

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA**

**Matheus Sabino Viana**

**Análise da implementação de usinas virtuais e seus  
impactos sobre os sistemas elétricos**

**São Paulo**

**2024**

**Matheus Sabino Viana**

**Análise da implementação de usinas virtuais e seus impactos sobre os sistemas elétricos**

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutor em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Coorientador: Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior

**VERSÃO CORRIGIDA**

**São Paulo**

**2024**

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.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 16 de abril de 2024

Assinatura do autor:

*Matheus Sabino Viana*

Assinatura do orientador:

*[Assinatura]*

#### Catálogo-na-publicação

Viana, Matheus Sabino

Análise da implementação de usinas virtuais e seus impactos sobre os sistemas elétricos / M. S. Viana -- versão corr. -- São Paulo, 2024.

172 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Usinas virtuais 2.Recursos energéticos distribuídos 3.Interface TSO DSO 4.Fluxo de potência 5.Avaliação probabilística de confiabilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.



## Universidade de São Paulo

### ATA DE DEFESA

Aluno: 3143 - 9888313 - 3 / Página 1 de 1

Ata de defesa de Tese do(a) Senhor(a) Matheus Sabino Viana no Programa: Engenharia Elétrica, do(a) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Aos 02 dias do mês de fevereiro de 2024, no(a) realizou-se a Defesa da Tese do(a) Senhor(a) Matheus Sabino Viana, apresentada para a obtenção do título de Doutor intitulada:

"Análise da implementação de usinas virtuais e seus impactos sobre os sistemas elétricos"

Após declarada aberta a sessão, o(a) Sr(a) Presidente passa a palavra ao candidato para exposição e a seguir aos examinadores para as devidas arguições que se desenvolvem nos termos regimentais. Em seguida, a Comissão Julgadora proclama o resultado:

Nome dos Participantes da Banca	Função	Sigla da CPG	Resultado
Dorel Soares Ramos	Presidente	EP - USP	<u>APROVADO</u>
Erik Eduardo Rego	Titular	EP - USP	<u>APROVADO</u>
Marciano Morozowski Filho	Titular	UFSC - Externo	<u>APROVADO</u>
José Wanderley Marangon Lima	Titular	Externo	<u>APROVADO</u>
Rafael Herrero Alonso	Titular	Externo	<u>APROVADO</u>

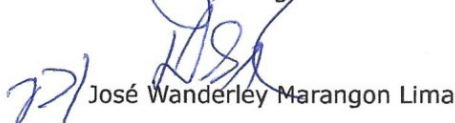
Resultado Final: APROVADO

#### Parecer da Comissão Julgadora \*

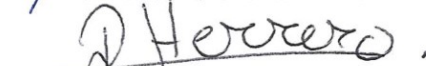
Eu, Elias Alves de Almeida \_\_\_\_\_, lavrei a presente ata, que assino juntamente com os(as) Senhores(as). São Paulo, aos 02 dias do mês de fevereiro de 2024.

  
Erik Eduardo Rego

  
Marciano Morozowski Filho

  
José Wanderley Marangon Lima

  
Dorel Soares Ramos  
Presidente da Comissão Julgadora

  
Rafael Herrero Alonso

\* Obs: Se o candidato for reprovado por algum dos membros, o preenchimento do parecer é obrigatório.

A defesa foi homologada pela Comissão de Pós-Graduação em \_\_\_\_\_ e, portanto, o(a) aluno(a) \_\_\_\_\_ jus ao título de Doutor em Ciências obtido no Programa Engenharia Elétrica - Área de concentração: Sistemas de Potência.

\_\_\_\_\_  
Presidente da Comissão de Pós-Graduação



*Aos meus filhos João e Julia.*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pela orientação e apoio para a realização deste trabalho, e ao Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior, pela coorientação.

Ao Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior e ao Dr. Rafael Herrero Alonso, pelos comentários e sugestões durante o exame de qualificação.

Ao Prof. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta, pelo convite para participação do I Seminário de Armazenamento de Energia e Sistemas Elétricos (SAEeSE), e pelo incentivo à realização desta pesquisa.

À ISA CTEEP, como proponente do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão (PD-00068-0048/2020) do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tendo como executoras as empresas MRTS Consultoria em Engenharia S/S, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda. e HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia Ltda., com cooperação técnico-científica com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

À minha família, pelo apoio incondicional.

Às demais pessoas que colaboraram, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho.

## RESUMO

VIANA, M.S. **Análise da implementação de usinas virtuais e seus impactos sobre os sistemas elétricos**. 2024. 172p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

O aumento da penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos Sistemas de Distribuição (SD) tem motivado a realização de estudos sobre as usinas virtuais (*Virtual Power Plants*, VPPs). Não obstante, poucos trabalhos têm avaliado conjuntamente o dimensionamento e a atratividade econômica das usinas virtuais sob o ponto de vista do investimento em REDs e seus potenciais benefícios e impactos para os sistemas elétricos de potência, ainda assim, com abrangência restrita ao SD. Este trabalho propõe uma metodologia para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, com foco no ponto de vista do investimento em REDs, porém, avaliando potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou o Sistema de Transmissão (ST), considerando a interface entre o operador do sistema de distribuição (*Distribution System Operator*, DSO) e o operador do sistema de transmissão (*Transmission System Operator*, TSO). A metodologia utiliza a otimização para o mínimo Custo Presente Líquido (CPL) do projeto para efeito de dimensionamento dos REDs e despacho econômico ótimo de SAEB que compõem usinas virtuais, além de fluxo de potência e avaliação probabilística de confiabilidade para avaliação de benefícios e impactos sobre o sistema elétrico. A metodologia proposta é aplicada a um estudo de caso com REDs compostos por Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) instalados em Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) que, agregadas, configuram *Technical Virtual Power Plants* (TVPPs) participando de Resposta da Demanda (RD) por incentivo, com um modelo de rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro adaptado do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o uso de dados da Base de Dados Geográfica (BDGD) da distribuidora. Os resultados indicaram atratividade econômica do arranjo de REDs nas condições consideradas e quantificaram melhorias em índices de confiabilidade do ST com a possibilidade de despacho das TVPPs após contingências de transmissão. Um estudo de caso preliminar, que utilizou modelos de rede adaptados do *IEEE 8500-node test feeder* (IEEE 8500-node) para o SD e do *IEEE 118-bus* para o ST, avaliando impactos técnicos de TVPPs tanto sobre o SD quanto sobre o ST, também é apresentado.

**Palavras-chave:** Usinas virtuais. Recursos energéticos distribuídos. Interface TSO-DSO. Fluxo de potência. Avaliação probabilística de confiabilidade.



## ABSTRACT

VIANA, M.S. **Analysis of the implementation of virtual power plants and their impacts on electrical systems.** 2024. 172p. Thesis (Doctor) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

The increasing penetration of Distributed Energy Resources (DERs) in Distribution Systems (DSs) has motivated studies on Virtual Power Plants (VPPs). However, few works have jointly assessed the sizing and economic attractiveness of VPPs from the entrepreneur's perspective and the potential benefits and impacts on power systems, still with a limited scope to the DS. This study proposes a methodology for sizing VPPs and simulating their economical optimal dispatch and economic attractiveness focusing on the entrepreneur's viewpoint, but also evaluating VPP's potential benefits and impacts on the DS and/or the Transmission System (TS), considering the interface between the Distribution System Operator (DSO) and the Transmission System Operator (TSO). The methodology employs optimization for minimizing the Net Present Cost (NPC) of the project for sizing the DERs and to obtain the economical optimal dispatch of Battery Energy Storage Systems (BESSs) that compose the VPP, as well as power flow analysis and probabilistic reliability assessment to evaluate benefits and impacts on the power system. The proposed methodology is applied to a case study involving DERs composed of Photovoltaic (PV) systems and BESSs used by aggregated medium voltage consumers which configure Technical Virtual Power Plants (TVPPs) participating in Demand Response (DR) by incentives, with a network model of the Brazilian National Interconnected System (SIN) adapted from the 2030 Ten-Year Energy Expansion Plan (PDE) of the Energy Research Office (EPE), along with data from the geographic database of the distribution utility (BDGD). The results have indicated the economic attractiveness of REDs according to the premises adopted and have quantified improvements in TS reliability indexes with the possibility of TVPPs dispatch after transmission contingencies. A preliminary case study which has used network models adapted from the IEEE 8500-node test feeder for the DS and the IEEE 118-bus for the TS, with an evaluation of technical impact both on DS and TS, is also presented.

**Keywords:** Virtual power plants. Distributed energy resources. TSO-DSO interface. Power flow. Probabilistic reliability assessment.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura típica de uma usina virtual (VPP) . . . . .	29
Figura 2 – Possíveis modelos de negócios para uma usina virtual . . . . .	31
Figura 3 – Conceito de flexibilidade em nível individual e alguns de seus parâmetros característicos . . . . .	41
Figura 4 – Atribuições convencionais e os potenciais novos papéis para os operadores dos sistemas de distribuição ( <i>Distribution System Operators</i> , DSOs) . . .	43
Figura 5 – Valor dos agregadores com base nos contextos regulatório e tecnológico	44
Figura 6 – Etapas da metodologia e ferramentas de simulação . . . . .	54
Figura 7 – Etapa 1 da metodologia . . . . .	57
Figura 8 – Etapa 1A da metodologia . . . . .	61
Figura 9 – Etapa 2 da metodologia . . . . .	64
Figura 10 – Diagrama de transição de estados de um modelo de Markov a 2 estados	65
Figura 11 – Sistema-exemplo com três estados . . . . .	69
Figura 12 – Passos da avaliação de confiabilidade do sistema . . . . .	70
Figura 13 – Passos da avaliação probabilística de confiabilidade . . . . .	71
Figura 14 – Conceito de diagrama <i>boxplot</i> . . . . .	79
Figura 15 – Amostra da curva de carga típica das Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) participantes das <i>Technical Virtual Power Plants</i> (TVPPs), em valores médios de janeiro (em p.u. da demanda máxima)	82
Figura 16 – Perfil sazonal anual da curva de carga típica das UCMT participantes das TVPPs (em p.u. da demanda máxima) . . . . .	83
Figura 17 – Arranjo de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) por Unidade Consumidora de Média Tensão (UCMT) participante de VPP técnica ( <i>Technical Virtual Power Plant</i> , TVPP) . . . . .	84
Figura 18 – Curva de capacidade versus corrente de descarga das baterias típicas .	87
Figura 19 – Curva de ciclos até a falha versus a profundidade de descarga ( <i>Depth of Discharge</i> , DOD) . . . . .	88
Figura 20 – Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências . . . . .	93
Figura 21 – $CPL_{min}$ por TVPP . . . . .	96
Figura 22 – $Inv_{ini}$ por TVPP . . . . .	97
Figura 23 – Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) por TVPP . . . . .	97
Figura 24 – $TVPP_A$ agregando 125 Unidades Consumidoras (UCs) . . . . .	121
Figura 25 – $TVPP_B$ agregando 243 Unidades Consumidoras (UCs) . . . . .	122
Figura 26 – $TVPP_C$ agregando 364 Unidades Consumidoras (UCs) . . . . .	123

Figura 27 – Amostra de curva de carga residencial típica . . . . .	123
Figura 28 – Amostra de curva de carga comercial típica . . . . .	124
Figura 29 – Perfil sazonal anual da curva de carga residencial típica . . . . .	124
Figura 30 – Perfil sazonal anual da curva de carga comercial típica . . . . .	125
Figura 31 – Tarifa TOU-D-PRIME de verão . . . . .	126
Figura 32 – Tarifa TOU-D-PRIME de inverno . . . . .	126
Figura 33 – TOU-D-4-9PM de verão . . . . .	127
Figura 34 – TOU-D-4-9PM de inverno . . . . .	127
Figura 35 – Arranjo de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) por consumidor-gerador	128
Figura 36 – Curva de capacidade versus potência de descarga da bateria . . . . .	131
Figura 37 – Curva de capacidade relativa versus temperatura da bateria . . . . .	132
Figura 38 – Curva de ciclos até a falha versus a DOD da bateria . . . . .	132
Figura 39 – Procedimento para definição do $Lim_{int}$ . . . . .	134
Figura 40 – Diagrama do IEEE 8500-node . . . . .	136
Figura 41 – Modelo da Subestação de Distribuição (SED) com inclusão de medição	137
Figura 42 – Modelo IEEE 118-bus . . . . .	139
Figura 43 – $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ com o $Lim_{int}$ inicial . . . . .	143
Figura 44 – $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ com o $Lim_{int}$ reduzido . . . . .	144
Figura 45 – $CPL_{min}$ . . . . .	145
Figura 46 – $Inv_{ini}$ . . . . .	146
Figura 47 – $Em_{CO_2}$ . . . . .	146
Figura 48 – Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) . . . . .	147
Figura 49 – Síntese dos resultados de $CPL_{min}$ , $Inv_{ini}$ e $Em_{CO_2}$ . . . . .	147
Figura 50 – Síntese dos resultados de capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB)	148
Figura 51 – $E_{SED}$ e $E_{PLT}$ . . . . .	149
Figura 52 – Ocorrências de subtensões nos consumidores do Sistema de Distribuição (SD) . . . . .	149
Figura 53 – Ocorrências de sobretensões nos consumidores do Sistema de Distribuição (SD) . . . . .	150
Figura 54 – Tensões dos consumidores do Sistema de Distribuição (SD) . . . . .	150
Figura 55 – Síntese dos resultados de $E_{SED}$ , $E_{PLT}$ , $Sub_V$ e $Sob_V$ . . . . .	151
Figura 56 – Módulo da tensão nodal na fase A da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	152
Figura 57 – Módulo da tensão nodal na fase B da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	152
Figura 58 – Módulo da tensão nodal na fase C da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	153

Figura 59 – Módulo da corrente injetada na fase A da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	154
Figura 60 – Módulo da corrente injetada na fase B da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	154
Figura 61 – Módulo da corrente injetada na fase C da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	155
Figura 62 – Demanda da fase A da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	155
Figura 63 – Demanda da fase B da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	156
Figura 64 – Demanda da fase C da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	156
Figura 65 – Potência reativa na fase A da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	157
Figura 66 – Potência reativa na fase B da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	158
Figura 67 – Potência reativa na fase C da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	158
Figura 68 – Demanda trifásica da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	159
Figura 69 – Potência reativa trifásica na barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	160
Figura 70 – Fator de potência visto a partir da fase A da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	161
Figura 71 – Fator de potência visto a partir da fase B da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	161
Figura 72 – Fator de potência visto a partir da fase C da barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED) . . . . .	162
Figura 73 – Resistor série no modelo funcional da bateria . . . . .	169

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Índices de confiabilidade . . . . .	74
Tabela 2 – Escala para o Índice de Severidade (IS) . . . . .	76
Tabela 3 – Definições relacionadas à região de interesse do estudo . . . . .	78
Tabela 4 – Dados das TVPPs com UCMT consideradas no estudo de caso . . . . .	81
Tabela 5 – Dados técnicos do Sistema Fotovoltaico (SFV) . . . . .	85
Tabela 6 – Custos típicos de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) . . . . .	85
Tabela 7 – Dados técnicos da bateria típica . . . . .	86
Tabela 8 – Dados técnicos do conversor . . . . .	88
Tabela 9 – Custos típicos de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) . . . . .	88
Tabela 10 – Barras de carga em Alta Tensão participantes de TVPP . . . . .	90
Tabela 11 – Opções de execução do Programa de Análise de Redes (ANAREDE) . . . . .	92
Tabela 12 – Barras monitoradas na região de interesse . . . . .	94
Tabela 13 – Circuitos para contingências na região de interesse . . . . .	95
Tabela 14 – Versões dos programas . . . . .	95
Tabela 15 – Gerações virtuais da $TVPP_{MOG}$ , da $TVPP_{SJC}$ e da $TVPP_{TAU}$ . . . . .	98
Tabela 16 – Gerações virtuais das TVPPs referentes a barras de carga em AT . . . . .	98
Tabela 17 – Informações básicas das simulações . . . . .	99
Tabela 18 – Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	99
Tabela 19 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos . . . . .	100
Tabela 20 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS . . . . .	101
Tabela 21 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	102
Tabela 22 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$ . . . . .	102
Tabela 23 – Despachos de TVPPs nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$ . . . . .	103
Tabela 24 – Informações básicas das simulações . . . . .	103
Tabela 25 – Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	103
Tabela 26 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos . . . . .	104
Tabela 27 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS . . . . .	105

Tabela 28 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	106
Tabela 29 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do <i>Caso2TVPPs</i> em relação ao <i>CasoBase</i> . . . . .	106
Tabela 30 – Despachos de TVPPs nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do <i>Caso2TVPPs</i> em relação ao <i>CasoBase</i> . . . . .	107
Tabela 31 – Dados técnicos do Sistema Fotovoltaico (SFV) . . . . .	129
Tabela 32 – Custos típicos de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) . . . . .	129
Tabela 33 – Dados técnicos da bateria . . . . .	130
Tabela 34 – Dados técnicos do inversor . . . . .	133
Tabela 35 – Custos típicos de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) . . . . .	133
Tabela 36 – Dados de confiabilidade típicos de unidades geradoras hidráulicas . . .	138
Tabela 37 – Opções de execução do Programa de Análise de Redes (ANAREDE) .	140
Tabela 38 – Barras para alocação de VPPs técnicas ( <i>Technical Virtual Power Plants</i> , TVPPs) no <i>Caso1TVPPs</i> . . . . .	141
Tabela 39 – Geração virtual da $TVPP_A$ , da $TVPP_B$ e da $TVPP_C$ . . . . .	141
Tabela 40 – Versões dos programas . . . . .	142
Tabela 41 – Comparativo do valor máximo do $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ com $Lim_{int}$ inicial e reduzido	142
Tabela 42 – Comparativo do $CPL_{min}$ com $Lim_{int}$ inicial e reduzido . . . . .	143
Tabela 43 – Comparativo do custo de TOU-D-PRIME com $Lim_{int}$ inicial e reduzido	144
Tabela 44 – Informações básicas das simulações . . . . .	162
Tabela 45 – Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	163
Tabela 46 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos . . . . .	164
Tabela 47 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS . . . . .	165
Tabela 48 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	166
Tabela 49 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do <i>Caso1TVPPs</i> em relação ao <i>CasoBase</i> . . . . .	166
Tabela 50 – Despachos de VPPs técnicas ( <i>Technical Virtual Power Plants</i> , TVPPs) nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do <i>Caso1TVPPs</i> em relação ao <i>CasoBase</i> . . .	167

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ADN** Rede de distribuição ativa (*Active Distribution Network*)
- ANAREDE** Programa de Análise de Redes
- ANATO** Programa de Análise de Redes em  $t_{0+}$
- ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica
- APE** Autoprodução de Energia
- AT** Alta Tensão
- BDGD** Base de Dados Geográfica da Distribuidora
- BRP** *Balancing Responsible Party*
- BT** Baixa Tensão
- BTM** Atrás do medidor (*Behind-the-Meter*)
- CA** Corrente Alternada
- CAPEX** Despesa de capital (*Capital Expenditure*)
- CBPE** Congresso Brasileiro de Planejamento Energético
- CC** Corrente Contínua
- CEPEL** Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CGH** Central Geradora Hidrelétrica
- CHP** *Combined Heat and Power*
- COM** *Component Object Model*
- COP** *Conference of the Parties*
- CP** Consulta Pública
- CPL** Custo Presente Líquido
- CSR** Avaliação de confiabilidade composta (*Composite System Reliability*)
- CVaR** *Conditional Value at Risk*
- CVPP** VPP comercial (*Commercial Virtual Power Plant*)

**CVU** Custo Variável Unitário

**DEA** Análise envoltória de dados (*Data Envelopment Analysis*)

**DERMS** Sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (*Distributed Energy Resource Management System*)

**DOD** Profundidade de descarga (*Depth of Discharge*)

**DSO** Operador do sistema de distribuição (*Distribution System Operator*)

**DSP** Plataforma de sistema de distribuição (*Distribution System Platform*)

**EENS** Expectância de energia não suprida (*Expected Energy Not Supplied*)

**EPE** Empresa de Pesquisa Energética

**EPNS** Expectância de potência não suprida (*Expected Power Not Supplied*)

**EPRI** *Electric Power Research Institute*

**EPUSP** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

**EUA** Estados Unidos da América

**FEM** Fator de Emissões Marginal

**FPO** Fluxo de Potência Ótimo

**FRVPP** *Flexi-Renewable Virtual Power Plant*

**GD** Geração Distribuída

**GDEE** Geração Distribuída de Energia Eólica

**GDFV** Geração Distribuída Fotovoltaica

**GEE** Gás de Efeito Estufa

**GEPEA** Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

**ICE** Índice de Confiabilidade de Energia

**IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**IS** Índice de Severidade

**ITC** *Investment Tax Credit*

**KiBaM** *Kinetic Battery Model*



**LOLD** Duração média de perda de carga (*Loss of Load Duration*)

**LOLE** Expectância de perda de carga (*Loss of Load Expectation*)

**LOLF** Frequência de perda de carga (*Loss of Load Frequency*)

**LOLP** Probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability*)

**LPROT** Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos

**MBRD** Modelo Base de Rede de Distribuição

**MBRT** Modelo Base de Rede de Transmissão

**MKiBaM** *Modified Kinetic Battery Model*

**MT** Média Tensão

**MTBF** Tempo médio entre falhas (*Mean Time Between Failures*)

**MTTF** Tempo médio de operação (*Mean Time to Failure*)

**MTTR** Tempo médio de reparo (*Mean Time to Repair*)

**NASA** *National Aeronautics and Space Administration*

**NERC** *North American Electric Reliability Corporation*

**NH2** Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa

**NREL** *National Renewable Energy Laboratory*

**NSRDB** *National Solar Radiation Database*

**O&M** Operação e Manutenção

**ONS** Operador Nacional do Sistema Elétrico

**OpenDSS** *Open Distribution System Simulator*

**P2X** *Power-to-X*

**P&D** Pesquisa e Desenvolvimento

**PDE** Plano Decenal de Expansão de Energia

**PEA** Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

**PEE 2050** Plano Estadual de Energia de SP – *Race to Zero/Race to Resilience 2050*

**PGEN** Redespacho de potência ativa

**PLD** Preço de Liquidação das Diferenças

**PNE** Plano Nacional de Energia

**POWER** *Prediction of Worldwide Energy Resource*

**PPA** *Power Purchase Agreement*

**QSTS** *Quasi-static Time Series*

**RCC** *Robust Capability Curve*

**RD** Resposta da Demanda

**RED** Recurso Energético Distribuído

**REH** Resolução Homologatória

**REI** Rede Elétrica Inteligente

**REN** Resolução Normativa

**REV** *Reforming the Energy Vision*

**RPO** Reserva de Potência Operativa

**RTP** Revisão Tarifária Periódica

**SAE** Sistema de Armazenamento de Energia

**SAEB** Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias

**SAEeSE** Seminário de Armazenamento de Energia e Sistemas Elétricos

**SCE** *Southern California Edison*

**SD** Sistema de Distribuição

**SDAT** Sistema de Distribuição de Alta Tensão

**SDBT** Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

**SDMT** Sistema de Distribuição de Média Tensão

**SEB** Setor Elétrico Brasileiro

**SED** Subestação de Distribuição

**SEMIL** Secretaria Estadual de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística

**SFV** Sistema Fotovoltaico

**SGIP** *Self-Generation Incentive Program*

**SHNC** Chaveamento de elemento *shunt*

**SIMA** Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente

**SIN** Sistema Interligado Nacional

**SNPTEE** Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

**SOC** Estado da carga (*State of Charge*)

**SP** São Paulo

**ST** Sistema de Transmissão

**TAPC** Controle de *tap* de transformadores

**TMY** Ano meteorológico típico (*Typical Meteorological Year*)

**TS** Tomada de Subsídios

**TSO** Operador do sistema de transmissão (*Transmission System Operator*)

**TUSD** Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

**TVPP** VPP técnica (*Technical Virtual Power Plant*)

**UC** Unidade Consumidora

**UCMT** Unidade Consumidora de Média Tensão

**UNFCCC** *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima)

**VE** Veículo Elétrico

**VGEN** Controle de tensão em barras PV

**VPL** Valor Presente Líquido

**VPP** *Virtual Power Plant*

**WECC** *Western Electricity Coordinating Council*

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Parâmetro do modelo de bateria
$ASM$	<i>Advanced Storage Module</i>
$B$	Parâmetro do modelo de bateria
$\beta$	Parâmetro do modelo de bateria
$B_{FAT}$	Barra da fonte em AT
$B_{SAT}$	Barra AT da SED
$B_{SMT}$	Barra MT de conexão à SED
$B_{TSMT}$	Barra MT do $T_{SATMT}$
$B_{TRMT}$	Barra MT com tensão regulada por transformador
$Cap_{nom}$	Capacidade nominal da bateria
$CapAg_{bat}$	Capacidade agregada de armazenamento de energia das baterias
$CapAg_{Inv}$	Capacidade agregada de inversores
$CapAg_{REDS}$	Capacidade agregada de REDs
$CapAg_{SFV}$	Capacidade agregada de SFVs
$Cap(T)$	Capacidade da bateria na temperatura $T$
$CasoBase$	Caso Base
$CasoBase_i$	Caso base da etapa $i$
$CasoTVPP_i^j$	Caso $TVPP^j$ da etapa $i$
$Caso1TVPPs$	Caso 1, com TVPP(s)
$Circuito$	Número do circuito do equipamento
$Corte_x$	Montante de corte de carga associado ao estado $x$
$CPL_{min}$	CPL mínimo
$d$	Parâmetro do modelo de bateria
$D$	Profundidade de descarga

$d_0$	Parâmetro ajustado ao modelo da bateria
$d_1$	Parâmetro ajustado ao modelo da bateria
$d_2$	Parâmetro ajustado ao modelo da bateria
$E(F)$	Valor esperado da função de teste genérica da adequação de estado
$E_{PLT}$	Perdas ativas totais nas linhas e transformadores do SD
$E_{SED}$	Energia consumida da SED
$Em_{CO_2}$	Emissões de $CO_2$ decorrentes do uso de energia elétrica da rede
$F_{EPNS}(x)$	Função de teste da EPNS
$F_{LOLF}(x)$	Função de teste da LOLF
$F_{LOLP}(x)$	Função de teste da LOLP
$F(x)$	Função de teste genérica da adequação de estado
$Gr$	Número do grupo de máquinas
$I$	Corrente
$Inv_{ini}$	Investimento inicial
$I_{out}$	Corrente que circula pela bateria
$I_{P_{out},max}$	Valor da corrente $I$ correspondente ao valor máximo de $P_{out}$
$kt$	Taxa de aumento da variável de degradação tempo e temperatura
$L$	Carga máxima do sistema, em potência
$\lambda$	Taxa de falha
$\lambda_{xs}$	Taxa de transição entre os estados $x$ e $s$
$Lim_{int}$	Limite de interconexão
$m$	Tempo médio de operação (MTTF)
$\mu$	Taxa de reparo
$M_{SAT}$	Medição na barra de AT da SED
$n$	Número de horas do ano
$N$	Número de ciclos até a falha

$NomeDE$	Nome da barra de origem do circuito correspondente ao equipamento
$NomePARA$	Nome da barra de destino do circuito correspondente ao equipamento
$P$	Potência ativa
$P_f$	Probabilidade de encontrar o componente falhado
$P_o$	Probabilidade de encontrar o componente em operação
$P_{out}$	Potência de saída da bateria
$P_{redesp}^{TVPPs}$	Somatório do acréscimo de despacho de potência ativa das TVPPs
$P(x)$	Probabilidade de ocorrência do estado $x$ do sistema
$P(x)$	Probabilidade do estado do vetor $x$
$P(x_k)$	Probabilidade de ocorrência associada a cada estado do $k$ -ésimo componente do sistema
$Q$	Potência reativa
$r$	Tempo médio de reparo (MTTR)
$R_0$	Resistência do resistor série do MKiBaM
$S$	Combinação dos estados de sucesso $s$ do sistema em que a taxa de transição de $x$ para $s$ pode ser atingida a partir de $x$ em uma transição
$\Sigma Dem_{max}$	Somatório das demandas máximas dos consumidores do SD
$\Sigma Dem_{max}^{CAg}$	Somatório das demandas máximas dos consumidores agregados pela usina virtual
$\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$	Somatório das demandas da rede dos consumidores agregados pela usina virtual
$Sob_V$	Sobretensões nos consumidores do SD
$Som_{\lambda_{x.s}}$	Somatório das taxas de transição de $x$ , quando este é um estado de falha, para $s$
$Sub_V$	Subtensões nos consumidores do SD
$T$	Tempo médio entre falhas (MTBF)
$Temp$	Temperatura
$T_{RA}$	Transformador regulador da fase A

$T_{RB}$	Transformador regulador da fase B
$T_{RC}$	Transformador regulador da fase C
$T_{SATMT}$	Transformador AT/MT da SED
$TSeries_{p.u.}^{REDs}$	Série(s) temporal (is) de potência, em p.u., dos REDs
$TVPP_A$	TVPP que agrega o Grupo 1 de consumidores
$TVPP_B$	TVPP que agrega os grupos 1 e 2 de consumidores
$TVPP_C$	TVPP que agrega os grupos 1 a 3 de consumidores
$V$	Tensão
$V_{FAT}$	Módulo da tensão da fonte em AT
$V_{out}$	Tensão de saída da bateria
$V_0$	Tensão interna do KiBaM
$x$	Estado do sistema de potência
$X$	Espaço de estados do sistema de potência
$x_k$	Estado do $k$ -ésimo componente do sistema de potência
$Zeq_{FAT}$	Impedância do modelo equivalente de Thévenin da fonte em AT

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>28</b>
<b>1.1</b>	<b>Conceito e caracterização de usina virtual</b>	<b>28</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivo</b>	<b>31</b>
<b>1.3</b>	<b>Justificativa, contribuições e originalidade da Tese</b>	<b>33</b>
<b>1.4</b>	<b>Trabalhos correlatos</b>	<b>34</b>
1.4.1	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão	34
1.4.2	Análise da atratividade econômica e dos impactos técnicos de uma usina virtual com dispositivos de armazenamento acionados via sinal de preço	35
1.4.3	Plano Estadual de Energia de São Paulo – <i>Race to Zero/Race to Resilience</i> 2050	35
<b>1.5</b>	<b>Estrutura do trabalho</b>	<b>36</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>37</b>
<b>2.1</b>	<b>Usinas virtuais</b>	<b>37</b>
2.1.1	Sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos	38
2.1.1.1	Especificação funcional	38
<b>2.2</b>	<b>Visão sobre a distribuidora do futuro</b>	<b>39</b>
<b>2.3</b>	<b>Evolução das redes de distribuição e o potencial de aproveitamento dos Recursos Energéticos Distribuídos</b>	<b>40</b>
<b>2.4</b>	<b>Novos papéis para os operadores dos sistemas de distribuição</b>	<b>43</b>
<b>2.5</b>	<b>Agregadores</b>	<b>44</b>
<b>2.6</b>	<b>Avaliação de confiabilidade</b>	<b>45</b>
2.6.1	Padrões de confiabilidade para a operação e o planejamento das redes elétricas futuras	47
2.6.2	Estado da arte da avaliação de confiabilidade composta	48
<b>2.7</b>	<b>Outros aspectos de interesse no Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>50</b>
2.7.1	Resposta da Demanda	50
2.7.2	Tomada de Subsídios nº 011/2021	50
2.7.3	Serviços ancilares	51
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>53</b>
<b>3.1</b>	<b>Etapa 1</b>	<b>55</b>
3.1.1	Dados de entrada e restrições do problema	58
3.1.1.1	Seleção dos consumidores participantes da usina virtual técnica	58
3.1.1.2	Curva de carga agregada	58



3.1.1.3	Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Recursos Energéticos Distribuídos . . . . .	59
3.1.1.4	Parâmetros econômicos . . . . .	59
3.1.2	Cálculo de emissões . . . . .	60
<b>3.2</b>	<b>Etapa 1A</b> . . . . .	<b>60</b>
3.2.1	Dados de entrada . . . . .	62
3.2.1.1	Modelagem dos Recursos Energéticos Distribuídos . . . . .	62
<b>3.3</b>	<b>Etapa 2</b> . . . . .	<b>63</b>
3.3.1	Conceitos básicos sobre modelagem probabilística de sistemas de potência .	64
3.3.1.1	Modelagem dos componentes . . . . .	64
3.3.1.1.1	Transição de estados . . . . .	64
3.3.1.1.2	Probabilidades de estado limites . . . . .	66
3.3.1.2	Espaço de estados do sistema . . . . .	66
3.3.1.3	Índices de confiabilidade do sistema . . . . .	67
3.3.1.4	Avaliação de confiabilidade do sistema . . . . .	70
3.3.2	Passos da avaliação probabilística de confiabilidade . . . . .	71
3.3.3	Método de análise . . . . .	72
3.3.4	Dados de entrada . . . . .	72
3.3.4.1	Geração(ões) da(s) usina(s) virtual(is) obtida(s) da Etapa 1 ou 1A . . . . .	72
3.3.4.2	Tipo(s) de contingência(s) . . . . .	73
3.3.5	Modelo Base de Rede de Transmissão . . . . .	73
3.3.6	Dados típicos de confiabilidade . . . . .	73
3.3.7	Índices de confiabilidade . . . . .	74
3.3.7.1	Escala para o Índice de Severidade . . . . .	75
3.3.8	Estratificação de índices de confiabilidade . . . . .	75
3.3.9	Monitoramento . . . . .	76
3.3.10	Medidas corretivas . . . . .	77
3.3.11	Cortes de carga em amostras de contingências . . . . .	77
3.3.12	Despacho(s) de usina(s) virtual(is) técnica(s) em amostras de contingências	78
3.3.13	Região de interesse do estudo . . . . .	78
<b>3.4</b>	<b>Representação estatística de grandezas por meio de diagramas <i>boxplot</i></b>	<b>79</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> . . . . .	<b>80</b>
<b>4.1</b>	<b>Etapa 1</b> . . . . .	<b>80</b>
4.1.1	Localidade do estudo de caso . . . . .	80
4.1.2	Unidades Consumidoras de Média Tensão participantes de usinas virtuais técnicas no <i>CasoITVPPs</i> . . . . .	80
4.1.2.1	Curva de carga agregada . . . . .	81
4.1.2.2	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição . . . . .	82
4.1.2.3	Custo de energia elétrica da rede . . . . .	83

4.1.2.4	Dados da fonte solar para os Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	84
4.1.2.5	Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias . . . . .	84
4.1.2.5.1	Sistema Fotovoltaico . . . . .	85
4.1.2.5.2	Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias . . . . .	86
4.1.2.6	Parâmetros econômicos do projeto . . . . .	89
4.1.2.7	Parâmetros de Resposta da Demanda por incentivos . . . . .	89
4.1.3	Barras de carga em Alta Tensão participantes de usinas virtuais técnicas no <i>Caso2TVPPs</i> . . . . .	90
<b>4.2</b>	<b>Etapa 2</b> . . . . .	<b>90</b>
4.2.1	Modelo Base de Rede de Transmissão . . . . .	91
4.2.1.1	Opções de execução do fluxo de potência . . . . .	91
4.2.2	Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências . . . . .	91
<b>4.3</b>	<b>Versões dos programas utilizados</b> . . . . .	<b>94</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>96</b>
<b>5.1</b>	<b>Etapa 1</b> . . . . .	<b>96</b>
5.1.1	Custo Presente Líquido mínimo . . . . .	96
5.1.2	Investimento inicial . . . . .	97
5.1.3	Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias . . . . .	97
5.1.4	Gerações das usinas virtuais técnicas . . . . .	98
<b>5.2</b>	<b>Etapa 2 - <i>CasoBase</i> versus <i>Caso1TVPPs</i></b> . . . . .	<b>98</b>
5.2.1	Informações básicas das simulações . . . . .	98
5.2.2	Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	98
5.2.3	Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos . . . . .	99
5.2.4	Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	99
5.2.5	Cortes de carga em amostras de contingências . . . . .	100
5.2.6	Despachos de usinas virtuais técnicas em amostras de contingências . . . .	101
<b>5.3</b>	<b>Etapa 2 - <i>CasoBase</i> versus <i>Caso2TVPPs</i></b> . . . . .	<b>101</b>
5.3.1	Informações básicas das simulações . . . . .	101
5.3.2	Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	103
5.3.3	Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos . . . . .	104
5.3.4	Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	105
5.3.5	Cortes de carga em amostras de contingências . . . . .	105
5.3.6	Despachos de usinas virtuais técnicas em amostras de contingências . . . .	107
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	<b>108</b>

<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>111</b>
--------------------	------------

<b>APÊNDICES</b>	<b>119</b>
------------------	------------

**APÊNDICE A – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA A UM ESTUDO  
DE CASO COM MODELOS DE REDE DO *INSTITUTE  
OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS***120

<b>A.1</b>	<b>Estudo de caso</b>	<b>120</b>
A.1.1	Etapa 1	120
A.1.1.1	Localidade do estudo de caso	120
A.1.1.2	Consumidores participantes das usinas virtuais técnicas	120
A.1.1.3	Curva de carga agregada	122
A.1.1.3.1	Curvas de carga típicas	122
A.1.1.3.2	Proporção de consumidores por classe de consumo no Modelo Base de Rede de Distribuição	125
A.1.1.4	Tarifas de eletricidade	125
A.1.1.5	Dados da fonte solar para os Sistemas Fotovoltaicos	127
A.1.1.6	Dados típicos de emissões	127
A.1.1.7	Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias	128
A.1.1.7.1	Sistema Fotovoltaico	128
A.1.1.7.2	Dados técnicos	128
A.1.1.7.3	Dados econômicos	129
A.1.1.7.4	Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias	129
A.1.1.7.5	Dados técnicos	129
A.1.1.7.6	Dados econômicos	133
A.1.1.8	Procedimento para definição do limite de interconexão	133
A.1.1.9	Parâmetros econômicos	134
A.1.2	Etapa 1A	135
A.1.2.1	Modelo Base de Rede de Distribuição	135
A.1.2.2	Curvas de carga típicas	137
A.1.2.3	Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias	137
A.1.3	Etapa 2	138
A.1.3.1	Modelo Base de Rede de Transmissão	138
A.1.3.1.1	Opções de execução do fluxo de potência	139
A.1.3.2	Barras para alocação de usinas virtuais técnicas	139
A.1.3.3	Geração das usinas virtuais técnicas	141
A.1.3.4	Tipos de contingências	141

A.1.4	Versões dos programas utilizados . . . . .	142
<b>A.2</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>142</b>
A.2.1	Etapa 1 . . . . .	142
A.2.1.1	Limite de interconexão . . . . .	142
A.2.1.2	Custo Presente Líquido mínimo . . . . .	145
A.2.1.3	Investimento inicial . . . . .	145
A.2.1.4	Emissões . . . . .	145
A.2.1.5	Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias . . . . .	146
A.2.1.6	Síntese de resultados . . . . .	146
A.2.2	Etapa 1A . . . . .	148
A.2.2.1	Energia consumida da Subestação de Distribuição e perdas ativas totais nas linhas e transformadores do Sistema de Distribuição . . . . .	148
A.2.2.2	Ocorrências de violação de tensão nos consumidores do Sistema de Distribuição	149
A.2.2.3	Tensões nos consumidores do Sistema de Distribuição . . . . .	149
A.2.2.4	Síntese de resultados . . . . .	151
A.2.2.5	Monitoramento da barra de Alta Tensão da Subestação de Distribuição . . . . .	151
A.2.2.5.1	Módulos das tensões nodais . . . . .	151
A.2.2.5.2	Módulos das correntes injetadas . . . . .	153
A.2.2.5.3	Demanda por fase . . . . .	153
A.2.2.5.4	Potência reativa por fase . . . . .	157
A.2.2.5.5	Demanda trifásica . . . . .	159
A.2.2.5.6	Potência reativa trifásica . . . . .	159
A.2.2.5.7	Fator de potência visto a partir da Subestação de Distribuição, por fase . . . . .	160
A.2.3	Etapa 2 . . . . .	162
A.2.3.1	Informações básicas das simulações . . . . .	162
A.2.3.2	Índices de confiabilidade sistêmicos . . . . .	163
A.2.3.3	Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos . . . . .	163
A.2.3.4	Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos . . . . .	163
A.2.3.5	Cortes de carga em amostras de contingências . . . . .	164
A.2.3.6	Despachos de usinas virtuais em amostras de contingências . . . . .	165
	<b>APÊNDICE B – MODELO DE BATERIA MKIBAM . . . . .</b>	<b>168</b>
B.0.0.0.1	Modelo funcional . . . . .	168
B.0.0.0.2	Modelo térmico . . . . .	170
B.0.0.0.3	Degradação da vida-ciclagem baseada na profundidade de descarga . . . . .	170
B.0.0.0.4	Dependência da capacidade com a temperatura . . . . .	171
B.0.0.0.5	Efeitos da temperatura na vida-calendário . . . . .	171
B.0.0.0.6	Final da vida útil da bateria . . . . .	172

# 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta, inicialmente, o conceito e caracterização de usina virtual, ou *Virtual Power Plant* (VPP) e, na sequência, apresenta informações sobre o trabalho com explicitação do objetivo; justificativa da Tese, contribuições e originalidade; trabalhos correlatos; além da estrutura do trabalho.

## 1.1 Conceito e caracterização de usina virtual

Pode-se definir usina virtual como uma agregação de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) capaz de participar dos mercados de eletricidade e/ou prestar serviços ao sistema elétrico (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Os REDs podem incluir, por exemplo (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b):

- Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV);
- Geração Distribuída de Energia Eólica (GDEE);
- Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs);
- Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE);
- Resposta da Demanda (RD);
- Veículos Elétricos (VEs);
- *Combined Heat and Power* (CHP) com microturbinas;
- Células a combustível.

Usualmente, os REDs são utilizados em Unidades Consumidoras (UCs), instalados atrás do medidor (*Behind-the-Meter*, BTM) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

De acordo com AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021b), os REDs, bem como as microrredes e as usinas virtuais, podem alterar os métodos tradicionais de planejamento centralizado da expansão e os métodos de operação do Sistema de Distribuição (SD), com maior complexidade para a gestão do setor elétrico e atribuindo ao consumidor um papel central (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

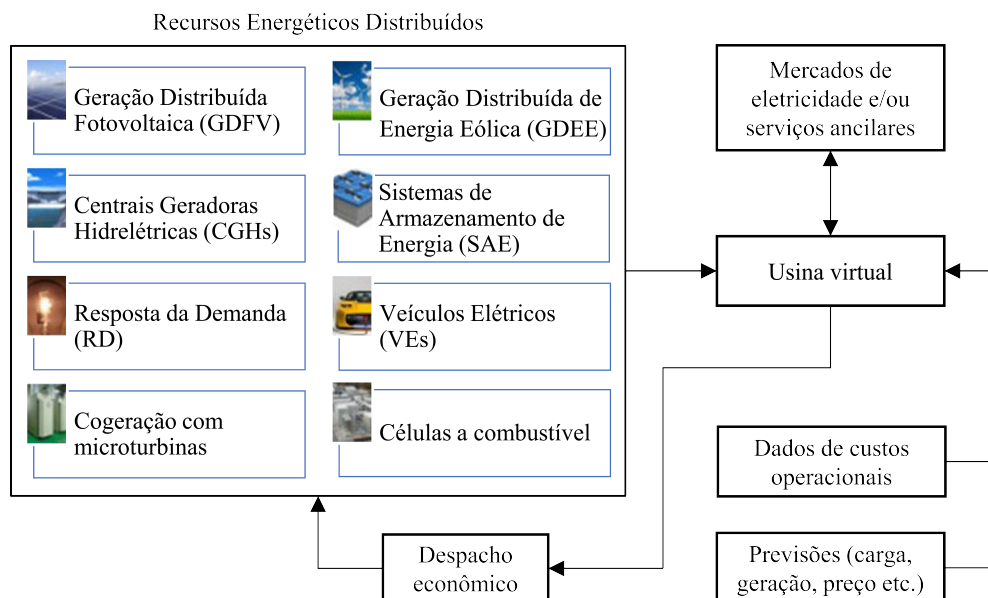
Os REDs, quando agregados pelas usinas virtuais, passam a ter visibilidade tanto para o mercado de atacado de eletricidade, como para os mercados de energia, capacidade e serviços ancilares e, nesse contexto, podem constituir recursos para o planejamento e operação dos SD e Sistemas de Transmissão (ST) (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017).

Na RD baseada em preço, a sinalização para o consumidor pode ser feita, por exemplo, por meio de tarifas de consumo de energia e/ou demanda com distinções de valores ao longo dos dias (como horário de ponta e fora de ponta), entre os tipos de dias (como dia útil, sábado e domingo) e ao longo do ano (como estações de verão e inverno). Já a RD baseada em incentivos se refere à possibilidade de recebimento de receita pelo consumidor em função de resposta a mecanismos de controle de demanda pelo operador do sistema de distribuição (*Distribution System Operator*, DSO) ou operador do sistema de transmissão (*Transmission System Operator*, TSO) (VIANA; MANASSERO; UDAETA, 2018).

Os SAE agregam flexibilidade às usinas virtuais, pois podem armazenar excedentes de Geração Distribuída (GD) e ser despachados, por exemplo, no período de ponta da tarifa da distribuidora, reduzindo a demanda da rede.

A Figura 1 apresenta a estrutura típica de uma usina virtual.

Figura 1 – Estrutura típica de uma usina virtual (VPP)



Fonte: adaptado de (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017)

O despacho econômico imbuído no conceito de usina virtual implica em se contar com pelo menos um tipo de recurso despachável dentre os REDs que a compõem.

As usinas virtuais não são, como as microrredes, necessariamente limitadas a uma determinada área geográfica na qual se localiza um conjunto de REDs, mas podem combinar recursos de diferentes áreas, conectados a diferentes Subestações de Distribuição (SED) e localizados em diferentes municípios (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Pode-se classificar as usinas virtuais nos seguintes tipos (PUDJIANTO *et al.*, 2008):

- VPP comercial (*Commercial Virtual Power Plant*, CVPP)
  - Tipo de agregação utilizada para participação em mercados de atacado de energia elétrica e balanceamento de portfólios de comercialização, dentre outros serviços;
  - Seu operador pode ser um agregador independente ou uma *Balancing Responsible Parties* (BRPs) com acesso ao mercado.
- VPP técnica (*Technical Virtual Power Plant*, TVPP)
  - Neste tipo de agregação, leva-se em conta a influência da rede local;
  - Seus serviços e funções incluem flexibilidade e serviços ancilares para o TSO e gerenciamento local do sistema para o DSO.

O foco deste trabalho são as TVPPs. Neste sentido a metodologia proposta neste trabalho prevê, além da modelagem elétrica em regime permanente do ST, a possibilidade de modelagem elétrica em regime permanente do SD, conforme será apresentado no Capítulo 3, de forma a permitir, de acordo com a necessidade do estudo, capturar a influência da disposição geoeletrica dos REDs, relacionada à distância elétrica (impedância) entre os locais de entrega e uso destes recursos.

A Figura 2 apresenta possíveis modelos de negócios para uma usina virtual.

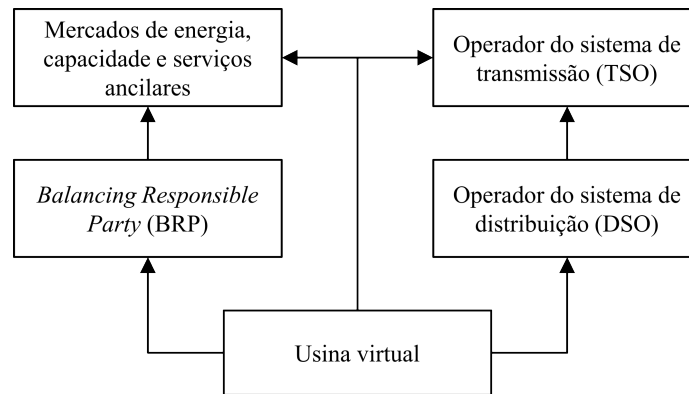
A usina virtual pode ser um provedor de serviços por meio de uma BRP<sup>1</sup> ou de um DSO, ou participar diretamente de mercados de atacado ou de prestação de serviços para o TSO.

O gerenciamento de REDs agregados pode se dar por meio de sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (*Distributed Energy Resource Management System*, DERMS), conforme será apresentado na Seção 2.1.

---

<sup>1</sup> No caso do Brasil, entende-se que, atualmente, a função de balanceamento é realizada de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), podendo, em um cenário de evolução do setor, vir a ser realizada com a colaboração ativa de DSOs.

Figura 2 – Possíveis modelos de negócios para uma usina virtual



Fonte: elaborado pelo autor

## 1.2 Objetivo

Este trabalho propõe uma metodologia para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, com foco no ponto de vista do investimento em REDs, além de avaliar potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou o ST, considerando a interface entre o DSO e o TSO.

A metodologia será aplicada a um estudo de caso com REDs compostos por Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) instalados em Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) que, agregadas, configuram TVPPs participando de RD por incentivo, com um modelo de rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro adaptado do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o uso de dados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) da distribuidora.

Um estudo de caso preliminar, que utilizou modelos de rede adaptados do *IEEE 8500-node test feeder* (IEEE 8500-node) para o SD e do *IEEE 118-bus* para o ST, avaliando impactos técnicos de TVPPs tanto sobre o SD quanto sobre o ST, está contemplado no Apêndice A.

O trabalho avalia principalmente o ponto de vista do investimento em REDs, pois a comparação do Custo Presente Líquido (CPL) do projeto com REDs instalados em UCs compondo TVPP versus o CPL dos mesmos consumidores sem REDs permite verificar a atratividade de usina virtual. Adicionalmente, considera-se uma avaliação de potenciais benefícios e impactos sobre o SD e/ou o ST e possíveis sinergias que permitam ao DSO capturar benefícios para o sistema de potência em sua relação com as usinas virtuais, que possam, por exemplo, ser oferecidos ao TSO na forma de serviços de rede por meio de RD por incentivos.



A metodologia permite:

- Dimensionar as TVPPs que serão compostas pela agregação de consumidores que utilizam REDs, incluindo SAEB, e obter o despacho econômico ótimo de SAEB, otimizando-se para o mínimo CPL do projeto;
- Avaliar os efeitos de TVPPs sobre o SD, por meio de fluxo de potência e/ou os efeitos das TVPPs sobre o ST, por meio da avaliação probabilística de confiabilidade;
- Opcionalmente, avaliar os efeitos de TVPPs sobre as emissões de  $CO_2$  decorrentes do uso de energia elétrica da rede ( $Em_{CO_2}$ ), conforme exemplificado no estudo de caso preliminar apresentado no Apêndice A.

O dimensionamento das TVPPs refere-se à obtenção, por meio de simulações computacionais de otimização econômica, da capacidade ótima dos REDs agregados que compõem as TVPPs, com o objetivo de subsidiar o estudo de implementação de TVPPs.

Os requisitos básicos para o dimensionamento de TVPPs aplicando-se a metodologia proposta neste trabalho são a definição da região de estudo, o conhecimento de dados de demanda dos potenciais consumidores participantes de TVPP, informações técnicas e econômicas dos REDs que se pretende analisar, bem como a disponibilidade de modelo(s) de rede.

Os parâmetros relevantes para o dimensionamento dos REDs que compõem as TVPP são: (i) dados de demanda dos consumidores participantes; (ii) características técnicas básicas dos REDs em análise e seus custos típicos de despesa de capital (*Capital Expenditure*, CAPEX) e Operação e Manutenção (O&M); e (iii) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e o preço da energia consumida da rede.

As grandezas resultantes do dimensionamento das TVPPs incluem: (i) o CPL do projeto para sua comparação com o CPL do caso base sem REDs, permitindo avaliar a atratividade econômica do projeto; (ii) o investimento inicial no projeto; (iii) a capacidade ótima dos REDs; o despacho econômico ótimo de SAEB.

A metodologia proposta será apresentada de forma detalhada no Capítulo 3.

O estudo de caso no Brasil será realizado com TVPPs situadas em uma localidade real, considerando-se dados locais da fonte solar, tarifas, e dados públicos de curvas de carga e demanda máxima dos consumidores obtidos da BDGD.

A avaliação probabilística de confiabilidade do ST considerando as zonas funcionais de geração e transmissão permite a comparação de alternativas de planejamento por meio de índices de confiabilidade, que podem ser calculados de forma sistêmica e estratificada.

A metodologia pode ser aplicada:

- À quantificação de potenciais de flexibilidade das TVPPs para a participação em mercados de energia, capacidade e serviços ancilares, dando suporte a análises regulatórias sobre o tema;
- À avaliação de novos modelos de negócio com a maturação de tecnologias no setor elétrico, envolvendo a interação entre DSOs, TSOs e agregadores;
- Ao planejamento de sistemas elétricos flexíveis, que considerem recursos pelo lado da demanda.

### 1.3 Justificativa, contribuições e originalidade da Tese

Uma das questões de relevância definidas no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 é o papel que a GD e os demais REDs terão no atendimento à carga no longo prazo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

O crescimento da GD pode levar a impactos técnicos e econômicos sobre o sistema elétrico e os consumidores, levando à necessidade de revisões em procedimentos, na legislação e/ou regulamentação (VIANA; MANASSERO; UDAETA, 2018; BRASIL, 2022; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2022).

A Tomada de Subsídios (TS) nº 011/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f) visou "obter subsídios para a elaboração de propostas de modelos regulatórios para a inserção de REDs, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes", a partir da investigação de modelos regulatórios que se apliquem à inserção de REDs, microrredes e usinas virtuais no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com base nas melhores práticas internacionais e levando em conta os potenciais impactos sobre o setor elétrico (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

A TS nº 011/2021 teve como resultado a publicação de Nota Técnica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a) que recomendou a elaboração de um plano estratégico com o objetivo de adequar a regulação vigente para a recepção de REDs, definindo ações, objetivos e resultados esperados.

De acordo com (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b), não há regulamentação e tampouco projetos-piloto sobre usinas virtuais no Brasil, porém, o tema tende a ganhar importância com a evolução do mercado no país. Há exemplos de países como Alemanha, Reino Unido, Estados Unidos da América (EUA) e Colômbia, nos quais a regulação estabelece o escopo de atuação dos agentes agregadores em programas de RD e/ou usinas virtuais.

A partir do atual contexto regulatório no Brasil e da revisão bibliográfica que será apresentada no Capítulo 2, pôde-se constatar os seguintes pontos de contribuições e

originalidade deste trabalho:

- Proposição de uma metodologia para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, com foco no ponto de vista do investimento em REDs, além de avaliar potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou o ST;
- A proposição de dimensionamento de REDs e simulação do despacho econômico ótimo de SAEB que compõem as usinas virtuais complementa a linha de trabalho com foco em especificação funcional de DERMSs, incluindo requisitos de interoperabilidade e infraestrutura de comunicação, que será discutida na Seção 2.1.1.1;
- A metodologia permite quantificar potenciais sinergias entre os REDs, DSO e TSO, possibilitando a avaliação do modelo de negócios de usinas virtuais como uma oportunidade de agregação com valor sistêmico, conforme será discutido na Seção 2.5;
- Contribuição metodológica para a avaliação do arranjo de usinas virtuais como um possível modelo de negócio no SEB, em consonância com necessidades de aperfeiçoamentos regulatórios para tratamento dos REDs identificadas como resultado da TS nº 011/2021 da ANEEL, conforme será discutido na Seção 2.7.2.

#### 1.4 Trabalhos correlatos

Esta seção apresenta trabalhos correlatos ao presente estudo.

##### 1.4.1 Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão

Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão (PD-00068-0048/2020) do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL. O projeto, que tem a ISA CTEEP como proponente, tem como executoras as empresas MRTS Consultoria em Engenharia S/S, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda. e HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia Ltda., com cooperação técnico-científica com a EPE.

Os seguintes Informes Técnicos referentes ao projeto foram apresentados oralmente pelo primeiro autor no XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), realizado de 15 a 18 de maio de 2022 (SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022):

- Modelos internacionais do planejamento do sistema de transmissão com tecnologias flexíveis (VIANA *et al.*, 2022a);

- Inserção de novas tecnologias em sistemas de transmissão: uma visão na ótica regulatória (VIANA *et al.*, 2022).

O artigo intitulado "Recursos energéticos distribuídos e o planejamento de sistemas de transmissão flexíveis: Um estudo sobre usinas virtuais no SIN"(VIANA *et al.*, 2022b), referente ao projeto, foi apresentado oralmente pelo primeiro autor durante o XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE), realizado de 24 a 26 de agosto de 2022.

#### 1.4.2 Análise da atratividade econômica e dos impactos técnicos de uma usina virtual com dispositivos de armazenamento acionados via sinal de preço

Em um estudo publicado em capítulo de livro, foram avaliados a atratividade econômica e os impactos técnicos sobre o SD de uma usina virtual com dispositivos de armazenamento acionados via sinal de preço (VIANA; MANASSERO; RAMOS, 2020).

O livro foi originado a partir do I Seminário de Armazenamento de Energia e Sistemas Elétricos (SAEeSE), realizado pelo Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (GEPEA), com a participação do Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos (LPROT) do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA), ambos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP).

#### 1.4.3 Plano Estadual de Energia de São Paulo – *Race to Zero/Race to Resilience 2050*

Em consonância com o compromisso assumido pelo Estado de São Paulo (SP) na adesão aos programas *Race to Zero* e *Race to Resilience* da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, UNFCCC), a elaboração do Plano Estadual de Energia de SP – *Race to Zero/Race to Resilience 2050* (PEE 2050), tem como objetivo o planejamento de ações para alcançar a neutralidade das emissões líquidas de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Estado em diversos setores (SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente, 2022b).

No âmbito da elaboração do PEE 2050, a temática de REDs e suas formas de implementação, incluindo as usinas virtuais, foi abordada no resumo executivo preliminar da primeira etapa do PEE 2050 para apresentação na *Conference of the Parties* (COP) 27 (SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente, 2022a).

Em 2023, a secretaria do Estado de SP responsável, dentre outras, pela área de energia, passou a ser designada como Secretaria Estadual de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística (SEMIL) (SECRETARIA ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE, INFRAESTRUTURA E LOGÍSTICA, 2023).

## 1.5 Estrutura do trabalho

O restante deste trabalho está organizado conforme segue:

- **Capítulo 2:** apresenta a revisão bibliográfica;
- **Capítulo 3:** apresenta a metodologia;
- **Capítulo 4:** apresenta o estudo de caso;
- **Capítulo 5:** apresenta os resultados;
- **Capítulo 6:** apresenta a conclusão.
- **Apêndice A:** apresenta um estudo de caso preliminar com modelos de rede do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*;
- **Apêndice B:** apresenta o modelo típico de bateria *Modified Kinetic Battery Model (MKiBaM)* utilizado nas simulações.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica abrangendo as usinas virtuais e temas correlatos como, por exemplo, a visão sobre a distribuidora do futuro, evolução das redes de distribuição e potencial de aproveitamento dos REDs, novos papéis para os DSOs, agregadores, avaliação de confiabilidade e outros aspectos de interesse no SEB.

### 2.1 Usinas virtuais

De acordo com Riaz e Mancarella (2022), poucos trabalhos na literatura procuraram endereçar, no contexto das interações entre TSO e DSO, o problema da capacidade operacional dos REDs agregados considerando restrições de rede, o que é essencial para os mercados de energia distribuída e a operação integrada de TSOs e DSOs.

Riaz e Mancarella (2022) propuseram uma metodologia de modelagem e caracterização de flexibilidade de REDs, incluindo SAEB, identificando capacidade, rampa, duração e custo como métricas-chave e incorporando análise via Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com representação de potência ativa e reativa. A metodologia foi aplicada a um sistema-teste conceitual e a um SD modelado a partir de uma rede real, para modelar e caracterizar o fornecimento de flexibilidade e serviços para o mercado a partir dos REDs.

Tan *et al.* (2020) discutiram sobre a volatilidade e a limitada previsibilidade das cargas e da geração dos REDs, que tornariam incerta a capacidade da TVPP, propondo o método *Robust Capability Curve* (RCC) para determinar a curva de capacidade da TVPP, associado a FPO baseado em um modelo de rede linearizado, aplicado a um estudo de caso com o IEEE 13-bus.

Seyyedi *et al.* (2022) indicaram que, embora as usinas virtuais possam ser vistas como uma fonte flexível para o sistema de potência, sua inclusão no planejamento tem sido raramente considerada nos trabalhos acadêmicos, argumentando, ainda, sobre a importância do estabelecimento de índices de flexibilidade para o sistema.

Seyyedi *et al.* (2022) apresentaram um método de otimização para a alocação e o dimensionamento ótimo de *Flexi-Renewable Virtual Power Plants* (FRVPPs), incluindo SAE, em redes de distribuição ativas (*Active Distribution Networks*, ADNs), utilizando FPO linearizado, minimizando o investimento anual e os custos esperados de operação da FRVPP e considerando incertezas. O esquema proposto foi aplicado a um estudo de caso utilizando o modelo de SD IEEE 69-bus.

Os resultados do trabalho de Naughton *et al.* (2020) realçaram a forte interação entre o suporte de tensão e reativos à rede local e a participação no mercado em nível sistêmico para incrementar a versatilidade da usina virtual de forma a maximizar sua

receita, fato particularmente relevante no contexto da operação dos SD e dos mercados emergentes para REDs, que são sujeitos a restrições locais de rede.

Bagchi, Goel e Wang (2018) apresentaram um método de otimização genérico para avaliar a adequação da geração do sistema de potência incorporando um modelo probabilístico agregado representando várias ADNs na forma de uma usina virtual, utilizando modelo de rede linearizado. Foram avaliados índices de confiabilidade como a expectativa de perda de carga (*Loss of Load Expectation*, LOLE) e a frequência de perda de carga (*Loss of Load Frequency*, LOLF), e propostos índices para a quantificação de diferentes aspectos de performance da usina virtual. O método foi implementado em um SD teste com 4 barras e no IEEE 69-bus, utilizando técnicas de simulação do tipo Monte Carlo sequencial.

De forma geral, verifica-se que as metodologias propostas nestes trabalhos não contemplaram uma avaliação conjunta da atratividade econômica de investimento em REDs, dimensionamento de usinas virtuais com despacho econômico ótimo e avaliação de impactos técnicos sobre o SD e o ST, como proposto nesta Tese.

### 2.1.1 Sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos

Um conceito-chave e requisito para uma implementação operacional e efetiva de um grande número de REDs, que incluem fontes de energia e RD, para permitir a flexibilidade e serviços à rede, é a agregação de REDs. Essa função de agregação, assim como as funções necessárias para possibilitar os serviços à rede, são providas pelos DERMSs (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2021).

No Brasil, Leite *et al.* (2022) descrevem uma abordagem para a incorporação de REDs que estão conectados à rede de distribuição ao Centro de Operações da CEMIG D. O objetivo é permitir o monitoramento e controle desses recursos por meio de um DERMS, visando melhorar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia, ao mesmo tempo em que se minimizam os principais impactos causados por esses recursos. Os tópicos abordados incluem: i) uma explicação detalhada da arquitetura do DERMS; ii) exemplos de casos de uso de REDs; e iii) resultados de testes realizados em um alimentador que incorpora dois sistemas de armazenamento com capacidade total de 1150 kVA / 1750 kWh, bem como uma usina solar com capacidade de 1,4 MWp.

#### 2.1.1.1 Especificação funcional

Um guia para a especificação funcional de DERMS e uma descrição dos serviços à rede que REDs agregados podem fornecer aos SD e ST são apresentados em (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2021), incluindo questões de implementação e requisitos de interoperabilidade, além da infraestrutura de comunicação e informação de redes modernas.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY (2021) fornece um guia para o desenvolvimento de uma especificação funcional para DERMSs, e uma descrição dos serviços à rede que REDs agregados podem fornecer aos SD e ST, e/ou em níveis de mercado. Trata, ainda, de questões de implementação e requisitos de interoperabilidade, além da infraestrutura de comunicação e informação. A abordagem é estendida para sistemas de controle de usinas virtuais.

O guia é limitado a discutir e propor abordagens para agregar REDs com o objetivo de viabilizar serviços ao sistema de distribuição ou em níveis de sub-transmissão/transmissão, além de possíveis mercados. Seu escopo não inclui dois tópicos que são abordados nesse trabalho: (i) o dimensionamento de REDs agregados; e (ii) a forma pela qual REDs agregados são operados de modo a possibilitar que o DERMS ofereça serviços de rede.

## 2.2 Visão sobre a distribuidora do futuro

O trabalho *Utility of the Future* (MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY, 2016) focou a identificação de barreiras desnecessárias e incentivos distorcidos que impedem a evolução do setor elétrico em face da variedade de tecnologias distribuídas emergentes, que têm criado novas opções para a provisão e o consumo de serviços de eletricidade.

As tecnologias distribuídas emergentes incluem demanda flexível, GD, SAE, eletrônica de potência avançada e dispositivos de controle (MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY, 2016).

Ao mesmo tempo, o crescente uso das tecnologias de informação e comunicação, cujos custos têm decrescido, possibilita um consumo mais flexível e eficiente de eletricidade, uma melhor visibilidade do uso da rede e a melhoria dos controles dos sistemas de potência (MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY, 2016).

Os autores concluíram que:

- A melhoria dos sinais de preço e das tarifas/encargos regulados é a única forma de permitir que os recursos centralizados e distribuídos concorram entre si, obtendo-se uma operação e um planejamento eficientes;
- A regulação deve ser melhorada para possibilitar o desenvolvimento de modelos de negócios de distribuição mais eficientes;
- A estrutura da indústria de eletricidade deve ser cuidadosamente avaliada para minimizar potenciais conflitos de interesse;



- O desenho do mercado de atacado deve ser melhorado para integrar os REDs, recompensar a flexibilidade e criar um ambiente de competição para todas as tecnologias;
- A segurança cibernética e a privacidade são aspectos importantes em face do crescimento do uso de REDs e *smart appliances*, e do desenvolvimento de mercados de eletricidade mais complexos;
- Há um grande potencial de utilização mais eficiente dos ativos existentes e uso mais eficiente da energia. Ao mesmo tempo, a economia de escala ainda é importante, sendo que o desenvolvimento de REDs como GDFV e SAE não é economicamente eficiente em todos os contextos e localidades.

Nos EUA, o objetivo da iniciativa *Reforming the Energy Vision* (REV) é tornar as distribuidoras provedoras do tipo plataforma de sistema de distribuição (*Distribution System Platform*, DSP), com a maior parte de sua receita advinda do fornecimento de serviços de mercado ou plataforma, ao invés de CAPEX de equipamentos e venda de energia, de forma que as distribuidoras facilitem a participação de REDs nos mercados de eletricidade e sejam neutras em relação a reforços de rede tradicionais ou soluções *no-wires* baseadas em REDs (MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY, 2016).

Como exemplo, no âmbito da REV, no projeto *Clean Virtual Power Plant*, uma distribuidora faz parceria com provedores de SFVs associados a SAE agregados como uma usina virtual para fornecer serviços de rede em dias propícios. A obtenção de receita das usinas virtuais pode ser estruturada a partir da venda e financiamento dos ativos e da representação dos consumidores-geradores agregados nos mercados de eletricidade. Em certos casos, os empreendedores serão os proprietários dos projetos e receberão receita da venda de energia, usualmente por meio de *Power Purchase Agreements* (PPAs) de longo prazo, Reserva de Potência Operativa (RPO) e serviços de capacidade (MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY, 2016).

### **2.3 Evolução das redes de distribuição e o potencial de aproveitamento dos Recursos Energéticos Distribuídos**

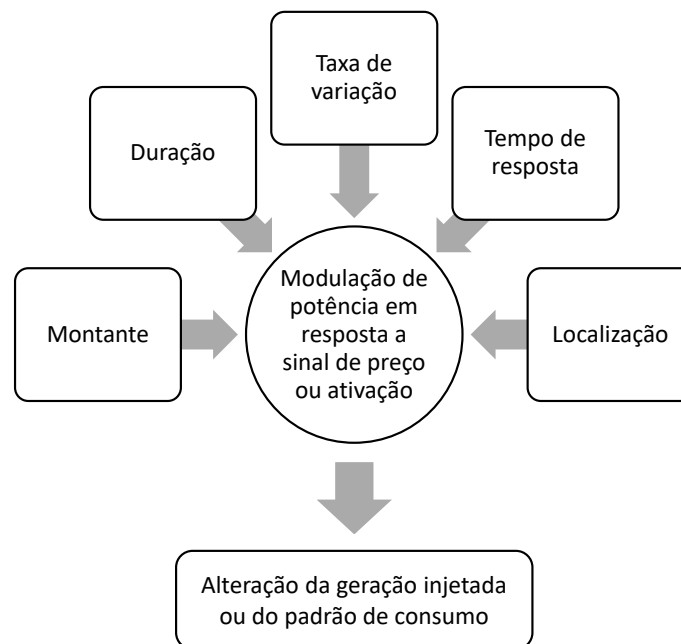
De acordo com Odeh, Watts e Negrete-Pincetic (2018), os consumidores de pequeno porte estão, aos poucos, assumindo um papel ativo nos mercados de eletricidade por meio de GD residencial, infraestrutura de *smart metering*, RD e desenvolvimentos em Redes Elétricas Inteligentes (REIs).

Em (GOUVEIA; RODRIGUES, 2020), as tecnologias de REIs são categorizadas em:

- Armazenamento distribuído;
- GD;
- *Smart power converters*;
- VEs;
- RD;
- *Energy Communities*, que consistem em grupos de consumidores, investidores e entidades públicas que investem conjuntamente na produção, venda e gerenciamento de energia renovável (VERNAY; SEBI, 2020);
- Microrredes;
- *Power-to-X* (P2X), que pela definição proposta por Burre *et al.* (2020), corresponde a processos com o objetivo de explorar os potenciais ambiental e econômico da eletricidade obtida por meio de fontes renováveis.

O conceito de flexibilidade em nível individual e alguns de seus parâmetros característicos são ilustrados na Figura 3.

Figura 3 – Conceito de flexibilidade em nível individual e alguns de seus parâmetros característicos



Fonte: elaborado a partir de (ECOFYS *et al.*, 2015)

O projeto Universal - UMEI apresentado por Gouveia e Rodrigues (2020) indicou que requisitos de flexibilidade, resiliência e capacidade de previsão serão necessários para o planejamento das redes elétricas do futuro, tais como:

- Inclusão de incerteza e risco no exercício do planejamento;
- Obtenção de benefícios de serviços de flexibilidade dos REDs;
- Viabilização da participação de REDs nos mercados de eletricidade;
- Definição do plano de operação ótimo, *a priori*;
- Capacidade de prever possíveis problemas técnicos e adotar medidas preventivas para mitigá-los;
- Estratégias distribuídas de *self-healing* por meio de reconfiguração de rede;
- Avaliação da vulnerabilidade da rede e planos de contingência;
- Sistemas de controle e proteção adaptativos.

Deste modo, caracteriza-se uma oportunidade de pesquisa para avaliar os impactos de sistemas energéticos distribuídos e flexíveis (ODEH; WATTS; NEGRETE-PINCETIC, 2018).

Os serviços de suporte à rede que podem ser providos por meio da flexibilidade dos REDs incluem (GOUVEIA; RODRIGUES, 2020):

- Gerenciamento de congestionamento da rede;
- Controle de potência reativa e tensão;
- Esquemas de ilhamento intencional com base em automação e disponibilidade de REDs;
- Gerenciamento de capacidade durante contingências;
- Gerenciamento de ativos;
- Postergação de investimentos.

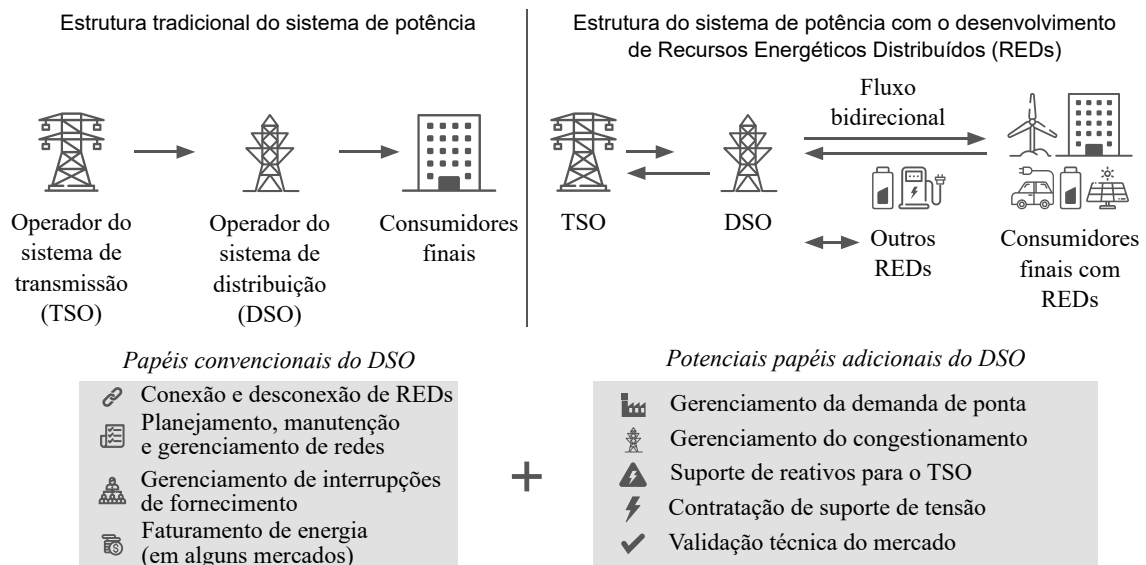
A postergação de investimentos em reforços de rede é um benefício que pode ser obtido por meio da flexibilidade oferecida pelos REDs (GOUVEIA; RODRIGUES, 2020).

## 2.4 Novos papéis para os operadores dos sistemas de distribuição

A evolução da infraestrutura dos sistemas elétricos tradicionais, com a crescente penetração de REDs, traz consigo o potencial de novos papéis para os DSOs.

As atribuições convencionais e os potenciais novos papéis para os DSOs são ilustrados na Figura 4.

Figura 4 – Atribuições convencionais e os potenciais novos papéis para os DSOs



Fonte: adaptado de (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019b)

A viabilização de fatores-chave como o desenvolvimento de *Smart Meters* (SMs), o monitoramento em tempo real e a abertura para o desenvolvimento de agregadores, consumidores-geradores e outros provedores de flexibilidade, com mecanismos de mercado, impulsionam papéis emergentes para os DSOs, tais como (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019a):

- Gerenciamento de demanda de ponta por meio dos REDs;
- Gerenciamento dos congestionamentos de rede;
- Prestação de serviço de suporte de reativos para os TSOs .

A depender do arcabouço regulatório a que está sujeito, o DSO pode incluir em seus novos papéis (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019a):

- A atuação como um facilitador neutro de mercado;
- A contratação de serviços de rede dos REDs;

- A obtenção de benefícios dos REDs por meio da otimização do uso das redes existentes e da postergação de investimentos, por meio de controle operativo direto ou sinais de preço para outros agentes, como os agregadores.

No cenário internacional, a Europa e os EUA lideram as iniciativas de aumento das responsabilidades dos DSOs, notadamente o incremento da flexibilidade da rede e a redução da necessidade de investimentos em rede. Como exemplo, no Reino Unido, a agregação de REDs por meio de uma usina virtual permitiu redução da demanda de ponta em 60% (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019a).

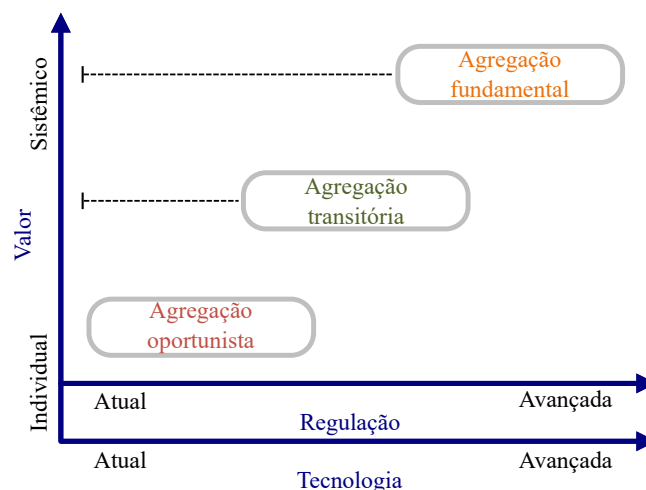
## 2.5 Agregadores

Os varejistas podem agregar consumidores dispersos e geradores, atuando como uma ligação entre estes e o mercado de atacado (BURGER *et al.*, 2017).

Em (BURGER *et al.*, 2017), os autores analisaram os fundamentos econômicos dos agregadores, avaliando, em diferentes cenários tecnológicos e regulatórios, os fatores que determinam seu papel nos sistemas elétricos. Considerando os contextos regulatório e tecnológico, foram identificadas três categorias principais de valor criadas pelos agregadores: agregação fundamental, agregação transitória e agregação oportunista.

A Figura 5 apresenta uma escala de valor dos agregadores com base nos contextos regulatório e tecnológico.

Figura 5 – Valor dos agregadores com base nos contextos regulatório e tecnológico



Fonte: elaborado a partir de (BURGER *et al.*, 2017)

A agregação fundamental tem valor sistêmico, sendo inerente à função do agregador, independentemente das particularidades regulatórias, tecnológicas e nível de conhecimento dos consumidores, tendendo a ser permanente. A agregação transitória contribui para a melhoria

de performance do sistema elétrico, porém, tende ao declínio com o aperfeiçoamento tecnológico, regulatório ou da gestão do sistema. Por sua vez, a agregação oportunista tem valor individual para o agente agregador e resulta de falhas regulatórias ou de desenho de mercado (BURGER *et al.*, 2017).

As características das categorias de agregação são (BURGER *et al.*, 2017):

- Agregação fundamental
  - Economia de escala;
  - Economia de escopo;
  - Gerenciamento do risco;
  - Competição e inovação.
- Agregação transitória
  - Engajamento de agentes;
  - Gerenciamento da complexidade<sup>1</sup>;
  - Desenvolvimento de tecnologias de automação;
  - Preenchimento de lacunas de informação;
  - Coordenação de agentes para a operação do sistema.
- Agregação oportunista
  - Resultante de falhas de regulação e desenho de mercado;
  - Regulação inadequada relacionada a regras de agregação de serviços de balanceamento do sistema e balanceamento de custos para os agentes.

Os Comercializadores Agregadores são agentes que podem contribuir para a mitigação de efeitos sistêmicos negativos da inserção de energias renováveis intermitentes, contratando RD dos consumidores e oferecendo serviços tanto em nível de distribuição quanto de transmissão (TOLMASQUIM; RAMOS; MOROZOWSKI FILHO, 2019).

## 2.6 Avaliação de confiabilidade

Em um sistema elétrico de potência, a avaliação de confiabilidade tem como objetivo quantificar ou estimar a capacidade de fornecimento de energia elétrica daquele em todos os

<sup>1</sup> Complexidades do mercado, lacunas de informação, falta de engajamento e outras questões podem impedir o aproveitamento do valor dos recursos distribuídos, e os agregadores podem criar valor sistêmico por meio do gerenciamento ou da eliminação destes fatores (BURGER *et al.*, 2017)

---

pontos de utilização da rede, considerando padrões de aceitabilidade definidos (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

De acordo com Alvarado *et al.* (2019), evidências empíricas indicam que a aplicação de critérios de confiabilidade tem sido a mais importante e predominante razão para investimentos em redes de transmissão, sendo fundamental, assim, determinar o custo real de RD como uma alternativa aos investimentos adicionais em rede, fazendo uso mais eficiente dos ativos existentes.

No contexto do planejamento da expansão da transmissão, as interrupções de fornecimento têm sido consideradas com as abordagens determinística ou probabilística que, respectivamente, ignoram ou consideram probabilidades de falhas de continuidade da rede e falhas de geração (ALVARADO *et al.*, 2019).

Segundo Alvarado *et al.* (2019), as probabilidades de falhas de continuidade da rede e falhas de geração são fundamentais para o balanceamento dos custos pré-contingência e pós-contingência e, assim, para a determinação do portfólio adequado de ativos de rede, reserva de geração e participação de REDs no provisionamento de segurança para o sistema.

Moreira *et al.* (2017) indicaram a crescente necessidade de refinar os métodos de alocação de recursos de capital com base em avaliações de confiabilidade, determinando, assim, quais são os *tradeoffs* entre custo e confiabilidade no planejamento dos sistemas elétricos, apresentando um modelo de co-otimização da expansão da capacidade de geração renovável e do sistema de transmissão em dois estágios, focando as fontes eólica e solar, no âmbito do planejamento.

O método proposto por Moreira *et al.* (2017) visa a obtenção dos melhores subconjuntos de novos ativos de transmissão e sítios de geração renovável a serem desenvolvidos, ao menor custo de RPO, e levando em conta a continuidade dos circuitos para entrega da RPO sob contingências de geração e transmissão e variações de potência da geração renovável.

Por meio de métodos determinísticos de avaliação de confiabilidade, considera-se o sistema confiável caso possa operar dentro de determinados padrões de aceitabilidade para qualquer contingência, simples ou múltipla, de um conjunto de contingências pré-definido. Já os métodos probabilísticos podem oferecer informações adicionais sobre o desempenho do sistema, para uma alocação mais eficiente de recursos técnicos e econômicos (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

A TS nº 021/2021 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021g) teve como objetivo "obter contribuições com a finalidade de averiguação de eventual necessidade de intervenção regulatória para aprimoramento dos requisitos de confiabilidade das instalações de transmissão", abrindo discussão sobre o uso de critérios determinísticos,

---

como os vigentes, ou probabilísticos, para a confiabilidade da transmissão no planejamento e operação do SIN.

### 2.6.1 Padrões de confiabilidade para a operação e o planejamento das redes elétricas futuras

De acordo com Strbac, Kirschen e Moreno (2016), um aspecto-chave concernente à evolução das redes elétricas é como os padrões de operação e planejamento devem evoluir para fazer uso eficiente dos ativos existentes aproveitando tecnologias *non-wires* emergentes.

Estas novas tecnologias, como as REIs, poderiam reduzir a necessidade de redundâncias para a confiabilidade da rede ao permitir a aplicação de uma gama de ações corretivas técnica e economicamente eficientes (STRBAC; KIRSCHEN; MORENO, 2016).

Conforme o critério determinístico convencional de operação e planejamento dos sistemas de potência, espera-se que o sistema elétrico suporte a ocorrência de qualquer contingência de um conjunto definido de contingências, como a perda de um ou dois circuitos de acordo com os critérios  $N - 1$  e  $N - 2$ , respectivamente, sem a ocorrência de sobrecargas ou tensões inadequadas nos circuitos/barras remanescentes, como também sem violar limites de estabilidade. Sobrecargas pós-contingências são evitadas por medidas operacionais preventivas ou pela combinação de medidas preventivas e corretivas de controle (STRBAC; KIRSCHEN; MORENO, 2016).

Em relação ao critério determinístico de operação e planejamento, há preocupação em relação à sua eficiência econômica e capacidade de balanceamento dos custos de operação e infraestrutura de rede versus os benefícios de confiabilidade e segurança para os usuários da rede (STRBAC; KIRSCHEN; MORENO, 2016).

Além disto, como critério de confiabilidade baseado em redundância de ativos, o critério determinístico pode criar uma barreira à inovação em operação e planejamento da rede, impedindo a implementação de soluções técnica e economicamente eficientes que poderiam melhorar a utilização dos ativos existentes e maximizar valor para os usuários da rede (STRBAC; KIRSCHEN; MORENO, 2016).

Há crescente evidência, a partir de trabalhos da literatura internacional citados por Strbac, Kirschen e Moreno (2016), de que um novo paradigma de confiabilidade pode ser necessário para facilitar o atendimento a objetivos de política energética de forma economicamente eficiente, em particular os relacionados à integração de geração renovável e à aplicação de tecnologias de REIs, observando-se revisões e modificações de padrões de confiabilidade de redes de distribuição e transmissão em várias jurisdições. Assim, é relevante avaliar a eficiência econômica do critério determinístico de confiabilidade por meio da aplicação de uma análise de custo versus benefício abrangente para balancear os investimentos em rede, os custos operacionais e os riscos (STRBAC; KIRSCHEN;



MORENO, 2016).

Desta forma, o trabalho de Strbac, Kirschen e Moreno (2016) procurou demonstrar como uma abordagem probabilística, em contraponto à abordagem determinística convencional, pode balancear adequadamente investimentos em rede e soluções *non-wires* considerando efeitos climáticos adversos, modos de falha comum, eventos de baixa probabilidade e alto impacto, alterações nos preços do mercado para ações pré e pós-contingência, mal funcionamento de equipamentos etc.

As medidas operacionais consideradas, possibilitadas por novas tecnologias, incluem ações de controle preventivas e corretivas tais como esquemas especiais de proteção, RD e reserva operativa, considerando potenciais falhas de rede e centrais de geração. O modelo probabilístico apresentado pode oferecer níveis de confiabilidade desejados e limitar a exposição a eventos severos de baixa probabilidade, como os causados por desastres naturais, por meio do uso de restrições do tipo *Conditional Value at Risk* (CVaR), com suprimento robusto e resiliente para os consumidores, ao mínimo custo (STRBAC; KIRSCHEN; MORENO, 2016).

## 2.6.2 Estado da arte da avaliação de confiabilidade composta

A avaliação de confiabilidade composta (Nível Hierárquico II) engloba as zonas funcionais de geração e transmissão (ROY; LI, 1994).

Uma revisão do estado da arte avaliação de confiabilidade composta (*Composite System Reliability*, CSR) de sistemas de potência é apresentada por IEEE POWER & ENERGY SOCIETY (2022). Nesse contexto, a confiabilidade do sistema de potência compreende dois atributos básicos: adequação e confiabilidade operacional (esta última, designada no passado como segurança).

A adequação é a capacidade do sistema elétrico de suprir a demanda agregada e os requisitos de energia dos usuários finais em todos os momentos, levando em conta indisponibilidades programadas e indisponibilidades não programadas razoavelmente esperadas de elementos do sistema (NORTH AMERICAN ENERGY RELIABILITY CORPORATION, 2022). É associada somente a condições estáticas, sem envolver aspectos dinâmicos do sistema ou distúrbios transitórios (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2022).

A confiabilidade operacional é a capacidade do sistema elétrico de suportar distúrbios repentinos tais como curtos-circuitos ou falhas imprevistas em seus componentes, associada à capacidade do sistema de atender ininterruptamente à demanda firme quando ocorrem distúrbios dinâmicos ou transitórios inesperados, que podem incluir a perda de geração de grande porte e/ou falhas em instalações de transmissão.

Outro aspecto relacionado à confiabilidade operacional é a integridade do sistema,

que consiste na sua capacidade de manter uma operação adequada com as áreas interconectadas. A integridade do sistema é violada quando da ocorrência de separações, desligamentos em cascata ou ilhamentos após a ocorrência de distúrbios severos.

Métodos de avaliação de CSR, para geração e transmissão, têm sido desenvolvidos em décadas recentes. Porém, é um desafio manter um nível adequado de confiabilidade das redes elétricas modernas, devido a diversos fatores, tais como o aumento da frequência de eventos extremos (como, por exemplo, falha de múltiplos componentes, eventos climáticos extremos, e outros desastres naturais), a alta penetração de recursos energéticos variáveis e a crescente complexidade da infraestrutura dos sistemas energéticos (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2022).

Apesar dos numerosos métodos de avaliação de confiabilidade existentes, incluindo o método de enumeração (analítico) e o método de Monte Carlo, o esforço computacional ainda é o maior obstáculo para a aplicação da avaliação de CSR a sistemas reais de grande porte, especialmente no âmbito da operação. Isto tem levado organizações e *utilities* da América do Norte (incluindo a *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), Europa, Ásia e outros locais do mundo a buscar metodologias e ferramentas computacionais apropriadas (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2022).

As maiores preocupações de planejadores e operadores são desenvolver e operar um sistema tão confiável quanto economicamente viável, atendendo, no mínimo, a critérios e normas de projeto e operação previamente definidos. Os objetivos comuns de planejadores e operadores são, em geral, manter a adequação, a confiabilidade operacional e a integridade do sistema em níveis satisfatórios, e evitar blecautes em larga escala. No entanto, nota-se as seguintes diferenças (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2022):

- Os planejadores se preocupam com objetivos de longo prazo e em assegurar, no mínimo, que os planos para os sistemas futuros sejam suficientemente adequados;
- Os objetivos dos operadores dependem do horizonte temporal. No horizonte de até algumas horas à frente, questões típicas são:
  - Como garantir reserva girante adequada para manter o risco de falha do sistema abaixo de níveis pré-determinados e manter o sistema capaz de suportar alterações repentinas de frequência e tensão?
  - Como aplicar medidas corretivas, se necessário?

Um desafio crítico no planejamento e operação dos sistemas de potência é o equilíbrio entre confiabilidade e investimento, o que, de acordo com IEEE POWER & ENERGY SOCIETY (2022), somente pode ser endereçado por meio da avaliação probabilística de confiabilidade.

## 2.7 Outros aspectos de interesse no Setor Elétrico Brasileiro

Esta seção apresenta outros aspectos de interesse no SEB para o presente trabalho, incluindo a TS nº 011/2021 da ANEEL mencionada na Seção 1.3.

### 2.7.1 Resposta da Demanda

A gestão da demanda de energia pelos consumidores por meio de sinais de preço ou incentivos econômicos pode estimular o aumento da racionalidade e da eficiência no consumo de energia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

Exemplos de RD por sinais de preço são as tarifas Verde e Azul para os consumidores do grupo A, com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidos a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão inferior a 2,3 kV secundária (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021d), e a tarifa branca, opcional para determinados consumidores do grupo, em Baixa Tensão (BT) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

Em relação à RD por incentivos, um programa de RD industrial foi implementado em forma de Projeto Piloto através da Resolução Normativa (REN) nº 792/2017 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Atualmente, o programa estrutural de RD está regulamentado no Brasil pela REN nº 1.040/2022 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b).

O PDE da EPE apresentou pela primeira vez, no PDE 2030, a RD por incentivos como uma das tecnologias candidatas para o cenário de referência do planejamento. A EPE vem se aprofundando neste tema e novos estudos seguem em desenvolvimento (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

### 2.7.2 Tomada de Subsídios nº 011/2021

A TS nº 011/2021 da ANEEL visou "obter subsídios para a elaboração de propostas de modelos regulatórios para a inserção de REDs, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes" (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f).

A Proposta 5 apresentada pela ANEEL em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b) se refere ao arcabouço regulatório para usinas virtuais e RD, com a extensão da atuação do agregador para os consumidores em BT, propiciando a participação destes em usinas virtuais e ações de RD.

De acordo com (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b), há barreiras no curto e médio prazos para a implementação de usinas virtuais no Brasil, devido à ausência de regulação específica para agregadores independentes e a dependência

da redução de preços dos dispositivos de armazenamento distribuído, além de evolução regulatória.

A partir dos tópicos apresentados em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b), foram elaboradas pela ANEEL 33 questões para direcionamento das contribuições a serem recebidas. Estas questões são apresentadas no item III.10 da referida Nota Técnica, e constituem o foco da TS nº 011/2021.

Em relação às usinas virtuais, a Questão 13 indica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b): "Há necessidade de criar a figura do agregador independente para atuar em programas de resposta da demanda e usinas virtuais? Quais alternativas poderiam ser adotadas?".

A TS nº 011/2021 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021f) teve como resultado a publicação da Nota Técnica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a), que recomendou a elaboração de um plano estratégico com o objetivo de adequar a regulação vigente para a recepção de REDs, que defina ações, objetivos e resultados esperados.

### 2.7.3 Serviços ancilares

Em 2019, a ANEEL realizou a TS nº 006/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019), que recebeu contribuições em 2020, com o objetivo "fomentar abertura de discussão sobre o tema serviços ancilares aplicáveis ao Sistema Interligado Nacional - SIN".

Dentre as contribuições do ONS à TS nº 006/2019, apresentou-se o mapeamento de tipos de serviços ancilares, sua importância para o SIN, possíveis prestadores destes serviços e possíveis formas de contratação e remuneração, entendendo que podem ser avaliadas alterações estruturais no sentido de implementar um mercado competitivo de serviços ancilares, observando a experiência internacional (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019).

O ONS apresentou a modulação da carga corresponde à rede de distribuição como um possível serviço ancilar, que poderia ser implementado por meio do despacho de usinas não controláveis centralizadamente ou pela demanda, como mecanismo competitivo na rede de distribuição (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019)<sup>2</sup>.

Dando sequência à TS nº 006/2019, a ANEEL publicou a Consulta Pública (CP) nº 083/2021 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a), com o objetivo de "obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório

<sup>2</sup> Pode-se ponderar que esta modulação de carga da rede de distribuição seria um recurso de flexibilidade despachável pelo operador do sistema, seja para otimização da operação eletroenergética ou para atender a critérios de confiabilidade e segurança do SIN.

e a minuta de resolução com a proposta de revisão da Resolução Normativa nº 697/2015, que normatiza a prestação e remuneração de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional - SIN".

### 3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, com foco no ponto de vista do investimento em REDs, além de avaliar potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou o ST, considerando a interface entre o DSO e o TSO.

O Capítulo 4 exemplificará a aplicação da metodologia a um estudo de caso situado em uma localidade real, no Brasil.

Para o estudo de caso, considera-se o SD composto por (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018b):

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT): conjunto de linhas e subestações em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, conectados a barras do ST ou de centrais geradoras;
- Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT): conjunto de linhas de distribuição e equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV, podendo conter GD;
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT): conjunto de linhas de distribuição e equipamentos associados em tensões típicas inferiores ou iguais a 1 kV, podendo conter GD.

Um estudo de caso preliminar, que utilizou modelos de rede adaptados do *IEEE 8500-node test feeder* para o SD e do *IEEE 118-bus* para o ST, avaliando impactos técnicos de TVPPs tanto sobre o SD quanto sobre o ST, é apresentado no Apêndice A.

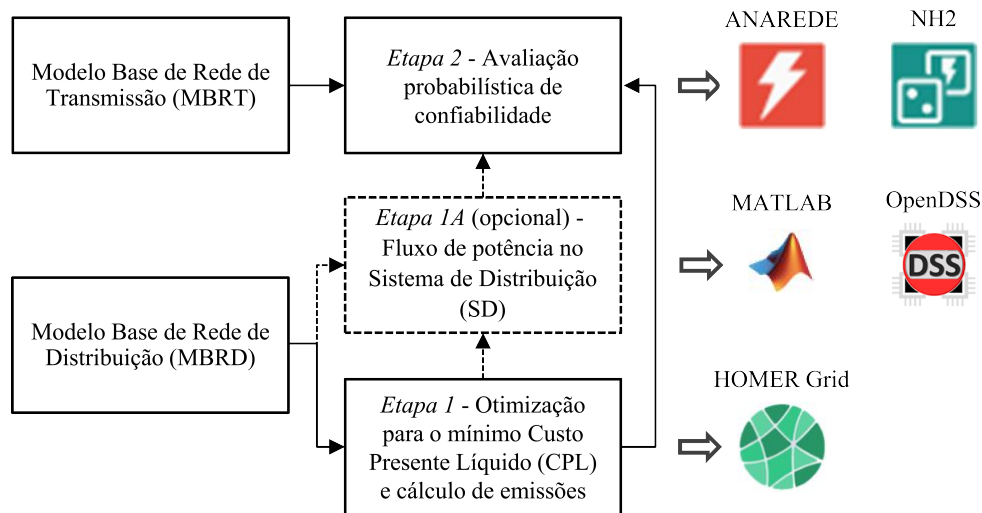
A Figura 6 apresenta as etapas da metodologia e as ferramentas de simulação.

A metodologia proposta considera como premissa que o SD, representado pelo Modelo Base de Rede de Distribuição (MBRD), é modelado como uma carga com configuração de conexão radial ao ST, representado pelo Modelo Base de Rede de Transmissão (MBRT).

A Etapa 1 pode abranger o SDBT, o SDMT e o SDAT, dependendo da tensão de fornecimento dos consumidores participantes da(s) TVPP(s) e consiste no dimensionamento da capacidade agregada de REDs BTM, otimizando-se para o mínimo CPL do projeto.

Opcionalmente, pode-se realizar na Etapa 1 o cálculo de  $Em_{CO_2}$ , como será exemplificado no Apêndice A.

Figura 6 – Etapas da metodologia e ferramentas de simulação



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c; MATHWORKS, 2021a; DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a; VIANA; MANASSERO; RAMOS, 2020; VIANA *et al.*, 2023)

O HOMER Grid é uma ferramenta de otimização econômica e dimensionamento de REDs BTM, desenvolvido pela HOMER Energy (*by* UL) (HOMER ENERGY, 2021c). Neste trabalho, propõe-se um novo uso da ferramenta HOMER Grid para simular consumidores-geradores agregados em usinas virtuais, na Etapa 1.

A Etapa 1A, de aplicação opcional, consiste na avaliação de potenciais benefícios e impactos da(s) TVPP(s) sobre o SD, por meio do fluxo de potência, e pode abranger o SDBT, o SDMT e o SDAT. Quando, com a(s) TVPP(s), há redução da demanda máxima coincidente das respectivas UCs agregadas na barra de Alta Tensão (AT) da SED que tem interface com o ST, sendo que se denomina de geração virtual da(s) TVPP(s) para o ST a redução observada.

A Etapa 1A utiliza dados da Etapa 1, e a Etapa 2 pode utilizar dados da Etapa 1A, ou diretamente da Etapa 1.

A Etapa 1A pode ser aplicada quando for de interesse ter resultados da simulação de fluxo de potência para o SD, sendo necessário, neste caso, dispor do respectivo MBRD.

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma ferramenta livre e de código aberto para simulações elétricas em regime permanente de sistemas de distribuição, com a possibilidade de representação de REDs, dentre outras funcionalidades. Foi desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021).

O OpenDSS pode ser controlado via interface *Component Object Model* (COM) por alguns programas, dentre eles o MATLAB (MATHWORKS, 2021a), funcionalidade que é utilizada na Etapa 1A do estudo de caso preliminar apresentado no Apêndice A.

O uso de dados para a Etapa 2 diretamente da Etapa 1 considera, simplificada, o potencial de geração virtual da TVPP diretamente na respectiva barra de agregação no MBRT, sem levar em conta seu efeito sobre as perdas técnicas no SD.

A Etapa 2 consiste na avaliação de potenciais benefícios e impactos da(s) TVPP(s) para a confiabilidade do ST, por meio da avaliação probabilística de confiabilidade.

O Programa de Análise de Redes (ANAREDE) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b) é uma ferramenta desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), utilizada para preparar um caso de fluxo de potência convergido em formato histórico (.SAV). Este caso é importado, como caso base de confiabilidade, para a ferramenta Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa (NH2) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a), também desenvolvida pelo CEPEL, para a realização de simulações de confiabilidade probabilística.

Mais detalhes das etapas da metodologia serão apresentados nas nas seções 3.1, 3.2 e 3.3.

### 3.1 Etapa 1

A Etapa 1 da metodologia, que utiliza a ferramenta HOMER Grid, envolve o dimensionamento da capacidade agregada de REDs BTM por meio da otimização para o mínimo CPL do projeto e despacho econômico ótimo de SAEB. Opcionalmente, pode-se realizar o cálculo das  $Em_{CO_2}$ .

Parte da metodologia foi apresentada em (VIANA; MANASSERO; RAMOS, 2020).

O CPL de um sistema é o valor presente de todos os respectivos custos incorridos ao longo da sua vida útil, menos o valor presente de todas as receitas que o sistema obtém ao longo da sua vida útil. Os custos podem incluir CAPEX, custos de substituição de equipamentos, custos de O&M, custos de combustível, penalidades de emissões de GEE e custos de compra de energia da rede. As receitas incluem valor residual, receitas de vendas para a rede quando aplicável (HOMER ENERGY, 2024), além de receitas que podem ser auferidas pela participação em programas de RD.

Com o uso do CPL, os custos são positivos e as receitas são negativas, de forma oposta ao Valor Presente Líquido (VPL). Assim, CPL e VPL diferem somente em sinal (HOMER ENERGY, 2020a).

O HOMER Grid calcula o CPL somando o total dos fluxos de caixa descontados em cada ano da vida útil do projeto. O CPL é o principal resultado econômico da ferramenta,



sendo o valor pelo qual classifica todas as configurações do sistema nos resultados de otimização (incluindo um caso base sem REDs) (HOMER ENERGY, 2024). Como tais configurações são avaliadas para o mesmo período de vida útil, a configuração com o menor CPL é a que deve ser selecionada como o projeto com maior atratividade para investimento.

O HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2021b) é uma ferramenta de otimização econômica para investigar onde o investimento em REDs pode reduzir os custos com eletricidade aos consumidores por meio de: (i) redução dos custos com tarifas de demanda; e (ii) arbitragem de energia. Neste trabalho, propõe-se um novo uso do HOMER Grid para otimização econômica de consumidores-geradores agregados em usinas virtuais.

Os algoritmos de otimização e análise de sensibilidade do HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2021b) facilitam a avaliação das possíveis configurações de REDs face a: (i) elevado número de opções tecnológicas; (ii) complexidade de estruturas tarifárias; (iii) variações nos custos; e (iv) disponibilidade de recursos energéticos.

O *HOMER Optimizer* é o algoritmo proprietário de otimização sem derivada utilizado no HOMER Grid, que busca o sistema de mínimo custo (HOMER ENERGY, 2021b).

Exemplos de variáveis de decisão na otimização com o HOMER Grid são (HOMER ENERGY, 2021b): (i) capacidade de SFV; (ii) número de baterias; (iii) tamanho do conversor; (iv) estratégia de despacho; e (v) demanda máxima da rede.

Neste trabalho, o dimensionamento da capacidade agregada de REDs é realizado por meio da otimização para o mínimo CPL do projeto, a partir de dados de entrada e restrições do problema, como limites de capacidade dos REDs, tendo-se as capacidades dos REDs e a curva de despacho do(s) RED(s) despachável(is) como variáveis de decisão.

A Figura 7 detalha a Etapa 1 da metodologia.

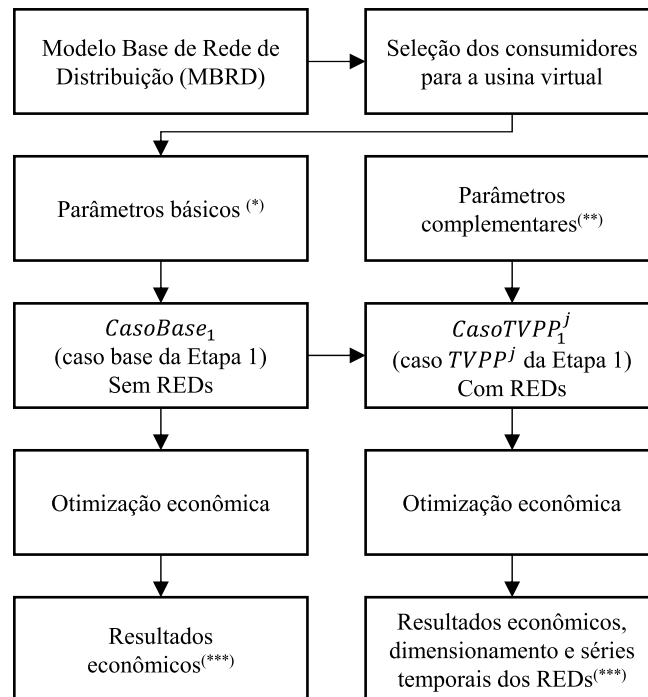
A otimização é realizada para o conjunto de consumidores-geradores agregados e, portanto, para valores agregados de capacidade dos REDs, curva de carga e limite de interconexão ( $Lim_{int}$ ), que se refere ao somatório das capacidades limites, em potência, de conexão dos consumidores-geradores ao SD. A Etapa 1 é realizada por tipo de curva de carga dos consumidores participantes da TVPP, e por TVPP.

No problema de otimização para o mínimo CPL, o  $Lim_{int}$  corresponde a um limite agregado superior de importação (demanda) ou exportação (injeção) de potência para a rede para todo intervalo de integralização (HOMER ENERGY, 2021b).

O cálculo de  $Em_{CO_2}$ , de caráter opcional conforme a natureza do estudo, é realizado conforme será apresentado na Seção 3.1.2, e será exemplificado no Apêndice A.

Para as simulações, considera-se séries temporais com o período de um ano não

Figura 7 – Etapa 1 da metodologia



Legenda:

(\*) Curva de carga agregada, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), preço da energia consumida da rede, limite de interconexão ( $Lim_{int}$ ), fator de emissões de  $CO_2$  e parâmetros econômicos do projeto.

(\*\*) TUSD, dados técnicos e econômicos dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).

(\*\*\*) Opcionalmente, pode-se calcular as emissões de  $CO_2$  decorrentes do uso de energia elétrica da rede ( $Em_{CO_2}$ ).

Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2023)

bissexto. O intervalo de integralização é definido no estudo de caso e, quando aplicável, deve ser compatibilizado com o intervalo de integralização da Etapa 1A, que será apresentada na Seção 3.2.

Para efeito comparativo, determina-se um caso base sem TVPP, desconsiderando-se os REDs, sendo que os resultados a serem obtidos com a Etapa 1 são:

- CPL mínimo ( $CPL_{min}$ ) do projeto, que permite a comparação direta da atratividade econômica de diferentes TVPPs com o caso base (sem REDs);
- Investimento inicial ( $Inv_{ini}$ ) do projeto;
- Capacidade agregada dos REDs;
- Séries temporais de potência dos REDs, em p.u. da potência máxima, incluindo o despacho econômico ótimo de SAEB;
- $Em_{CO_2}$ , quando aplicável.

Na Etapa 1, outros métodos complementares de determinação de potencial de geração virtual podem ser adotados no caso de UCs não equipadas com SFV e SAEB, a depender do estudo de caso, conforme será apresentado na Seção 4.1.3.

### 3.1.1 Dados de entrada e restrições do problema

Os dados de entrada são:

- Dados das UCMT participantes da TVPP;
- Dados definidos a partir da localidade do estudo:
  - Curva de carga agregada;
  - Tarifa de eletricidade;
  - Dados da(s) fonte(s) primária(s) de REDs, quando aplicável(is);
  - Dado típico de Fator de Emissões Marginal (FEM), quando aplicável.
- Dados típicos técnicos e econômicos dos REDs;
- Parâmetros econômicos;
- $Lim_{int}$ .

As restrições do problema de otimização podem incluir limites de capacidade dos REDs e outras condições do estudo.

#### 3.1.1.1 Seleção dos consumidores participantes da usina virtual técnica

Para estudos prospectivos, a seleção dos consumidores participantes de TVPP pode considerar inicialmente escolha aleatória, considerando-se que não se conhece a priori a disposição individual de cada consumidor em aderir a TVPP, mesmo que se demonstre viabilidade econômica para tal. Utiliza-se a função RAND do programa Excel da Microsoft.

TVPPs com diferentes níveis de participação de consumidores podem ser configuradas para análise de sensibilidade, como será apresentado no estudo de caso preliminar, no Apêndice A.

Outros métodos de seleção dos consumidores para participação na TVPP podem ser utilizados, como técnicas de agrupamento (*clustering techniques*) ou de análise envoltória de dados (*Data Envelopment Analysis, DEA*).

#### 3.1.1.2 Curva de carga agregada

Para a elaboração da curva de carga agregada dos consumidores participantes da TVPP, utiliza-se uma curva de carga individual típica em p.u. da demanda máxima e as demandas máximas destes consumidores, obtidas a partir do MBRD.

### 3.1.1.3 Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Recursos Energéticos Distribuídos

Os REDs são modelados por meio de (HOMER ENERGY, 2021b):

- Seu arranjo ou esquema de ligação na respectiva UC;
- Dados típicos técnicos, incluindo vida útil;
- Dados típicos econômicos:
  - CAPEX;
  - Despesa de substituição, por capacidade;
  - Despesa de O&M, por capacidade e por ano.

Na ferramenta HOMER Grid utilizada na Etapa 1, uma curva linear por partes de custo de capital ou custo de substituição é construída pela ferramenta a partir de dado(s) de amostra(s) de custo(s) por capacidade de SFV (HOMER ENERGY, 2021b).

Já para baterias, a curva de custo de capital ou substituição é construída pela ferramenta HOMER Grid a partir de amostra(s) de custo(s) para quantidade(s) de um determinado tipo de bateria com uma capacidade de armazenamento de energia especificada, para compor certa capacidade total de armazenamento de energia (HOMER ENERGY, 2021b).

Na ferramenta HOMER Grid, o conversor para SAEB pode ser modelado como um componente específico, e sua curva de custos é construída de forma análoga à de SFV (HOMER ENERGY, 2021b).

Toma-se como premissa que medidores das UCs participantes de TVPP possuem as funcionalidades mínimas necessárias para tal e, quando aplicada a Etapa 1A ao estudo, possuem medição de grandezas elétricas conforme apresentado na Seção 3.2.

### 3.1.1.4 Parâmetros econômicos

Os parâmetros econômicos do projeto incluem:

- Taxa de desconto nominal, ao ano;
- Taxa de inflação esperada, ao ano;
- Tempo de vida útil, em anos;
- Unidade monetária.

Outros possíveis parâmetros econômicos são (HOMER ENERGY, 2021b):

- Dados de programas de RD por incentivo;
- Penalidades por emissões de GEE e limites de emissões ao ano (quando aplicável).

### 3.1.2 Cálculo de emissões

O cálculo de  $Em_{CO_2}$ , de caráter opcional, é baseado no consumo de energia da rede e no respectivo fator de emissão de  $CO_2$  (HOMER ENERGY, 2021c; HOMER ENERGY, 2020b).

De acordo com Siler-Evans, Azevedo e Morgan (2012), o FEM representa uma métrica consistente para a avaliação das emissões evitadas no contexto das intervenções pelo lado da oferta e da demanda. Assim, adota-se o FEM para cálculo das  $Em_{CO_2}$ .

## 3.2 Etapa 1A

A Etapa 1A, de caráter opcional, consiste na avaliação dos efeitos da(s) TVPP(s) dimensionadas na Etapa 1A sobre o SD, por meio do fluxo de potência, utilizando-se a ferramenta OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021; VIANA; MANASSERO; UDAETA, 2018; VIANA, 2018).

Parte da metodologia foi apresentada inicialmente em (VIANA; MANASSERO; RAMOS, 2020).

Considera-se a representação do SD em componentes de fase, capaz de tratar desequilíbrios entre fases. Para a avaliação por meio do fluxo de potência define-se o MBRD, ao qual será(ão) acrescida(s) a(s) TVPP(s).

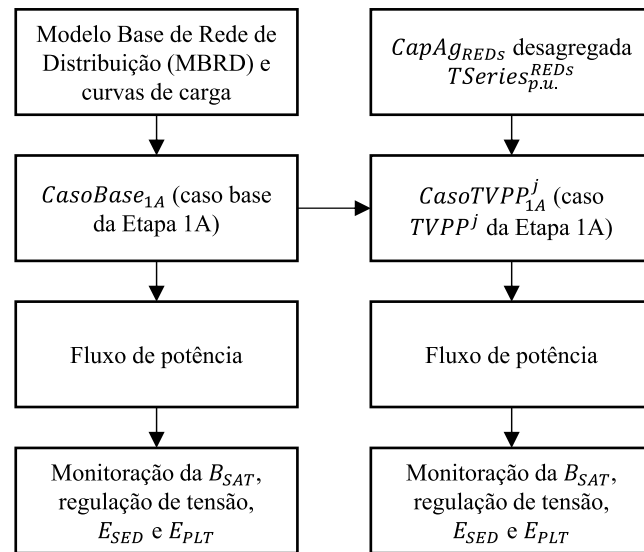
A Figura 8 ilustra a Etapa 1A da metodologia.

A capacidade agregada dos REDs obtida na Etapa 1 é desagregada de forma proporcional à demanda máxima dos consumidores agregados na Etapa 1A.

A monitoração da barra de AT da SED é implementada por meio das seguintes funções do OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021):

- *Monitor*: medição e registro das seguintes grandezas: tensões nodais ( $V$ ), módulo das correntes injetadas por fase ( $I$ ), potência ativa por fase ( $P$ ) e potência reativa por fase  $Q$  em cada intervalo de integralização de simulação;
- *Energy Meter*: medição e registro da energia consumida da SED ( $E_{SED}$ ) e das perdas ativas totais nas linhas e transformadores do SD ( $E_{PLT}$ ) integralizadas no período correspondente ao somatório da duração de todos os passos de tempo simulados.

Figura 8 – Etapa 1A da metodologia



Legenda:

$CapAg_{REDS}$ : capacidade agregada de Recursos Energéticos Distribuídos (REDS)

$TSeries_{p.u.}^{REDS}$ : série(s) temporal (is) de potência, em p.u., dos REDS

$B_{SAT}$ : barra de Alta Tensão (AT) da Subestação de Distribuição (SED)

$E_{SED}$ : energia consumida da SED

$E_{PLT}$ : perdas ativas totais nas linhas e transformadores do Sistema de Distribuição (SD)

Fonte: elaborado pelo autor

O tipo de simulação utilizado é o *Quasi-static Time Series* (QSTS), que consiste em uma sequência de soluções do fluxo de potência, com as seguintes características gerais (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2013):

- Intervalo de integralização (*time step*) de 1 s a 1 h;
- Controles discretos como chaveamento de bancos de capacitores, *tap changers* de transformadores, chaves automáticas e relés podem mudar de estado entre um passo de simulação e outro;
- Não há integração numérica de equações diferenciais entre passos de tempo.

Para as simulações, considera-se um intervalo de integralização de 15 min e séries temporais com período de um ano não bissexto. Os resultados a serem obtidos com a Etapa 1A são:

- Monitoração da barra de AT da SED:
  - Módulos das tensões nodais e correntes injetadas por fase;
  - Demanda e potência reativa por fase;

- Demanda e potência reativa trifásicas, calculadas, respectivamente, como o somatório das demandas por fase e o somatório das potências reativas por fase;
  - Fator de potência visto a partir da barra de AT da SED, por fase, calculado a partir da demanda e da potência reativa por fase;
  - Redução da demanda máxima na barra de AT da SED com interface com o ST, considerada como uma geração virtual para a Etapa 2.
- Regulação de tensão nos consumidores do SD;
  - $E_{SED}$ ;
  - $E_{PLT}$ ;

Para efeito comparativo, determina-se um caso base desconsiderando-se a(s) TVPP(s) na Etapa 1A.

### 3.2.1 Dados de entrada

Os dados de entrada são:

- Dados do MBRD, incluindo as demandas máximas de todos os consumidores;
- Curvas de carga de todos os consumidores, obtidas de curvas de carga típicas em p.u.;
- Dados para a modelagem dos REDs:
  - Capacidade agregada dos REDs, obtida da Etapa 1;
  - Séries temporais de potência dos REDs, incluindo o despacho econômico ótimo dos SAEB, obtidos da Etapa 1.

#### 3.2.1.1 Modelagem dos Recursos Energéticos Distribuídos

A capacidade agregada dos REDs obtida da Etapa 1 é desagregada de forma proporcional à demanda máxima dos consumidores agregados pela TVPP na Etapa 1A.

As séries temporais de potência dos REDs são em p.u. da potência máxima.

Os REDs são modelados como geradores a partir do elemento *generator* do OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021), injetando potência ativa com fator de potência unitário, conforme sua capacidade desagregada e a respectiva série temporal de potência.

### 3.3 Etapa 2

Na Etapa 2, avalia-se os efeitos da(s) TVPP(s) sobre a confiabilidade do ST, por meio da avaliação probabilística de confiabilidade, a partir de dados da Etapa 1A, ou diretamente da Etapa 1.

O objetivo da avaliação de confiabilidade de um sistema elétrico de potência é quantificar sua capacidade de atendimento à carga em todos os pontos de uso da rede elétrica (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

Conforme mencionado no Capítulo 3, considera-se como premissa que o SD (MBRD) é modelado como uma carga com configuração de conexão radial ao ST (MBRT). As reduções de demanda coincidentes das UCs conectadas ao SD que compõem TVPPs implicam em redução de demanda na fronteira entre o ST e o SD, o que se convencionou designar de "geração virtual" de TVPP neste trabalho.

O uso de dados para a Etapa 2 diretamente da Etapa 1 considera, de forma simplificada, o potencial de geração virtual da TVPP diretamente na respectiva barra de agregação no MBRT, sem levar em conta seu efeito sobre as perdas técnicas no SD.

O potencial de geração virtual da TVPP é considerado como possível medida corretiva pós-contingência como um despacho de potência ativa, por meio da opção redespacho de potência ativa (PGEN) do NH2, que habilita o redespacho de potência ativa de usinas (e a TVPP é, de fato, modelada como uma usina virtual).

Parte da metodologia de avaliação de confiabilidade foi apresentada inicialmente em (VIANA *et al.*, 2021).

Para a avaliação probabilística de confiabilidade define-se o MBRT, ao qual será(ão) acrescida(s) a(s) TVPP(s), conforme será apresentado na Seção 3.3.5.

A Figura 9 ilustra a Etapa 2 da metodologia.

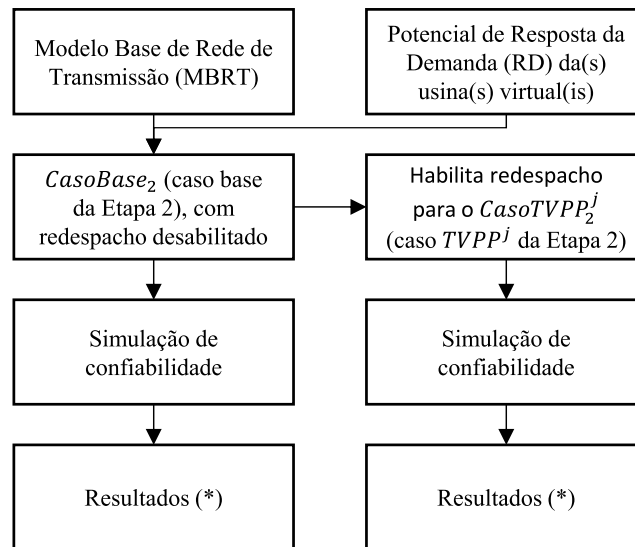
Considera-se o caso base (*CasoBase*) com o despacho de TVPP(s) desabilitado e o Caso 1, com TVPPs (*Caso1TVPPs*) com o despacho de TVPP(s) habilitado como uma das possíveis medidas corretivas pós-contingência(s).

Os resultados a serem obtidos com a Etapa 2 são:

- Informações básicas das simulações:
  - Análise do espaço de estados;
  - Eventos simulados;
  - Eventos válidos por avaliação de adequação.
- Índices de confiabilidade sistêmicos;



Figura 9 – Etapa 2 da metodologia



(\*) Informações básicas das simulações, índices de confiabilidade sistêmicos, índices de confiabilidade estratificados, corte de carga e redespacho de usinas virtuais em amostras de contingências.

Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2023)

- Índices de confiabilidade estratificados;
- Cortes de carga e despachos de TVPP(s) em amostras de contingências.

Os índices de confiabilidade permitem comparar alternativas de planejamento de expansão e de operação (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

### 3.3.1 Conceitos básicos sobre modelagem probabilística de sistemas de potência

Esta seção apresenta conceitos básicos sobre modelagem probabilística de sistemas de potência.

#### 3.3.1.1 Modelagem dos componentes

##### 3.3.1.1.1 Transição de estados

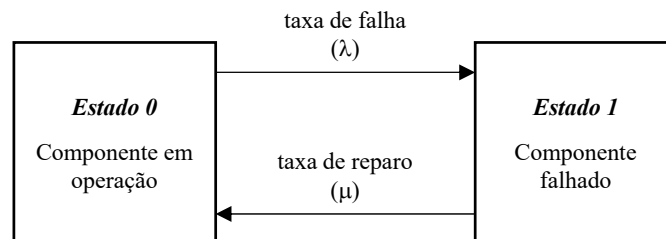
Nesta seção, apresenta-se a representação dos componentes do sistema de potência por modelos de Markov a dois estados, assumindo-se as seguintes hipóteses simplificadoras (LIRA, 2018; BILLINTON; ALLAN, 1983; MELO, 1990; MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

- Os componentes são reparáveis;
- Os estados dos componentes podem ser de operação ou falha;

- Os componentes operam dentro do período de vida útil, com taxas de falha ( $\lambda$ ) e taxas de reparo ( $\mu$ ) constantes;
- As falhas dos componentes são estatisticamente independentes;
- Não são consideradas transições de carga;
- O sistema de potência é coerente, ou seja, seu desempenho nunca piora quando um componente falhado é reparado e nunca melhora quando um componente falha;
- O processo é ergódico, sem estados absorventes.

A Figura 10 ilustra o diagrama de transição de estados de um modelo de Markov a 2 estados.

Figura 10 – Diagrama de transição de estados de um modelo de Markov a 2 estados



Fonte: adaptado de (BILLINTON; ALLAN, 1983)

A taxa de falha do componente é dada por (BILLINTON; ALLAN, 1983):

$$\lambda = \frac{\text{n}^\circ \text{de transições do estado de operação para o estado de falha}}{\text{duração do estado de operação}} \quad (3.1)$$

A taxa de reparo do componente é dada por (BILLINTON; ALLAN, 1983):

$$\mu = \frac{\text{n}^\circ \text{de transições do estado de falha para o estado de operação}}{\text{duração do estado de falha}} \quad (3.2)$$

O tempo médio de operação (*Mean Time to Failure*, MTTF) do componente é dado por (BILLINTON; ALLAN, 1983):

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (3.3)$$

Ressalta-se que o MTTF ( $m$ ) tem como início de contagem o momento no qual o componente começa a operar e como final de contagem o momento no qual o componente falha (BILLINTON; ALLAN, 1983).

O tempo médio de reparo (*Mean Time to Repair*, MTTR) do componente é dado por (BILLINTON; ALLAN, 1983):

$$r = \frac{1}{\mu} \quad (3.4)$$

O tempo total do ciclo de operação de um componente corresponde ao tempo médio entre falhas (*Mean Time Between Failures*, MTBF), dado por (BILLINTON; ALLAN, 1983):

$$T = m + r \quad (3.5)$$

Ressalta-se que, de forma distinta do MTTF ( $m$ ), o MTBF ( $T$ ) tem como início de contagem o momento no qual o componente começa a operar e como final de contagem o momento no qual o retorna a operar, após o reparo (BILLINTON; ALLAN, 1983).

#### 3.3.1.1.2 Probabilidades de estado limites

Considerando-se que as probabilidades de estado limites (ou de regime permanente) não nulas, em um processo de Markov contínuo, ergódico, como no caso de uma cadeia de Markov discreta, temos (BILLINTON; ALLAN, 1983; LIRA, 2018):

$$P_o = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.6)$$

$$P_f = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.7)$$

onde  $P_o$  é a probabilidade de encontrar o componente em operação e  $P_f$  é a probabilidade de encontrar o componente falhado.

Substituindo  $\lambda$  e  $\mu$  nas equações 3.6 e 3.7 a partir das relações nas equações 3.3 e 3.4, resulta:

$$P_o = \frac{m}{m + r} \quad (3.8)$$

$$P_f = \frac{r}{m + r} \quad (3.9)$$

#### 3.3.1.2 Espaço de estados do sistema

O modelo de um sistema de potência é composto por  $m$  componentes tais como geradores, linhas, transformadores e cargas, com cada elemento podendo ser encontrado em um estado de um conjunto de possíveis estados (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

O estado de um sistema de potência é representado pelo vetor dado por (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_m) \quad (3.10)$$

onde  $x_k$  é o estado do  $k$ -ésimo componente.

O conjunto de todos os possíveis estados  $x$ , obtido pelas combinações de estados dos componentes, é designado como espaço de estados  $X$  (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

Para cada estado do  $k$ -ésimo componente, há uma probabilidade de ocorrência associada  $P(x_k)$ , sendo as transições entre os estados do componente representadas por modelos de Markov (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992), conforme apresentado na Seção 3.3.1.1.1.

A partir de dados probabilísticos dos estados dos componentes, como os apresentados na Seção 3.3.1.1.1, pode-se calcular a probabilidade do estado do vetor  $x$ ,  $P(x)$ , e as taxas de transição entre os estados deste vetor. Como exemplo, se as falhas dos componentes são estatisticamente independentes,  $P(x)$  será dada pelo produto das probabilidades  $P(x_k)$  associadas a cada estado dos componentes (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

### 3.3.1.3 Índices de confiabilidade do sistema

Na avaliação de confiabilidade de sistemas de potência, o estado  $x$  do sistema, conforme a Equação 3.10, é um estado de falha se há corte de carga a ele associado; caso contrário, é um estado de sucesso (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

A avaliação de adequação de cada estado  $x$  do sistema é realizada por meio de funções de teste, representadas genericamente por  $F(x)$ , cujo objetivo é verificar se aquela configuração específica de geradores e/ou circuitos é adequada para o atendimento à carga (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

O valor esperado da função de teste genérica da adequação de cada estado é dado por (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (3.11)$$

onde  $F(x)$  é a função de teste genérica da avaliação de cada estado do sistema; e  $P(x)$  é a probabilidade de ocorrência do estado  $x$  do sistema.

Verifica-se que  $E(F)$  é uma variável randômica (aleatória) tal qual o estado  $x$  do sistema (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

Os índices de confiabilidade básicos podem ser representados por meio da aplicação adequada da Equação 3.11, conforme segue.

A probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability*, LOLP) corresponde ao  $E(F)$  da seguinte função de teste (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \text{ é um estado de falha;} \\ 0, & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso.} \end{cases} \quad (3.12)$$

A EPNS corresponde ao  $E(F)$  da seguinte função de teste (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$F_{EPNS}(x) = \text{Corte}_x \quad (3.13)$$

onde  $\text{Corte}_x$  é o montante de corte de carga associado ao estado  $x$ .

Para a definição da função de teste para a LOLF, define-se que (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$\text{Som}_{\lambda_{xs}} = \sum_{s \in S} \lambda_{xs} \quad (3.14)$$

onde  $\lambda_{xs}$  é a taxa de transição entre os estados  $x$  e  $s$ ;  $\text{Som}_{\lambda_{xs}}$  é o somatório das taxas de transição de  $x$ , quando este é um estado de falha, para  $s \in S$ ; e  $S$  é a combinação dos estados de sucesso  $s$  do sistema em que a taxa de transição de  $x$  para  $s$  pode ser atingida a partir de  $x$  em uma transição.

A LOLF corresponde ao  $E(F)$  da seguinte função de teste (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

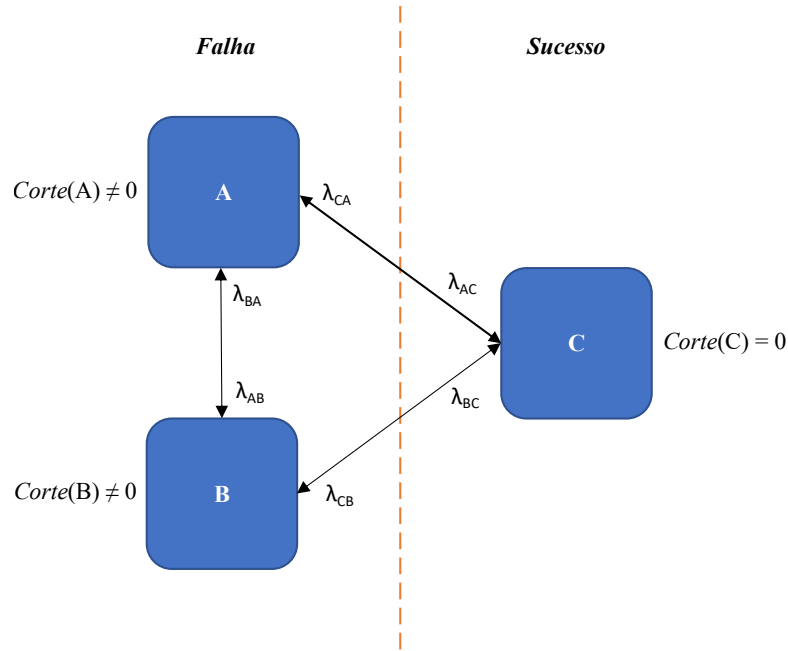
$$F_{LOLF}(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso;} \\ \text{Som}_{\lambda_{xs}}, & \text{se } x \text{ é um estado de falha.} \end{cases} \quad (3.15)$$

A formulação relacionada à LOLP, à expectância de potência não suprida (*Expected Power Not Supplied*, EPNS) e à LOLF, compreendendo a Equação 3.11 e as funções de teste definidas nas Equações 3.12, 3.13, 3.15 é exemplificada algebricamente a partir do sistema-teste apresentado na Figura 11.

A LOLP do sistema com três estados é dada por (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F_{LOLP}) = \sum_{x=(A,B,C)} F_{LOLP}(x)P(x) \quad (3.16)$$

Figura 11 – Sistema-exemplo com três estados



Fonte: adaptado de (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992)

Como  $F_{LOLP}(A) = F_{LOLP}(B) = 1$  e  $F_{LOLP}(C) = 0$ , resulta (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F_{LOLP}) = P(A) + P(B) \quad (3.17)$$

A EPNS do sistema com três estados é dada por (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F_{EPNS}) = \sum_{x=(A,B,C)} F_{EPNS}(x)P(x) \quad (3.18)$$

com  $F_{EPNS}(x) = Corte(x)$ .

Como  $F_{EPNS}(C) = 0$ , resulta:

$$E(F_{EPNS}) = Corte(A)P(A) + Corte(B)P(B) \quad (3.19)$$

A LOLF do sistema com três estados é dada por (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F_{LOLF}) = \sum_{x=(A,B,C)} F_{LOLF}(x)P(x) \quad (3.20)$$

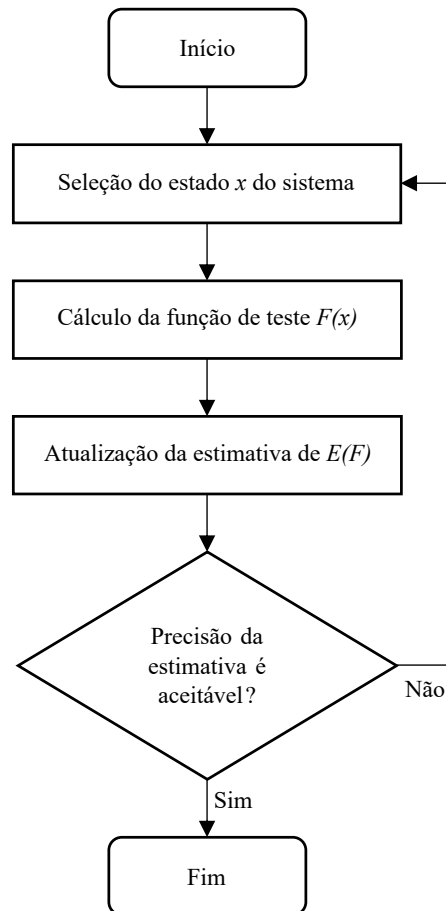
Como  $F_{LOLF}(A) = \lambda_{AC}$ ,  $F_{LOLF}(B) = \lambda_{BC}$  e  $F_{LOLF}(C) = 0$ , resulta (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992):

$$E(F_{LOLF}) = \lambda_{AC}P(A) + \lambda_{BC}P(B) \quad (3.21)$$

### 3.3.1.4 Avaliação de confiabilidade do sistema

A Figura 12 apresenta os passos da avaliação de confiabilidade do sistema.

Figura 12 – Passos da avaliação de confiabilidade do sistema



Fonte: elaborado a partir de (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992)

A seleção do estado do sistema consiste na definição dos níveis de carga, disponibilidade de equipamentos, condições de operação, etc. (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

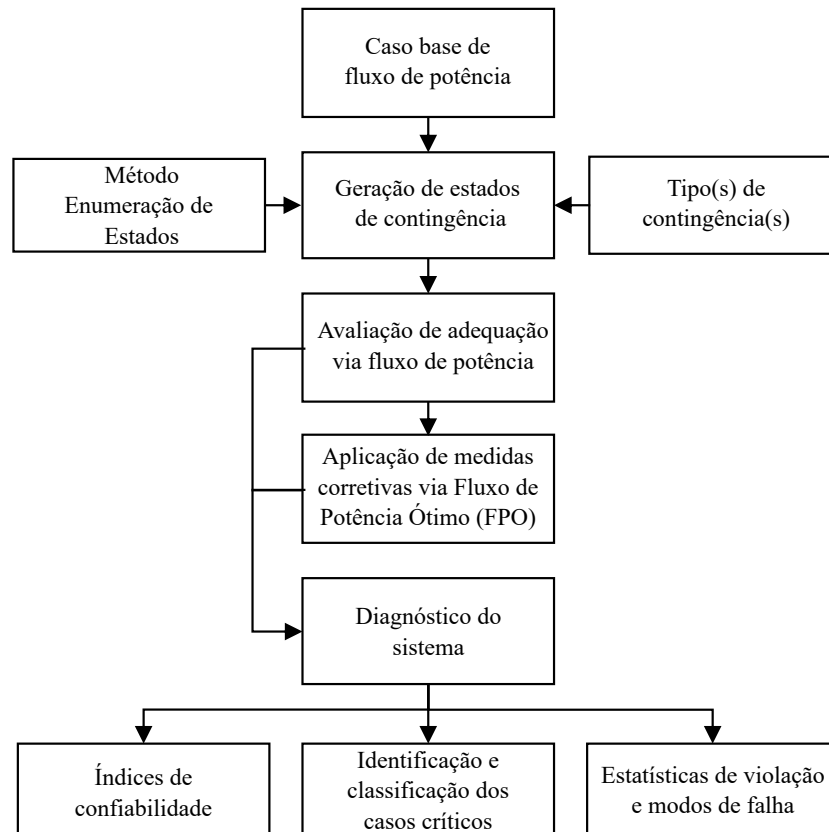
O cálculo de  $F(x)$  para o estado selecionado compreende verificar se aquela configuração de geradores e circuitos é capaz de suprir as cargas sem a violação de limites operativos, se necessário, aplicando medidas corretivas como o redespacho de geração, a correção de tensões em barras e o corte de carga (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

A atualização da estimativa de  $E(F)$  é realizada por meio do cálculo dos índices de confiabilidade (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

### 3.3.2 Passos da avaliação probabilística de confiabilidade

A Figura 13 apresenta os passos da avaliação probabilística de confiabilidade.

Figura 13 – Passos da avaliação probabilística de confiabilidade



Fonte: elaborado a partir de (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a)

No passo de avaliação de adequação, denominado de pré-solução, simula-se o fluxo de potência, a ocorrência de ilhamentos e os limites operativos. Se o fluxo de potência para o caso em contingência não convergiu ou se houve violação nos limites operativos, o caso é levado para o FPO, passo denominado de solução.

A simulação do fluxo de potência é realizada para um patamar de carga, por meio do algoritmo de Newton-Raphson que consiste, basicamente, no uso da série de Taylor para linearização sequencial no processo iterativo de solução (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; GRAINGER; D., 1994).

O algoritmo de solução do FPO do programa NH2, para aplicação de medidas corretivas pós-contingência, se baseia no método não linear de pontos interiores.



### 3.3.3 Método de análise

Utiliza-se neste trabalho o método probabilístico Enumeração de Estados para a avaliação de confiabilidade.

Considera-se a ocorrência de contingências em linhas ou transformadores, denominados de circuitos, e/ou geradores, que tenham a si atribuídos dados de taxas de falha e tempos médios de reparo. Simula-se sequencialmente todas as contingências listadas, provocando-se uma contingência em cada componente que pertence ao espaço de estados e à lista de contingências (informação pessoal)<sup>1</sup>.

Além do método de avaliação de confiabilidade Enumeração de Estados, o programa NH2 conta com o método probabilístico por simulação Monte Carlo não sequencial e o método determinístico de aderência ao critério  $N - 1$  (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

### 3.3.4 Dados de entrada

Os dados de entrada são:

- Dados do MBRT;
- Barras de carga do ST nas quais será(ão) alocada(s) a(s) TVPP(s);
- Geração virtual da(s) TVPP(s) obtida da Etapa 1A;
- Tipo(s) de contingência(s).

Define-se em quais barras de carga do tipo PQ do ST serão alocadas as TVPPs, conforme o estudo. Como a geração virtual correspondente à redução da demanda máxima com a(s) TVPP(s) deve ser modelada como um recurso de geração, são acrescentadas barras do tipo PV ao MBRT para as TVPPs. Cada barra PV é conectada por uma linha fictícia, de impedância desprezível e sem limite de fluxo, à respectiva barra PQ.

A geração virtual da(s) TVPP(s) é configurada para a possibilidade de despacho de potência ativa no *Caso1TVPPs*, uma das possíveis medidas corretivas pós-contingência.

#### 3.3.4.1 Geração(ões) da(s) usina(s) virtual(is) obtida(s) da Etapa 1 ou 1A

Considera-se uma simplificação de componentes de fase para sequência positiva na Etapa 2, sendo a potências ativas totais de geração iguais nas etapas 2 e 1 ou 1A.

<sup>1</sup> CEPEL. **Dúvidas em resultados de simulações com o NH2 versão 12.1.0**. Destinatário: Matheus Sabino Viana. [São Paulo], 7 de jun. 2021. 1 mensagem eletrônica.

### 3.3.4.2 Tipo(s) de contingência(s)

Os possíveis tipos de contingências são:

- Simples, e/ou duplas e
- De geração e/ou transmissão.

As contingências simples são de apenas um elemento (circuito ou gerador), e as contingências duplas são de exatamente dois elementos (circuitos ou geradores, em qualquer combinação) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

### 3.3.5 Modelo Base de Rede de Transmissão

O MBRT é um modelo de fluxo de potência não linear que serve de base para a montagem dos casos a serem simulados no estudo.

Trata-se de um modelo com representação de geração e transmissão, que inclui definições como (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b):

- O método utilizado para a solução do fluxo de potência;
- As opções de controle do fluxo de potência;
- A opção de balanço de potência ativa;
- Os grupos base de tensão;
- As áreas do sistema;
- Os agregadores, como tipo de geração e classificação da instalação;
- Os limites operativos, como limites de tensões mínima e máxima, limites de geração reativa mínima e máxima de geradores e limites de capacidade de linhas e transformadores.

Considera-se a representação do ST em sequência positiva.

Define-se em quais barras de carga do tipo PQ do ST serão alocadas as TVPPs, conforme o estudo. Como a geração virtual correspondente à redução da demanda máxima com a(s) TVPP(s) deve ser modelada como um recurso de geração, são acrescentadas barras do tipo PV ao MBRT para as TVPPs. Cada barra PV é conectada por uma linha fictícia, de impedância desprezível e sem limite de fluxo, à respectiva barra PQ.

### 3.3.6 Dados típicos de confiabilidade

Os dados típicos de taxas de falha e tempos médios de reparo de circuitos e geradores são obtidos da *BDCConf(1999-2003)* (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, 2006).

### 3.3.7 Índices de confiabilidade

A Tabela 1 apresenta os índices de confiabilidade.

Tabela 1 – Índices de confiabilidade

Índice	Significado	Unidade	Descrição
LOLP	Probabilidade de perda de carga (da sigla em inglês para <i>Loss of Load Probability</i> )	%	Percentual médio do tempo em que há corte de carga.
LOLE	Expectância de perda de carga (da sigla em inglês para <i>Loss of Load Expectation</i> )	h/ano	Probabilidade de perda de carga, em unidades dimensionais.
LOLF	Frequência de perda de carga (da sigla em inglês para <i>Loss of Load Frequency</i> )	ocorrências/ano	Número médio de vezes ao ano em que o sistema transita de um estado adequado para um estado inadequado.
LOLD	Duração média de perda de carga (da sigla em inglês para <i>Loss of Load Duration</i> )	h	Duração média do corte de carga ao ano.
EPNS	Expectância de potência não suprida (da sigla em inglês para <i>Expected Power Not Supplied</i> )	MW	Potência média anual interrompida.
EENS	Expectância de energia não suprida (da sigla em inglês para <i>Expected Energy Not Supplied</i> )	MWh/ano	Energia média anual interrompida.
IS	Severidade	min	Duração fictícia de uma interrupção equivalente à ocorrida no sistema supondo-se carga constante igual ao pico de carga. Normalização da EENS. Permite a comparação entre sistemas com portes e naturezas distintos.
ICE	Confiabilidade de energia	%	Valor complementar da ENS, isto é, a energia realmente suprida dividida pela energia total consumida, para fornecer um índice normalizado.

Fonte: elaborado a partir de (VIANA *et al.*, 2021; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; RAMOS, 1996; LIRA, 2018; SCHILLING *et al.*, 2003)

Considerando as unidades dimensionais indicadas na Tabela 1 e o número de horas do ano  $n = 8760$ , para um ano não bissexto, tem-se as seguintes relações (VIANA *et al.*, 2021):

- A LOLE é igual à LOLP multiplicada por  $n$ ;
- A duração média de perda de carga (*Loss of Load Duration*, LOLD) é igual a  $n$  multiplicado pelo quociente entre LOLP e LOLF;
- A expectância de energia não suprida (*Expected Energy Not Supplied*, EENS) é igual à EPNS multiplicada por  $n$ ;

- O Índice de Confiabilidade de Energia (ICE) é igual à EPNS dividida pela carga total do sistema.

O Índice de Severidade (IS) é calculado como (informação pessoal)<sup>2</sup>:

$$IS = \frac{60 \times EENS}{L} \quad (3.22)$$

onde IS é dado em min (por ano); EENS é dada em MWh/ano; e  $L$  é a carga máxima do sistema, em MW.

Os índices de confiabilidade são calculados por meio dos cortes de carga, quais sejam (informação pessoal)<sup>3,4</sup>:

- Cortes na pré-solução: cortes por ilhamento;
- Cortes na solução: cortes pelo FPO.

Os índices LOLP e EPNS são frequentemente calculados em análise de confiabilidade composta geração mais transmissão, sendo úteis para identificar restrições de capacidade de transmissão e reforços candidatos atrativos (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992). Não obstante, a LOLP e a EPNS não fornecem qualquer indicação sobre a frequência da interrupção de carga e sua duração. Os índices que indicam Frequência e Duração (F&D) da interrupção do fornecimento à carga são a LOLF e a LOLD, relevantes sob o ponto de vista do consumidor (MELO; PEREIRA; SILVA, 1992).

### 3.3.7.1 Escala para o Índice de Severidade

A Tabela 2 apresenta a escala para o IS.

A escala para o IS permite classificar o grau de risco ou impacto na condição operativa do sistema.

### 3.3.8 Estratificação de índices de confiabilidade

Os índices de confiabilidade podem ser estratificados por (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a):

<sup>2</sup> CEPEL. **Solicitação de esclarecimentos sobre o cálculo de índices de confiabilidade no NH2**. Destinatário: Matheus Sabino Viana. [São Paulo], 28 de mar. 2022. 1 mensagem eletrônica.

<sup>3</sup> CEPEL. **Casos retirados da estatística em simulação com o modelo IEEE 118 bus modificado - Adendo**. Destinatário: Matheus Sabino Viana. [São Paulo], 10 de nov. 2021. 1 mensagem eletrônica.

<sup>4</sup> CEPEL. **Solicitação de esclarecimentos sobre o cálculo de índices de confiabilidade no NH2**. Destinatário: Matheus Sabino Viana. [São Paulo], 15 de mar. 2022. 1 mensagem eletrônica.

Tabela 2 – Escala para o IS

Classificação	Severidade (sistema-minuto)	Interpretação	Condição operativa
Grau 0	$IS < 1$	Favorável	Baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq IS < 10$	Satisfatório	Baixo risco
Grau 2	$10 \leq IS < 100$	Limítrofe	Médio risco
Grau 3	$100 \leq IS < 1000$	Grave	Sério impacto aos consumidores
Grau 4	$1000 \leq IS$	Muito grave	Grande impacto, colapso do sistema

Fonte: adaptado de (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a)

- Área;
- Nível de tensão;
- Barra;
- Modos de falha.

Os modos de falha são (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a):

- Modos de falha disjuntos, com avaliação de probabilidade, número de casos, número de casos com corte de carga, LOLP, LOLE e EENS:
  - Ilhamento;
  - Sobrecarga;
  - Tensão (violação de limites);
  - Combinações simples dois a dois e três a três de Ilhamento, Sobrecarga e Tensão;
  - Colapso (fluxo de potência não convergente ou divergente).
- Modos de falha não disjuntos, com avaliação de LOLP, LOLE e EENS:
  - Ilhamento;
  - Sobrecarga;
  - Tensão.

### 3.3.9 Monitoramento

As definições de monitoramento consideradas são (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a):

- Limites normais de geração reativa;
- Limites de emergência de tensão;
- Limites de emergência de fluxo, em potência aparente.

### 3.3.10 Medidas corretivas

As medidas corretivas aplicadas a cada estado de contingência do sistema são (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a):

- PGEN, quando aplicável (é utilizada para despacho de potência ativa de TVPP(s) no presente trabalho);
- controle de *tap* de transformadores (TAPC);
- controle de tensão em barras PV (VGEN);
- chaveamento de elemento *shunt* (SHNC);
- Corte de carga.

### 3.3.11 Cortes de carga em amostras de contingências

Define-se o grupo das 5 amostras de contingências com as maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase* para a apresentação de resultados comparativos de corte de carga.

No caso de contingências de transmissão como em linhas e/ou transformadores, adota-se a descrição da contingência como:

$NomeDE - NomePARA(Circuito)$

onde *NomeDE* é o nome da barra de origem do circuito correspondente ao equipamento; *NomePARA* é o nome da barra de destino do circuito correspondente ao equipamento; e *Circuito* é o número do circuito do equipamento.

No caso de contingências de geração, adota-se a descrição da contingência como:

$NomeDE(Gr)$

onde *Gr* é o número do grupo de máquinas, parâmetro do Programa de Análise de Redes em  $t_{0+}$  (ANAT0) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010) que caracteriza um tipo de máquina correspondente a um grupo de geradores em uma determinada barra.

### 3.3.12 Despacho(s) de usina(s) virtual(is) técnica(s) em amostras de contingências

Define-se o grupo das 5 amostras de contingências com as maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase* para a apresentação do somatório do acréscimo de despacho de potência ativa das TVPPs ( $P_{redesp}^{TVPPs}$ ) no *Caso1TVPPs*.

### 3.3.13 Região de interesse do estudo

A região de interesse do estudo implica em definições de região de monitoração, região de controle, espaço de estados e lista de contingências, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Definições relacionadas à região de interesse do estudo

Definição	Descrição
Região de monitoração	Define-se as barras, geradores e circuitos que serão monitorados para verificação do atendimento aos limites operativos definidos no MBRT, cujos estados de contingência com violações de limites operativos na pré-solução serão levados para o FPO para a aplicação de medidas corretivas.
Região de controle	Define-se os elementos cujos parâmetros poderão ser alterados pelo FPO como parte das medidas corretivas.
Espaço de estados	Define-se os elementos como circuitos e/ou geradores cujas taxas de falha e tempos médios de reparo serão considerados no cálculo dos índices de confiabilidade.
Lista de contingências	Define-se os elementos como geradores e/ou circuitos que serão considerados falhados para a avaliação de confiabilidade, desde que a eles estejam atribuídos taxas de falha e tempos médios de reparo e que tais elementos façam parte do espaço de estados.

Fonte: elaborado a partir de (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a)

Ressalta-se que (informação pessoal)<sup>5</sup>:

- Cada uma das definições relacionadas à região de interesse influencia, de forma distinta, o cômputo dos cortes de carga na pré-solução, resultantes de ilhamentos, e dos cortes de carga na solução, resultantes do FPO, impactando, portanto, o cálculo dos índices de confiabilidade;
- Não são considerados limites operativos para barras, geradores e circuitos fora da região de monitoração;
- Caso as ações de controle não removam as violações operativas, o FPO buscará uma solução por meio do corte de carga;
- Considera-se probabilidade de falha nula para os elementos que não fazem parte do espaço de estados.

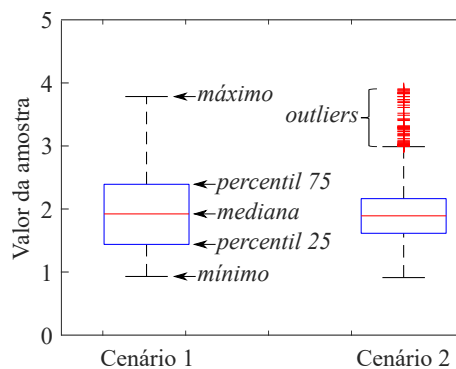
<sup>5</sup> CEPEL. **Solicitação de esclarecimentos sobre o cálculo de índices de confiabilidade no NH2**. Destinatário: Matheus Sabino Viana. [São Paulo], 15 de mar. 2022. 1 mensagem eletrônica.

### 3.4 Representação estatística de grandezas por meio de diagramas *boxplot*

Utilizar-se-á neste trabalho diagramas *boxplot* (MATHWORKS, 2021b) para representação estatística de algumas grandezas, tais como perfis sazonais de curva de carga, tensões nodais, correntes injetadas, demanda, potência reativa, fator de potência etc., conforme será exemplificado no Apêndice A

A Figura 14 ilustra o conceito de diagrama *boxplot*.

Figura 14 – Conceito de diagrama *boxplot*



Fonte: elaborado a partir de (MATHWORKS, 2021b)

Em cada *box* plotada em azul, a linha central horizontal em vermelho indica a mediana e os limites inferior e superior indicam, respectivamente, os percentis 25 e 75. Nesse âmbito, a distância entre os limites inferior e superior de cada *box* é denominada de *interquartile range* (MATHWORKS, 2021b).

Os traços horizontais nas partes inferior e superior externas a cada *box* indicam, respectivamente, os valores mínimo e máximo não considerados como *outliers* (MATHWORKS, 2021b).

Os *outliers* são plotados individualmente utilizando o símbolo "+", em vermelho. Por padrão, um *outlier* é um valor que dista dos limites inferior ou superior de cada *box* mais de 1,5 vezes o *interquartile range* (MATHWORKS, 2021b).



## 4 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta um estudo de caso com um MBRT do SIN brasileiro baseado no modelo do PDE 2030 da EPE, e dados de UCMT da base pública BDGD.

Conforme mencionado no Capítulo 3, a Etapa 1A é de caráter opcional, não sendo aplicada a este estudo de caso de maior porte, em que o interesse é prospectar potenciais efeitos das TVPPs sobre a confiabilidade do ST.

Os casos com TVPPs a serem avaliados são:

- *Caso1TVPPs*: considera UCs com tensão de fornecimento em Média Tensão (MT) utilizando SFVs e SAEB, com a possibilidade de participação em RD por incentivos;
- *Caso2TVPPs*: caso para análise de sensibilidade, incluindo ao *Caso1TVPPs* cargas em AT que oferecem RD por incentivos com base em modulação da curva de carga, sem necessariamente utilizar SAE

Adota-se como premissa do estudo que os medidores existentes nas respectivas UCs possuam funcionalidades mínimas que permitam sua participação na TVPPs.

Os resultados serão apresentados no Capítulo 5.

### 4.1 Etapa 1

#### 4.1.1 Localidade do estudo de caso

O estudo de caso considera dados da BDGD de três municípios na área de concessão de uma distribuidora no Estado de SP. O detalhamento da região de interesse para o estudo de caso será apresentado na Seção 4.2.2.

#### 4.1.2 Unidades Consumidoras de Média Tensão participantes de usinas virtuais técnicas no *Caso1TVPPs*

Adota-se que os consumidores participantes das TVPPs são UCMT para as quais será considerado o uso BTM de SFV e SAEB.

Considera-se três TVPPs, a serem habilitadas para despacho de potência ativa no *Caso1TVPPs*, cada uma localizada em um município distinto da área de concessão de uma mesma distribuidora no estado de SP.

Cada TVPP é composta por UCMT selecionadas aleatoriamente a partir da BDGD (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018a), de forma que o  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  corresponda a 30% do somatório das demandas máximas dos consumidores do

SD ( $\Sigma Dem_{max}$ ) do tipo UCMT de cada município. Estimou-se estes 30% com base na configuração da  $TVPP_C$  no estudo prospectivo com modelos de rede do IEEE apresentado no Capítulo A dos Apêndices, que não resultou em fluxos reversos na SED e aumento de perdas técnicas no SD (VIANA *et al.*, 2022b).

A seleção aleatória das UCMT para a composição das TVPPs é realizada conforme método mencionado na Seção 3.1.1.1. Aplica-se esta técnica levando em conta que se trata de um estudo de caso prospectivo, e que não se conhece a priori o grau de disposição individual de cada consumidor em participar de TVPP, mesmo que se demonstre viabilidade econômica para tal. Conforme mencionado na metodologia, outros métodos de definição de consumidores participantes de TVPP podem ser aplicados conforme cada estudo de caso.

A Tabela 4 apresenta dados das TVPPs consideradas no estudo de caso.

Tabela 4 – Dados das TVPPs com UCMT consideradas no estudo de caso

Nome	Nºde UCMT agregadas	$\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ (MW)	Barra de agregação no MBRT
$TVPP_{MOG}$	103	75,8	1066 – MOGI – – – SP088
$TVPP_{SJC}$	130	87,4	1067 – SJC – – – SP088
$TVPP_{TAU}$	87	59,5	1068 – TAU – BE – SP138

Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2022b)

Adota-se que as UCMT agregadas pelas TVPPs sejam supostamente consumidores livres utilizando a TUSD de Autoprodução de Energia (APE). As tensões de fornecimento destas UCMT são 13,2 kV ou 13,8 kV.

#### 4.1.2.1 Curva de carga agregada

A curva de carga agregada de cada TVPP é obtida a partir da curva de carga típica das UCMT participantes da TVPPs e da demanda máxima destas UCMT.

A curva de carga típica das UCMT participantes das TVPPs, com período anual e intervalo de integralização de 15 min, é obtida a partir da sequência de passos a seguir (VIANA *et al.*, 2022b):

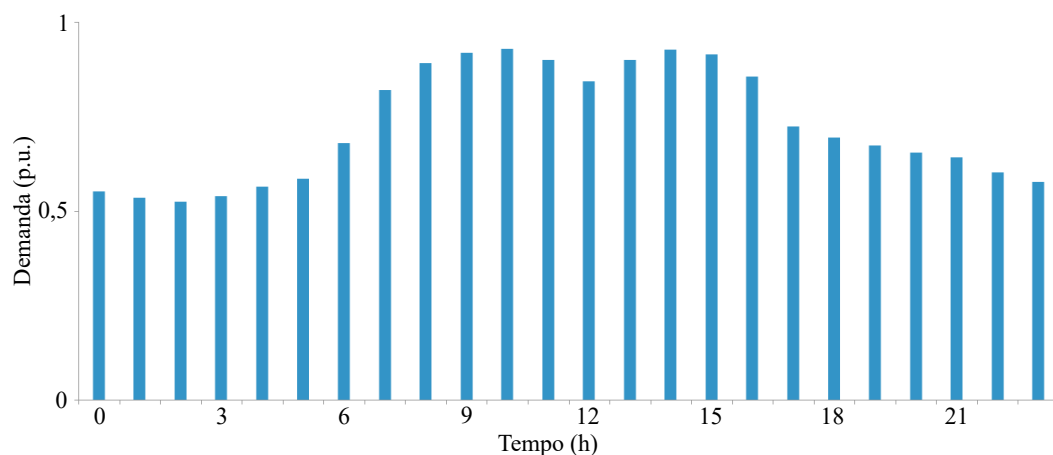
- Por meio de dados da BDGD da distribuidora selecionada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018a), para cada UCMT da área de concessão da distribuidora com situação ativa e demanda máxima não nula, calcula-se a participação da demanda máxima anual da UCMT, em %, em relação ao somatório das demandas máximas anuais de cada UCMT;
- Para cada mês do ano, calcula-se o fator de sazonalização mensal, em p.u., como uma média ponderada dada pelo somatório dos produtos de participação da demanda

máxima anual da UCMT, em %, pela demanda da UCMT no mês, em p.u. de sua demanda máxima anual;

- Calcula-se o fator de sazonalização mensal normalizado de cada mês, em p.u, como o quociente entre o fator de sazonalização mensal de cada mês e o maior fator de sazonalização mensal do ano;
- Constrói-se uma curva de carga anual, em p.u. da demanda máxima e com intervalo de integralização de 15 min, a partir da tipologia de carga MT (agregada) dos dados da campanha de medidas da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2019 da distribuidora selecionada, ponderando-se pelo fator de sazonalização mensal normalizado obtido.

A Figura 15 apresenta uma amostra da curva de carga típica das UCMT participantes das TVPPs, em valores médios de janeiro.

Figura 15 – Amostra da curva de carga típica das Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) participantes das *Technical Virtual Power Plants* (TVPPs), em valores médios de janeiro (em p.u. da demanda máxima)



Fonte: elaborado pelo autor

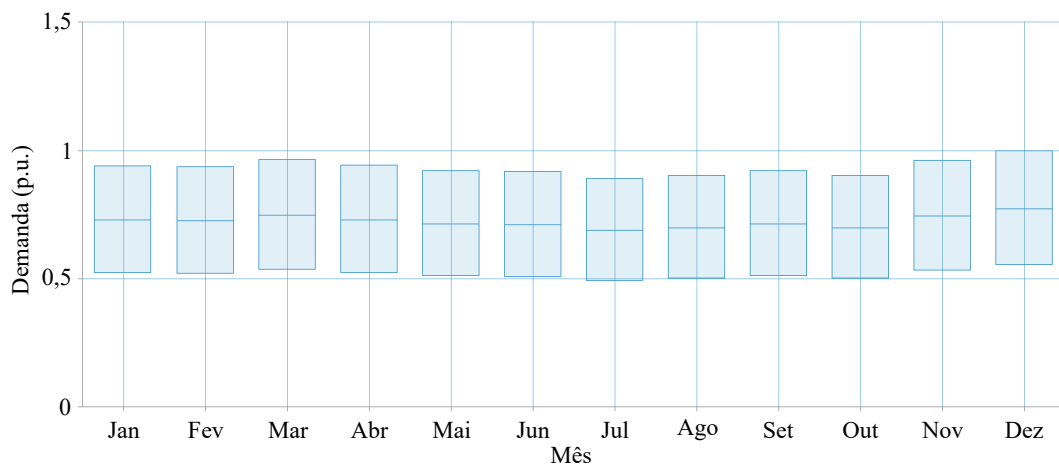
A Figura 16 apresenta o perfil sazonal anual da curva de carga típica das UCMT participantes das TVPPs.

Obtém-se a curva de carga agregada de cada TVPP, em potência, por meio do escalonamento da curva de carga típica até que a demanda máxima seja igual ao  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ .

#### 4.1.2.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Supõe-se o uso da TUSD Tarifa Verde para APE para as UCMT participantes das TVPPs. A tarifa considerada foi extraída da Resolução Homologatória (REH) da ANEEL de 2021 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021e), aplicada de acordo com a tensão de fornecimento das UCMT:

Figura 16 – Perfil sazonal anual da curva de carga típica das UCMT participantes das TVPPs (em p.u. da demanda máxima)



Fonte: elaborado pelo autor

- TUSD: R\$ 9,38 / kW;
- TUSD posto tarifário ponta (das 17 h e 30 min às 20 h e 29 min): R\$ 872,90 / MWh;
- TUSD posto tarifário fora de ponta: R\$ 14,46 / MWh.

Observa-se que a componente energia da TUSD Tarifa Verde homologada (expressa em R\$ / MWh) é 60,4 vezes maior no posto tarifário ponta do que no posto tarifário fora de ponta, informação que é levada em conta pelo modelo de otimização econômica para o dimensionamento de REDs de TVPP. Os impostos a serem acrescidos à TUSD foram estimados como ICMS de 18%, PIS de 0,87% e COFINS de 3,96%.

Outras premissas adotadas são:

- Demanda contratada igual à demanda máxima anual do consumidor;
- Feriados nacionais de 2021;
- Bandeira tarifária verde.

#### 4.1.2.3 Custo de energia elétrica da rede

Considera-se para as UCMT um custo de energia *flat* igual ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio do período de janeiro de 2014 até abril de 2019, correspondente a R\$ 326,25 / MWh<sup>1</sup> (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c), com

<sup>1</sup> Trata-se do PLD médio do mesmo período do Custo Variável Unitário (CVU) de referência utilizado como parâmetro de RD por incentivo conforme será apresentado na Seção 4.1.2.7

alíquotas de impostos a acrescer conforme estimado para a TUSD na Seção 4.1.2.2 (VIANA *et al.*, 2022b).

O mesmo custo de energia é considerado para o caso base sem TVPPs e para os casos com TVPPs, possibilitando, assim a comparação de casos.

#### 4.1.2.4 Dados da fonte solar para os Sistemas Fotovoltaicos

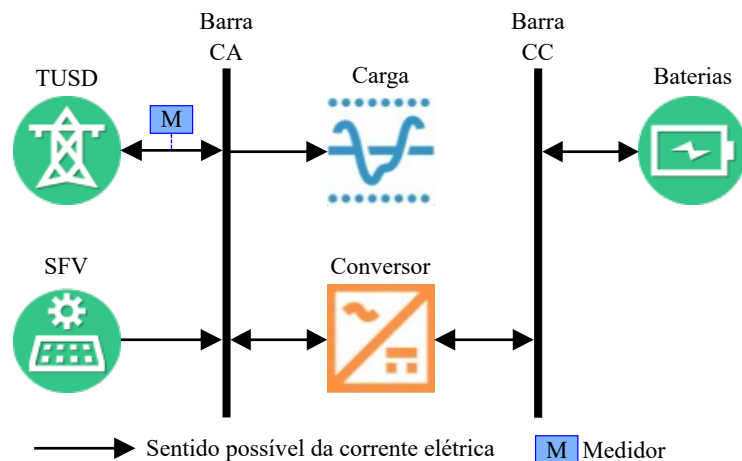
Os dados de irradiância solar e temperatura ambiente, obtidos da base de dados *Prediction of Worldwide Energy Resource* (POWER) da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), correspondem a médias mensais do período de julho de 1983 a junho de 2005 para as coordenadas -23,25, -45,75 em graus decimais, que são as coordenadas com dados disponíveis mais próximas à área de concessão da distribuidora selecionada (HOMER ENERGY, 2022).

Adapta-se o intervalo de integralização dos dados de irradiância solar e temperatura ambiente, originalmente igual a 1 h, para 15 min, por meio de recurso da ferramenta HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2022).

#### 4.1.2.5 Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

O arranjo de REDs por UCMT participante de TVPP é apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Arranjo de REDs por UCMT participante de TVPP



Fonte: (VIANA *et al.*, 2022b)

No estudo de caso, o conjunto conversor mais baterias é designado como SAEB, sendo importante salientar que, conforme ilustrado na Figura 17, o carregamento das baterias pode ser realizado por meio da rede ou via SFV.

Considera-se como premissa que os medidores existentes nas UCMT participantes de TVPP possuem funcionalidades mínimas necessárias para tal, cujo detalhamento não faz parte do escopo deste trabalho.

#### 4.1.2.5.1 Sistema Fotovoltaico

**Dados técnicos** A Tabela 5 apresenta os dados técnicos do SFV.

Tabela 5 – Dados técnicos do SFV

Item	Descrição/valor
Nome	<i>Generic flat plate PV</i>
Tempo de vida útil (anos)	25
Fator de <i>derating</i> (%)	80
Barramento de conexão	Corrente Alternada (CA)
Dimensionamento	HOMER Optimizer <sup>TM</sup>
Refletância do solo (%)	20
Sistema de <i>tracking</i>	Não
Ângulo de inclinação do painel (°)	23,2
Ângulo azimutal (°)	0
Efeito da temperatura na potência (%/°C)	-0,5
Temperatura nominal de operação (°C)	47
Eficiência sob condições padrões de teste (%)	13

Fonte: elaborado pelo autor

O *Generic flat plate PV* é um modelo típico de SFV disponível na ferramenta HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2022).

O fator de *derating* é aplicado à potência de saída do SFV para considerar condições reais de operação, tais como acúmulo de poeira, perdas em cabos, sombreamento, envelhecimento etc. (HOMER ENERGY, 2021b).

Adota-se como premissa que a capacidade instalada máxima de SFVs é igual à demanda máxima da UCMT participante de TVPP.

**Dados econômicos** A Tabela 6 apresenta os custos típicos de SFVs para determinadas amostras de capacidade.

Tabela 6 – Custos típicos de SFVs

Equipamento	CAPEX (R\$)	Despesa de O&M (R\$/ano)
<i>Generic flat plate PV</i> - capacidade (kW)		
4	19.520,00	97,60
50	194.500,00	972,50
1300	5.541.750,00	150.181,43
3900	16.324.500,00	391.788,00

Fonte: elaborado a partir de (GREENER, 2022)

O custo de substituição de SFV é considerado igual a CAPEX. Conforme mencionado na Seção 3.1.1.3, a ferramenta HOMER Grid constrói uma curva de (CAPEX) de SFV a partir dos dados de amostras de custos por capacidade deste tipo sistema.

Salienta-se que as amostras de capacidade e seus custos típicos são conforme dados disponíveis da referência indicada na Tabela 6.

#### 4.1.2.5.2 Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias

**Dados técnicos** A Tabela 7 apresenta os dados técnicos da bateria típica.

Tabela 7 – Dados técnicos da bateria típica

Item	Descrição/valor
<i>Dados gerais</i>	
Nome	116 kWh baseado em SAFT Intensium Max plus 20M ESSU Kinetic
Tecnologia	Lithium iron phosphate (LFP)
Dimensionamento	HOMER Optimizer <sup>TM</sup>
estado da carga ( <i>State of Charge</i> , SOC) inicial (%)	90
estado da carga ( <i>State of Charge</i> , SOC) mínimo (%)	10
<i>Parâmetros do Kinetic Battery Model (KiBaM)</i>	
Tensão nominal (V)	538
Corrente de carga máxima (A)	135
Corrente de descarga máxima (A)	135
Capacidade nominal (kWh)	116
Capacidade máxima (Ah)	216
<i>Capacity ratio</i>	0,927
<i>Rate constant</i> (1/h)	0,35
Eficiência <i>round-trip</i> (%)	91,9
<i>Parâmetros de degradação de vida-ciclagem</i>	
<i>Energy throughput</i> estimada (kWh)	$729,85 \times 10^3$
<i>Parâmetros de degradação da vida-calendário</i>	
Tempo de vida útil (anos)	10

Fonte: elaborado pelo autor

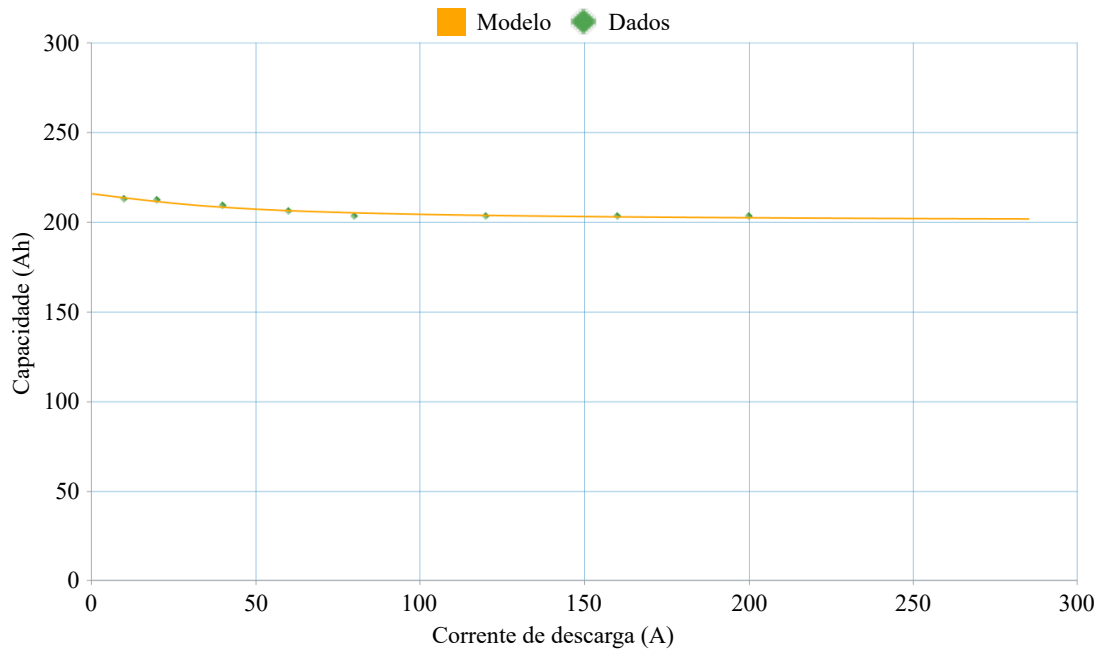
Conforme mencionado na Seção 3.1.1.3, a ferramenta HOMER Grid considera um determinado tipo de bateria com uma capacidade de armazenamento de energia especificada, para compor certa capacidade total de armazenamento de energia, construindo a curva de CAPEX deste tipo de equipamento.

O modelo adotado de bateria baseia-se no *Kinetic Battery Model* (KiBaM) disponível na ferramenta HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2021d) e dados de fabricante.

Considera-se uma vida-calendário da bateria igual a 10 anos, independentemente da temperatura de operação (HOMER ENERGY, 2022). O final da vida útil das baterias é determinado pela degradação total da vida-calendário ou da vida-ciclagem, aquela que ocorrer primeiro (HOMER ENERGY, 2021b).

A Figura 18 apresenta a curva de capacidade versus a corrente de descarga das baterias típicas.

Figura 18 – Curva de capacidade versus corrente de descarga das baterias típicas



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b; HOMER ENERGY, 2022)

A partir da curva de capacidade versus corrente de descarga da bateria apresentada na 18, calcula-se os seguintes parâmetros apresentados na Tabela 7 (HOMER ENERGY, 2021d):

- Capacidade máxima, em Ah;
- *Rate constant*, em 1/h;
- *Capacity ratio*.

A Figura 19 apresenta a curva de ciclos até a falha versus a profundidade de descarga (*Depth of Discharge*, DOD).

A Tabela 8 apresenta os dados técnicos do conversor.

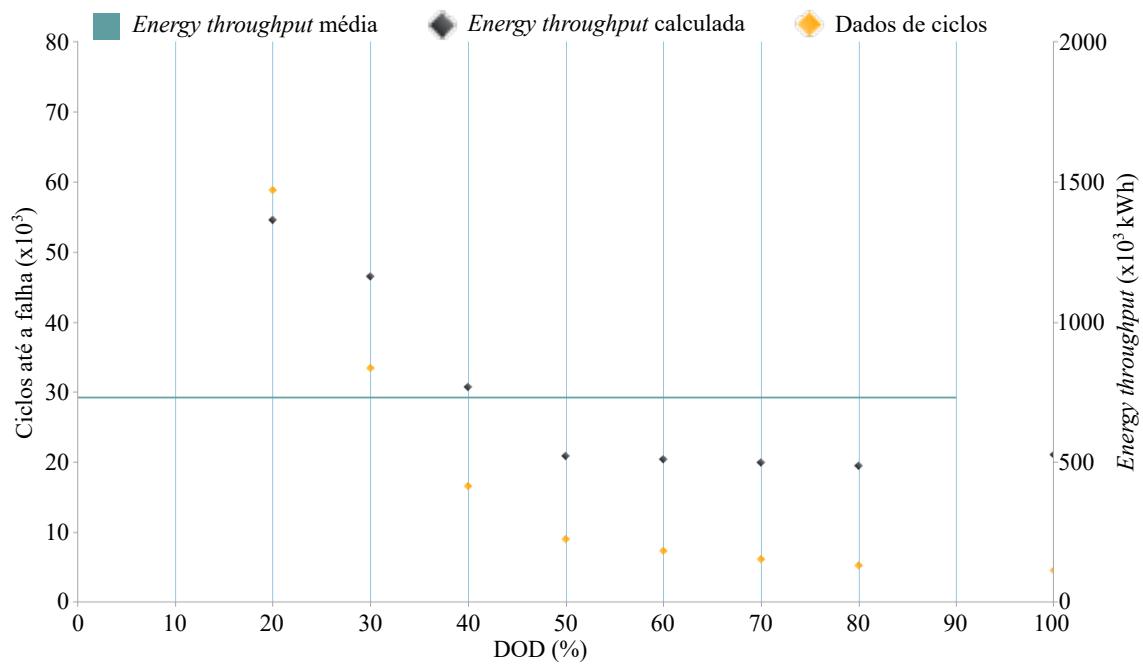
Adota-se como premissa que a capacidade instalada máxima do conversor é igual à demanda máxima do consumidor.

**Dados econômicos** A Tabela 9 apresenta os custos típicos de SAEB.

Salienta-se que as amostras e seus custos típicos são conforme dados disponíveis das referências indicadas na Tabela 9.



Figura 19 – Curva de ciclos até a falha versus a DOD



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b; HOMER ENERGY, 2022)

Tabela 8 – Dados técnicos do conversor

Item	Descrição/valor
Nome	PCS
Tempo de vida útil (anos)	10
Barramento de conexão	CC/CA
Dimensionamento	HOMER Optimizer™
Eficiência do inversor (%)	93
Capacidade relativa do retificador (%)	100
Eficiência do retificador (%)	93

Fonte: elaborado a partir de elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b; HOMER ENERGY, 2022)

Tabela 9 – Custos típicos de SAEB

Equipamento	CAPEX (R\$)	Despesa de O&M (R\$/ano)
<i>116 kWh baseado em SAFT Intensium Max plus 20M ESSU Kinetic - quantidade</i>		
1	518.401,77	5.813,25
4	1.700.000,00	8.500,00
7	1.900.223,68	19.002,24
Conversor - capacidade (kW)		
100	156.502,27	2.412,75
500	300.000,00	1.500,00

Fonte: adaptado de (RAMOS *et al.*, 2020; CASTRO, 2020; GREENER; NEWCHARGE, 2021)

O custo de substituição de baterias e conversor é considerado igual à respectiva CAPEX. Conforme mencionado na Seção 3.1.1.3, a ferramenta HOMER Grid constrói a curva de CAPEX e custo de substituição de baterias a partir das amostras de custos para quantidades de um determinado tipo de bateria com uma capacidade de armazenamento de energia especificada, para compor certa capacidade total de armazenamento de energia, e a curva de CAPEX de conversor é construída de forma análoga à de SFV.

#### 4.1.2.6 Parâmetros econômicos do projeto

Os parâmetros econômicos do projeto definidos para o estudo de caso são:

- Taxa de desconto nominal: 10,00% ao ano;
- Taxa de inflação esperada: 4,00% ao ano;
- Taxa de desconto real: 5,77% ao ano;
- Tempo de vida útil: 20 anos;
- Unidade monetária: R\$.

O tempo de vida útil do projeto é o número de períodos (anos) para o fluxo de caixa. Com o tempo de vida útil do projeto adotado, igual a 20 anos, ocorre uma única substituição completa de baterias e conversor, cujo tempo de vida útil adotada é de 10 anos. Para efeito de fluxo de caixa, o tempo de vida útil do projeto se aplica ao projeto da TVPP como um todo, incluindo os REDs e RD.

#### 4.1.2.7 Parâmetros de Resposta da Demanda por incentivos

Os parâmetros de RD por incentivo são:

- Incentivo por redução de demanda: R\$ 1,96 / kW;
- Período: 1 de janeiro a 31 de dezembro;
- Eventos: 48 eventos no período, em dias úteis aleatórios, com início entre 10:01 e 18:00, intervalo horário correspondente à carga pesada do SIN no período de novembro a março (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021),
- Duração do evento: 3 h;
- Oferta: redução de demanda, correspondente a 75% da demanda máxima da UCMT.

O incentivo de redução de demanda foi calculado a partir de um CVU de referência de R\$ 511,15 / MWh de Nota Técnica da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c) disponibilizada com a CP nº 080/2021, com o acréscimo dos mesmos impostos adotados para a TUSD na Seção 4.1.2.2, e considerando-se o tempo de vida útil do projeto de 20 anos, conforme adotado na Seção 4.1.2.6.

A oferta de redução de demanda corresponde a 75% da demanda máxima da UCMT, obtida por meio do despacho de SAEB. O número de 48 eventos de RD ao ano e a duração do evento foram obtidos por método heurístico e simulações de teste em que se verificou, para o valor de incentivo adotado, que a participação em RD resulta, sob o ponto de vista dos consumidores agregados participantes de TVPP, em um  $CPL_{min}$  menor do que o  $CPL_{min}$  sem a participação em RD com os parâmetros considerados.

#### 4.1.3 Barras de carga em Alta Tensão participantes de usinas virtuais técnicas no *Caso2TVPPs*

São consideradas 8 barras de carga do MBRT com carga ativa maior ou igual a 10 MW configurando, no *Caso2TVPPs*, TVPPs adicionais às do *Caso1TVPPs*. Estas barras de carga são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Barras de carga em Alta Tensão participantes de TVPP

Número da barra	Nome da barra	Carga ativa (MW)
1026	GLEBAD-SP138	21,0
1028	SKOL-A-SP088	11,2
1029	RPAR2A-SP138	13,0
1031	UTGCA-SP138	62,0
1036	AVPAIV-SP088	17,7
1061	SSB-BE-SP138	21,4
1070	S.CA-B-SP088	98,9
2720	GV—SP230	40,0

Fonte: elaborado a partir de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021)

Para as barras de carga em AT participantes de TVPP, estima-se o potencial de geração virtual por meio de um percentual de redução de carga em resposta a incentivo, baseada na modulação da curva de carga, como pode ocorrer, por exemplo, com consumidores industriais. O potencial de geração virtual das barras de carga em AT adotado é de 20% da carga inicial, estimado com base em (RAMOS *et al.*, 2019).

## 4.2 Etapa 2

Nesta etapa, a redução da demanda máxima coincidente das UCs agregadas por TVPP, obtida com a Etapa 1, será considerada como uma geração virtual disponível na barra de interface do SD com o ST, permitindo o despacho de potência ativa, quando aplicável, para se verificar os efeitos das TVPPs sobre a confiabilidade do ST.

Os casos a serem simulados são:

- *CasoBase*: sem possibilidade de despacho de potência ativa de TVPPs;
- *Caso1TVPPs*: com possibilidade de despacho de potência ativa da  $TVPP_{MOG}$ , da  $TVPP_{SJC}$  e da  $TVPP_{TAU}$ , conforme apresentado na 4.1.2;
- *Caso2TVPPs*, com possibilidade de despacho de potência ativa das TVPPs do *Caso1TVPPs* mais possibilidade de despacho de potência ativa de TVPPs referentes a barras de carga em AT conforme apresentado na Seção 4.1.3.

No *Caso1TVPPs*, habilita-se para despacho as TVPPs referentes às UCMT. No *Caso2TVPPs*, habilita-se para despacho as TVPPs do *Caso1TVPPs* mais as TVPPs referentes às barras de carga em AT.

As barras de alocação das TVPPs são conforme apresentado nas tabelas 4 e 10.

Os dados de confiabilidade de linhas e transformadores são conforme a BDCConf(1999-2003) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, 2006).

Considera-se contingências simples ou duplas de transmissão, resultando em um total de 1378 estados de contingência.

#### 4.2.1 Modelo Base de Rede de Transmissão

Para o MBRT, utiliza-se o caso de fluxo de potência do SIN do ano 2030, carga pesada, Norte úmido, do PDE 2030 da EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

##### 4.2.1.1 Opções de execução do fluxo de potência

A Tabela 11 apresenta as opções de execução definidas no ANAREDE (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b) para o estudo de caso.

#### 4.2.2 Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências

A região de interesse escolhida para definições de monitoração, controle e lista de contingências, que inclui os municípios onde se localizam as TVPPs, corresponde à área de concessão da distribuidora EDP no Estado de SP e o respectivo ST da ISA CTEEP. O objetivo é avaliar o impacto das TVPPs localizadas no SD sobre o ST com o qual o SD faz interface. Obviamente, a metodologia pode ser aplicada a outras regiões de interesse definidas de forma conveniente ao estudo que se deseja realizar.

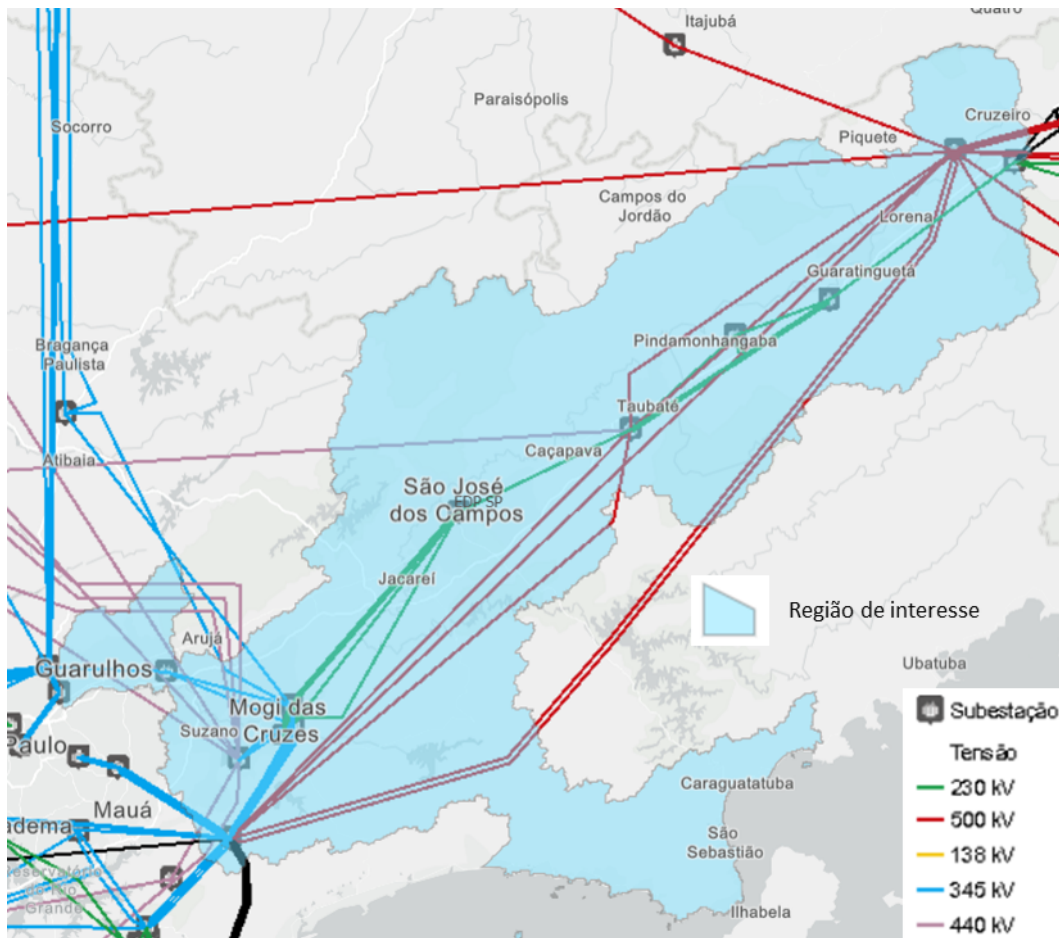
A Figura 20 apresenta a região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências.

Tabela 11 – Opções de execução do ANAREDE

Opção	Significado	Descrição
<i>Método</i>		
NEWT IANG	Newton / Inicializar ângulos	NEWT: utiliza o método de Newton Raphson para a solução não linear do fluxo de potência. IANG: inicializa os ângulos dos fasores de tensão de novas barras de modo a evitar aberturas angulares excessivas na estimativa inicial.
<i>Opções</i>		
STEP	Redução do passo	Limita os valores absolutos das correções de magnitudes e de ângulos de fase da tensão aos valores das constantes VSTP e ASTP respectivamente, e limita os valores absolutos das correções de susceptância de CSC.
CELO	Elo CC via matriz jacobiana	Ativa a solução simultânea, segundo o método de Newton-Raphson, do conjunto de equações que modelam os elos de corrente contínua.
ATCR	Ajuste da tensão gerador controle remoto	Permite a alteração da tensão especificada do gerador, atuando com controle remoto de tensão, após a solução do fluxo de potência, com a utilização da Opção de Execução CREM.
<i>Controles</i>		
QLIM	Limite de geração reativa	Aplica o controle de limite de geração reativa durante a solução, mantendo constante a magnitude da tensão da própria barra ou de uma barra remota enquanto os limites de potência reativa não forem violados, caso contrário, a potência reativa é fixada neste limite, e a magnitude da tensão deixa de ser controlada.
VLIM	Limite de tensão	Aplica o controle de tensão durante a solução, mantendo constante a potência reativa da barra enquanto os limites de magnitude de tensão desta não forem violados, caso contrário, a magnitude de tensão é fixada neste limite, e a geração de potência reativa da barra é modificada, dentro dos limites especificados.
CREM	Tensão em barra remota	Aplica o controle remoto de tensão por excitação de geração durante o processo de solução do problema de fluxo de potência. O valor da magnitude da tensão da barra controladora é modificado de modo a manter a tensão especificada para a barra controlada.
CTAP	Tap do transformador	Aplica o controle de tensão por variação automática de tap de <i>Load Tap Changer Transformer</i> , de modo a manter as magnitudes de tensão para as barras controladas.
CPHS	Controle automático de defasadores	Aplica a variação automática de fase de transformador defasador para controle de corrente ou potência durante a solução do fluxo de potência.
<i>Balanco de Potência Ativa</i>		
Barra de Referência	Opção de balanço de potência ativa	Define a absorção do desbalanço de potência pelas barras de referência do sistema.

Fonte: elaborado a partir de (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021)

Figura 20 – Região de interesse para definições de monitoração, controle e lista de contingências



Fonte: elaborado a partir de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

A Tabela 12 apresenta as barras monitoradas na região de interesse.

Para as barras monitoradas na região de interesse, considera-se: (i) monitoração de tensão (MONV); monitoração de reativos, quando aplicável (MONR); e controle de tensão, quando aplicável (COMV) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

Há barras fictícias no intervalo do número 71026 a 72720 na Tabela 12 criadas para as TVPPs. Estas barras fictícias são conectadas às respectivas barras de agregação ou barras de carga das TVPPs no MBRT por linhas fictícias com resistência nula, reatância desprezível, e sem limite de fluxo. A relação entre as TVPP e as respectivas barras fictícias é dada da seguinte forma:

- As TVPPs  $TVPP_{MOG}$ ,  $TVPP_{SJC}$  e  $TVPP_{TAU}$ , agregando UCMT, são alocadas nas barras fictícias de número 71066, 71067 e 71068, que são relacionadas, respectivamente,

Tabela 12 – Barras monitoradas na região de interesse

Números das barras monitoradas			
1021	1057	2900	3722
1022	1058	2901	3831
1023	1059	2902	3835
1024	1060	2903	22001
1025	1061	2904	22002
1026	1062	2905	32423
1027	1063	2912	32424
1028	1064	2914	38880
1029	1065	2952	38881
1030	1066	2954	71026
1031	1067	2955	71028
1032	1068	2956	71029
1035	1069	2957	71031
1036	1070	2958	71036
1037	2213	2959	71061
1038	2655	2960	71066
1051	2656	3669	71067
1052	2657	3672	71068
1053	2658	3674	71070
1054	2662	3676	72720
1055	2720	3702	
1056	2812	3720	

Fonte: elaborado a partir de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

às barras de carga dos municípios de Mogi das Cruzes, São José dos Campos e Taubaté;

- As TVPPs referentes às barras de carga em AT são alocadas nas demais barras fictícias, com coincidência entre os 4 últimos dígitos da barra fictícia e da barra original do MBRT para cada TVPP.

A Tabela 13 apresenta os circuitos para contingências na região de interesse.

Para os circuitos para contingências na região de interesse, considera-se: (i) monitoração de fluxo (MONF); e (ii) controle de *tap*, quando aplicável (COMT) (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

### 4.3 Versões dos programas utilizados

A Tabela 14 apresenta as versões dos programas utilizados.

Tabela 13 – Circuitos para contingências na região de interesse

Circuitos para contingências (BarraDe-BarraPara (n° do Circuito))			
1052-1051 (1)	22002-2812 (1)	1021-2952 (1)	1070-2960 (1)
22001-1062 (1)	3831-2900 (1)	1037-2955 (1)	2959-2960 (1)
22002-1062 (1)	3831-2900 (2)	1038-2955 (1)	2959-2960 (2)
2658-1068 (1)	2900-2901 (1)	1067-2955 (1)	2959-2960 (3)
2656-2655 (1)	2904-2902 (1)	2954-2955 (1)	2655-3669 (1)
2656-2655 (2)	2904-2902 (2)	2954-2955 (2)	3669-3672 (1)
2657-2656 (1)	2900-2903 (1)	2954-2955 (3)	3669-3674 (1)
2657-2656 (2)	2900-2903 (2)	2957-2956 (1)	3669-3676 (1)
2658-2656 (1)	2900-2903 (3)	2957-2956 (2)	2655-3720 (1)
2658-2656 (2)	3831-2904 (1)	2959-2956 (1)	3720-3722 (1)
2658-2656 (3)	3831-2904 (2)	2959-2956 (2)	1021-3835 (1)
2720-2657 (1)	1064-2905 (1)	3702-2956 (1)	1037-32423 (1)
2954-2657 (1)	2904-2905 (1)	2657-2957 (2)	1038-32424 (1)
2954-2657 (2)	2904-2905 (2)	1069-2958 (1)	2954-38880 (1)
2655-2662 (1)	2904-2905 (3)	2957-2958 (1)	38880-38881 (1)
1031-2812 (1)	1065-2912 (1)	2957-2958 (2)	38880-38881 (2)
22001-2812 (2)	1063-2914 (1)	2957-2958 (3)	

Fonte: Fonte: elaborado a partir de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

Tabela 14 – Versões dos programas

Programa	Versão
HOMER Grid	1.8.8
OpenDSS	9.4.0.6
MATLAB	R2019b <i>Update 8</i> (9.7.0.1586710)
ANAREDE	11.5.5
NH2	12.2.2

Fonte: elaborado pelo autor



## 5 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3 ao estudo de caso definido no Capítulo 4.

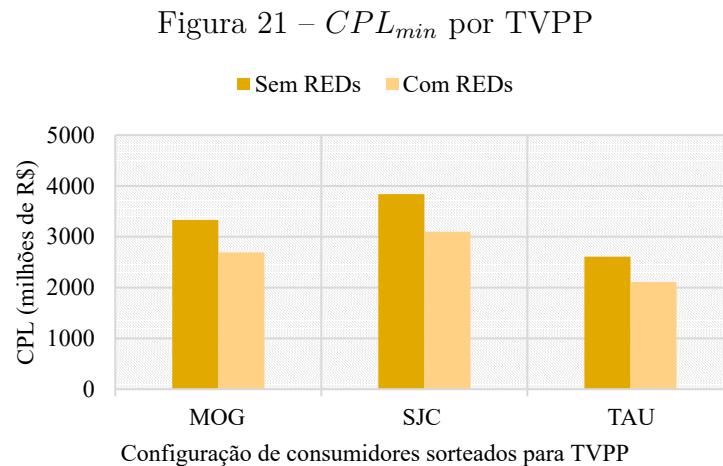
### 5.1 Etapa 1

Nesta seção, apresenta-se os resultados de  $CPL_{min}$ ,  $Inv_{ini}$  e capacidade agregada de SFVs e SAEB para as TVPPs que agregam UCMT equipadas com SFV e SAEB.

Apresenta-se também os resultados de geração virtual, tanto para as TVPPs que agregam UCMT como para as TVPPs referentes a barras de carga em AT.

#### 5.1.1 Custo Presente Líquido mínimo

A Figura 21 apresenta os resultados de  $CPL_{min}$  por TVPP.



Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2022b)

Para as configurações de TVPPs avaliadas, o  $CPL_{min}$  com SFVs e SAEB, sob o ponto de vista dos consumidores participantes de TVPP, é menor do que sem REDs, verificando-se, assim, que a opção de investir em REDs é economicamente vantajosa.

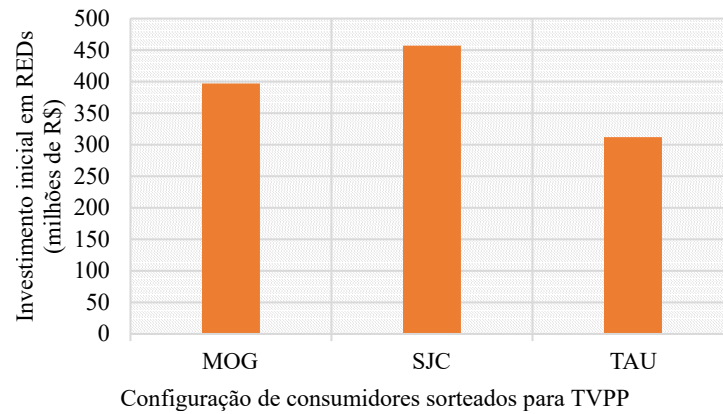
A redução do  $CPL_{min}$  com REDs em relação ao  $CPL_{min}$  sem REDs foi de, respectivamente, 19,2%, 19,3% e 19,2% para as TVPPs  $TVPP_{MOG}$ ,  $TVPP_{SJC}$  e  $TVPP_{TAU}$ .

A configuração com SFVs e SAEB resultou em menor  $CPL_{min}$ , sob o ponto de vista dos consumidores participantes de TVPP, para todas as TVPPs quando comparada com uma configuração somente com SFVs.

### 5.1.2 Investimento inicial

A Figura 22 apresenta os resultados de  $Inv_{ini}$  por TVPP.

Figura 22 –  $Inv_{ini}$  por TVPP



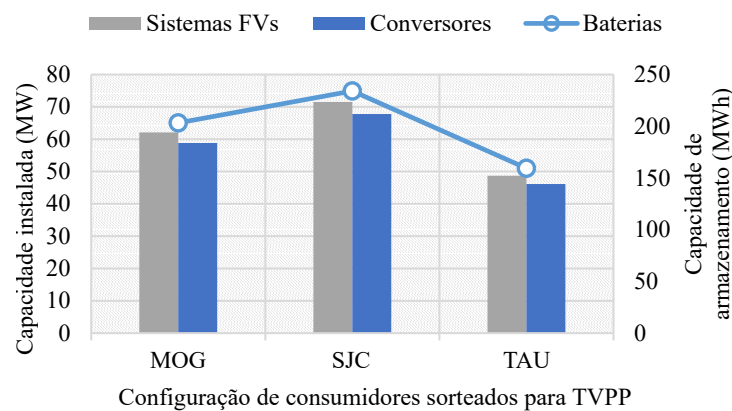
Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2022b)

O resultado comparativo de  $Inv_{ini}$  é informativo e não permite a comparação da atratividade econômica de projetos de TVPPs, como é o caso da comparação por meio do  $CPL_{min}$ .

### 5.1.3 Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

A Figura 23 apresenta os resultados de capacidade agregada de SFVs e SAEB por TVPP.

Figura 23 – Capacidade agregada de SFVs e SAEB por TVPP



Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2022b)

#### 5.1.4 Gerações das usinas virtuais técnicas

A Tabela 15 apresenta as gerações virtuais da  $TVPP_{MOG}$ , da  $TVPP_{SJC}$  e da  $TVPP_{TAU}$ , com UCMT equipadas com SFV e SAEB, conforme resultados obtidos por meio da aplicação da Etapa 1 da metodologia.

Tabela 15 – Gerações virtuais da  $TVPP_{MOG}$ , da  $TVPP_{SJC}$  e da  $TVPP_{TAU}$

Usina virtual	Geração virtual (MW)
$TVPP_{MOG}$	56,9
$TVPP_{SJC}$	65,5
$TVPP_{TAU}$	44,6
<b>Total</b>	<b>167,0</b>

Fonte: adaptado de (VIANA *et al.*, 2022b)

A Tabela 16 apresenta as gerações virtuais das TVPPs referentes a barras de carga em AT, conforme resultados obtidos por meio de redução de carga, de acordo com a Seção 4.1.3.

Tabela 16 – Gerações virtuais das TVPPs referentes a barras de carga em AT

Número da barra	Nome da barra	Geração virtual (MW)
1026	GLEBAD-SP138	4.2
1028	SKOL-A-SP088	2.2
1029	RPAR2A-SP138	2.6
1031	UTGCA-SP138	12.4
1036	AVPAIV-SP088	3.5
1061	SSB-BE-SP138	4.3
1070	S.CA-B-SP088	19.8
2720	GV—SP230	8.0
	<b>Total</b>	<b>57.0</b>

Fonte: elaborado pelo autor

## 5.2 Etapa 2 - *CasoBase* versus *Caso1TVPPs*

### 5.2.1 Informações básicas das simulações

A Tabela 17 apresenta as informações básicas das simulações.

Não se verificou variações em informações básicas das simulações entre o *Caso1TVPPs* e o *CasoBase*.

### 5.2.2 Índices de confiabilidade sistêmicos

A Tabela 18 apresenta os índices de confiabilidade sistêmicos.

Verificou-se redução de EPNS, EENS e IS do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

Tabela 17 – Informações básicas das simulações

Descrição	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Análise do espaço de estados</i>			
Probabilidade do Caso Base do NH2 (%)	$4,828\ 80 \times 10^{-4}$	$4,828\ 80 \times 10^{-4}$	0,00%
Probabilidade das contingências analisadas (%)	$1,979\ 22 \times 10^{-5}$	$1,979\ 22 \times 10^{-5}$	0,00%
Porcentagem analisada do Espaço de Estados (%)	$5,026\ 73 \times 10^{-4}$	$5,026\ 73 \times 10^{-4}$	0,00%
<i>Eventos simulados</i>			
Total de eventos agendados	1378	1378	0,00%
Total de eventos simulados	1378	1378	0,00%
Eventos válidos	1375	1375	0,00%
Eventos retirados da estatística	3	3	0,00%
<i>Eventos válidos por avaliação de adequação</i>			
Sem violação	1264	1264	0,00%
Com violação (com e sem corte de carga)	111	111	0,00%
Com ilhamento	3	3	0,00%
Com colapso	0	0	0,00%
Com corte de carga	12	12	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 18 – Índices de confiabilidade sistêmicos

Índice	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
LOLP	%	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	0,00%
LOLE	h/ano	$4,151\ 59 \times 10^{-7}$	$4,151\ 59 \times 10^{-7}$	0,00%
LOLF	ocorrências/ano	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	0,00%
LOLD	h	6,537 50	6,537 50	0,00%
EPNS	MW	$7,566\ 42 \times 10^{-9}$	$6,200\ 54 \times 10^{-9}$	-18,05%
EENS	MWh/ano	$6,628\ 18 \times 10^{-5}$	$5,431\ 67 \times 10^{-5}$	-18,05%
IS	min	$3,362\ 06 \times 10^{-8}$	$2,755\ 15 \times 10^{-8}$	-18,05%
ICE	%	$1,000\ 00 \times 10^2$	$1,000\ 00 \times 10^2$	0,00%
	Carga (MW)	$1,182\ 88 \times 10^5$	$1,182\ 88 \times 10^5$	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

### 5.2.3 Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos

A Tabela 19 apresenta a probabilidade, o número de casos e o número de casos por modos de falha disjuntos.

Não se verificou variações em probabilidade, número de casos e número de casos com corte de carga por modos de falha disjuntos entre o *Caso1TVPPs* e o *CasoBase*.

A Tabela 20 apresenta a LOLP, a LOLF e a EENS por modos de falha disjuntos.

Verificou-se redução da EENS devida ao modo de falha de sobrecarga no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

### 5.2.4 Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

A Tabela 21 apresenta os índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos, sendo que verificou-se redução da EENS devida ao modo de falha de sobrecarga no

Tabela 19 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	%	0	0	–
Ilhamento + Tensão	%	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Colapso	%	0	0	–
Total	%	$1,366\ 77 \times 10^{-6}$	$1,366\ 77 \times 10^{-6}$	0,00%
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	oc./ano	3	3	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	111	111	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	114	114	0,00%
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	oc./ano	3	3	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	9	9	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	12	12	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

*Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

### 5.2.5 Cortes de carga em amostras de contingências

A Tabela 22 apresenta os cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*, onde os circuitos são identificados pelos nomes das barras e pelo número do circuito entre parênteses, quando aplicável.

Verifica-se que as contingências das amostras do tipo contingências duplas de transmissão. A maior redução de corte de carga observada no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase* foi de 66,0 MW.

Tabela 20 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	%	0	0	–
Ilhamento + Tensão	%	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Colapso	%	0	0	–
Total	%	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	0,00%
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	0,00%
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	0,00%
Sobrecarga	MWh/ano	$3,109\ 89 \times 10^{-5}$	$1,913\ 38 \times 10^{-5}$	-38,47%
Tensão	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Colapso	MWh/ano	0	0	–
Total	MWh/ano	$6,628\ 18 \times 10^{-5}$	$5,431\ 67 \times 10^{-5}$	-18,05%

Fonte: elaborado pelo autor

## 5.2.6 Despachos de usinas virtuais técnicas em amostras de contingências

A Tabela 23 apresenta os resultados de  $P_{redesp}^{TVPPs}$  para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

Verificou-se que a  $P_{redesp}^{TVPPs}$  variou de 54,3% a 71,8% do potencial total de geração virtual das TVPPs e que, nas amostras de contingências, foram despachadas todas as TVPPs disponíveis.

## 5.3 Etapa 2 - *CasoBase* versus *Caso2TVPPs*

### 5.3.1 Informações básicas das simulações

A Tabela 24 apresenta as informações básicas das simulações.

Não foram verificadas variações em informações básicas das simulações entre o

Tabela 21 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

Modos de falha não disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	ocorrências	3	3	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	111	111	0,00%
Tensão	ocorrências	0	0	–
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	ocorrências	3	3	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	9	9	0,00%
Tensão	ocorrências	0	0	–
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	0,00%
Sobrecarga	MWh/ano	$3,109\ 89 \times 10^{-5}$	$1,913\ 38 \times 10^{-5}$	-38,47%
Tensão	MWh/ano	0	0	–

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 22 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	Probabilidade (%)	Corte de carga (MW)		
		<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Redução
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2)	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	28,00	66,00
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	28,00	66,00
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	28,00	66,00
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(1) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	$2,544\ 82 \times 10^{-10}$	224,00	179,00	45,00
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(2) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	$2,544\ 82 \times 10^{-10}$	224,00	179,00	45,00

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 23 – Despachos de TVPPs nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	$P_{redesp}^{TVPPs}$ (MW)
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2)	119,9
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	119,9
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	119,9
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(1) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	90,6
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(2) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	90,6

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 24 – Informações básicas das simulações

Descrição	<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Variação
<i>Análise do espaço de estados</i>			
Probabilidade do Caso Base do NH2 (%)	$4,828\ 80 \times 10^{-4}$	$4,828\ 80 \times 10^{-4}$	0,00%
Probabilidade das contingências analisadas (%)	$1,979\ 22 \times 10^{-5}$	$1,979\ 22 \times 10^{-5}$	0,00%
Porcentagem analisada do Espaço de Estados (%)	$5,026\ 73 \times 10^{-4}$	$5,026\ 73 \times 10^{-4}$	0,00%
<i>Eventos simulados</i>			
Total de eventos agendados	1378	1378	0,00%
Total de eventos simulados	1378	1378	0,00%
Eventos válidos	1375	1375	0,00%
Eventos retirados da estatística	3	3	0,00%
<i>Eventos válidos por avaliação de adequação</i>			
Sem violação	1264	1264	0,00%
Com violação (com e sem corte de carga)	111	111	0,00%
Com ilhamento	3	3	0,00%
Com colapso	0	0	0,00%
Com corte de carga	12	12	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

*Caso2TVPPs* e o *CasoBase*, assim como no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

### 5.3.2 Índices de confiabilidade sistêmicos

A Tabela 25 apresenta os índices de confiabilidade sistêmicos.

Tabela 25 – Índices de confiabilidade sistêmicos

Índice	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Variação
LOLP	%	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	0,00%
LOLE	h/ano	$4,151\ 59 \times 10^{-7}$	$4,151\ 59 \times 10^{-7}$	0,00%
LOLF	ocorrências/ano	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	0,00%
LOLD	h	6,537 50	6,537 50	0,00%
EPNS	MW	$7,566\ 42 \times 10^{-9}$	$6,104\ 94 \times 10^{-9}$	-19,32%
EENS	MWh/ano	$6,628\ 18 \times 10^{-5}$	$5,347\ 93 \times 10^{-5}$	-19,32%
IS	min	$3,362\ 06 \times 10^{-8}$	$2,712\ 67 \times 10^{-8}$	-19,32%
ICE	%	$1,000\ 00 \times 10^2$	$1,000\ 00 \times 10^2$	0,00%
	Carga (MW)	$1,182\ 88 \times 10^5$	$1,182\ 88 \times 10^5$	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor



Verificou-se redução de EPNS, EENS e IS do ST no *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*, maior do que a redução destes índices de confiabilidade no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

### 5.3.3 Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos

A Tabela 26 apresenta a probabilidade, o número de casos e o número de casos por modos de falha disjuntos.

Tabela 26 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	%	0	0	–
Ilhamento + Tensão	%	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Colapso	%	0	0	–
Total	%	$1,366\ 77 \times 10^{-6}$	$1,366\ 77 \times 10^{-6}$	0,00%
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	oc./ano	3	3	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	111	111	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	114	114	0,00%
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	oc./ano	3	3	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	9	9	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	12	12	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

Não se verificou variações em probabilidade, número de casos e número de casos com corte de carga por modos de falha disjuntos entre o *Caso2TVPPs* e o *CasoBase*, assim como no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

A Tabela 27 apresenta a LOLP, a LOLF e a EENS por modos de falha disjuntos.

Tabela 27 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Variação
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	%	0	0	–
Ilhamento + Tensão	%	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	0	0	–
Colapso	%	0	0	–
Total	%	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	$4,739\ 25 \times 10^{-9}$	0,00%
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	oc./ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	0	0	–
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	$6,350\ 42 \times 10^{-8}$	0,00%
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	0,00%
Sobrecarga	MWh/ano	$3,109\ 89 \times 10^{-5}$	$1,829\ 64 \times 10^{-5}$	-41,17%
Tensão	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	0	0	–
Colapso	MWh/ano	0	0	–
Total	MWh/ano	$6,628\ 18 \times 10^{-5}$	$5,347\ 93 \times 10^{-5}$	-19,32%

Fonte: elaborado pelo autor

Verificou-se redução da EENS devida ao modo de falha de sobrecarga no *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*, maior do que a redução deste índice de confiabilidade no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

#### 5.3.4 Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

A Tabela 28 apresenta os índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos.

Verificou-se redução da EENS devida ao modo de falha de sobrecarga no *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*, maior do que a redução deste índice de confiabilidade no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

#### 5.3.5 Cortes de carga em amostras de contingências

A Tabela 29 apresenta os cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso2TVPPs* em relação ao

Tabela 28 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

Modos de falha não disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	$1,365\ 87 \times 10^{-6}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	ocorrências	3	3	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	111	111	0,00%
Tensão	ocorrências	0	0	–
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	ocorrências	3	3	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	9	9	0,00%
Tensão	ocorrências	0	0	–
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	$8,936\ 77 \times 10^{-10}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	$3,845\ 58 \times 10^{-9}$	0,00%
Tensão	%	0	0	–
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	$9,914\ 67 \times 10^{-9}$	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	$5,358\ 95 \times 10^{-8}$	0,00%
Tensão	oc./ano	0	0	–
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	$3,518\ 29 \times 10^{-5}$	0,00%
Sobrecarga	MWh/ano	$3,109\ 89 \times 10^{-5}$	$1,829\ 64 \times 10^{-5}$	-41,17%
Tensão	MWh/ano	0	0	–

Fonte: elaborado pelo autor

*CasoBase*, onde os circuitos são identificados pelos nomes das barras e pelo número do circuito entre parênteses, quando aplicável.

Tabela 29 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	Probabilidade (%)	Corte de carga (MW)		
		<i>CasoBase</i>	<i>Caso2TVPPs</i>	Redução
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) +	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	25,00	69,00
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2)				
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) +	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	25,00	69,00
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)				
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2) +	$5,136\ 89 \times 10^{-10}$	94,00	25,00	69,00
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)				
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(1) +	$2,544\ 82 \times 10^{-10}$	224,00	172,00	52,00
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)				
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(2) +	$2,544\ 82 \times 10^{-10}$	224,00	172,00	52,00
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)				

Fonte: elaborado pelo autor

Verifica-se que as contingências das amostras são do tipo contingências duplas de transmissão. A maior redução de corte de carga observada no *Caso2TVPPs* em relação

ao *CasoBase* foi de 69,0 MW, maior do que a maior redução de corte de carga no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

### 5.3.6 Despachos de usinas virtuais técnicas em amostras de contingências

A Tabela 30 apresenta os resultados de  $P_{redesp}^{TVPPs}$  para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

Tabela 30 – Despachos de TVPPs nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso2TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	$P_{redesp}^{TVPPs}$ (MW)
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2)	144,5
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(1) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	144,5
S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(2) + S.JOSE-SP230 - S.JOSE-SP088(3)	144,5
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(1) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	122,5
TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(2) + TAUBAT-SP138 - TAUBAT-SP440(3)	122,5

Fonte: elaborado pelo autor

Verificou-se que a  $P_{redesp}^{TVPPs}$  variou de 54,7% a 64,6% do potencial total de geração virtual das TVPPs e que, nas amostras de contingências, foram despachadas todas as TVPPs disponíveis.

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho propõe uma metodologia para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, com foco no ponto de vista do investimento em REDs, e avaliando potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou ST, considerando a interface entre o DSO e o TSO.

Foi apresentada a justificativa para o trabalho, destacando-se o papel dos REDs no atendimento à carga no longo prazo como questão de relevância levantada no PNE 2050 e a discussão sobre usinas virtuais no Brasil iniciada pela ANEEL com a TS nº 011/2021.

A partir do atual contexto regulatório no Brasil e da revisão bibliográfica apresentada, pôde-se constatar os seguintes pontos de contribuições e originalidade deste trabalho:

- Proposição de uma metodologia para dimensionar usinas virtuais e simular seu despacho econômico ótimo e atratividade econômica, sob o ponto de vista do investimento em REDs, além de avaliar potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais sobre o SD e/ou o ST;
- A proposição de dimensionamento de REDs e simulação do despacho econômico ótimo de SAEB, que compõem as usinas virtuais, complementa outras linhas de trabalho como a especificação funcional de DERMSs, requisitos de interoperabilidade e infraestrutura de comunicação;
- A metodologia permite quantificar potenciais sinergias entre os REDs, DSO e TSO, possibilitando a avaliação do modelo de negócios de usinas virtuais como uma oportunidade de agregação com valor sistêmico;
- Contribuição metodológica para a avaliação do arranjo de usinas virtuais como um possível modelo de negócio no SEB, em consonância com necessidades de aperfeiçoamentos regulatórios para tratamento dos REDs identificadas como resultado da TS nº 011/2021 da ANEEL.

A metodologia foi aplicada a dois estudos de caso, um no Brasil, com RD por incentivos, utilizando dados públicos da BDGD para o dimensionamento de REDs e dados públicos do SIN para a avaliação probabilística de confiabilidade do ST, e outro, incluindo fluxo de potência no SD, com modelos de rede de distribuição e transmissão do IEEE adaptados, apresentado no Apêndice A. Os estudos de caso consideraram SFVs e SAEB associados, instalados em UCs, compondo TVPPs.

O quadro abaixo apresenta os principais resultados do estudo de caso no Brasil.

## Principais resultados do estudo de caso no Brasil

<i>CasoBase versus Caso1TVPPs</i>			<i>CasoBase versus Caso2TVPPs</i>		
Grandeza	Unidade	Valor	Grandeza	Unidade	Valor
Redução do CPL mínimo com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	%	19,2 a 19,3	Redução do CPL mínimo com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	%	19,2 a 19,3
Geração virtual total das TVPPs	MW	167	Geração virtual total das TVPPs	MW	224
Redução (melhoria) de índices de confiabilidade com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	EPNS EENS IS	18,05 18,05 18,05	Redução (melhoria) de índices de confiabilidade com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	EPNS EENS IS	19,32 19,32 19,32
Redução do corte de carga nas contingências críticas em relação ao <i>CasoBase</i>	MW	45,0 a 66,0	Redução do corte de carga nas contingências críticas em relação ao <i>CasoBase</i>	MW	52,0 a 69,0

No estudo de caso no Brasil, a configuração de SFVs associados a SAEB mais RD por incentivos resultou em CPL mínimo menor (sob o ponto de vista das UCMT agregadas em TVPPs) do que as configurações: (i) com SFVs, SAEB e sem RD; (ii) somente com SFV ou (iii) sem REDs, indicando a atratividade econômica da configuração SFVs associados a SAEB e RD por incentivo. Os montantes de redução de demanda agregada despachável obtidos com as TVPPs resultaram em melhoria da confiabilidade do ST, como a redução da EPNS, da EENS e da IS e redução do montante de corte de carga nas contingências mais críticas, que foram contingências duplas de transmissão.

O quadro abaixo apresenta os principais resultados do estudo de caso preliminar com modelos de rede do IEEE.

## Principais resultados do estudo de caso preliminar com modelos de rede do IEEE

<i>CasoBase versus Caso1TVPPs</i>		
Grandeza	Unidade	Valor
Redução do CPL mínimo com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	%	43,2 a 46,7
Geração virtual total das TVPPs	MW	11,4
	LOLP	1,53
	LOLE	1,53
Redução (melhoria) de índices de confiabilidade com TVPPs em relação ao <i>CasoBase</i>	LOLF EPNS EENS IS	1,90 0,72 0,72 0,72
Redução do corte de carga nas contingências críticas em relação ao <i>CasoBase</i>	MW	8,9 a 9,3
Redução das Emissões de CO <sub>2</sub> anuais decorrentes do uso de energia elétrica da rede	%	31,14 a 34,66

No estudo de caso preliminar com modelos de rede do IEEE adaptados, houve benefício das TVPPs para a redução de perdas técnicas, subtensões e  $Em_{CO_2}$  no SD, mais benefícios para os índices de confiabilidade do ST, como a redução da EPNS, da EENS e da IS e redução do montante de corte de carga nas contingências mais críticas, que

foram contingências duplas de transmissão, duplas de geração ou duplas de geração mais transmissão. Por outro lado, houve impacto negativo das TVPPs em relação a sobretensões no SD, além de redução do fator de potência mínimo visto a partir da barra de AT da SED, indicando possíveis questões a serem tratadas sob o ponto de vista de requisitos técnicos envolvendo potenciais provedores de flexibilidade para o sistema.

A metodologia proposta e os exemplos de aplicação apresentados podem oferecer subsídios a discussões no SEB do ponto de vista do planejamento central e da regulação em relação a novos modelos de negócios envolvendo a agregação e a operação otimizada de REDs, e melhor coordenação entre DSOs e TSO.

Estudos realizados pela EPE no Brasil sobre a atratividade econômica de SAEB BTM para o PDE 2032 (planejamento do horizonte até o ano 2032)<sup>1</sup> indicaram atratividade econômica parcial desta aplicação somente se ocorrer uma redução significativa de custo de SAEB. Contudo, foram considerados apenas consumidores cativos, como também não foi avaliada configuração com SFVs e SAEB associados BTM para consumidores livres de MT, conforme proposto neste trabalho, cujos resultados indicaram atratividade econômica de tal configuração em relação a um caso base sem REDs com custos atuais de SAEB, demonstrando como a sinergia entre SFVs e SAEB pode ser capturada utilizando-se a metodologia proposta, que considera otimização econômica com representação detalhada de REDs.

Recomenda-se que as futuras análises regulatórias no Brasil envolvendo usinas virtuais e REDs levem em conta a importância de sinais econômicos adequados das necessidades sistêmicas e um desenho de mercado apropriado para induzir a sustentabilidade no desenvolvimentos dos REDs e seus potenciais serviços para o sistema por meio de agregadores.

Como trabalhos futuros, sugere-se: (i) avaliar o desenvolvimento/utilização de modelos estocásticos de representação de demanda e cenários de geração renovável para maior robustez nos resultados das etapas de otimização econômica de REDs e análise de confiabilidade; (ii) simulações com dados horários de PLD na etapa de otimização econômica de REDs; e (iii) realizar análises de confiabilidade incluindo a zona funcional correspondente ao sistema de distribuição.

---

<sup>1</sup> Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017**. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) - 2018**. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 1. Revisão 10**. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-1>. Acesso em: 29 dez. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tomada 006/2019**. 2019. 091 p. Acesso em: 12 jul. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>. Acesso em: 12 jan. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Consulta 083/2021**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>. Acesso em: 15 fev. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 9 jul. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL**. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 2.964, de 21 de outubro de 2021**. 2021. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212964ti.pdf>. Acesso em: 12 set. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tomada 011/2021**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 9 jul. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tomada 021/2021**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>. Acesso em: 21 fev. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0033/2022-SRD/ANEEL**. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.040, de 30 de agosto de 2022**. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221040.pdf>. Acesso em: 24 out. 2023.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL**. 2022. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: 27 jan. 2022.

ALVARADO, D. *et al.* Transmission network investment with distributed energy resources and distributionally robust security. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 34, p. 5157–5168, 11 2019. ISSN 15580679.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. The IEEE 8500-node test feeder. **2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World**, p. 1–6, apr 2010. ISSN 2160-8555.

ASHTER, S. A. 6 - mechanics of materials. *In*: ASHTER, S. A. (ed.). William Andrew Publishing, 2014. p. 123–145. ISBN 978-1-4557-3172-5. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781455731725000062>.

BAGCHI, A.; GOEL, L.; WANG, P. Generation adequacy evaluation incorporating an aggregated probabilistic model of active distribution network components and features. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, p. 2667–2680, 7 2018. ISSN 1949-3053. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7587804/>.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. [S.l.: s.n.]: Springer US, 1983. ISBN 978-1-4615-7730-0.

BLUMSACK, S. **Network topologies and transmission investment under electric-industry restructuring**. 2006. Tese (Doutorado) — Carnegie Mellon University, 2006. Disponível em: [https://www.personal.psu.edu/sab51/Blumsack\\_Dissertation.pdf](https://www.personal.psu.edu/sab51/Blumsack_Dissertation.pdf). Acesso em: 7 out. 2021.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 21 fev. 2022.

BURGER, S. *et al.* A review of the value of aggregators in electricity systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 77, n. February 2016, p. 395–405, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>.

BURRE, J. *et al.* Power-to-X: Between Electricity Storage, e-Production, and Demand Side Management. **Chemie-Ingenieur-Technik**, v. 92, n. 1-2, p. 74–84, 2020. ISSN 15222640.

CASTRO, R. D. de. Armazenamento de energia no brasil: viabilidade econômica de aplicações behind-the-meter. *In*: **Armazenamento de Energia. Abordagens sistemáticas referentes aos Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. Jundiaí: Paco Editorial, 2020. cap. 16. ISBN 9786587782416.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Análise de Redes em t0+ (ANAT0). Manual do Usuário. Versão 3.0.8**. 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa - NH2. Versão 12.2.0. Manual do Usuário**. 2021. Disponível em: <https://dre.cepel.br/manual/nh2/>. Acesso em: 9 nov. 2021.

- 
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Análise de Redes - ANAREDE. Versão 11.05.05. Manual do Usuário.** 2021.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema teste do IEEE - 118 barras. ANAREDE v. 11.5.5.** 2021.
- CHRISTIE, R. **Power Systems Test Case Archive. 118 Bus Power Flow Test Case.** 1993. 2021 p. Disponível em: [https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg\\_tca118bus.htm](https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm). Acesso em: 7 out. 2021.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). June 2021.** 2021.
- ECOFYS *et al.* **Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system. Final report to The European Commission. Proj. no: 54697590000.** 2015. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/document/download/e93a07fd-53a1-4b42-bf88-1b9af8fafd38\\_en?filename=5469759000%20Effective%20integration%20of%20DER%20Final%20ver%202\\_6%20April%202015.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/e93a07fd-53a1-4b42-bf88-1b9af8fafd38_en?filename=5469759000%20Effective%20integration%20of%20DER%20Final%20ver%202_6%20April%202015.pdf). Acesso em: 29 mar. 2024.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN 50 anos.** 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 12 jul. 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PNE 2050 - Plano Nacional de Energia.** 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Dados para Simulações Elétricas do SIN. Base de dados fluxo de potência. Ref. 18/01/2021.** 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>. Acesso em: 30 mai. 2021.
- ENTERGY. **Power Quality Standards for Electric Service. Effective June 1, 2008.** 2008.
- GONZALEZ-LONGATT, F. M. **IEEE 118 bus Test.** 2021. Disponível em: [https://fglongatt.org/OLD/Test\\_Case\\_IEEE\\_118.html](https://fglongatt.org/OLD/Test_Case_IEEE_118.html). Acesso em: 7 out. 2021.
- GOUVEIA, C.; RODRIGUES, J. **INESC TEC - Distribution Grid Operation with Energy Storage and Smart-Transformers: enabling islanding.** 2020. Disponível em: <https://energywebinars.inesctec.pt/>. Acesso em: 13 ago. 2020.
- GRAINGER, J. J.; D., S. W. **Power system analysis.** [*S.l.: s.n.*], 1994.
- GREENER. **Lei 14.300/2022. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída.** 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Lei-14.300-de-2022.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2024.
- GREENER; NEWCHARGE. **Estudo Estratégico. Mercado de Armazenamento.** 2021.

HOMER ENERGY. **Total net present cost in HOMER**. 2020. Disponível em: <https://homerenergy.my.site.com/supportcenter/s/article/total-net-present-cost-in-homer#:~:text=With%20the%20NPC%2C%20costs%20are,from%20NPV%20only%20in%20sign.> Acesso em: 31 mar. 2024.

HOMER ENERGY. **US Grid Emissions Factors**. 2020. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/>. Acesso em: 25 nov. 2020.

HOMER ENERGY. **Advanced Kinetic Model**. 2021. Disponível em: [https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/\\_hm\\_print\\_window.htm?advanced\\_kinetic\\_model.html](https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/_hm_print_window.htm?advanced_kinetic_model.html).

HOMER ENERGY. **HOMER Grid Online User Manual. HOMER Grid 1.8**. 2021. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/index.html>. Acesso em: 27 jun. 2021.

HOMER ENERGY. **HOMER Grid. Versão 1.8.7**. 2021. Disponível em: <https://users.homerenergy.com/homer-grid/download>. Acesso em: 12 jul. 2021.

HOMER ENERGY. **Kinetic Battery Model**. 2021. Disponível em: [https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/\\_hm\\_print\\_window.htm?kinetic\\_battery\\_model.html](https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/_hm_print_window.htm?kinetic_battery_model.html). Acesso em: 12 jul. 2021.

HOMER ENERGY. **Modified Kinetic Battery Model. HOMER Grid**. 2021. 1–5 p. Disponível em: [https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/\\_hm\\_print\\_window.htm?modified\\_kinetic\\_battery\\_model.html](https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/_hm_print_window.htm?modified_kinetic_battery_model.html). Acesso em: 28 jun. 2021.

HOMER ENERGY. **HOMER Grid. Versão 1.8.8**. 2022. Disponível em: <http://users.homerenergy.com/homer-grid/download>. Acesso em: 2 mar. 2022.

HOMER ENERGY. **HOMER Grid 1.10. Total Net Present Cost**. 2024. Disponível em: [https://support.ul-renewables.com/homer-manual-grid/total\\_net\\_present\\_cost.html](https://support.ul-renewables.com/homer-manual-grid/total_net_present_cost.html). Acesso em: 31 mar. 2024.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE Std 2030.11-2021. IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification**. [S.l.: s.n.]: IEEE, 2021.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **Composite Power System Reliability. Technical Report PES-TR99**. 2022.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. IEEE Std 1547.7<sup>TM</sup>-2013**. 2013.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Behind-the-meter batteries. Innovation Landscape Brief**. 2019. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_BTM\\_Batteries\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf). Acesso em: 25 nov. 2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape brief: future role of distribution system operators**. Abu Dhabi: [S.l.: s.n.], 2019. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA\\_System\\_Operation\\_Collection\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_System_Operation_Collection_2020.pdf). Acesso em: 12 jul. 2021.

LAZARINI, A. P. **Desenvolvimento de metodologia universal de determinação da vida útil de baterias baseada nas informações dos fabricantes. Dissertação de mestrado.** 2020. Tese (Doutorado) — LACTEC - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, 2020. Disponível em: [https://mestrado.lactec.org.br/wp-content/uploads/2020/02/310\\_PT.pdf](https://mestrado.lactec.org.br/wp-content/uploads/2020/02/310_PT.pdf). Acesso em: 12 jul. 2021.

LEITE, L. H. de M. *et al.* Implantação de um sistema integrado de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos conectados a alimentador de distribuição da cemig - sigred. *In: XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.* [S.l.: s.n.], 2022.

LIRA, P. T. M. **Comparação entre enumeração de estados e simulação Monte Carlo não-sequencial na avaliação da confiabilidade probabilística de sistemas de potência.** 2018. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023286.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2020.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy**, v. 50, p. 399–405, 5 1993. ISSN 0038092X. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0038092X93900602>.

MATHWORKS. **MATLAB. Documentation.** 2021. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/matlab/>. Acesso em: 9 nov. 2021.

MATHWORKS. **Visualize summary statistics with box plot.** 2021. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/>. Acesso em: 11 jul. 2021.

MELO, A. C.; PEREIRA, M. V.; SILVA, A. M. da. Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 2, p. 469–476, 1992.

MELO, A. C. G. de. **Avaliação dos Índices de Frequência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte.** 1990. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1990.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PDE 2030. 2030 - Plano Decenal de Expansão de Energia.** 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf). Acesso em: 13 jul. 2021.

MIT ENERGY INITIATIVE; INSTITUTE FOR RESEARCH IN TECHNOLOGY - COMILLAS UNIVERSITY. **Utility of the future.** 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2022.

MOREIRA, A. *et al.* Reliable renewable generation and transmission expansion planning: Co-optimizing system's resources for meeting renewable targets. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 32, p. 3246–3257, 7 2017. ISSN 08858950.

MOROZOWSKI FILHO, M.; SCHILLING, M. T.; RAMOS, D. S. **Metodologia para avaliação integrada da ampliação da capacidade instalada em centrais hidrelétricas: enfoques sistêmico e empresarial. Projeto P&D Código ANEEL PD-0061-0017/2011.** 2014.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **National Solar Radiation Database (NSRDB).** 2020. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/>. Acesso em: 11 fev. 2020.

NAUGHTON, J. *et al.* Optimization of multi-energy virtual power plants for providing multiple market and local network services. **Electric Power Systems Research**, Elsevier Ltd, v. 189, 12 2020. ISSN 03787796.

NORTH AMERICAN ENERGY RELIABILITY CORPORATION. **Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards. Updated March 29, 2022.** 2022. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary\\_of\\_Terms.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf).

NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND, R. A.; GHOLIPOUR, E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 67, p. 341–363, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.025>.

ODEH, R. P.; WATTS, D.; NEGRETE-PINCETIC, M. Portfolio applications in electricity markets review: private investor and manager perspective trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 81, n. October 2016, p. 192–204, 2018. ISSN 18790690.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Contribuições do ONS para a Tomada de subsídio nº 06 / 2019 sobre Serviços Ancilares.** 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede. Submódulo 4.4. Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética. Operacional.** 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apuração da Carga Global Horária Considerando a Micro e Minigeração Distribuída.** 2022. Disponível em: <https://youtu.be/50fEMtbRWqc>. Acesso em: 25 fev. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. **SISTEMA BDCConf. Volume I: Indicadores de desempenho probabilístico de componentes de geração e transmissão do SIN.** 2006.

PUDJIANTO, D. *et al.* **Bulletin 2 01/2008. The Virtual Power Plant: enabling integration of distributed generation and demand.** 2008.

RAMOS, D. S. **Maximização de limites de carregamento e padronização de subestações e linhas de transmissão: um suporte ao planejamento de redes elétricas em ambiente de restrições financeiras.** 1996. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 1996. Disponível em: <https://teses.usp.br/>. Acesso em: 25 nov. 2020.

RAMOS, D. S. *et al.* **Projeto de P&D Estudo de impacto técnico e econômico de Mini GD e Sistema de Armazenamento na Rede da CUASO (Parte econômica)**. 2020.

RAMOS, D. S. *et al.* **Projeto de P&D RD industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo. Relatório simulações energéticas**. 2019.

RIAZ, S.; MANCARELLA, P. Modelling and characterisation of flexibility from distributed energy resources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 37, p. 38–50, 1 2022. ISSN 0885-8950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9485097/>.

ROY, W. B.; LI. Basic concepts of power system reliability evaluation. *In*: . Springer US, 1994. p. 9–31. ISBN 978-1-4899-1346-3. Disponível em: [https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1346-3\\_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1346-3_2).

SCHILLING, M. *et al.* Confiabilidade da Rede Básica. *In*: **SNPTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2003.

SECRETARIA ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE, INFRAESTRUTURA E LOGÍSTICA. **SEMIL**. 2023. Disponível em: <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/semil/>.

SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2022. Disponível em: <https://xxvisnptee.com.br/>. Acesso em: 31 jan. 2022.

SEYYEDI, A. Z. G. *et al.* Bi-level siting and sizing of flexi-renewable virtual power plants in the active distribution networks. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 137, 5 2022. ISSN 01420615.

SILER-EVANS, K.; AZEVEDO, I. L.; MORGAN, M. G. Marginal emissions factors for the U.S. electricity system. **Environmental Science and Technology**, v. 46, n. 9, p. 4742–4748, 2012. ISSN 0013936X.

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON. **Energy Data - Reports and Compliance. Quarterly CustomerData Reports. 2018**. 2018. Disponível em: <https://on.sce.com/2LWknNm>. Acesso em: 01 jun. 2019.

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON. **Schedule TOU-D - Time-Of-Use - Domestic**. 2020. Disponível em: <https://www.sce.com/>. Acesso em: 01 fev. 2020.

STRBAC, G.; KIRSCHEN, D.; MORENO, R. Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks. **Foundations and Trends® in Electric Energy Systems**, Now Publishers, v. 1, p. 143–219, 2016. ISSN 2332-6557.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. **Plano Estadual de Energia 2050 (Race to Zero/Race to Resilience) - São Paulo. Sumário Executivo. Versão preliminar para apresentação na COP 27**. 2022. Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2022/11/ppe-2050-sumario-executivo-versao-preliminar-cop27.pdf>.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. **SIMA formaliza contrato com a USP para elaboração do Plano Paulista de Energia 2050**. 2022. Disponível em: <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/2022/06/sima-formaliza-contrato-com-a-usp-para-elaboracao-do-plano-paulista-de-energia-2050/>.

TAN, Z. *et al.* Estimating the robust p-q capability of a technical virtual power plant under uncertainties. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, p. 4285–4296, 11 2020. ISSN 0885-8950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9072317/>.

TOLMASQUIM, M. T.; RAMOS, D. S.; MOROZOWSKI FILHO, M. Diferentes possibilidades de prosumidores no ambiente de distribuição. *In: Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades*. Rio de Janeiro: Synergia, 2019. cap. 5. ISBN 978-85-68483-94-7.

VERNAY, A. L.; SEBI, C. Energy communities and their ecosystems: A comparison of france and the netherlands. **Technological Forecasting and Social Change**, Elsevier Inc., v. 158, 9 2020. ISSN 00401625.

VIANA, M. S. **Análise da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica como recursos para o planejamento energético**. **Dissertação de mestrado**. 2018. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

VIANA, M. S.; MANASSERO, G.; RAMOS, D. S. Análise da atratividade econômica e dos impactos técnicos de uma VPP (Virtual Power Plant) com dispositivos de armazenamento acionados via sinal de preço. *In: Armazenamento de Energia. Abordagens sistemáticas referentes aos Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. Jundiaí: Paco Editorial, 2020. cap. 13. ISBN 978-65-87782-41-6.

VIANA, M. S.; MANASSERO, G.; UDAETA, M. E. Analysis of demand response and photovoltaic distributed generation as resources for power utility planning. **Applied Energy**, v. 217, p. 456–466, 5 2018. ISSN 03062619.

VIANA, M. S. *et al.* Inserção de novas tecnologias em sistemas de transmissão: Uma visão na ótica regulatória. *In: XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2022.

VIANA, M. S. *et al.* Avaliação probabilística de confiabilidade do sin sob incerteza na geração eólica: Influência das usinas termelétricas de ponta. *In: XV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2021.

VIANA, M. S. *et al.* Analysis of the implementation of virtual power plants and their impacts on electrical systems. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI), v. 16, 11 2023. ISSN 19961073.

VIANA, M. S. *et al.* Modelos internacionais do planejamento do sistema de transmissão com tecnologias flexíveis. *In: XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2022.

VIANA, M. S. *et al.* Recursos energéticos distribuídos e o planejamento de sistemas de transmissão flexíveis: Um estudo sobre usinas virtuais no sin. *In: XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. [S.l.: s.n.], 2022.

## APÊNDICES



## APÊNDICE A – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA A UM ESTUDO DE CASO COM MODELOS DE REDE DO *INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS*

### A.1 Estudo de caso

Esta seção define um estudo de caso para exemplificar a aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3 a um estudo de caso considerando modelos de rede do IEEE.

São considerados SFVs e SAEB como SAEB em consumidores residenciais, agregados em 3 possíveis TVPPs com níveis distintos de participação dos consumidores e SAEB.

As TVPPs têm uma configuração simplificada, considerando-se SMs existentes e despacho de SAEB influenciado pela tarifa de eletricidade em seu horário de ponta, previamente conhecido.

O  $Lim_{int}$  é determinado a partir de procedimento específico, que será apresentado na Seção A.1.1.8.

Os resultados serão apresentados na Seção A.2.

#### A.1.1 Etapa 1

Esta etapa consiste no dimensionamento da capacidade agregada de SAEB BTM por meio da otimização para o mínimo CPL, e no cálculo de  $Em_{CO_2}$ .

O MBRD considerado é o *IEEE 8500-node test feeder* (IEEE 8500-node) (ARRITT; DUGAN, 2010) adaptado, que será detalhado na Seção A.1.2.1, atendendo a consumidores residenciais e comerciais por meio do SDBT.

##### A.1.1.1 Localidade do estudo de caso

A localidade do estudo de caso é a cidade de Santa Ana, no estado norte-americano da Califórnia, cuja distribuidora é a *Southern California Edison* (SCE).

##### A.1.1.2 Consumidores participantes das usinas virtuais técnicas

Os consumidores a serem agregados em TVPPs são do tipo residencial.

Sorteia-se, através do método aleatório, 3 grupos de consumidores, cada qual com  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  de 10% do total do SD, sendo:

- Grupo 1: 125 UCs;
- Grupo 2: 118 UCs;

- Grupo 3: 121 UCs.

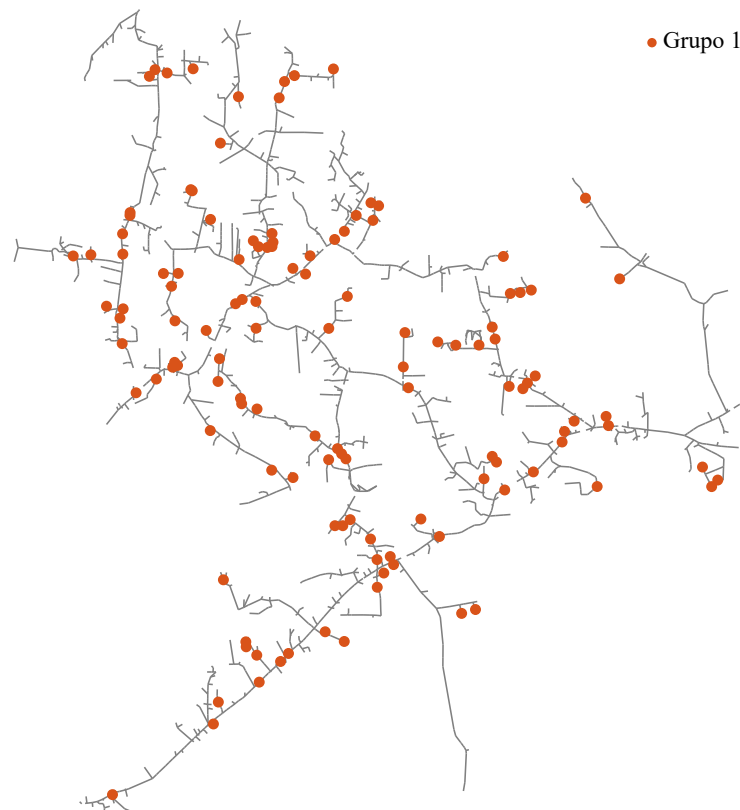
Define-se 3 TVPPs que agregam grupos de UCs, da seguinte forma:

- $TVPP_A$ : agrega o Grupo 1, com 10% de  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  em relação ao total do SD e 125 UCs;
- $TVPP_B$ : agrega os grupos 1 e 2, que totalizam 20% de  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  em relação ao total do SD;
- $TVPP_C$ : agrega os grupos 1 a 3, que totalizam 30% de  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  em relação ao total do SD.

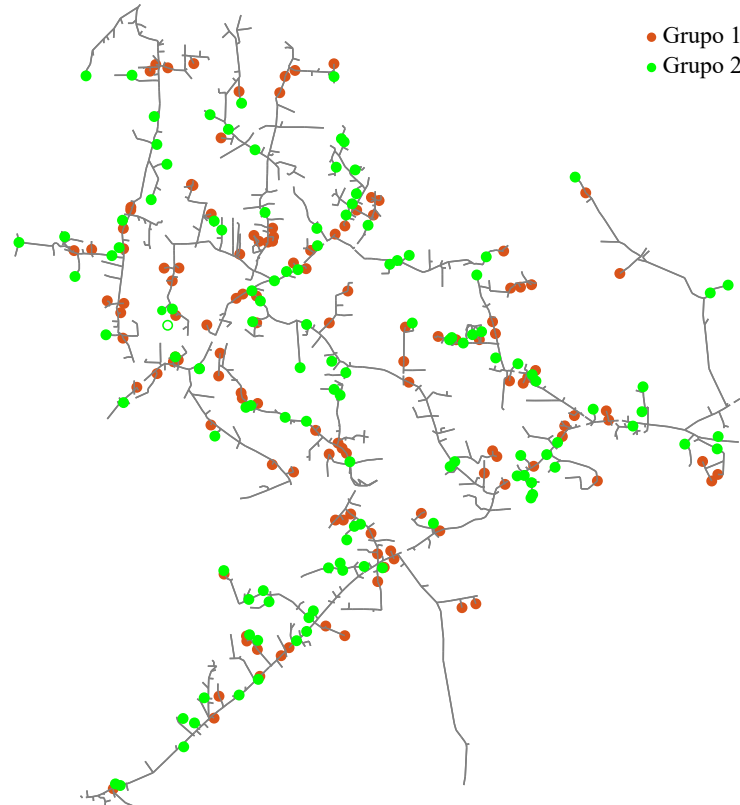
O uso de três níveis distintos de  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  em relação ao total do SD permite a realização de uma análise de sensibilidade dos resultados.

As Figuras 24, 25 e 26 apresentam, respectivamente, a distribuição espacial dos grupos de consumidores-geradores da  $TVPP_A$ , da  $TVPP_B$  e da  $TVPP_C$  ao longo do MBRD.

Figura 24 –  $TVPP_A$  agregando 125 UCs



Fonte: elaborado a partir de (ARRITT; DUGAN, 2010)

Figura 25 –  $TVPP_B$  agregando 243 UCs

Fonte: elaborado a partir de (ARRITT; DUGAN, 2010)

#### A.1.1.3 Curva de carga agregada

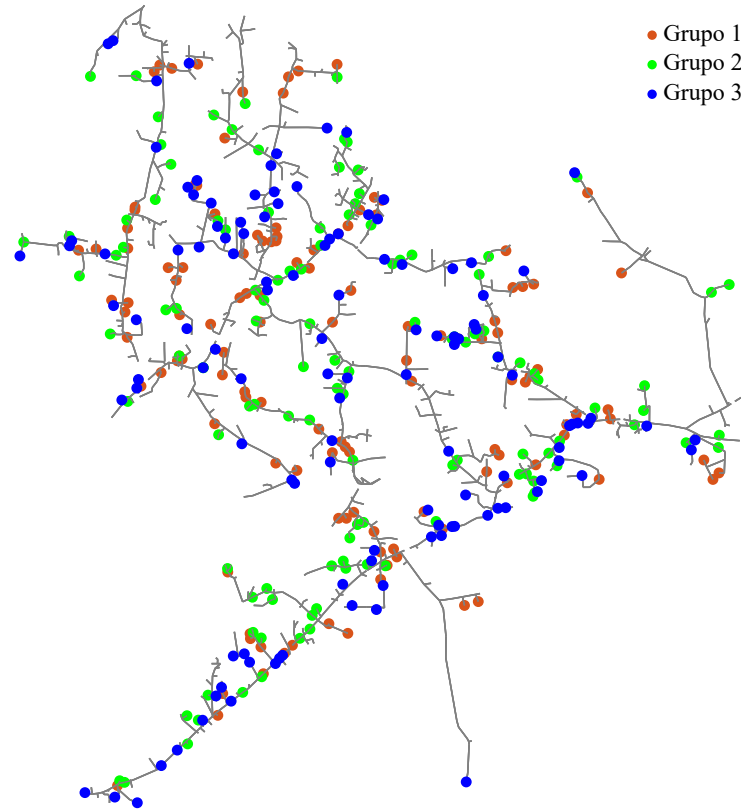
A curva de carga agregada é obtida a partir das curvas de carga típicas dos consumidores agregados pelas TVPPs e da demanda máxima destes consumidores conforme o MBRD.

O MBRD adotado contém consumidores residenciais e comerciais, cuja proporção será definida a partir de dados de consumo anual de energia por classe de consumidor da SCE.

##### A.1.1.3.1 Curvas de carga típicas

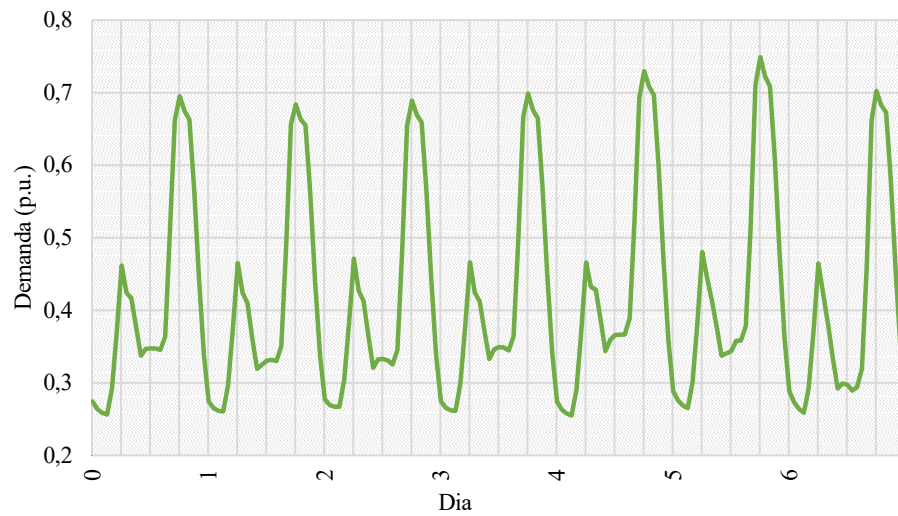
As curvas de carga residencial e comercial típicas, em p.u. da demanda máxima, são elaboradas a partir de dados anuais da base OpenEI para a localidade mais próxima à cidade de Santa Ana, disponíveis via biblioteca de dados do HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2021c). O intervalo de integralização das curvas de carga é adaptado de 1h para 15 min por meio de interpolação linear.

As Figuras 27 e 28 apresentam, respectivamente, amostras das curvas de carga típicas em uma semana do mês de janeiro, iniciando-se na segunda-feira.

Figura 26 –  $TVPP_C$  agregando 364 UCs

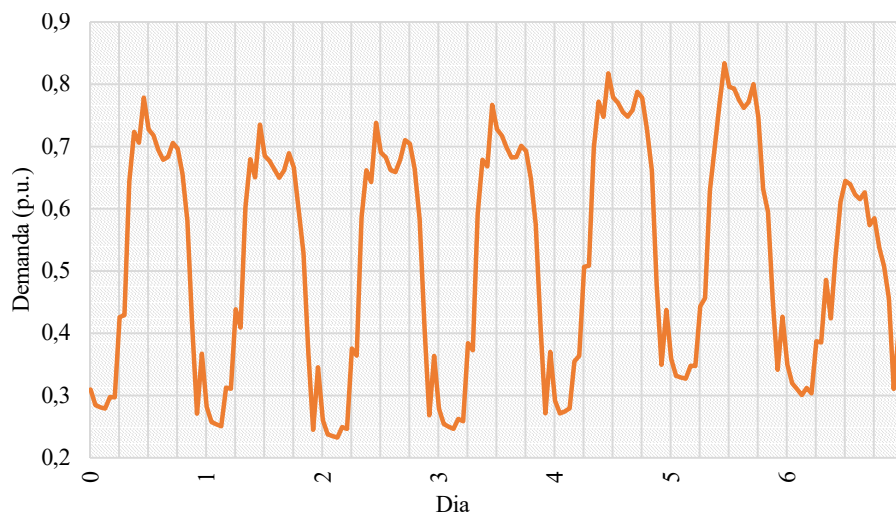
Fonte: elaborado a partir de (ARRITT; DUGAN, 2010)

Figura 27 – Amostra de curva de carga residencial típica



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c)

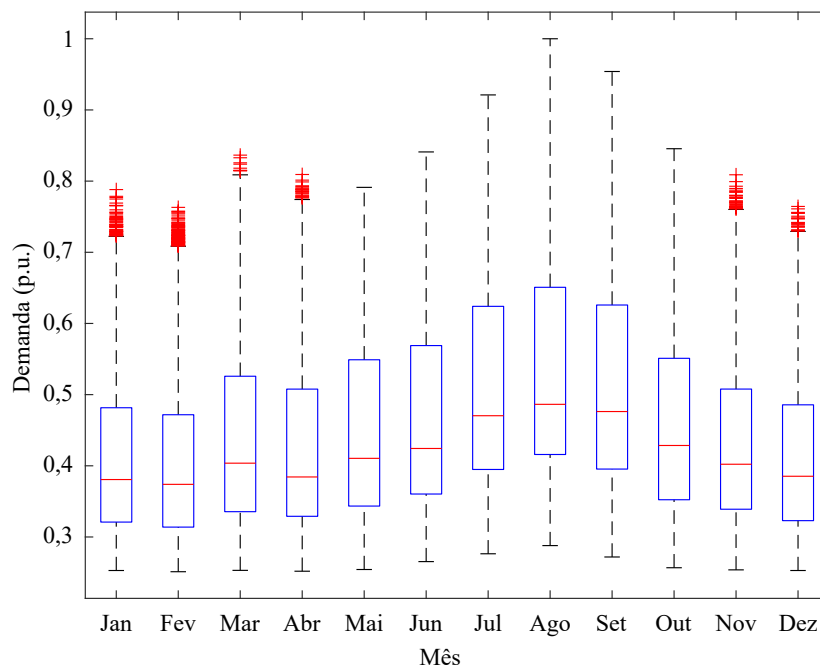
Figura 28 – Amostra de curva de carga comercial típica



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c)

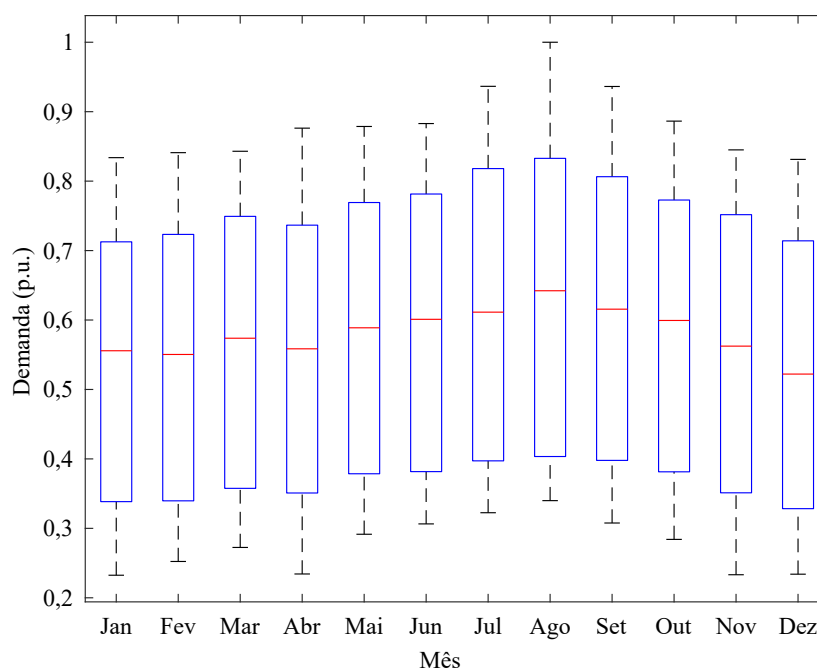
Os perfis sazonais anuais das curvas de carga típicas residencial e comercial são apresentados, respectivamente, nas Figuras 29 e 30.

Figura 29 – Perfil sazonal anual da curva de carga residencial típica



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c)

Figura 30 – Perfil sazonal anual da curva de carga comercial típica



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c)

#### A.1.1.3.2 Proporção de consumidores por classe de consumo no Modelo Base de Rede de Distribuição

A proporção de consumidores residenciais e comerciais no MBRD é definida a partir de dados de consumo por classe da SCE em 2018 (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2018), sendo:

- 856 consumidores residenciais (73% do consumo anual de energia);
- 321 consumidores comerciais (27% do consumo anual de energia).

#### A.1.1.4 Tarifas de eletricidade

As tarifas da SCE consideradas são do tipo tarifa pelo horário de uso (TOU), da sigla em inglês para *Time of Use tariff* (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020).

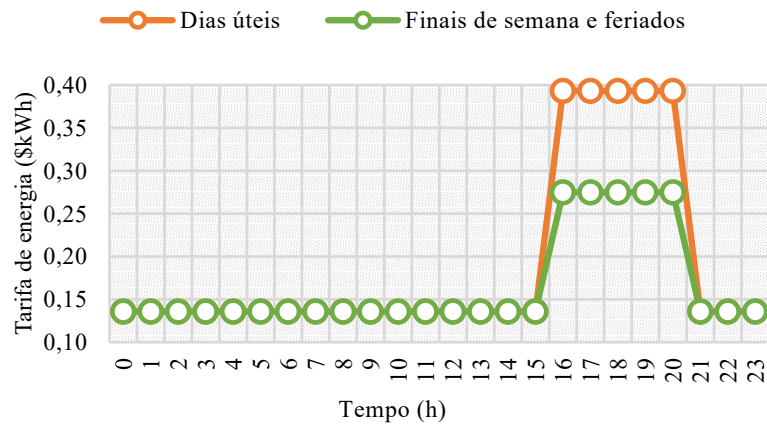
Os períodos do ano para a definição das tarifas de verão e inverno são assim definidos (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020):

- A tarifa de verão vigora de 1° de junho a 30 de setembro;
- A tarifa de inverno vigora de 1° de outubro a 31 de maio.

A tarifa TOU-D-PRIME, destinada a consumidores com SAEB ou VEs (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020), é aplicada aos consumidores participantes das TVPPs.

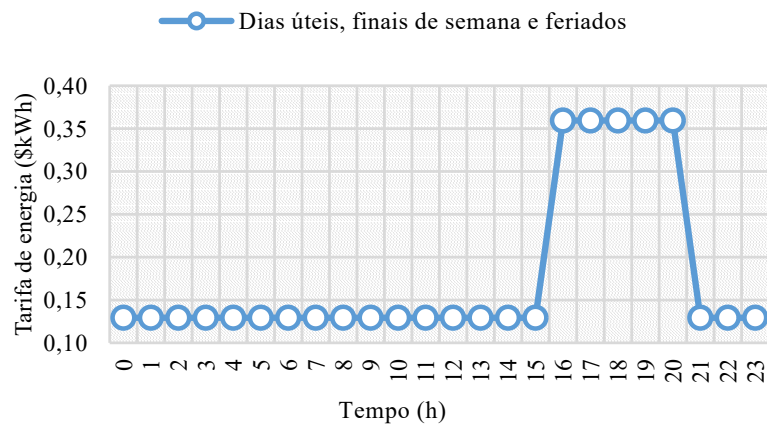
As Figuras 31 e 32 apresentam, respectivamente, as tarifas TOU-D-Prime de verão e inverno.

Figura 31 – Tarifa TOU-D-PRIME de verão



Fonte: elaborado a partir de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020)

Figura 32 – Tarifa TOU-D-PRIME de inverno

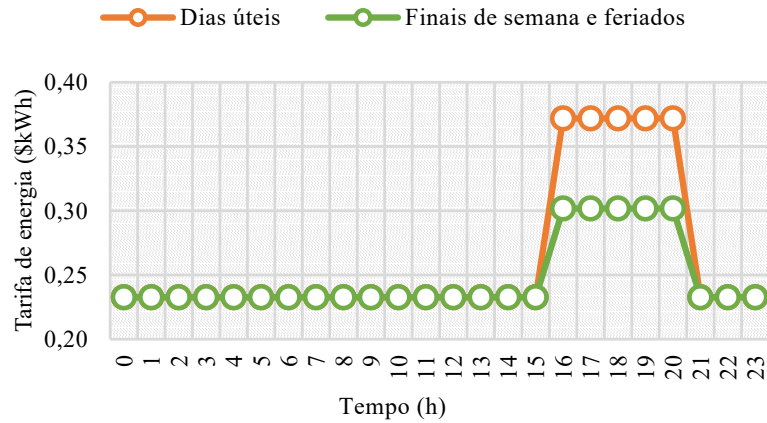


Fonte: elaborado a partir de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020)

A tarifa TOU-D-4-9-PM (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020) é aplicada aos consumidores do caso base, sem TVPP.

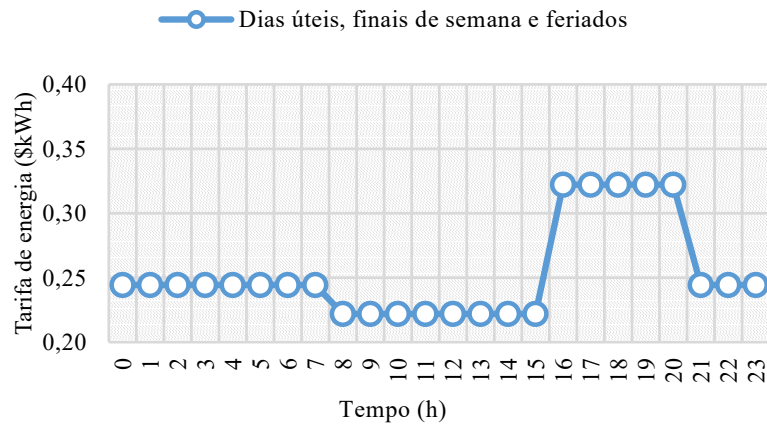
As Figs. 33 e 34 apresentam, respectivamente, as tarifas TOU-D-4-9-PM de verão e inverno.

Figura 33 – TOU-D-4-9PM de verão



Fonte: elaborado a partir de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020)

Figura 34 – TOU-D-4-9PM de inverno



Fonte: elaborado a partir de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020)

#### A.1.1.5 Dados da fonte solar para os Sistemas Fotovoltaicos

Os dados de irradiância e temperatura ambiente são modelados a partir de um ano meteorológico típico (*Typical Meteorological Year, TMY*) 2017 da *National Solar Radiation Database (NSRDB)* do *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2020).

O intervalo de integralização, originalmente de uma hora, é adaptado para 15 min por meio de interpolação linear.

#### A.1.1.6 Dados típicos de emissões

O FEM de  $CO_2$  considerado é igual a 486 g/kWh, baseado em dados de (SILER-EVANS; AZEVEDO; MORGAN, 2012) para a entidade regional *Western Electricity Coordinating*

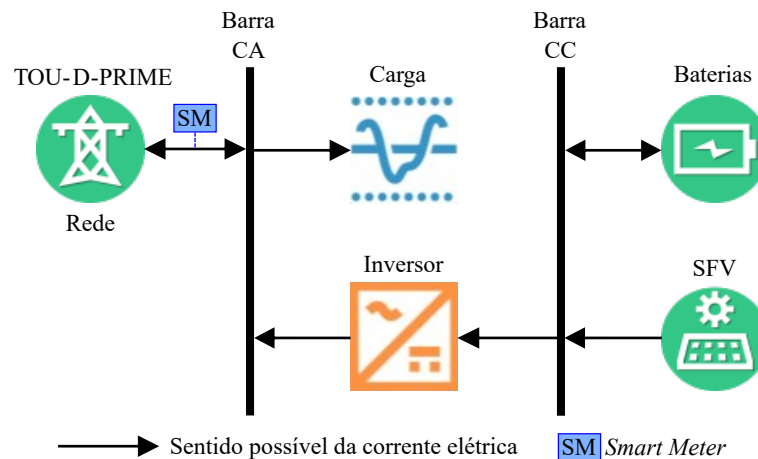


*Council* (WECC), que compreende o local do estudo de caso.

#### A.1.1.7 Arranjo e dados típicos técnicos e econômicos dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

O arranjo de SAEB por consumidor-gerador é apresentado na 35.

Figura 35 – Arranjo de REDs por consumidor-gerador



Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021c)

No estudo de caso, denominar-se-á o conjunto inversor mais baterias de SAEB. O SFV tem o inversor implicitamente modelado, por isso está conectado à barra Corrente Alternada (CA).

O carregamento das baterias é realizado somente via SFV, conforme regulamentação da SCE para a tarifa TOU-D-PRIME aplicável (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2020). Por isto, o SFV (sem inversor implicitamente modelado), está conectado à barra Corrente Contínua (CC), assim como o SAEB.

É considerado um SM existente na conexão de cada consumidor-gerador à rede, cujo recurso de medição é implementado por meio da função *Monitor* do OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021), que permite o registro de grandezas como  $V$ ,  $I$ ,  $P$  e  $Q$  por fase em cada intervalo de integralização.

##### A.1.1.7.1 Sistema Fotovoltaico

##### A.1.1.7.2 Dados técnicos

A Tabela 31 apresenta os dados técnicos do SFV.

Aplica-se uma redução por meio do fator de *derating* à potência de saída do SFV para considerar condições reais de operação, tais como acúmulo de poeira, perdas em cabos, sombreamento, envelhecimento etc.

Tabela 31 – Dados técnicos do SFV

Item	Descrição/valor
Nome	<i>Generic flat plate PV</i>
Tempo de vida útil (anos)	25
Fator de <i>derating</i> (%)	80
Barramento de conexão	CC
Dimensionamento	HOMER Optimizer™
Refletância do solo (%)	20
Sistema de <i>tracking</i>	Não
Ângulo de inclinação do painel (°)	33,8
Ângulo azimutal (°)	0
Efeito da temperatura na potência (%/°C)	-0,5
Temperatura nominal de operação (°C)	47
Eficiência sob condições padrões de teste (%)	13

Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b)

Como premissa, adota-se capacidade instalada máxima de SFV igual à demanda máxima do consumidor.

#### A.1.1.7.3 Dados econômicos

De forma simplificada, os custos de CAPEX por capacidade e O&M por capacidade e por ano de SFV são baseados em valores default do HOMER Grid. Considera-se o programa de incentivo *Investment Tax Credit* (ITC) (HOMER ENERGY, 2021c).

A Tabela 32 apresenta os custos típicos de SFVs.

Tabela 32 – Custos típicos de SFVs

Equipamento	CAPEX (USD)	O&M (USD/ano)
<i>Generic flat plate PV</i> - capacidade		
5 kW	16100	100
10 kW	30000	180
1000 kW	2130000	1500
2000 kW	3470000	3000

Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b)

#### A.1.1.7.4 Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

#### A.1.1.7.5 Dados técnicos

A Tabela 33 apresenta os dados técnicos da bateria.

O modelo de bateria Generic kWh Li-Ion [ASM] (*Advanced Storage Module*) adotado é baseado no MKiBaM. Trata-se de um modelo simplificado que, no entanto, considera os fenômenos aplicáveis à bateria (HOMER ENERGY, 2021e).

Tabela 33 – Dados técnicos da bateria

Item	Descrição/valor
<i>Dados gerais</i>	
Nome	<i>Generic 1kWh Li-Ion [ASM]</i>
Tecnologia	Íons de lítio
Dimensionamento	HOMER Optimizer™
Estado de carga (SOC) inicial (%)	100
SOC mínimo (%)	20
Limite de degradação (%)	30
Tensão nominal (V)	3,70
Corrente de carga máxima (A)	270
Corrente de descarga máxima (A)	810
<i>Parâmetros do MkiBaM</i>	
Capacidade nominal (kWh)	1,02
Capacidade máxima (Ah)	276
$R_0$ ( $\Omega$ )	$3,60 \times 10^{-4}$
Outras perdas <i>round-trip</i> (%)	8
<i>Parâmetros do modelo térmico</i>	
Massa (kg)	9,08
Temperatura de operação máxima ( $^{\circ}\text{C}$ )	60
Temperatura de operação mínima ( $^{\circ}\text{C}$ )	0
Condutância para o ambiente (W/K)	10
Capacidade calorífica específica (J/kgK)	800
<i>Parâmetros de degradação de vida-ciclagem</i>	
$A$	$1,44 \times 10^{-4}$
$\beta$	1,79
<i>Energy throughput</i> estimada (kWh)	$2,43 \times 10^3$
<i>Parâmetros de capacidade-temperatura</i>	
$d_0$	$9,23 \times 10^{-1}$
$d_1$	$3,45 \times 10^{-3}$
$d_2$	$-3,75 \times 10^{-5}$
<i>Parâmetros de degradação da vida-calendário</i>	
$B$	$2,28 \times 10^{-6}$
$d$	0

Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b; HOMER ENERGY, 2021e; HOMER ENERGY, 2021a)

Em relação à vida-calendário, o parâmetro  $d$  adotado é igual a zero, sendo considerada uma validade da bateria de 15 anos, independentemente da temperatura de operação (HOMER ENERGY, 2021c).

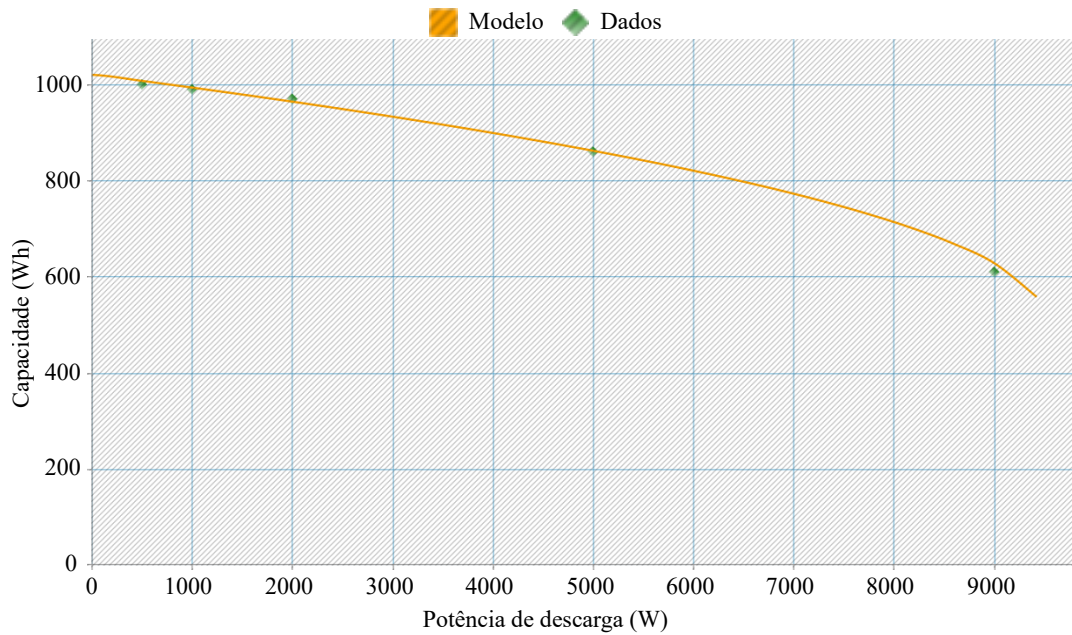
A degradação da vida-ciclagem considera a profundidade de descarga DOD baseada na capacidade degradada da bateria.

O final da vida útil das baterias é determinado pela degradação total da vida-calendário ou da vida-ciclagem, a que ocorrer primeiro, sendo o limite da degradação da vida-ciclagem igual a 30% (HOMER ENERGY, 2021a).

A Figura 36 apresenta a curva de capacidade versus a potência de descarga da bateria.

Na curva de capacidade versus potência de descarga da bateria são apresentados

Figura 36 – Curva de capacidade versus potência de descarga da bateria



Fonte: adaptado de (HOMER ENERGY, 2021c)

os dados e a curva ajustada ao modelo. Os seguintes parâmetros apresentados na Tabela 33 são calculados a partir da curva:

- Capacidade máxima, em Ah;
- *Rate constant*, em 1/h;
- *Capacity ratio*;
- Resistência efetiva do resistor série, em  $\Omega$ .

A Figura 37 apresenta a curva de capacidade relativa versus temperatura da bateria.

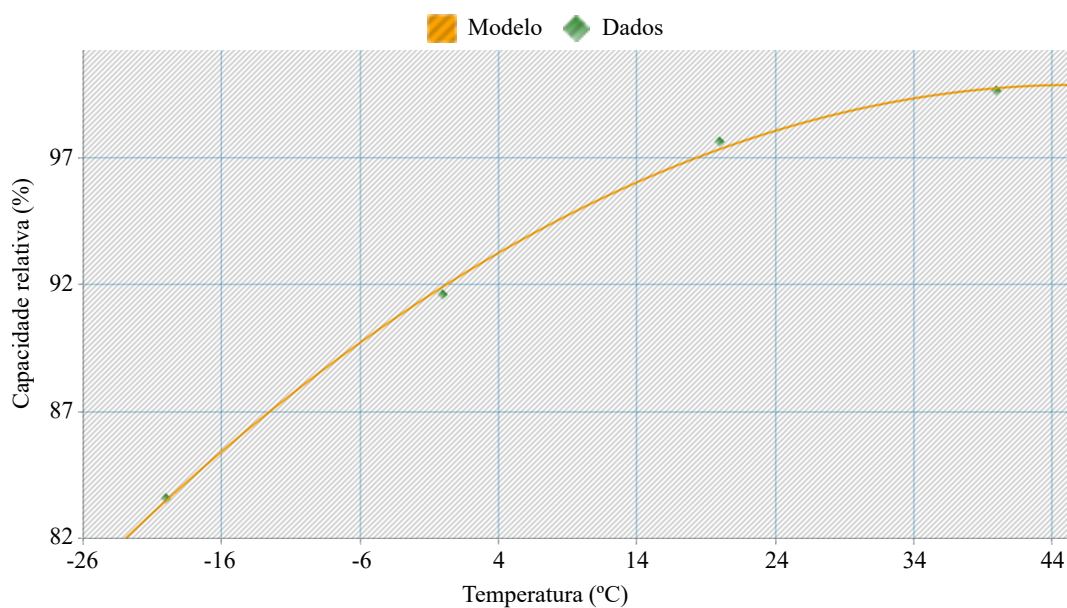
Os valores dos parâmetros  $d_0$ ,  $d_1$  e  $d_2$  apresentados na Tabela 33 estão ajustados ao modelo a partir dos dados da curva de capacidade relativa versus temperatura da bateria (HOMER ENERGY, 2021c).

A Figura 38 apresenta a curva de ciclos até a falha versus a DOD da bateria.

Na composição da curva de ciclos até a falha versus a DOD da bateria, o limite de degradação para ajuste ao modelo é de 20%.

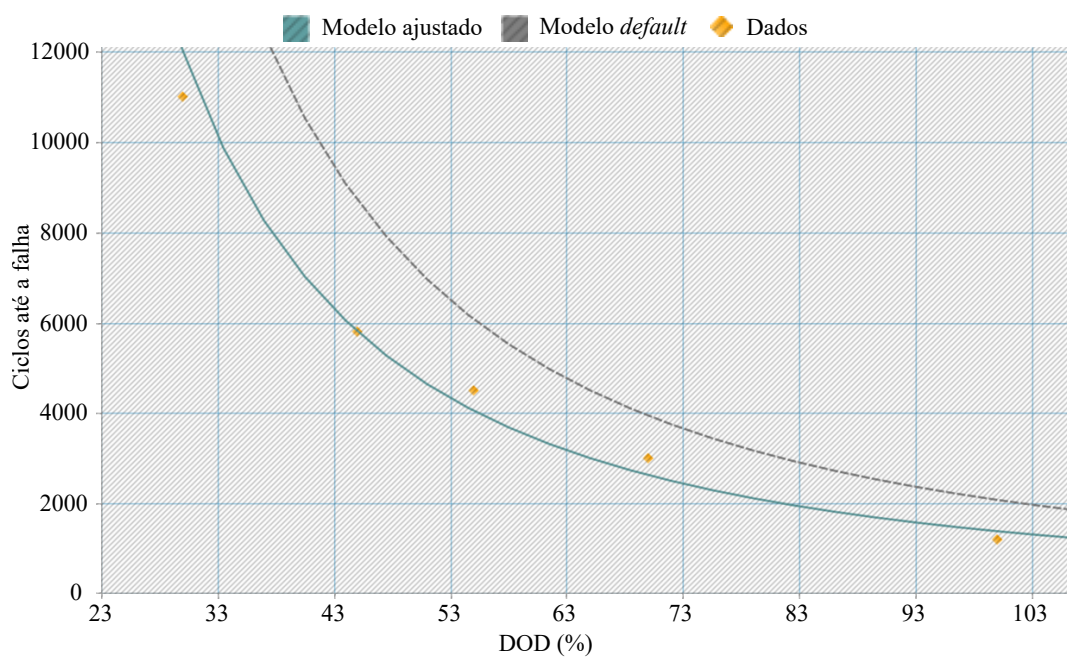
A Tabela 34 apresenta os dados técnicos do inversor.

Figura 37 – Curva de capacidade relativa versus temperatura da bateria



Fonte: adaptado de (HOMER ENERGY, 2021c)

Figura 38 – Curva de ciclos até a falha versus a DOD da bateria



Fonte: adaptado de (HOMER ENERGY, 2021c)

Tabela 34 – Dados técnicos do inversor

Item	Descrição/valor
Nome	<i>System Converter</i>
Tempo de vida útil (anos)	15
Barramento de conexão	CC/CA
Dimensionamento	HOMER Optimizer™
Eficiência do inversor (%)	95
Capacidade relativa do retificador (%)	0

Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b)

#### A.1.1.7.6 Dados econômicos

De forma simplificada, os custos de CAPEX por capacidade e O&M por capacidade e por ano de SAEB são baseados em valores default do HOMER Grid. Considera-se o programa de incentivo *Self-Generation Incentive Program* (SGIP) para SAEB (HOMER ENERGY, 2021c).

A Tabela 35 apresenta os custos típicos de SAEB.

Tabela 35 – Custos típicos de SAEB

Equipamento	CAPEX (USD)	O&M (USD/ano)
<i>Generic 1kWh Li-Ion [ASM]</i> - capacidade		
5 kWh	3500	–
10 kWh	7000	–
<i>System Converter</i> - capacidade (kW)		
1	300	–

Fonte: elaborado a partir de (HOMER ENERGY, 2021b)

#### A.1.1.8 Procedimento para definição do limite de interconexão

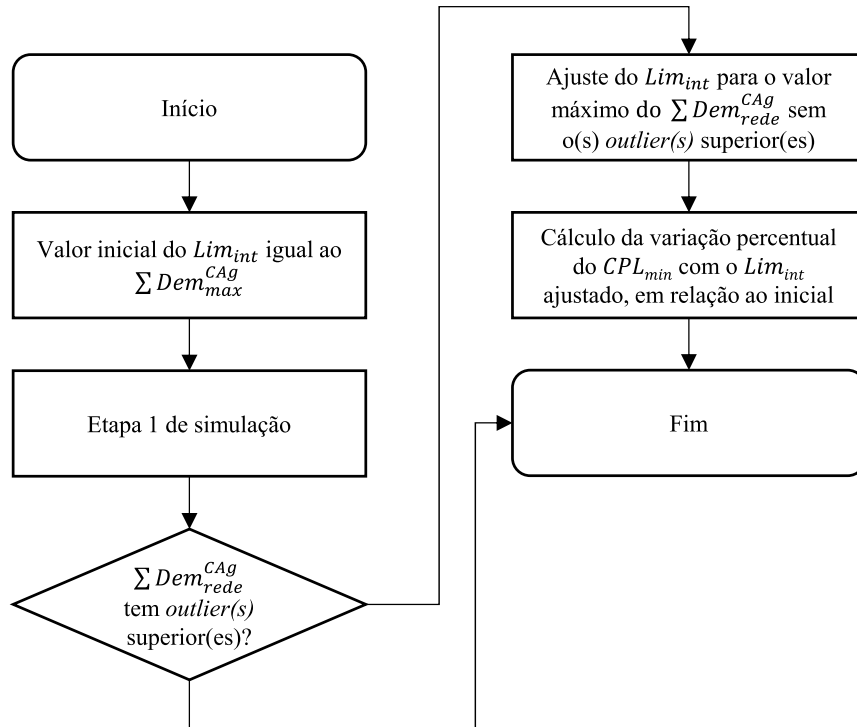
Este procedimento de definição do limite de interconexão não é aplicável quando, na Etapa 1, considera-se RD por incentivos modelada na ferramenta HOMER Grid, como no estudo de caso considerando uma localidade no Brasil, apresentado no Capítulo 4.

A Figura 39 ilustra um procedimento para definição do  $Lim_{int}$ , que será aplicado ao estudo de caso preliminar apresentado no Apêndice A.

Um valor inicial do  $Lim_{int}$  é definido como sendo o somatório das demandas máximas dos consumidores agregados pela TVPP ( $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ ).

Realiza-se uma aplicação inicial da Etapa 1 e, caso seja verificada a existência de *outliers* superiores no diagrama *boxplot* do somatório das demandas da rede dos consumidores agregados pela TVPP ( $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ ), ajusta-se o  $Lim_{int}$  para o valor máximo do  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  sem os *outliers* superiores.

Figura 39 – Procedimento para definição do  $Lim_{int}$



Legenda:

$Lim_{int}$ : limite de interconexão

$\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ : somatório das demandas máximas dos consumidores agregados pela usina virtual

$\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ : somatório das demandas da rede dos consumidores agregados pela usina virtual

$CPL_{min}$ : Custo Presente Líquido (CPL) mínimo

Fonte: elaborado pelo autor

Desta forma, pode-se potencializar a RD da TVPP, a uma variação conhecida do  $CPL_{min}$ , que é determinado para os  $Lim_{int}$  inicial e ajustado.

#### A.1.1.9 Parâmetros econômicos

Os parâmetros econômicos do projeto definidos para o estudo de caso são (HOMER ENERGY, 2021c):

- Taxa de desconto nominal: 8,00% ao ano;
- Taxa de inflação esperada: 2,00% ao ano;
- Taxa de desconto real: 5,88% ao ano;
- Tempo de vida útil: 25 anos;
- Unidade monetária: USD.

### A.1.2 Etapa 1A

Nesta etapa, avalia-se potenciais benefícios e impactos das TVPPs sobre o SD, por meio do fluxo de potência.

A redução da demanda máxima na barra de AT da SED com as TVPPs será considerada como uma geração virtual para a Etapa 2.

Os casos a serem simulados são:

- O caso base, sem TVPP;
- Um caso com cada TVPP definida na Etapa 1 ( $TVPP_A$ ,  $TVPP_B$  e  $TVPP_C$ ).

#### A.1.2.1 Modelo Base de Rede de Distribuição

O MBRD é adaptado do IEEE 8500-node (ARRITT; DUGAN, 2010), ilustrado na Figura 40.

O IEEE 8500-node tem um total de 1177 UCs em BT com fator de potência igual a 0,97 indutivo, cujo somatório de demandas máximas é igual a 10,8 MW. A versão utilizada do IEEE 8500-node tem as cargas com potência dividida igualmente entre os enrolamentos de BT dos transformadores de serviço do tipo *split-phase* (ARRITT; DUGAN, 2010).

Os nós do circuito do IEEE 8500-node estão distribuídos em um total de, aproximadamente, 4800 barras dos tipos trifásico, bifásico e monofásico. Os troncos de distribuição em MT ficam a uma distância de até 17 km da SED (ARRITT; DUGAN, 2010; DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021).

As tensões base do IEEE 8500-node são 115 kV em AT, 12,47 kV em MT e 120 V em BT (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021).

A SED inclui um transformador regulador.

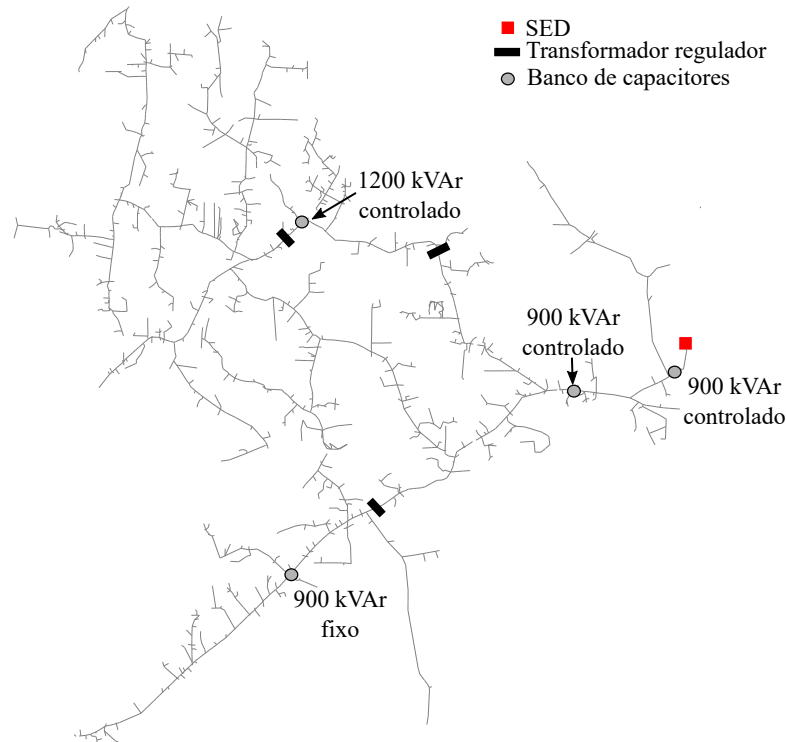
O IEEE 8500-node foi adaptado para se obter um melhor controle de tensão, da seguinte forma:

- O banco de capacitores  $CAPBank3$  foi alterado de tipo fixo para controlável;
- O parâmetro de banda de todos os transformadores reguladores foi reduzido de 2 para 1.

A regulação de tensão em todos os consumidores do MBRD é avaliada por meio dos limites de 1,05 p.u. (máximo) e 0,95 p.u. (mínimo) da tensão nominal para condições normais de operação, conforme a norma ANSI C84.1. A regulação de tensão é verificada em todas as UCs do SD, agregadas ou não pelas TVPPs.



Figura 40 – Diagrama do IEEE 8500-node



Fonte: adaptado de (VIANA, 2018)

A análise inclui a avaliação do impacto da operação de TVPP sobre a barra de AT da SED. Visando observar os fenômenos elétricos em regime permanente neste ponto de interface entre o SDMT e o SDAT, serão apresentadas por meio diagramas *boxplot*, conforme mencionado na Seção 3.4, as seguintes grandezas:

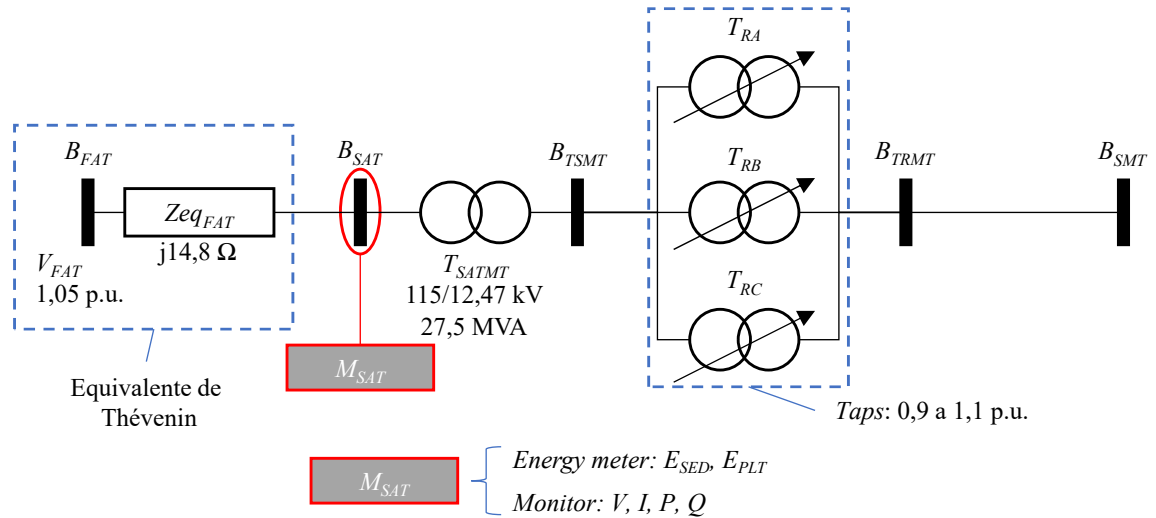
- Módulos das tensões nodais;
- Módulos das correntes injetadas;
- Demanda (potência ativa) por fase e trifásica;
- Potência reativa por fase e trifásica;
- Fator de potência visto a partir da barra da SED, por fase.

O sistema de medição incluído na SED é implementado por meio das seguintes funções do OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021):

- *Monitor*: medição de  $V$ ,  $I$ ,  $P$  e  $Q$  em cada intervalo de integralização de simulação;
- *Energy Meter*: medição do  $E_{SED}$  e das  $E_{PLT}$  integralizados no período correspondente ao somatório da duração de todos os passos de tempo simulados.

A Figura 41 apresenta o modelo da SED com inclusão de medição.

Figura 41 – Modelo da SED com inclusão de medição



Fonte: elaborado a partir de (ARRITT; DUGAN, 2010; DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021)

Na Figura 41, o modelo é apresentado em forma de diagrama unifilar simplificado. Elementos de proteção e seccionamento não fazem parte do modelo original e não estão representados.

A fonte em AT é considerada ideal, modelada no OpenDSS considerando uma impedância interna desprezível. A linha que interliga as barras  $B_{TRMT}$  e  $B_{SMT}$  tem impedância desprezível no modelo (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021).

A barra  $B_{SMT}$  na Figura 41 corresponde à barra  $\_HVMV\text{SUB}\_48332$  do modelo original (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2021; ARRITT; DUGAN, 2010).

#### A.1.2.2 Curvas de carga típicas

Utiliza-se as curvas de carga típicas residencial e comercial utilizadas na Etapa 1, e as demandas máximas dos consumidores conforme o MBRD.

#### A.1.2.3 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

A capacidade agregada dos SFVs e SAEB obtida da Etapa 1 é desagregada de forma proporcional à demanda máxima dos consumidores agregados pelas TVPPs.

As séries temporais de potência dos SFVs e SAEB, em p.u. da potência máxima, são obtidas da Etapa 1.

### A.1.3 Etapa 2

Nesta etapa, avalia-se os efeitos das TVPPs sobre o ST, por meio da avaliação probabilística de confiabilidade.

A redução da demanda máxima na barra de AT da SED com as TVPPs, obtida com a Etapa 1A, será considerada como uma geração virtual, permitindo o despacho de potência ativa, quando aplicável.

Os casos a serem simulados são:

- *CasoBase*: sem possibilidade de despacho de potência ativa de TVPPs;
- *Caso1TVPPs*: com possibilidade de despacho de potência ativa da  $TVPP_A$ , da  $TVPP_B$  ou da  $TVPP_C$ , alocadas em 10 barras de carga com demandas entre 11 MW e 17 MW, levando-se em conta que o somatório de demandas máximas das cargas do SD ( $\Sigma Dem_{max}$ ) no MBRD é de 10,8 MW.

As barras de carga para alocação de TVPPs e a geração virtual das TVPPs serão apresentadas nas seções A.1.3.2 e A.1.3.3, respectivamente.

Definiu-se dados de taxa de falha e tempo de reparo de geradores considerando que sejam unidades geradoras hidráulicas, utilizando-se os dados de confiabilidade típicos apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 – Dados de confiabilidade típicos de unidades geradoras hidráulicas

Capacidade (geração máxima) (MW)	Taxa de falha (oc./ano)	Tempo médio de reparo (h)
29	1,6240	2,2343
59	1,7599	26,8038
199	1,8692	35,5347
499	1,3286	17,3235

Fonte: adaptado de (MOROZOWSKI FILHO; SCHILLING; RAMOS, 2014)

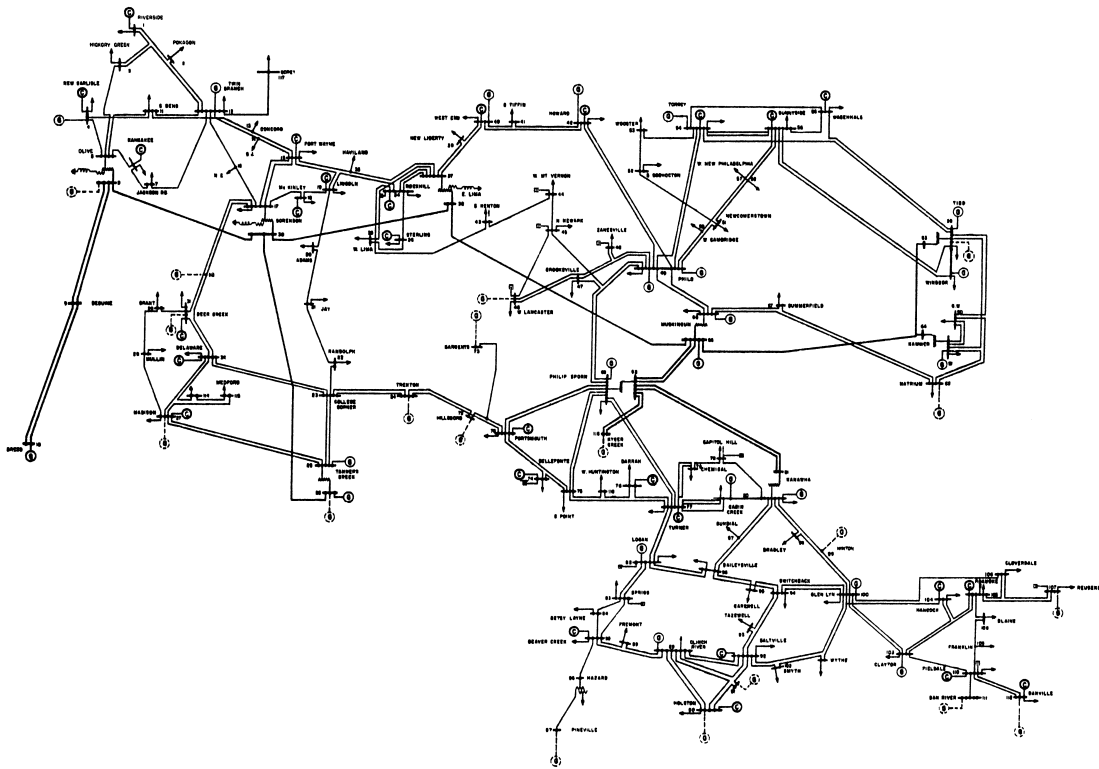
Os dados de confiabilidade de linhas e transformadores são conforme a BDCConf(1999-2003), na tensão de 138 kV.

#### A.1.3.1 Modelo Base de Rede de Transmissão

O MBRT é adaptado do IEEE 118-bus (CHRISTIE, 1993), ilustrado na Figura 42.

O modelo de teste IEEE 118-bus representa uma porção do sistema elétrico dos EUA em 1962, com 19 geradores, 35 compensadores síncronos, 177 linhas, 9 transformadores e 91 cargas. O modelo considera tensões em p.u. (CHRISTIE, 1993; GONZALEZ-LONGATT, 2021).

Figura 42 – Modelo IEEE 118-bus



Fonte: (CHRISTIE, 1993)

O somatório das demandas das cargas no IEEE 118-bus é de 3668 MW.

O IEEE 118-bus foi adaptado para este trabalho, da seguinte forma:

- Foram estabelecidos limites de fluxo para as linhas conforme (BLUMSACK, 2006; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021c);
- Foram considerados limites mínimo e máximo de tensão nominal para condições normais de operação de 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente, conforme norma ANSI C84.1 (ENTERGY, 2008).

#### A.1.3.1.1 Opções de execução do fluxo de potência

A Tabela 37 apresenta as opções de execução definidas no ANAREDE (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b) para o estudo de caso.

#### A.1.3.2 Barras para alocação de usinas virtuais técnicas

A Tabela 38 apresenta as barras para alocação de TVPPs.

Tabela 37 – Opções de execução do ANAREDE

Opção	Significado	Descrição
<i>Método</i>		
NEWT IANG	Newton / Inicializar ângulos	NEWT: utiliza o método de Newton Raphson para a solução não linear do fluxo de potência. IANG: inicializa os ângulos dos fasores de tensão de novas barras de modo a evitar aberturas angulares excessivas na estimativa inicial.
<i>Controles</i>		
QLIM	Limite de geração reativa	Aplica o controle de limite de geração reativa durante a solução, mantendo constante a magnitude da tensão da própria barra ou de uma barra remota enquanto os limites de potência reativa não forem violados, caso contrário, a potência reativa é fixada neste limite, e a magnitude da tensão deixa de ser controlada.
VLIM	Limite de tensão	Aplica o controle de tensão durante a solução, mantendo constante a potência reativa da barra enquanto os limites de magnitude de tensão desta não forem violados, caso contrário, a magnitude de tensão é fixada neste limite, e a geração reativa da barra é modificada, dentro dos limites especificados.
CTAP	Tap do transformador	Aplica o controle de tensão por variação automática de tap de <i>Load Tap Changer Transformer</i> , de modo a manter as magnitudes de tensão para as barras controladas.
CSCA	<i>Shunt</i> chaveado automaticamente	Ativa a aplicação do controle remoto de tensão por chaveamento automático de bancos de capacitores/reatores.
CPHS	Controle automático de defasadores	Aplica a variação automática de fase de transformador defasador para controle de corrente ou potência durante a solução do fluxo de potência.
<i>Balanco de Potência Ativa</i>		
Barra de Referência	Opção de balanço de potência ativa	Define a absorção do desbalanço de potência pelas barras de referência do sistema.

Fonte: elaborado a partir de (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a)

Tabela 38 – Barras para alocação de TVPPs no *Caso1TVPPs*

Número da barra	Nome da barra	Demanda (MW)
17	Sorenson-V2	11
84	BetsyLne-V2	11
57	WNwPhil1-V2	12
58	WNwPhil2-V2	12
93	Tazewell-V2	12
14	GoshenJt-V2	14
21	Jay-V2	14
97	Sundial-V2	15
44	WMVernon-V2	16
28	Mullin-V2	17
Total		134

Fonte: elaborado pelo autor a partir de (CHRISTIE, 1993; GONZALEZ-LONGATT, 2021)

#### A.1.3.3 Geração das usinas virtuais técnicas

A Tabela 39 apresenta a geração virtual da  $TVPP_A$ , da  $TVPP_B$  e da  $TVPP_C$ , considerada para cada uma das 10 barras de carga do *Caso1TVPPs*.

Tabela 39 – Geração virtual da  $TVPP_A$ , da  $TVPP_B$  e da  $TVPP_C$ 

Usina virtual	Geração virtual (MW)
$TVPP_A$	0,41
$TVPP_B$	0,78
$TVPP_C$	1,14

Fonte: elaborado pelo autor

Em cada barra selecionada há possibilidade de despacho de potência ativa em 3 níveis ( $TVPP_A$ ,  $TVPP_B$  ou  $TVPP_C$ ), ou seja, uma geração virtual de até 1,14 MW por barra e total de até 11,4 MW para as 10 barras selecionadas.

#### A.1.3.4 Tipos de contingências

Considera-se contingências simples ou duplas, de geração e/ou transmissão, resultando em um total de 20100 estados de contingência, dos seguintes tipos:

- Contingência simples de geração;
- Contingência simples de transmissão;
- Contingência dupla de geração mais transmissão;
- Contingência dupla de geração;
- Contingência dupla de transmissão.

#### A.1.4 Versões dos programas utilizados

A Tabela 40 apresenta as versões dos programas utilizados.

Tabela 40 – Versões dos programas

Programa	Versão
HOMER Grid	1.8.7
OpenDSS	9.3.0.2
MATLAB	R2019b <i>Update 8</i> (9.7.0.1586710)
ANAREDE	11.5.5
NH2	12.2.2

Fonte: elaborado pelo autor

## A.2 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3 ao estudo de caso definido no Capítulo A.1.

### A.2.1 Etapa 1

Nesta etapa, apresenta-se os resultados de limites de interconexão, capacidade agregada de SFVs e SAEB e cálculo de  $Em_{CO_2}$ .

#### A.2.1.1 Limite de interconexão

A Figura 43 apresenta o  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com o  $Lim_{int}$  inicial.

Obteve-se novos limites de interconexão com base nos valores máximos do *boxplot*, excluindo os *outliers* superiores de  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ .

A Figura 44 apresenta o  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com o  $Lim_{int}$  reduzido.

A Tabela 41 apresenta o comparativo do valor máximo do  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido.

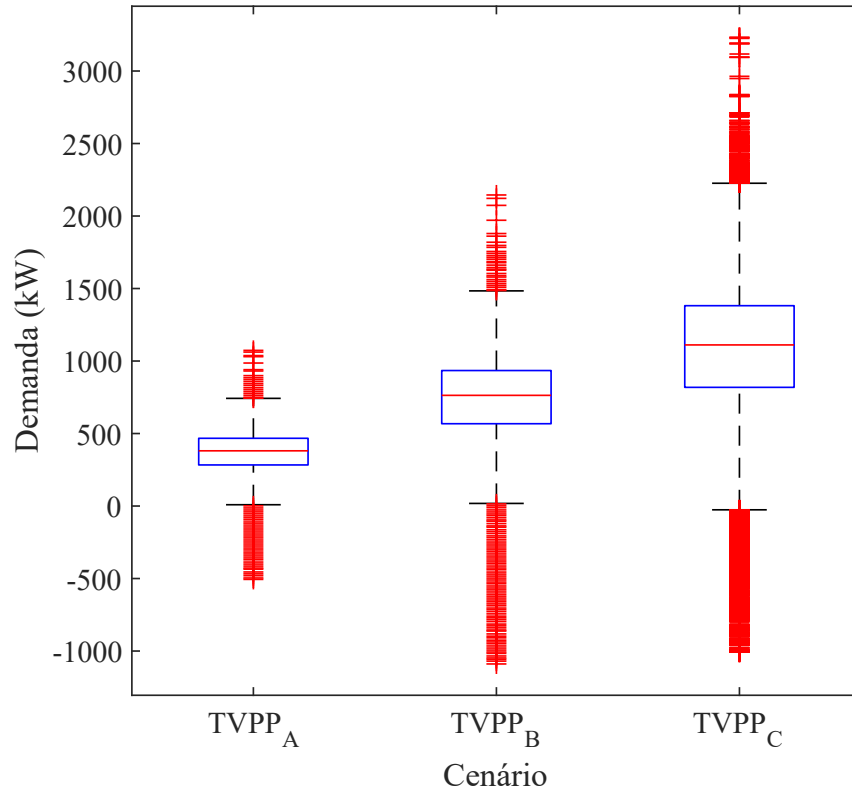
Tabela 41 – Comparativo do valor máximo do  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido

Usina virtual	Valor máximo de $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$		Variação (%)
	com $Lim_{int}$ inicial (kW)	com $Lim_{int}$ reduzido (kW)	
$TVPP_A$	$1,075\ 40 \times 10^3$	$7,420\ 00 \times 10^2$	-31,00%
$TVPP_B$	$2,149\ 10 \times 10^3$	$1,484\ 00 \times 10^3$	-30,95%
$TVPP_C$	$3,230\ 90 \times 10^3$	$2,226\ 00 \times 10^3$	-31,10%

Fonte: elaborado pelo autor

Com a eliminação dos *outliers* superiores de  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$ , obteve-se redução de 30,9% a 31,1% na demanda máxima.

Figura 43 –  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com o  $Lim_{int}$  inicial



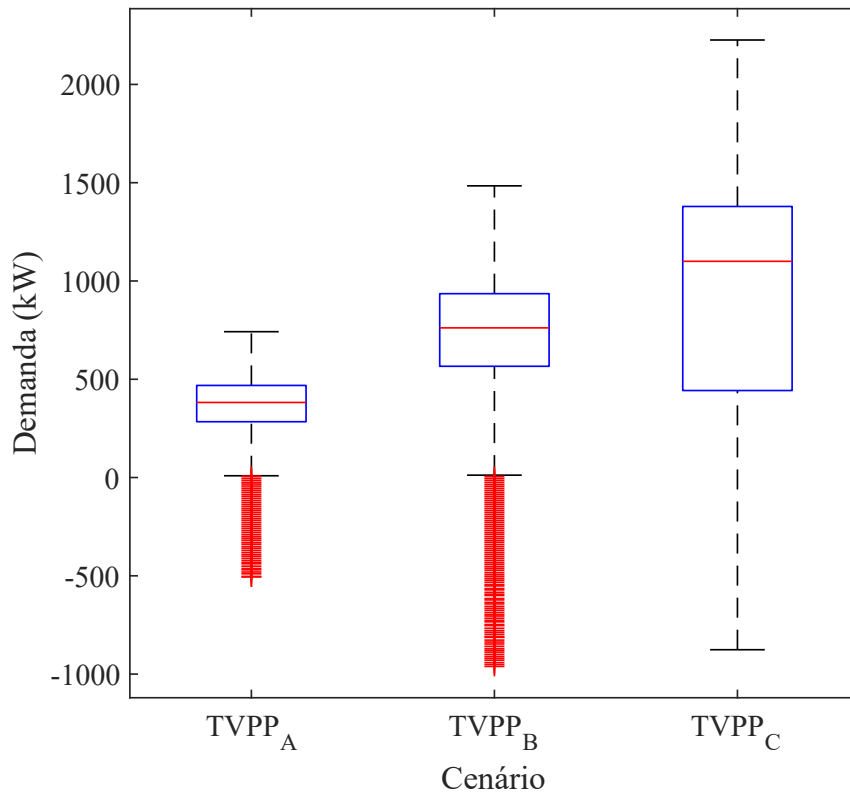
Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 42 – Comparativo do  $CPL_{min}$  com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido

Usina virtual	$CPL_{min}$		Variação (%)
	com $Lim_{int}$ inicial (milhões de USD)	com $Lim_{int}$ reduzido (milhões de USD)	
$TVPP_A$	8,42	8,48	0,71%
$TVPP_B$	15,81	15,90	0,59%
$TVPP_C$	24,15	24,35	0,82%

Fonte: elaborado pelo autor



Figura 44 –  $\Sigma Dem_{rede}^{CAg}$  com o  $Lim_{int}$  reduzido

Fonte: elaborado pelo autor

A Tabela 42 apresenta o comparativo do  $CPL_{min}$  com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido.

O  $CPL_{min}$  com o  $Lim_{int}$  reduzido aumentou de 0,59% a 0,82% em relação à situação com o  $Lim_{int}$  inicial.

A Tabela 43 apresenta o comparativo do custo de TOU-D-PRIME com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido.

Tabela 43 – Comparativo do custo de TOU-D-PRIME com  $Lim_{int}$  inicial e reduzido

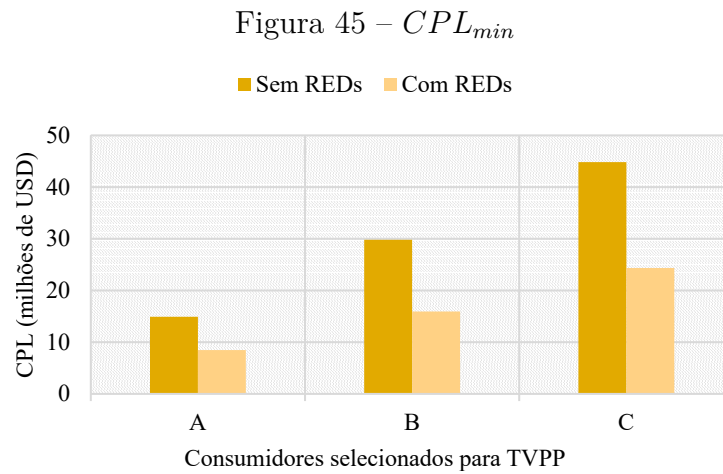
Usina virtual	Custo de TOU-D-PRIME		
	com $Lim_{int}$ inicial (milhões de USD)	com $Lim_{int}$ reduzido (milhões de USD)	Variação (%)
$TVPP_A$	$3,493\ 64 \times 10^{-1}$	$3,539\ 77 \times 10^{-1}$	1,32%
$TVPP_B$	$6,938\ 25 \times 10^{-1}$	$7,116\ 27 \times 10^{-1}$	2,57%
$TVPP_C$	1,140 12	1,191 69	4,52%

Fonte: elaborado pelo autor

Um  $Lim_{int}$  ajustado menor do que o inicial forçou os consumidores agregados a comprar mais energia da rede para atender à mesma carga bruta. O custo de TOU-D-PRIME com o  $Lim_{int}$  reduzido aumentou de 1,32% a 4,52% em relação à situação com o  $Lim_{int}$  inicial.

### A.2.1.2 Custo Presente Líquido mínimo

A Figura 45 apresenta os resultados de  $CPL_{min}$ .



Fonte: elaborado pelo autor

Para as configurações de TVPPs avaliadas, o  $CPL_{min}$  com SFVs e SAEB é menor do que sem REDs, demonstrando que a opção de investir em REDs é economicamente vantajosa.

A redução do  $CPL_{min}$  com REDs em relação ao  $CPL_{min}$  sem REDs foi de, respectivamente, 43,2%, 46,7% e 45,7% para os consumidores selecionados para a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$ .

A configuração com SFVs e SAEB resultou em menor  $CPL_{min}$  para todas as TVPPs quando comparada com uma configuração somente com SFVs.

### A.2.1.3 Investimento inicial

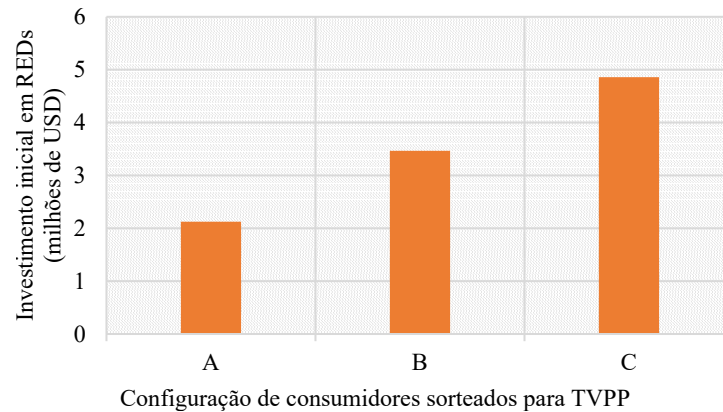
A Figura 46 apresenta os resultados de  $Inv_{ini}$ .

O resultado comparativo de  $Inv_{ini}$  é informativo e não permite a comparação da atratividade econômica de projetos como é o caso da comparação por meio do  $CPL_{min}$ .

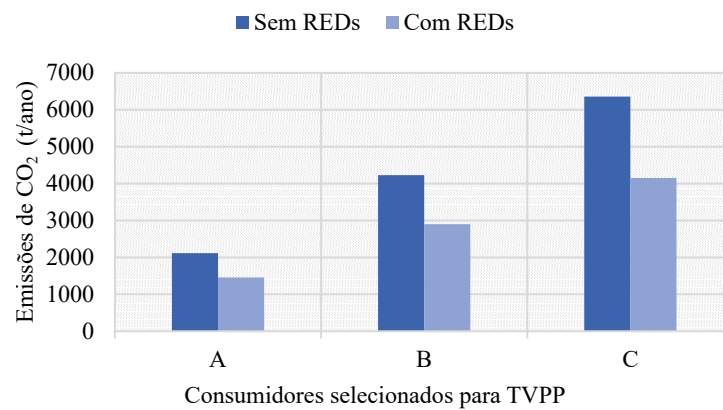
### A.2.1.4 Emissões

A Figura 47 apresenta os resultados de  $Em_{CO_2}$ .

A redução das  $Em_{CO_2}$  com REDs em relação às  $Em_{CO_2}$  sem REDs foi de, respectivamente, 31,14%, 31,38% e 34,66% para os consumidores selecionados para a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$ .

Figura 46 –  $Inv_{ini}$ 

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 47 –  $Em_{CO_2}$ 

Fonte: elaborado pelo autor

#### A.2.1.5 Capacidade agregada de Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias

A Figura 48 apresenta os resultados de capacidade agregada de SFVs e SAEB.

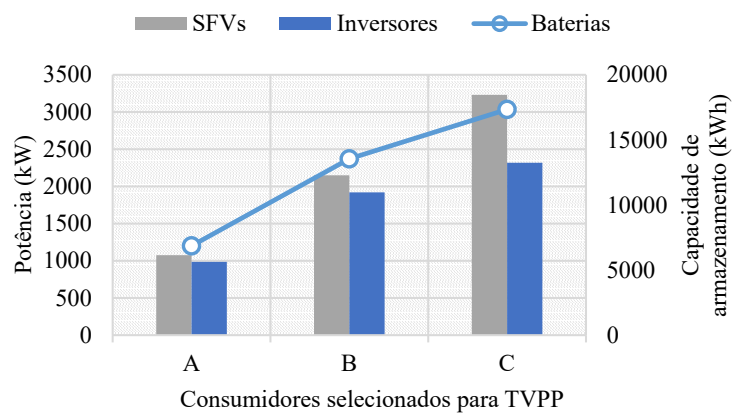
A capacidade agregada de SFVs e SAEB será desagregada de forma proporcional à demanda máxima dos respectivos consumidores para uso na Etapa 1A.

#### A.2.1.6 Síntese de resultados

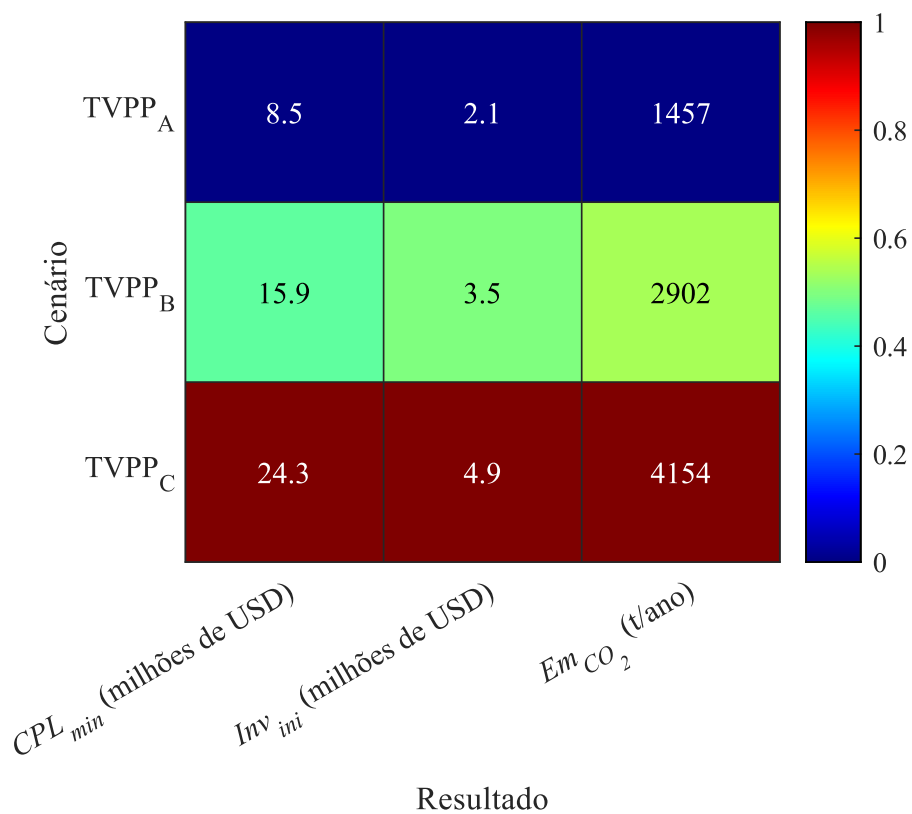
Esta seção apresenta uma síntese de resultados por meio de mapas de calor em escala normalizada, permitindo a visualização da diferença de grandezas em escala, por TVPP.

A Figura 49 apresenta uma síntese dos resultados de  $CPL_{min}$ ,  $Inv_{ini}$  e  $Em_{CO_2}$ .

Figura 48 – Capacidade agregada de SFVs e SAEB



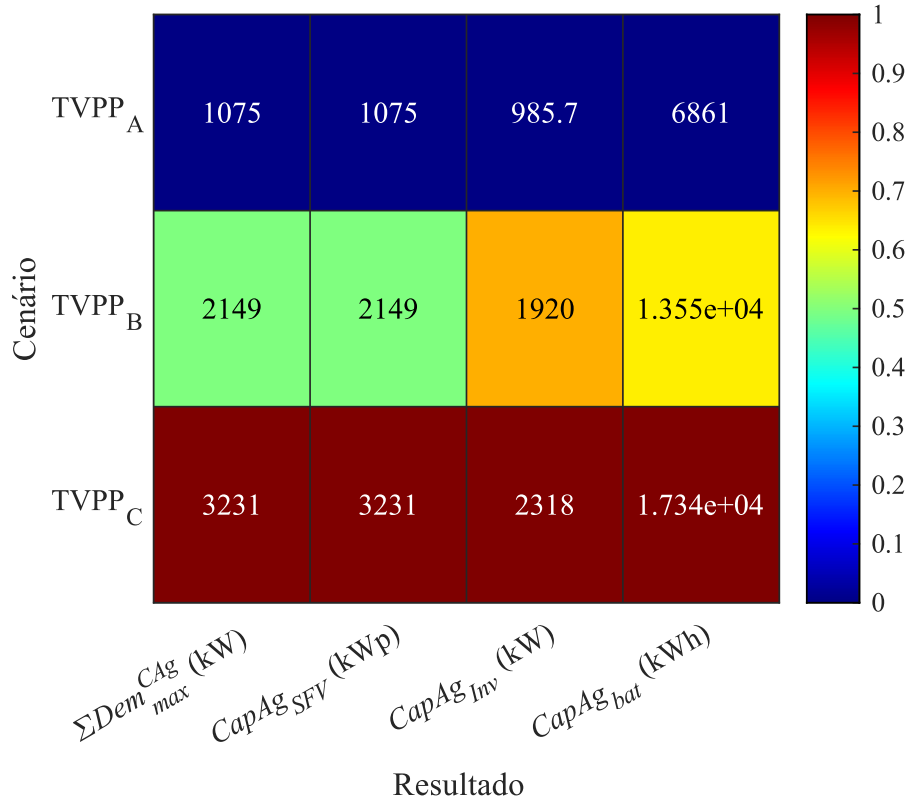
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 49 – Síntese dos resultados de  $CPL_{min}$ ,  $Inv_{ini}$  e  $Em_{CO_2}$ 

Fonte: elaborado pelo autor

A Figura 50 apresenta uma síntese dos resultados de  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ , capacidade agregada de SFVs ( $CapAg_{SFV}$ ), capacidade agregada de inversores ( $CapAg_{Inv}$ ) e capacidade agregada de armazenamento de energia das baterias ( $CapAg_{bat}$ ).

Figura 50 – Síntese dos resultados de capacidade agregada de SFVs e SAEB



Fonte: elaborado pelo autor

## A.2.2 Etapa 1A

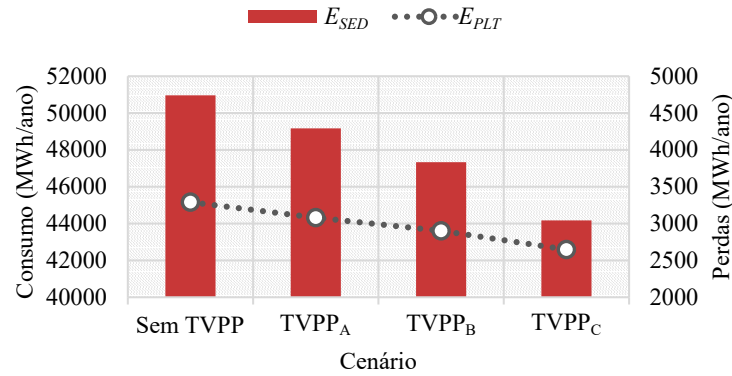
Nesta seção são apresentados os efeitos das TVPPs sobre o SD.

### A.2.2.1 Energia consumida da Subestação de Distribuição e perdas ativas totais nas linhas e transformadores do Sistema de Distribuição

A Figura 51 apresenta o  $E_{SED}$  e as  $E_{PLT}$ .

As reduções do  $E_{SED}$  com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPPs foram de, respectivamente, 3,5%, 7,1% e 13,3%.

As reduções das  $E_{PLT}$  com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPPs foram de, respectivamente, 6,4%, 11,8% e 19,5%.

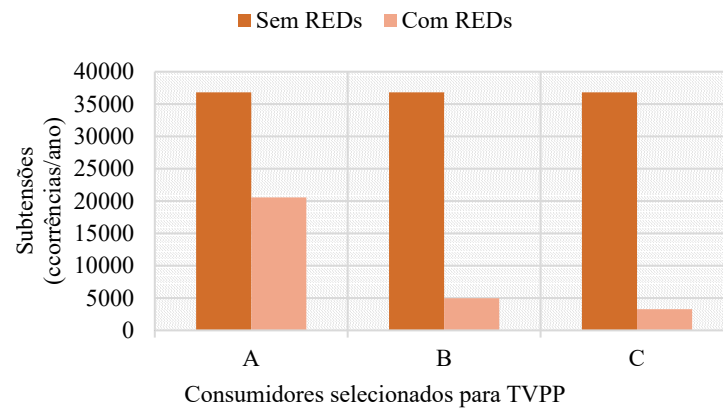
Figura 51 –  $E_{SED}$  e  $E_{PLT}$ 

Fonte: elaborado pelo autor

#### A.2.2.2 Ocorrências de violação de tensão nos consumidores do Sistema de Distribuição

As Figuras 52 e 53 apresentam, respectivamente, as ocorrências de subtensões ( $Sub_V$ ) e sobretensões ( $Sob_V$ ) em todos os consumidores do SD.

Figura 52 – Ocorrências de subtensões nos consumidores do SD



Fonte: elaborado pelo autor

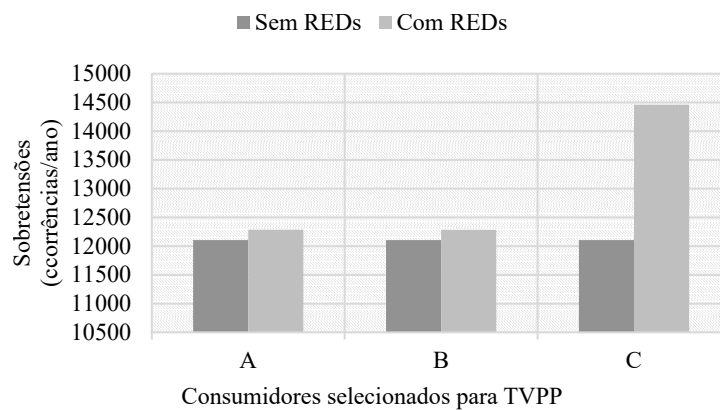
As reduções das  $Sub_V$  com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPPs foram de, respectivamente, 44,1%, 86,5% e 91,10%.

Os aumentos das  $Sob_V$  com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPPs foram de, respectivamente, 1,5%, 1,5% e 19,5%.

#### A.2.2.3 Tensões nos consumidores do Sistema de Distribuição

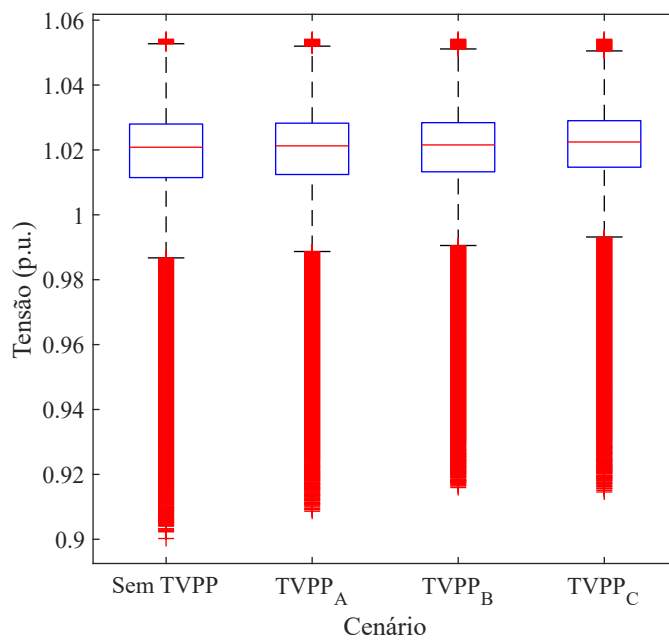
A Figura 54 apresenta as tensões dos consumidores do SD.

Figura 53 – Ocorrências de sobretensões nos consumidores do SD



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 54 – Tensões dos consumidores do SD



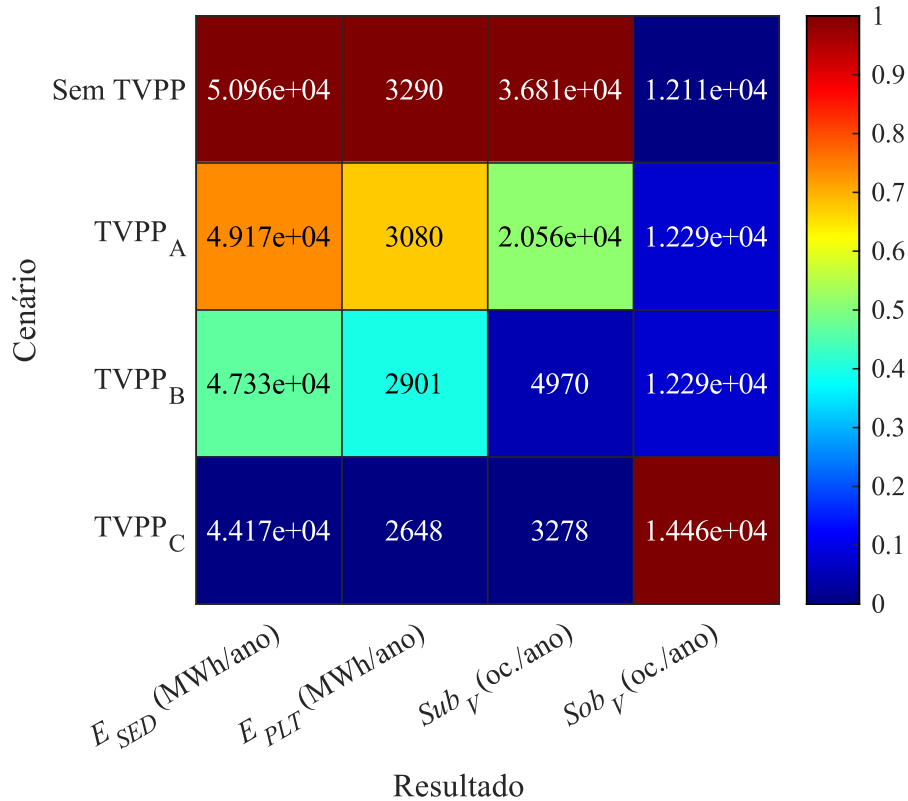
Fonte: elaborado pelo autor

#### A.2.2.4 Síntese de resultados

Esta seção apresenta uma síntese de resultados por meio de mapas de calor em escala normalizada, permitindo a visualização da diferença de grandezas em escala, por TVPP.

A Figura 55 apresenta uma síntese dos resultados de  $E_{SED}$ ,  $E_{PLT}$ ,  $Sub_V$  e  $Sob_V$ .

Figura 55 – Síntese dos resultados de  $E_{SED}$ ,  $E_{PLT}$ ,  $Sub_V$  e  $Sob_V$



Fonte: elaborado pelo autor

As reduções de  $E_{SED}$ ,  $E_{PLT}$  e  $Sub_V$  com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram tanto maiores quanto maior o  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$  da TVPP.

Os aumentos de  $Sob_V$  com a  $TVPP_A$  e a  $TVPP_B$  foram iguais. O aumento de  $Sob_V$  com a  $TVPP_C$ , com o maior  $\Sigma Dem_{max}^{CAg}$ , foi o maior dentre as TVPPs.

#### A.2.2.5 Monitoramento da barra de Alta Tensão da Subestação de Distribuição

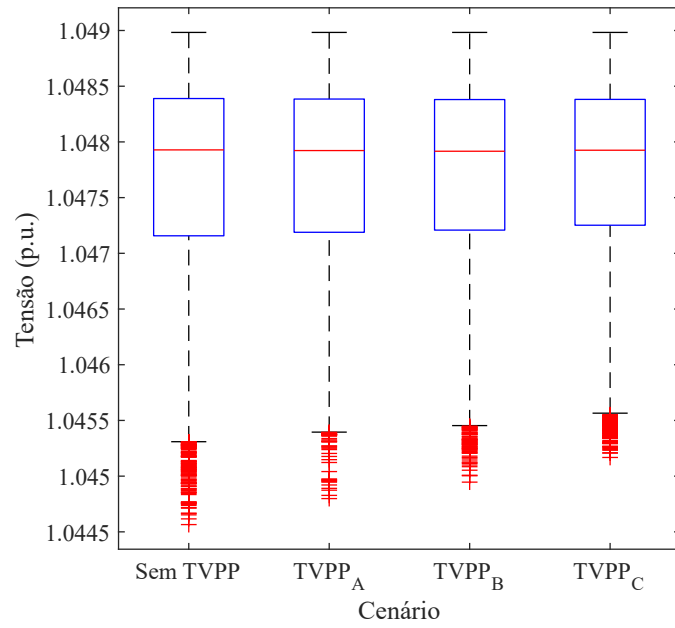
Esta seção apresenta os efeitos das TVPPs sobre a barra de AT da SED .

##### A.2.2.5.1 Módulos das tensões nodais

As Figuras 56, 57 e 58 apresentam, respectivamente, o módulo da tensão nodal nas fases A, B e C da barra de AT da SED , por cenário de TVPP.

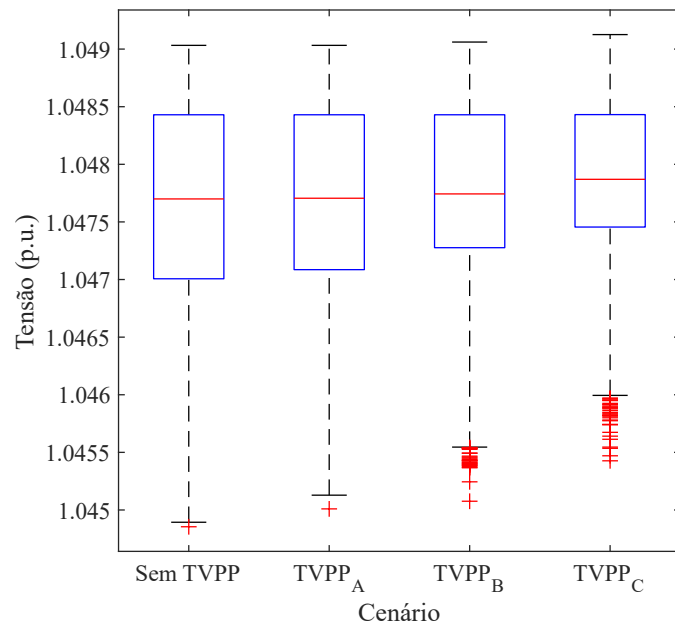


Figura 56 – Módulo da tensão nodal na fase A da barra de AT da SED



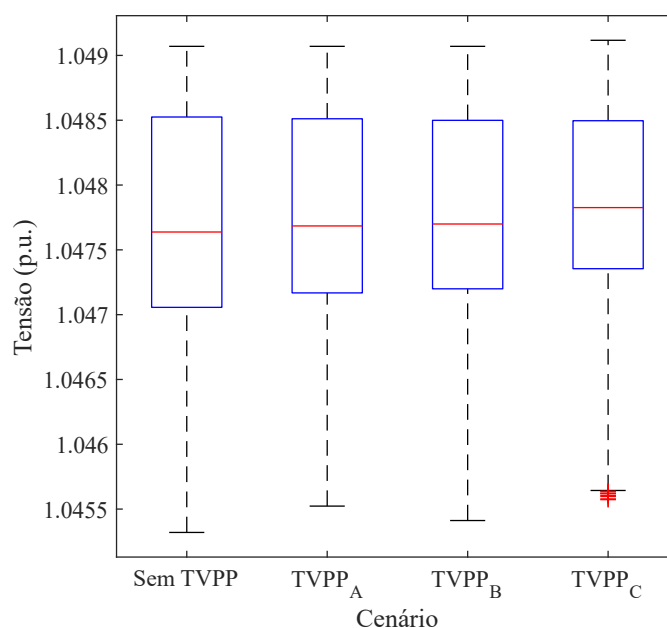
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 57 – Módulo da tensão nodal na fase B da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 58 – Módulo da tensão nodal na fase C da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Não houve violação dos limites mínimo e máximo dos módulos das tensões nodais das fases A, B e C da barra de AT da SED nos cenários avaliados.

#### A.2.2.5.2 Módulos das correntes injetadas

As Figuras 59, 60 e 61 apresentam, respectivamente, o módulo da corrente injetada nos nós correspondentes às fases A, B e C da barra de AT da SED, por configuração de TVPP.

As reduções do valor máximo do módulo da corrente injetada na fase A da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,5%, 7,2% e 12,0%.

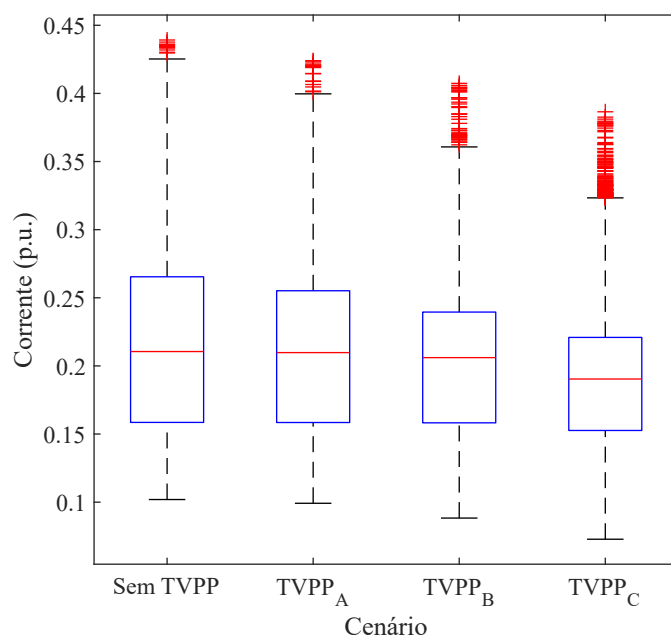
As reduções do valor máximo do módulo da corrente injetada na fase B da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,6%, 6,9% e 8,3%.

As reduções do valor máximo do módulo da corrente injetada na fase C da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,7%, 6,5% e 11,2%.

#### A.2.2.5.3 Demanda por fase

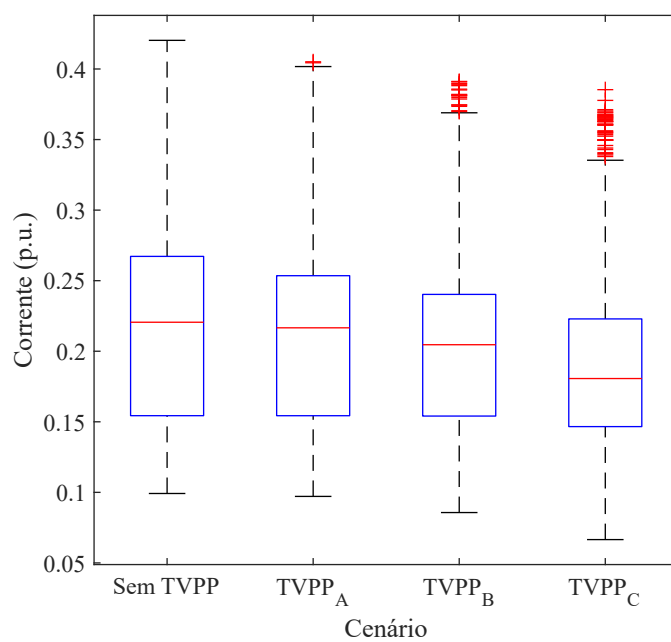
As Figuras 62, 63 e 64 apresentam, respectivamente, a demanda das fases A, B e C da barra de AT SED, por configuração de TVPP.

Figura 59 – Módulo da corrente injetada na fase A da barra de AT da SED



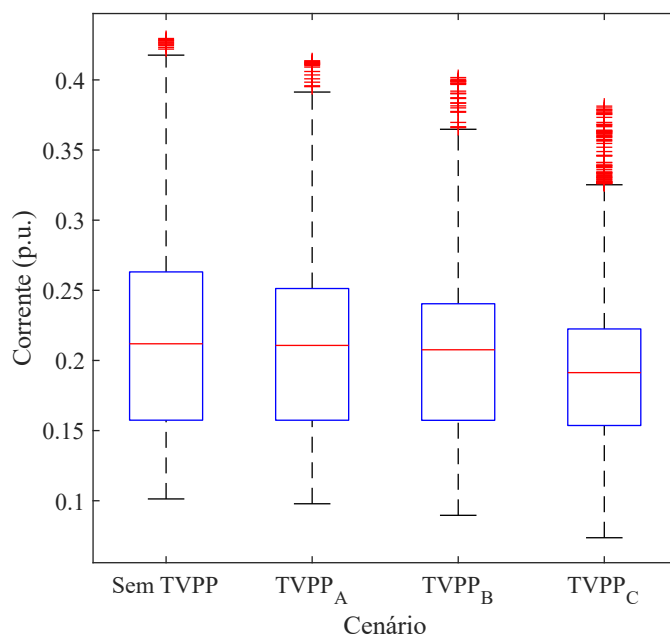
Fonte:elaborado pelo autor

Figura 60 – Módulo da corrente injetada na fase B da barra de AT da SED



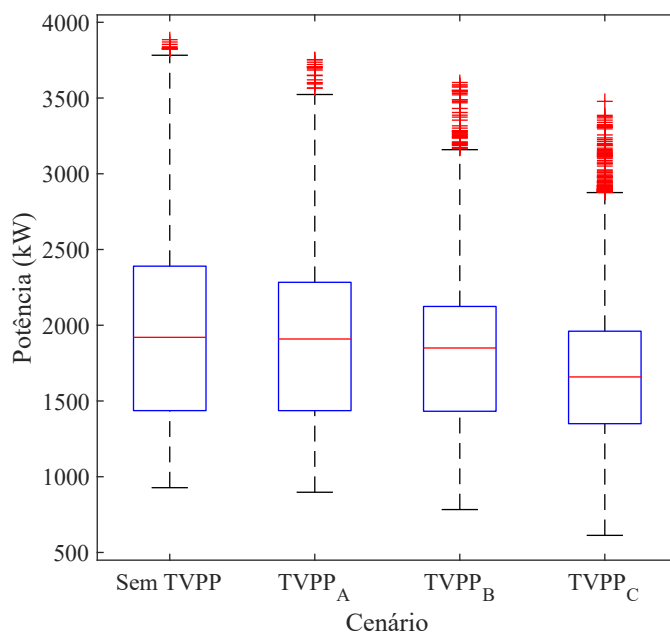
Fonte:elaborado pelo autor

Figura 61 – Módulo da corrente injetada na fase C da barra de AT da SED



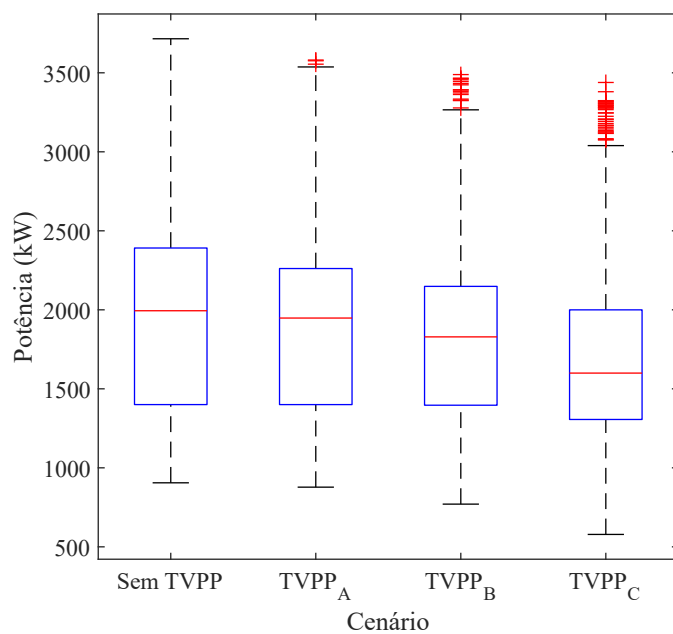
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 62 – Demanda da fase A da barra de AT da SED



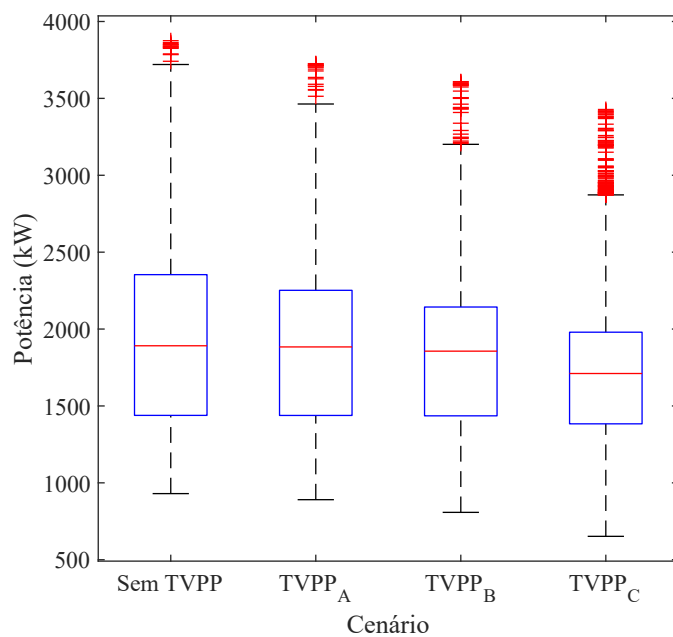
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 63 – Demanda da fase B da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 64 – Demanda da fase C da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Os valores positivos de demanda indicam que não houve fluxo de potência ativa reverso na barra de AT da SED .

As reduções do valor máximo da demanda da fase A da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,4%, 7,3% e 10,5%.

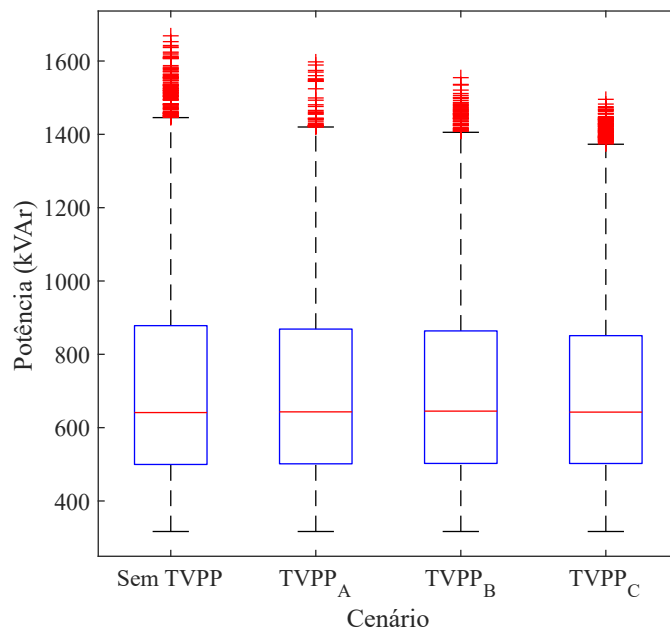
As reduções do valor máximo da demanda da fase B da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,6%, 6,1% e 7,4%.

As reduções do valor máximo da demanda da fase C da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,9%, 6,9% e 11,5%.

#### A.2.2.5.4 Potência reativa por fase

As Figuras 65, 66 e 67 apresentam, respectivamente, a potência reativa nas fases A, B e C da barra de AT SED , por configuração de TVPP.

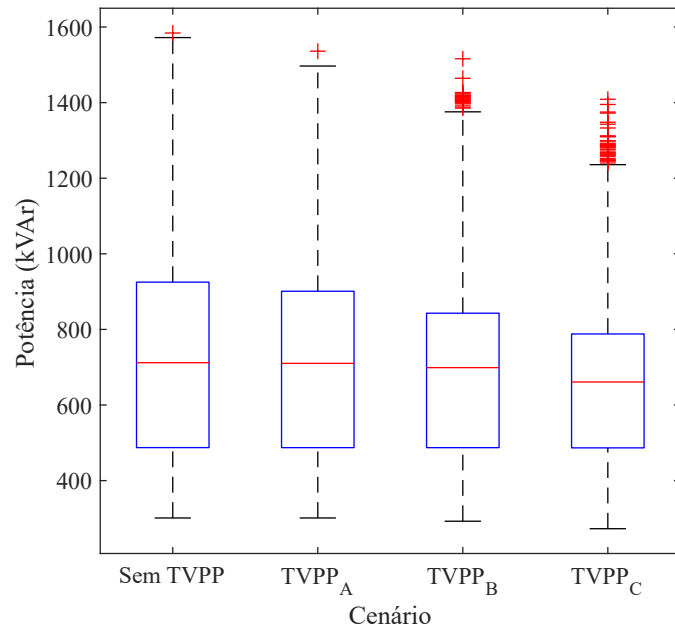
Figura 65 – Potência reativa na fase A da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

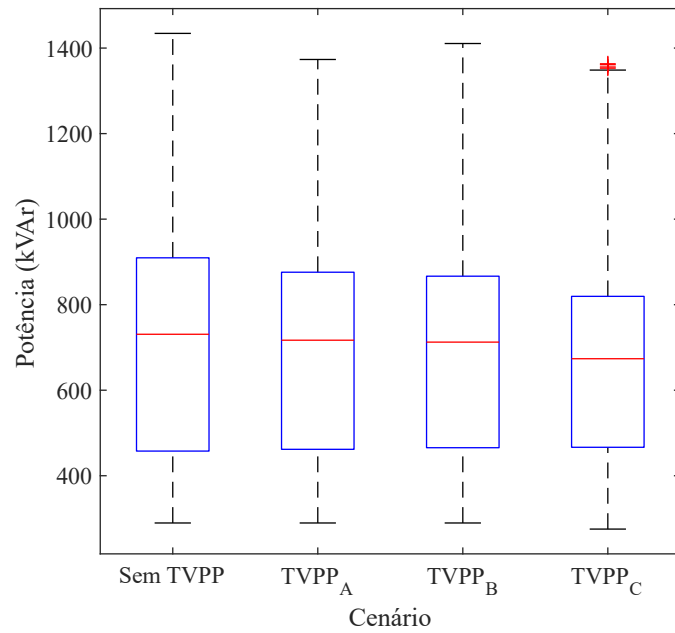
As reduções do valor máximo da potência reativa da fase A da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 4,3%, 6,8% e 10,4%.

Figura 66 – Potência reativa na fase B da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 67 – Potência reativa na fase C da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

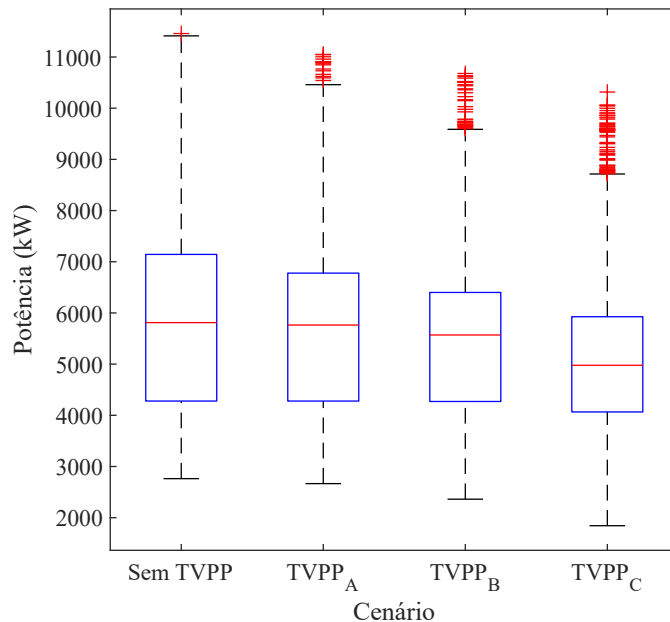
As reduções do valor máximo da potência reativa da fase B da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,0%, 4,3% e 11,1%.

As reduções do valor máximo da potência reativa da fase C da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 4,3%, 1,7% e 5,0%.

#### A.2.2.5.5 Demanda trifásica

A Figura 68 apresenta a demanda trifásica da barra de AT da SED, por configuração de TVPP.

Figura 68 – Demanda trifásica da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

As reduções do valor máximo da demanda trifásica da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,6%, 6,8% e 10,0%.

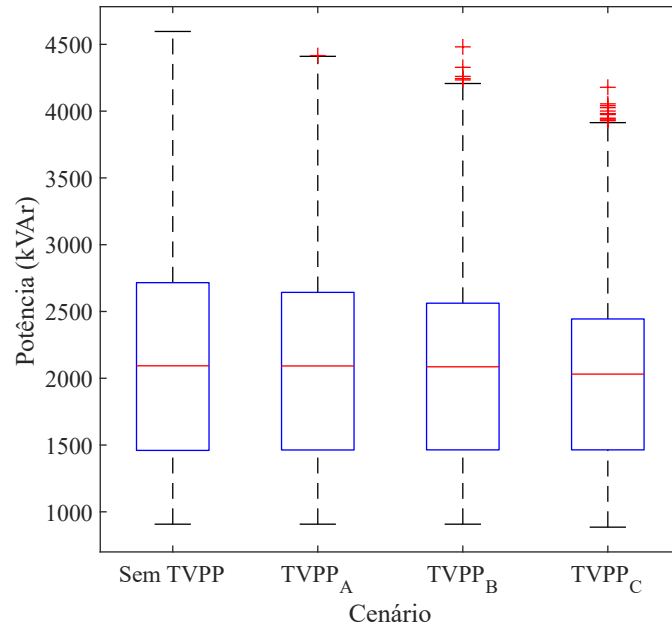
#### A.2.2.5.6 Potência reativa trifásica

A Figura 69 apresenta a potência reativa trifásica na barra de AT da SED, por configuração de TVPP.

As reduções do valor máximo da potência reativa trifásica da barra de AT da SED com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  em relação ao caso sem TVPP foram de, respectivamente, 3,9%, 2,5% e 9,1%.



Figura 69 – Potência reativa trifásica na barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

#### A.2.2.5.7 Fator de potência visto a partir da Subestação de Distribuição, por fase

As Figuras 70, 71 e 72 apresentam, respectivamente, o fator de potência visto a partir da SED por a partir das fases A, B e C da barra de AT, por configuração de TVPP.

O fator de potência máximo visto a partir da fase A da barra de AT da SED sem TVPP foi de 0,9700 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente, 0,9700, 0,9696 e 0,9677.

O fator de potência máximo visto a partir da fase B da barra de AT da SED sem TVPP foi de 0,9579 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente, 0,9529, 0,9508 e 0,9508.

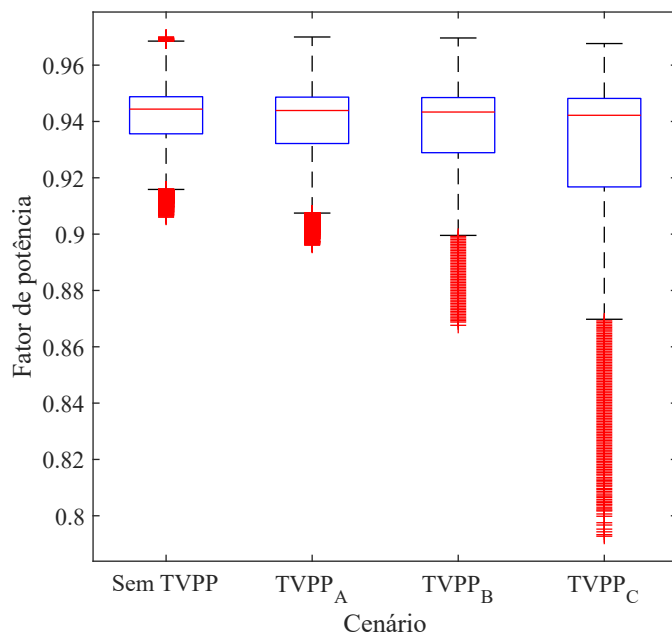
O fator de potência máximo visto a partir da fase C da barra de AT da SED sem TVPP foi de 0,9804 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente, 0,9770, 0,9770 e 0,9764.

O fator de potência mínimo visto a partir da fase A da barra de AT da SED sem TVPP foi de 0,9060 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente 0,8961, 0,8676 e 0,7927.

O fator de potência mínimo visto a partir da fase B da barra de AT da SED sem TVPP foi de 0,9045 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente 0,8987, 0,9007 e 0,8334.

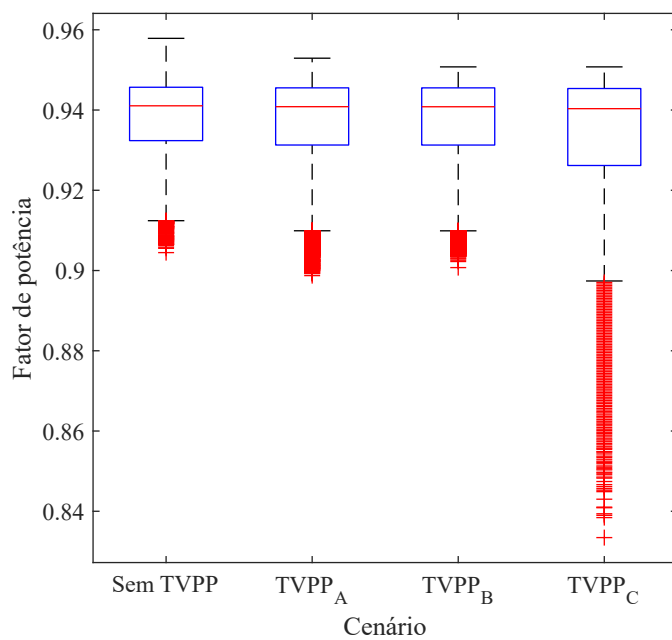
O fator de potência mínimo visto a partir da fase C da barra de AT da SED sem

Figura 70 – Fator de potência visto a partir da fase A da barra de AT da SED



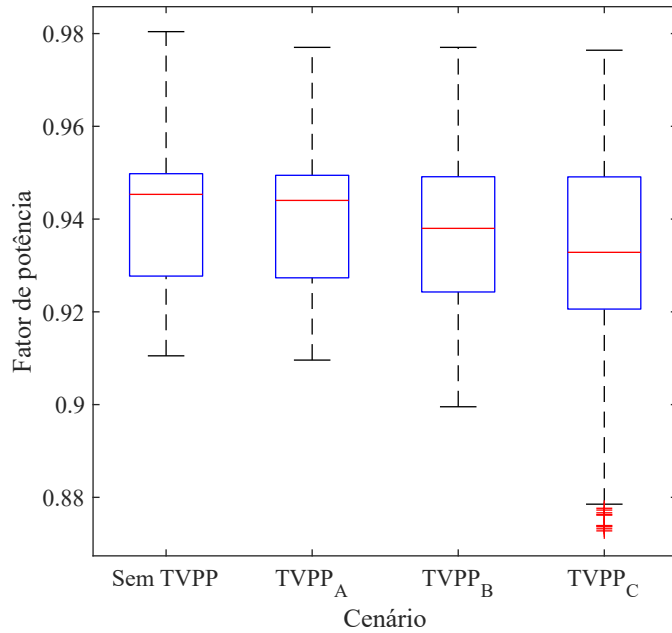
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 71 – Fator de potência visto a partir da fase B da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 72 – Fator de potência visto a partir da fase C da barra de AT da SED



Fonte: elaborado pelo autor

TVPP foi de 0,9105 e com a  $TVPP_A$ , a  $TVPP_B$  e a  $TVPP_C$  foi de, respectivamente 0,9096, 0,8995 e 0,8728.

### A.2.3 Etapa 2

#### A.2.3.1 Informações básicas das simulações

A Tabela 44 apresenta as informações básicas das simulações.

Tabela 44 – Informações básicas das simulações

Descrição	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Análise do espaço de estados</i>			
Probabilidade do Caso Base do NH2 (%)	$5,883\ 33 \times 10^1$	$5,883\ 33 \times 10^1$	0,00%
Probabilidade das contingências analisadas (%)	$3,952\ 00 \times 10^1$	$3,952\ 00 \times 10^1$	0,00%
Porcentagem analisada do Espaço de Estados (%)	$9,835\ 33 \times 10^1$	$9,835\ 33 \times 10^1$	0,00%
<i>Eventos simulados</i>			
Total de eventos agendados	20100	20100	0,00%
Total de eventos simulados	20100	20100	0,00%
Eventos válidos	19703	19703	0,00%
Eventos retirados da estatística	397	397	0,00%
<i>Eventos válidos por avaliação de adequação</i>			
Sem violação	14251	14251	0,00%
Com violação (com e sem corte de carga)	5452	5452	0,00%
Com ilhamento	1051	1051	0,00%
Com colapso	0	0	0,00%
Com corte de carga	1405	1353	-3,70%

Fonte: elaborado pelo autor

Observou-se redução do número de eventos válidos por avaliação de adequação com corte de carga em ambos os cenários comparativos, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

#### A.2.3.2 Índices de confiabilidade sistêmicos

A Tabela 45 apresenta os índices de confiabilidade sistêmicos.

Tabela 45 – Índices de confiabilidade sistêmicos

Índice	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
LOLP	%	$9,467\,00 \times 10^{-1}$	$9,322\,53 \times 10^{-1}$	-1,53%
LOLE	h/ano	$8,293\,09 \times 10^1$	$8,166\,54 \times 10^1$	-1,53%
LOLF	ocorrências/ano	$1,083\,26 \times 10^1$	$1,062\,71 \times 10^1$	-1,90%
LOLD	h	7,655 67	7,684 66	0,38%
EPNS	MW	$2,913\,80 \times 10^{-1}$	$2,892\,87 \times 10^{-1}$	-0,72%
EENS	MWh/ano	$2,552\,48 \times 10^3$	$2,534\,16 \times 10^3$	-0,72%
IS	min	$4,175\,27 \times 10^1$	$4,145\,30 \times 10^1$	-0,72%
ICE	%	$9,999\,21 \times 10^1$	$9,999\,21 \times 10^1$	0,00%
	Carga (MW)	$3,668\,00 \times 10^3$	$3,668\,00 \times 10^3$	0,00%

Fonte: elaborado pelo autor

Observou-se redução da LOLP, LOLE, LOLF, EPNS, EENS e IS em ambos os cenários comparativos, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

Conforme apresentado na Seção 3.3.7, a LOLD equivale à relação LOLP/LOLF multiplicada pelo número de horas do ano. Os resultados indicaram uma redução da LOLF maior do que a da LOLP no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*, e uma correspondente variação positiva na LOLD.

#### A.2.3.3 Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos

A Tabela 46 apresenta a probabilidade, o número de casos e o número de casos por modos de falha disjuntos.

Observou-se redução do número de casos com corte de carga de alguns modos de falha disjuntos, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

A Tabela 47 apresenta a LOLP, a LOLF e a EENS por modos de falha disjuntos.

Observou-se redução da LOLP, da LOLF e da EENS de alguns modos de falha, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

#### A.2.3.4 Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

A Tabela 48 apresenta os índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos.

Tabela 46 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - probabilidade e número de casos

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$7,816\,96 \times 10^{-1}$	$7,816\,96 \times 10^{-1}$	0,00%
Sobrecarga	%	$7,276\,19 \times 10^{-3}$	$7,276\,19 \times 10^{-3}$	0,00%
Tensão	%	4,405 51	4,405 51	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga	%	$1,314\,42 \times 10^{-5}$	$1,314\,42 \times 10^{-5}$	0,00%
Ilhamento + Tensão	%	$2,670\,54 \times 10^{-2}$	$2,670\,54 \times 10^{-2}$	0,00%
Sobrecarga + Tensão	%	$2,969\,48 \times 10^{-1}$	$2,969\,48 \times 10^{-1}$	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	$2,078\,87 \times 10^{-3}$	$2,078\,87 \times 10^{-3}$	0,00%
Colapso	%	0	0	–
Total	%	5,520 23	5,520 23	0,00%
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	oc./ano	911	911	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	11	11	0,00%
Tensão	oc./ano	4573	4573	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	1	1	0,00%
Ilhamento + Tensão	oc./ano	128	128	0,00%
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	400	400	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	11	11	0,00%
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	6035	6035	0,00%
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	oc./ano	911	911	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	5	4	-20,00%
Tensão	oc./ano	204	204	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	1	1	0,00%
Ilhamento + Tensão	oc./ano	128	128	0,00%
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	145	94	-35,17%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	11	11	0,00%
Colapso	oc./ano	0	0	–
Total	oc./ano	1405	1353	-3,70%

Fonte: elaborado pelo autor

Observou-se redução da LOLP, da LOLF, da EENS e do número de casos com corte de carga de alguns modos de falha, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

#### A.2.3.5 Cortes de carga em amostras de contingências

A Tabela 49 apresenta os cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

onde o número entre parênteses indica o número do circuito, e os nomes das barras foram abreviados.

Verifica-se que os tipos de contingências das amostras são dupla de transmissão e dupla de geração mais transmissão.

Tabela 47 – Índices de confiabilidade por modos de falha disjuntos - LOLP, LOLF e EENS

Modos de falha disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$7,816\,96 \times 10^{-1}$	$7,816\,96 \times 10^{-1}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,360\,93 \times 10^{-3}$	$2,954\,79 \times 10^{-3}$	-12,08%
Tensão	%	$9,505\,57 \times 10^{-2}$	$9,505\,57 \times 10^{-2}$	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga	%	$1,314\,42 \times 10^{-5}$	$1,314\,42 \times 10^{-5}$	0,00%
Ilhamento + Tensão	%	$2,670\,54 \times 10^{-2}$	$2,670\,54 \times 10^{-2}$	0,00%
Sobrecarga + Tensão	%	$4,785\,93 \times 10^{-2}$	$3,334\,87 \times 10^{-2}$	-30,32%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	%	$2,078\,87 \times 10^{-3}$	$2,078\,87 \times 10^{-3}$	0,00%
Colapso	%	0	0	-
Total	%	$9,567\,70 \times 10^{-1}$	$9,418\,53 \times 10^{-1}$	-1,56%
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	8,2777	8,727 77	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$2,3910 \times 10^{-2}$	$2,528\,36 \times 10^{-2}$	-13,98%
Tensão	oc./ano	1,9735	1,097 35	0,00%
Ilhamento + Sobrecarga	oc./ano	$1,0469 \times 10^{-4}$	$1,804\,69 \times 10^{-4}$	0,00%
Ilhamento + Tensão	oc./ano	$4,1248 \times 10^{-1}$	$4,412\,48 \times 10^{-1}$	0,00%
Sobrecarga + Tensão	oc./ano	$5,7939 \times 10^{-1}$	$3,895\,55 \times 10^{-1}$	-34,85%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	oc./ano	$2,827\,51 \times 10^{-2}$	$2,827\,51 \times 10^{-2}$	0,00%
Colapso	oc./ano	0	0	-
Total	oc./ano	$1,092\,22 \times 10^1$	$1,070\,97 \times 10^1$	-1,95%
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$2,261\,61 \times 10^3$	$2,261\,61 \times 10^3$	0,00%
Sobrecarga	MWh/ano	6,548 44	5,048 86	-22,90%
Tensão	MWh/ano	$6,483\,69 \times 10^1$	$6,471\,97 \times 10^1$	-0,18%
Ilhamento + Sobrecarga	MWh/ano	$2,118\,63 \times 10^{-1}$	$2,118\,63 \times 10^{-1}$	0,00%
Ilhamento + Tensão	MWh/ano	$7,607\,83 \times 10^1$	$7,607\,81 \times 10^1$	0,00%
Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	$2,197\,40 \times 10^2$	$1,983\,71 \times 10^2$	-9,72%
Ilhamento + Sobrecarga + Tensão	MWh/ano	6,546 59	5,935 81	-9,33%
Colapso	MWh/ano	0	0	-
Total	MWh/ano	$2,635\,57 \times 10^3$	$2,611\,97 \times 10^3$	-0,90%

Fonte: elaborado pelo autor

A maior redução de corte de carga no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase* foi de 9,27 MW.

#### A.2.3.6 Despachos de usinas virtuais em amostras de contingências

A Tabela 50 apresenta os resultados de  $P_{redesp}^{TVPPs}$  para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência no *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*.

A  $P_{redesp}^{TVPPs}$  variou de 67,9% a 87,0% do potencial total de geração virtual das TVPPs.

Tabela 48 – Índices de confiabilidade por modos de falha não disjuntos

Modos de falha não disjuntos	Unidade	<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Variação
<i>Probabilidade</i>				
Ilhamento	%	$8,10494 \times 10^{-1}$	$8,10494 \times 10^{-1}$	0,00%
Sobrecarga	%	$3,06316 \times 10^{-1}$	$3,06316 \times 10^{-1}$	0,00%
Tensão	%	4,73124	4,73124	0,00%
<i>Número de casos</i>				
Ilhamento	ocorrências	1051	1051	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	423	423	0,00%
Tensão	ocorrências	5112	5112	0,00%
<i>Número de casos com corte de carga</i>				
Ilhamento	ocorrências	1051	1051	0,00%
Sobrecarga	ocorrências	162	110	-32,10%
Tensão	ocorrências	488	437	-10,45%
<i>LOLP</i>				
Ilhamento	%	$8,10494 \times 10^{-1}$	$8,10494 \times 10^{-1}$	0,00%
Sobrecarga	%	$5,33123 \times 10^{-2}$	$3,83955 \times 10^{-2}$	-27,98%
Tensão	%	$1,71699 \times 10^{-1}$	$1,57189 \times 10^{-1}$	-8,45%
<i>LOLF</i>				
Ilhamento	oc./ano	9,19748	9,19748	0,00%
Sobrecarga	oc./ano	$6,55786 \times 10^{-1}$	$4,43294 \times 10^{-1}$	-32,40%
Tensão	oc./ano	2,16481	1,95643	-9,63%
<i>EENS</i>				
Ilhamento	MWh/ano	$2,34444 \times 10^3$	$2,34383 \times 10^3$	-0,03%
Sobrecarga	MWh/ano	$2,33047 \times 10^2$	$2,09568 \times 10^2$	-10,07%
Tensão	MWh/ano	$3,67202 \times 10^2$	$3,45105 \times 10^2$	-6,02%

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 49 – Cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	Probabilidade (%)	Corte de carga (MW)		
		<i>CasoBase</i>	<i>Caso1TVPPs</i>	Redução
Oli-V1 - Beq-V1(1) + Dar-V2 - Tur-V2(1)	$1,17070 \times 10^{-4}$	11,00	1,72	9,27
Oli-V1 - Beq-V1(1) + Cab-V2(10)	$9,89870 \times 10^{-5}$	124,46	115,19	9,27
Oli-V1 - Beq-V1(1) + Phi-V2 - WCa-V2(1)	$5,73161 \times 10^{-5}$	9,11	0	9,11
How-V2 - Phi-V2(1) + Bre-V1(10)	$1,04829 \times 10^{-3}$	8,92	0	8,92
How-V2 - Phi-V2(2) + Bre-V1(10)	$1,04829 \times 10^{-3}$	8,92	0	8,92

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 50 – Despachos de TVPPs nas amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga em potência do *Caso1TVPPs* em relação ao *CasoBase*

Contingência	$P_{redesp}^{TVPPs}$ (MW)
8:Oli-V1-9:Beq-V1(1)+76:Dar-V2-77:Tur-V2(1)	7,91
8:Oli-V1-9:Beq-V1(1)+80:Cab-V2(10)	9,92
8:Oli-V1-9:Beq-V1(1)+49:Phi-V2-50:WCa-V2(1)	7,74
42:How-V2-49:Phi-V2(1)+10:Bre-V1(10)	7,95
42:How-V2-49:Phi-V2(2)+10:Bre-V1(10)	7,95

Fonte: elaborado pelo autor



## APÊNDICE B – MODELO DE BATERIA MKIBAM

O modelo típico de bateria que será adotado no estudo de caso é o MKiBaM. Trata-se de um modelo simplificado que, no entanto, considera os fenômenos aplicáveis à bateria (HOMER ENERGY, 2021e).

O MKiBaM é baseado no KiBaM (HOMER ENERGY, 2021d; MANWELL; MCGOWAN, 1993).

Em relação ao KiBaM, no MKiBaM são acrescentados um resistor série, efeitos da temperatura sobre a capacidade, efeitos da temperatura sobre a taxa de degradação e degradação ciclo-a-ciclo baseada na profundidade de descarga DOD (HOMER ENERGY, 2021e).

O MKiBaM inclui (HOMER ENERGY, 2021e):

- Modelo funcional com resistor série;
- Modelo térmico;
- Degradação da vida-ciclagem baseada na DOD;
- Dependência da capacidade com a temperatura;
- Efeitos da temperatura na vida-calendário;
- *Rate dependent losses*.

O MKiBaM utiliza informações comumente disponíveis como, por exemplo, folhas de dados de baterias. O modelo utiliza o valor da massa da bateria para calcular a transferência de calor e o comportamento térmico (HOMER ENERGY, 2021e).

O modelo de bateria apresentado nesta seção é baseado em (HOMER ENERGY, 2021e; HOMER ENERGY, 2021d; HOMER ENERGY, 2021c; HOMER ENERGY, 2021a).

As principais características do *Modified Kinetic Model* são apresentadas nas subseções a seguir.

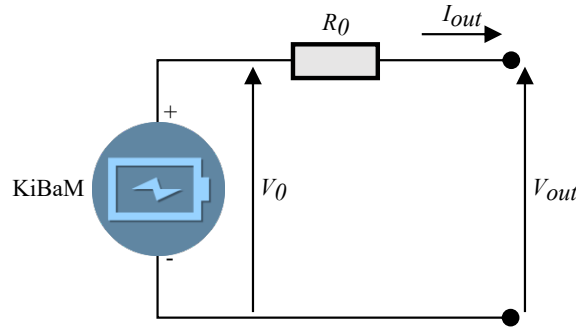
### B.0.0.0.1 Modelo funcional

O comportamento da bateria na simulações é governado por seu modelo funcional, cujos parâmetros afetam o montante de perdas, a energia disponível e a capacidade teórica da bateria (HOMER ENERGY, 2021a).

Dependendo de dados especificados em tabelas de temperatura versus capacidade, vida-ciclagem e temperatura versus vida-calendário no programa HOMER Grid, os parâmetros são ajustados durante a simulação para a degradação e a variação da capacidade com a temperatura no modelo (HOMER ENERGY, 2021a).

A Figura 73 apresenta o resistor série incluso no modelo funcional da bateria.

Figura 73 – Resistor série no modelo funcional da bateria



Fonte: adaptado de (HOMER ENERGY, 2021e)

A tensão nominal da bateria é a tensão sem carga. Além das perdas *round-trip*, há outras perdas por efeito Joule nos condutores e perdas no conversor, que não são convertidas em calor pelo modelo térmico da bateria e são especificadas por meio de percentual (HOMER ENERGY, 2021a).

A degradação é modelada por meio de um decréscimo gradual na capacidade de armazenamento e um aumento gradual na resistência do resistor série (HOMER ENERGY, 2021e).

A relação entre a potência de saída da bateria e a corrente que por ela circula é expressa por:

$$P_{out} = I_{out}V_{out} = V_0I_{out} - R_0I_{out}^2 \quad (\text{B.1})$$

onde  $P_{out}$  é a potência de saída da bateria;  $I_{out}$  é a corrente que circula pela bateria;  $V_{out}$  é a tensão de saída da bateria;  $V_0$  é a tensão interna do modelo da bateria; e  $R_0$  é a resistência do resistor série.

A equação B.1 denota uma relação quadrática entre  $P_{out}$  e  $I_{out}$ . A solução da equação para a corrente  $I_{out}$  é aplicada ao KiBaM para determinar seu estado para o passo de simulação seguinte, conforme equacionamento detalhado em (HOMER ENERGY, 2021d).

O valor de  $I_{out}$  correspondente ao valor máximo de  $P_{out}$ , sendo este a potência máxima de descarga da bateria, é obtido da seguinte forma:

$$P_{out}I_{out} = V_0 - 2R_0I_{out} = 0 \Rightarrow I_{P_{out},max} = \frac{V_0}{2R_0} \quad (\text{B.2})$$

onde  $I_{P_{out},max}$  é o valor da corrente  $I_{out}$  correspondente ao valor máximo de  $P_{out}$ .

#### B.0.0.0.2 Modelo térmico

A energia dissipada no resistor série do MKiBaM aumenta a temperatura do banco de baterias e, adicionalmente, calor é dissipado ou absorvido do ambiente por convecção.

A temperatura da bateria é estimada de modo simplificado a cada passo de simulação a partir de sua temperatura interna, das perdas convertidas em calor, da condutância térmica para o ambiente, da massa e da capacidade calorífica específica da bateria (HOMER ENERGY, 2021a; HOMER ENERGY, 2021e).

Os detalhes e equacionamento do modelo térmico estão indicados em (HOMER ENERGY, 2021e).

#### B.0.0.0.3 Degradação da vida-ciclagem baseada na profundidade de descarga

A vida-ciclagem de uma bateria corresponde ao número de ciclos ( $N$ ) que podem ser executados em função da DOD, para uma temperatura de referência, até que a bateria tenha sua capacidade inicial reduzida em 20% (LAZARINI, 2020).

Dentre os fatores que influenciam a vida-ciclagem da bateria, temos (LAZARINI, 2020):

- a DOD;
- a temperatura;
- as correntes de carga e descarga.
- o estado da carga (*State of Charge*, SOC);
- a variação do SOC;
- a tensão de carga;
- o montante de energia fornecido pela bateria computando-se todos os ciclos realizados (*energy throughput*).

A relação entre o número de ciclos até a falha e a DOD é dada por:

$$\frac{1}{N} = AD^\beta \quad (\text{B.3})$$

onde  $N$  é o número de ciclos até a falha;  $D$  é a DOD, um número entre 0 e 1;  $A$  e  $\beta$  são parâmetros do modelo de bateria.

Os parâmetros  $A$  e  $\beta$  são ajustados ao modelo da bateria. O limite de degradação, expresso como um número entre 0 e 1, dividido por  $A$ , é igual ao montante nominal de ciclos até a falha a uma DOD de 100% (HOMER ENERGY, 2021a).

O valor de  $A$  é ajustado de forma que a degradação da vida-ciclagem varia de 0 até o valor do limite de degradação especificado, ao longo dos ciclos de uma vida útil da bateria (HOMER ENERGY, 2021e).

O algoritmo utilizado para o cálculo do número de ciclos até e a degradação a partir do SOC é *Rainflow Counting Algorithm*, utilizado para converter a série temporal de valores de SOC da bateria em ciclos discretos, cada qual um valor de DOD. A degradação total é obtida pelo somatório da fração de degradação da vida-ciclagem em cada ciclo (HOMER ENERGY, 2021a).

#### B.0.0.0.4 Dependência da capacidade com a temperatura

A dependência da capacidade com a temperatura é dada por:

$$Cap(Temp) = Cap_{nom}(d_0 + d_1Temp + d_2Temp^2) \quad (B.4)$$

onde  $Cap(T)$  é a capacidade da bateria na temperatura  $T$ ;  $Cap_{nom}$  é a capacidade nominal da bateria;  $d_0$  é uma constante;  $d_1$  é o coeficiente da temperatura;  $d_2$  é o coeficiente do quadrado da temperatura; e  $Temp$  é a temperatura em K.

Os parâmetros  $d_0$ ,  $d_1$  e  $d_2$  são ajustados ao modelo, baseado em uma função quadrática (HOMER ENERGY, 2021e; HOMER ENERGY, 2021a).

#### B.0.0.0.5 Efeitos da temperatura na vida-calendário

A vida-calendário de uma bateria é definida como o tempo transcorrido entre a sua data de fabricação e a perda de 20% de sua capacidade inicial, não dependendo de sua utilização. A degradação devida à vida-calendário da bateria pode ser explicada por reações eletroquímicas que ocorrem mesmo com a bateria em circuito aberto (LAZARINI, 2020).

A vida-calendário de uma bateria é influenciada pela temperatura ambiente e pelo SOC (LAZARINI, 2020).

A relação entre a degradação da vida-calendário e a temperatura é dada por:

$$kt = Be^{-d/T} \quad (B.5)$$

---

onde  $kt$  é a taxa de aumento da variável de degradação tempo-e-temperatura; e  $B$  e  $d$  são parâmetros do modelo de bateria.

Os parâmetros  $B$  e  $d$  são ajustados ao modelo da bateria. O parâmetro  $B$  corresponde ao inverso da vida útil, em horas, versus o limite de degradação de capacidade, sendo este um número entre 0 e 1. O parâmetro  $d$  é o coeficiente do termo exponencial do modelo, cujo valor, quanto maior, expressa uma maior dependência da vida-calendário da bateria com a temperatura (HOMER ENERGY, 2021a).

O parâmetro  $B$  é ajustado de forma que a variável de degradação varie de 0 até o limite de degradação especificado ao longo da vida útil (HOMER ENERGY, 2021e) .

A Equação B.5 é baseada na forma comum da equação de Arrhenius, que descreve a relação entre a taxa de reação e a temperatura para diversas reações físicas e químicas (ASHTER, 2014).

#### B.0.0.0.6 Final da vida útil da bateria

O final da vida útil das baterias é determinado pela degradação da vida-calendário ou pela degradação da vida-ciclagem, a que atingir primeiramente o limite de degradação especificado (HOMER ENERGY, 2021a).

O limite de degradação de capacidade indica quando a bateria deve ser substituída (HOMER ENERGY, 2021e).