito.

Figura 3.1 - Circuito 10 PW – SE PAL 4.



Fonte (adaptado): Google Maps (2018).

3.2 Modelagem do Circuito SE PAL04 – 10 PW

O circuito é modelado no *software* OpenDSS levando em consideração que a tensão de operação do alimentador principal do circuito (10 PW) é de 13,8 kV. Além disso, a modelagem considera uma configuração trifásica, com 3 fios, potência de curto circuito trifásico de 241 MVA e potência de curto circuito monofásico de 10,43 MVA. As distâncias do transformador de cada consumidor, até a origem do alimentador principal são exibidas no quadro 3.1. O Apêndice A exibe o código base utilizado para as simulações.

Quadro 3.1 - Distância das Unidades Consumidoras da subestação

Consumidor	Distância 10 PW	Distância ramal	Distância total
C1	500 m	50 m	550 m
C2	750 m	50 m	800 m
CAFF	1250 m	200 m	1450 m
C3	1500 m	150 m	1650 m

Já os dados dos transformadores utilizados em cada instalação são exibidos no quadro 3..

Quadro 3.2 - Transformadores

Transformador	Prim/Sec (kV)	Potência (MVA)	Conexão	Resistência (%)
Consumidor 1	13,8/220	4 MVA	D-Y	0,55
Consumidor 2	13,8/220	2,5 MVA	D-Y	0,55
Consumidor 3	13,8/220	2 MVA	D-Y	0,55
Consumidor CAFF	13,8/220	6 MVA	D-Y	0,55

O carregamento máximo observado por estas unidades pela CEEE-D foi de 24,2% no consumidor C1, tendo todos os outros consumidores máximos históricos sido registrados em níveis inferiores. A tabela 3.1 a seguir apresenta o carregamento máximo observado, no ramal de entrada, em cada uma das unidades consumidoras e a respectiva potência exigida da subestação por cada uma delas em cada consumidor.

Tabela 3.1 - Carregamento Máximo por Consumidor

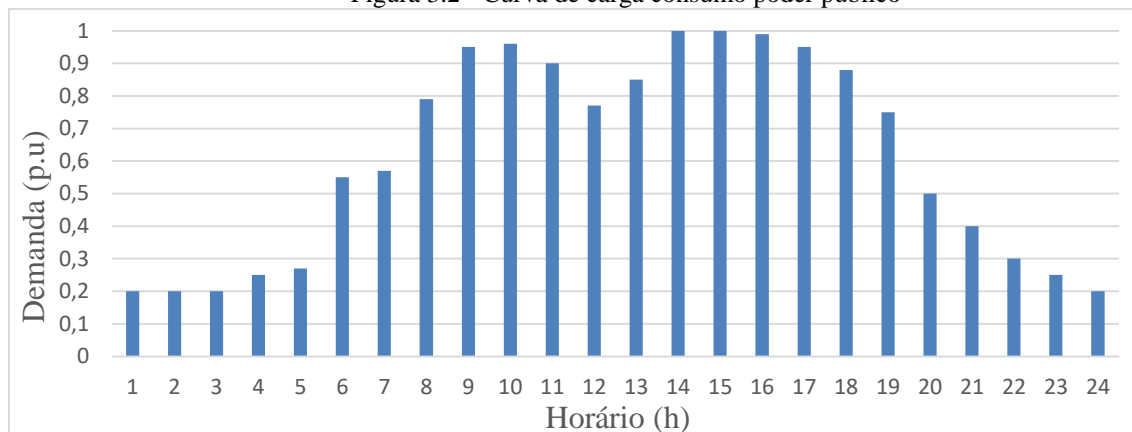
Consumidor	Carregamento (%)	Potência (kVA)	Potência (kW)	Potência (kVAr)
CAFF	14,4	866	786,1	363,2
C1	24,2	967,8	879	405
C2	20,5	512,8	465,7	214,6
C3	11	220,7	200,4	92,4

Fonte: CEEE-D

3.2.1 Curva de Carga

Não foi possível obter as curvas de carga dos consumidores, entretanto, segundo Sanguedo (2008), a curva típica de uma carga de consumo do poder público pode ser caracterizada de acordo com o gráfico da Figura 3.2. Visto que os 4 consumidores do circuito analisado são do governo do Estado do Rio Grande do Sul, este padrão de demanda foi utilizado para caracterizar as 4 unidades consumidores presentes no circuito analisado. A análise foi realizada considerando a mesma condição no verão e no inverno.

Figura 3.2 - Curva de carga consumo poder público



Fonte (adaptado): Sanguedo (2008)

3.2.2 Características dos condutores

As características elétricas dos condutores foram obtidas na literatura. A tabela 3.2 a seguir demonstra os principais parâmetros utilizados nos cálculos para a obtenção da matriz de impedância dos circuitos.

Tabela 3.2 - Parâmetros utilizados na caracterização do circuito.

Parâmetro	10 PW	Ramal
Diâmetro condutor	0,997 in	0,666
Diâmetro nominal cabo	1,790 in	1,390 in
Diâmetro neutro concêntrico	0,102 in	0,064 in
Diâmetro da isolamento	1,4 in	1,18 in
RMG condutor	0,666 ft	0,021 ft
RMG neutro concêntrico	0,033 ft	0,00208 ft
Resistência condutor a 25 °C	0,1390 Ω/mi	0,305 Ω/mi
Resistência neutro concêntrico 25 °C	5,902 Ω/mi	5,902 Ω/mi
Nº de condutores neutro concêntricos	15	18
Resistência equivalente neutro conc. 25 °C	0,393 Ω/mi	0,826 Ω/mi
RMG neutro equivalente	0,0687 ft	0,0541 ft
Resistividade do solo	1000 Ωm	1000 Ωm
Frequência	60 Hz	60 Hz
Distância entre fases	0,149 ft	0,149 ft
ϵ_0 – Permissividade do meio livre	0,0142 μF/mi	0,0142 μF/mi
ϵ_r – Permissividade relativa do meio	2,3 μF/mi	2,3 μF/mi

Fonte: Kersting (2017)

As informações da topologia dos alimentadores e características específicas dos cabos foram obtidas parcialmente junto à concessionária para a realização do estudo. Foi considerada a utilização de cabos com neutro concêntrico, enterrados diretamente no solo, em configuração plana e com um diâmetro de distância entre as fases. A tabela 3.4 indica os resultados obtidos para a matriz de impedâncias do alimentador trifásico 10 PW.

Tabela 3.4 - Matriz de impedâncias do alimentador principal (Ω/mi)

Fase	A	B	C
A	$0,3031 - j 0,1614$	$0,1230 + j 0,0105$	$0,09 - j 0,0304$
B	$0,1230 + j 0,0105$	$0,2789 - j 0,2017$	$0,123 + j 0,0105$
C	$0,09 - j 0,0304$	$0,123 + j 0,0105$	$0,3031 - j 0,1614$

O Apêndice B exibe a matriz de impedância obtida para os circuitos trifásicos dos ramais de entrada, padrão utilizado para os 4 consumidores. A tabela 3.5 exibe os valores calculados para as capacitâncias próprias dos condutores.

Tabela 3.5 - Diagonal principal da matriz de capacitâncias shunt (nF/mi)

10 PW	386	386	386
Ramal	295,6	295,6	295,6

3.2.3 Descrição da UFV

Neste trabalho foi considerada a utilização de 110 strings em paralelo de 18 módulos de 345 W modelo CS3U-345P (CANADIAN SOLAR INC., 2018) com 144 células policristalinas do fabricante Canadian Solar, totalizando 683 kWp. Além disso, considerou-se a utilização de 22 inversores trifásicos de 25 kW, modelo Eco 25.0-3-S (FRONIUS, 2018) do fabricante Fronius International, totalizando os 550 kW previstos pelo convênio.

Conforme observado na Figura 3.3, o local destinado à implementação da usina é sombreado nas primeiras horas da manhã pelos tradicionais prédios do CAFF. Para evitar perdas na produção energética durante esse período, definiu-se um limite no espaço a ser ocupado pelas fileiras de módulos fotovoltaicos e, em paralelo, estimou-se a uma distância de 3,5 m ponto a ponto entre as fileiras. O layout da usina pode ser observado na Figura 3.3 a seguir.

Figura 3.3 - Layout proposto da UFV CAFF



Fonte: Elaborado pelo autor

A simulação de produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico considerado neste estudo, assim como os dados meteorológicos, foram obtidos junto ao *software* PV SYST (PV SYST, 2012). Os dados utilizados para a previsão de operação da usina são referentes à localização do CAFF ($30,04^\circ \text{ S}$; $51,23^\circ \text{ O}$) no município de Porto Alegre – RS. A inclinação determinada foi de 15° para fileiras de 2 módulos em orientação retrato. O quadro 3.3 a seguir indica as principais características do sistema proposto e demais informações estão disponíveis no Anexo B.

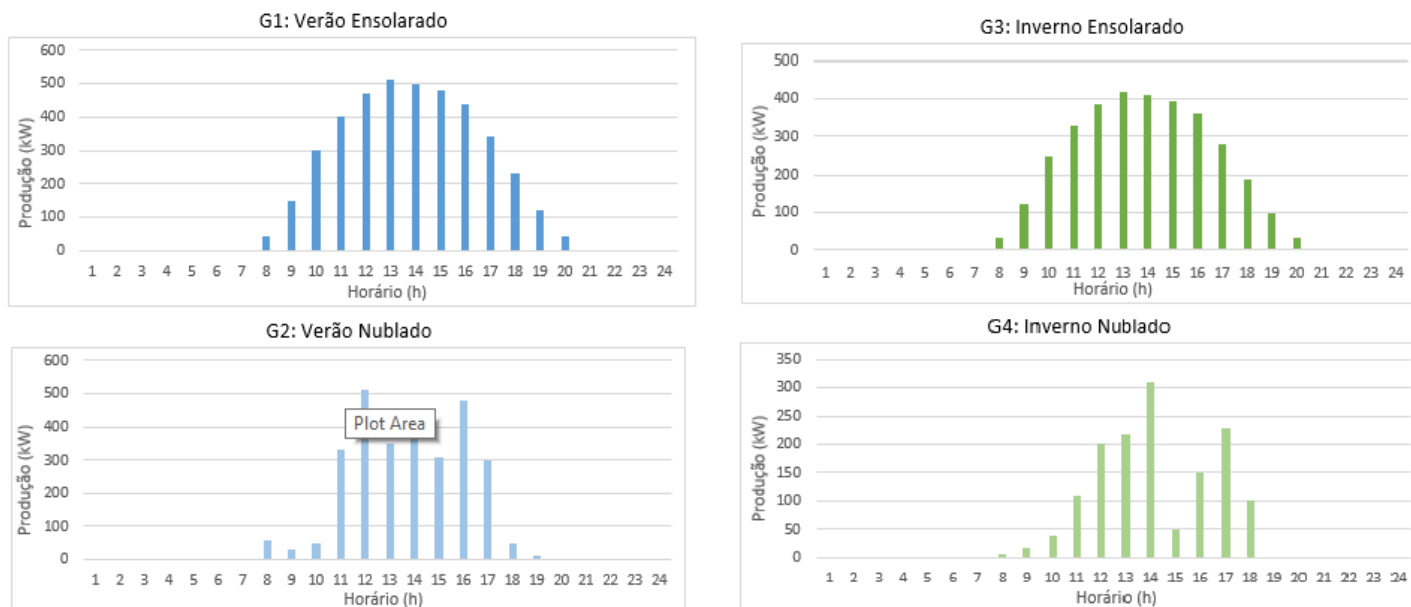
Quadro 3.3 - Resumo das Características do Sistema Fotovoltaico CAFF

Potência total	683 kWp	Inclinação	15°
Módulo	345 Wp	Orientação	Retrato
Potência nominal	550 kW	Direção	Norte
Inversor	25 kW	Irradiação global horizontal média	$138,6 \text{ kWh/m}^2$
Energia entregue à rede	983,5 MWh/ano	Temperatura ambiente média	$20,33^\circ \text{ C}$

3.2.3.1 Curvas de produção de energia

As condições de produção de energia elétrica consideradas neste estudo estão exibidas na Figura 3.4. Os dados foram gerados a partir da modelagem do sistema fotovoltaico no *software* PVsyst (PVSYST, 2012), que utiliza dados meteorológicos históricos para estimar as diversas condições de operação da usina. Foram escolhidas duas situações de céu aberto em dias verão e de inverno, G1 e G3 respectivamente. Além disso, foram selecionadas duas condições de intermitência da incidência solar ao longo do dia, também no verão e no inverno, respectivamente G2 e G4.

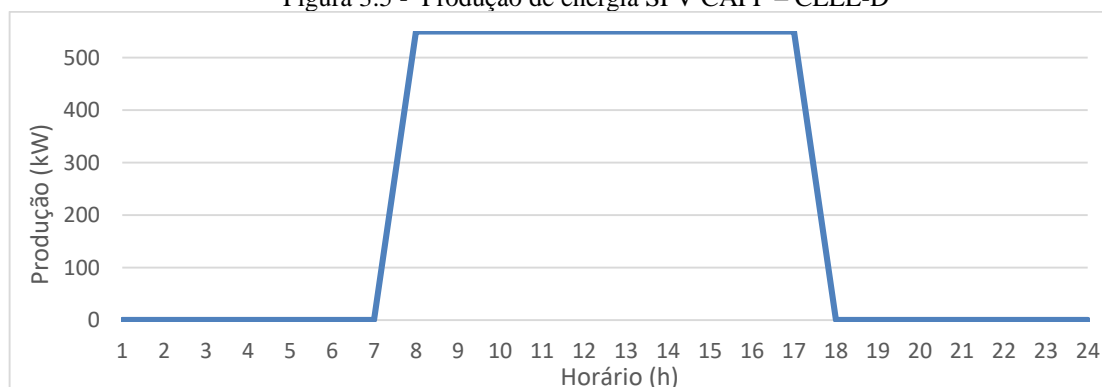
Figura 3.4 - Curvas de produção UFV CAFF.



3.3 Validação do Modelo

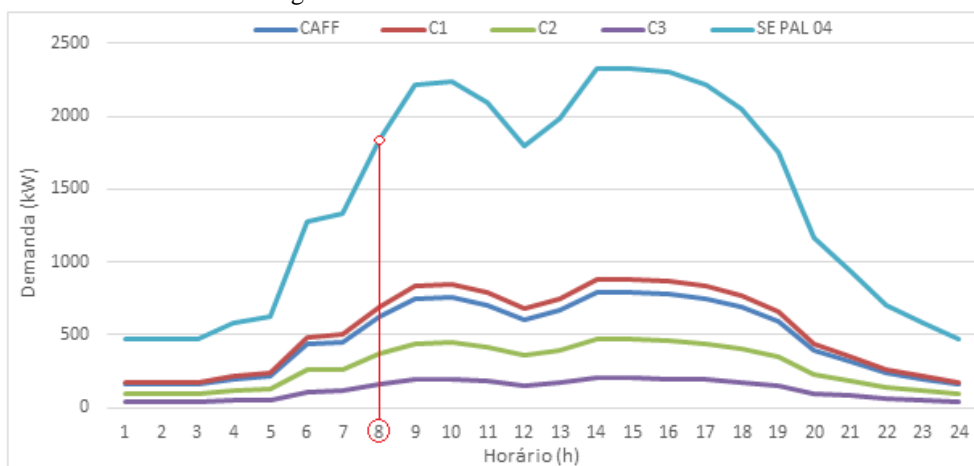
Na informação de Acesso disponível no Anexo A, a CEEE-D apresenta resultados da simulação da inserção do sistema no *software* ANAREDE. Segundo a distribuidora, os alimentadores 10 PW e 11 PW operam em pares, onde o alimentador 10 PW é responsável por todo o fluxo de potência do circuito, reservando o 11 PW para emergências. No documento disponível no Anexo A, é afirmado que: “Para a modelagem da geração foi considerada uma barra PQ com potência de 550+j0 kVA das 08 às 17h e no restante do tempo 0+j0 kVA”. Desta forma, o sistema fotovoltaico modelado para a validação do modelo tem a sua característica de produção diária de energia conforme exibido na Figura 3.5 a seguir.

Figura 3.5 - Produção de energia SFV CAFF – CEEE-D



Para a comparação do circuito modelado com os resultados indicados pela concessionária na análise da rede existente, foi considerada a condição de carga exibida na tabela 3.1. Inserindo a potência (kW), de cada consumidor, no pico da curva de carga apresentada na Figura 3.2, obtém-se a característica de consumo para o alimentador 10 PW, exibida na Figura 3.6.

Figura 3.6 - Curva de demanda SE PAL 04



Segundo a CEEE-D: “A simulação no ANAREDE se deu para o patamar de carga média”. Entretanto, a magnitude referente à demanda nessa condição não foi esclarecida de maneira precisa pela distribuidora. Assumiu-se o patamar de carga média como equivalente à demanda no período das 8h, conforme indicado na Figura 3.6. A concessionária de energia informa ainda, no documento informativo de acesso, o valor da tensão em cada uma das barras nas condições com e sem a existência da geração distribuída (GD) do CAFF. Os valores informados pela concessionária são demonstrados na tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Leitura de tensão nas barras devido a Usina Fotovoltaica CAFF para o patamar de carga média

Barra	Tensão s/ GD (p.u)	Tensão c/ GD (p.u)
C1	0,9955	0,9985
C2	0,9947	0,9977
C3	0,9935	0,9967

Fonte: CEEE-D (Anexo A)

Considerando a curva de carga da Figura 3.6 e as condições de operação da GD da Figura 3.4, a simulação do sistema foi então realizada considerando os seguintes casos:

1. Circuito sem GD
2. Circuito com GD

Para comparar o circuito modelado no *OpenDSS*[®] com os resultados da CEEE-D, o código foi adaptado para a condição monofásica, impedância de sequência positiva e carga equilibrada, que é a condição de modelagem para o Anarede[®]. O quadro 3.4 a seguir exibe a comparação entre os modelos.

Quadro 3.4 - Comparação modelagem monofásica OpenDSS e resultados Anarede

Consumidor	Tensão na barra sem GD (p.u)			Tensão na barra com GD (p.u)		
	OpenDSS	Anarede	Desvio (p.u)	OpenDSS	Anarede	Desvio (p.u)
C1	0,9951	0,9955	0,0004	0,9954	0,9956	0,0002
C2	0,995	0,9947	0,0003	0,9953	0,9949	0,0004
C3	0,9942	0,9935	0,0007	0,9948	0,9938	0,001

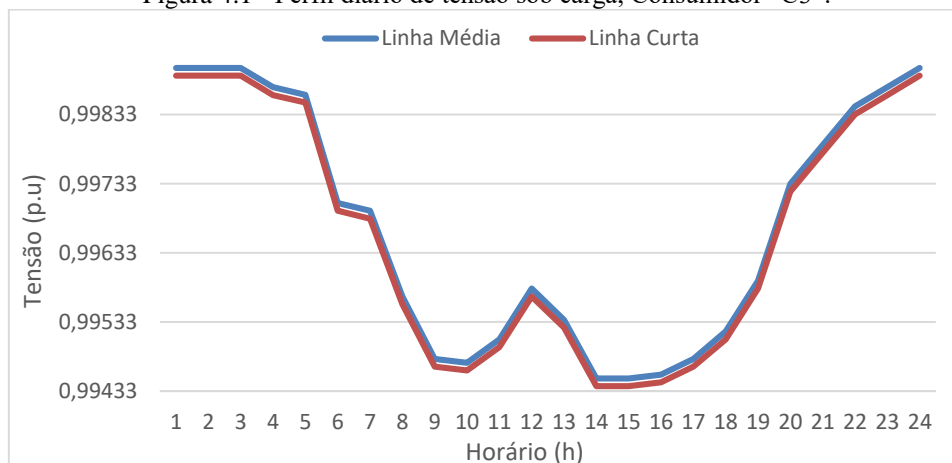
O resultado obtido na simulação indica um desvio médio de 0,0005 p.u para a condição sem GD (1) e 0,0006 pu com GD (2). Ainda, quanto à variação da leitura da tensão na comparação do caso 1 e o caso 2, a CEEE-D observou, em média, um aumento de 0,0002 p.u. Já o circuito modelado teve variação média, entre os dois casos, de 0,00036 p.u, um desvio de 0,00016 p.u em relação ao observado pela concessionária.

4 RESULTADOS

4.1 Modelo de Linha Curta x Linha Média

A influência da consideração da matriz de capacitâncias no perfil de tensão da linha pode ser observada no perfil de tensão do consumidor C3 exibido na Figura 4.1 a seguir.

Figura 4.1 - Perfil diário de tensão sob carga, Consumidor "C3".



Conforme esperado, a inclusão das capacitâncias no modelo de linha média do alimentador elevou o nível de tensão em relação ao modelo de linha curta. O quadro 4.1 indica que, tanto na condição em vazio, quanto na condição sob carga (exibida na Figura 4.1), a variação da tensão lida entre os dois cenários está na ordem de 0,0001 p.u, resultado condizente com o que é sugerido na literatura de Gönen (1988) quando é considerado um alimentador subterrâneo de distribuição extremamente curto.

Quadro 4.1 - Leitura de tensão, modelo de linha média x linha curta

	Vazio		Carga (11 am)	
	Média	Curta	Média	Curta
Vsepa (pu)	1,0001	1	0,9959	0,9958
Vc1 (pu)	1,0001	1	0,9955	0,9954
Vc2 (pu)	1,0001	1	0,9954	0,9953
Vc3 (pu)	1,0001	1	0,9952	0,9951
Vcaff (pu)	1,0001	1	0,9951	0,9950

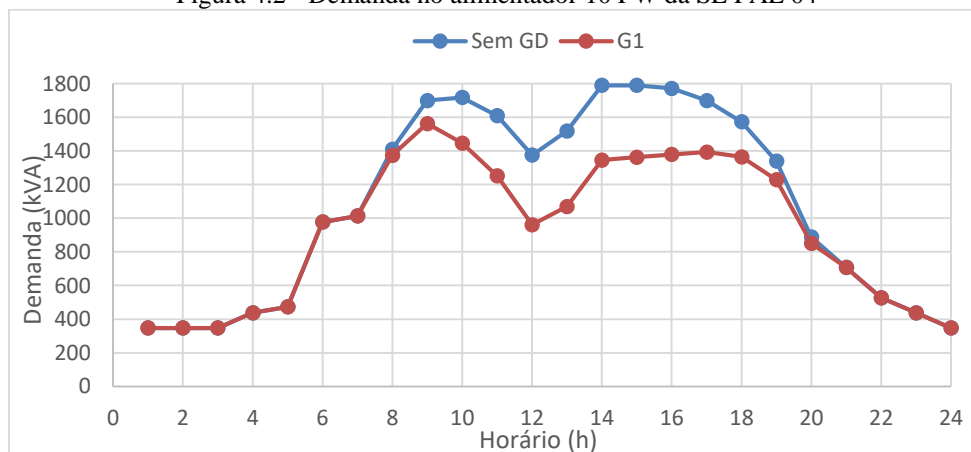
A partir da subseção 4.2, todos os resultados foram obtidos considerando o modelo de linha média.

4.2 Cenário I: Circuito original

4.2.1 UFV CAFF

A influência do funcionamento da UFV CAFF na demanda do alimentador pode ser observada na Figura 4.2.

Figura 4.2 - Demanda no alimentador 10 PW da SE PAL 04



Os resultados exibidos são provenientes do cenário no qual o perfil de carga de cada consumidor tem seu pico de consumo diário em 70% da sua carga máxima histórica (exibida na tabela 3.1). Além disso, foi considerada a condição meteorológica G1.

4.2.2 Variação no perfil de tensão e perdas no alimentador

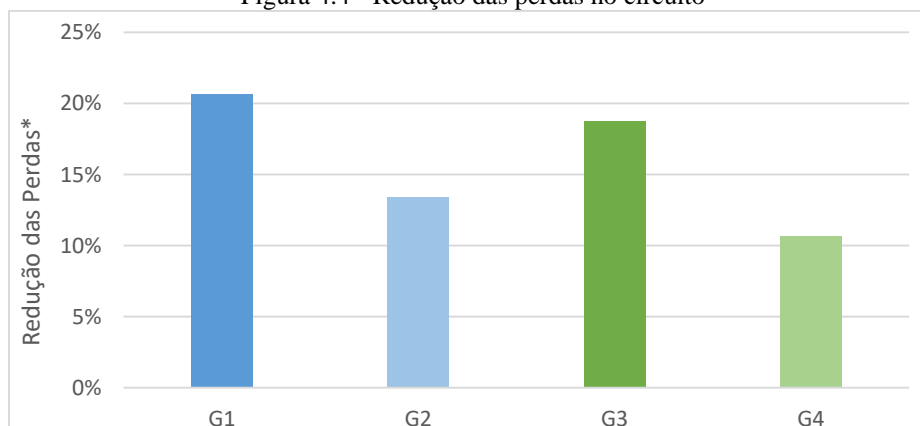
O perfil de tensão no consumidor C3 pode ser observado na Figura 4.3, para cada caso de operação da UFV em comparação com a condição sem a presença da geração distribuída. Se analisado o horário das 14h, a redução da queda de tensão devido à operação da UFV é de 0,1% no cenário G1 e 0,06% no cenário G4. Cabe ressaltar que na condição “Sem GD”, ao longo do dia a variação máxima da tensão no consumidor C3 é de 0,44%, e ocorre na comparação da leitura nos horários da meia noite e 14h.

Figura 4.3 - Perfil de tensão Consumidor C3, com e sem a presença da UFV - CAFF.



As perdas totais no circuito sob a condição de carga analisada, ao longo de 24h, contabilizam 50 kWh. A operação da UFV que obteve a maior redução nas perdas foi a G1, que diminuiu em 20,66% o total desperdiçado em um dia de operação, e corresponderia a 6,222 MWh ao longo de um ano. A Figura 4.4 ilustra a redução obtida em cada um dos cenários.

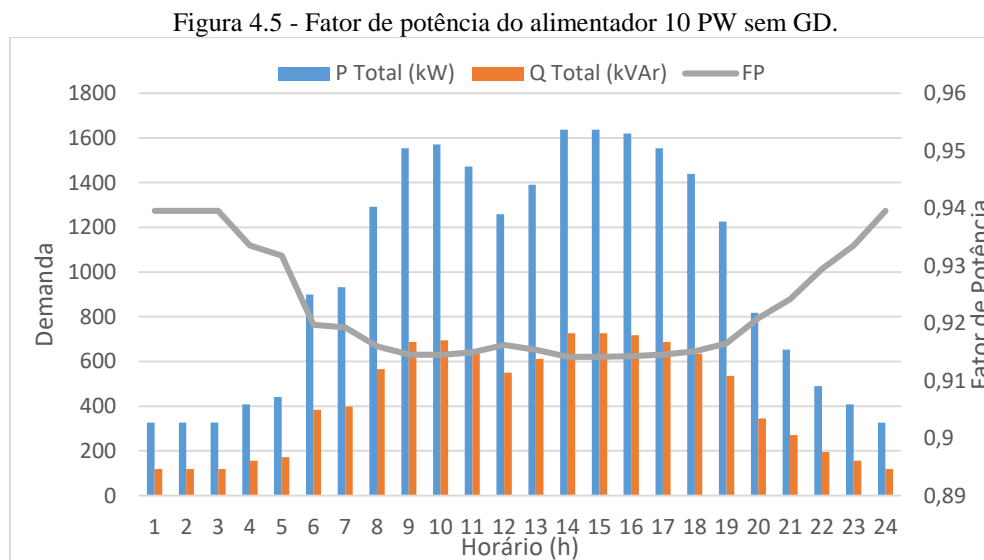
Figura 4.4 - Redução das perdas no circuito



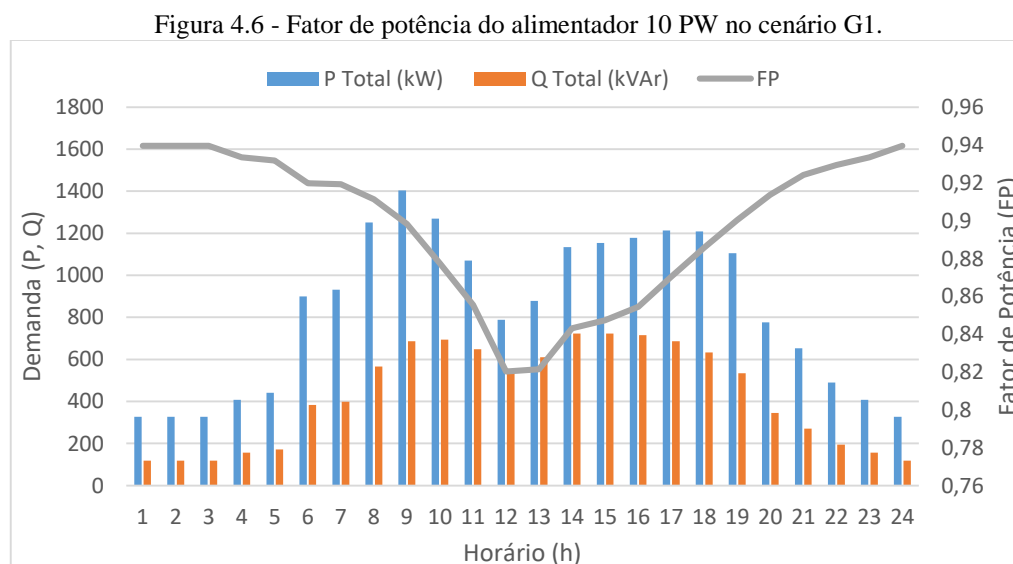
*Em relação ao caso “Sem GD”.

4.2.3 Fator de potência no alimentador

Considerando que a operação dos inversores da UFV ocorra com fator de potência unitário, essa estará atendendo apenas a demanda de potência ativa do consumidor autoprodutor e eventualmente dos consumidores adjacentes. A Figura 4.5 exibe o comportamento do fator de potência ao longo de um dia de operação sem a presença da geração distribuída.



Com esse regime de produção de energia, a demanda do alimentador será afetada pela usina apenas no que se refere à potência ativa. Dessa maneira, quando em operação, a UFV reduz o fator de potência do alimentador. Considerando a condição de operação G1, no seu pico de produção de eletricidade, às 12h, a usina levou o fator de potência do alimentador ao patamar de 0,82, uma redução de aproximadamente 10% em relação ao cenário sem GD. A Figura 4.6 exibe o comportamento do fator de potência e da demanda de potência ativa (P) e reativa (Q) no alimentador no cenário G1.



4.3 Cenário II: UFVs adicionais nos consumidores adjacentes ao CAFF

A análise do espaço físico disponível pelos 3 consumidores que estão conectados à SE PAL 04, além do Centro Administrativo (CAFF), através do alimentador principal 10 PW indica a possibilidade de instalar em torno de 300 kW adicionais no sistema. Nessa situação, a potência fotovoltaica total instalada no circuito estaria dividida entre os consumidores da seguinte maneira apresentada na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Ampliação da capacidade de geração fotovoltaica no circuito

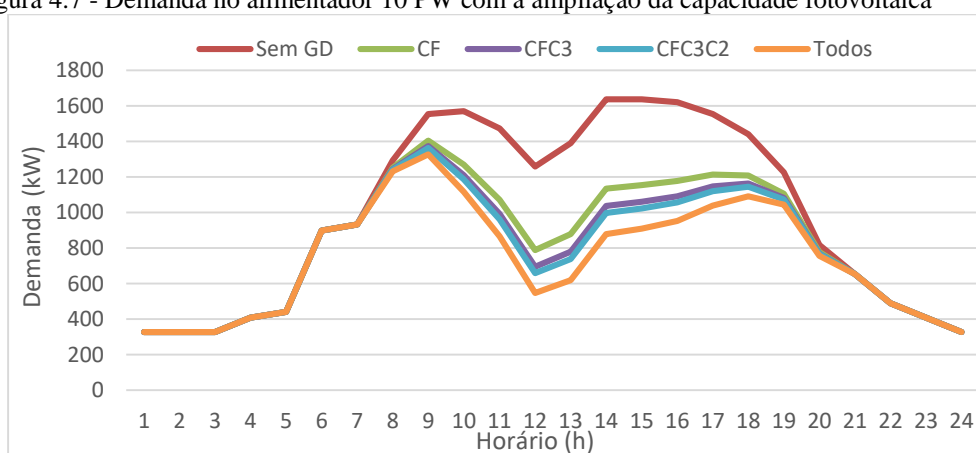
C1	C2	C3	CAFF	Total
142 kW	47 kW	120 kW	550 kW	860 kW

Considerando as cargas originais do sistema, a 70% da sua condição máxima histórica (exibida na tabela 3.1) e a condição de produção de energia de um dia de verão ensolarado (G1), são analisados os seguintes cenários:

1. Geração no Centro Administrativo (CF)
2. Geração no CAFF e no Consumidor 3 (CFC3)
3. Geração no CAFF, C3 e C2 (CFC3C2)
4. Geração em todos os consumidores (Todos)

A demanda do alimentador 10PW para cada uma das simulações é exibida na Figura 4.7.

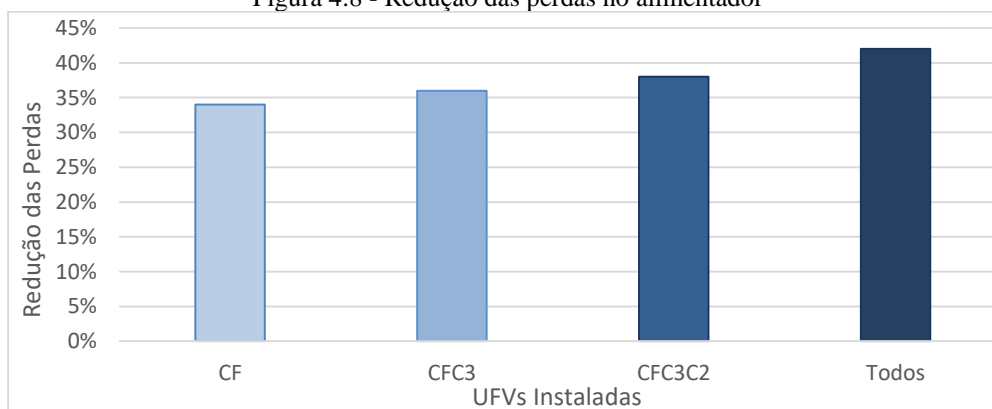
Figura 4.7 - Demanda no alimentador 10 PW com a ampliação da capacidade fotovoltaica



4.3.1 Variação no perfil de tensão e perdas no alimentador

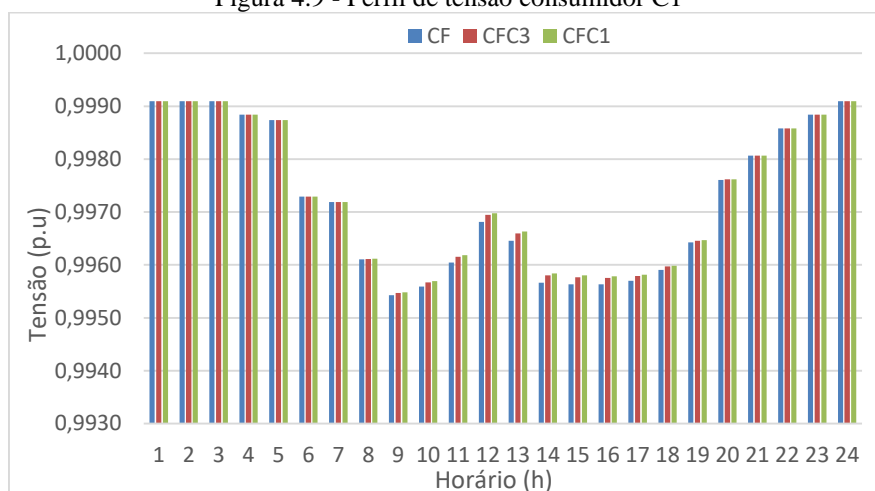
O potencial de redução de perdas no circuito é elevado gradativamente com o aumento da capacidade de geração distribuída operando nos consumidores. Conforme pode ser observado na Figura 4.8, uma redução de 42% nas perdas no alimentador foi observada no caso em que todos as UCs possuíam usinas operando nas suas instalações. A redução foi de 21 kWh/dia, resultando em 29 kWh/dia frente aos 50 kWh/dia desperdiçados no cenário sem GD, economizando aproximadamente 7,665 MWh à concessionária ao longo de um ano (considerando a mesma condição de carga e geração ao longo de todo o ano).

Figura 4.8 - Redução das perdas no alimentador



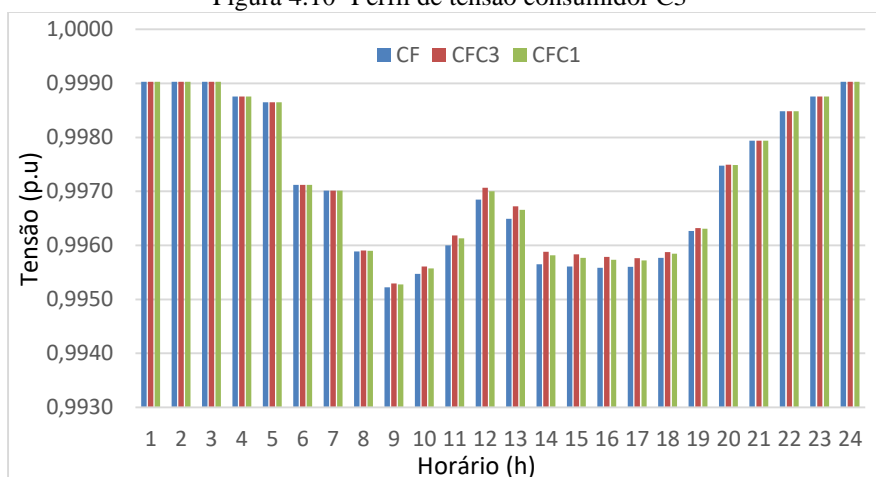
Já o comportamento do perfil de tensão é observado nos consumidores C3 e C1 nas condições de geração máxima, ocorrendo no consumidor CAFF (CF), nos consumidores CAFF e C3 (CFC3) e nos consumidores CAFF e C1 (CFC1). A Figura 4.9 exibe a tensão na barra do consumidor C1 ao longo de um dia de operação.

Figura 4.9 - Perfil de tensão consumidor C1



Na Figura 4.10 é apresentado o comportamento da tensão na barra do consumidor C3.

Figura 4.10 -Perfil de tensão consumidor C3



Quando comparadas as duas situações, observa-se que a tendência é que o nível de tensão seja mais elevado quanto mais próxima é a localização da UFV adicional. Os valores absolutos e relativos desse resultado podem ser observados no quadro 4.1 a seguir. Os valores relativos, na coluna “Variação (%)” se referem a comparação com o caso “Sem GD”.

Quadro 4.1 Variação da elevação de tensão de acordo com a instalação das UFVs adicionais no circuito

UFVs	Tensão C1 (p.u)	Variação (%)	Tensão C3 (p.u)	Variação (%)
Sem GD	0,99554	-	0,99528	-
CFC3	0,99617	0,063%	0,99618	0,09%
CFC1	0,99619	0,065%	0,99613	0,086%

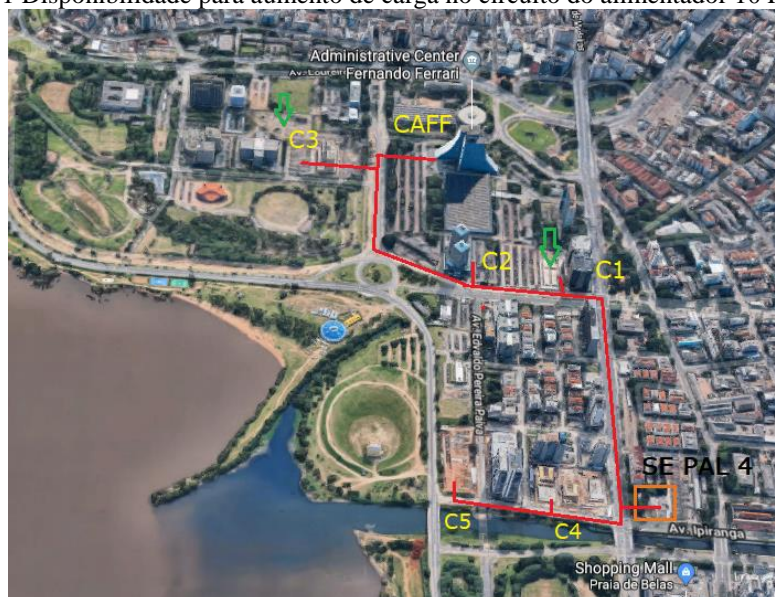
O quadro 4.1 indica que a variação de leitura da tensão devido a conexão da GD foi, em média, 4,75% superior na barra onde a geração está ocorrendo efetivamente. Ou seja, sob condições semelhantes de fluxo de corrente no circuito, a tensão no consumidor C3 sofreu a variação mais elevada, em relação ao C1, com a sua própria geração. O mesmo ocorreu com a tensão no consumidor C1, frente ao C3, no caso em que a produção de eletricidade ocorreu nas suas instalações.

4.4 Cenário III: Aumento de carga no circuito

Se observada a região na qual percorre o alimentador 10 PW, a partir da subestação PAL 04, exibida na Figura 4.11, é possível avaliar algumas áreas com potencial de expansão de carga iminente. Na

Figura 4.11, observa-se dois novos consumidores em amarelo, C4 e C5, e duas ampliações em verde nos consumidores C1 e C3.

Figura 4.11 Disponibilidade para aumento de carga no circuito do alimentador 10 PW



4.4.1 Aumento de carga: 25% da capacidade nominal do cabo

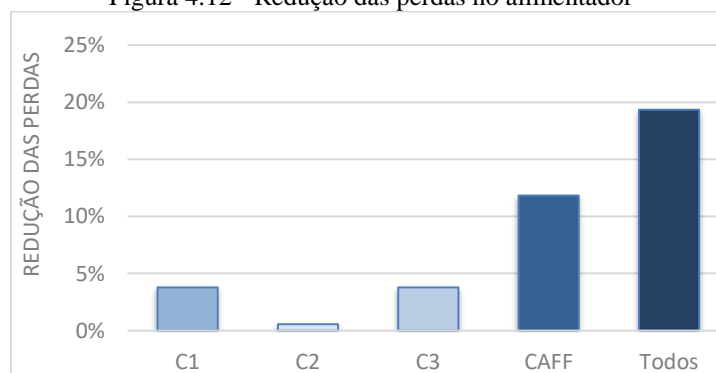
As novas condições de carga considerada nesse cenário são exibidas na tabela 4.3.

Tabela 4.3. Condição de expansão da carga no circuito

Consumidor	Carregamento (%)	Potência (kVA)	Potência (kW)	Potência (kvar)
CAFF	14,4	866	786,1	363,2
C1	24,2	1935,8	1750,2	826,9
C2	20,5	512,8	465,7	214,6
C3	15,5	620,7	560,4	266,7
C4	50	2500	2250	1089,7
C5	25	1250	1125	544,8

Os resultados apresentados na Figura 4.12 são referentes ao caso em que as cargas têm seu pico de consumo diário conforme a tabela 4.3, e todas as UFVs (CF, C1, C2 e C3), quando ativas, operam na condição G1. A redução das perdas no alimentador é observada nos casos em que cada consumidor do circuito original produz a própria energia isoladamente, assim como caso onde todas as UFVs estão operando. A Figura 4.12 exibe a redução das perdas em relação ao caso sem GD.

Figura 4.12 - Redução das perdas no alimentador

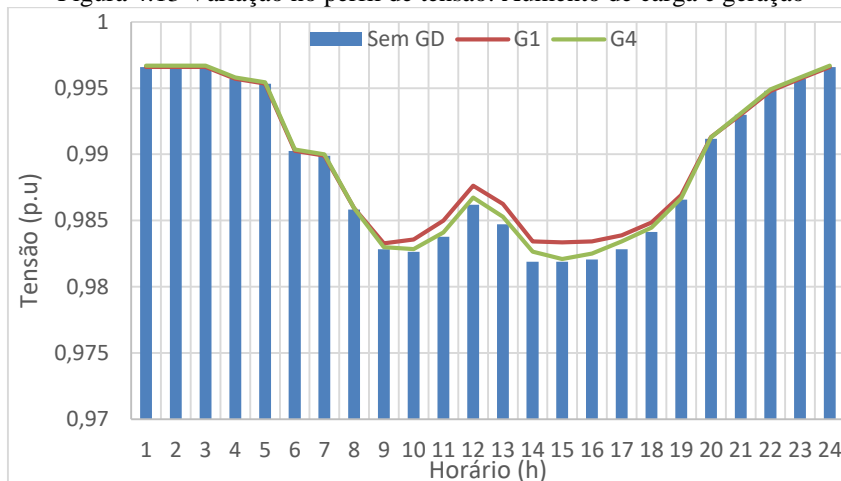


Os resultados da Figura 4.12 indicam que, quanto mais distante da subestação estiver o ponto de GD, maior é a contribuição da instalação para mitigar as perdas no sistema. Isso é observado quando, apesar de ter capacidade instalada menor, a UFV do consumidor C3 apresenta a mesma redução de 3,7% que a UFV do consumidor C1. As perdas observadas no circuito na condição onde todas as UFVs estão

em operação são de 150 kWh/dia, uma redução de 36 kWh/dia, frente aos 186 kWh desperdiçados diariamente na condição do circuito sem GD. Uma diminuição de 19,4% que pode representar uma economia anual de 13,140 MWh para a concessionária.

A variação no perfil de tensão em cada barra do alimentador, com e sem a presença da GD pode ser observada na Figura 4.13.

Figura 4.13 Variação no perfil de tensão: Aumento de carga e geração

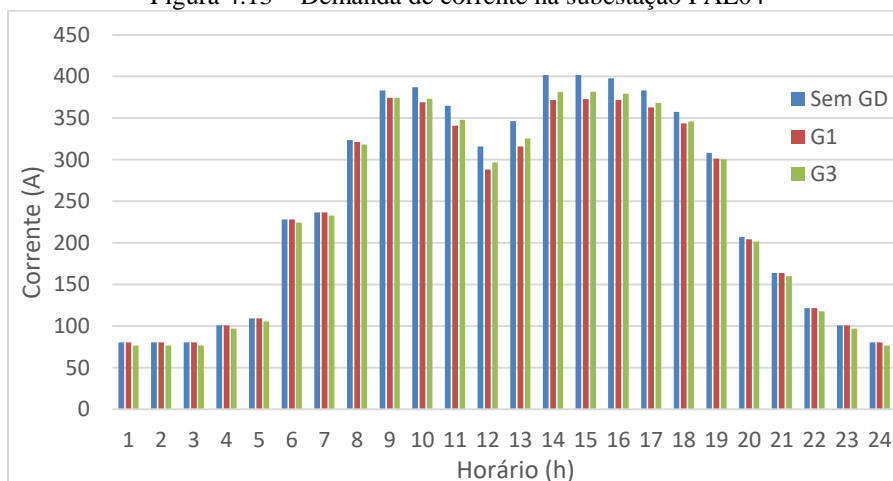


Os dois cenários de geração analisados correspondem às condições G1 e G4 de produção nas usinas. O maior aumento de tensão observado ao longo do dia ocorre às 14h, e foi de 0,16% no caso G1 e 0,08% no caso G4, ambos em relação ao valor observado sem a geração distribuída.

4.4.2 Aumento de carga: 67% da capacidade nominal do cabo

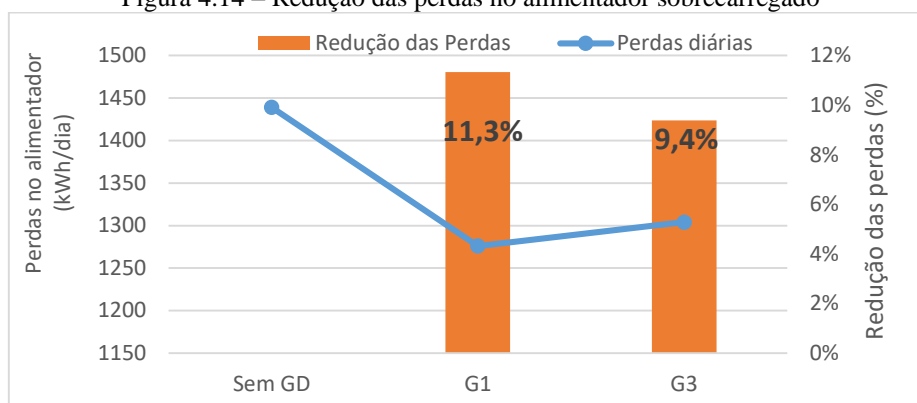
Segundo Kersting (2017), um condutor de 750 kcmil de alumínio singelo tem capacidade nominal de 602 A. Se analisado o circuito com um crescimento de carga de 270% em relação ao considerado na tabela 4.3, obtém-se a demanda de corrente na subestação exibida nas barras azuis da Figura 4.13.

Figura 4.13 – Demanda de corrente na subestação PAL04



A demanda máxima exigida do alimentador 10 PW, na situação de ausência da Geração Distribuída, corresponde a 400 A, aproximadamente 67% da capacidade nominal do condutor utilizado. Quando considerada a operação de todas as UFVs descritas na tabela 4.2, nas condições G1 e G3, o carregamento máximo corresponde a 62% e 64%, respectivamente. Os 3 cenários apresentaram condição de atendimento no limite do adequado para os níveis de tensão, sendo que o caso sem GD obteve a menor leitura, no valor de 0,934 p.u. A redução das perdas no alimentador nesses cenários pode ser observada na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Redução das perdas no alimentador sobrecarregado



Com a operação das UFVs na condição G1, as perdas são reduzidas de 1439 kWh/dia para 1276 kWh/dia, deixando de se desperdiçar 163 kWh diariamente. A diminuição observada, de 11,3%, no circuito com 65% de sobrecarga é proporcionalmente menor àquela do caso anterior, de 19,4%, onde todas as UFVs operavam na condição G1 em um cenário de 25% de carregamento do alimentador. Entretanto, enquanto que no caso anterior eram economizados anualmente 13,140 MWh, neste a economia anual seria de 59,495 MWh.

5 CONCLUSÃO

A produção de eletricidade através da energia solar teve um crescimento de 4300 % de 2007 a 2017, e nesse último ano foi a fonte que teve a maior ampliação de capacidade instalada entre todos os recursos energéticos utilizados para geração no mundo. No Brasil, o grande marco para o desenvolvimento do setor de energia solar foi a resolução normativa 687/2015 da ANEEL, que proporcionou que o país chegasse ao patamar de 1,426 GW instalados em 2018, com 1,012 GW na geração centralizada e 414 MW na geração distribuída. Dessa maneira, a adequação da operação do sistema elétrico se torna fundamental para garantir a qualidade e estabilidade do fornecimento de eletricidade perante a penetração em larga escala da fonte solar na matriz energética brasileira.

Este trabalho analisou os efeitos da produção de energia solar de maneira distribuída em um alimentador subterrâneo trifásico existente no sistema de distribuição da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D). Também foi objeto de estudo a caracterização e dimensionamento da Central Geradora Fotovoltaica (UFV) que está sendo implementada no Centro Administrativo (CAFF) da cidade de Porto Alegre. A UFV terá inicialmente potência de 550 kW e será a maior instalação conectada nos moldes da resolução 482 da ANEEL no sistema da CEEE-D. A usina foi dimensionada com a capacidade de entregar 983,5 MWh/ano à rede elétrica. Além disso, buscou-se avaliar cenários futuros de carga e geração distribuída no circuito, estudando a influência da presença de novas UFVs, assim como novas unidades consumidoras.

O presente estudo modelou o circuito proveniente da subestação PAL 04 no *software* OpenDSS. Os resultados do circuito programado foram comparados frente aos dados de tensão nas barras do alimentador disponibilizados pela própria distribuidora de energia, obtidos através da simulação no *software* Anarede. Os resultados obtidos com a modelagem no OpenDSS apresentaram aderência com as simulações realizadas feitas pela CEEE-D, com erro médio na ordem de 0,0005 p.u na leitura da tensão nas barras de carga sem a presença da geração distribuída e 0,0006 p.u com a produção de energia junto aos pontos de consumo. Além disso, o desvio em relação à variação de leitura dos dados com e sem a GD, foi de 0,00016 p.u acima do observado pela concessionária.

Nos resultados foram avaliados 3 cenários distintos para o circuito estudado. No primeiro deles, considerou-se a condição de carga original dos consumidores e foi simulada a inserção de uma usina de 550 kW nas instalações do Centro Administrativo. A avaliação da operação da Central Geradora Fotovoltaica em condições de céu aberto em um dia de verão (G1), indicou uma diminuição do pico de carga do alimentador de 1,8 MVA para 1,39 MVA, aproximadamente 23% da demanda diária. Ainda, foi observada uma redução de 20% (6,222 MWh/ano) nas perdas do circuito, na mesma condição de operação da usina e de até 0,1% na queda de tensão no horário de máxima demanda.

O segundo cenário acrescentou UFVs nos três consumidores adjacentes, totalizando 860 kW (310 kW adicionais) no circuito, e indicou uma capacidade de redução nas perdas do circuito de 42%, aproximadamente 7,67 MWh/ano. A comparação de diferentes combinações de UFVs operando no circuito apontou uma tendência de maior elevação no nível de tensão do consumidor quanto mais próximo desse estiver o ponto de conexão da geração distribuída, uma vez que parte dessa carga é atendida pela UFV. Especificamente avaliando a variação da geração nos consumidores CAFF, C1 e C3, foi observado um aumento médio de 4,75% na leitura das tensões nos consumidores C1 e C3 quando esses estavam com suas UFVs ativas.

O terceiro cenário considerou o aumento de carga no circuito, em um primeiro momento, carregando o alimentador em 25% da sua capacidade nominal. A análise dos diferentes cenários de UFVs ativas, indicou que quanto mais distante da subestação se encontra o ponto de geração, maior é o seu potencial para reduzir as perdas no sistema. A diminuição das perdas chegou a 19,4% (13,176 MWh/ano) quando avaliada a operação de todas as UFVs na condição G1. Já o aumento de tensão devido a operação de todas as UFVs na condição G1, foi de no máximo 0,16%, não indicando qualquer prejuízo aos indicadores de adequação dos níveis de tensão nas barras dos consumidores. Já a carga de 67% da capacidade nominal do alimentador, apresentou nas simulações sem GD leitura mínima de 0,934 p.u. Além disso, embora tenha apresentado redução relativa das perdas menor do que aquela nos casos anteriores, 11,3%, o impacto observado na mitigação das perdas anuais do circuito foi de 59,495 MWh.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. Seção: Informações Técnicas. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: outubro 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **BIG – Banco de Informações de Geração**. 2018a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: novembro 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2018b Revisão 10, Janeiro de 2018. <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: novembro 2018
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração Distribuída**. 2018c Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: abril de 2018
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Seção: Informações Técnicas. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: outubro 2018.
- ANAZANELLO, J. D. **Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição Utilizando o OpenDSS**. 2016. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia). Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.
- BARBOSA, P., VALDUGA, G. Segunda Maior Usina Solar do RS Será Instalada no Centro Administrativo do Estado. **Governo do Estado do Rio Grande do Sul**. Disponível em: <<https://estado.rs.gov.br/segunda-maior-usina-solar-do-rs-sera-instalada-no-centro-administrativo-do-estado>>. Acesso em: 05 de setembro de 2018.
- CARVALHO, F. B. **Estudo do Simulador OPENDSS**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, 2014.
- CHOJNOWSKI, T., LAPLANTE, D., TRUONG, J. **Reverse Power Mitigation System For Photovoltaic Energy Resources**. 2015. *Major Qualifying Project* (Requerimento parcial para a graduação no curso de Ciências em Eletricidade e Engenharia de Computação). *Worcester Polytechnic Institute*, 2015.
- CANADIAN SOLAR INC. **Specifications KuDymond CS3U-P-FG**. Especificações técnicas. 2018. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/en/new/2018-4-16_Ku-v5.571/Canadian_Solar-Datasheet-_KuDymond_MBB_5BB__CS3U-P-FG__IEC1500V__v5.571_EN.pdf> Acesso em: novembro 2018.
- DUGAN, R., C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, Inc., 2018.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional 2018, Relatório Final (ano base 2017)**. 2018. Ministério de Minas e Energia (MME), Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: novembro 2018.

FRONIUS. **Specifications ECO 25.0-3-S**. Especificações técnicas. 2018. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/comercial/inversor/fronius-eco/fronius-eco-25-0-3-s>> Acesso em: novembro 2018.

HERRERA OROZCO, A. R. **Localização de Falhas Incipientes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Cabos Subterrâneos**. 2017. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2017.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. **Distributed Generation**. Londres, The Institution of Engineering and Technology, 2010.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Taylor & Francis Group. New York, 2017.

MATHER, B., NEAL, R., **Integrating High Penetrations of PV into Southern California: Year 2**, Austin, Texas, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012.

OGATA, H., M., **Análise do Impacto da Geração Solar Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2015. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação). Escola Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2015.

PALUDO, J., A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. Dissertação – (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

PV SYST. **Photovoltaic Software**. Copyright PVsyst SA 2012. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/>> Acesso em: outubro 2018.

RAMOS DE PAULA, G. **Modelagem e Análise Estática de um Alimentador Real da CPFL Paulista**. 2016. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação). Escola Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

SANGUEDO, C. A., OLIVEIRA, A. A., MEDEIROS, P. M. **Determinação das Perdas Técnicas dos Transformadores de Distribuição, com dielétrico líquido, Instalados nas Empresas Concessionárias de Energia no Brasil**. São Paulo, 2008. Relatório Técnico realizado pelo Departamento de Instalações e Equipamentos (DIE) da CEPEL. Eletrobrás. Destinado a International Copper Association Ltd. 2008.

SEGUIN, R., *et al.* **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. Denver, Colorado, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016.

SCHMELA, M., *et al.* **Global Market Outlook for Solar Power / 2018 – 2022**. Relatório técnico elaborado pela *SolarPower Europe, interSolar Europe e Global Solar Council*. 2018.

GÖNEN, T. **Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design**. California State University. Sacramento, Califórnia. Wiley-Interscience Publication. John Wiley & Sons, 2ª edição, 1988.

Von MEIER, A.; **Electric Power Systems: A Conceptual Introduction**. Hoboken, Nova Jersey, John Wiley & Sons, 2006.

ANEXO A – Informação de Acesso: Centro Administrativo Fernando Ferrari

1. Introdução

O processo de acesso ao sistema de distribuição tem suas diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, da ANEEL, mais especificamente no módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, atualmente na sua revisão 7, aprovada pela REN 724/2016 e com vigência a partir de 1º de junho de 2017.

Especificamente para o presente caso, onde o acessante caracteriza-se como minigerador, a Consulta de Acesso é opcional, e uma vez realizada é obrigatória a emissão da Informação de Acesso por parte da distribuidora de acordo com os procedimentos descritos na seção 3.1 do módulo 3 do PRODIST.

Sendo assim, segundo o disposto no módulo 3 do PRODIST, a presente Informação de Acesso é o documento por meio do qual a distribuidora acessada apresenta a estimativa de ponto de conexão do acessante, sem garantia das condições estabelecidas no documento para fins das etapas posteriores.

(..)

3. Dados do Empreendimento

Nome do empreendimento:	CAFF
Código da UC:	Nova unidade consumidora (UC)
Tipo de usina:	Fonte Solar
Potência total da usina:	550 kW
Localização:	Município de Porto Alegre, RS
Coordenadas:	Latitude -30,039934 Longitude -51230028
Ponto de conexão analisado:	AL 10 PW e reserva 11 PW da SE PAL 4
Data prevista para entrada em operação:	01/10/2018
Tipo de comercialização:	Geração compartilhada

(..)

A instalação do CAFF de Porto Alegre está conectado ao sistema elétrico da CEEE-D através dos ALs 10 PW (principal) e 11 PW (reserva), ambos da SE PAL 4. Pelas características operacionais desse sistema, os alimentadores trabalham em pares, a análise foi realizada considerando toda a carga atendida por um único alimentador. Além disso, como não existe supervisão nesses alimentadores, somente folhas de leitura e a indicação da corrente máxima, não foi possível analisar a condição de operação e impacto da conexão da GD em carga leve de final de semana. O condutor predominante do troncal é o alumínio singelo 400 mm² (750 MCM), isolação 12/20 kV, desde a saída da subestação até o cliente. Para a modelagem da geração foi considerada uma barra PQ com potência de 550+j0 das 08 às 17h e no restante do tempo 0+j0.

(..)

A simulação no ANAREDE se deu para o patamar de carga média, considerando a conexão e desconexão da MG. Na Tabela 1 os resultados obtidos para a condição de carga média.

Barra	V _{s/ GD}	V _{c/ GD}	V _{conex.}	V _{desconex.}	Δ V _{conex.}	Δ V _{desconex.}
9252	1,0000	1,0000	1,0029	1,0029	0,29%	0,29%
90000	0,9935	0,9938	0,9967	0,9967	0,32%	0,29%
90001	0,9947	0,9949	0,9977	0,9977	0,30%	0,28%
90002	0,9955	0,9956	0,9985	0,9985	0,30%	0,29%

Tabela 1: Variações de tensão na conexão/desconexão da MG, carga média.

(..)

ANEXO B – Relatório da simulação no *software* PVsyst.

PVSYST V6.75	Tecnova Renovaveis LTDA (Brazil)		19/10/18	Page 1/4																								
Grid-Connected System: Simulation parameters																												
Project :	TCC Rafael Ortiz																											
Geographical Site	Porto Alegre	Country	Brazil																									
Situation	Latitude	-30.04° S	Longitude	-51.23° W																								
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	17 m																								
	Albedo	0.20																										
Meteo data:	Porto Alegre	Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Synthetic																										
Simulation variant :	UF CAFF																											
	Simulation date	19/10/18 18h53																										
Simulation parameters	System type	Unlimited sheds																										
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	0°																								
Sheds configuration	Nb. of sheds	20	Unlimited sheds																									
	Sheds spacing	3.50 m	Collector width	2.00 m																								
Inactive band	Top	0.02 m	Bottom	0.02 m																								
Shading limit angle	Limit profile angle	18.7°	Ground cov. Ratio (GCR)	57.1 %																								
Shadings electrical effect	Cell size	15.6 cm	Strings in width	1																								
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm																								
Horizon	Free Horizon																											
Near Shadings	Mutual shadings of sheds	Electrical effect																										
PV Array Characteristics																												
PV module	Si-poly	Model	CS3U-345P 1500V																									
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.																										
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	110 strings																								
Total number of PV modules	Nb. modules	1980	Unit Nom. Power	345 Wp																								
Array global power	Nominal (STC)	683 kWp	At operating cond.	618 kWp (50°C)																								
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	627 V	I mpp	986 A																								
Total area	Module area	3928 m²	Cell area	3501 m²																								
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S																										
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International																										
Characteristics	Operating Voltage	580-850 V	Unit Nom. Power	25.0 kWac																								
Inverter pack	Nb. of inverters	22 units	Total Power	550 kWac																								
			Pnom ratio	1.24																								
PV Array loss factors			Average loss fraction	0.6 %																								
Array Soiling Losses	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Jan.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Apr.</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>Aug.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dec.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.0%</td> <td>0.1%</td> <td>0.2%</td> <td>0.3%</td> <td>0.4%</td> <td>0.5%</td> <td>0.6%</td> <td>0.7%</td> <td>0.8%</td> <td>0.9%</td> <td>1.0%</td> <td>1.1%</td> </tr> </tbody> </table>				Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%	0.6%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.																	
0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%	0.6%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%																	
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																								
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.3 mOhm	Loss Fraction	0.3 % at STC																								
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC																								
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.0 %																								
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.3 %																								
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP																								
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %																								

PVsyst Licensed to: Tecnova Renovaveis LTDA (Brazil)

PVSYST V6.75	Tecnova Renovaveis LTDA (Brazil)		19/10/18	Page 3/4
Grid-Connected System: Main results				
Project :	TCC Rafael Ortiz			
Simulation variant :	UF CAFF			
Main system parameters	System type	Unlimited sheds		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS3U-345P 1500V	Pnom	345 Wp
PV Array	Nb. of modules	1980	Pnom total	683 kWp
Inverter	Model	ECO 25.0-3-S	Pnom	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	22.0	Pnom total	550 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			
Main simulation results				
System Production	Produced Energy	983.5 MWh/year	Specific prod.	1440 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.84 %		

APÊNDICES

APÊNDICE A

clear

//// Definicao do circuito

New circuit.PAL04PW10 basekv=13.8 pu=1.0 phases=3 bus1=1 Angle=0 MVAsc3=241.6 Mvasc1=10.43

AddBusMarker Bus=1 Code=36 color=Red size=2

//// Modelo de linha

Redirect LinePlana.dss

!Redirect LinhaCurta.dss

//// Linhas

New line.Sepa-Carga1 bus1 = 1.1.2.3 bus2 = 2.1.2.3 length = 0.5 phases=3 units=km linecode=a10PW enabled=yes

New line.Carga1-entrada bus1=2.1.2.3 bus2=10.1.2.3 length = 0.05 phases=3 units=km linecode= aCAFF
enabled=yes

New line.Carga1-Carga2 bus1=2.1.2.3 bus2=4.1.2.3 length = 0.250 phases=3 units=km linecode= a10PW
enabled=yes

New line.Carga2-entrada bus1=4.1.2.3 bus2=11.1.2.3 length = 0.05 phases=3 units=km linecode= aCAFF
enabled=yes

New line.Carga2-CAFF bus1=4.1.2.3 bus2=6.1.2.3 length = 0.5 phases=3 units=km linecode= a10PW enabled=yes

New line.CAFF-entrada bus1=6.1.2.3 bus2=12.1.2.3 length = 0.2 phases=3 units=km linecode= aCAFF
enabled=yes

New line.CAFF-Carga3 bus1=6.1.2.3 bus2=8.1.2.3 length = 0.250 phases=3 units=km linecode= a10PW
enabled=yes

New line.Carga3-entrada bus1=8.1.2.3 bus2=13.1.2.3 length = 0.15 phases=3 units=km linecode= aCAFF
enabled=yes

//// Carac. da carga

Redirect Loadshapes.dss

!Set Emergvmaxpu=1.05

!Set Emergvminpu=0.95

Set Normvmaxpu=1.02

Set Normvminpu=0.98

//// Cargas

!Redirect Cargasvalida // Condição de carregamento para validação do modelo (max. histórica do alimentador)

Redirect Cargas0.dss // Cargas originais do circuito na condição média (70% da carga max. histórica do alimentador)

!Redirect Cargas1.dss // Incremento de 25%

!Redirect Cargas2.dss // Incremento de 50%

!Redirect Cargas3.dss // Incremento de 75%

!Redirect Cargas4.dss // Incremento de 100%

!Redirect CargasMax.dss //

!Redirect CargasVazio.dss // Linha operando em vazio

//// Trafos

New Transformer.C1 phases=3 windings=2 xhl=2

~ wdg=1 bus=10 conn=delta kV=13.8 kva=6000 %r=.55

~ wdg=2 bus=3 conn=wye kV=0.22 kva=6000 %r=.55

New Transformer.C2 phases=3 windings=2 xhl=2

```

~ wdg=1 bus=11   conn=delta kV=13.8 kva=4000 %r=.55
~ wdg=2 bus=5    conn=wye kV=0.22 kva=4000 %r=.55

New Transformer.Ccaff phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=12   conn=delta kV=13.8 kva=2500 %r=.55
~ wdg=2 bus=7    conn=wye kV=0.22 kva=2500 %r=.55

New Transformer.C3 phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=13   conn=delta kV=13.8 kva=2000 %r=.55
~ wdg=2 bus=9    conn=wye kV=0.22 kva=2000 %r=.55

//// PV
// Caso Base
!Redirect PVCEEE.dss

//Cenários
!Redirect PVM510.dss
!Redirect PVO510.dss
!Redirect PVIM420.dss
!Redirect PViO310.dss

//// Tensao base
set Voltagebases= [13.8, 0.22]
CalcVoltageBases

//// Coordenadas
BusCoords Coordenadas.csv

//// Medidor
!New EnergyMeter.mediator element=line.Sepa-Carga1 terminal=1
!New EnergyMeter.mediator2 element=CAFF-Carga3 terminal=1 phasevoltage=yes
New EnergyMeter.m1 line.Sepa-Carga1 1

//// Monitor
New monitor.PotSEPA04 element=line.Sepa-Carga1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.PotCAFF element=transformer.Ccaff terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.vSEPA04 element=line.Sepa-Carga1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.vC1 element=transformer.C1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.vC2 element=transformer.C2 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.vC3 element=transformer.C3 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.vCAFF element=transformer.Ccaff terminal=1 mode=0 ppolar=no
!New monitor.solar element=PVSystem.PV terminal=1 mode=3 ppolar=no

//// Comandos para solução diária
!solve maxcontrol=100
set controlmode=static
set mode=daily stepsize=1h number=24
solve

//// Aquisição de dados
Export monitor PotSEPA04
!Export monitor PotCAFF
Export monitor vSEPA04
Export monitor vCAFF
Export monitor vC1
Export monitor vC2
Export monitor vC3
!Export monitor solar
Export meters

```

APÊNDICE B – Matriz de impedâncias do ramal de entrada às cargas (Ω/mi)

Fase	A	B	C
A	$0,5842 + j 0,2951$	$0,2534 + j 0,2951$	$0,2278 - j 0,014$
B	$0,2534 + j 0,2951$	$0,5764 + j 0,2469$	$0,2534 + j 0,0377$
C	$0,2278 - j 0,014$	$0,2534 + j 0,0377$	$0,5842 + j 0,2951$