

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

IGOR BARBIERI CORDEIRO

**Crédito de Capacidade da Geração Distribuída Fotovoltaica Baseado na
Capacidade de Hospedagem de Redes Elétricas de Distribuição: um
estudo na Cidade Universitária da Universidade de São Paulo**

São Paulo
2022

IGOR BARBIERI CORDEIRO

**Crédito de Capacidade da Geração Distribuída Fotovoltaica Baseado na
Capacidade de Hospedagem de Redes Elétricas de Distribuição: um
estudo na Cidade Universitária da Universidade de São Paulo**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Análise e Planejamento Energético

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

São Paulo
Abril de 2022

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

Ficha Catalográfica

Cordeiro, Igor Barbieri.

Crédito de capacidade da geração distribuída fotovoltaica baseado na capacidade de hospedagem de redes elétricas de distribuição: um estudo na Cidade Universitária da Universidade de São Paulo. /Igor Barbieri Cordeiro; orientador: Ildo Luís Sauer. – São Paulo, 2022.

104 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Energia solar - planejamento. 2. Redes de distribuição de energia elétrica - aspectos econômicos. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: CORDEIRO, Igor Barbieri

Título: Crédito de Capacidade da Geração Distribuída Fotovoltaica Baseado na Capacidade de Hospedagem de Redes Elétricas de Distribuição: um estudo na Cidade Universitária da Universidade de São Paulo.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Presidente da Comissão Julgadora

Dr. Welson Bassi

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Julgamento: _____

Dr^a. Julieta Andrea Puerto Rico

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Julgamento: _____

Prof. Dr. Gilberto Figueiredo Pinto Filho

Universidade Federal Fluminense

Julgamento: _____

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço minha esposa e meu filho pelo apoio incondicional para que eu pudesse me dedicar à pós-graduação e concluir o mestrado.

Agradeço à Universidade de São Paulo pela oportunidade de estudar em tão renomada Universidade.

Agradeço o corpo docente e funcionários do Instituto de Energia e Ambiente pelo apoio em todas as etapas acadêmicas.

Agradeço o meu orientador Prof. Dr. Ildo Luís Sauer e a todos os pesquisadores do Centro de Análise, Planejamento e Desenvolvimento de Recursos Energéticos e em especial: Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues, Dr. Carlos Germán Meza González e Dr. Nilton Bispo Amado pelo apoio durante o mestrado e à Dr^a Julieta Andrea Puerto Rico e Dr. Welson Bassi pelo apoio durante o exame de qualificação e contribuição para que pudesse aprimorar a dissertação e ao Prof. Dr. Gilberto Figueiredo Pinto Filho da Universidade Federal Fluminense.

Agradeço os colegas mestrandos e doutorandos com quem dividi ótimos momentos durante o curso das disciplinas e em especial ao Erick Del Bianco Pelegia pelo apoio em temas relacionados à pesquisa e ao José Carlos Martinez Melero pelo companheirismo e momentos de reflexão.

“[...] And all this movement, from the surging of the mighty ocean to that subtle movement concerned in our thought, has but one common cause. All this energy emanates from one single center, one single source – the sun. The sun is the spring that drives all. The sun maintains all human life and supplies all human energy”

Nikola Tesla (1900)

RESUMO

CORDEIRO, Igor Barbieri. **Crédito de Capacidade da Geração Distribuída Fotovoltaica Baseado na Capacidade de Hospedagem de Redes Elétricas de Distribuição: um estudo na Cidade Universitária da Universidade de São Paulo.** 2022. 104 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

O planejamento centralizado não considera sistemas fotovoltaicos como recursos de capacidade, mas apenas recursos de energia; na geração distribuída isso não é diferente. Regulamentações locais permitiram a geração própria de energia e a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição é vantajosa para consumidores-geradores, pois mecanismos de compensação de energia (medição líquida, por exemplo) reduzem significativamente a cobrança do consumo de eletricidade. Entretanto, à medida que a geração distribuída se expande rapidamente e irrestritamente, descentralizando a geração elétrica, cresce a preocupação dos planejadores, sobretudo das distribuidoras, para os impactos técnicos e econômicos da conexão de sistemas fotovoltaicos.

Um dos objetivos desta pesquisa de mestrado foi determinar o crédito de capacidade da geração distribuída fotovoltaica. Contudo, tal objetivo estaria incompleto se não fosse possível identificar potenciais benefícios da geração intermitente – tais como redução do pico da carga – e eventuais impactos, como elevação de tensão e violação da capacidade de condução de corrente dos condutores nos pontos de conexão. O intuito também foi quantificar restrições ou limites de uma rede de distribuição em média tensão para acomodar tal geração. Os resultados obtidos e a conclusão se referem a um estudo de caso aplicado à Cidade Universitária “Armando de Salles Oliveira” da Universidade de São Paulo, mais especificamente o circuito denominado USP-105 que atende 12 unidades de ensino e pesquisa do *campus*.

O método selecionado para estimar o crédito de capacidade foi o método ‘8.760’ que plota as curvas de duração de carga e duração de carga líquida e aproxima a contribuição de capacidade da geração intermitente com base na diferença de área entre as curvas nas primeiras 100 horas. O método é simples comparado aos métodos probabilísticos e dispensa dados de confiabilidade. Para quantificar os limites de acomodação da rede empregou-se o conceito de capacidade de hospedagem, definindo limites de tensão e corrente no circuito. Adotou-se um método determinístico para se obter a capacidade de hospedagem com simulações de fluxo de potência em que a única variável independente é a capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica.

A capacidade de hospedagem foi obtida por meio de um algoritmo implementado que também simulou o fluxo de potência com dados reais de carga e modelagem da geração distribuída no circuito. Concluiu-se que a capacidade de hospedagem do circuito USP-105 é 103% do pico da carga anual, consideravelmente maior que conhecidas regras práticas estabelecem. A conexão de geração fotovoltaica até o limite de acomodação reduziu o pico da carga em 9% e pode levar até 10 anos para voltar ao nível sem geração distribuída e, portanto, pode ser benéfica tanto para consumidores-geradores quanto para as distribuidoras.

Palavras-chave: planejamento; solar fotovoltaica; crédito de capacidade; capacidade de hospedagem; redes de distribuição.

ABSTRACT

CORDEIRO, Igor Barbieri. **Photovoltaic Distributed Generation Capacity Credit Based on the Hosting Capacity of Electric Distribution Networks: a study in the Campus of the University of São Paulo**. 2022. 104 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Centralized planning does not consider photovoltaic systems as capacity resources, but only energy resources; in distributed generation this is no different. Local regulations allowed local generation and the interconnection of photovoltaic systems to the electrical distribution grid is advantageous for prosumers, as schemes of energy compensation (net metering, for example) significantly reduce the electricity bill. However, as distributed generation expands rapidly and unrestrictedly, decentralizing electricity generation, planners, especially distributors, are increasingly concerned about the technical and economic impacts of interconnected photovoltaic systems.

One of the objectives of this master's research was to determine the capacity credit of photovoltaic distributed generation. However, this objective would be incomplete if it were not possible to identify potential benefits of intermittent generation - such as reduction of peak load - and eventual impacts, such as voltage rise and violation of the current carrying capacity of conductors at the points of interconnection. The intention was also to quantify restrictions or limits of a medium voltage distribution network to accommodate such generation. The results obtained and the conclusion refer to a case study applied to the Cidade Universitária "Armando de Salles Oliveira" of the University of São Paulo, more specifically the circuit named USP-105 that serves 12 teaching and research centers on the campus.

The method selected to estimate the capacity credit was the 8760-based method which plots the load duration and net load duration curves and approximates the capacity contribution of intermittent generation based on the area difference between the curves in the first 100 hours. The method is simple compared to probabilistic methods and does not require any reliability data. To quantify the grid accommodation limits the concept of hosting capacity was used, defining voltage and current limits in the circuit. A deterministic method was adopted to obtain the hosting capacity with power flow simulations in which the only independent variable is the installed capacity of photovoltaic distributed generation.

Hosting capacity was obtained by an implemented algorithm that also simulated the power flow with real load data and modeling of distributed generation in the circuit. It was concluded that the hosting capacity of the USP-105 circuit is 103% of the annual peak load, considerably higher than known rules of thumb establish. Interconnecting photovoltaic generation up to the accommodation limit has reduced peak load by 9% and it may take up to 10 years to return to the level without distributed generation, and therefore can be beneficial for both consumer-generators and distributors.

Keywords: *planning; solar photovoltaic; capacity credit; hosting capacity; distribution networks.*

Lista de Figuras

Figura 1: Modelo tradicional centralizado versus modelo integrado.....	6
Figura 2: Preço do Watt fotovoltaico versus a capacidade acumulada.....	15
Figura 3: Números da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.....	23
Figura 4: Componentes tarifárias compensadas pelas alternativas 0 a 5.....	24
Figura 5: Curvas de geração FV e carga de unidades consumidoras residencial e comercial.....	27
Figura 6: Diagrama simplificado de medição de um sistema FV conectado à rede.....	28
Figura 7: Tarifa média de eletricidade por função de custo.....	31
Figura 8: Capacidade de hospedagem e índices de desempenho.....	34
Figura 9: Mapa de capacidade de hospedagem.....	37
Figura 10: Mapa de disponibilidade de energia fotovoltaica.....	38
Figura 11: Curvas de confiabilidade de um sistema elétrico de potência.....	41
Figura 12: Curvas LDC e NLDC para estimar o crédito de capacidade.....	44
Figura 13: Curvas de duração de carga das unidades consumidoras residencial e comercial.....	46
Figura 14: Curvas de carga e carga líquida da unidade consumidora comercial.....	46
Figura 15: Curvas de duração de carga para a carga agregada.....	47
Figura 16: Modelo genérico de circuito radial.....	49
Figura 17: Representação simplificada de rede com 6 barras.....	50
Figura 18: Diagrama lógico do algoritmo para cálculo iterativo do fluxo de potência.....	55
Figura 19: Diagrama lógico do algoritmo para cálculo da capacidade de hospedagem.....	56
Figura 20: Entrada e saída de dados do algoritmo implementado.....	58
Figura 21: Tensão nas barras da rede teste sem e com GD.....	60
Figura 22: Trajeto do tronco do circuito USP-105 na CUASO.....	62
Figura 23: Diagrama unifilar do circuito USP-105.....	63
Figura 24: Diagrama de barras do circuito USP-105.....	63
Figura 25: Potências ativa e reativa das unidades atendidas pelo circuito USP-105.....	66
Figura 26: Potência ativa, reativa, aparente e média móvel do circuito USP-105.....	68
Figura 27: Potência ativa e reativa do circuito USP-105 na carga máxima e carga mínima.....	69
Figura 28: Distância entre módulos e relação entre área ocupada e área dos módulos.....	70
Figura 29: Potência de saída do sistema FV para cada mês do ano.....	72
Figura 30: Painel de controle para monitorar o circuito USP-105.....	73
Figura 31: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV para carga máxima no limite da capacidade de hospedagem.....	77
Figura 32: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV para carga mínima no limite da capacidade de hospedagem.....	77
Figura 33: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV (concentrada e distribuída) para carga mínima no limite da capacidade de hospedagem.....	78
Figura 34: Postergação de reforço do circuito USP-105.....	81

Lista de Tabelas

Tabela 1: Exemplo de balanço mensal de energia ativa.	29
Tabela 2: Cobrança de energia da unidade consumidora residencial.....	30
Tabela 3: Cobrança de energia da unidade consumidora comercial.	30
Tabela 4: Figuras de mérito dos sistemas FV residencial e comercial.....	31
Tabela 5: Perda de potência obtido pelo algoritmo implementado em VBA.....	59
Tabela 6: Demanda estimada das unidades da CUASO atendidas pelo circuito USP-105. ...	62
Tabela 7: Comprimento e seção dos cabos dos trechos do circuito USP-105.....	64
Tabela 8: Valores adotados para os cabos do circuito USP-105.....	64
Tabela 9: Irradiação média diária e quantidade estimada de luz solar por dia.	71
Tabela 10: Pico da potência ativa em cada unidade do circuito USP-105.....	75
Tabela 11: Capacidade de hospedagem para carga máxima.....	75
Tabela 12: Capacidade de hospedagem para carga mínima.....	76
Tabela 13: Crédito de capacidade das unidades pelo método '8.760'.....	79
Tabela 14: CAPEX e área da GD-FV em cada unidade.....	80

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Considerações Iniciais	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Metodologia	2
1.4. Organização da Dissertação	3
2. REVISÃO DA LITERATURA	4
2.1. Sistemas Elétricos de Potência	4
2.1.1. Requisitos de Energia e Potência para Sistemas de Geração	5
2.2. Figuras de Mérito para Avaliação de Geradores	7
2.2.1. Fator de Capacidade	7
2.2.2. Energia Específica	8
2.2.3. Custo Nivelado da Eletricidade	9
2.2.4. Crédito de Capacidade	10
2.3. A Geração Distribuída	11
2.3.1. Geração Distribuída Fotovoltaica no Mundo	14
2.3.2. Benefícios e Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica	15
2.3.3. <i>Value of Solar</i> : o valor atribuído à energia solar	18
2.3.4. Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil	20
2.3.5. O Sistema de Compensação de Energia Elétrica Brasileiro	23
2.3.6. Conexão e Operação de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos	25
2.4. Capacidade de Hospedagem	32
2.4.1. Conceito e Índices de Desempenho	32
2.4.2. Métodos Determinísticos e Métodos Estocásticos	35
2.4.3. Estudos de Capacidade de Hospedagem	36
2.4.4. Mapas de Capacidade de Hospedagem	36
3. MATERIAIS E MÉTODOS	39
3.1. Métodos para Estimar Crédito de Capacidade	39
3.1.1. Método Probabilístico: Effective Load Carrying Capability	40
3.1.2. Método por Aproximação: Fator de Capacidade	42
3.1.3. Método '8.760'	43
3.2. Método para Análise de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Geração Distribuída	48
3.3. Implementação do Algoritmo em VBA	54
3.3.1. Interface em Excel	56

3.3.2. Teste do Código	59
4. ESTUDO DE CASO: O CIRCUITO USP-105 DA CUASO	61
4.1. Características Elétricas do Circuito USP-105	61
4.2. Levantamento das Cargas Atendidas pelo Circuito USP-105	65
4.3. Geração Distribuída Existente na CUASO	69
4.4. Modelagem da Geração Distribuída Fotovoltaica na CUASO	70
5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	73
5.1. Implementação do Algoritmo para Análise do Fluxo de Potência do Circuito USP-105	73
5.2. Capacidade de Hospedagem do Circuito USP-105	74
5.3. Crédito de Capacidade das Unidades Atendidas pelo Circuito USP-105	79
5.4. Análise Econômica do Circuito USP-105 com Geração Distribuída Fotovoltaica	80
6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	82
7. REFERÊNCIAS	85
APÊNDICE A – MATRIZES BIBC E BCBV DO CIRCUITO USP-105	90
APÊNDICE B – CÓDIGO VBA (ALGORITMO PARA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA)	91

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

A geração distribuída (GD) tem crescido rapidamente no mundo inteiro, muito devido ao drástico declínio de preço dos módulos fotovoltaicos (FV) e o avanço tecnológico. Tal combinação permitiu que a GD encontrasse espaço principalmente entre os consumidores residenciais, rompendo definitivamente com o modelo tradicional do sistema elétrico baseado na geração centralizada (GC).

A geração própria de eletricidade para autoconsumo – baseado na medição líquida de energia – alavancou a instalação de sistemas FV conectados à rede elétrica. Embora viável economicamente para os consumidores-geradores, a GD-FV criou um desafio relevante de planejamento para as empresas distribuidoras de energia elétrica e, em menor grau, para todo o setor elétrico.

A descentralização do sistema elétrico por meio da conexão de sistemas FV às redes de distribuição, entretanto, deve considerar os potenciais benefícios e eventuais impactos da alta penetração de GD-FV com geração intermitente. O crescimento da GD precisa ser sustentável técnica e economicamente enquanto a rede de distribuição fornece energia e potência confiavelmente aos consumidores. Além disso, a GD-FV não pode ser, ao mesmo tempo, uma opção vantajosa para consumidores-geradores e um ônus para os demais consumidores.

Por isso, esta dissertação pretende discutir fatores técnicos e econômicos da GD-FV. A pesquisa considera a contribuição de capacidade (crédito de capacidade), em períodos horários, da GD-FV, notadamente um recurso não despachável e considerado apenas um recurso de energia.

1.2. Objetivos

O objetivo geral desta dissertação é analisar os efeitos da conexão da GD-FV associada a um circuito de média tensão (MT) denominado USP-105, integrante da rede de distribuição da Cidade Universitária “Armando de Salles Oliveira” (CUASO) da Universidade de São Paulo (USP). Os objetivos específicos são:

- a) estimar o crédito de capacidade da GD-FV em unidades selecionadas da CUASO;
- b) quantificar restrições ou limites do circuito de MT USP-105 para acomodar a GD-FV;
- c) identificar potenciais benefícios e eventuais impactos da GD-FV no circuito USP-105.

Apesar da pontualidade da pesquisa acerca do circuito USP-105, o estudo pode ser aplicado em circuitos similares, inclusive na presença de GD proveniente de outros recursos. No entanto, o estudo está limitado ao circuito de MT, sem considerar os efeitos da GD-FV em circuitos secundários de baixa tensão.

1.3. Metodologia

Para atingimento dos objetivos propostos serão discutidos resultados baseados em um estudo de caso. Os dados do estudo são reais e foram coletados pelo Centro de Planejamento Energético (CPLEN) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) ao longo de vários anos, constituindo uma importante série temporal.

Dados reais de potência ativa e reativa de algumas unidades de ensino e pesquisa, atendidas pela rede de distribuição da CUASO, serviram para levantar as curvas de carga das unidades atendidas pelo circuito USP-105, um ramal da rede elétrica que atende parte do *campus*. A geração FV será simulada em cada unidade para se obter a carga líquida horária. Com a curva de duração de carga e a curva de duração de carga líquida será possível estimar o crédito de capacidade da GD-FV aplicando o método ‘8.760’, detalhado no capítulo que trata dos métodos utilizados na pesquisa.

O crédito de capacidade da GD-FV em cada unidade do circuito USP-105 pode ser comparado com as demais unidades e concluir qual a melhor localidade para

instalação, caso exista restrição de investimento. Será possível, também, avaliar o eventual benefício da capacidade e da energia produzida para a rede de distribuição.

Para avaliar as eventuais restrições ou limitações para a penetração da GD-FV, será utilizado o conceito de capacidade de hospedagem (CH) aliado à análise de fluxo de potência com implementação de algoritmo para análise de fluxo de potência em redes de distribuição radiais com GD. O resultado da análise da CH poderá determinar quais os limites para inserção de GD-FV em redes de distribuição, determinando, por consequência, quais os benefícios ou impactos técnicos na rede elétrica em termos de violação de parâmetros elétricos com critérios previamente estabelecidos. A partir da obtenção dos valores de crédito de capacidade será possível analisar o potencial da GD-FV para reduzir perdas técnicas e postergar novos investimentos para reforços ou melhoria da rede.

1.4. Organização da Dissertação

O capítulo 1 traz as considerações iniciais e a motivação da pesquisa; elenca o objetivo geral e os objetivos específicos que a pesquisa pretende alcançar. A metodologia descreve as abordagens e métodos selecionados e aplicados no estudo de caso.

O capítulo 2 é uma revisão ampla da literatura para construir a base conceitual e o raciocínio em torno do tema, pontuando causas e efeitos. Os temas principais revisados neste capítulo são o conceito de sistemas elétricos de potência (SEP); figuras de mérito para análise de geradores (entre elas o crédito de capacidade); a GD propriamente dita, destacando sua definição e origem, e o conceito de capacidade de hospedagem.

O capítulo 3 apresenta os métodos selecionados para estimar o crédito de capacidade da GD-FV, principal objetivo da dissertação. O capítulo inclui também: o método '8.760' selecionado para estimar o crédito de capacidade; um método para análise do fluxo de potência em redes de distribuição com GD; e o algoritmo desenvolvido especialmente para o estudo de caso. O capítulo 4 é o estudo aplicado dos métodos selecionados ao caso da Cidade Universitária da USP, localizado em São Paulo – SP. O capítulo 5 discute os resultados obtidos no capítulo anterior e o capítulo 6 trata da conclusão da dissertação com sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Sistemas Elétricos de Potência

Devido à sua complexidade e para melhor análise e estudos, um sistema elétrico de potência (SEP) é dividido em subsistemas ou fases: geração, transmissão e distribuição. Cada subsistema é um conjunto de equipamentos e instalações destinadas a uma função específica e necessária para o fornecimento de energia elétrica. Normalmente um SEP se desenvolve continuamente com diversas centrais de geração geograficamente próximas dos recursos energéticos que as suprem. Os sistemas de transmissão transportam a eletricidade por meio de longas linhas até os centros de carga, preferencialmente a altas tensões para minimizar as perdas. Posteriormente a tensão é reduzida para que a energia/potência possam ser distribuídas e consumidas com segurança.

Um SEP deve ser muito bem planejado e operado para fornecer energia e potência aos consumidores – onde quer que eles estejam – sem interrupções ou desligamentos. O planejamento de um SEP é um estudo detalhado de curto, médio e longo prazos que estabelece relações de compromisso entre fatores técnicos, econômicos, sociais e ambientais. O planejamento é uma atividade complexa e dinâmica que requer estudo técnico e econômico dos recursos energéticos para expansão da oferta, gerenciamento dos recursos existentes e análise da incerteza da demanda projetada no período. Na operação, o planejamento requer gerenciamento dos recursos disponíveis para garantir o suprimento, ao mesmo tempo que o operador do sistema deve ter flexibilidade para despachar a geração em períodos muito curtos (horas ou minutos) para atender a demanda confiavelmente e economicamente.

O planejamento energético tem o desafio de preparar o setor energético para atender satisfatoriamente a demanda de energia prevista em um dado horizonte temporal, considerando uma visão integrada para a expansão da oferta com diversos recursos energéticos. O planejamento energético deve viabilizar a expansão da oferta de energia com equilíbrio entre os fatores macroeconômicos, estratégicos e socioambientais.

No Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realiza os estudos de planejamento do setor energético e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a atribuição de operar o sistema elétrico. De acordo com o ONS:

“Nem todas as incertezas do planejamento são relevantes para a operação, mas as incertezas da operação devem ser incorporadas no planejamento. O nível da integração entre estas duas atividades é medido facilmente pelo balanço entre o binômio economicidade x confiabilidade, visto que qualquer desintegração nesse processo implica necessariamente em aumento de custos [...]” (ONS, 2017).

Resumidamente, o planejamento da expansão e da operação de um SEP visa atender a carga com a melhor qualidade da energia ao menor custo total possível.

2.1.1. Requisitos de Energia e Potência para Sistemas de Geração

O planejamento da expansão da oferta de capacidade recorre a métodos de confiabilidade, ou seja, capacidade e disponibilidade dos geradores que, em conjunto, poderão atender satisfatoriamente a demanda prevista. Para geradores despacháveis, a disponibilidade do gerador é a probabilidade dele estar disponível quando solicitado a entregar potência ao SEP. A capacidade de geração depende de recursos controláveis como combustível nas termelétricas e água nos reservatórios das hidrelétricas. O despacho dos geradores segue, em princípio, uma sequência econômica (ordem de mérito de custo) para que o custo de geração seja o menor possível.

O crescente uso de fontes renováveis – reconhecidamente não despacháveis – se deve muito à competitividade do custo de geração. Porém, devido à variabilidade e imprevisibilidade de algumas fontes renováveis, os sistemas de geração que dependem destas fontes são geralmente considerados recursos apenas para suprir energia e não capacidade (ABDULLAH et al., 2013). Se por um lado o uso de fontes renováveis e não despacháveis pode contribuir com o fator econômico, por outro, o planejamento considera que oferta de energia das fontes renováveis precisa ser complementada pela oferta de capacidade de geradores convencionais. O planejamento da expansão de capacidade centralizada considera que a geração fotovoltaica implementada centralizadamente não contribui com capacidade quando isolada:

“As fontes eólica e solar fotovoltaica têm se mostrado economicamente mais competitivas relativamente às demais tecnologias candidatas a expansão.

[...] Por outro lado, ampliar maciçamente essa participação na oferta de energia traz desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques.

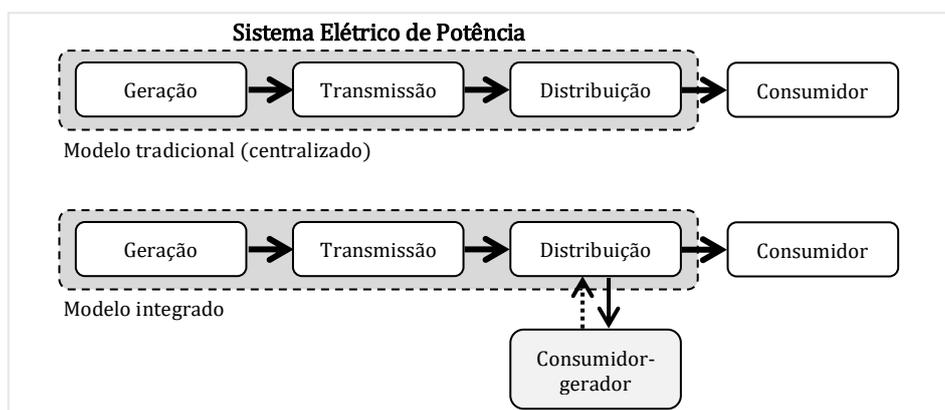
[...] Adicionalmente, tem-se a inovação da análise da contribuição de potência conjunta da eólica e da fotovoltaica, capturando os efeitos da dispersão espacial e complementariedades diárias. Dessa forma, enquanto considerada isoladamente a fotovoltaica resulta em contribuição nula, quando somada à eólica, leva a disponibilidade de potência maior que as somas individuais dessas fontes.” (MME/EPE, 2021, p. 51).

Apesar da contribuição da geração FV centralizada ser considerada nula, a projeção de demanda considera o abatimento da energia FV produzida de forma descentralizada. Desta forma, o planejamento considera algum benefício sistêmico da GD no Sistema Interligado Nacional (SIN):

“A partir das hipóteses da evolução dos indicadores macroeconômicos, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de demanda de energia para todas as regiões do SIN, já incluindo as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da micro e minigeração distribuída.” (MME/EPE, 2021, p. 63).

Apesar da intermitência da fonte e a incerteza para o suprir a demanda confiavelmente, é possível calcular a contribuição de capacidade da geração a partir de fontes renováveis não despacháveis. Porém, como disponibilizam energia a partir de fluxos variáveis, e não de estoques controláveis, sua contribuição de capacidade para o sistema elétrico raramente será igual à sua capacidade instalada (AMADO; PELEGIA; SAUER, 2021).

Figura 1: Modelo tradicional centralizado *versus* modelo integrado.



Fonte: elaborado pelo autor.

O desafio para balancear a geração e a carga confiavelmente com a crescente inserção de geração intermitente também é um problema para o planejamento da distribuição. A capacidade de atendimento da demanda, a confiabilidade e o custo do serviço são três fatores importantes no planejamento e operação do sistema de distribuição (ABDULLAH et al., 2013).

2.2. Figuras de Mérito para Avaliação de Geradores

Figuras de mérito estabelecem relações entre parâmetros próprios de um sistema, dispositivo ou método e são usados para avaliar o desempenho deste e, comparativamente, com outros equivalentes. Duas figuras de mérito bastante comuns e que avaliam o desempenho energético de geradores são o fator de capacidade (FC) e a energia específica. Outra figura de mérito, de ordem econômica, e bastante difundida, é o custo nivelado da eletricidade.

Uma figura de mérito importante para determinar a contribuição de capacidade de geradores, especialmente de fontes intermitentes, é o crédito de capacidade. O crédito de capacidade é relevante para estimar sua capacidade equivalente despachável.

2.2.1. Fator de Capacidade

O FC estabelece a relação entre a energia efetivamente produzida em um certo intervalo de tempo pela energia que poderia ser produzida caso o sistema operasse a plena capacidade durante o mesmo intervalo. O FC é adimensional e normalmente expresso como uma porcentagem da capacidade instalada.

$$FC = \frac{\int_t^{t+\Delta t} P_t \cdot dt}{P \cdot \Delta t} \quad (2.1)$$

Onde P_t é a potência instantânea no tempo t e P é a potência nominal ou capacidade instalada. No caso de sistemas FV, P é a potência nominal em kW¹. O

¹ Nesta dissertação toda menção à capacidade de sistemas FV sempre se referirá, salvo especificação em contrário, à potência nominal em corrente contínua (CC) do seu gerador FV. Contudo, é comum encontrarmos informações de mercado com o termo informal “Watt-pico” (Wp).

cálculo do FC em períodos longos (anual, por exemplo) revela o uso da potência média, resultado da relação Wh/h (quantidade de energia produzida e o tempo transcorrido na geração); 1 MW médio produz 720 MWh em 30 dias e 8.760 MWh em 1 ano. A equação mostra o cálculo simplificado do FC médio.

$$FC_{médio} = \frac{P_{média}}{P} \quad (2.2)$$

Onde $P_{média}$ é a potência média no período considerado e pode ser interpretado como se o sistema de geração ou gerador produzisse energia com capacidade constante igual a $P_{média}$.

Nota-se que a integral deve ser substituída por um somatório nas equações 2.1 e 2.2 caso o tempo seja discreto ao invés de contínuo.

2.2.2. Energia Específica

O conceito de energia específica ou produtividade é adotado para estudar a qualidade dos sistemas que utilizam fontes intermitentes de energia e que, portanto, não podem ser considerados sistemas de geração firme convencional. No caso de sistemas FV é comum expressar a energia específica com o termo *Final Yield* (Y_F) ou produtividade do sistema (ZILLES et al., 2012). A equação abaixo calcula a produtividade.

$$Y_F = \frac{\int_t^{t+\Delta t} P_t \cdot dt}{P} \quad (2.3)$$

A produtividade de sistemas FV pode ser definida como a quantidade de energia produzida por unidade de capacidade instalada (kWh/kW). Y_F também pode ser expressa em horas e interpretada como o tempo equivalente em que o sistema opera à máxima capacidade (ZILLES et al., 2012). Embora a produtividade possa ser calculada para qualquer intervalo, o cálculo anual permite a comparação de sistemas FV de capacidades diferentes e expostos a diferentes níveis de irradiância solar.

2.2.3. Custo Nivelado da Eletricidade

O custo de geração de cada quilowatt-hora de qualquer sistema de geração deve levar em consideração todos os gastos monetários (custos e despesas) desde o seu projeto até o seu descomissionamento. Normalmente esses gastos são classificados em CAPEX (do inglês, *Capital Expenditure*) que envolvem gastos de capital com projeto, equipamentos e instalação e OPEX (do inglês, *Operational Expenditure*) que envolvem gastos fixos e variáveis com a operação e manutenção (O&M, do inglês *Operations and Maintenance*). Para comparar diferentes tipos de tecnologia empregada em sistemas de geração, deve-se usar uma figura de mérito capaz de compatibilizar diferenças com gastos, tempo de vida e quantidade de energia produzida entre elas.

O custo nivelado da eletricidade – LCOE (do inglês, *Levelized Cost of Electricity*) é uma figura de mérito comumente usada para comparar diferentes tipos de geração, nivelando os custos em um formato consistente ao longo de décadas e tipos de tecnologia (RHODES et al., 2017). O LCOE de sistemas FV, por exemplo, envolve todos os seus gastos divididos pela energia produzida durante o ciclo de vida do sistema, normalmente 25 anos. O CAPEX de sistemas FV (em R\$ por kW) é relativamente bem superior ao OPEX, já que não há gastos com combustível e o O&M variável pode até ser nulo.

Existem basicamente dois métodos para cálculo do LCOE. O método descontado (equação 2.4) considera todos os gastos C_y (em R\$) e a energia total produzida E_y (em kWh) a cada ano y . Todos os valores são descontados com taxa r (em % a.a.) para valor presente ao longo de n anos. O resultado é a divisão da somatória dos fluxos monetário e elétrico descontados.

$$LCOE_D = \frac{\sum_{y=0}^n \frac{C_y}{(1+r)^y}}{\sum_{y=0}^n \frac{E_y}{(1+r)^y}} \quad (2.4)$$

O método anualizado (equação 2.5) converte o gasto total em um gasto anual equivalente e constante ao longo de n anos que é, então, dividido pela geração anual média de eletricidade representada pelo denominador $8.760 \times FC_{médio}$.

$$LCOE_A = \frac{(I_{FV} \times FRC) + O\&M_{fixo}}{8.760 \times FC_{médio}} + O\&M_{variável} \quad (2.5)$$

Onde:

I_{FV} é o investimento inicial (CAPEX) do sistema FV instalado em R\$ por kW;

FRC é o Fator de Recuperação do Capital. $FRC = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$, onde r é a taxa de desconto em % a.a. e n o tempo de operação do sistema em anos;

$O\&M_{fixo}$ é o custo fixo de operação e manutenção anual em R\$ por kW;

$O\&M_{variável}$ é o custo variável de operação e manutenção em R\$ por kWh;

$FC_{médio}$ é o fator de capacidade médio do sistema (em %) ao longo de n anos.

O resultado de ambos os métodos é igual se a geração de eletricidade é constante em todos os anos. Para o caso da geração FV, em que a geração pode variar consideravelmente de um dia para o outro, o método 'descontado' é mais adequado. Esse método também é capaz de 'capturar', no tempo, o efeito da degradação de potência dos módulos que tipicamente perdem 20% de capacidade ao longo de 25 anos.

É importante mencionar que o LCOE é o custo da eletricidade produzida e, portanto, compõe o preço final (tarifa) da eletricidade. Entretanto, frequentemente, o LCOE da GD-FV é comparado com a tarifa de fornecimento que inclui a tarifa de energia propriamente dita, a tarifa de transmissão e distribuição, encargos setoriais e perdas.

2.2.4. Crédito de Capacidade

Crédito de capacidade ou valor de capacidade é a contribuição de potência de um gerador para atender confiavelmente a demanda. Em outras palavras, o valor de capacidade é a quantidade equivalente de geração despachável que um gerador poderia substituir (PELLAND; ABOUD, 2008). O valor de capacidade é normalmente expresso em Watts (W); quando é indicado como uma porcentagem da capacidade instalada usa-se o termo crédito de capacidade. Inicialmente, o crédito de capacidade foi estimado para quantificar a contribuição de potência da geração eólica com o intuito de comparar sua geração intermitente com outros tipos de geradores convencionais no planejamento da geração. Por isso, o crédito de capacidade não poderia ser determinado senão por características sistêmicas

desejadas em geradores convencionais: capacidade firme para atender a carga e contribuição para a confiabilidade do sistema de geração.

Alguns métodos estimam o valor de capacidade por meio de métricas de confiabilidade, tradicionalmente utilizadas para o planejamento de sistemas energéticos. A contribuição, dada pelo valor de capacidade, pode ser melhor quantificada usando-se uma medida probabilística de adequação geral de recursos (IBANEZ; MILLIGAN, 2014).

2.3. A Geração Distribuída

O planejamento de fornecimento de energia elétrica, que é tradicionalmente equacionado para a expansão centralizada da oferta, passou a considerar nos últimos anos, o atendimento de parte da demanda pelos Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Custos decrescentes e tecnologias em maturação estão mudando o paradigma de fornecimento de eletricidade baseado na geração centralizada, tradicionalmente a opção de investimento mais econômica e atrativa (COX et al., 2016).

Os RED são tecnologias de geração ou armazenamento de energia elétrica e, na maioria das vezes, estão localizados nas unidades consumidoras (UC) e mais especificamente contemplam, eficiência energética, resposta da demanda, autoprodução não injetada, GD, armazenamento de energia e até veículos elétricos. Alguns RED são denominados recursos ‘atrás do medidor’ (do inglês, *behind-the-meter*) e, se bem aplicados no espaço e no tempo, podem atender parte do consumo local reduzindo picos de carga.

No Brasil, de acordo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, a inserção de RED como opção de atendimento demandará novas práticas de planejamento da expansão, da operação do sistema de geração e das redes elétricas. A contribuição dos RED pode responder por 19% do consumo de eletricidade até 2030, correspondente a 148 TWh (MME/EPE, 2021) e de 32% a 34% em 2050 (EPE, 2018). A Nota Técnica 08/2018 da EPE aponta a relevância dos RED:

“O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente.” (EPE, 2018, p. 11).

Atualmente a GD é o RED que mais cresce no mundo e no Brasil e que definitivamente está mudando a configuração dos sistemas elétricos com o aumento significativo da geração descentralizada, cada vez mais próxima dos centros de consumo. Mas, ao contrário do que se imagina, os primeiros sistemas de geração elétrica eram sistemas de GD instalados diretamente na rede de distribuição, muito próximos da demanda (GONZALEZ-LONGATT; FORTOUL, 2005).

O primeiro serviço energético suprido pela eletricidade foi a iluminação: uma pequena central de geração elétrica atendia de forma dedicada um sistema de iluminação específico. Em 1882, Thomas Edison inaugurou as duas primeiras centrais de geração a carvão do mundo, uma em Londres, na *Holborn Viaduct* e outra em Nova Iorque, a *Pearl Street Station*² (SMIL, 2017). Com esse feito, Edison criou o modelo de geração centralizada que aos poucos foi aprimorado e universalizado. Posteriormente, a lógica dessa indústria se pautou na economia de escala e no monopólio natural. Na década de 1950, a GD era utilizada principalmente como fonte de apoio (*back-up*).

Sistemas FV autônomos ou isolados e, portanto, sem qualquer tipo de conexão com redes elétricas (também chamados de *off-grid*) atenderam necessidades como o bombeamento d'água na aplicação rural e eletrificaram, ainda que com restrições, comunidades pequenas e remotas sem acesso às redes elétricas. Os sistemas conectados à rede elétrica são conhecidos como *on-grid* ou *grid-tie*.

Certamente a GD evoluiu em propósito e várias definições dão significado à sua importância. Ackermann et al. (2001) propuseram uma definição para a GD devido às variações encontradas na literatura e no uso prático do termo. Os critérios analisados foram: o propósito, a localização, a sua classificação, a área de fornecimento da energia, a tecnologia empregada, o impacto ambiental, o modo de operação, a propriedade da unidade de GD e a penetração da GD. De acordo com Ackermann et al. (2001, p. 201) "A geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no cliente (local do medidor)."

Embora essa definição satisfaça uma abordagem simples, existem considerações quanto ao seu emprego simplificado porque a GD, em geral, não é dependente da potência ou nível de tensão elétrica e não é necessariamente sinônimo de uso de fonte renovável (BAYOD-RÚJULA et al., 2005). Apesar das

² A *Pearl Street Station* gerava e distribuía eletricidade em tensão contínua de 110 Volts para consumidores nos arredores.

considerações feitas por Bayod-Rújula et al. (2005), o significado da GD tem se associado cada vez mais aos recursos renováveis, sobretudo pelo emprego de sistemas FV. Assim, emprega-se também o termo GD renovável. Contudo, independentemente da localização, o conceito amplamente aceito é que a GD esteja o mais próximo quanto possível da carga.

Sobre a definição de GD, Pepermans et al. (2005) argumentam que:

“Um dos critérios mais óbvios seria a capacidade de geração das unidades instaladas. No entanto, um breve levantamento das definições ilustrou que não há consenso sobre os níveis máximos de capacidade de geração e a conclusão é que a capacidade de geração não é um critério relevante. O principal argumento é que a capacidade máxima de geração distribuída que pode ser conectada à rede de distribuição é uma função da capacidade da própria rede de distribuição. Como esta última capacidade pode diferir amplamente, não é possível incluí-la como um elemento da definição de geração distribuída. No entanto, isso não significa que a capacidade das unidades de geração conectadas não seja importante. O principal argumento é que a capacidade máxima de geração distribuída que pode ser conectada à rede de distribuição é uma função da capacidade da própria rede de distribuição.” (PEPERMANS et al., 2005, p. 791).

Outra definição, mais recente, é dada pela *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21):

“Os sistemas de energia são considerados distribuídos se 1) os sistemas estiverem conectados à rede de distribuição em vez da rede de transmissão, o que implica que eles são relativamente pequenos e dispersos (como a solar fotovoltaica de pequena escala em telhados), em vez de relativamente grandes e centralizados; ou 2) a geração e distribuição ocorrem independentemente de uma rede centralizada.” (REN21, 2020, p. 254-255).

A GD pode ser implantada usando-se diferentes tecnologias e as unidades de geração devem fornecer, pelo menos, potência ativa. O fornecimento de potência reativa ou outros serviços auxiliares representaria um valor agregado (PEPERMANS et al., 2005).

Apesar dos RED serem de grande relevância para o atendimento da demanda de energia elétrica (especialmente a GD), a pesquisa se concentrou apenas na geração distribuída fotovoltaica conectada à rede elétrica (GD-FV)³.

³ A sigla GD-FV faz referência à implantação do recurso distribuído (GD) por meio da tecnologia FV. O termo gerador FV faz referência ao arranjo de módulos FV. O termo sistema FV faz referência ao conjunto de equipamentos que inclui o gerador FV, o inversor (unidade que converte a potência em corrente contínua para potência em corrente alternada – CC/CA) e os dispositivos de proteção e manobra.

2.3.1. Geração Distribuída Fotovoltaica no Mundo

O potencial técnico⁴ global, ou seja, a quantidade de energia solar que pode ser convertida em eletricidade, é estimado em 366 PWh/ano para sistemas FV acima de 10 kW e de 6 PWh/ano para sistemas FV de até 10 kW (HOOGWIJK, 2004). Esse potencial equivale a 15 vezes o consumo mundial anual de eletricidade de quase 25.000 TWh em 2018 (IEA, 2021). De acordo com a IEA (2019), o potencial técnico global da GD é de pouco mais de 9 TW de capacidade para instalações em telhado (no inglês, *rooftop*).

Globalmente, a capacidade solar FV distribuída deve aumentar em mais de 250% entre 2019 e 2024, atingindo 530 GW. A capacidade de geração FV nos segmentos comercial e industrial está prevista para expandir de 150 GW em 2018 para 377 GW em 2024, com acréscimos de capacidade anuais de 44 GW em 2024. A capacidade solar FV residencial cresce de 58 GW em 2018 para 143 GW em 2024, e as adições anuais de capacidade no segmento residencial devem alcançar mais de 20 GW até 2024. A capacidade *off-grid* deve alcançar 10 GW em 2024 (IEA, 2019). Esse crescimento exponencial nos últimos anos tem motivações bem definidas: redução de custo e regulamentações locais.

Inovações tecnológicas e mudanças no ambiente econômico e regulatório resultaram em um interesse renovado pela GD, especialmente impulsionadas pela liberalização dos mercados e pelas preocupações ambientais (PEPERMANS et al., 2005).

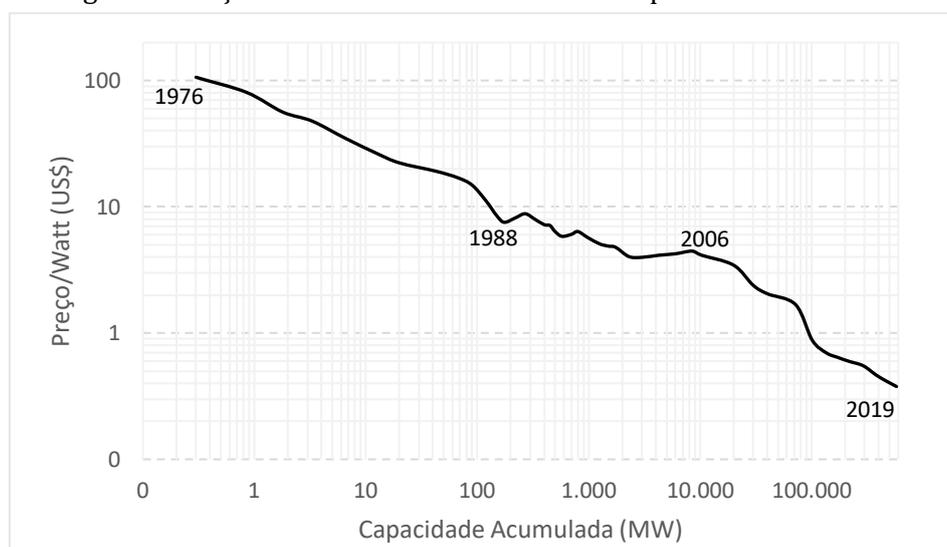
Em 1956 o Watt FV custava US\$ 256, em valor do mesmo ano (FARMER; LAFOND, 2016). A curva de aprendizado dos módulos FV para todas as tecnologias disponíveis comercialmente de 1980 a 2019 mostra que, a cada vez que a produção cumulativa dobrou, o preço caiu 25% (FRAUNHOFER ISE, 2020). De 1976 a 2019 o preço dos módulos caiu em média 20,2% toda vez que a produção cumulativa

⁴ O potencial técnico deriva do potencial geográfico reduzido pelas perdas associadas à conversão de energia (neste caso: eficiência dos módulos FV de 14% e taxa de desempenho* de 75%). O potencial geográfico, por sua vez, é o potencial teórico deduzida das áreas inviáveis para instalação. Considerou-se apenas as instalações *onshore* e apenas sistemas *on-grid*. O potencial teórico é a parcela de energia anual irradiada pelo Sol e interceptada pela Terra. A estimativa leva em conta apenas o potencial de geração FV para aproveitamento do recurso solar sem qualquer outra consequência técnica ou econômica.

* A taxa de desempenho (do inglês, *performance ratio*) global do sistema FV é uma medida comparativa a um sistema ideal e inclui as perdas por fatores exógenos ao sistema como temperatura e sombreamento e fatores intrínsecos ao sistema como perdas na conversão CC/CA, cabos e conexões elétricas.

dobrou (ROSER, 2020), indicando que a redução de preço não se dá com taxa constante.

Figura 2: Preço do Watt fotovoltaico *versus* a capacidade acumulada.



Fonte: elaborado pelo autor com dados de Roser (2020).

A Figura 2 indica preços ajustados em dólar americano de 2019. Em 1976 o preço do watt custava pouco mais de US\$ 106 e em 2019 cerca de 38 centavos de dólar. Os eixos do gráfico estão em escala logarítmica.

Essa vantagem de custos deriva do aprimoramento tecnológico e do ganho de escala e permitiu que unidades de baixíssima potência pudessem ser empregadas, levando a geração de pontos centrais para onde a energia é consumida (geração próximo à carga). A viabilidade econômica de instalações FV de baixíssima potência e regulamentações locais da GD permitiram a geração própria de eletricidade, com forte apelo entre os consumidores residenciais. Contudo, não foi o declínio exponencial do preço dos módulos FV nas últimas décadas *per se* que viabilizou a tecnologia, mas o custo competitivo de cada quilowatt-hora produzido por ela.

2.3.2. Benefícios e Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica

Devido à sua natureza distribuída, a GD está empurrando a geração para as bordas (consumidor final) a partir do centro (geração centralizada) (SEBA, 2014), descentralizando o setor elétrico à medida que cresce o número de consumidores-geradores conectados à rede elétrica. Com o amadurecimento da GD, revisões

regulatórias são constantemente debatidas para o seu crescimento técnico e econômico sustentável, tanto em curto quanto em longo prazo.

Fatores Técnicos

Dentre os benefícios técnicos da GD para as redes de distribuição destaca-se o adiamento de reforços e maior confiabilidade do fornecimento de eletricidade (ABDULLAH et al., 2013). Mas, com o rápido avanço da conexão de sistemas FV às redes elétricas, crescem as preocupações com os impactos destes sistemas, sobretudo nas redes de distribuição de baixa tensão (BT). A alta penetração da GD e a consequente potência elétrica injetada pelos sistemas FV pode resultar em distúrbios nos parâmetros elétricos das redes para além dos limites para os quais a rede foi originalmente dimensionada. As consequências para a rede elétrica podem ser variações de tensão, sobretensão, sobrecarga térmica de condutores e transformadores, variação de frequência, distorções harmônicas, falhas prematuras em equipamentos e mal funcionamento de dispositivos de proteção, prejudicando, portanto, a qualidade da energia elétrica fornecida e o desempenho dos equipamentos elétricos.

Entretanto, se o limite de capacidade de GD for conhecido, de tal forma que a potência injetada não viole parâmetros elétricos da rede, então o impacto para rede de distribuição é mínimo. Este limite existe e pode ser determinado e será detalhado no item 2.4.

Fatores Econômicos

Geralmente quando a GD é regulamentada com medição líquida, a regra é incentivada e a compensação de energia é integral – pelo menos temporariamente – para favorecer o investimento nesta modalidade de geração. Ou seja, cada kWh de energia injetada na rede elétrica se torna um crédito de energia que é abatido do consumo total no fechamento do ciclo de faturamento, reduzindo o valor cobrado. Quando o crédito de 1 kWh tem o mesmo valor monetário que 1 kWh fornecido pela distribuidora, a compensação é dita integral ou *um para um* (1:1). De acordo com Picciariello et al. (2015), os subsídios cruzados surgem quando a medição líquida – conhecida internacionalmente como *net energy metering* (NEM) – combinada com tarifas volumétricas puras, é aplicada. Por meio do crédito que recebem, os consumidores-geradores efetivamente não pagam os custos de uso da rede.

Como resultado, esses custos são transferidos para os clientes sem sistemas FV ou outros sistemas de GD por meio de tarifas mais altas (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2013). Quando isso acontece, as receitas das distribuidoras – gradualmente decrescentes à medida que a GD se expande – são insuficientes para remunerar suas operações; portanto, as tarifas aumentam e atraem mais consumidores-geradores. Em sucessivas iterações, as tarifas se tornam excessivamente caras e o crescimento da GD não é sustentável. Tal fenômeno é chamado de ‘espiral da morte’, conceito conhecido internacionalmente como *death spiral*. O subsídio cruzado, que afeta principalmente os consumidores sem GD, e o desequilíbrio financeiro que a GD pode provocar nas distribuidoras, são os principais argumentos econômicos para que as agências reguladoras não permitam a compensação integral, ou seja, neste caso o valor monetário do crédito de energia deve ser suficientemente menor do que a tarifa local para que não existam distorções tarifárias que sinalizem erroneamente a atratividade da GD.

Argumentos contrários defendem que a GD pode significar capacidade e energia evitada na geração, transmissão e distribuição, especialmente quando os custos marginais são mais elevados para atender picos de demanda. O valor locacional de recursos estrategicamente localizados pode adiar *upgrades* na transmissão e na distribuição (MCALLISTER et al., 2019). Na prática, isso é frequentemente visto em termos do número de anos em que a GD contribui para postergar *upgrades* na rede, normalmente necessários devido ao crescimento da carga (DENT et al., 2013).

Porém, nenhum ou pouco crédito de capacidade é atribuída a geração FV, embora a capacidade efetiva FV possa ser considerável quando há correlação da geração FV com algumas cargas (PEREZ; SEALS; HERIG, 1997). Quantificar essa correlação – chamada de *load matching* – é importante porque está relacionada diretamente com o valor da capacidade (PEREZ; SEALS; STEWART, 1994). Há evidências que sustentam a tese de que qualquer gerador FV, localizado no consumidor, merece receber um crédito pela sua capacidade. Este crédito deve ser proporcional aos ganhos inesperados que a GD-FV fornece à rede (PEREZ, 2006) ou relacionado ao custo de capital associado à postergação da expansão da capacidade da rede (ABDULLAH et al., 2013). Os principais benefícios para as distribuidoras incluem os valores da energia gerada, da capacidade FV, do adiamento da expansão da rede, redução de perdas, além dos benefícios ambientais e da economia com

combustíveis (PEREZ; HOFF, 2008). Em estudo realizado para a *Solar Alliance* e para a *The New York Energy Industry Association*, Perez e Hoff (2008) foram além e concluíram que a GD-FV pode apresentar um benefício líquido para as distribuidoras de Nova Iorque e demais consumidores e que pode ser atribuído valor, tanto para a energia (em \$/kWh) quanto para a capacidade FV (\$/kW). O desafio, portanto, está em identificar, selecionar e atribuir valor monetário aos benefícios e custos da GD. As componentes valoradas compõem um valor total atribuível a GD-FV e este valor é conhecido como VOS – *Value of Solar*.

2.3.3. Value of Solar: o valor atribuído à energia solar

O crescimento da GD-FV, sustentado pela adoção da medição líquida, precipitou o debate sobre como valorar adequadamente a GD-FV e como atribuir, de forma justa e imparcial, os benefícios e custos associados a ela (BLACKBURN; MAGEE; RAI, 2014). Nesta valoração, é fundamental considerar a perspectiva de quem paga pelos custos e de quem recebe os benefícios (HANSEN; LACY; GLICK, 2013), ou seja, as partes interessadas na análise: os consumidores com GD-FV, os demais consumidores (sem GD-FV), as distribuidoras e os contribuintes em geral. A maioria dos estudos sobre o tema identificam diversas fontes de benefícios ou custos associados à GD-FV, embora as metodologias aplicadas sejam diferentes (DENHOLM et al., 2014).

Algumas categorias são amplamente aceitas e reconhecidas como, por exemplo, energia e capacidade, enquanto outras são controversas, por exemplo, benefícios ambientais e criação de empregos (HARARI; KAUFMAN, 2017). Contudo, a formação de uma tarifa baseada no VOS, a ser paga pelas distribuidoras, inclui identificar os benefícios tangíveis e os custos reais que a geração FV proporciona ao sistema elétrico e essa tarifa é uma compensação e não um incentivo ou subsídio (TAYLOR et al., 2015).

As categorias comumente encontradas em estudos de VOS com suas respectivas definições são:

1. Energia: a energia produzida pela GD-FV reduz a geração por outros geradores; a quantidade de energia evitada produzida centralizadamente pode diminuir o consumo de combustíveis e perdas na transmissão entre a

- geração e os pontos de carga, resultando em economia nos custos variáveis de O&M (DENHOLM et al., 2014);
2. Capacidade: a GD-FV pode permitir o aumento de carga local ou substituir a expansão de capacidade da geração centralizada. Para isso, é importante determinar o crédito de capacidade ou valor de capacidade da GD-FV. A contribuição de capacidade da GD-FV para atender confiavelmente a demanda pode adiar investimentos para expandir a capacidade de geração;
 3. Transmissão e Distribuição (T&D): é uma categoria distinta das duas anteriores porque normalmente o seu planejamento (sobretudo na distribuição) também difere dos demais (DENHOLM et al., 2014). Esta categoria associa a GD-FV à potencial redução de custos fixos da infraestrutura de capacidade de T&D. Por um lado, a GD-FV pode aliviar linhas de transmissão e distribuição congestionadas, reduzindo a amplitude do pico da carga e deslocando-o no tempo, e potencialmente postergando investimentos para reforço da rede; por outro, a alta concentração de GD-FV pode antecipar esses investimentos para acomodar os novos geradores distribuídos;
 4. Ambiental: a energia produzida diretamente a partir do recurso solar evita que qualquer outro recurso energético seja necessário, diminui a emissão de poluentes e gases de efeito estufa. Ainda que exista emissão de gases de efeito estufa durante a fabricação e instalação de sistemas FV, ela é comparativamente menor a outras formas de geração e, portanto, um recurso energético mais limpo. O benefício ambiental é ainda mais relevante quando o *mix* de geração elétrica é majoritariamente não renovável. Muitos estudos mencionam os benefícios ambientais da GD-FV, mas valorá-lo continua sendo um dos tópicos mais controversos do VOS (HANSEN; LACY; GLICK, 2013);
 5. Serviços ancilares: a geração FV é intrinsecamente variável, mas a combinação da GD-FV com sistemas de armazenamento pode oferecer flexibilidade à rede, além de outros serviços que permitem o controle ativo dos sistemas para ajudar a manter a estabilidade da rede, isto é, controlar tensão e regular a frequência (O'SHAUGHNESSY; ARDANI, 2020).

A elaboração de uma tarifa baseada em VOS é desafiante porque suas componentes e, conseqüentemente a própria tarifa, dependem da granularidade locacional e temporal definidas para o cálculo. Tarifas mais granulares podem incentivar a instalação de GD-FV quando e onde ela tem mais valor, embora adicione complexidade metodológica (O'SHAUGHNESSY; ARDANI, 2020).

A primeira tarifa baseada em VOS foi implementada pela Austin Texas, uma distribuidora municipal. A tarifa inclui as seguintes categorias: perdas; compras de energia no atacado; capacidade de geração; *hedge* de preço de combustível; capacidade de transmissão e distribuição; e valor ambiental, com custos de combustível evitados constituindo a maior parte do valor (BLACKBURN; MAGEE; RAI, 2014) e pagam mais aos geradores FV do que a própria tarifa residencial.

O VOS pode sinalizar adequadamente onde a GD-FV é mais útil da perspectiva de maximização dos seus benefícios e minimização dos seus custos. Mas certamente existe um limite econômico viável para a inserção de GD-FV. Alta penetração pode significar um aumento exponencial nos custos de integração (PEREZ; HOFF; PEREZ, 2010) e por isso, as distribuidoras podem precisar instituir sinais de preços locais para indicar onde estão as localidades de menor custo para conexão (HOWARD et al., 2012).

2.3.4. Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil

No Brasil, a GD dá um passo importante quando é mencionada na lei nº 10.848 sancionada em março de 2004. A lei dispõe da comercialização de energia elétrica e considera a GD como uma opção de contratação pelos agentes de distribuição, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas.

Em julho de 2004, o decreto nº 5.163 detalha a GD como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes permissionários, concessionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. O artigo 15 do decreto nº 5.163/2004 ainda dispõe que a contratação de energia elétrica de GD pelo agente de distribuição *i)* seja precedida de chamada pública; *ii)* a energia elétrica contratada não exceda a 10% da carga e *iii)* o contrato de compra e venda preveja aquisição de energia no mercado de curto prazo em caso

de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora.

Em abril de 2012 a GD foi ressignificada quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa (REN) nº 482, estabelecendo condições de acesso de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e instituindo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) baseado na medição líquida de energia.

A REN nº 482 permite, portanto, a geração de energia elétrica por unidades consumidoras (UC) para autoconsumo com sistemas de microgeração (até 75 kW)⁵ ou minigeração distribuída (de 75 kW a 5 MW)⁶, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. A MMGD foi incentivada com este ato e, sem precedentes, permitiu o surgimento do consumidor-gerador⁷.

Em novembro de 2015, o regulamento foi aprimorado pela REN nº 687 de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à GD para um número maior de UCs (MME/EPE, 2018). Dentre as alterações efetivadas pela REN nº 687, destacam-se a manutenção do mecanismo fundamental do SCEE originalmente criado pela REN nº 482 em que a energia injetada na rede elétrica pelo consumidor-gerador é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente abatido do consumo. Além disso, a REN nº 687 incluiu modalidades de geração e consumo. Assim, consumidores responsáveis por UC com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas UCs, caracterizada como geração compartilhada ou caracterizada como autoconsumo remoto podem aderir ao SCEE (ANEEL, 2015). A energia injetada, portanto, pode ser compensada por outras unidades de outras titularidades.

No faturamento das UCs participantes do SCEE, deve-se deduzir a energia injetada e o eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/kWh. Mas, deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (ANEEL, 2015). Desta forma, a

⁵ O limite para a microgeração era 100 kW antes da alteração dada pela REN nº 687 de novembro de 2015.

⁶ Para fontes hídricas o limite era 3 MW antes da alteração dada pela REN nº 786 de outubro de 2017.

⁷ O termo prosumidor, uma tradução livre do termo em inglês *prosumer*, também é comumente usado como sinônimo de consumidor-gerador.

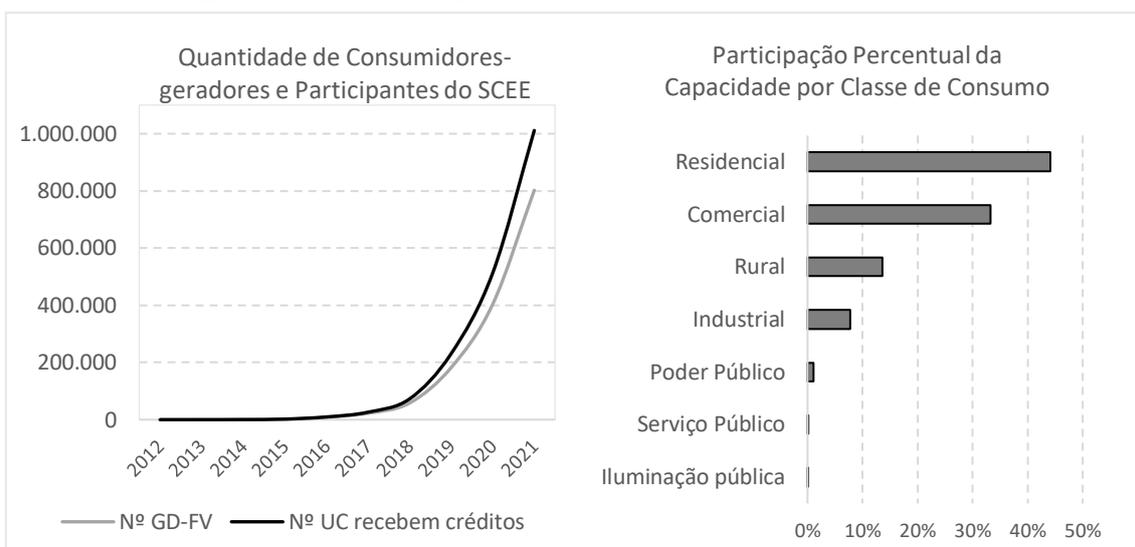
energia injetada assume o mesmo valor da tarifa de fornecimento para os consumidores residenciais e comerciais conectados em BT que são cobrados exclusivamente e volumetricamente pela energia ativa.

A REN nº 687 determinou ainda que a resolução seria revisada até 31 de dezembro de 2019 pela ANEEL. Mais tarde, em outubro de 2017, a REN nº 786 vedou o enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização.

Desde a sua regulamentação em território nacional a GD acumula, até 31 de dezembro de 2021, 802.712 sistemas de microgeração e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis (CGH⁸, eólica, solar FV ou térmica à biomassa). Porém, 802.185 são instalações FV, totalizando 8.755 MW de capacidade instalada no País. Os consumidores residenciais respondem por 77% do total de consumidores-geradores e as instalações comerciais somam 33% da capacidade total de GD. É considerável a quantidade de UCs que recebem os créditos da geração FV: 1.011.361 (ANEEL, 2022). A Figura 3 indica o crescimento da quantidade de consumidores-geradores conectados à rede e os consumidores participantes do SCEE que recebem os créditos de energia (à esquerda) e a participação percentual da capacidade instalada por classe de consumo (à direita).

⁸ Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) são centrais hidrelétricas com capacidade instalada igual ou inferior a 5 MW.

Figura 3: Números da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.



Fonte: elaborado pelo autor com dados da ANEEL (2022).

Segundo o PDE 2027 publicado em 2018, em 2027 haveria 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW. O PDE 2030 revisou a projeção e estimou que a MMGD alcançaria 2030 com capacidade instalada entre 16,8 GW e 24,5 GW, com investimentos entre R\$ 50 bilhões e R\$ 70 bilhões no período. Em um horizonte mais distante, considerando a revisão do SCEE no início da década de 2020, a aplicação de tarifa binômica para novos micro e minigeradores, o crescimento da renda familiar e a queda dos custos das tecnologias, o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 projetou que a GD alcançaria entre 27,7 GW e 49,9 GW em 2050, equivalente a 5,7 GW médio e 10,5 GW médio de energia gerada, respectivamente, sendo 85% da tecnologia FV.

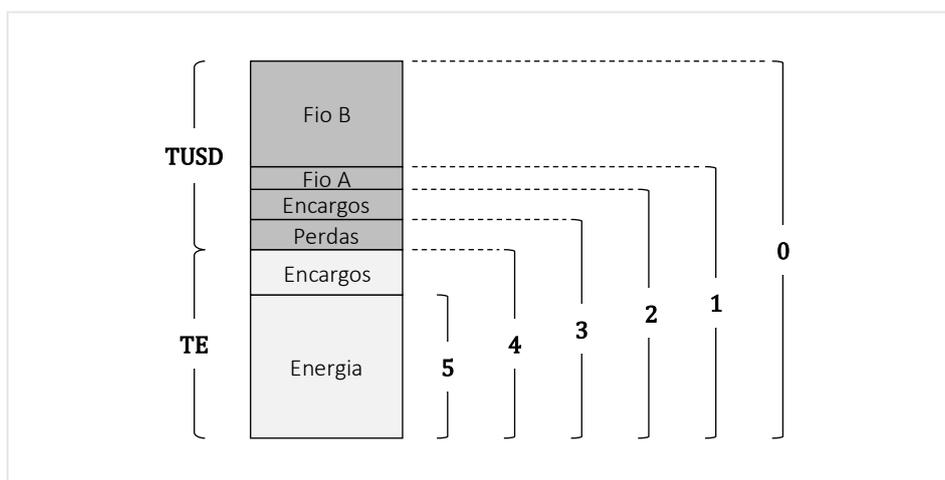
2.3.5. O Sistema de Compensação de Energia Elétrica Brasileiro

Com o intuito de equilibrar benefícios e impactos (principalmente econômicos) da GD, a ANEEL publicou, em 2018, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018. A análise considerou seis alternativas (numeradas da 0 a 5) para revisar o SCEE. Cada alternativa valora a energia injetada considerando-se as componentes tarifárias⁹ que compõem a tarifa de fornecimento. A alternativa 0 corresponde ao modelo atual com abatimento integral. A alternativa

⁹ O relatório de AIR considerou a decomposição tarifária da Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para consumidores do grupo B (tarifa B1 ou B3).

5 compensa apenas a energia produzida pelo consumidor-gerador e, portanto, é a alternativa que menos valora a energia injetada. As alternativas podem ser interpretadas como formas de atribuir custo para a energia injetada, sendo que, na alternativa 0 o custo de injeção é zero e na alternativa 5 o custo de injeção é o maior dentre todas as alternativas.

Figura 4: Componentes tarifárias compensadas pelas alternativas 0 a 5.



Fonte: adaptado de ANEEL (2018).

No relatório de AIR os resultados do estudo mostraram que a manutenção da compensação integral é insustentável economicamente em longo prazo e pode afetar os consumidores que não optaram pela geração própria de energia. Por isso, a ANEEL definiu os cenários de compensação local (geração e compensação no mesmo local) e compensação remota (geração e compensação em locais diferentes) e considerou as seguintes mudanças para cada um deles.

Para a compensação local, consumidores-geradores conectados até 2019 permaneceriam por 25 anos (a partir da data de conexão) nas regras estabelecidas pela REN nº 482, ou seja, com compensação integral das componentes tarifárias (alternativa 0). A partir de 2020, até a potência instalada de 3,365 GW em todo o País, com limite proporcional ao mercado de BT de cada distribuidora, a permanência na alternativa 0 seria por 10 anos, depois se mudaria para a alternativa 1. Após o gatilho de potência mencionado, originalmente esperado para 2025, as novas conexões compensariam diretamente pela alternativa 1.

Para a compensação remota, a compensação integral permaneceria por 25 anos a partir da data de conexão para consumidores já participantes do SCEE. A partir de 2020, até o primeiro gatilho de potência de 1,25 GW (esperado para 2022),

limitado proporcionalmente ao mercado de BT da distribuidora, a compensação permaneceria na alternativa 0 por 10 anos e depois se mudaria para a alternativa 3. Para novas adesões entre o primeiro gatilho e o segundo gatilho de 2,13 GW no País (esperado para 2025), mas limitado à potência local, a compensação seria pela alternativa 1 por 10 anos e depois se mudaria para a alternativa 3. Após o segundo gatilho a compensação seria diretamente pela alternativa 3.

Em outubro de 2019, a ANEEL publicou sua proposta para revisão do SCEE. Para compensação local, os consumidores-geradores já conectados permaneceriam na alternativa 0 até o final de 2030 e depois compensariam pela alternativa 5. Para as novas conexões (a partir da revisão da regra), a compensação seria pela alternativa 2 até o final de 2030 ou até a potência total alcançar 5,9 GW – o que ocorrer primeiro – e depois compensariam pela alternativa 5. Para a compensação remota, os consumidores já participantes do SCEE permaneceriam na alternativa 0 até o final de 2030 e depois compensariam pela alternativa 5. Para as novas adesões, a compensação seria diretamente pela alternativa 5 (ANEEL, 2019a; ANEEL, 2019b).

Em novembro de 2019 foi criado o projeto de lei (PL) nº 5.829 para legislar sobre a MMGD e o SCEE e substituir a REN nº 482. O PL foi sancionado em janeiro de 2022 e se tornou a lei nº 14.300 que institui o marco legal da MMGD e do SCEE. A lei mantém a regra de compensação integral até 31 de dezembro de 2045 para as UCs já participantes do SCEE ou aquelas que solicitarem conexão ou adesão até 12 meses após a data de publicação da lei. Para solicitações após 12 meses da publicação da lei haverá um período de transição de 2023 a 2028 com compensação escalonada. A lei ainda considera que a geração FV é despachável se associada à bateria (armazenamento) com capacidade de pelo menos 20% da geração mensal, porém a capacidade FV fica limitada a 3 MW. A lei também dá prazo de 6 meses ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para estabelecer diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD e prazo de 18 meses para a ANEEL estabelecer os cálculos da valoração destes benefícios.

2.3.6. Conexão e Operação de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos

O acesso de geradores distribuídos (não somente os FV) ao sistema de distribuição é tratado no módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia

Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)¹⁰. A seção 3.7 descreve as etapas para viabilização do acesso, os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, operação, manutenção e segurança, os procedimentos de implementação e vistoria das instalações, o sistema de medição de energia e o relacionamento operacional entre o consumidor (acessante) e a distribuidora (acessada).

A GD-FV é a mais difundida devido a sua modularidade e custo nivelado inferior às tarifas de fornecimento. Para minimizar a cobrança mensal, os geradores FV são dimensionados, na maioria das vezes, para maximizar a geração anual de energia. Portanto, a potência nominal¹¹ do gerador é consequência desse cálculo. A potência, superdimensionada, compensa o baixo fator de capacidade da geração FV (o fator de capacidade está exemplificado no item 2.3.6 a seguir, Tabela 4).

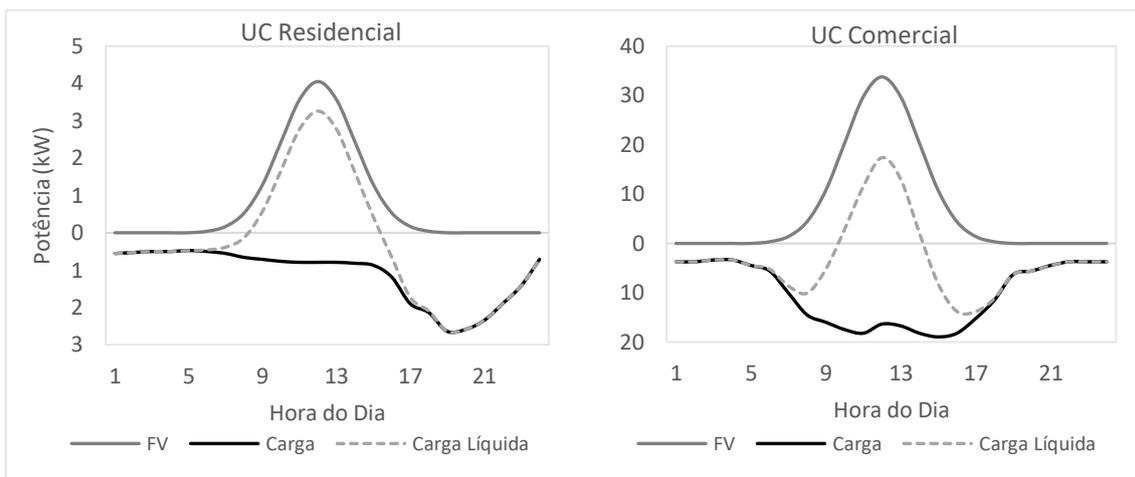
O superdimensionamento da potência, então, resulta em fluxo reverso de potência. A conexão de geradores distribuídos à rede elétrica trouxe uma importante consequência: as redes de distribuição, originalmente projetadas para fornecer potência elétrica unidirecionalmente, a partir da geração centralizada, passam a receber potência elétrica da GD quando há injeção de potência depois da carga já ter sido suprida. Assim, fluxos bidirecionais de potência na rede elétrica de distribuição ocorrem em locais e períodos diversos.

¹⁰ Última revisão vigente desde 1º de junho de 2017 (Revisão 7).

¹¹ Os fabricantes determinam a potência nominal dos módulos em ensaio padronizado denominado STC (*Standard Test Conditions*) em que a irradiância é de 1.000 W/m² com distribuição espectral padrão para AM 1,5 (correspondente a 1,5 vez a massa de ar vertical) e temperatura da célula FV de 25 °C. Como a STC não representa as condições reais de operação, os fabricantes ensaiam os módulos com irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e vento incidente de 1 m/s. A temperatura da célula resultante nestas condições é denominada de NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) e é tipicamente de 45 °C ± 2 °C.

A corrente elétrica do módulo é diretamente proporcional à irradiância e a tensão elétrica é inversamente proporcional à temperatura das células. A potência do módulo FV, então, é diretamente proporcional à incidência de luz solar (e essa, por sua vez, depende das condições meteorológicas) e inversamente proporcional à temperatura das células (dependente da irradiância e da temperatura ambiente imposta pelas estações climáticas).

Figura 5: Curvas de geração FV e carga de unidades consumidoras residencial e comercial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Os geradores FV fornecem potência em corrente contínua e inversores convertem a potência para corrente alternada. O gerador é conjunto de módulos FV, parte do sistema FV que inclui, além do inversor, os dispositivos de proteção e manobra e os cabos. A potência fornecida à UC ou injetada na rede elétrica é proporcional à irradiância solar incidente nos módulos FV. A Figura 5 mostra a carga (em kW) e a potência de saída do inversor de dois exemplos: uma UC residencial (à esquerda) e outra comercial (à direita). As linhas preta, cinza e tracejada indicam a carga da UC, a potência em corrente alternada da geração FV e a carga líquida, respectivamente. Em um dia típico de geração FV, há injeção de potência na rede em certo intervalo de tempo e a área embaixo da linha tracejada até o eixo horizontal é a quantidade de energia injetada¹². Em termos físicos, corrente elétrica flui do sistema FV para a rede com tensão muito próxima (ligeiramente superior) à tensão da rede elétrica.

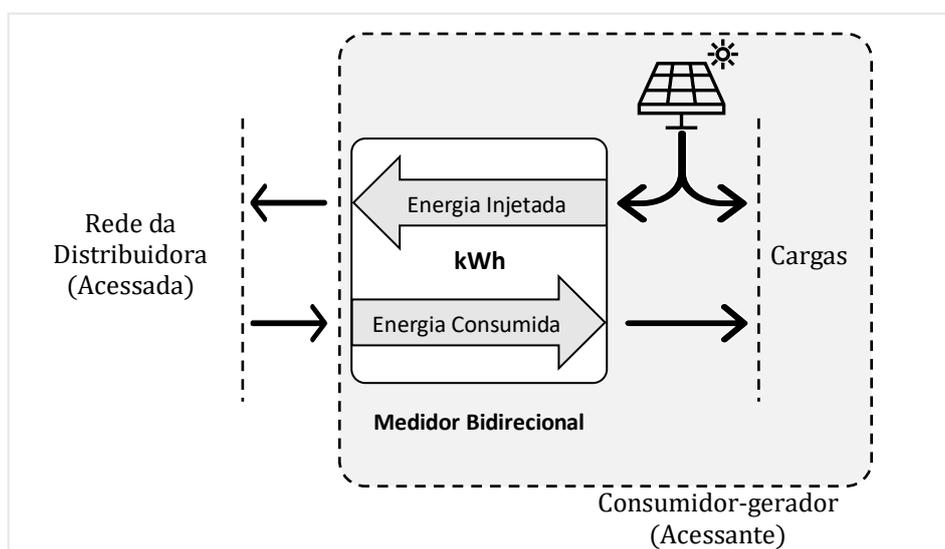
A quantidade de energia injetada pelo sistema FV, entretanto, não é desperdiçada e é medida da mesma forma que a energia fornecida pela distribuidora. Desta complexidade técnica (fluxos bidirecionais de energia) surgiram esquemas de medição da quantidade de energia produzida e não consumida instantaneamente, mas que suprem outras cargas além da fronteira do gerador distribuído. Dois esquemas se destacam: 1) a medição líquida de energia em que a energia injetada é abatida da energia consumida e o resultado (energia

¹² Energia *exportada* é usada como sinônimo de energia injetada.

líquida) é utilizado no cômputo da cobrança; 2) a tarifa de injeção ou *Feed-in Tariff* (FiT) representa o valor em moeda corrente da energia injetada.

Em um ciclo de faturamento mensal, mede-se o montante de energia ativa consumida da rede e injetada nela. O cálculo de medição líquida considera positivo o fluxo de energia ativa suprida pela rede elétrica (energia que entra na UC) e negativo o fluxo de energia ativa injetada na rede elétrica (energia que sai da UC). O mecanismo de compensação estabelece a compensação apenas em kWh de energia ativa entre a distribuidora e as UCs participantes do SCEE. Para quantificar custos e benefícios da geração FV é necessário valorar monetariamente sua energia e potência, principalmente a parcela injetada na rede.

Figura 6: Diagrama simplificado de medição de um sistema FV conectado à rede.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 1 é um exemplo de balanço mensal de energia ativa dos exemplos da Figura 5. O gerador FV da UC residencial é de 6 kW com inversor¹³ de 5 kW e o gerador FV da UC comercial é de 50 kW com inversor de 45 kW. A geração FV dos sistemas foram simulados para a localidade de São Paulo – SP com taxa de desempenho global de 75%. O consumo mensal da UC residencial foi de 800 kWh e a energia produzida totalizou 600 kWh. Entretanto, a medição dos fluxos de energia é efetuada por um medidor bidirecional que registra o consumo da rede de 590 kWh e a energia ativa injetada de 390 kWh. Normalmente, o inversor indica os 600 kWh por meio de um sistema de medição e monitoramento embutido. A diferença entre

¹³ Tipicamente o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), isto é, a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do gerador, é inferior a 1.

a geração e a injeção: neste exemplo, 210 kWh ou 35% da energia produzida, é a quantidade de energia produzida que foi instantaneamente consumida pelas cargas da UC.

O consumo mensal da UC comercial¹⁴ foi de 7.290 kWh e a energia produzida totalizou 5.100 kWh. A medição dos fluxos de energia também é efetuada por um medidor bidirecional que registra o consumo da rede de 3.618 kWh e energia ativa injetada de 1.428 kWh. A quantidade de energia consumida instantaneamente neste caso é 3.672 kWh ou 72% da energia produzida.

Tabela 1: Exemplo de balanço mensal de energia ativa.

Balanco de Energia	Energia (kWh)	
	Residencial	Comercial
Real = Consumo Total – Geração FV	$800 - 600 = 200$	$7.290 - 5.100 = 2.190$
Medição = Consumo da Rede – Injeção	$590 - 390 = 200$	$3.618 - 1.428 = 2.190$

Fonte: elaborado pelo autor.

Sem GD-FV, a fatura de energia da UC residencial apontaria consumo mensal de 800 kWh e cobrança correspondente de R\$ 800,00 (supondo R\$ 1,00 por kWh). Com GD-FV e a regulamentação de um sistema de compensação com medição líquida, a fatura de energia apontaria os valores indicados pelo medidor bidirecional e, com o devido abatimento (compensação da energia injetada), a cobrança seria de R\$ 200,00, supondo valoração da energia injetada igual a tarifa de fornecimento. Quando a compensação não é integral e o valor da energia injetada é menor do que a tarifa, por exemplo, R\$ 0,80/kWh, a cobrança seria de R\$ 278,00. A quantidade de energia consumida instantaneamente também pode afetar significativamente a cobrança. A Tabela 2 compara a cobrança sem GD-FV com dois casos com GD-FV (com compensação integral e compensação não integral) em que o sistema FV e o consumo total são sempre os mesmos.

¹⁴ Neste exemplo considerou-se a UC comercial como uma unidade consumidora conectada em baixa tensão e com tarifa B3.

Tabela 2: Cobrança de energia da unidade consumidora residencial.

	Sem GD	GD (integral)	GD (não integral)
Valor da energia injetada (R\$/kWh)	-	1,00	0,80
Consumo instantâneo (kWh)	-	210	210
Consumo Total (kWh)	800	800	800
Geração FV (kWh)	-	600	600
Consumo da Rede (kWh)	800	590	590
Injeção (kWh)	0	390	390
Cobrança	R\$ 800,00	R\$ 200,00	R\$ 278,00

Fonte: elaborado pelo autor.

Sem GD-FV, a fatura de energia da UC comercial apontaria consumo mensal de 7.290 kWh e cobrança correspondente de R\$ 7.290,00. Com GD-FV e a regulamentação de um sistema de compensação com medição líquida, a cobrança seria de R\$ 2.190,00, supondo valoração da energia injetada igual a tarifa de fornecimento. A Tabela 3 compara a cobrança sem GD-FV com dois casos com GD-FV (com compensação integral e compensação não integral) em que o sistema FV e o consumo total são sempre os mesmos.

Tabela 3: Cobrança de energia da unidade consumidora comercial.

	Sem GD	GD (integral)	GD (não integral)
Valor da energia injetada (R\$/kWh)	-	1,00	0,80
Consumo instantâneo (kWh)	-	3.672	3.672
Consumo Total (kWh)	7.290	7.290	7.290
Geração FV (kWh)	-	5.100	5.100
Consumo da Rede (kWh)	7.290	3.618	3.618
Injeção (kWh)	0	1.428	1.428
Cobrança	R\$ 7.290,00	R\$ 2.190,00	R\$ 2.475,60

Fonte: elaborado pelo autor.

Destes dois exemplos é possível concluir que o valor da cobrança independe do perfil de consumo ou da quantidade de energia injetada se a compensação é integral, mas é inversamente proporcional à quantidade de energia produzida e consumida instantaneamente se a energia injetada vale menos do que a tarifa de fornecimento. Na UC residencial a cobrança aumentou 39% comparando-se os dois casos com GD-FV enquanto na UC comercial aumentou 13%. Isso se deve ao fato de que a quantidade de energia produzida e consumida instantaneamente no perfil comercial é maior (72% contra 35% da residencial).

Os dados acima foram calculados para um mês típico de setembro em São Paulo – SP. Porém, considerando-se os demais meses, é possível calcular o fator de

capacidade¹⁵ e a energia específica anual com as equações 2.1 e 2.3, respectivamente. O custo nivelado da eletricidade da GD-FV foi calculado com o método descontado da equação 2.4, considerando período de 25 anos; taxa de desconto de 8% a.a.; custo de O&M de 1% do CAPEX (investimento inicial), por ano; CAPEX residencial de R\$ 4,70/kW e CAPEX comercial de R\$ 3,90/kW¹⁶. Os prazos de retorno descontados para a GD-FV residencial e comercial são 74 e 60 meses, respectivamente.

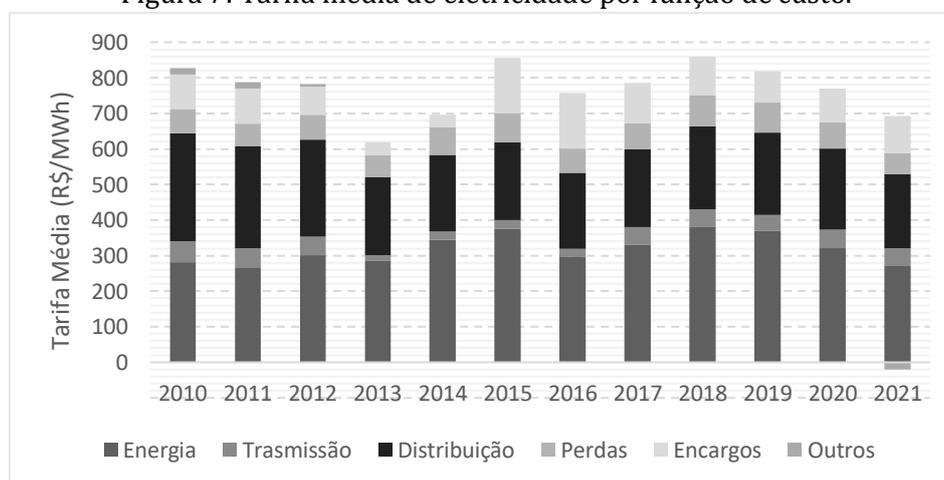
Tabela 4: Figuras de mérito dos sistemas FV residencial e comercial.

Figuras de Mérito	Residencial	Comercial
Fator de Capacidade	14,5%	14,5%
Energia Específica anual (kWh/kW)	1.269	1.269
Custo Nivelado da Eletricidade (R\$/kWh)	0,37	0,31

Fonte: elaborado pelo autor.

O custo nivelado da eletricidade pode ser comparado à tarifa média brasileira. A Figura 7 indica a evolução da tarifa média no Brasil nos últimos anos, por função de custo, atualizada pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M).

Figura 7: Tarifa média de eletricidade por função de custo.



Fonte: elaborado pelo autor com dados da ANEEL (2021).

¹⁵ Neste caso, o fator de capacidade anual e o fator de capacidade médio são numericamente idênticos porque não se considerou taxa de degradação de potência dos módulos FV ao longo do tempo.

¹⁶ Os valores de CAPEX foram baseados nos preços médios para o cliente final em junho de 2021 disponíveis no relatório "Estudo Estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída 1º Semestre de 2021" da Greener (ver referências).

2.4. Capacidade de Hospedagem

À medida que a penetração da GD em uma rede de distribuição cresce, isto é, quando a capacidade instalada dos geradores distribuídos em relação à carga ou a potência total dos transformadores aumenta, podem ocorrer problemas técnicos como sobretensão, regulação inadequada de tensão, desequilíbrio de fases e mau funcionamento dos sistemas de proteção. Esses problemas deterioram a qualidade da energia fornecida e comprometem a confiabilidade de distribuição de energia. A capacidade instalada de GD, bem como sua dispersão temporal e espacial, são variáveis desconhecidas para as empresas de distribuição e sobre elas os planejadores não têm qualquer controle. A conexão de GD, sem critérios definidos pelas próprias empresas de distribuição, pode aumentar a probabilidade da ocorrência e da magnitude dos problemas mencionados ao longo do tempo. Para minimizar potenciais impactos da GD na rede de distribuição é fundamental avaliar a capacidade da rede para acomodar geradores distribuídos antes que limites operacionais sejam violados.

2.4.1. Conceito e Índices de Desempenho

O termo capacidade de hospedagem (CH) foi cunhado no contexto da GD por André Even em 2004 (BOLLEN; RÖNNBERG, 2017) e o conceito foi revisado posteriormente por Bollen et al. em 2011. Por definição, a CH é o limite da capacidade de GD, ou de qualquer outro RED, que pode ser conectada a uma rede elétrica de distribuição sem que impactos adversos se tornem inaceitáveis. A CH, portanto, não é determinada quando o desempenho começa a se deteriorar, mas quando a deterioração se torna inaceitável (ETHERDEN, 2014). O limite aceitável, por sua vez, em termos dos impactos que sistemas FV podem provocar na rede, determina a capacidade de GD que pode ser conectada sem que investimentos adicionais sejam necessários para reforçar a rede e possibilitar acomodar tal capacidade.

No início, a CH era estimada sem estudos aprofundados e – dada a incerteza de se conhecer os limites da rede – diversas regras foram impostas. Um grupo de

trabalho do CIGRE¹⁷ examinou regras e diretrizes praticadas em diversos países para estimar a CH (ISMAEL et al., 2019). Essas regras práticas¹⁸, limitam a capacidade total de GD ao percentual de dados estáticos conhecidos como: o pico da carga, a capacidade do alimentador, o limite térmico de transformadores ou a capacidade de curto-circuito no ponto de acoplamento comum (PAC). Uma das regras práticas mais conhecidas, aplicada por algumas distribuidoras nos Estados Unidos, estabelece que a capacidade total de GD deve ser inferior a 15% do pico da carga anual no alimentador para circuitos radiais (ISMAEL et al., 2019). Assim, um alimentador com pico de 5 MW poderia acomodar até 750 kW de GD. Essa regra, entretanto, é abrangente demais para ser aplicada sem ressalvas. Outros estudos, no entanto, sugerem que em alguns alimentadores a CH pode superar os 100% do pico da carga (BALDENKO; BEHZADIRAFI, 2016).

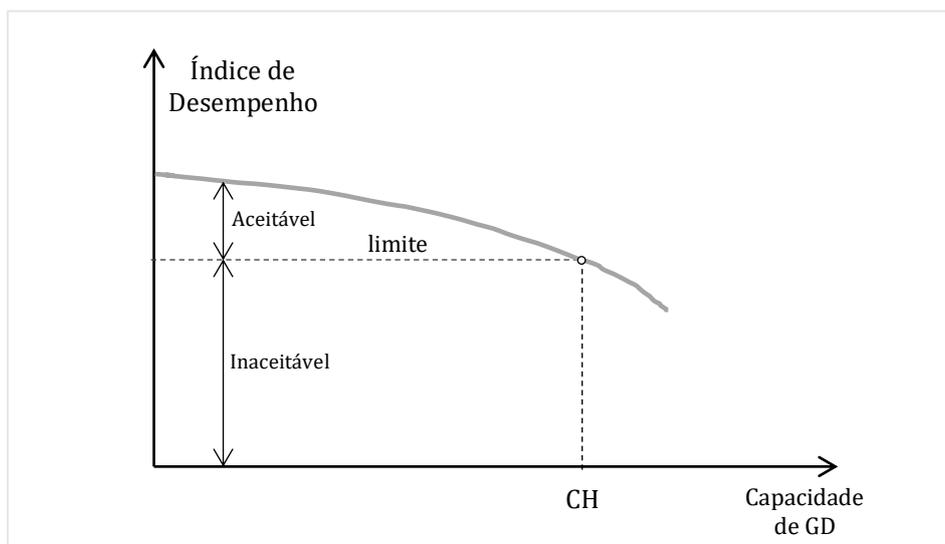
Atualmente, a CH pode ser determinada ao final de uma avaliação em três etapas. Para se iniciar a avaliação da CH é necessário selecionar qual ou quais fenômenos que impactam a rede serão selecionados; em seguida, um ou mais índices de desempenho em função dos parâmetros da rede devem ser selecionados e os seus limites aceitáveis devem ser definidos; e por último, deve-se ter um método para calcular os índices de performance como função da geração da GD (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

A Figura 8 pode indicar qualitativamente diversos índices de desempenho da rede e seus respectivos limites. O mais adequado é determinar a CH pelo índice cujo limite é o mais restritivo.

¹⁷ CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), é uma comunidade global colaborativa fundada em Paris, em 1921, para desenvolver e compartilhar conhecimento sobre sistemas de potência elétrica.

¹⁸ Traduzido do termo *rule of thumb*, que denota que a uma regra é criada empiricamente ou sem estudo aprofundado.

Figura 8: Capacidade de hospedagem e índices de desempenho.



Fonte: adaptado de Etherden (2014).

A CH, entretanto, não é um limite rígido da capacidade de GD-FV que pode ser adicionada a uma rede de distribuição, mas um resultado dinâmico dependente da inserção de GD e de melhorias na infraestrutura ao longo de um período (NREL, 2020). O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) elencou três abordagens para análise da CH:

1. Capacidade de Hospedagem Estática: abordagem *fit and forget*¹⁹, utilizando limites conservadores para a CH; considera cenários improváveis (máxima potência FV com carga mínima) e normalmente mapas com escala colorida informam a CH;
2. Capacidade de Hospedagem Dinâmica (sem controle coordenado): considera o comportamento da GD-FV e da carga no tempo, simulando cenários probabilísticos; permite violação temporária de sobretensão e sobrecarga térmica e pode ocorrer controle autônomo e independente no lado da GD-FV e/ou da rede, mas sem comunicação;
3. Capacidade de Hospedagem Dinâmica (com controle coordenado): potência da GD-FV é controlada de forma coordenada com a rede; possibilidade de restrição (*curtailment*²⁰) da geração FV é aceita como risco dentro da gestão flexível via comunicação com a rede.

¹⁹ Termo que define que a GD opera sem qualquer controle da rede, mas com limite de capacidade imposta por ela.

²⁰ *Curtailment* é uma redução deliberada da potência fornecida por um gerador. Normalmente é executado para balancear a oferta e a demanda ou devido às restrições do sistema elétrico.

2.4.2. Métodos Determinísticos e Métodos Estocásticos

Os métodos utilizados em muitos estudos e pesquisas são fundamentalmente determinísticos ou estocásticos. Quaisquer que sejam os índices de desempenho selecionados e seus respectivos limites especificados, o método de cálculo para determinar a CH é fundamental e impacta diretamente o resultado.

Métodos determinísticos basicamente usam dados conhecidos e estáticos (da GD, da rede e da carga) de tal forma que um único conjunto de informações de entrada resulta em uma única solução; neste caso, a única variável independente é a capacidade de GD que geralmente é incrementada até que o limite de um dos índices de performance selecionados seja superado. A ferramenta de análise utilizada pela maioria dos métodos determinísticos é a análise do fluxo de potência. Para cada incremento de capacidade de GD, simula-se o fluxo de potência em regime permanente, normalmente, para o pior cenário da rede. Nesta abordagem, os métodos determinísticos podem ser considerados métodos que fornecem valores subestimados para a CH (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020). A principal vantagem dos métodos determinísticos é o menor esforço computacional devido à menor quantidade de dados necessários nas simulações; a desvantagem é que eles não incluem as incertezas da geração e da carga.

A natureza intermitente da GD-FV, por exemplo, incita a criação de modelos mais complexos para simular a geração; o mesmo ocorre para a carga devido à incerteza do consumo em cada UC. Nos métodos estocásticos, dados de entrada que antes eram estáticos nas simulações se tornam variáveis aleatórias. Quanto maior o número de variáveis, maior será o número de combinações (conjuntos de dados de entrada). Assim, as múltiplas soluções possíveis podem convergir para o resultado efetuando-se milhares de simulações (de Monte Carlo). A vantagem dos métodos estocásticos é que os resultados tendem a ser probabilisticamente mais realistas. A principal desvantagem é que não há relação entre as variáveis ao longo do tempo. Ademais, o tempo necessário para completar todas as simulações – que pode alcançar várias horas – é um inconveniente.

2.4.3. Estudos de Capacidade de Hospedagem

A maioria dos artigos examinados por Ismael et al. (2019) consideraram sobretensão e sobrecarga térmica como índices de desempenho para quantificar a CH. Estes dois índices também foram selecionados por Baldenko e Behzadirafi (2016) que concluíram que a sobretensão é o índice mais restritivo em circuitos radiais já que o fluxo reverso de potência causado pela GD eleva a tensão quando se espera que ela diminua no sentido do fluxo de potência sem GD. Bertini et al. (2011) consideraram ainda a rápida mudança de tensão como índice de desempenho para avaliar a CH em redes de distribuição de BT.

Em outro estudo, quando a tensão máxima na subestação podia alcançar 1,05 *p. u.*, o aumento de tensão foi o índice mais restritivo para a penetração de GD-FV, mas se a tensão máxima na subestação é de 1 *p. u.*, a capacidade de condução dos condutores passa a ser o índice mais restritivo (SHAYANI; OLIVEIRA, 2011). Os autores determinaram que a capacidade máxima de GD que pode ser conectada está entre 1 e 2 *p. u.* da carga, mantendo valores adequados de tensão e corrente da rede.

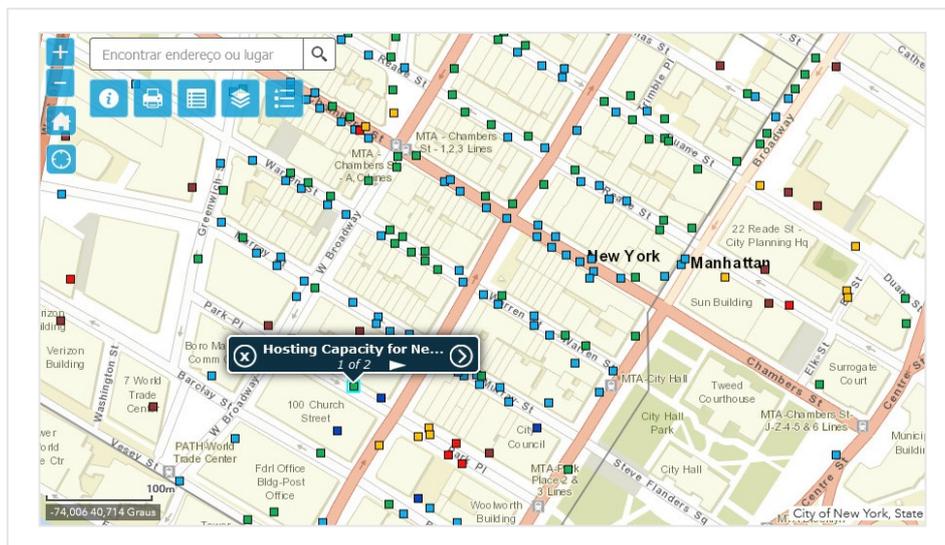
A CH é sensível ao local de conexão da GD na rede. Normalmente a capacidade máxima de hospedagem está no trecho de um alimentador radial mais próximo de uma subestação (início do alimentador) e o valor mínimo no trecho mais distante de uma subestação (MCALLISTER et al., 2019). Portanto, a CH é dependente da localidade e é inversamente proporcional à distância da subestação. O aumento e as variações de tensão causadas pela intermitência da geração FV são os impactos mais proeminentes e potencialmente problemáticos da alta penetração da GD-FV, particularmente pronunciados perto do final de alimentadores longos e levemente carregados (SEGUI et al., 2016).

2.4.4. Mapas de Capacidade de Hospedagem

Frequentemente a CH pode ser obtida por meio de mapas de capacidade de hospedagem, normalmente disponibilizados *online* pelas distribuidoras. Os mapas informam a capacidade disponível por área, alimentador ou ponto de conexão. A Figura 9 é um mapa de capacidade de hospedagem disponibilizado no *website* da distribuidora *Consolidated Edison Company of New York* (Con Edison). O mapa indica a CH na rede de malha secundária e tem o objetivo de fornecer um nível de

transparência do sistema para orientar os desenvolvedores sobre as localizações mais favoráveis para os projetos de GD (CON EDISON, 2021). A CH disponível em cada ponto de conexão segue um padrão de cores. Ao clicar no ponto, informações sobre a rede e a capacidade disponível para conexão são fornecidas.

Figura 9: Mapa de capacidade de hospedagem.



Fonte: Con Edison (2021).

No Brasil, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) lançou, em junho de 2020, o Mapa de Disponibilidade de energia fotovoltaica, uma ferramenta disponível *online* capaz de indicar a capacidade da rede elétrica para conectar sistemas de minigeração. O mapa contempla as mais de 400 subestações da distribuidora e, além da facilidade e transparência, a ferramenta indica os locais viáveis com melhor aproveitamento dos ativos e redução de investimentos no sistema elétrico, o que contribui para a modicidade tarifária (CEMIG, 2020).

O mapa da CEMIG (Figura 10) está organizado para fornecer a disponibilidade das subestações para novas inserções de GD. Assim que acessado *online*, as subestações da distribuidora são indicadas pelos seus nomes e por pontos coloridos em que se pode ter uma visualização rápida da disponibilidade para conexão de sistemas de minigeração. Para se obter informações sobre a disponibilidade das subestações deve-se, primeiramente, selecionar a subestação mais próxima do local de interesse e em seguida o próprio local pretendido para conexão. A consulta de disponibilidade é realizada para distâncias de até 18 km em torno da subestação selecionada e o resultado, mostrado em texto em um menu lateral ao mapa, informa a capacidade total da subestação, sua tensão nominal, a

capacidade total de instalações já conectadas, a capacidade total de solicitações de acesso validadas (reserva de ponto) e a capacidade remanescente (em kW) da subestação para novas instalações. As informações, no entanto, são estimativas e não desobrigam a solicitação de acesso para a distribuidora. Outras informações importantes, como a necessidade eventual de obras nos sistemas de alta e média tensão, bem como a estimativa de seus custos e prazos, também podem ser fornecidas.

Figura 10: Mapa de disponibilidade de energia fotovoltaica.



Fonte: CEMIG (2020).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. Métodos para Estimar Crédito de Capacidade

Métodos para se estimar o crédito de capacidade são divididos em duas classes: os métodos baseados em métricas de confiabilidade (do inglês, *reliability-based methods*) e os métodos por aproximação (*approximation methods*). Os métodos apresentados a seguir fundamentalmente se baseiam nos cálculos da Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability – LOLP*) que é a probabilidade da carga ser maior que a capacidade de geração em um certo instante; e na Expectativa de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation – LOLE*) que é a somatória dos LOLPs durante o período de análise, normalmente 1 ano (DENHOLM et al., 2014).

A probabilidade P_p do estado de capacidade p é o produto das probabilidades de disponibilidade e indisponibilidade de cada gerador do sistema e representa a probabilidade de se ter os valores exatos de capacidade em operação e fora de operação indicados em cada estado de capacidade. O sistema só é confiável quando a capacidade disponível em um determinado estado de capacidade (C_p) é maior que a carga no intervalo considerado (L_t), caso contrário deve-se atribuir uma probabilidade P_p de não atendimento desta carga. Portanto:

$$\text{Se } C_p \leq L_t, \text{ então } P(C_p < L_t) = P_p > 0 \quad (3.1)$$

$$\text{Se } C_p > L_t, \text{ então } P(C_p < L_t) = 0 \quad (3.2)$$

Onde: $P()$ é a função probabilidade.

LOLP e LOLE são determinados pelas seguintes equações:

$$LOLP_t = \sum_{p=1}^P P(C_p < L_t) \quad (3.3)$$

$$LOLE = \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^P P(C_p < L_t) \quad (3.4)$$

3.1.1. Método Probabilístico: Effective Load Carrying Capability

Um dos métodos mais utilizados para estimar o valor de capacidade é o *Effective Load Carrying Capability* (ELCC). Este método é baseado em métricas probabilísticas e calcula a carga adicional que pode ser suprida quando um gerador é adicionado ao sistema. De acordo com NERC (2011), “o uso tradicional do LOLE é determinar a capacidade *instalada* necessária, com base na capacidade esperada durante os períodos de pico, e o ELCC mede a contribuição de um gerador individual para a adequação geral dos recursos”. Tradicionalmente, o valor da capacidade de um gerador tem sido equiparado ao seu ELCC, definida como a quantidade de aumento de carga que poderia ser sustentada pelo novo gerador, sem alterar a confiabilidade do sistema (PELLAND; ABBOUD, 2008) e, portanto, a contribuição do novo gerador é o seu valor de capacidade, ou ELCC (IBANEZ; MILLIGAN, 2014).

O conceito de ELCC pode ser entendido da seguinte forma. Ao se adicionar um gerador de capacidade instalada G^{21} ao sistema, o novo LOLE será descrito como:

$$LOLE' = \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^P P(C_p + G_t < L_t) \quad (3.5)$$

Onde: G_t é a capacidade de geração do novo gerador em t .

Normalmente $L_t > G_t$, então $L_t - G_t$ é a carga líquida em t . A equação 3.4 denota o LOLE do sistema de referência, antes das adições de capacidade de geração ou carga. A adição de capacidade reduz a probabilidade de perda de carga do sistema e, portanto, $LOLE' < LOLE$. Resumidamente, a adição de capacidade aumenta a confiabilidade do sistema como um todo, mantida a carga original. Analogamente, a adição de capacidade permite um aumento de carga no sistema, mantida a confiabilidade original.

$$LOLE'' = \sum_{t=1}^T \sum_{p=1}^P P(C_p + G_t < L_t + \Delta L) \quad (3.6)$$

²¹ Até aqui P, C e G definiram a capacidade de geração. P é a capacidade de geradores genéricos; C é a capacidade disponível de um conjunto de geradores no âmbito da confiabilidade aplicada a SEPs e G é a capacidade do novo gerador no âmbito do método para determinar o seu valor de capacidade com ênfase na geração intermitente.

Conhecendo-se a capacidade de geração adicionada anteriormente, G , o cálculo iterativo de $LOLE'' = LOLE$ revelará a carga adicional ΔL , um valor constante em qualquer intervalo t . Assim, ΔL é o valor de capacidade, ou ELCC, do novo gerador e a razão de ΔL sobre G é o seu crédito de capacidade.

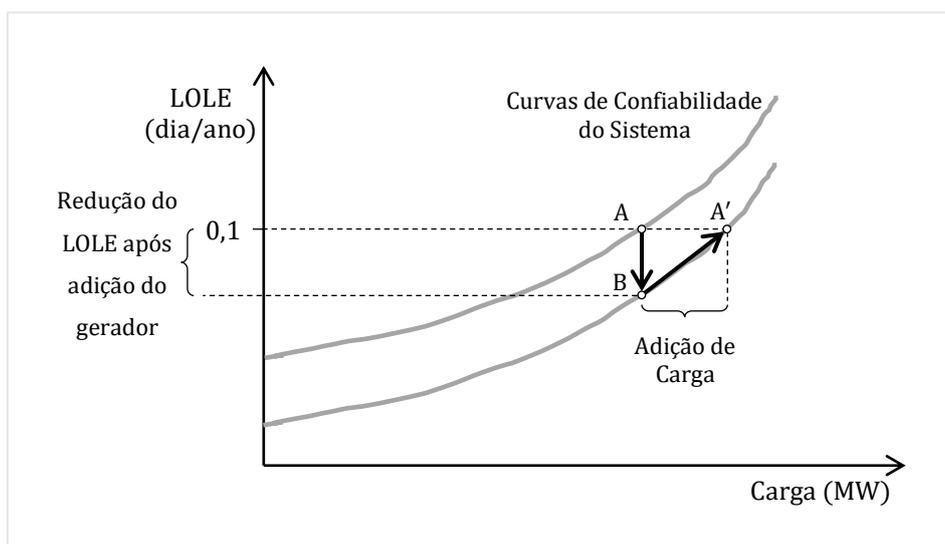
LOLP e LOLE são calculados para se determinar a capacidade que precisa ser instalada em um sistema para se atingir o nível de confiabilidade desejada, tipicamente 0,1 dia/ano (NERC, 2011), mas em certos cálculos a discretização temporal é menor que 1 dia. É importante que os valores de G_t e L_t sejam os valores de pico no intervalo considerado. Se os dados de geração e carga estão na base diária ($\Delta t = 1$ dia) para um período de avaliação de 1 ano, a unidade do LOLE será dias/ano; na base horária ($\Delta t = 1$ hora) a unidade do LOLE será horas/ano. No último caso usa-se o também o termo LOLH (do inglês, *Loss of Load Hours*).

O LOLE em dias/ano significa que o pico da carga 'dura' as 24 horas do dia. O LOLE em dias/ano utiliza 365 dados de carga para 1 ano, enquanto o LOLH, 8.760. Dessa forma, não é possível usar o LOLE em dias/ano para obter o índice em horas/ano, e vice-versa, com uma simples conversão de unidades.

$$LOLH = \sum_{t=1}^{8.760} \sum_{p=1}^P P(C_p < L_t) \quad (3.7)$$

O cálculo de $LOLH''$ é similar a $LOLE''$. Qualquer que seja a base temporal utilizada, a Figura 11 demonstra graficamente como o valor de capacidade de um gerador pode ser equiparado ao aumento de carga possível.

Figura 11: Curvas de confiabilidade de um sistema elétrico de potência.



Fonte: adaptado de NERC (2011).

Considerando-se que um sistema atende ao critério de confiabilidade (ponto A na figura), a adição de um gerador ao sistema reduzirá o LOLE (ponto B). Certa quantidade de carga é possível ser adicionada até que o LOLE volte ao nível inicial. Neste caso o ponto A e A' representam o mesmo nível de LOLE, embora a capacidade instalada de geração e a carga são diferentes do sistema original.

Enquanto LOLP e LOLE são métricas de potência, a confiabilidade do sistema também pode ser indicada com uma métrica probabilística para a Expectativa de Energia Não Suprida – EENS²² (do inglês, *Expected Energy Not Supplied*), indicando a quantidade de energia que se espera não conseguir suprir no período de análise.

No método ELCC a adição de geração é comparada a uma carga constante o que significa que o valor de capacidade resultante equivale a um gerador plenamente confiável, ou seja, com taxa de falha igual a zero (MADAENI; SIOSHANSI; DENHOLM, 2012).

A desvantagem de usar métricas probabilísticas baseadas no LOLP é não poder quantificar a duração e a magnitude de uma falha (ZHOU; COLE; FREW, 2018). Como consequência, é mais difícil avaliar os impactos da indisponibilidade de geração para atender a carga.

3.1.2. Método por Aproximação: Fator de Capacidade

Um método comum de aproximação considera o fator de capacidade de um gerador em determinado intervalo de tempo com maior risco de perda de carga. De 1% a 30% das horas podem ser utilizadas como uma aproximação para o ELCC, embora 10% das horas é tipicamente suficiente (MADAENI; SIOSHANSI; DENHOLM, 2012). A ideia deste método é aproximar a contribuição de um gerador durante as horas de picos de carga ou durante períodos de maior LOLP (MADAENI; SIOSHANSI; DENHOLM, 2012).

²² Termo referido também como *Expected Unserved Energy* (EUE) ou *Loss of Energy Expectation* (LOEE).

3.1.3. Método '8.760'

Idealmente o valor de capacidade é melhor calculado como sendo o ELCC após a adição de capacidade de geração. Porém, o ELCC, como método tradicional baseado em métricas probabilísticas, depende da construção da tabela de estados de capacidade a partir da convolução de dados de disponibilidade e indisponibilidade de todos os geradores que compõem o sistema em estudo. Nos métodos probabilísticos, a determinação do valor de capacidade, ou crédito de capacidade, depende da comparação do LOLE, antes e depois das adições de capacidade de geração; essa abordagem é adequada para a análise extensiva de confiabilidade da capacidade de geração de um SEP. No nível da distribuição, entretanto, a preocupação de atendimento da carga em relação à capacidade de geração não está em primeiro plano. Por isso, o método probabilístico baseado na confiabilidade de geração não é conveniente. Um método adequado precisa levar em consideração a descentralização da geração e seu efeito locacional; por exemplo, a contribuição para reduzir picos da carga.

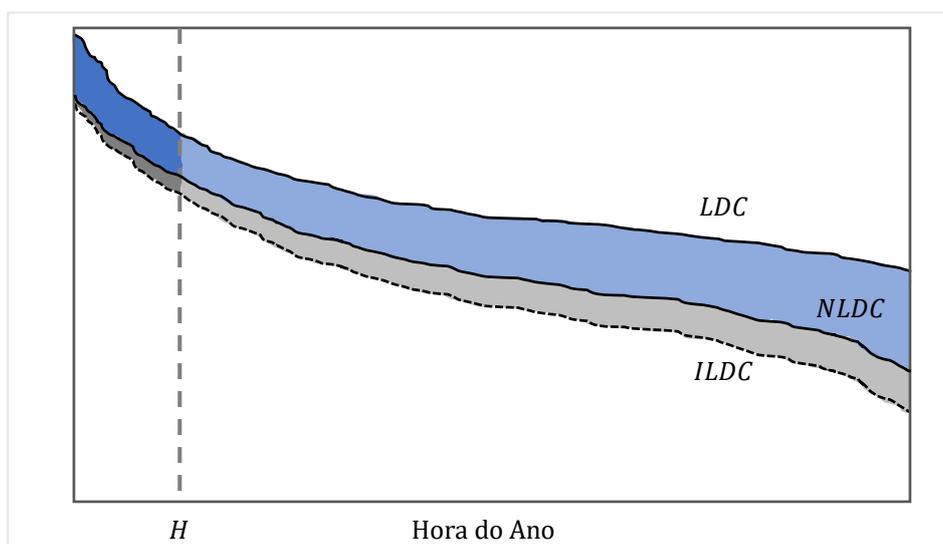
Nas duas classes de métodos para estimar o crédito de capacidade foram sugeridas melhorias para capturar períodos distintos de alinhamento (ou desalinhamento) entre a geração intermitente e a carga com o objetivo de representar, com mais precisão, o valor de capacidade nestes períodos (FREW et al., 2017). Neste sentido, Frew et al. (2017) desenvolveram um método baseado na curva de duração de carga (LDC – *Load Duration Curve*) e na curva de duração de carga líquida (NLDC – *Net Load Duration Curve*) para estimar a contribuição da geração intermitente para a capacidade do sistema durante as horas de carga alta. Este método considera a geração horária síncrona aos valores de carga em todas as horas do ano, daí o título método '8.760', tradução não literal de *8760-Based Method*.

Esse método é utilizado no modelo de programação matemática do setor elétrico, desenvolvido e operado pelo NREL, intitulado de *Regional Energy Deployment System* (ReEDS). O modelo inclui três módulos distintos, mas interrelacionados. O módulo fornecimento: é um módulo de otimização linear cuja função objetivo é uma minimizar custos de capital e de operação na geração e transmissão do setor elétrico. O módulo de demanda representa a demanda por serviços energéticos para diferentes classes de consumidores e sua função objetivo é o valor presente líquido do bem-estar total do consumidor ao longo do período de

análise. O módulo VRE²³ estima a contribuição de unidades de armazenamento e geração intermitente para a capacidade (BROWN et al., 2020). O modelo calcula sequencialmente os parâmetros dos módulos fornecimento e VRE para cada ano do período de análise dentro de uma única iteração. Depois disso, os resultados (preços da eletricidade no varejo) de todos os anos são repassados para o módulo demanda. Novas iterações ocorrem até a convergência (equilíbrio suficiente entre fornecimento e demanda).

O método '8.760' calcula o ELCC como a diferença das áreas entre as curvas LDC e NLDC nas primeiras 100 horas. Essas 100 horas são uma representação para as horas com maior risco de perda de carga (LOLP) (FREW et al., 2017). Esse método indica as horas de maior carga (e maior carga líquida) que normalmente representam as horas de maior risco e, portanto, pode oferecer suporte a uma representação razoável do crédito de capacidade (BROWN et al., 2020). A carga líquida é obtida deduzindo a geração intermitente da carga no mesmo horário correspondente. Por fim, as curvas de carga são classificadas em ordem decrescente.

Figura 12: Curvas LDC e NLDC para estimar o crédito de capacidade.



Fonte: adaptado de Frew et al. (2017).

A Figura 12 ilustra o cálculo do crédito de capacidade que pode ser estimado para a geração intermitente existente como a área (azul mais escuro) entre as curvas LDC e NLDC). O crédito de capacidade marginal para futuras adições é a área (cinza mais escuro) entre as curvas NLDC e a curva de duração de carga incremental (ILDC

²³ Sigla para *Variable Renewable Energy*. Refere-se à geração a partir de fontes renováveis e intermitentes.

– *Incremental Load Duration Curve*). O ILDC reflete o NLDC, mas é perturbado por uma quantidade incremental adicional de geração intermitente, armazenamento ou carga interruptível (HALE; STOLL; MAI, 2016). As equações 3.8 e 3.9 definem o cálculo do crédito de capacidade e do crédito de capacidade marginal, respectivamente, pelo método ‘8.760’.

$$\text{Crédito de Capacidade} = \sum_{h=1}^H \frac{(LDC_h - NLDC_h)}{H \cdot G} \quad (3.8)$$

$$\text{Crédito de Capacidade Marginal} = \sum_{h=1}^H \frac{(NLDC_h - ILDC_h)}{H \cdot G} \quad (3.9)$$

Sendo:

$h = 1, 2, \dots, H$;

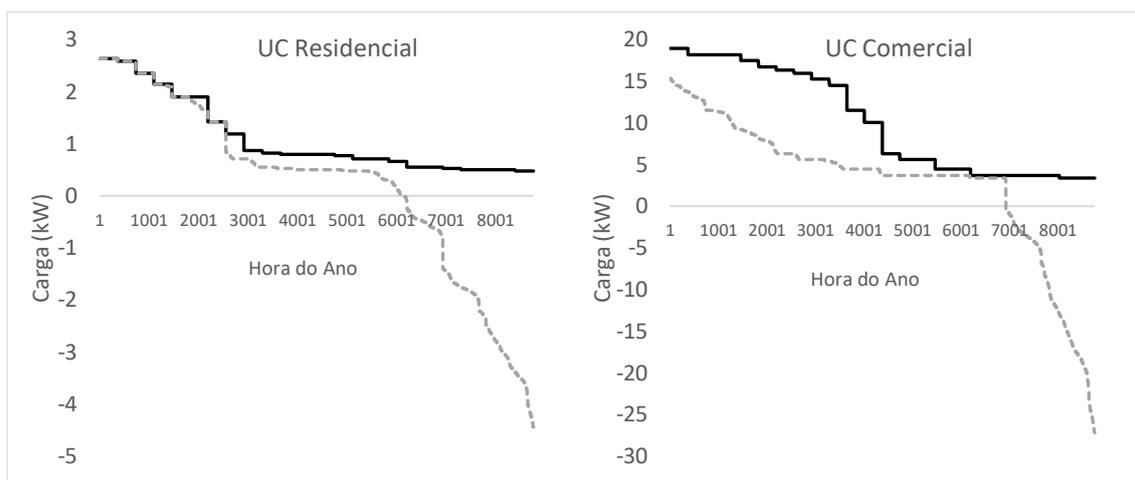
H as primeiras H primeiras horas;

G a capacidade instalada do gerador.

A vantagem deste método é o uso apenas dos dados da carga e da capacidade da geração intermitente; a desvantagem é que os dados precisam ser robustos para representar o comportamento da carga e da geração em cada intervalo considerado. Embora o método fora desenvolvido para analisar o valor de capacidade da geração intermitente aplicada à geração centralizada, ele é capaz de estimar o crédito de capacidade da geração distribuída com muita simplicidade em contraste aos métodos que exigem dados de confiabilidade e tornariam o problema mais complexo para ser aplicado à GD conectada à rede de distribuição.

Para ilustrar esse método, considerou-se os dois exemplos do item 2.3.6. A Figura 13 mostra as curvas de duração de carga anual (em kW) da UC residencial (à esquerda) e da UC comercial (à direita). Para simplificar o exemplo, o mesmo perfil de consumo das UCs foi adotado para todos os dias do ano. As linhas preta contínua e cinza tracejada indicam a carga e a carga líquida, respectivamente, em ordem decrescente.

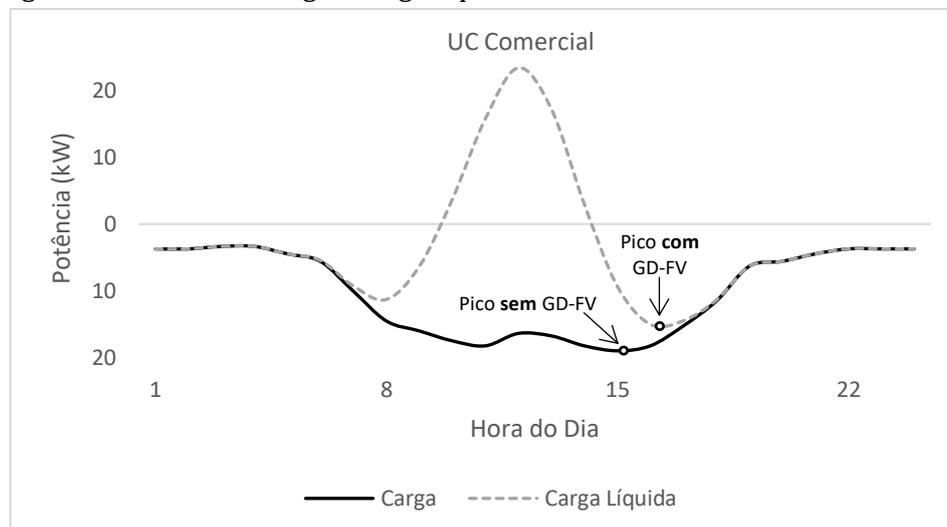
Figura 13: Curvas de duração de carga das unidades consumidoras residencial e comercial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Em uma análise individual, comparando apenas a carga da própria UC, o crédito de capacidade da UC residencial é 0%, resultado da aplicação da equação 3.8 com $H = 100$. As curvas coincidem até as primeiras 1.246 horas; os valores mais altos da carga não são reduzidos e, portanto, a geração FV não contribui como recurso de capacidade para reduzir o risco de perda de carga. Isso significa que o gerador de 6 kW contribui apenas com energia e nenhum valor de capacidade pode ser atribuído a ele nesta condição. Para a UC comercial, o crédito de capacidade calculado é de 7,9%; os valores mais altos da carga foram efetivamente reduzidos, isto é, o gerador FV de 50 kW contribui tanto como recurso de energia como de capacidade, com valor de capacidade de 4 kW. A Figura 14 ilustra que não só o pico da carga da UC comercial foi reduzido como foi deslocado no tempo.

Figura 14: Curvas de carga e carga líquida da unidade consumidora comercial.

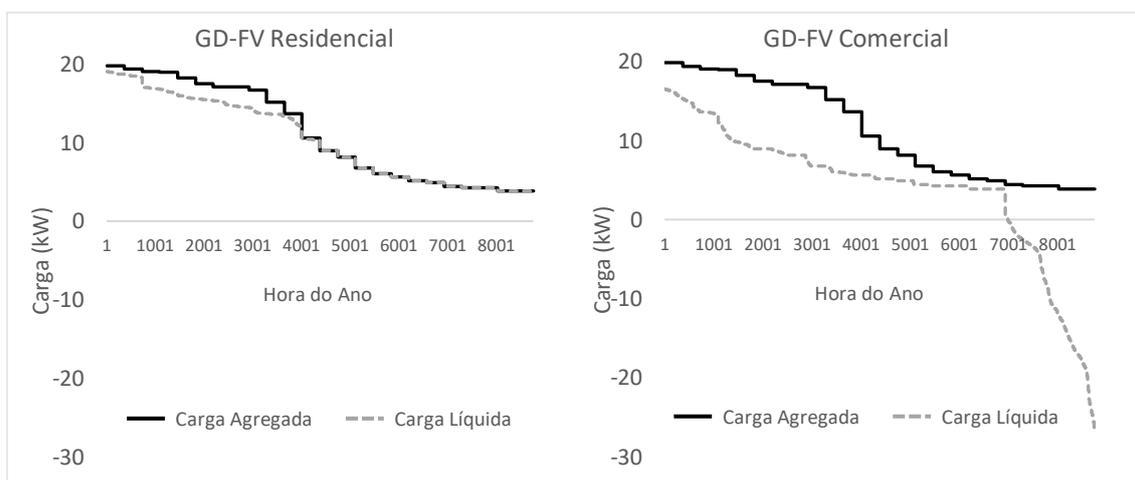


Fonte: elaborado pelo autor.

Entretanto, isso não significa que o gerador FV da UC residencial não possa oferecer benefícios de capacidade. No cálculo individual, a geração FV não coincide com os valores mais altos da carga, mas a capacidade – e conseqüentemente a energia – injetada na rede, pode suprir outras cargas no seu entorno. Assim, faz sentido analisar o crédito de capacidade considerando cada GD-FV e todas as cargas atendidas pelo mesmo circuito.

Considerando que um circuito atenda as duas UCs do exemplo, a Figura 15 ilustra a aplicação do método para a carga agregada, ou seja, a soma da carga residencial e da carga comercial atendidas pelo circuito de distribuição (linha preta contínua). As linhas cinzas tracejadas indicam as curvas de duração de carga líquida anual (em kW) deduzindo da carga agregada a GD-FV conectada à UC residencial (à esquerda) e deduzindo da carga agregada a GD-FV conectada à UC comercial (à direita). Embora a GD-FV residencial não consiga reduzir o pico da carga residencial, ela contribui para reduzir o pico da carga agregada com crédito de capacidade de 13,5%, equivalente a 0,8 kW. A GD-FV comercial continua contribuindo com capacidade, desta vez com crédito de capacidade de 6,8%, equivalente a 3,4 kW.

Figura 15: Curvas de duração de carga para a carga agregada.



Fonte: elaborado pelo autor.

É importante observar que a aplicação do método com $H = 8.760$ resultará em valor numericamente igual ao fator de capacidade dos geradores FV (14,5%) em qualquer caso.

Como já visto no item 2.3.6, a conexão dos geradores FV à rede é vantajosa para os consumidores-geradores e consumidores participantes do SCEE, pois pode

haver significativa redução da cobrança na fatura de eletricidade. Da perspectiva da distribuidora, os geradores do exemplo anterior efetivamente reduziram o pico da carga. Neste sentido, o crédito de capacidade da GD-FV pode ser entendido como um benefício para as distribuidoras em áreas congestionadas ou próximas do limite de capacidade de distribuição. O valor de capacidade depende da capacidade do gerador FV, do perfil da carga da UC e do perfil da carga agregada. Porém, determinar a capacidade da GD-FV que pode ser conectada a um circuito que atende muitas cargas, sem violar seus parâmetros, requer a análise do fluxo de potência.

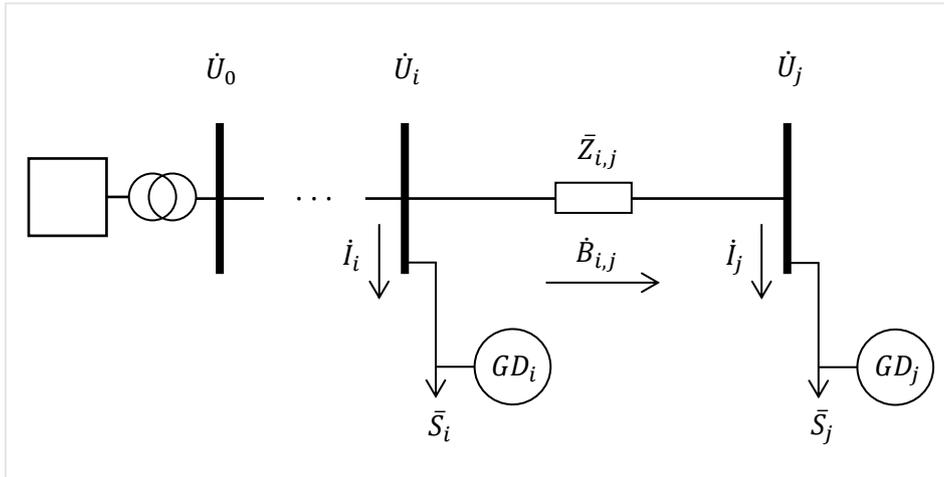
3.2. Método para Análise de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Geração Distribuída

Para determinar a CH em redes de distribuição é preciso analisar o fluxo de potência da carga líquida, determinando a corrente elétrica e a tensão elétrica em cada barra do circuito ou alimentador. Para analisar o fluxo de potência em regime permanente, considerou-se o método proposto por Teng (2003) e o algoritmo implementado foi baseado e adaptado do algoritmo proposto por Cortes-Carmona, Vega e Cortés (2018). O método proposto por Teng foi escolhido porque é mais simples comparado aos métodos tradicionais de varredura regressiva (*backward*) e progressiva (*forward*) porque dispensa o uso da matriz jacobiana ou da matriz de admitância na solução do fluxo de potência. Além da boa acuracidade e robustez, a principal vantagem do método é a rapidez para convergir os resultados.

O método proposto define duas matrizes a partir das características topológicas do sistema de distribuição. A matriz BIBC (*Bus Current Injections – Branch Currents*) representa a relação entre as correntes nas barras e as correntes nos trechos do alimentador. A matriz BCBV (*Branch Current – Bus Voltage*) representa a relação entre as correntes dos trechos e as tensões nas barras (TENG, 2003). A simplicidade deste método é resultado do fato de que as matrizes permanecem constantes durante o cálculo iterativo.

A Figura 16 é um modelo que será usado para demonstrar o método com o intuito de implementar o algoritmo como método para solucionar o fluxo de potência em circuitos radiais ou sistemas fracamente malhados.

Figura 16: Modelo genérico de circuito radial.



Fonte: elaborado pelo autor.

Sendo:

\dot{U}_i o fasor que representa a tensão elétrica na barra i em V;

\dot{I}_i o fasor que representa a corrente elétrica na barra i em A;

$\dot{B}_{i,j}$ o fasor que representa a corrente elétrica no trecho entre as barras i e j em A;

GD_i a geração distribuída FV, se houver, na barra i ;

\bar{S}_i a potência complexa na barra i em VA.

$$\bar{Z}_{i,j} = R_{i,j} \cdot l_{i,j} + jX_{i,j} \cdot l_{i,j} \quad (3.10)$$

Onde:

$\bar{Z}_{i,j}$ é a impedância do condutor no trecho entre as barras i e j em Ω ;

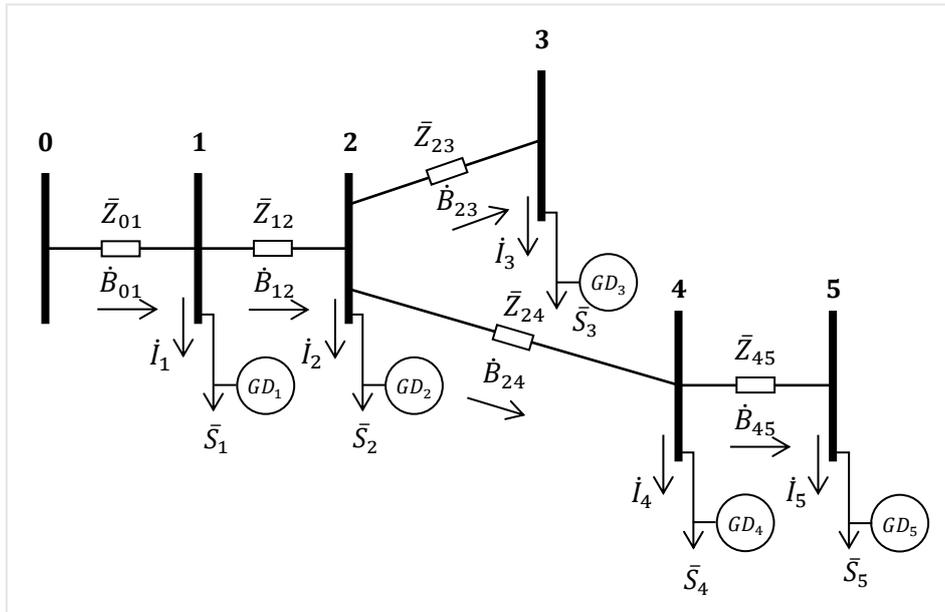
$l_{i,j}$ é o comprimento do trecho entre as barras i e j em km;

$R_{i,j}$ é a resistência série entre as barras i e j em Ω/km ;

$X_{i,j}$ é a reatância série entre as barras i e j em Ω/km .

O modelo genérico tem $j + 1$ barras e j trechos. A barra 0, que neste modelo representa a subestação, é a barra de referência (*slack*), fornecendo a referência de tensão e ângulo (barra $V\theta$). A potência ativa e a potência reativa na barra 0 resultam do balanço de potência na rede.

Figura 17: Representação simplificada de rede com 6 barras.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 17 é uma representação simplificada de uma rede com 6 barras que será utilizada como modelo para exemplificar o método. No algoritmo proposto por Cortes-Carmona, Vega e Cortés (2018) a potência ativa e reativa da carga são subtraídas das potências ativa e reativa da GD_i . O algoritmo implementado aqui faz o contrário. Como, normalmente, os geradores distribuídos são menores em capacidade quando comparados aos geradores convencionais, a GD é modelada como carga negativa (MISHRA; DAS; PAUL, 2014). Assim, qualquer barra com GD-FV pode ser modelada como barra PQ (PARIHAR; MALIK, 2018) em que os valores de potência ativa e reativa são conhecidas. Por isso, valores positivos de corrente elétrica indicam que a barra absorve potência e valores negativos indicam que corrente elétrica é injetada na barra pela GD_i correspondente.

$$\bar{S}_i = (P_{Li} - P_{GD i}) + j(Q_{Li} - Q_{GD i}) = P_i + jQ_i \quad (3.11)$$

Sendo:

$P_{GD i}$ a potência ativa da GD-FV na barra i ;

P_{Li} a potência ativa da carga na barra i ;

$Q_{GD i}$ a potência reativa da GD-FV na barra i ;

Q_{Li} a potência reativa da carga na barra i ;

P_i a potência ativa líquida na barra i ;

Q_i a potência reativa líquida na barra i .

Portanto,

$$\dot{I}_i = \left(\frac{\bar{S}_i}{\dot{U}_i}\right)^* = \frac{(P_{Li} - P_{GD i}) - j(Q_{Li} - Q_{GD i})}{\dot{U}_i^*} \quad (3.12)$$

$$\dot{I}_i = \frac{(P_i - jQ_i)}{\dot{U}_i^*} \quad (3.13)$$

Onde \dot{U}_i^* é o conjugado da tensão na barra i .

Aplicando a lei das correntes de Kirchhoff neste modelo, as correntes nos trechos são:

$$\dot{B}_{01} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5 \quad (3.14)$$

$$\dot{B}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5 \quad (3.15)$$

$$\dot{B}_{23} = \dot{I}_3 \quad (3.16)$$

$$\dot{B}_{24} = \dot{I}_4 + \dot{I}_5 \quad (3.17)$$

$$\dot{B}_{45} = \dot{I}_5 \quad (3.18)$$

∴

$$\begin{bmatrix} \dot{B}_{01} \\ \dot{B}_{12} \\ \dot{B}_{23} \\ \dot{B}_{24} \\ \dot{B}_{45} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \end{bmatrix}$$

$$[\dot{B}] = [BIBC] \cdot [I] \quad (3.19)$$

A matriz BIBC é uma matriz triangular superior em que todos os elementos abaixo da diagonal principal são nulos; suas dimensões são (*número de trechos*) × (*números de barras* - 1) ⇒ $j \times j$. A matriz BIBC deriva da topologia da rede, por isso alguns elementos acima da diagonal podem ser nulos.

Pela lei de Ohm:

$$\dot{U}_5 = \dot{U}_4 - \bar{Z}_{45} \cdot \dot{B}_{45} \quad (3.20)$$

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_2 - \bar{Z}_{24} \cdot \dot{B}_{24} \quad (3.21)$$

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_2 - \bar{Z}_{23} \cdot \dot{B}_{23} \quad (3.22)$$

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \bar{Z}_{12} \cdot \dot{B}_{12} \quad (3.23)$$

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_0 - \bar{Z}_{01} \cdot \dot{B}_{01} \quad (3.24)$$

Substituindo a equação 3.24 na equação 3.23:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_0 - \bar{Z}_{01} \cdot \dot{B}_{01} - \bar{Z}_{12} \cdot \dot{B}_{12} \quad (3.25)$$

Substituindo a equação 3.25 na equação 3.22:

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_0 - \bar{Z}_{01} \cdot \dot{B}_{01} - \bar{Z}_{12} \cdot \dot{B}_{12} - \bar{Z}_{23} \cdot \dot{B}_{23} \quad (3.26)$$

Substituindo a equação 3.25 na equação 3.21:

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_0 - \bar{Z}_{01} \cdot \dot{B}_{01} - \bar{Z}_{12} \cdot \dot{B}_{12} - \bar{Z}_{24} \cdot \dot{B}_{24} \quad (3.27)$$

Substituindo a equação 3.27 na equação 3.20:

$$\dot{U}_5 = \dot{U}_0 - \bar{Z}_{01} \cdot \dot{B}_{01} - \bar{Z}_{12} \cdot \dot{B}_{12} - \bar{Z}_{24} \cdot \dot{B}_{24} - \bar{Z}_{45} \cdot \dot{B}_{45} \quad (3.28)$$

Invertendo o sinal das equações 3.24, 3.25, 3.26, 3.27 e 3.28:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_0 \\ \dot{U}_0 \\ \dot{U}_0 \\ \dot{U}_0 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_3 \\ \dot{U}_4 \\ \dot{U}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{01} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{12} & 0 & \bar{Z}_{24} & 0 \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{12} & 0 & \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{45} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{B}_{01} \\ \dot{B}_{12} \\ \dot{B}_{23} \\ \dot{B}_{24} \\ \dot{B}_{45} \end{bmatrix}$$

$$[\Delta \dot{U}] = [BCBV] \cdot [\dot{B}] \quad (3.29)$$

A matriz BCBV é uma matriz triangular inferior em que todos os elementos acima da diagonal principal são nulos; suas dimensões são (números de barras – 1) × (número de trechos) ⇒ $j \times j$. A matriz BCBV também deriva da topologia da rede e por isso alguns elementos abaixo da diagonal podem ser nulos.

Substituindo-se a equação 3.19 na equação 3.29, tem-se:

$$[\Delta \dot{U}] = [BCBV] \cdot [BIBC] \cdot [i] \quad (3.30)$$

As matrizes BIBC e BCBV permanecem constantes durante os cálculos. A multiplicação das matrizes BCBV e BIBC resulta em uma matriz de mesma dimensão e que também permanece constante em todo o processo iterativo: DLF (*Distribution Load Flow*). Essa matriz relaciona a diferença de tensão da barra i para a barra 0 e a corrente na barra i .

$$[\Delta \dot{U}] = [DLF] \cdot [i] \quad (3.31)$$

Neste modelo a matriz DLF é:

$$DLF = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{24} \\ \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{24} & \bar{Z}_{01} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{24} + \bar{Z}_{45} \end{bmatrix}$$

A matriz DLF é simétrica e todos os seus elementos são números complexos. Os elementos da diagonal principal são a simples soma das impedâncias dos trechos desde a barra 0 até qualquer barra i considerando que há apenas um condutor conectando a barra de referência a qualquer outra barra selecionada.

O algoritmo implementado calcula iterativamente a matriz de corrente elétrica nas barras $[I]$ pela equação 3.13, a matriz $[\Delta U]$ pela equação 3.31 e a matriz de tensão elétrica nas barras pela equação 3.32. A matriz de corrente elétrica nos trechos da rede $[B]$ são calculados pela equação 3.19 após o processo iterativo.

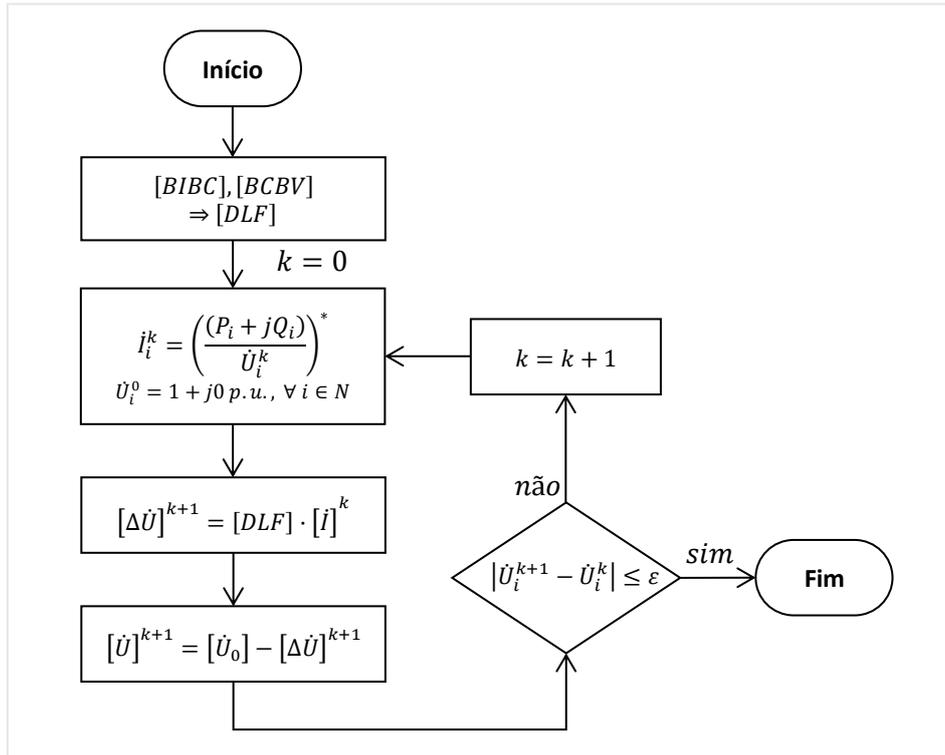
$$[U] = [U_0] - [\Delta U] \quad (3.32)$$

3.3. Implementação do Algoritmo em VBA

Optou-se em implementar o algoritmo em VBA (*Visual Basic for Applications*), uma linguagem de programação simples, disponível em aplicativos do Microsoft Office e com documentação *online* de fácil acesso. O código pode ser executado por meio de uma macro no Excel que facilita a entrada e a saída de dados com uma interface mais intuitiva. Todos os cálculos, inclusive de números complexos, são realizados nas planilhas pelas fórmulas disponíveis do Excel. Por isso, as grandezas elétricas complexas (potência, tensão, corrente e impedância) foram manipuladas e apresentadas como números complexos na forma retangular $a + jb$. Os resultados são impressos em células e gráficos nas planilhas. A implementação do algoritmo foi pensada para o estudo de caso do capítulo 4, mas pode simular outros circuitos radiais com até 23 barras.

O código em VBA da macro possui declaração das variáveis e três procedimentos (*PowerFlow*, *Iteration* e *Clear*) que podem ser lidos no Apêndice B. O diagrama da Figura 18 indica a estrutura lógica de funcionamento de *Iteration*, rotina do algoritmo implementado, responsável pela solução iterativa do fluxo de potência.

Figura 18: Diagrama lógico do algoritmo para cálculo iterativo do fluxo de potência.



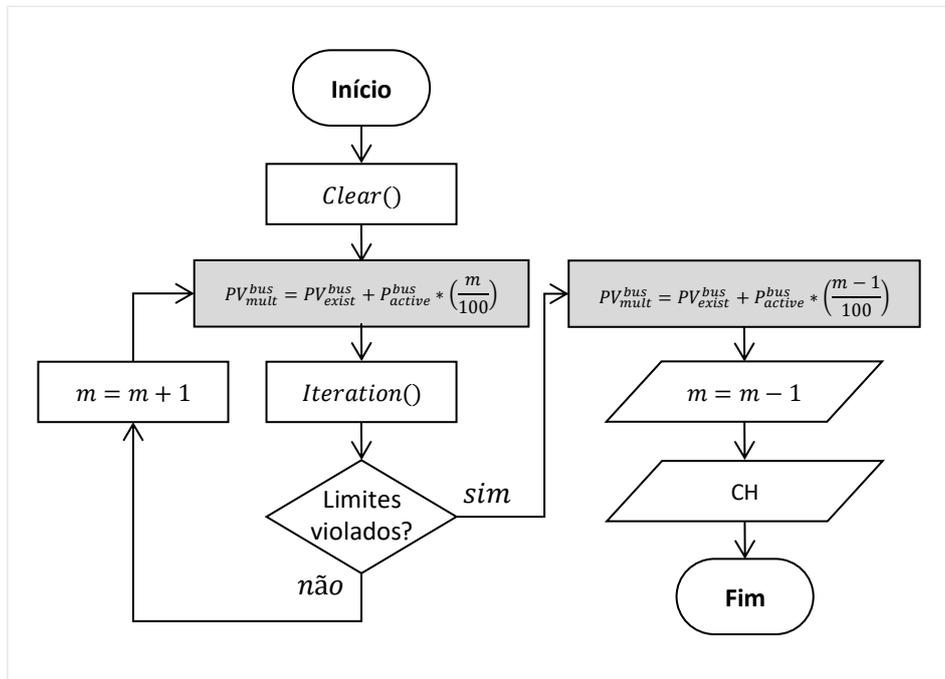
Fonte: elaborado pelo autor.

A matriz DLF é calculada em planilha com a entrada manual das matrizes BIBC e BCBV. No início da execução da macro, o contador de iterações é zerado ($k = 0$) e a tensão em todas as barras são igualadas à tensão na barra de referência: $\hat{U}_i^0 = 1 + j0 \text{ p.u.}$ Enquanto o desvio na tensão de uma mesma barra em iterações subsequentes for maior que o desvio admissível ε , o contador é incrementado ($k = k + 1$). Como esperado, observou-se que quanto menor o ε , maior o número de iterações.

O procedimento *PowerFlow* é a estrutura principal do código e dá ao usuário a possibilidade de ‘rodar’ o fluxo de potência ou encontrar a capacidade de hospedagem na hora, período e condições selecionadas. A Figura 19 indica o funcionamento de *PowerFlow* quando selecionada a opção para calcular a capacidade de hospedagem. O algoritmo usa o procedimento *Clear* para zerar a capacidade de GD-FV em todas as barras. Do ponto de vista do algoritmo, a capacidade de GD-FV é tratada como um multiplicador (PV_{mult}^{bus}) e indicada na interface do usuário como *PV Multiplier* (ver Figura 20 no item 3.3.1). A capacidade de GD-FV é recalculada para cada barra em cada passo até o fim da execução por meio do incremento de um multiplicador de uso geral do algoritmo (variável interna denominada *multiplier*, descrita na figura apenas como m); PV_{exist}^{bus} é a GD-FV

existente (se houver) na barra correspondente e P_{active}^{bus} é o pico de potência ativa na barra correspondente (ver detalhes da abordagem de cálculo no item 5.2).

Figura 19: Diagrama lógico do algoritmo para cálculo da capacidade de hospedagem.



Fonte: elaborado pelo autor.

A capacidade de hospedagem só pode ser determinada pelo algoritmo quando o multiplicador geral (*multiplier*) é incrementado. Por isso, o seu valor inicial, que pode ser inserido manualmente pelo usuário, deve ser idealmente zero. Quando os limites são violados, *multiplier* é decrementado e o recálculo dos multiplicadores de GD-FV em cada barra determina a solução para a capacidade de hospedagem de acordo com as condições iniciais selecionadas.

3.3.1. Interface em Excel

O arquivo em Excel possui diversas planilhas de trabalho que funcionam como 'módulos' de uma programação, a saber:

Model: é a principal interface com o usuário para entrada e saída de dados;

PV: é a planilha que contém a saída de potência ativa e reativa normalizada em CA (conforme modelagem do item 4.4) para cada kW em CC, a cada hora do ano (1 a 8.760);

Load: é a planilha que armazena os dados de potência ativa e reativa da carga de cada unidade da USP a cada hora do ano;

Net Load: é a planilha que calcula a carga líquida subtraindo a potência ativa e reativa da geração FV da potência ativa e reativa correspondente da carga;

Electric: contém os dados elétricos dos condutores do circuito USP-105 conforme a Tabela 8;

Aux-BCBV: é uma planilha auxiliar para formar a matriz BCBV;

BCBV: é a planilha que guarda a matriz BCBV formada;

Aux-BIBC: essa planilha contém a matriz BIBC e é utilizada pela macro em VBA para verificar se não houve violação das correntes nos trechos do circuito;

BIBC: essa planilha contém a matriz BIBC. Ela calcula a matriz $[B]$ de dimensões (22×1) com dados da matriz de correntes nas barras $[I]$ proveniente da planilha AUX;

DLF: planilha utilizada pela macro em VBA para calcular a matriz $[\Delta U]$ de dimensões (22×1) ;

AUX: é a principal planilha utilizada pela macro em VBA para formar a matriz $[I]$, calculando a corrente em cada barra a partir da potência da carga e da geração FV na hora selecionada. A matriz $[I]$ tem dimensões (22×1) ;

PF: a macro permite calcular o fluxo de potência no modelo para uma sequência de horas selecionadas. Os dados de potência de geração FV e carga são impressos para o período selecionado.

HC: a macro também permite o cálculo automático da geração FV na(s) barra(s) selecionada(s) até a violação de qualquer parâmetro. Os dados de potência da geração FV e carga são impressos para o período selecionado.

Load & Net Load: calcula as potências aparente da carga e da carga líquida de cada unidade;

Sorted L&NL: classifica em ordem decrescente os valores de Load & Net Load;

LDC: plota os gráficos da curva de duração de carga e curva de duração de carga líquida para cada unidade;

C. c.: calcula o crédito de capacidade da GD-FV de cada unidade pelo método '8.760'.

As planilhas de cálculo manipulam os dados e as matrizes em *p. u.*, mas na planilha Model os valores são visualizados em unidades absolutas.

Figura 20: Entrada e saída de dados do algoritmo implementado.

	1	2
<Period/Bus>	1	2
< Hour/Length >	0,863	0,028
Existing DG-PV (kWp)		234,0
PV Multiplier	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Load Multiplier	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
PV Power (kVA)	0,00 + j0,00	160,91 + j0,00
Load Power (kVA)	0,00 + j0,00	27,89 + j14,67
Bus Current (A)	0,00 + j0,00	-9,64 - j1,07
Bus Delta U (V)	0,17 - j16,18	0,00 - j16,24
Bus Voltage (V)	13799,83 + j16,18	13800,00 + j16,24
Branch Current (A)	-92,95 - j84,58	-9,64 - j1,07
Voltage Module (p.u.)	0,999988	1,000001
Voltage Module (V)	13.799,84	13.800,01
Branch Power Loss (kVA)	1,35 + j1,52	0,00 + j0,00

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 20 mostra uma parte da planilha Model. Cada coluna indica os parâmetros de cada barra do modelo do circuito USP-105. As células com fundo verde recebem entrada manual de dados. Hora: seleciona a hora do ano; Período (Period): número de horas sequenciais a partir da hora (Hour) selecionada para rodar o fluxo de potência ou capacidade de hospedagem; Length: é o comprimento do trecho em km (ver Tabela 7); Existing DG-PV.: é a capacidade já existente (em kW) de GD-FV instalada na barra correspondente. Células com fundo vermelho não recebem dados de entrada. Há duas caixas de seleção para as simulações que habilitam ou desabilitam a GD-FV e a carga nas barras. Embora seja possível desabilitar a carga nas barras, para o estudo de caso todas as caixas de seleção das cargas estão habilitadas. Os multiplicadores são números pelos quais todos os dados contidos nas planilhas PV e Load são multiplicados (o cálculo do multiplicador para a GD-FV foi detalhado no item 3.3). Para as cargas, o multiplicador usado é unitário, ou seja, os dados de carga são iguais aos valores medidos (ver item 4.2).

A planilha Model calcula as perdas de potência nos trechos com a seguinte equação (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010):

$$\Delta \bar{S}_{i,j} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \times \dot{B}_{i,j}^* = \bar{Z}_{i,j} \times \dot{B}_{i,j} \times \dot{B}_{i,j}^* \quad (3.33)$$

Sendo:

$\Delta \bar{S}_{i,j}$ a perda de potência no trecho entre as barras i e j em VA;

\hat{U}_i o fasor que representa a tensão elétrica na barra i em V;

\hat{U}_j o fasor que representa a tensão elétrica na barra j em V;

$\hat{B}_{i,j}^*$ o fasor que representa o conjugado da corrente elétrica no trecho entre as barras i e j em A.

$\bar{Z}_{i,j}$ a impedância do condutor no trecho entre as barras i e j em Ω ;

3.3.2. Teste do Código

O algoritmo e o código foram testados simulando a rede teste de 12 barras do artigo de Mishra, Das e Paul (2014). Os valores de base são: 11 kV para a tensão e 100 MVA para a potência. As cargas nas barras somam 435 kW e 405 kVAr.

A rede teste inclui dois geradores distribuídos localizados nas barras 5 e 11 (numeração no código em VBA). A potência ativa e reativa de GD na rede teste equivale a 10% e 7% da potência das cargas, respectivamente, ou seja, 43,5 kW e 28,35 kVAr. As potências fornecidas pela subestação (barra 0) sem e com GD são 455,31 kW/413,04 kVAr e 359,89 kW/353,02 kVAr, respectivamente. A Tabela 5 indica a perda de potência ativa e reativa em cada trecho da rede, sem GD e com GD.

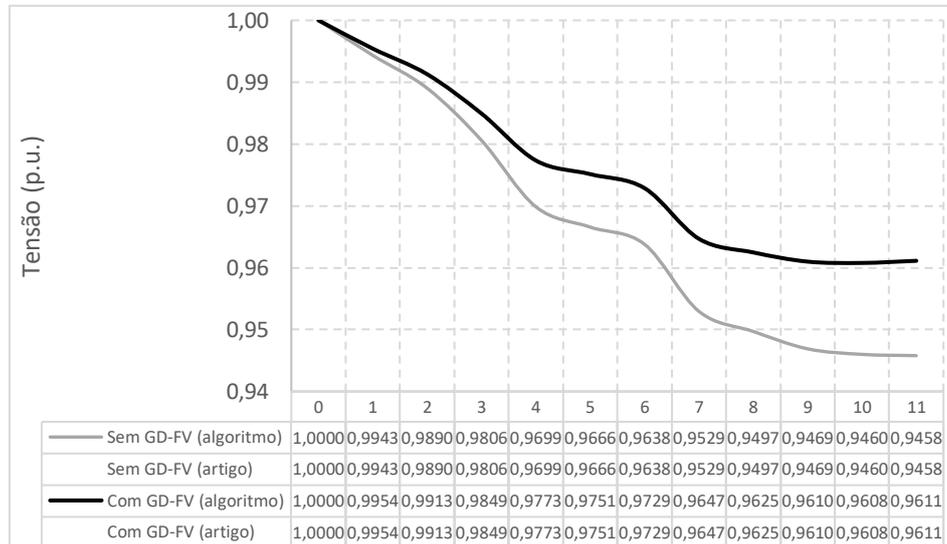
Tabela 5: Perda de potência obtido pelo algoritmo implementado em VBA.

Trecho	Sem GD		Com GD	
	kW	kVAr	kW	kVAr
0-1	3,40	1,44	2,29	0,97
1-2	2,75	1,15	1,72	0,72
2-3	3,97	1,65	2,36	0,98
3-4	4,21	1,76	2,21	0,93
4-5	1,14	0,48	0,55	0,23
5-6	0,91	0,37	0,62	0,25
6-7	2,91	0,82	1,74	0,49
7-8	0,58	0,24	0,28	0,12
8-9	0,37	0,10	0,11	0,03
9-10	0,07	0,02	0,01	0,00
10-11	0,01	0,00	0,01	0,00
Total	20,31	8,04	11,89	4,72

Fonte: elaborado pelo autor

A Figura 21 mostra os valores de tensão (em *p. u.*) em cada barra obtida por meio do algoritmo. Os valores convergiram em 4 iterações para cada caso. Para efeito de comparação, os valores de tensão do artigo foram inseridos na figura.

Figura 21: Tensão nas barras da rede teste sem e com GD.



Fonte: elaborado pelo autor.

Os resultados obtidos coincidem com os resultados do artigo, pelo menos, até a quarta casa decimal para os valores de tensão nas barras e até a segunda casa decimal para os valores de perda de potência na rede, sem e com GD, demonstrando que o código implementado em VBA calcula corretamente os parâmetros analisados e o algoritmo selecionado é suficientemente preciso para a solução de fluxo de potência de circuitos radiais em regime permanente.

4. ESTUDO DE CASO: o Circuito USP-105 da CUASO

A Cidade Universitária “Armando de Salles Oliveira” (CUASO) é um dos *campi* da USP, localizada na capital paulista em uma área de aproximadamente 3,65 km².

A rede elétrica da CUASO é atendida por uma Estação Transformadora de Distribuição (ETD-USP) com capacidade instalada de 36,8 MVA localizada dentro do *campus*. A rede de distribuição tem 30 km de extensão e distribui energia elétrica para 101 cabines primárias de medição e transformação em MT, operando com 13,8 kV (PUSP-C, 2017). A rede é composta por cinco circuitos de distribuição subterrâneos, diretamente enterrados, nomeados de USP-102 a USP-106.

O circuito USP-105 é o alimentador de estudo desta dissertação e atende as cargas localizadas na porção sudoeste e sul do *campus*, majoritariamente unidades da área biológica. As cargas atendidas são das seguintes unidades da CUASO: Instituto de Energia e Ambiente (IEE), PUSP-C (Prefeitura do *Campus* USP da Capital), NUCEL (Núcleo de Terapia Celular e Molecular), HU (Hospital Universitário), FOFITO (Departamento de Fisioterapia, Fonoaudiologia e Terapia Ocupacional), ICB (Instituto de Ciências Biomédicas), FO (Faculdade de Odontologia), FMVZ (Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia) e IB (Instituto de Biociências).

4.1. Características Elétricas do Circuito USP-105

Em cada circuito, os cabos do tronco têm seção de 240 mm², os ramais têm 70 mm² e as derivações até as cabines primárias e transformadores têm 35 mm². Os cabos empregados são de cobre, 8,7/15 kV tripolares, bloqueados, multiplexados, sem capa de proteção ou armadura, isolamento em XLPE (composto termofixo de polietileno reticulado) e com blindagem reforçada (JARDINETTI, 2002).

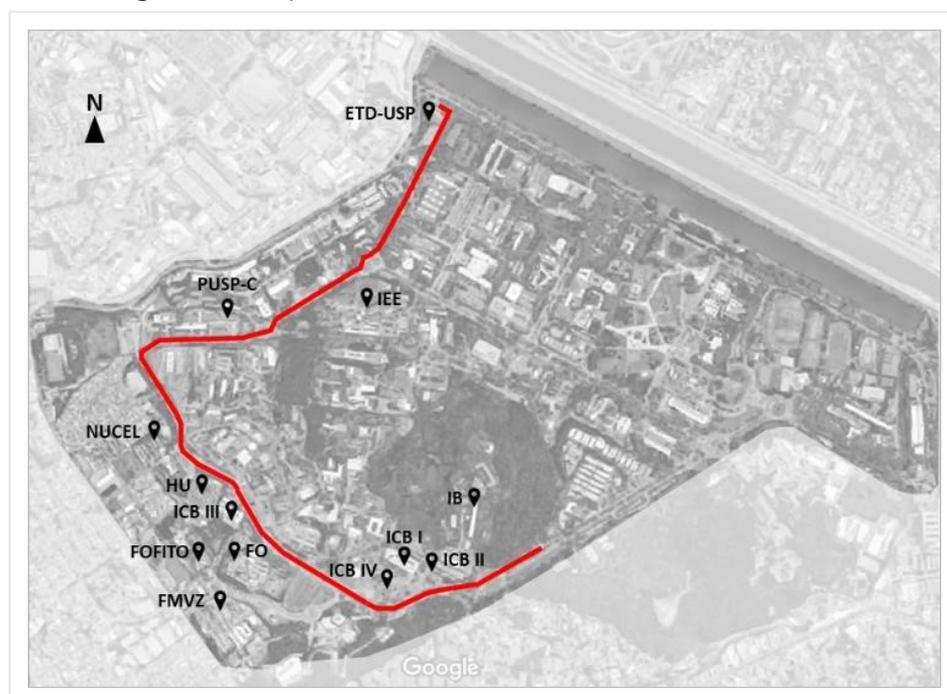
Tabela 6: Demanda estimada das unidades da CUASO atendidas pelo circuito USP-105.

Unidade	Capacidade Transformador (kVA)	Demanda Estimada (kW)
IEE	750	150
PUSP-C	500	210
NUCEL	800	250 ²⁴
HU	6.750	1.150
ICB III	1.000	270
FOFITO	1.275	200
FO	2.225	470
ICB IV	1.000	330
FMVZ	2.100	750
ICB II	1.250	650
ICB I	2.000	770
IB	1.225	800
Total	20.875	6.000

Fonte: adaptado de PUSP-C (2019).

A Tabela 6 indica a capacidade de transformador instalada para atender a carga em cada unidade. Apesar da informação da capacidade dos transformadores, nenhum deles foi modelado no estudo. A capacidade total de transformador (20.875 kVA) é bem superior à demanda estimada de 6.000 kVA, o que pode explicar em parte o baixo fator de potência no circuito (ver item 4.2). A Figura 22 mostra o trajeto do tronco do circuito USP-105 com aproximadamente 3,3 km de extensão.

Figura 22: Trajeto do tronco do circuito USP-105 na CUASO.

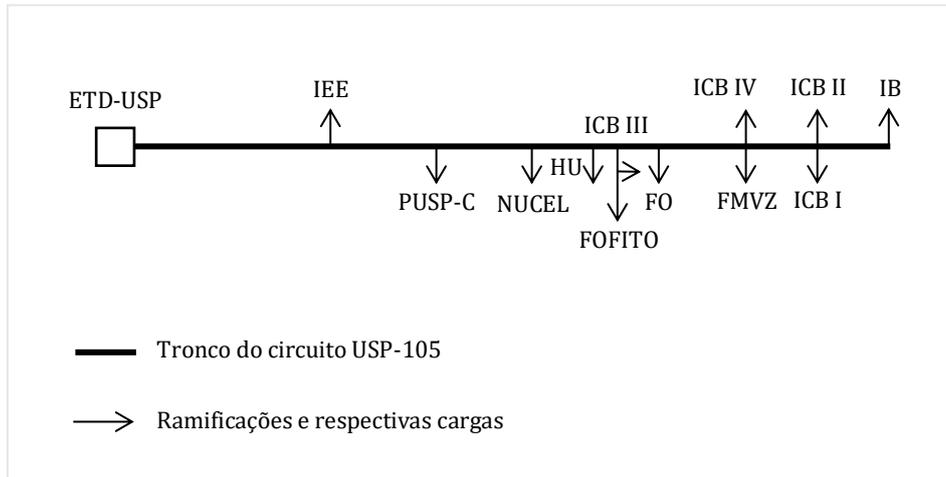


Fonte: elaborado pelo autor com mapa do *Google Maps*.

²⁴ Valor de demanda do NUCEL não informado pela PUSP-C. O valor foi aproximado pelo autor baseado nos dados de carga das unidades.

A partir da indicação do tronco do circuito USP-105 e a localização das unidades é possível estimar as distâncias entre cada trecho do tronco e suas ramificações. A figura abaixo é um diagrama simplificado obtido a partir do mapa anterior. A extensão do tronco bem como o posicionamento horizontal das unidades está em escala.

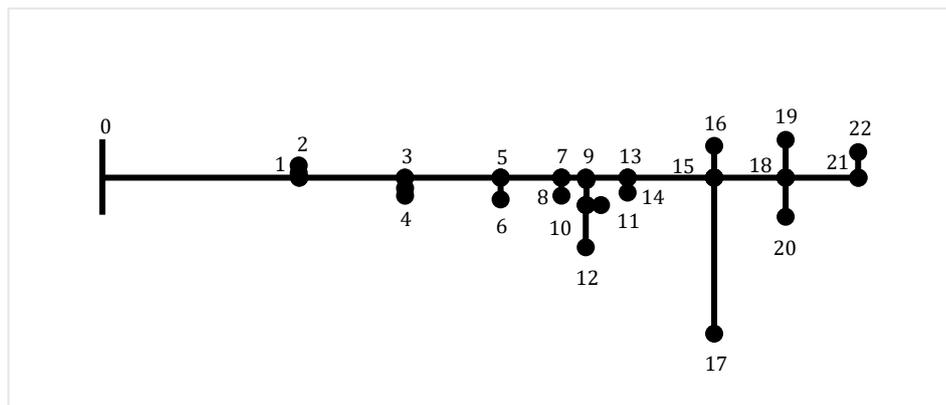
Figura 23: Diagrama unifilar do circuito USP-105.



Fonte: elaborado pelo autor.

O circuito USP-105 pode ser representado por um diagrama com 23 barras numeradas de 0 (ETD-USP) a 22. Algumas barras são pontos de ramificação ou derivação (barras 1, 3, 5, 7, 9, 10, 13, 15, 18 e 21) e as demais são pontos de carga: IEE (barra 2), PUSP-C (barra 4), NUCEL (barra 6), HU (barra 8), ICB III (barra 11), FOFITO (barra 12), FO (barra 14), ICB IV (barra 16), FMVZ (barra 17), ICB II (barra 19), ICB I (barra 20) e IB (barra 22).

Figura 24: Diagrama de barras do circuito USP-105.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 7 indica o comprimento de cada trecho e a respectiva seção nominal do cabo utilizado.

Tabela 7: Comprimento e seção dos cabos dos trechos do circuito USP-105.

Trecho	Comprimento (km)	Seção dos Cabos
0-1	0,864	3 x 240 mm ²
1-2	0,028	3 x 35 mm ²
1-3	0,465	3 x 240 mm ²
3-4	0,010	3 x 35 mm ²
3-5	0,420	3 x 240 mm ²
5-6	0,095	3 x 35 mm ²
5-7	0,270	3 x 240 mm ²
7-8	0,080	3 x 35 mm ²
7-9	0,108	3 x 240 mm ²
9-10	0,111	3 x 70 mm ²
10-11	0,067	3 x 70 mm ²
10-12	0,187	3 x 70 mm ²
9-13	0,185	3 x 240 mm ²
13-14	0,067	3 x 35 mm ²
13-15	0,382	3 x 240 mm ²
15-16	0,141	3 x 35 mm ²
15-17	0,690	3 x 70 mm ²
15-18	0,314	3 x 240 mm ²
18-19	0,169	3 x 35 mm ²
18-20	0,172	3 x 35 mm ²
18-21	0,320	3 x 240 mm ²
21-22	0,113	3 x 35 mm ²

Fonte: elaborado pelo autor.

Os valores de resistência em corrente alternada e reatância indutiva adotados para os condutores foram os indicados no catálogo de Cabos de Média Tensão da General Cable Brasil, considerando-se o modelo FOREX 8,7/15 kV tripolar, de cobre. A capacidade de condução de corrente dos condutores foi determinada pelo método de instalação 'F' (cabo tripolar em banco de dutos ou eletroduto enterrado no solo), de acordo com norma ABNT NBR 14039:2005. O fator de correção de 0,81 (recomendado pela mesma norma) foi multiplicado pelo valor da capacidade de condução de corrente do condutor de seção 240 mm² devido ao agrupamento de cabos (proximidade de três dutos, cada um com três cabos unipolares). A Tabela 8 resume os valores adotados.

Tabela 8: Valores adotados para os cabos do circuito USP-105.

Parâmetro	35 mm²	70 mm²	240 mm²
R (Ω /km)	0,6684	0,3424	0,0992
X (Ω /km)	0,1500	0,1350	0,1114
Capacidade de Condução de Corrente (A)	108,0	154,0	244,6

Fonte: elaborado pelo autor.

A potência máxima admissível no condutor de seção 240 mm² (tronco) limita a potência trifásica de todo o circuito USP-105 com fator de potência unitário: 5.847 kVA.

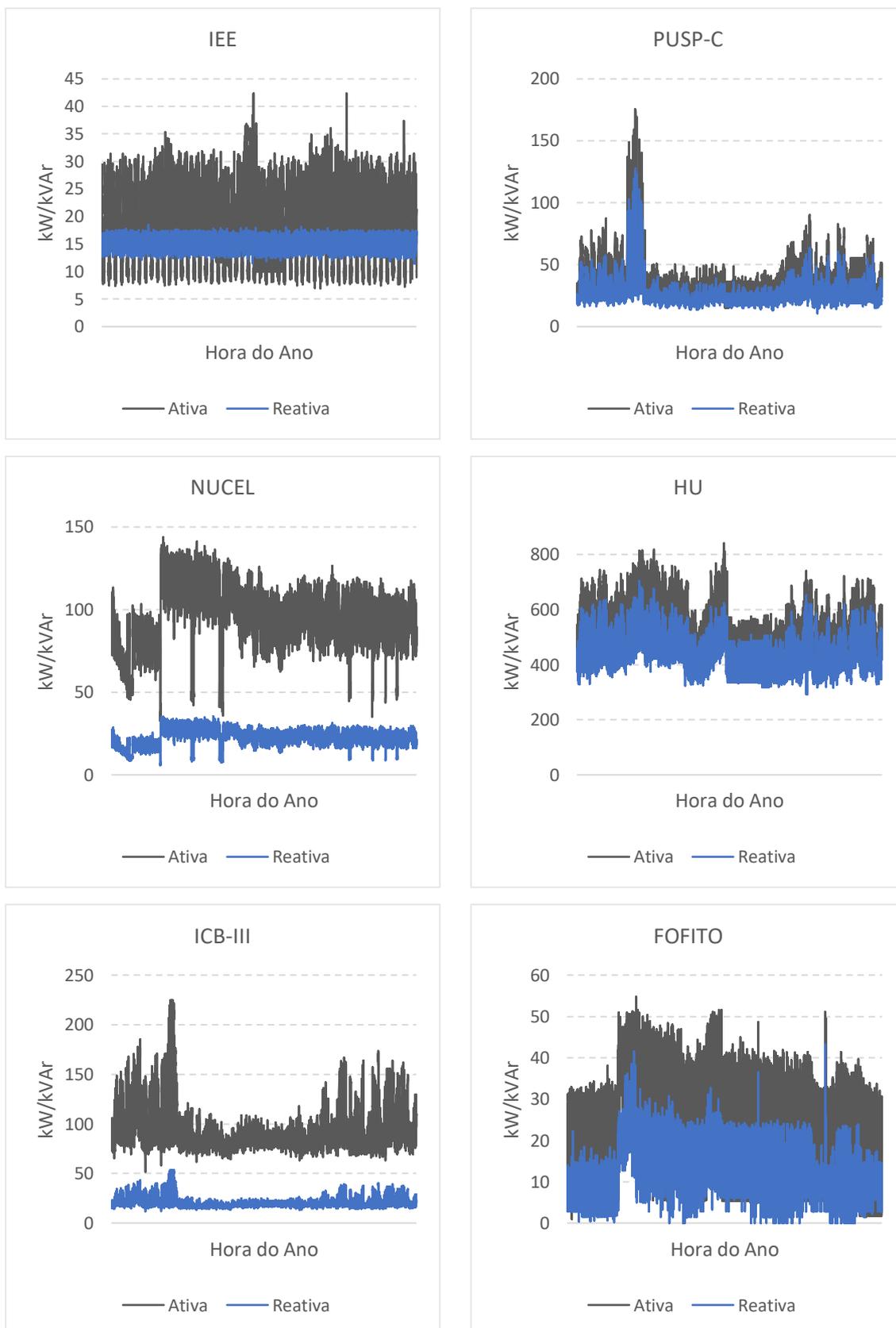
4.2. Levantamento das Cargas Atendidas pelo Circuito USP-105

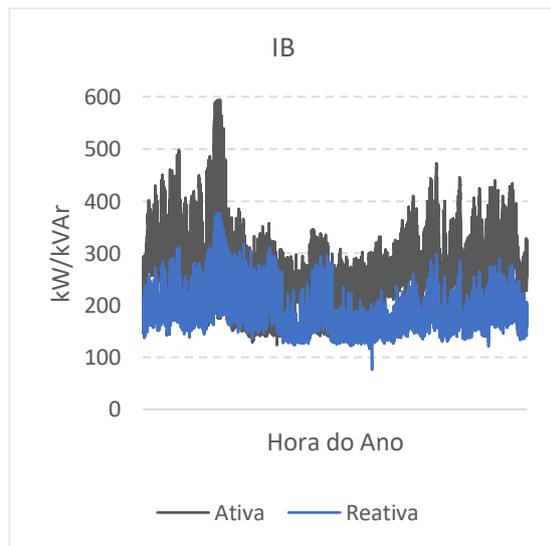
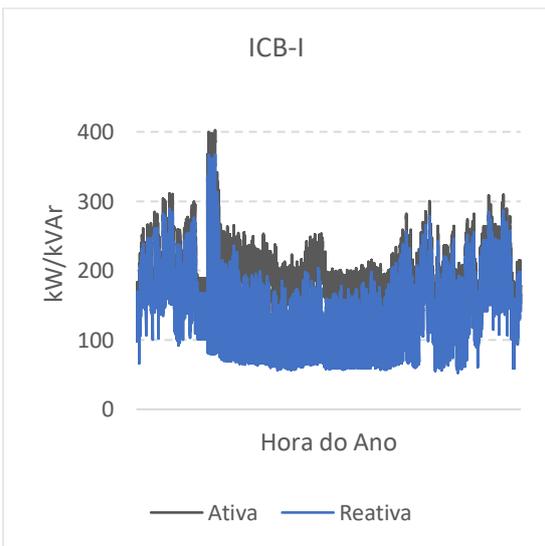
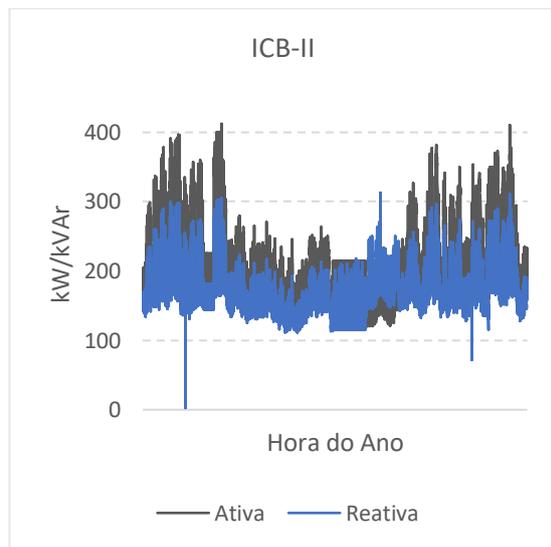
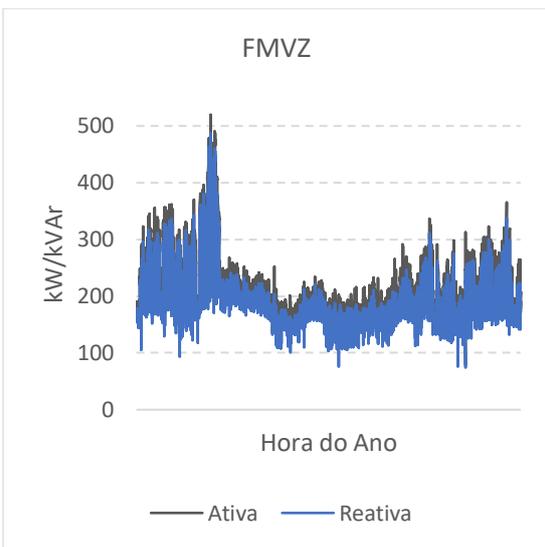
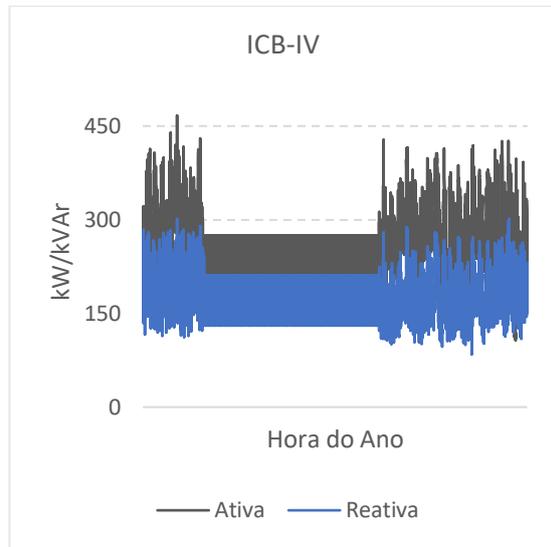
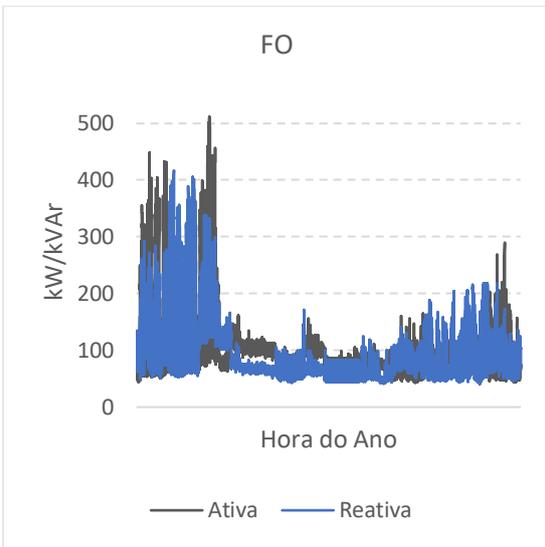
Um sistema supervisorio implementado pela USP na CUASO, baseado em plataforma SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), efetua medições de potência (ativa, reativa e aparente), fator de potência, tensão e corrente elétrica nas unidades do *Campus*. Os valores das grandezas medidas são registrados com intervalo de amostragem de 1 minuto (IEE, 2021). Os valores de potência ativa e reativa das unidades atendidas pelo circuito USP-105 foram utilizadas neste estudo de caso, porém, considerou-se valores médios em intervalos de 1 hora por um ano, a partir de março de 2020. A aquisição dos dados se deu durante o período mais restritivo da pandemia da COVID-19 e é de se esperar que o consumo seja consideravelmente menor que no período pré-pandêmico. Entretanto, os dados não invalidam o estudo que pode ser refeito quando houver plena retomada das atividades presenciais na CUASO.

Como os equipamentos de medição estão sujeitos a falhas, alguns dados não foram coletados, deixando lacunas nas medições. O caso mais crítico é do ICB-IV cujos dados deixaram de ser coletados por vários meses consecutivos. Neste caso, os dados foram preenchidos com os mesmos dados coletados na mesma hora em medições de dias anteriores.

O fator de potência da carga agregada do circuito USP-105 varia de 0,73 a 0,85 no período analisado. As unidades com fatores de potência mais baixos (média anual de 0,74) são o IEE, FO e FMVZ. O ICB-II tem média anual de 0,76, HU de 0,77 e PUSP-C de 0,80. FOFITO, ICB-I e IB têm média de 0,81; o ICB-IV de 0,83. NUCEL e ICB-III apresentam os maiores valores de fator de potência, 0,97 e 0,98, respectivamente. A Figura 25 é uma coletânea dos gráficos que indicam a potência horária ativa e reativa, para cada unidade.

Figura 25: Potências ativa e reativa das unidades atendidas pelo circuito USP-105.

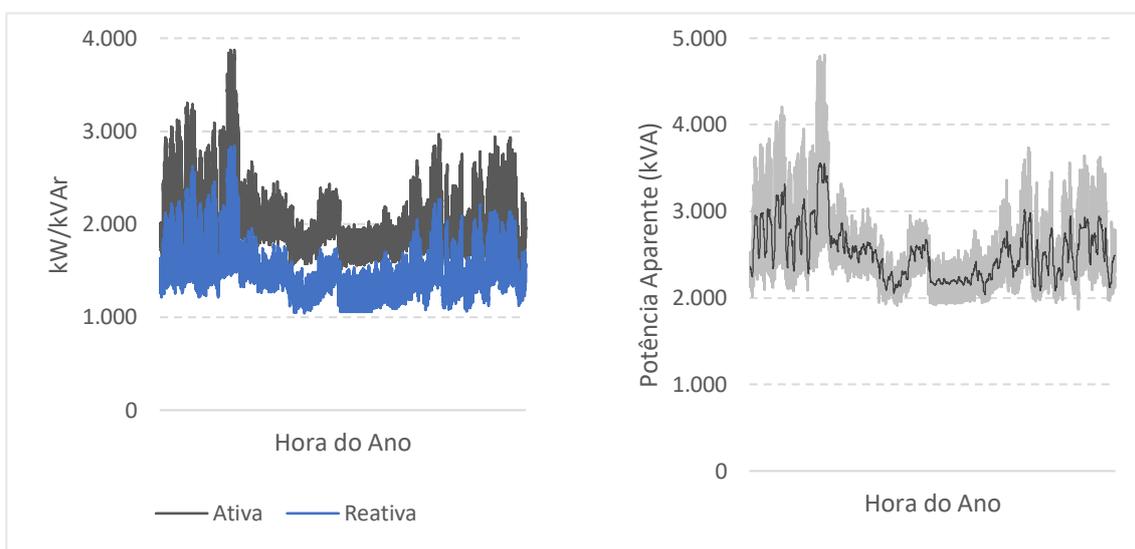




Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 26 reúne os gráficos que indicam a potência horária ativa e reativa, (à esquerda) e a potência aparente e respectiva média móvel das 24 horas anteriores (à direita) do circuito USP-105.

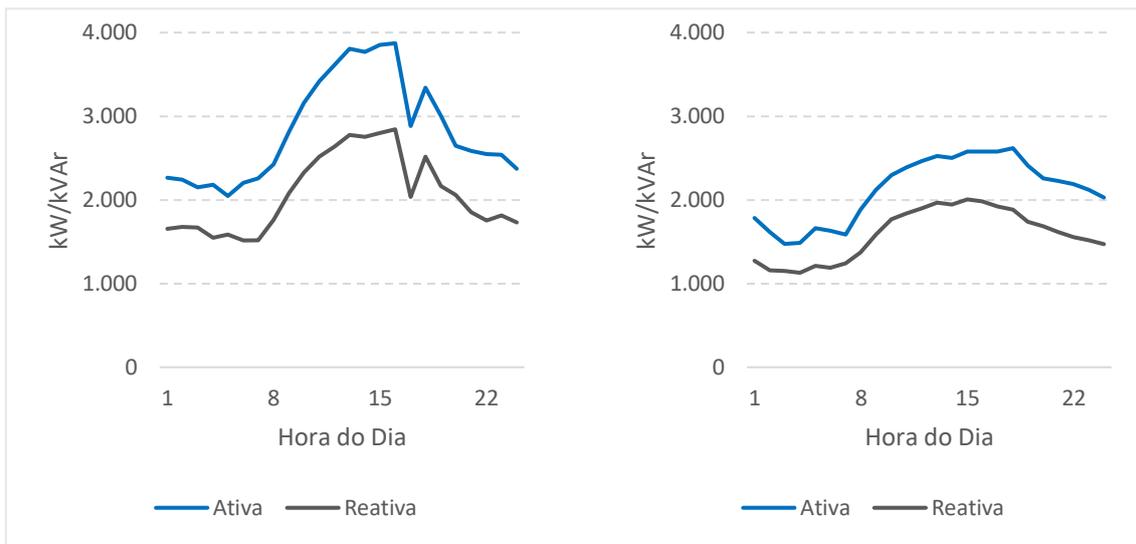
Figura 26: Potência ativa, reativa, aparente e média móvel do circuito USP-105.



Fonte: elaborado pelo autor.

De acordo com os dados, a carga no circuito alcançou a maior potência (4.804,6 kVA) no dia 16 de março às 15:00 (hora 1.791 do ano) com 80,8% de carregamento do circuito (potência base de 6.000 kVA). A menor potência (1.867,5 kVA) ocorreu no dia 25 de novembro às 3:00 (hora 7.875 do ano) com 31,2% de carregamento. A Figura 27 mostra a curva de carga do circuito no dia 16 de março, com carga máxima (à esquerda) e no dia 25 de novembro, com carga mínima (à direita). O perfil da carga é similar à de uma UC comercial, em que a carga máxima se concentra durante o dia, fora do horário de ponta contratual das 17:30 às 20:30. Os maiores valores de carga do circuito se concentraram no horário vespertino, principalmente entre 14:00 e 17:00.

Figura 27: Potência ativa e reativa do circuito USP-105 na carga máxima e carga mínima.



Fonte: elaborado pelo autor.

Entretanto, o valor máximo de carga às 12:00, pico da geração FV, é em 16 de março (hora 1.788 do ano) com carregamento de 79,3%. A menor carga às 12:00 ocorreu no dia 10 de maio (hora 3.108 do ano) com carregamento de 32,8%.

4.3. Geração Distribuída Existente na CUASO

Uma usina FV de 540 kW foi instalada na CUASO no âmbito de uma chamada pública da ANEEL. O objetivo do projeto, executado pelo IEE, foi intitulado “Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede”. A usina é constituída de quatro subsistemas:

1. 156 kW instalados em solo no IEE;
2. 78 kW instalados na cobertura no prédio administrativo do IEE;
3. 150 kW integrados à cobertura de vagas de estacionamento no IEE;
4. 156 kW instalados na cobertura da Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin localizada na CUASO.

O subsistema de 156 kW instalado em solo possui um único inversor central de 140 kW e sua tensão trifásica de saída 127/220 V é elevada por meio de um transformador elevador até 13,8 kV. A saída do transformador se conecta posteriormente à rede de MT. O subsistema de 78 kW é composto por 5 inversores de 12,5 kW cujas tensões trifásicas 220/380 V são abaixadas por meio de um transformador rebaixador conectado ao quadro de distribuição 127/220 V na

entrada do prédio. Estes dois subsistemas entraram em operação em janeiro de 2014 (ALMEIDA et al., 2017) e são de interesse deste estudo de caso porque estão conectados ao circuito USP-105, instalados no IEE. Outro sistema conectado ao circuito USP-105 foi instalado em junho de 2020 no Hospital Universitário (HU) e possui 84 kW com dois inversores de 33 kW cada (IEE, 2021).

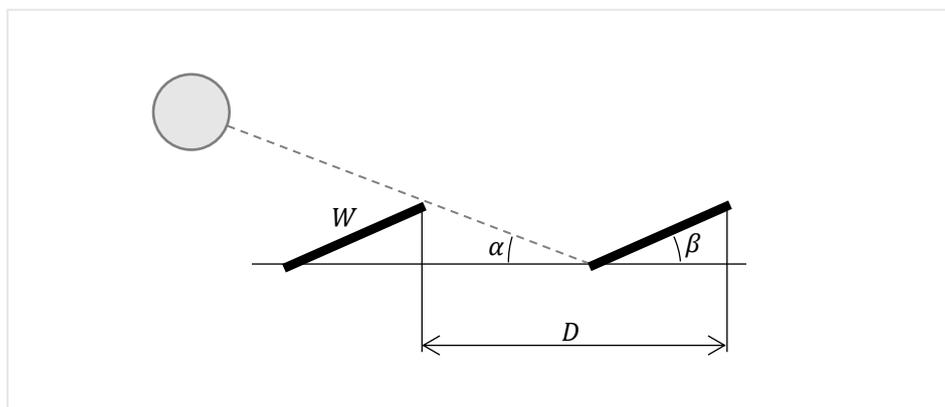
O IEE também possui um microgerador eólico de 2 kW, que não foi considerado neste estudo de caso devido à baixa potência, e uma planta de biogás de 75 kW não considerada neste estudo porque entrou em operação em junho de 2021, depois do período em que os dados de carga foram coletados.

4.4. Modelagem da Geração Distribuída Fotovoltaica na CUASO

A modelagem da GD-FV na CUASO, particularmente nas unidades atendidas pelo circuito USP-105, tem o objetivo de estimar a potência em corrente alternada e a energia produzida pelo sistema FV. Para a simulação, adotou-se que todo e qualquer gerador FV tem os módulos inclinados com ângulo $\beta=24^\circ$, aproximadamente igual ao módulo da latitude local ($23^\circ 36'$ sul). A orientação azimutal dos módulos FV adotada é 0° (norte).

Adotou-se a relação entre a área ocupada pelo módulo FV e a área da sua superfície igual a $\frac{D}{W} = 2$, sendo W a dimensão do módulo encontrada em catálogo do fabricante e D a soma da distância entre os módulos e a projeção horizontal do módulo (ver Figura 28). Nestas condições, o ângulo de elevação do Sol é $\alpha=20^\circ 31'$, o que significa que, no pior caso (solstício de inverno) não haverá autossombreamento depois das 8:37 da manhã.

Figura 28: Distância entre módulos e relação entre área ocupada e área dos módulos.



Fonte: elaborado pelo autor.

Com a informação de latitude e longitude da CUASO, os valores de irradiação solar foram obtidos diretamente no *website* do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Os dados têm origem no programa SunData cuja primeira e segunda versões continham valores de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e países limítrofes. Posteriormente, o SunData foi atualizado com o banco de dados da 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado em 2017, com informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro (CRESESB/CEPEL, 2021).

A Tabela 9 indica os valores de irradiação média diária por unidade de área e a quantidade estimada de horas de luz solar por dia²⁵ para cada mês do ano.

Tabela 9: Irradiação média diária e quantidade estimada de luz solar por dia.

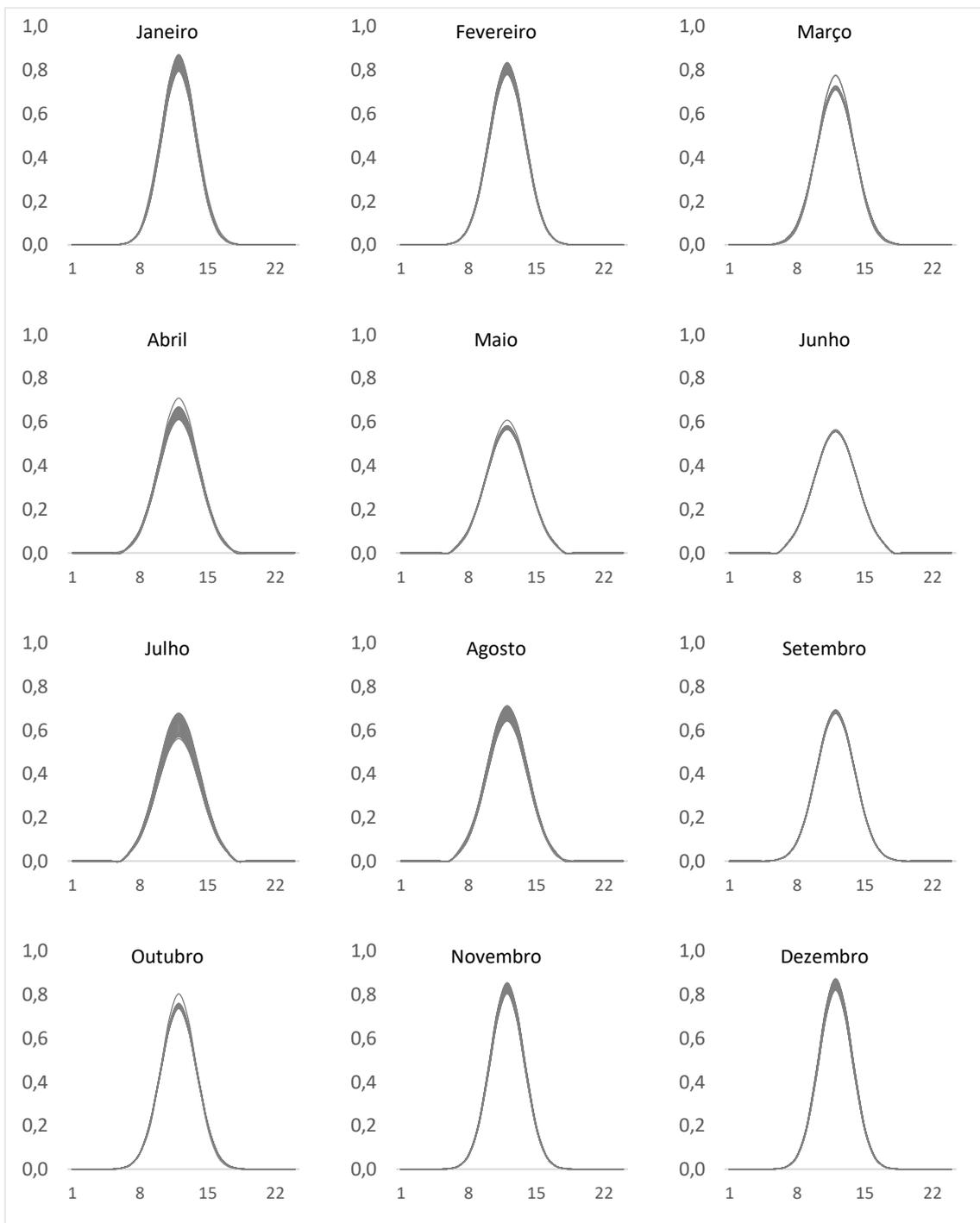
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
R [kWh·m ⁻² ·dia ⁻¹]	4,72	5,20	4,81	4,68	4,23	4,10	4,14	4,98	4,46	4,58	4,73	5,04
Horas de Sol/dia	13,3	12,8	12,1	11,4	10,9	10,7	10,9	11,4	12,1	12,8	13,4	13,6

Fonte: elaborado pelo autor.

A potência de saída do sistema FV (em CA) foi simulada para cada Watt em CC do gerador FV, resultando em uma série sintética com 8.760 valores horários de potência normalizada em corrente alternada, isto é, a razão da potência de saída do inversor em corrente alternada pela potência nominal do gerador FV em corrente contínua (P_{CA}/P_{CC}). O cálculo da potência levou em consideração a interpolação da irradiação média diária para os 365 dias do ano com distribuição normal ao longo das 24 horas do dia, levando-se em conta a quantidade de horas de luz solar da Tabela 9. A taxa de desempenho global do sistema é de 75% e o fator de potência dos inversores é unitário. A Figura 29 mostra os gráficos da potência normalizada para todos os dias do mês correspondente.

²⁵ Período entre o nascer e o pôr do Sol. Para simplificar, adotou-se a quantidade de horas de luz solar do dia 21 para os demais dias do mesmo mês. Os cálculos foram realizados para a localidade da CUASO, em São Paulo – SP, baseado no capítulo 2 do livro “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos” (ver referências).

Figura 29: Potência de saída do sistema FV para cada mês do ano.



Fonte: elaborado pelo autor.

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1. Implementação do Algoritmo para Análise do Fluxo de Potência do Circuito USP-105

O valor de ϵ utilizado no algoritmo foi de 0,00001 com limite de dez iterações, embora, em média, o número de iterações foi bem menor ($k = 3$).

Um painel de controle foi criado na planilha Model para monitorar as condições do circuito USP-105 como um todo. É possível observar a potência demandada da ETD-USP, a carga total, o carregamento do circuito, as perdas de potência e se houve violação dos parâmetros elétricos selecionados para análise da CH em função da hora selecionada e das configurações da GD-FV.

Figura 30: Painel de controle para monitorar o circuito USP-105.

a) Sem GD-FV	Power Supplied by ETD-USP	1586,28 + j1168,72	1.970,33	kVA
	Load	1581,47 + j1163,54	1.963,38	kVA
	Feeder Loading		32,8%	
	(ETD - Load) Power	4,81 + j5,19	7,08	kVA
	Power Losses	4,81 + j5,19	7,08	kVA
	Electrical Violation?		NO	
b) Com GD-FV	Power Supplied by ETD-USP	-1282,78 + j1167,22	1.734,34	kVA
	Load	1581,47 + j1163,54	1.963,38	kVA
	Feeder Loading		28,9%	
	(ETD - Load) Power	-2864,24 + j3,69	2.864,25	kVA
	Power Losses	3,42 + j3,69	5,03	kVA
	Electrical Violation?		NO	

Fonte: elaborado pelo autor.

As perdas de potência nos trechos do circuito são reduzidas quando há geração FV. Para a maior carga às 12:00 (hora 1.788), a somatória das perdas de potência em todos os trechos do circuito USP-105 cai de 41,14 kVA para 14,68 kVA, sem e com GD-FV, respectivamente. A Figura 30 indica o painel de controle para a menor carga às 12:00 (hora 3.108) em duas situações distintas: a) sem GD-FV e b) com GD-FV. A somatória das perdas de potência em todos os trechos do circuito USP-105 cai de 7,08 kVA para 5,03 kVA, sem e com GD-FV, respectivamente; os cálculos foram efetuados por meio da equação 3.33.

5.2. Capacidade de Hospedagem do Circuito USP-105

Os índices de desempenho selecionados para avaliar a CH do circuito USP-105 foram tensão e corrente elétrica. O limite de tensão estabelecido para a análise em qualquer barra é de 1,0 *p. u.*, apesar de, a rigor, não ser um limite tecnicamente inaceitável segundo os padrões brasileiros²⁶. O limite de corrente elétrica em cada trecho é a corrente trifásica até os limites de capacidade de condução dos cabos conforme a Tabela 8.

Para analisar a máxima capacidade de acomodação do circuito USP-105, simulou-se geração FV em todas as unidades (conforme modelagem proposta no item 4.4) sem deixar de considerar a geração já existente (234 kW instalados no IEE e 84 kW instalados no HU). As capacidades dos geradores FV foram fixadas como um múltiplo do pico da potência ativa observada em cada unidade (ver Tabela 10) e simultaneamente incrementados pelo mesmo multiplicador. O motivo para incrementar a capacidade dos geradores proporcionalmente à potência ativa da carga em cada barra é tentar maximizar a simultaneidade entre a geração e o consumo instantâneo local. O efeito da maximização da simultaneidade é a redução das perdas de potência no circuito e o aumento menos drástico da tensão nas barras com GD-FV.

Ainda que o cenário de máxima potência FV coincidente com a carga menor seja improvável, optou-se em determinar a CH pela abordagem estática considerando a menor carga ocorrida ao meio-dia. Portanto, a determinação da CH seguiu um método determinístico com dados da GD-FV e da carga conhecidos para cada hora do ano. Os dados da rede são fixos e invariantes no tempo. A variável independente é a capacidade instalada de GD-FV, em kW, que pode ser conectada às barras de cada uma das 12 unidades estudadas antes que qualquer limite seja superado. O resultado foi obtido analisando-se o fluxo de potência com o conjunto de dados do capítulo 4. A CH do circuito USP-105, por fim, é a somatória das capacidades instaladas. A mesma análise foi realizada para a maior carga do circuito para demonstrar que a CH aumenta e, portanto, é proporcional à carga.

²⁶ De acordo com a Revisão 12 do Módulo 8 do PRODIST, que trata da qualidade da energia elétrica, a tensão de atendimento se torna crítica se for menor que 90% da tensão de referência (neste caso 13.800 V) ou maior que 105% da tensão de referência.

Tabela 10: Pico da potência ativa em cada unidade do circuito USP-105.

Unidade	Capacidade Instalada (kVA)	Pico da Potência Ativa (kW)
IEE	750	42,4
PUSP-C	500	175,5
NUCEL	800	144,0
HU	6.750	842,7
ICB III	1.000	224,8
FOFITO	1.275	54,8
FO	2.225	511,0
ICB IV	1.000	466,9
FMVZ	2.100	518,8
ICB II	1.250	412,2
ICB I	2.000	401,8
IB	1.225	593,9

Fonte: elaborado pelo autor.

Para a carga máxima em 16 de março às 12:00 (hora 1.788), a CH é de 7.911,0 kW distribuídos conforme a Tabela 11. O valor foi obtido imediatamente antes da corrente elétrica no trecho entre a ETD-USP e a barra 1 superar o limite de corrente para o condutor de 240 mm² (ver Tabela 8). Em nenhum trecho a tensão da barra ultrapassou 1,0 p. u.

Tabela 11: Capacidade de hospedagem para carga máxima.

Unidade	GD-FV (kW)
IEE	307,3
PUSP-C	303,7
NUCEL	249,2
HU	1.542,4
ICB III	388,8
FOFITO	94,8
FO	884,0
ICB IV	807,7
FMVZ	897,6
ICB II	713,0
ICB I	695,1
IB	1.027,4
Total	7.911,0

Fonte: elaborado pelo autor.

Para a carga mínima em 10 de maio às 12:00 (hora 3.108), a CH é de 4.970,6 kW distribuídos conforme a Tabela 12. O valor foi obtido imediatamente antes do limite de tensão de 1,0 p. u. ser alcançado na barra 2 (IEE) e na barra 17 (FMVZ). Em nenhum trecho a corrente elétrica foi superada.

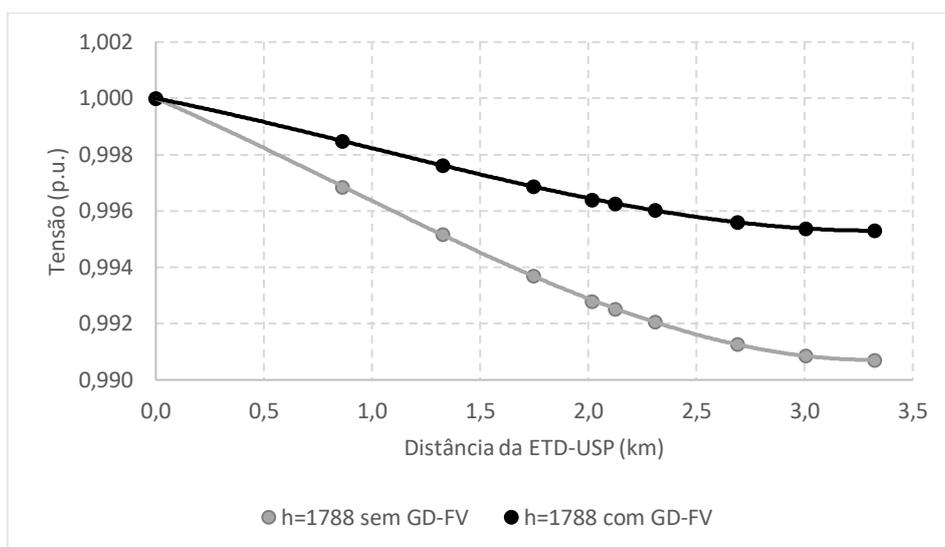
Tabela 12: Capacidade de hospedagem para carga mínima.

Unidade	GD-FV (kW)
IEE	278,9
PUSP-C	186,1
NUCEL	152,7
HU	977,8
ICB III	238,2
FOFITO	58,1
FO	541,6
ICB IV	494,9
FMVZ	550,0
ICB II	436,9
ICB I	425,9
IB	629,5
Total	4.970,6

Fonte: elaborado pelo autor.

A análise de CH do circuito USP-105 revelou dois valores diferentes, um na carga máxima e outro na carga mínima. A implementação de GD-FV da Tabela 11 (obtida com carga máxima), com carga mínima, viola a tensão de 1,0 *p. u.* em todas as barras. Por esta razão, a CH é o menor dos dois valores obtidos, ou seja, os valores conforme a Tabela 12. O circuito USP-105 consegue acomodar 4.970,6 kW ou 103% do pico da carga no circuito (4.804,6 kVA) sem transgredir os limites de tensão e corrente estabelecidos como índices de desempenho. A conclusão sobre a análise é que a CH é diretamente proporcional à carga e um circuito radial, como o circuito analisado, pode acomodar mais capacidade FV quanto mais próximo da subestação porque qualquer injeção de potência pela GD-FV pode suprir cargas à jusante. É importante notar que o valor é muito superior, por exemplo, aos 15% estabelecido como limite por uma das regras práticas mais conhecidas. As Figuras 31 e 32 mostram os valores de tensão ao longo do tronco do circuito sem e com GD-FV no limite da CH, com carga máxima e carga mínima, respectivamente.

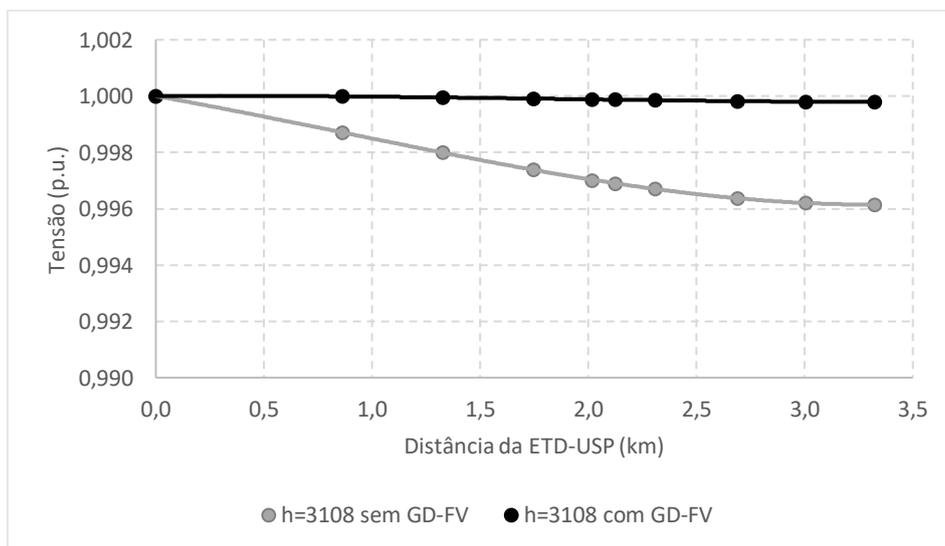
Figura 31: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV para carga máxima no limite da capacidade de hospedagem.



Fonte: elaborado pelo autor.

Para carga máxima, a tensão no fim do tronco do circuito sem GD-FV (linha cinza) e com GD-FV (linha preta) é 0,990703 *p. u.* e 0,995296 *p. u.*, respectivamente. O carregamento do circuito é 79,3% e 46,7%, respectivamente.

Figura 32: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV para carga mínima no limite da capacidade de hospedagem.

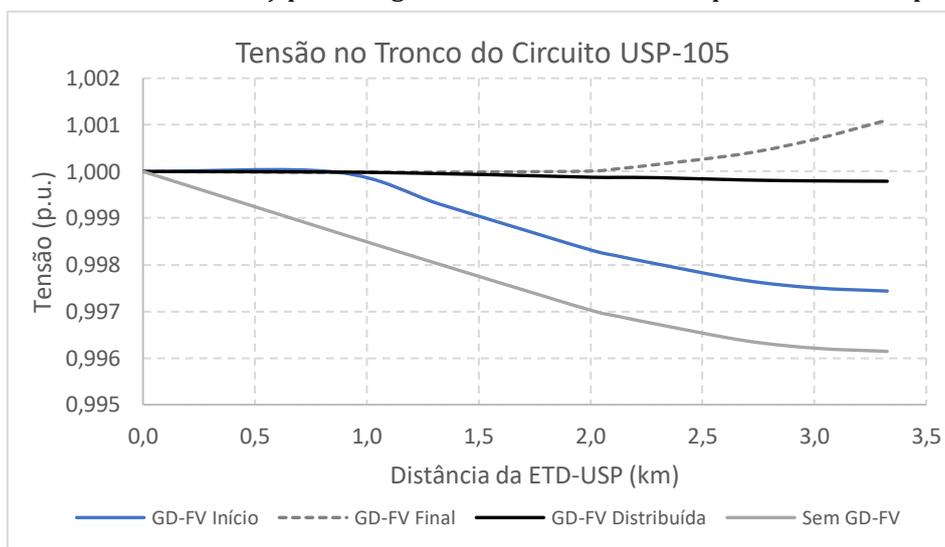


Fonte: elaborado pelo autor.

Para carga mínima, a tensão no fim do tronco do circuito sem GD-FV (linha cinza) e com GD-FV (linha preta) é 0,996143 *p. u.* e 0,999792 *p. u.*, respectivamente. O carregamento do circuito é 32,8% e 28,9%, respectivamente.

A implementação de GD-FV até a CH do circuito, além de não superar os limites determinados, melhorou o perfil de tensão, mas sem variações significativas. O carregamento do circuito tanto na carga mínima quanto na máxima teve redução significativa; na carga máxima às 12:00 (hora 1.788), por exemplo, o carregamento foi reduzido em aproximadamente 1.954 kVA. O pico da carga diminuiu para 4.363,5 kVA (10 de março às 16:00); redução de 9%. A Figura 33 mostra a tensão no tronco do circuito após análise do fluxo de potência nas seguintes situações para carga mínima: os 4.970,6 kW instalados apenas no início do circuito (barra 2 – IEE); os 4.970,6 kW instalados apenas no fim do circuito (barra 22 – IB); os 4.970,6 kW instalados conforme a Tabela 12 e sem GD-FV instalada.

Figura 33: Tensão nas barras do tronco do circuito USP-105 sem e com GD-FV (concentrada e distribuída) para carga mínima no limite da capacidade de hospedagem.



Fonte: elaborado pelo autor.

Como pode ser observado no gráfico, concentrar os 4.970,6 kW no início do circuito aumenta a tensão na barra do IEE – que superou o limite estipulado – e não melhora significativamente o perfil de tensão no tronco do circuito. A concentração da mesma capacidade no fim do circuito aumenta a tensão em 15 barras para além do limite de 1 p.u. Estas duas simulações ratificam a afirmação de que a CH é maior no início de circuitos.

5.3. Crédito de Capacidade das Unidades Atendidas pelo Circuito USP-105

O primeiro passo para calcular o crédito de capacidade pelo método '8.760' é plotar as curvas de duração de carga (LDC) e curvas de duração de carga líquida (NLDC). O crédito de capacidade foi calculado pela equação 3.8 com $H = 100$ para todas as unidades com capacidade da geração FV conforme a Tabela 12 e os resultados estão indicados na Tabela 13, que são as áreas entre as curvas LDC e NLDC plotadas para 8.760 horas.

Tabela 13: Crédito de capacidade das unidades pelo método '8.760'.

Unidade	GD-FV (kW)	Crédito de Capacidade (%)	Valor de Capacidade (kW)
IEE	278,9	33,1%	92,5
PUSP-C	186,1	33,9%	63,0
NUCEL	152,7	34,1%	52,0
HU	977,8	28,0%	273,9
ICB III	238,2	33,5%	79,8
FOFITO	58,1	34,6%	20,1
FO	541,6	31,0%	167,9
ICB IV	494,9	31,4%	155,3
FMVZ	550,0	30,9%	170,2
ICB II	436,9	31,8%	139,1
ICB I	425,9	31,9%	136,0
IB	629,5	30,4%	191,1
Total	4.970,6	-	-

Fonte: elaborado pelo autor.

O crédito de capacidade das unidades atendidas pelo circuito USP-105 reflete a coincidência entre a geração FV e os valores mais altos da carga do circuito. Observou-se que o crédito de capacidade é inversamente proporcional à capacidade instalada da GD-FV. No HU, por exemplo, o seu sistema FV, mais potente dentre as unidades, resultou no menor crédito de capacidade. Sistemas FV com baixíssima capacidade instalada tendem a estabilizar o crédito de capacidade em 34,7%, em qualquer unidade.

Sem GD-FV o consumo anual de energia ativa do circuito USP-105 é de 17.890,0 MWh e com GD-FV de 11.587,4 MWh. A diferença (6.302,6 MWh) é a energia anual produzida pelos 4.970,6 kW.

5.4. Análise Econômica do Circuito USP-105 com Geração Distribuída Fotovoltaica

Considerando a conexão da capacidade de GD-FV nas unidades atendidas pelo circuito USP-105 conforme a Tabela 12, é possível analisar o investimento necessário para a instalação dos sistemas FV. A Tabela 14 mostra o CAPEX e área necessária para as novas instalações de GD-FV em cada unidade.

Tabela 14: CAPEX e área da GD-FV em cada unidade.

Unidade	GD-FV Existente (kW)	GD-FV Nova (kW)	CAPEX ²⁷	Área Nova (m ²)
IEE	234,0	44,9	R\$ 175.110,00	399
PUSP-C		186,1	R\$ 763.010,00	1.654
NUCEL		152,7	R\$ 626.070,00	1.357
HU	84,0	893,8	R\$ 3.664.580,00	7.945
ICB III		238,2	R\$ 976.620,00	2.117
FOFITO		58,1	R\$ 226.590,00	516
FO		541,6	R\$ 2.220.560,00	4.814
ICB IV		494,9	R\$ 2.029.090,00	4.399
FMVZ		550	R\$ 2.255.000,00	4.889
ICB II		436,9	R\$ 1.791.290,00	3.884
ICB I		425,9	R\$ 1.746.190,00	3.786
IB		629,5	R\$ 2.580.950,00	5.596
Total	318,0	4.652,6	R\$ 19.055.060,00	41.356

Fonte: elaborado pelo autor.

O investimento total seria de pouco mais de R\$ 19 milhões, sendo que a energia produzida poderia abater aproximadamente R\$ 2,23 milhões anualmente, confirmando que há benefício econômico em longo prazo para a CUASO. A economia anual foi calculada com a tarifa aplicada ao subgrupo A4 na modalidade horária verde, vigente para a CUASO em 2021 (ver referências); TE fora de ponta: R\$ 0,27360/kWh e TUSD fora de ponta: R\$ 0,07993/kWh; considera também a GD-FV existente no IEE e HU. A conexão dos sistemas FV totalizaria 10.399 módulos FV que ocupariam pouco mais de 41 mil m², aproximadamente 1% da área da CUASO. O cálculo da área necessária para os geradores FV considerou módulos de 450 W com 2 m² de área de superfície cada. Provavelmente a área disponível nas edificações seja insuficiente e, portanto, uma parte dos módulos FV precisaria ser instalada em solo. De qualquer forma, a área ocupada pelos geradores levou em conta a relação $\frac{D}{W}$

²⁷ Os valores de CAPEX foram baseados no relatório “Estudo Estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída 1º Semestre de 2021” da Greener (ver referências). Por simplificação, os preços foram adotados da seguinte maneira: capacidade < 150 kW ⇒ R\$ 3,90/W; capacidade ≥ 150 kW ⇒ R\$ 4,10/W. Considerou-se que os geradores FV com capacidade superior a 150 kW serão instalados em solo.

do item 4.4. O benefício da GD-FV no circuito USP-105 pode também ser técnico. A equação abaixo calcula o tempo para que o pico da carga com GD-FV (4.363,5 kVA) atinja o pico da carga sem GD-FV (4.804,6 kVA).

$$P_{m\acute{a}x} = L_{peak} \cdot (1 + g_{load})^{n_g} \quad (5.1)$$

Sendo:

$P_{m\acute{a}x}$ a potência máxima admissível, em kVA;

L_{peak} a potência pico da carga, em kVA;

g_{load} a taxa de crescimento constante do pico da carga, em % a.a.;

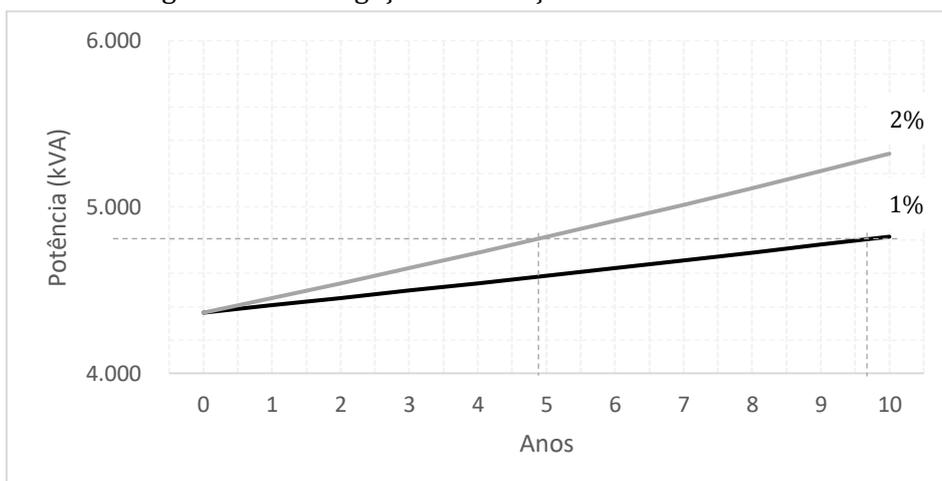
n_g o tempo, em anos, para que a o pico da carga atinja a potência máxima.

Rearranjando a equação 5.1, tem-se que n_g é:

$$n_g = \left[\log \left(\frac{P_{m\acute{a}x}}{L_{peak}} (1 + g_{load}) \right) \right]^{-1} \quad (5.2)$$

Com GD-FV o pico da carga levaria 4 anos e 10 meses para voltar ao nível original assumindo que a carga crescerá a uma taxa constante de 2% a.a. e 9 anos e 8 meses com taxa de 1% a.a. Assim, os 4.970,6 kW são capazes de postergar intervenções como, por exemplo, reforços do circuito. A Figura 34 é a indicação gráfica dos tempos calculados.

Figura 34: Postergação de reforço do circuito USP-105.



Fonte: elaborado pelo autor.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Tradicionalmente o planejamento centralizado não considera a geração a partir de recursos renováveis – entre eles a solar FV – como recursos de capacidade; apenas de energia. A tratativa na GD não é diferente: as regulamentações locais criaram mecanismos de compensação apenas para a energia produzida. À medida que a GD se expande e descentraliza a geração elétrica, cresce a preocupação dos planejadores, sobretudo das distribuidoras, para os impactos técnicos e econômicos da conexão de GD sem restrições. Da perspectiva do consumidor-gerador a GD-FV é vantajosa porque pode reduzir significativamente a fatura de eletricidade. Do ponto de vista da distribuidora, a inserção de GD-FV deve ser analisada especificamente, pois depende do local e da carga. O problema, ou a solução, depende de parâmetros que ela mesma deve selecionar em seu planejamento. Sem restrições, a conexão de GD-FV pode violar parâmetros da rede, mas dentro de limites pré-determinados, pode descongestioná-la.

Nesta pesquisa de mestrado optou-se em identificar e quantificar os limites para inserção da GD-FV em um circuito com carga conhecida. O conceito que possibilitou conhecer tais limites é a capacidade de hospedagem. A CH é um conceito importante e útil para análise dos impactos da GD-FV em redes de distribuição, não apenas pelo seu resultado que é essencialmente apontar o limite de acomodação da rede em análise, mas principalmente porque os índices de desempenho podem ser selecionados pela própria distribuidora de acordo com o seu planejamento. A CH é proporcional à carga e inversamente proporcional à distância da GD em relação à subestação. Por isso, novos geradores distribuídos têm menor impacto no início de um alimentador radial do que nos seus trechos finais. Sob este aspecto, o IEE é um local mais adequado para a conexão de novos sistemas de GD do que no IB, por exemplo. Isso não significa que toda a GD deve estar conectada no início do circuito; o próprio conceito de CH aliado à análise do fluxo de potência implicará que a GD esteja distribuída (dispersa) ao longo do circuito. Na prática, a distribuidora não sabe quanta capacidade e nem quando os sistemas FV serão conectados à rede, mas o conceito de CH pode e deve ser usado pelas distribuidoras para sinalizar onde e quando a GD-FV é mais favorável e onde há restrições.

Sempre que um novo gerador FV for conectado à rede, um novo fluxo de potência deve determinar o novo valor da CH que tende a ser menor que o anterior;

portanto, a CH é dinâmica e exige acompanhamento tempestivo pela distribuidora; uma tarefa mais complexa comparada ao limite de 15% estabelecido em regra prática por distribuidoras e que pode ser entendida como um limite bastante conservador e muito generalista; neste estudo de caso, os 4.970,6 kW correspondem a 103% do pico da carga. Aliás, a CH do circuito USP-105 calculada neste estudo não é definitiva; ao contrário, ela é o resultado das condições e do método selecionado para sua determinação. Optou-se pela abordagem estática e um método determinístico para determinar a CH. A única variável independente é a capacidade instalada de GD-FV nas 12 unidades atendidas pelo circuito USP-105. A capacidade foi incrementada proporcionalmente ao pico de potência ativa anual observado em cada unidade e os limites dos índices de performance foram testados analisando-se o fluxo de potência para o conjunto de dados conhecidos.

Para determinar o crédito de capacidade da GD-FV do circuito USP-105, escolheu-se o método '8.760' devido à sua simplicidade, por depender apenas dos dados das cargas e da GD-FV e por fornecer uma boa aproximação para a contribuição de capacidade da geração intermitente. Quanto ao crédito de capacidade, a GD-FV simulada nas unidades atendidas pelo circuito USP-105 apresentaram valores próximos entre si, variando de 28% a 34,6%; esses valores foram obtidos comparando a carga total do circuito com a carga líquida depois do abatimento da geração FV localizada na unidade correspondente. No circuito USP-105, os sistemas FV de mais baixa capacidade tendem ao crédito de capacidade de 34,7%, limite superior para o circuito analisado devido ao perfil da carga do circuito como um todo. Os 12 sistemas FV simulados até a CH do circuito, além de não superarem os limites dos índices de performance, melhoraram o perfil de tensão do circuito e reduziram o pico da carga em 9%. Esse resultado demonstra que a GD-FV efetivamente contribui como recurso de capacidade para atender as cargas do circuito USP-105, além do recurso de energia tradicionalmente aceito.

O crédito de capacidade pode aumentar se a GD-FV for pensada para um grupo de consumidores (cargas). Em princípio isso parece uma contradição porque a instalação de um sistema FV é quase sempre uma decisão individual da UC. Entretanto, em casos como o da CUASO, em que há um senso de coletividade, a GD-FV pode ser planejada para maximizar os benefícios para todos. Neste sentido, os consumidores-geradores (as unidades atendidas pelo circuito USP-105) e a própria CUASO têm o benefício econômico de reduzir consideravelmente a fatura de

eletricidade (cerca de R\$ 2,23 milhões anuais) e a distribuidora tem o benefício técnico de reduzir o pico da carga e potencialmente postergar reforços no circuito por até quase 10 anos. Em suma, a instalação da GD-FV até os limites dados pela CH é benéfica técnica e economicamente para a CUASO e benéfica tecnicamente para a distribuidora local.

Para trabalhos futuros a determinação da CH poderia considerar mais índices de desempenho, relacionando a capacidade de GD-FV à vida útil e à eficiência de operação dos equipamentos da rede, em especial os sistemas de proteção. Adotar um método estocástico demandaria mais tempo para implementação de um algoritmo robusto, porém mais conveniente para aumentar a complexidade dos modelos da carga e da GD-FV (incluindo alocação espacial e a capacidade como variáveis aleatórias). Neste sentido, o resultado de CH seria obtido por meio de simulações com cenários mais realistas e, portanto, mais críveis. Essa possibilidade poderia abrir oportunidades para se discutir o valor da energia solar com mais profundidade e possivelmente atribuir valor monetário tanto para a energia como para a capacidade da GD-FV em localidades onde a presença de geradores distribuídos é benéfica para postergar investimentos.

Outro incremento para este estudo seria a análise dos impactos da GD-FV no circuito de BT, além do estudo da potência reativa do circuito antes e depois da adição da GD-FV com eventuais recomendações para o controle da potência reativa porque o fator de potência do circuito USP-105 é baixo e a GD-FV tende a reduzi-lo ainda mais.

Por fim, uma inovação seria refazer este estudo considerando a GD-FV associada a sistemas de armazenamento de energia elétrica com atuação coordenada com a distribuidora, o que poderia mudar o paradigma de planejamento dos sistemas de distribuição.

7. REFERÊNCIAS

ABDULLAH, M. A. et al. **Capacity Deferral Credit Evaluation of Renewable Distributed Generation**. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 2013. p. 1-8.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. **Distributed Generation: a definition**. Electric Power Systems Research, 57, 2001. p. 195–204.

ALMEIDA, M. P. et al. **Contribuições do Projeto “Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede” para o Setor Fotovoltaico Brasileiro**. IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (IX CITENEL). João Pessoa-PB: CITENEL. 2017. p. 8.

AMADO, N. B.; PELEGIA, E. D. B.; SAUER, I. L. **Capacity Value from Wind and Solar Sources in Systems with Variable Dispatchable Capacity — An Application in the Brazilian Hydrothermal System**. Energies, 14, n. 11, 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**. 2012.

_____. **Resolução Normativa nº 687**. 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 786**. 2017.

_____. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018**. Brasília. 2018.

_____. **Entenda melhor o que a ANEEL está propondo para o futuro da GD**, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 21 dezembro 2020.

_____. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública**, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877>. Acesso em: 21 dezembro 2020.

_____. **Luz na Tarifa**, 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>. Acesso em: 30 julho 2021.

_____. **Geração Distribuída**, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCl6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsmMiOjR9>>. Acesso em: 10 janeiro 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. ABNT. Rio de Janeiro, p. 87. 2005.

BALDENKO, N.; BEHZADIRAFI, S. **Determination of Photovoltaic Hosting Capacity on Radial Electric Distribution Feeders**. 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, Austrália, 2016.

BAYOD-RÚJULA, A. A. et al. **Definitions for Distributed Generation: a revision**. RE&PQJ, 1, n. 3, 2005. p. 340-343.

BERTINI, D. et al. **Hosting Capacity of Italian LV Distribution Networks**. Frankfurt: 21st International Conference on Electricity Distribution. 2011.

BLACKBURN, G.; MAGEE, C.; RAI, V. **Solar Valuation and the Modern Utility's Expansion into Distributed Generation**. The Electricity Journal, 27, n. 1, 2014. p. 18-32.

BOLLEN, M. H. J.; RÖNNBERG, S. K. **Hosting Capacity of the Power Grid for Renewable Electricity Production and New Large Consumption Equipment**. Energies, 10, n. 9, 2017.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 5.829**, de 2019. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes redações. Câmara dos Deputados. Brasília. 2019.

_____. Presidência da República. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Presidência da República. Brasília. 2022.

BROWN, M. et al. **Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2019**. NREL. Golden, CO. 2020.

CEMIG. **Cemig cria ferramenta para indicar disponibilidade de novas conexões fotovoltaicas de GD**, 2020. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/release/cemig-cria-ferramenta-para-indicar-disponibilidade-de-novas-conexoes-fotovoltaicas-de-gd/>>. Acesso em: 30 novembro 2021.

CON EDISON. **Con Edison Hosting Capacity Web Application**, 2021. Disponível em: <<https://coned.maps.arcgis.com/apps/MapSeries/index.html?appid=edce09020bba4f999c06c462e5458ac7>>. Acesso em: 30 novembro 2021.

CORTES-CARMONA, M.; VEGA, J.; CORTÉS, M. **Power Flow Algorithm for Analysis of Distribution Networks Including Distributed Generation**. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Peru, 2018. p. 1-5.

COX, S. et al. **Distributed Generation to Support Development-Focused Climate Action**. 2016.

CRESESB/CEPEL. **Potencial Solar - SunData v 3.0**, 2021. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 09 julho 2021.

DENHOLM, P. et al. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System**. NREL. Golden, CO. 2014.

DENT, C. et al. **Capacity Value of Distributed Generation for Network Capacity Planning**. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), 2013. p. 1-4.

EDISON ELECTRIC INSTITUTE. **A Policy Framework for Designing Distributed Generation Tariffs**. Washington, D.C., p. 18. 2013.

ENEL. **Tarifa de Energia Elétrica**. Enel SP, 2021. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Corporativo_e_Governo/tabela-de-tarifas.html>. Acesso em: 14 janeiro 2022.

EPE. **Nota Técnica PR 08/18: recursos energéticos distribuídos 2050**. Rio de Janeiro. 2018.

- ETHERDEN, N. **Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication**. Lulea, Suécia. 2014.
- FARMER, J. D.; LAFOND, F. **How Predictable is Technological Progress?** Research Policy, 45, n. 3, 2016. p. 647-665.
- FRAUNHOFER ISE. **Photovoltaics Report**. Freiburg. 2020. Atualizado em 17 de junho de 2020.
- FREW, B. et al. **8760-Based Method for Representing Variable Generation Capacity Value in Capacity Expansion Models**. College Park, Maryland. 2017.
- GENERAL CABLE BRASIL. **Cabos de Média Tensão**. General Cable. São Paulo, p. 114. 2016.
- GONZALEZ-LONGATT, F.; FORTOUL, C. **Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification**. RE&PQJ, 1, n. 3, Março 2005. p. 281-284.
- GREENER. **Estudo Estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída 1º Semestre de 2021**. Greener. São Paulo, p. 66. 2021.
- HALE, E.; STOLL, B.; MAI, T. **Capturing the Impact of Storage and Other Flexible Technologies on Electric System Planning**. Golden, CO. 2016.
- HANSEN, L.; LACY, V.; GLICK, D. **A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies**. Rocky Mountain Institute. Boulder, CO. 2013.
- HARARI, S.; KAUFMAN, N. **Assessing the Value of Distributed Solar**. Yale Center for Business and the Environment. School of Forestry & Environment Studies. 2017.
- HOOGWIJK, M. **On the Global and Regional Potential of Renewable Energy Sources**. Utrecht. 2004. ISBN: 90-393-3640-7.
- HOWARD, B. et al. **Spatial Distribution of Urban Building Energy Consumption by End Use**. Energy and Buildings, 45, 2012. p. 141-151.
- IBANEZ, E.; MILLIGAN, M. **Comparing Resource Adequacy Metrics**. Golden, Colorado. 2014.
- IEA. **Renewables 2019**. Paris. 2019.
- _____. **Electricity**, 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>>. Acesso em: 31 julho 2021.
- IEE. **Relatório Final de Projeto P&D: avaliação integrada de geração distribuída, gerenciamento da demanda, monitoramento, qualidade e desempenho da rede, visando otimização de investimentos e regulação tarifária, em rede subterrânea**. IEE/USP. São Paulo, p. 308. 2021. (Código do Projeto: PD-00390-1086/2018).
- ISMAEL, S. M. et al. **State-of-the-Art of Hosting Capacity in Modern Power Systems with Distributed Generation**. Renewable Energy 130, 2019. p. 1002-1020.
- JARDINETTI, R. B. **O Sistema Elétrico Diretamente Enterrado – SEDE. Implantação, Monitoração e Automação: o caso da Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira**. São Paulo: Universidade de São Paulo. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Dissertação de Mestrado, 2002.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

MADAENI, S. H.; SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. **Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States**. Golden, Colorado. 2012.

MCALLISTER, R. et al. **New Approaches to Distributed PV Interconnection: Implementation Considerations for Addressing Emerging Issues**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Golden, CO. 2019.

MISHRA, S.; DAS, D.; PAUL, S. **A Simple Algorithm for Distribution System Load Flow with Distributed Generation**. International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014), 9-11 Maio 2014.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília. 2018.

_____. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília. 2020.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília. 2021.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J.; ETHERDEN, N. **A review of Hosting Capacity Quantification Methods for Photovoltaics in Low-voltage Distribution Grids**. Electrical Power and Energy Systems, 115, 2020.

NERC. **Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning**. Princeton. 2011.

NREL. **Advanced Hosting Capacity Analysis**, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/solar/advanced-hosting-capacity-analysis.html>>. Acesso em: 18 abril 2020.

O'SHAUGHNESSY, E.; ARDANI, K. **Distributed Rate Design: a review of early approaches and practical**. The Electricity Journal, 33, 2020.

ONS. **Integração entre o Planejamento da Expansão e a Operação do Sistema Elétrico**, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Opiniaio/20170828-integracao_planejamento_operacao.aspx>. Acesso em: 03 agosto 2021.

PARIHAR, S. S.; MALIK, N. **Load Flow Analysis of Radial Distribution System with DG and Composite Load Model**. 2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC), 13-14 Abril 2018.

PELLAND, S.; ABOUD, I. **Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, n. 16, 2008. p. 715-724.

PEPERMANS, G. et al. **Distributed Generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy, 33, n. 6, 2005. p. 787-798.

PEREZ, R. **Integration of PV in Demand Response Programs**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2006.

PEREZ, R.; HOFF, T. E. **Energy and Capacity Valuation of Photovoltaic Power Generation in New York**. Clean Power Research. 2008.

- PEREZ, R.; HOFF, T. E.; PEREZ, M. **Quantifying the Cost of High Photovoltaic Penetration**. Phoenix, AZ. 2010.
- PEREZ, R.; SEALS, R.; HERIG, C. **Determination of the End-Use Effective Capacity of Photovoltaics**. Proc. 14th European PV Conference. Barcelona, 1997.
- PEREZ, R.; SEALS, R.; STEWART, R. **Matching Utility Peak Loads with Photovoltaics**. Proc. RENEW-94, NESEA's Annual Meeting. 1994. p. 6.
- PICCIARIELLO, A. et al. **Electricity Distribution Tariffs and Distributed Generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers**. Utilities Policy, 37, 2015. p. 1-11.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESEB, 2014. Cap. 2 - Recurso Solar.
- PUSP-C. **Relatório de Gestão 2014-2017**. São Paulo. 2017.
- _____. **Serviço de Manutenção de Redes Elétricas: relação de cabinas**. São Paulo. 2019.
- REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. Paris. 2020. (ISBN 978-3-948393-00-7).
- RHODES, J. D. et al. **A Geographically Resolved Method to Estimate Levelized Power Plant Costs with Environmental Externalities**. Energy Policy, 102, 2017. p. 491-499.
- ROSER, M. **Why did renewables become so cheap so fast? And what can we do to use this global opportunity for green growth?** Our World in Data, 1º dezembro 2020. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>>. Acesso em: 29 julho 2021.
- SEBA, T. **Clean Disruption of Energy and Transportation: How Silicon Valley Make Oil, Nuclear, Natural Gas and Coal Obsolete by 2030**. 1ª Edição. ed. Silicon Valley: Clean Planet Ventures, 2014. 274 p.
- SEGUI, R. et al. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. Golden, Colorado. 2016.
- SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. **Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 26(3), 2011. p. 1625-1631.
- SMIL, V. **Energy: A Beginner's Guide**. 2ª. ed. Minneapolis: Oneworld, 2017.
- TAYLOR, M. et al. **Value of Solar: program design and implementation considerations**. NREL. Golden, CO. 2015.
- TENG, J.-H. **A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions**. IEEE Transactions on Power Delivery, 18, n. 3, 2003. p. 882-887.
- TESLA, N. **The Problem of Increasing Human Energy: with special reference to the harnessing of the sun's energy**. 1ª. ed. New York: Cosimo, 2007.
- ZHOU, S.; COLE, W. J.; FREW, B. A. **Valuing Variable Renewable Energy for Peak Demand Requirements**. Energy, 165, n. 15, 2018. p. 499-511.
- ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE B – Código VBA (Algoritmo para Análise de Fluxo de Potência)

```

Public i_L As Integer ' iteration loop control
Public p_L As Integer ' period loop control
Public k As Integer ' number of iterations counter
Public hour As Integer ' hour entered by user
Public period As Integer ' period entered by user
Public bus As Integer ' bus number
Public epsilon As Single ' deviation (Epsilon)
Public multiplier As Integer ' overall multiplier

Sub PowerFlow()

Calculate

k = 0
hour = Worksheets("Model").range("b10")
period = Worksheets("Model").range("b9")
epsilon = Worksheets("Electric").range("c3")
multiplier = Worksheets("Model").range("r5")

For p_L = 1 To period

    If Worksheets("Model").range("p1") = 1 Then ' Power
    Flow is selected

        Worksheets("Model").Calculate

        Call Iteration

        For bus = 1 To 22 ' printing bus data

            Worksheets("PF").Cells(2 + hour, 2 * bus) =
            Worksheets("Model").Cells(15, 3 + 2 * bus) 'Bus load
            Worksheets("PF").Cells(2 + hour, 1 + 2 * bus) =
            Worksheets("Model").Cells(14, 3 + 2 * bus) 'PV output

            Next bus

        Else ' Hosting Capacity is selected

            Worksheets("Model").Calculate
            Worksheets("AUX").Calculate

            Call Clear

            Calculate

            While Worksheets("AUX").range("b11") <=
            Worksheets("Electric").range("c2") And Worksheets("Aux-
            BIBC").range("aa24") = False 'voltage limit and current
            violation are set as criteria

                For bus = 1 To 22 ' conditions to increment PV
                multiplier according to specified step and overall multiplier

                    If Worksheets("Model").Cells(12, 2 + 2 * bus) =
                    True Then Worksheets("Model").Cells(12, 3 + 2 * bus) =
                    Worksheets("Model").Cells(11, 3 + 2 * bus) +
                    (Worksheets("Electric").Cells(bus + 2, 21) * (multiplier /
                    100))

                    Next bus

                    Worksheets("Model").Calculate

                    Call Iteration

                    If Worksheets("AUX").range("b11") <=
                    Worksheets("Electric").range("c2") And Worksheets("Aux-
                    BIBC").range("aa24") = False Then multiplier = multiplier + 1

                    Wend

                    For bus = 1 To 22 ' adjusting PV multipliers after HC
                    calculation

                        If Worksheets("Model").Cells(12, 2 + 2 * bus) = True
                        Then Worksheets("Model").Cells(12, 3 + 2 * bus) =
                        Worksheets("Model").Cells(11, 3 + 2 * bus) +
                        Worksheets("Electric").Cells(bus + 2, 21) * ((multiplier - 1) /
                        100)

                        Next bus

                        Calculate

                        Call Iteration

                        multiplier = multiplier - 1
                        Worksheets("Model").range("r5") = multiplier

                        For bus = 1 To 22 ' printing load and HC results

                            Worksheets("HC").Cells(2 + hour, 2 * bus) =
                            Worksheets("Model").Cells(15, 3 + 2 * bus)
                            Worksheets("HC").Cells(2 + hour, 1 + 2 * bus) =
                            Worksheets("Model").Cells(14, 3 + 2 * bus)

                            Next bus

                        End If

                        Calculate

                        Worksheets("PF").Cells(2 + hour, 47) =
                        Worksheets("Model").range("c25") 'Feeder power losses
                        Worksheets("PF").Cells(2 + hour, 48) =
                        Worksheets("Model").range("c26") 'ETD power

                        If p_L < period Then

                            Worksheets("Model").range("b10") =
                            Worksheets("Model").range("b10") + 1
                            hour = hour + 1

                        End If

                        Next p_L

                        Worksheets("AUX").range("b18") = k

                        Calculate

                    End Sub

```

Sub Iteration()

For bus = 1 To 22 ' each bus voltage is set to nominal slack bus voltage for first iteration

Worksheets("AUX").Cells(4, 3 + 2 * bus) = Application.WorksheetFunction.Complex(1, 0)

Next bus

Worksheets("AUX").Calculate

For i_L = 1 To 10 ' main loop with maximum 10 iterations allowed

For bus = 1 To 22 ' current values calculated in AUX are copied to DLF to obtain delta voltage

Worksheets("DLF").Cells(3 + bus, 25) = Worksheets("AUX").Cells(6, 3 + 2 * bus)

Next bus

Worksheets("DLF").Calculate

For bus = 1 To 22 ' delta voltage is calculated in DLF with previous current values and copied to AUX

Worksheets("AUX").Cells(8, 3 + 2 * bus) = Worksheets("DLF").Cells(3 + bus, 2)

Next bus

Worksheets("AUX").Calculate

If Worksheets("AUX").range("b12") <= epsilon Then i_L = 10 ' if voltage deviation in consecutive iterations is less than or equal to epsilon then no more iterations are needed

For bus = 1 To 22 ' voltage is updated

Worksheets("AUX").Cells(4, 3 + 2 * bus) = Worksheets("AUX").Cells(10, 3 + 2 * bus)

Next bus

k = k + 1
Worksheets("AUX").Calculate

Next i_L

End Sub

Sub Clear()

For bus = 1 To 22 ' setting PV multipliers to zero for all 22 buses

Worksheets("Model").Cells(12, 3 + 2 * bus) = 0

Next bus

Worksheets("Model").Calculate

Call Iteration

End Sub
