

UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL – UCS
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CÁSSIO HALLMANN WEYH

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA HÍBRIDO PARA SUPRIMENTO DE
SERVIÇOS AUXILIARES EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

CAXIAS DO SUL

2022

CÁSSIO HALLMANN WEYH

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA HÍBRIDO PARA SUPRIMENTO DE
SERVIÇOS AUXILIARES EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso II apresentado ao Centro de Ciências Exatas, da Natureza e de Tecnologia da Universidade de Caxias do Sul como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof. Dra. Danusia de Oliveira de Lima

CAXIAS DO SUL

2022

CÁSSIO HALLMANN WEYH

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA HÍBRIDO PARA SUPRIMENTO DE
SERVIÇOS AUXILIARES EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

Trabalho final de Conclusão de Curso
para obtenção de grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica. Curso de Bacharel
em Engenharia Elétrica da Universidade
de Caxias do Sul.

Aprovado em 06/12/2022

Banca Examinadora

Prof. Dra. Danusia de Oliveira de Lima
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Ma. Andréa Cantarelli Morales
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Me. Tiago Cassol Severo
Universidade de Caxias do Sul – UCS

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, àquele que tudo sabe, que tudo vê e a quem pertence o destino de todos. Obrigado Deus pela vida!

Ao meu pai Enio e minha mãe Rosane, apoiadores incondicionais desde o início desta longa jornada e “prestadores de socorro” nas necessidades. Amo-os demais!

Ao meu irmão, Francisco, por ter traçado o caminho inicial no “rumo dos elétrons” e ter servido de exemplo e guia.

A todos os colegas de trabalho, pelos auxílios prestados ao longo destes anos, em especial aos colegas da LUX Engenharia, pelas “consultorias não remuneradas” e ao ex-colega Ilmar, pelos incentivos extras no seguimento da jornada acadêmica.

A todos os professores responsáveis pelos ensinamentos nas mais diferentes áreas, em especial à professora Danusia, orientadora e guia neste “último ato” da graduação.

A todos os colegas com quem convivi durante aulas, trabalhos e madrugadas, em especial ao Marcelo e à Diana, *cuja* participação foi essencial para o sucesso.

A todos os amigos que participaram e colaboraram em cada etapa, em especial a: meu amigo/irmão/compadre Me. Jonas, com quem iniciei a jornada na graduação; minha amiga/irmã/comadre, Dra. Priscila. Talvez mesmo sem saber, seu seguimento na jornada acadêmica, além da graduação, ainda me serve de exemplo pra continuar em frente. Meu carinho por vocês é gigante!

E à minha esposa, Patrícia, não existem adjetivos suficientes para expressar minha gratidão pelo apoio nestes 16 longos anos de estudos “sem fim”. Sobretudo, por ter me presenteado, no decorrer do caminho, com aqueles que, sem dizer nada, nos explicam o que é o amor, nossos filhos Davi e Maria Antônia.

***“A maneira como você
faz qualquer coisa é
como você faz tudo”.***

T Harv Eker

RESUMO

As subestações (SEs) são componentes fundamentais dentro do sistema elétrico brasileiro, pois abrigam equipamentos como disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores, que desempenham funções como proteção elétrica, direcionamento do fluxo de potência e adequação dos níveis de tensão das diversas partes do sistema. Esses equipamentos possuem componentes de potência, ligados à alta tensão, e componentes de comando, que funcionam em baixa tensão e são supridos pelos chamados serviços auxiliares (SAs). Nas SEs de transmissão, os SAs devem possuir fontes redundantes, independentes e confiáveis, conforme estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que podem ser oriundas da própria SE, da concessionária local ou, ainda, de um fornecimento alternativo, a ser avaliado pelo órgão, em caso de impossibilidade da aplicação das anteriores. Algumas SEs que possuem suprimento da concessionária para os SAs localizam-se distantes dos centros de consumo, onde os níveis de fornecimento são inferiores aos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), configurando-se como uma fonte não confiável para os SAs. Dessa forma, neste trabalho foi realizada a análise de viabilidade técnica da utilização de fontes híbridas de geração distribuída (GD), compostas por sistema de geração fotovoltaica (SGFV) e sistema de armazenamento de energia em baterias (SAEB), para suprimento dos SAs sem depender da concessionária, mas que se utilizarão desta para injeção do excedente de geração, permitindo a compensação de créditos de energia na modalidade de autoconsumo remoto, prevista na lei 14.300/2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída. A viabilidade técnica da utilização destes sistemas de suprimento se deu a partir da verificação de opções comerciais, tanto de SGFV quanto de SAEB, e sua simulação no software OpenDSS, verificando: por parte do SGFV, a capacidade de suprimento do sistema mesmo na pior condição de geração (mês crítico) e o montante de energia injetado na rede da concessionária em um ciclo anual; por parte do SAEB, a capacidade de suprimento da carga por um período mínimo sem recarga das baterias e, ainda, o suprimento contínuo da carga, com ciclos diários de descarga/recarga das baterias, condição em que foi analisada a relação entre profundidade de descarga e ciclo de vida destas.

Palavras-chave: subestações, geração distribuída, sistemas de geração fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia com baterias.

ABSTRACT

The substations are fundamental components inside of Brazilian electrical system, because they shelter equipments like circuit breakers, disconnect switches and transformers, which play functions such as electrical protection, power flow direction and voltage level suitability of the diverse parts of the system. Those equipments have power components, connected to high voltage, and control components, that work in low voltage and are supplied by those named auxiliary services. When it comes to transmission system substations, the auxiliary systems should have redundant sources, independent and reliable, according to the National System Operator (ONS) settings, which could be from the substation itself, from local concessionary, or even from an alternative sourcing, to be evaluated by the agency, in case of previous applications not to be possible. Some substations which auxiliary services are supplied by the local concessionary are located far from consumption centers, where sourcing levels are lower than those set by the National Electricity Agency (ANEEL), performing an unreliable source for the auxiliary services. Thus, in this composition it was done an analysis of technical feasibility for using hybrid sources of distributed generation (DG), being composed by a photovoltaic generation system (PVGS) and a battery energy storage system (BESS) , for auxiliary services supply with no concessionary dependency, but which will make use of it to inject the exceeding generated energy, allowing the energy credits compensation through the remote self-consumption mode, previewed in the law 14.300/2022, legal mark of distributed microgeneration and minigeneration. The technical feasibility of using these supply systems happened from the commercial options checking , as so of photovoltaic generation systems as of batteries energy storage systems, and their simulation with the software OpenDSS, being verified: by the PVGS, the system supply capacity even in the worst condition of generation (critical month) and the amount of energy injected into the concessionary source during an annual cycle; by the BESS, the charging supply capacity during a minimum period of time without batteries recharging and, still, the continuous charging supply, with diary discharge/recharge cycles, condition which it was analyzed the relationship between discharging depth and the life cycle of the batteries.

Keywords: substations, distributed generation, photovoltaic generation system, battery energy storage system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de sistema elétrico.	19
Figura 2 – Matriz de energia elétrica por fonte.	21
Figura 3 – Mapa do SIN.	22
Figura 4 – Diagrama unifilar de SE da rede básica do SIN.	23
Figura 5 – Diagrama unifilar de uma SE de transmissão.	23
Figura 6 – Conexões anuais de GD na rede de distribuição.	28
Figura 7 – Evolução dos preços de sistemas fotovoltaicos.	29
Figura 8 – Queda nos custos das baterias de lítio.	33
Figura 9 – Potência cumulativa de armazenamento até 2040.	34
Figura 10 – Perspectiva de faturamento global de armazenamento até 2035.	34
Figura 11 – Ilustração dos conceitos de SoC e DoD.	36
Figura 12 – Elementos que compõem a minirrede dentro da UFMG.	37
Figura 13 – Topologia da microrrede da Ilha de Lençóis.	38
Figura 14 – Esboço do SAE que será instalado no estado de São Paulo.	39
Figura 15 – SAE aplicado ao sistema de distribuição.	40
Figura 16 – Ponto de conexão do SAE na rede de distribuição.	40
Figura 17 – Gráficos de demandas do sistema com SAE na distribuição.	41
Figura 18 – SAE aplicado ao sistema de geração.	41
Figura 19 – Ponto de conexão do SAE no sistema de geração.	42
Figura 20 – Função de suavização da geração proporcionado pelo SAE.	42
Figura 21 – Curva de demanda do consumidor com e sem SAE.	43
Figura 22 – Diagrama unifilar adaptado dos serviços auxiliares de uma SE.	45
Figura 23 – Diagrama unifilar modelado no software OpenDSS.	46
Figura 24 – Irradiação média diária inclinada na cidade de Bento Gonçalves.	47
Figura 25 – Irradiação média horária inclinada no mês de junho.	48
Figura 26 – Sistema de armazenamento ESSW.	49
Figura 27 – Curva de ciclo de vida x DoD para uma bateria de lítio.	53
Figura 28 – SE 01 – Diagrama unifilar dos equipamentos de pátio.	55
Figura 29 – SE 01 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares CA.	55
Figura 30 – SE 01 – Curva de carga diária média.	57
Figura 31 – SE 01 – Curva de carga diária máxima.	57
Figura 32 – Módulo monofacial Risen Solar.	58
Figura 33 – Inversor trifásico <i>on-grid</i> Solis.	59
Figura 34 – SE 01 – Curva de potência por fase – Monitor Geração.	60
Figura 35 – SE 01 – Curva de potência por fase – Monitor Concessionária.	60
Figura 36 – SE 01 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.	62
Figura 37 – SE 01 – Sistema 1 – Monitor Geração.	62
Figura 38 – SE 01 – Sistema 1 – Curva de descarga do SAE com geração FV.	63
Figura 39 – SE 01 – Sistema 1 – Monitor Concessionária.	63
Figura 40 – SE 01 – Sistema 2 – Monitor Geração.	64
Figura 41 – SE 01 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.	64
Figura 42 – SE 01 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	64
Figura 43 – SE 01 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.	65
Figura 44 – SE 01 – Sistema 3 – Curva de descarga do SAE sem geração FV.	66
Figura 45 – SE 01 – Sistema 3 – Monitor Concessionária.	66
Figura 46 – SE 01 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	66
Figura 47 – SE 01 – Sistema 3 – Monitor Concessionária.	67

Figura 48 – SE 01 – Sistema 4 – Curva de descarga do SAE sem geração FV.	68
Figura 49 – SE 01 – Sistema 4 – Monitor Concessionária.	68
Figura 50 – SE 01 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	68
Figura 51 – SE 01 – Sistema 4 – Monitor Concessionária.	69
Figura 52 – Custos de energia – autoconsumo remoto x consumo convencional. ...	72
Figura 53 – Diagrama unifilar dos equipamentos de pátio da SE 02.	72
Figura 54 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares CA da SE 02.	73
Figura 55 – SE 02 – Curva de carga média diária.	74
Figura 56 – SE 02 – Curva de carga máxima diária.	75
Figura 57 – Inversor trifásico <i>on-grid</i> Solis.	76
Figura 58 – SE 02 – Curva de geração por fase do SGFV.	77
Figura 59 – SE 02 – Curva de potência na entrada da concessionária.	77
Figura 60 – SE 02 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.	79
Figura 61 – SE 02 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	79
Figura 62 – SE 02 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.	80
Figura 63 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Geração.	80
Figura 64 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.	80
Figura 65 – SE 02 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	81
Figura 66 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.	81
Figura 67 – SE 02 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.	82
Figura 68 – SE 02 – Sistema 3 – Monitor Concessionária.	83
Figura 69 – SE 02 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	83
Figura 70 – SE 02 – Sistema 3 – Monitor Concessionária.	84
Figura 71 – SE 02 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.	84
Figura 72 – SE 02 – Sistema 4 – Monitor Concessionária.	85
Figura 73 – SE 02 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.	85
Figura 74 – SE 02 – Sistema 4 – Monitor Concessionária.	86
Figura 75 – Custos de energia – autoconsumo remoto x consumo convencional. ...	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantitativo de instalações GD no Brasil.	28
Tabela 2 – Especificações dos módulos do sistema ESSW.....	50
Tabela 3 – DoD X N° ciclos - curva referente à 25°C.....	53
Tabela 4 – SE 01 – Quadro de cargas dos serviços auxiliares CA.	55
Tabela 5 – SE 01 – Dados de potência/consumo da carga instalada.	56
Tabela 6 – Especificações técnicas do módulo monofacial Risen Solar.	58
Tabela 7 – Especificações técnicas do inversor utilizado.....	59
Tabela 8 – SE 01 – Dados de consumo referentes a Figura 35.....	61
Tabela 9 – SE 01 – Sistema 1 – Especificações do SGFV e SAE.	62
Tabela 10 – SE 01 – sistema 1 – Dados do SAE sem geração FV.....	62
Tabela 11 – SE 01 – Sistema 2 – Especificações do SGFV e SAE.	63
Tabela 12 – SE 01 – Sistema 2 – Dados do SAE com geração FV.	64
Tabela 13 – SE 01 – Sistema 2 – Geração excedente no período de um ano.....	65
Tabela 14 – SE 01 – Sistema 3 – Especificações do SGFV e SAE.	65
Tabela 15 – SE 01 – Sistema 3 – Dados do SAE sem geração FV.	66
Tabela 16 – SE 01 – Sistema 3 – Dados do SAE com geração FV.	67
Tabela 17 – Geração excedente no período de um ano.	67
Tabela 18 – SE 01 – Sistema 4 – Especificações do SGFV e SAE.	67
Tabela 19 – SE 01 – Sistema 4 – Dados do SAE sem geração FV.	68
Tabela 20 – SE 01 – Sistema 4 – Dados do SAE com geração FV.	69
Tabela 21 – SE 01 – Sistema 4 – Geração excedente no período de um ano.....	69
Tabela 22 – SE 01 – Geração excedente nos 3 sistemas simulados.....	70
Tabela 23 – Tarifas da concessionária RGE para o subgrupo B3 convencional.....	71
Tabela 24 – Escalonamento da cobrança da TUSD fio B.	71
Tabela 25 – SE 01 – Sistema 2 – Custos oriundos da energia injetada.....	71
Tabela 26 – SE 02 – Quadro de cargas da instalação.	73
Tabela 27 – SE 02 – Dados de potência/consumo.	74
Tabela 28 – Especificações técnicas do inversor Solis.	76
Tabela 29 – Dados de consumo referentes a figura 83.....	77
Tabela 30 – SE 02 – Sistema 1 – Especificações do SGFV e SAE.	78
Tabela 31 – SE 02 – Sistema 2 – Especificações do SGFV e SAE.	79
Tabela 32 – SE 02 – Sistema 2 – Dados do SAE sem geração FV.	80
Tabela 33 – SE 02 – Sistema 2 – Dados do SAE com geração FV.	81
Tabela 34 – SE 02 – Sistema 2 – Geração excedente no período de um ano.....	81
Tabela 35 – SE 02 – Sistema 3 – Especificações do SGFV e SAE.	82
Tabela 36 – SE 02 – Sistema 3 – Dados do SAE sem geração FV.	82
Tabela 37 – SE 02 – Sistema 3 – Dados do SAE com geração FV.	83
Tabela 38 – SE 02 – Sistema 3 – Geração excedente no período de um ano.....	84
Tabela 39 – SE 02 – Sistema 4 – Especificações do SGFV e SAE.	84
Tabela 40 – SE 02 – Sistema 4 – Dados do SAE sem geração FV.	85
Tabela 41 – SE 02 – Sistema 4 – Dados do SAE com geração FV.	85
Tabela 42 – SE 02 – Sistema 4 – Geração excedente no período de um ano.....	86
Tabela 43 – SE 02 – Geração excedente nos 3 sistemas simulados.....	87
Tabela 44 – Tarifas da concessionária RGE para o subgrupo B3 convencional.....	88
Tabela 45 – SE 02 – Sistema 2 – Custos oriundos da energia injetada.....	88
Tabela 46 – Especificação dos sistemas para a SE 01.....	91
Tabela 47 – Dados dos SAEs para a SE 01.....	92

Tabela 48 – Especificação dos sistemas para a SE 02.....	93
Tabela 49 – Dados dos SAEs para a SE 02.....	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CS	Chave Seccionadora
DJ	Disjuntor
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas de Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PR	Para-raios
ReN	Resolução Normativa
ReH	Resolução Homologatória
SA	Serviço Auxiliar
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SGFV	Sistema de geração fotovoltaica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	<i>State of Charge</i>
SoH	<i>State of Health</i>
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
TF	Transformador de Potência
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	JUSTIFICATIVA DO TEMA	17
1.2	OBJETIVO GERAL	17
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	19
2.1.1	Subestações (SEs)	22
2.1.2	Serviços Auxiliares (SAs)	23
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	25
2.2.1	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	28
2.2.2	Sistemas de Geração Fotovoltaica (SGFVs)	29
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAEs).....	31
2.3.1	Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEBs)	32
2.3.2	Avaliação do estado de baterias	35
2.4	EXEMPLOS DE APLICAÇÕES	36
2.4.1	Projeto OASIS - minirrede UFMG	37
2.4.2	Microrrede isolada - Ilha de Lençóis (MA)	37
2.4.3	Projeto ISA CETEEP – São Paulo	38
2.4.4	Projeto CPFL – São Paulo	39
3	DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS	44
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	44
3.1.1	Considerações sobre a carga	44
3.1.2	Considerações sobre os sistemas de geração fotovoltaica	46
3.1.3	Considerações sobre os sistemas de armazenamento de energia	49
3.1.4	Considerações sobre o software OpenDSS	52
3.1.5	Relação de N° de ciclos x DoD para o SAEB	52
3.1.6	Considerações sobre a geração de créditos	54
3.2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA – SE 01	55
3.2.1	Definição da carga	55

3.2.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	58
3.2.3	Dimensionamento do sistema de armazenamento (SAE)	61
3.2.4	Simulação do primeiro sistema	61
3.2.5	Simulação do segundo sistema	63
3.2.6	Simulação do terceiro sistema	65
3.2.7	Simulação do quarto sistema	67
3.2.8	Especificação da interligação com a concessionária	69
3.2.9	Energia injetada na rede da concessionária e custos envolvidos	70
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA – SE 02	72
3.3.1	Definição da carga	73
3.3.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	75
3.3.3	Dimensionamento do sistema de armazenamento (SAE)	78
3.3.4	Simulação do primeiro sistema	78
3.3.5	Simulação do segundo sistema	79
3.3.6	Simulação do terceiro sistema	82
3.3.7	Simulação do quarto sistema	84
3.3.8	Especificação da interligação com a concessionária	86
3.3.9	Energia injetada na rede da concessionária e custos envolvidos	86
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	90
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	90
4.2	SISTEMAS PARA A SE 01	90
4.3	SISTEMAS PARA A SE 02	93
4.4	COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS DAS SEs	96
5	CONCLUSÃO	97
	TRABALHOS FUTUROS	100
	REFERÊNCIAS	101

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro (SEB) pode ser considerado uma malha que cobre a maioria do território nacional e compreende instalações de geração, transmissão e distribuição. Na transmissão, as subestações (SEs) são fundamentais, pois é nessas instalações que ocorrem a adequação dos níveis de tensão às diversas partes do sistema e, também, o direcionamento do fluxo de potência entre regiões fisicamente distantes, permitindo um balanceamento entre geração e carga que confere ao SEB altos índices de confiabilidade e disponibilidade. Apesar desses índices serem obtidos a partir da análise dos equipamentos de potência das SEs, como seccionadores, disjuntores e transformadores, tudo isso se deve também aos equipamentos que compõem os chamados serviços auxiliares (SAs) das SEs, responsáveis por suprir todos os circuitos de proteção, controle e supervisão dos equipamentos de potência. Os SAs são de fundamental importância para o funcionamento das SEs e devem ser constituídos com base em critérios pré-determinados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), porém, nem sempre é possível atender tais critérios integralmente, por características da própria instalação ou por critérios técnicos que envolvem terceiros, gerando situações conflitantes, para as quais devem ser apresentadas alternativas para análise, conforme previsto pelo próprio ONS.

Uma das alternativas possíveis para suprimento dos SAs é a utilização de geração de energia baseada em fontes renováveis, especialmente sistemas de geração fotovoltaica (SGFVs), que cada vez mais vem se disseminando e apresentando alta penetração no sistema elétrico como um todo, sendo encontradas aplicações das mais variadas. Em paralelo à disseminação das fontes renováveis, ocorre também o crescimento da utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAEs), que se tornam necessários em sistemas baseados majoritariamente nesse tipo de geração, em função da sua intermitência. Nesse sentido, as baterias de lítio vêm despontando como tecnologia dominante em um cenário de poucos anos, apresentando fortes tendências de ampliação de uso e melhorias em relação a critérios técnicos.

Dessa forma, nesse trabalho será dimensionado e analisado um sistema híbrido para suprimento dos serviços auxiliares de SEs de transmissão, composto por sistema de geração fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia com

baterias (SAEB) de lítio, que possua também uma interligação com a concessionária, permitindo otimizar o sistema dimensionado, a partir da geração de créditos de energia. O sistema dimensionado visará atender a critérios técnicos pré-estabelecidos, representando uma fonte confiável para suprimento dos SAs.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TEMA

Em SEs de transmissão, os SAs são aqueles responsáveis por suprir todas as cargas, englobando equipamentos de proteção, de controle e de supervisão, além dos circuitos de comando de todos os equipamentos de potência (DJs, CSs, TFs etc.). À rigor, o fornecimento para os SAs deve ser redundante, oriundo de TF da própria SE ou da concessionária local, o que nem sempre é possível, pois nem todas SEs possuem TF e, muitas vezes, situam-se em locais distantes, com fornecimento precário das concessionárias. No entanto, estas SEs também necessitam de suprimento redundante e confiável para os SAs, garantindo a continuidade do sistema de transmissão, logo, uma solução de suprimento alternativa deve ser proposta.

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é dimensionar um sistema híbrido para suprimento dos serviços auxiliares em SEs de transmissão composto por SGFV e SAEB, que possua interligação com a concessionária para despacho da geração excedente.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Entre os objetivos específicos, propostos de forma a atingir o objetivo geral, tem-se:

- Analisar os perfis de carga dos barramentos de CA de duas SEs;
- Dimensionar os SGFVs;
- Dimensionar os SAEBs para suprir as cargas, nas condições com e sem geração FV;
- Analisar o comportamento de cada sistema a partir das simulações com o software OpenDSS, sobretudo dos SAEBs (descarga/recarga,

- profundidade de descarga e ciclo de vida);
- Especificar a interligação com a concessionária em cada SE, para despacho da geração FV excedente;
 - Verificar o montante de energia excedente gerada para compensação de créditos na modalidade de autoconsumo remoto.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho é composto de 5 capítulos, sendo no primeiro deles apresentada a introdução, justificativa, objetivos gerais e específicos. O segundo capítulo aborda toda a fundamentação teórica dos temas envolvidos, iniciando pelo histórico do SEB e componentes do sistema de transmissão, seguido de conceitos e regulamentação da geração distribuída, especialmente a fotovoltaica e, por fim, abordando os sistemas de armazenamento, com enfoque em sistemas que envolvem baterias de lítio.

O terceiro capítulo é dedicado ao dimensionamento e simulações dos sistemas de suprimento propostos, os quais têm seus resultados analisados no capítulo 4. Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas a partir das simulações e resultados descritos nos capítulos 3 e 4.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Um sistema elétrico é composto por diversos segmentos e, numa visão mais geral, pode ser representado englobando as etapas de geração, transmissão, distribuição e consumo, como mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Representação de sistema elétrico.



Fonte: ABRADÉE (2022).

Conforme Barros (2014), desde o século XIX o Brasil vem estruturando o sistema elétrico, a partir da implantação das primeiras usinas e linhas de transmissão, com o propósito de suprir, à época, uma pequena quantidade de cargas pontuais. Esse cenário perdurou até a disseminação do uso da eletricidade, aumentando a necessidade do transporte da energia elétrica até as residências, porém, disponibilizar energia aos consumidores das diferentes regiões de um país como o Brasil, que apresenta dimensões continentais, apresentou-se como um imenso desafio. Desde então, o setor elétrico passou por diversas transformações estruturais e institucionais promovidas pelo Ministério de Minas e Energias (MME) e, conforme Soares et al. (2020) e Severo (2022), a partir de um estudo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, projeto RE-SEB, foi apontada a necessidade de desverticalização, segmentando o setor em geração, transmissão e distribuição. Foi adotado um modelo regulado, baseado em contratos, que abriu o SEB ao mercado com a proposta de inserir agilidade e eficiência nas decisões. O

projeto RE-SEB identificou ainda a necessidade de criação de instituições com as funções de: regular o setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), operar o sistema elétrico, o Operador Nacional do Sistema (ONS), comercializar a energia produzida, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e conduzir os estudos/planejamento, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Essas empresas têm atuação no setor elétrico, porém, não em todas as etapas do ciclo da energia, que envolve desde a geração até o consumo. Cabe ressaltar ainda, que dentro do setor elétrico existem diversas outras instituições, com responsabilidades distintas, porém, são ONS e ANEEL as de maior interesse nesse trabalho.

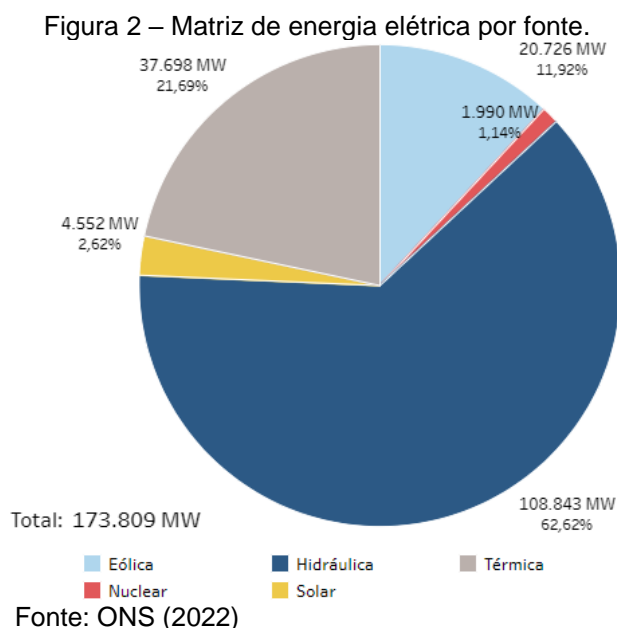
O ONS tem sua atuação restrita à operação das etapas de geração e transmissão do sistema, que correspondem ao chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN atende quase a totalidade do território nacional, com exceção de algumas partes da região norte do país, e visa a confiabilidade no fornecimento de energia entre outros benefícios.

O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2022).

Por um longo período, o planejamento do SIN foi voltado para um modelo centralizado em que, conforme os estudos de planejamento indicavam o aumento do consumo e a necessidade de ampliação da capacidade de geração, passava-se a analisar a viabilidade de grandes empreendimentos, normalmente muito distantes dos centros de carga, com vistas a suprir a demanda. Juntando a isso o potencial hídrico do Brasil, as opções priorizadas no planejamento eram voltadas, em sua maioria, para as hidrelétricas.

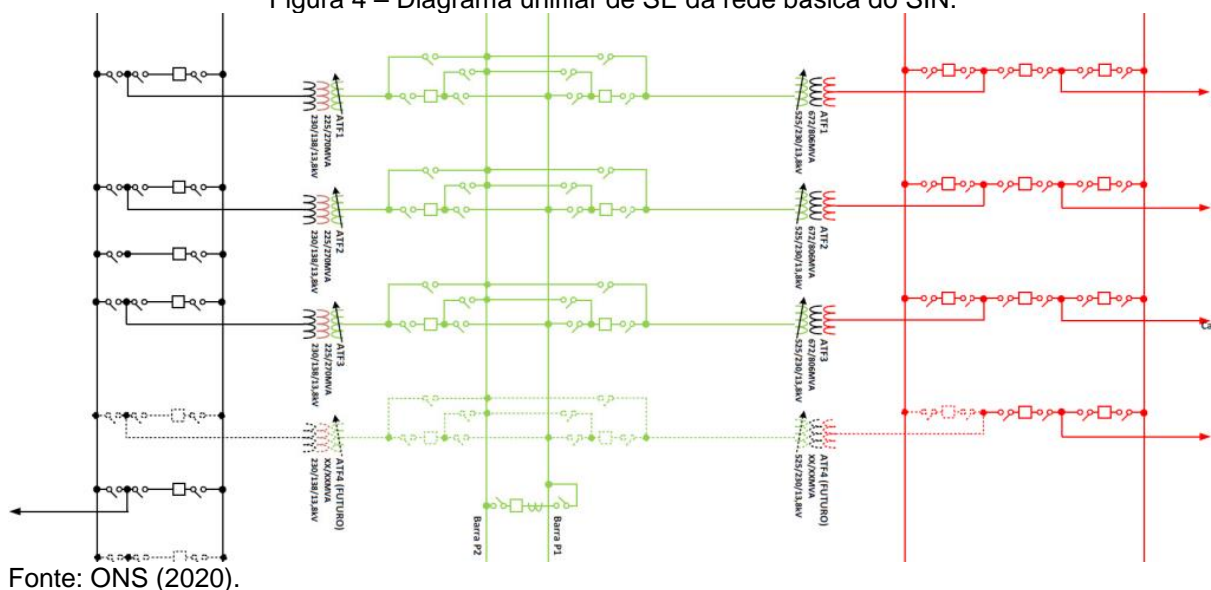
O planejamento centralizado da geração (e do sistema de potência) em um sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro resulta, em geral, em centrais de grande ou médio porte, distantes das cargas alimentadas [...]. São, em geral, centrais geradoras, que, do ponto de vista puramente econômico, podem ser mais atrativas que alternativas menores mais próximas aos grandes centros de carga. Estão em geral associadas a fontes primárias cujo aproveitamento é mais adequado ao local de ocorrência, tais como grandes hidrelétricas (no caso do Brasil) [...] (REIS, 2011, p. 23).

O cenário atual de planejamento do setor elétrico brasileiro já é bastante distinto do que se apresentava há algumas décadas e atualmente a matriz energética do país tem um perfil mais diversificado, porém, ainda tem nas fontes hídricas sua principal fonte de energia elétrica, conforme Figura 2.



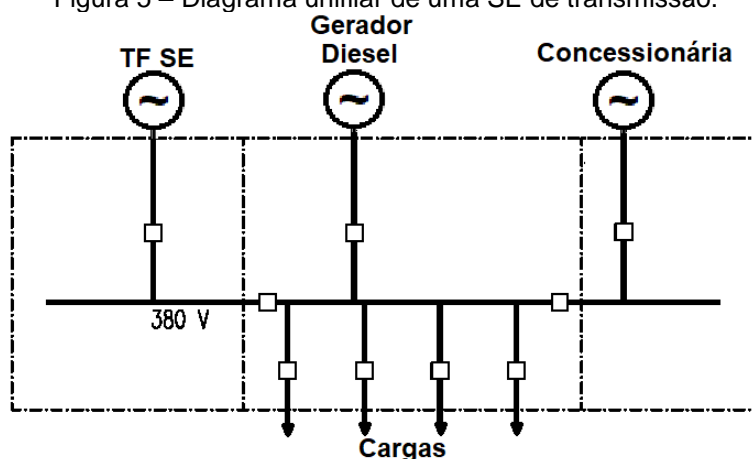
O modelo centralizado de planejamento adotado no Brasil, com os empreendimentos de geração distantes dos centros de consumo implicou no desenvolvimento de uma grande malha de interconexão entre geração e consumo, que engloba as instalações de transmissão e de distribuição do setor elétrico. As instalações de distribuição são compostas por empreendimentos de menor porte, mais próximas do segmento de consumo da energia. Já as instalações de transmissão são formadas por empreendimentos de maior porte, localizados mais próximos do segmento de geração, subdivididos em linhas de transmissão (LTs) e subestações (SEs), podendo, ou não, integrar a rede básica. Conforme disposto na Resolução Normativa nº 67/2004 da ANEEL, as SEs com tensão igual ou superior a 230kV são integrantes da Rede Básica, sendo este trabalho restrito a este tipo de instalação. Na Figura 3 é mostrado um mapa do SIN, contemplando as LT e SEs.

Figura 4 – Diagrama unifilar de SE da rede básica do SIN.



Já na Figura 5, é mostrado o diagrama unifilar do barramento CA dos serviços auxiliares de uma subestação de transmissão.

Figura 5 – Diagrama unifilar de uma SE de transmissão.



Por ser um empreendimento da rede básica, a SE mostrada na Figura 4 atende critérios e requisitos previstos nos procedimentos de rede do ONS.

2.1.2 Serviços Auxiliares (SAs)

Conforme citado anteriormente, os equipamentos que compõem os serviços auxiliares são responsáveis por suprir os circuitos de comando, controle e proteção e, em SEs da rede básica, devem atender os procedimentos de rede do ONS, que preveem, no submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para subestações e seus

equipamentos, que os serviços auxiliares em CA devem ter, no mínimo, duas fontes de alimentação independentes, oriundas de transformadores da própria SE e/ou de concessionária local, além de uma fonte proveniente de grupo motor-gerador, para o caso de falta nas duas fontes citadas anteriormente. Dessa forma, tem-se como configuração possível de ser adotada para o suprimento dos serviços auxiliares em CA:

- a) duas fontes de terciários de TFs, quando a SE dispõe de pelo menos dois transformadores;
- b) uma fonte de terciário de TF e uma fonte de concessionária;
- c) duas fontes de concessionária, desde que independentes, ou seja, não podem partir da mesma SE de distribuição;

Ressalta-se que o fornecimento oriundo dos terciários TFs, por se tratar de equipamento integrante da rede básica, é tido como mais confiável do que aqueles provenientes das concessionárias. Além disso, muitas vezes as subestações são construídas distantes de grandes centros de carga, em localidades rurais ou até mesmo remotas, onde os índices de continuidade/qualidade da alimentação da concessionária são precários, implicando na redução da confiabilidade dos serviços auxiliares da SE, principalmente nos casos em que as duas fontes dos serviços auxiliares em CA são de fornecimento pela concessionária. Nestes locais, pode não ser possível atender a nenhuma das três configurações possíveis descritas acima, recaindo então sobre o item 4.10.3.1.2 do submódulo 2.6 dos procedimentos de rede do ONS:

Caso a subestação não tenha unidade transformadora de potência ou terciário disponível, ou a localização da subestação não seja acessível por fonte externa de distribuidora local, o agente responsável pelo empreendimento deve submeter proposta alternativa ao ONS para avaliação, visando a sua aprovação, contendo pelo menos duas fontes de alimentação CA independentes [...]. (ONS, 2021, p. 25)

O mesmo submódulo define também requisitos para os serviços auxiliares em CC da SE, diferenciando o fornecimento para o sistema de proteção e supervisão e controle, em nível de 125Vcc, e o fornecimento para o sistema de telecomunicações, em 48Vcc. Para cada um destes sistemas é estabelecida a necessidade de dois conjuntos independentes de retificadores/bancos de baterias, sendo necessário que

atendam toda a carga do seu respectivo sistema, de forma independente. O diagrama da Figura 5 ilustra uma situação real que atende ao requisitado, possuindo dois retificadores 380Vca/125Vcc e dois retificadores 380Vca/48Vcc, com seus respectivos bancos de baterias. Em caso de falta de energia no sistema de 380Vca da SE, ONS (2021) define um tempo mínimo de suprimento das cargas em CC, a ser fornecido pelos bancos de baterias, sendo 5 horas para o sistema de 125Vcc e 10 horas para o sistema de 48Vcc.

Pelo exposto, nota-se que apesar dos requisitos para os serviços auxiliares serem bem especificados, ainda há margem para alguma flexibilização, especialmente no que diz respeito ao fornecimento em CA. Além disso, o submódulo 2.6 do ONS é um documento que já passou por algumas revisões, sendo sua última versão publicada há menos de um ano. Sem dúvidas, a evolução de tecnologias existentes e/ou o aparecimento de novas tecnologias são fatores que fazem com que, mesmo procedimentos consolidados, venham a ser revistos pelos órgãos responsáveis.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Conforme citado anteriormente, durante muito tempo o modelo adotado para a matriz elétrica brasileira foi bastante centralizado, voltado para grandes empreendimentos, principalmente hidrelétricas, localizados distantes dos grandes centros de consumo, porém, diversos fatores vieram a colaborar para a alteração desse cenário, entre eles:

- fatores ambientais – a implantação de grandes empreendimentos de geração traz confiabilidade ao sistema elétrico, porém, também causa grandes impactos ambientais, algo que tende a ser evitado cada vez mais, frente a grande preocupação com a degradação ambiental a nível mundial;
- eficiência – o modelo centralizado de geração traz consigo a necessidade de transferência da energia elétrica até o consumo, via sistemas de transmissão e distribuição que apresentam perdas por efeito joule e, conseqüentemente, redução na eficiência;
- demanda – grandes empreendimentos de geração visam o atendimento de grandes demandas por energia elétrica, porém, sua complexidade

implica em tempos longos desde seu planejamento até sua entrada em operação. Como a demanda por energia tem se ampliado de forma cada vez mais intensa, empreendimentos com longo tempo de construção podem não ser capazes de atender a demanda na velocidade exigida;

Os fatores apresentados são alguns dos que surgiram com o passar do tempo, exigindo uma alternativa ao modelo centralizado, priorizado na matriz elétrica brasileira por um longo tempo. Nesse sentido, conforme Mendes et al. (2020), a geração distribuída vem como uma resposta que supre, em parte, as deficiências do modelo centralizado. Esse modelo distribuído é constituído de unidades de geração de menor porte, conseqüentemente, construídas em menor tempo, baseadas prioritariamente em fontes renováveis, localizadas mais próximas do ponto de consumo, com vistas a atender uma parcela menor da demanda por energia. (MENDES et al., 2020).

Uma primeira definição de geração distribuída, conforme a legislação brasileira, considerava a GD os empreendimentos de natureza hidrelétrica com capacidade inferior a 30 MW e os de natureza termelétrica com eficiência inferior a 75% (BRASIL, 2004). Esta definição veio sofrendo atualizações com o passar do tempo, sendo melhor especificada a partir da publicação da ReN nº 482/2012 da ANEEL, que “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [...]” e da ReN 687/2015, que “altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 [...]”. Por fim, e como fato mais recente, tem-se a publicação da lei 14.300/2022, em 07/01/2023, que “institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída [...]” e traz em seu teor as definições mais atuais sobre as instalações de GD:

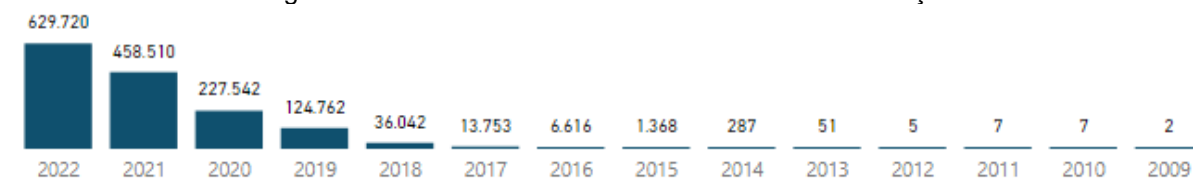
XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras; (BRASIL, 2022).

A Lei 5.163/2004 ainda definia GD como instalações de propriedade das concessionárias, o que veio a ser alterado na ReN 482/2012, dando a possibilidade a qualquer consumidor, de se tornar um gerador. Essa foi uma grande mudança regulatória no Brasil que promoveu alterações significativas, especialmente no setor de distribuição, pois permite a alteração no modelo, a partir do qual foi pensado o setor elétrico como um todo, que tratava o fluxo de potência de maneira unidirecional, ou seja, a energia era gerada nas usinas, transitava pela transmissão e distribuição, até chegar ao consumo. Um cenário no qual concessionária fornecia e cliente consumia, simplesmente. Já com a GD, a unidade que antes apenas consumia energia elétrica, agora tem a possibilidade de injetar seu excedente instantâneo na rede de distribuição, passando de um conceito de apenas consumidor para o conceito de produtor/consumidor de energia elétrica, o chamado “prossumidor”.

A adequação das instalações de distribuição a esse novo modelo se apresenta como um desafio às concessionárias de distribuição, tanto no aspecto técnico, especialmente a respeito do sistema de proteção das redes, como no aspecto de segurança, em situações de intervenções para manutenção. Como contraponto, há também um lado positivo da GD, relatado em ANEEL (2015), informando que desde a publicação da ReN 482/2012, as modalidades de micro e mini GD podem representar uma relação de benefícios mútuos entre consumidor e concessionária. Para o primeiro, é possível obter economia financeira a partir de ações de consciência socioambiental e sustentabilidade. Já para a segunda, pode permitir o adiamento de investimentos no sistema, redução no carregamento das redes e diminuição das perdas, entre outros. Na Figura 6 é apresentado o número de conexões de GD à rede, podendo-se notar um aumento mais expressivo no número de conexões iniciando a partir de 2015, justamente no ano da publicação da ReN 687. Já na Tabela 1, pode-se verificar que a geração pelas usinas fotovoltaicas (UFVs) representa a maioria das instalações de GD, com mais de 99,9% do total de instalações e quase 98% da potência total instalada. A geração solar fotovoltaica é a modalidade de GD de interesse neste trabalho e, por esse motivo, será abordada em mais detalhes posteriormente.

Figura 6 – Conexões anuais de GD na rede de distribuição.



Fonte: ANEEL (2022).

Tabela 1 – Quantitativo de instalações GD no Brasil.

TIPO	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
CGH	77	18.150	75.921,67
EOL	91	161	17.179,85
UFV	1.497.196	1.928.957	15.688.560,58
UTE	427	427	145.020,78
TOTAL	1.497.751	1.954.381	15.926.628,88

Fonte: ANEEL (2022).

2.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) foi regulamentado na criação da ReN 482/2012, no entanto, foi pouco representativo o número de consumidores que aderiram à GD e ao SCEE até o ano de 2014, o que pode ser justificado pelo desconhecimento desse sistema, uma vez que ainda era algo bastante recente, ou mesmo por se apresentar como um investimento pouco atrativo do ponto de vista econômico. Em 2015, com a publicação da ReN 687, algumas alterações foram feitas na regulamentação da GD e do SCEE e, a partir desse ano pode-se notar uma escalada no número de instalações de GD, como mostrado na Figura 6, o que também pode ser justificado por um maior conhecimento da população em geral sobre o assunto, juntamente com a evolução/barateamento da tecnologia, sobretudo a FV.

A ReN 687/2015 trouxe alterações para o SCEE, porém, manteve “como base o *net metering*, no qual o “prossumidor”, após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede” (SEVERO, 2022). Já entre os pontos que sofreram alterações tem-se a ampliação do prazo para compensação dos créditos, passando de 36 para 60 meses, e o estabelecimento de novas modalidades de consumo, como o autoconsumo remoto, em que os créditos gerados em uma unidade consumidora podem ser compensados em outras unidades, desde que registradas em nome de um mesmo titular.

Art. 2º [...] VIII - autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora [...] em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada

Art. 6º [...] §1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (BRASIL, 2022)

Conforme citado anteriormente, as UCs que possuem GD podem tanto consumir quanto fornecer energia, ou seja, sempre que houver geração e esta for superior ao consumo local, o excedente será injetado na rede da concessionária. Devido a intermitência das fontes renováveis, nos momentos em que não houver geração ou nos momentos em que esta for insuficiente para suprir o consumo local, a rede da concessionária irá fornecer energia. Dessa forma, pode-se ver a rede como sendo o *backup* das instalações GD, com a capacidade tanto de suprir quanto de absorver energia, conforme a necessidade.

2.2.2 Sistemas de Geração Fotovoltaica (SGFVs)

A geração FV pode ser definida como a conversão da energia advinda da luz solar, por meio dos módulos fotovoltaicos, em energia elétrica, se apresentando como sistemas capazes de abastecer residências, comércios e indústrias, sendo instalados próximo ao centro de carga (MIRANDA, 2013). O grande crescimento no número de SGFV pode ser explicado pelas vantagens que esse tipo de geração apresenta em relação aos demais, entre elas a redução de custos dos produtos e da mão de obra, Figura 7, simplicidade do sistema, desde o processo de geração, instalação até a manutenção, adequação aos mais diversos tamanhos de instalação, desde uma residência com carga de poucos kW até usinas da ordem de MW, geração silenciosa, entre outros.



Fonte: Greener (2022).

Muitos são os fatores de influência na geração de energia de um sistema FV, sendo alguns referentes ao local/ambiente de instalação e outros referentes aos módulos FV. Dentre estes fatores, alguns têm pouca influência no rendimento do sistema, já outros afetam sobremaneira a geração. Cremasco (2021), descreve alguns deles como a irradiação solar, a temperatura, a nebulosidade, a sujidade da superfície, o sombreamento, a degradação, a umidade e a velocidade do vento.

- Irradiação solar: fator diretamente relacionado com o local de instalação. No Brasil, as regiões Sudeste e Nordeste apresentam as maiores médias, já as regiões Sul e Norte apresentam menores valores médios de irradiação (INPE 2021).
- Temperatura: a temperatura de um módulo FV pode variar em função da temperatura ambiente e da radiação incidente. Conforme Nascimento (2019), a temperatura de um módulo FV tem relação direta com sua corrente e relação inversa com sua tensão, em diferentes proporções, resultando em redução da potência gerada;
- Sujidade da superfície: fator representado basicamente por partículas de poeira e/ou limo depositadas sobre os módulos FV. Tem interferência no nível de irradiação que atinge os módulos e também colabora para seu aumento de temperatura.

Nota-se então que são diversos os fatores de influência no rendimento dos módulos FV, podendo ainda citar outros como ângulo de instalação, sombreamento parcial, degradação, umidade, velocidade do vento, etc..

A energia gerada pelos módulos FV é feita na forma de corrente contínua (CC) porém, a maior parte dos equipamentos elétricos disponíveis comercialmente funcionam a partir de energia elétrica na forma de corrente alternada (CA). Por esse motivo, os sistemas FV mais comuns são aqueles que convertem a energia gerada em CC para energia em CA, sendo:

- sistemas *on-grid* – são os sistemas mais difundidos em GD atualmente, nos quais a geração FV é ligada a um inversor, que tem as funções de realizar a conversão CC-CA e de sincronizar a saída CA com a rede da concessionária. Nesse sistema, caso falte a rede da concessionária, é ativada a função anti-ilhamento, que desliga o sistema de geração FV, ou

seja, nessa situação haverá falta de energia para a instalação;

- sistemas *off-grid* – são sistemas mais adequados para atendimento a localidades remotas, onde não há disponibilidade da rede da concessionária. Exigem sistema de armazenamento para compensar a intermitência da geração a partir de fontes renováveis;
- sistemas híbridos – tipo de sistema que vem se popularizando como uma opção futura, visto que seus custos ainda são altos. Com esse tipo de sistema, visa-se unir os benefícios dos sistemas on-grid e off-grid, uma vez que permite a alimentação das cargas da instalação mesmo em situações em que haja falta da rede da concessionária. Nessa situação, é necessária a utilização de dispositivo que garanta o isolamento (ilhamento) da instalação, evitando que as baterias forneçam energia à rede da concessionária.

Vistas as possibilidades de configurações para os sistemas de GDFV, cabe analisar caso a caso sobre diversos aspectos, qual é a configuração mais adequada. A aplicação *on-grid* é a mais difundida atualmente, logo, apresenta custos mais baixos além de equipamentos mais simples. As aplicações *off-grid* e híbrida têm utilização bem mais restrita e, apesar de apresentarem vantagens, a necessidade de utilização de dispositivos de armazenamento vem a aumentar os custos de implantação.

2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAEs)

A energia elétrica é um recurso de importância para fins diversos, porém, que não pode ser armazenado em sua forma original. Dessa forma, os sistemas elétricos devem: funcionar em um constante equilíbrio entre geração e consumo, ou seja, a carga instantânea do sistema é que determina o montante da energia elétrica gerada naquele instante; dispor de sistemas capazes de absorver algum tipo de energia armazenável, que permita a conversão em energia elétrica novamente, quando necessário. Pinheiro (2020, p. 39) cita que “tipos de energia não armazenável incluem som, luz e eletricidade, enquanto calor, energia química, potencial gravitacional e pressão estática são exemplos de energia armazenável”.

A diversificação da matriz elétrica, com penetração massiva de fontes

renováveis, que por um lado proporciona redução da emissão de gases de efeito estufa e tem alinhamento com o desenvolvimento sustentável, por outro lado apresenta intermitência na geração que pode ocorrer em desalinhamento com a demanda elétrica do sistema e, portanto, carece de dispositivos que auxiliem no aproveitamento ótimo de seu potencial. Nesse sentido, ainda conforme Pinheiro (2020), os sistemas de armazenamento de energia podem suprir o fornecimento quando os sistemas de geração forem insuficientes além de serem supridos nos momentos em que a capacidade de geração superar o consumo. Existem diversas formas de armazenamento de energia elétrica, podendo-se citar como exemplos o ar comprimido, os supercapacitores, os volantes de inércia e as baterias, que são as mais amplamente utilizadas.

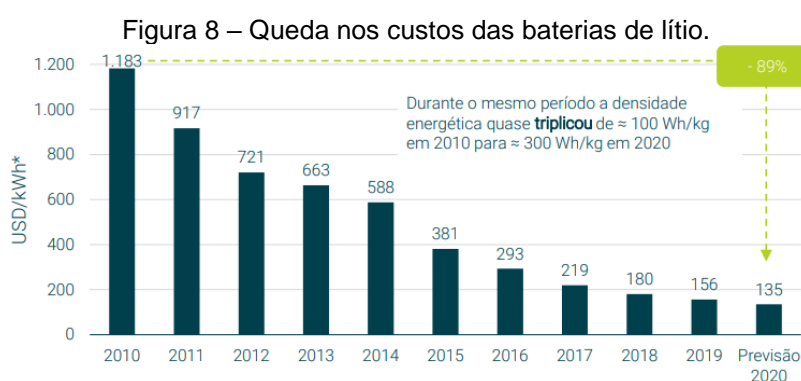
2.3.1 Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEBs)

A Segundo Luo et. al (2015), sistemas de armazenamento de energia com baterias são uma das tecnologias mais utilizadas, seja na indústria ou na vida cotidiana. Esses sistemas são compostos por células eletroquímicas conectadas em série ou em paralelo que produzem eletricidade com uma tensão desejada a partir de reações eletroquímicas. Os SAEs já são utilizados em subestações, Figura 5, porém, como fonte alternativa para cargas em CC, nas situações em que houver falha dos sistemas de alimentação dos serviços auxiliares em CA e sua utilização se apresenta como uma solução confiável, por se tratar de uma fonte ininterrupta. Em funcionamento normal, com os serviços auxiliares sendo alimentados por alguma das fontes em CA, as baterias permanecem em condição de carga, fornecida pelos retificadores, porém, em caso de falha das fontes CA, o fluxo de potência se inverte instantaneamente, mantendo o suprimento de energia para as cargas em CC sem qualquer interrupção. O fato de tais sistemas serem utilizados apenas para uma parcela das cargas dos serviços auxiliares se justifica pelos mesmos motivos de não serem utilizados em outros sistemas, conforme citado em Moreira et. al (2021, p. 2). “O uso de sistemas de armazenamento para soluções em larga escala no sistema elétrico de potência depende, principalmente, da redução dos custos de fabricação e da elevação da vida útil, em se tratando de baterias.”

Há diversos tipos de baterias que podem ser aplicadas em sistemas de armazenamento, tendo como exemplos as tecnologias chumbo-ácido, níquel-

cádmio, sódio-enxofre, íon-lítio e baterias de fluxo. As baterias chumbo-ácido são as mais difundidas no mundo para aplicações gerais por apresentar custo relativamente baixo, tendo como vantagens o rápido tempo de resposta e baixa taxa de auto descarregamento e como desvantagem o seu número de ciclos, que não ultrapassa 2000 (CHEN et al., 2009). Já as baterias íon-lítio são as mais utilizadas no mundo para aplicações de grande escala, possuindo rápido tempo de resposta, altas densidades de energia e potência e alta eficiência, no entanto, exige um maior controle na sua operação, que vem a ampliar os custos de implantação (LUO et al., 2015).

As baterias íon-lítio (ou somente lítio) vêm ganhando cada vez mais notoriedade em função de dois fatores: (i) grande difusão dos SGFVs, por serem uma das baterias recomendadas para operarem em conjunto com esses sistemas em instalações *off-grid* ou híbridas; (ii) imensas perspectivas para o mercado da mobilidade elétrica, sobretudo para automóveis, que exigem baterias com elevada densidade energética, característica atendida pelas baterias íon-lítio. Por esses motivos, pesquisas vêm sendo cada vez mais direcionadas no sentido de melhorar a eficiência desse tipo de bateria, o que deverá resultar em menores custos do produto, fato que já vem acontecendo, conforme pode ser visto na Figura 8, que mostra a queda nos custos das baterias de lítio desde 2010, além de um grande aumento em sua densidade energética.



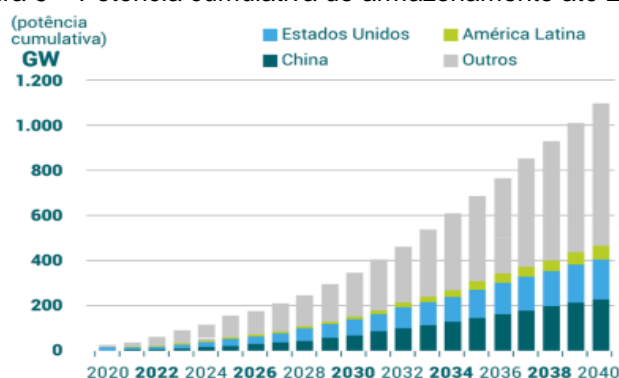
Fonte: Greener (2021)

Para Greener (2021), o cenário mais plausível para o mercado de baterias terá uma, talvez duas tecnologias âncora, uma vez que a industrialização de novas tecnologias exige altos investimentos e a fragmentação entre diversas tecnologias tende a reduzir ganhos em escala. Nesse cenário, a bateria de lítio deve ser

dominante, principalmente em função da mobilidade elétrica, porém, os demais mercados de armazenamento poderão se beneficiar dos avanços obtidos nessa área. Além disso, apresenta perspectivas de um futuro promissor referentes ao mercado dos sistemas de armazenamento, com uma capacidade cumulativa de armazenamento superando 1000 MW até 2040, Figura 9, e um aumento superior a 900% no faturamento global de armazenamento, Figura 10, em que as baterias para mobilidade elétrica serão dominantes.

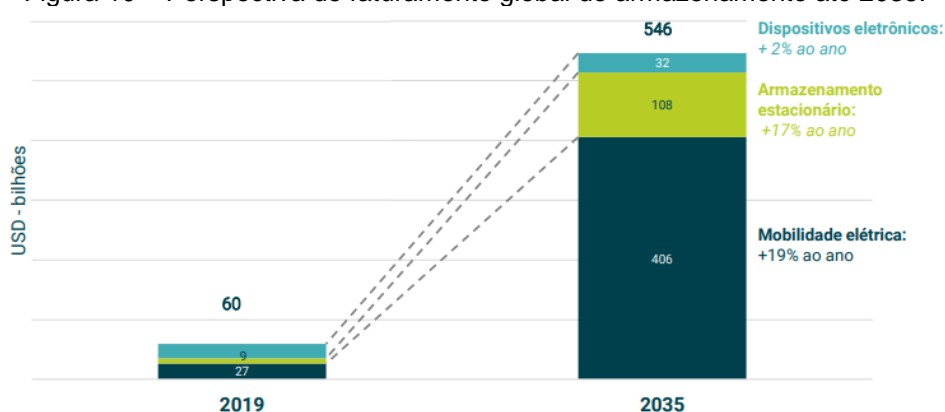
Entre 2020 e 2035 a demanda por baterias para mobilidade elétrica crescerá em 19% por ano. Em 2035 a mobilidade elétrica representará mais de 70% da demanda total por baterias. Este crescimento de demanda induzirá uma redução significativa no custo de baterias para outras aplicações, entre elas o mercado de aplicações estacionárias. (GREENER, 2021)

Figura 9 – Potência cumulativa de armazenamento até 2040.



Fonte: Greener (2021)

Figura 10 – Perspectiva de faturamento global de armazenamento até 2035.



Fonte: Greener (2021)

A partir dos dados apresentados, é possível que se confirme um futuro com sistemas de armazenamento com baterias cada vez mais eficientes e apresentando melhor viabilidade financeira, visto que há uma tendência mundial na busca por tais objetivos. Sendo assim, se imagina que além de uma ampliação da quantidade de

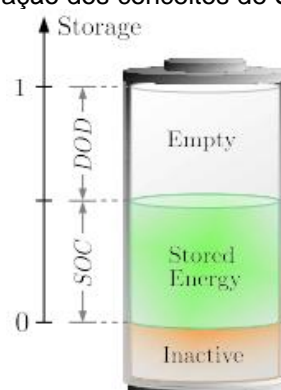
sistemas desse tipo em aplicações já conhecidas, haja ainda uma grande gama de aplicações a serem exploradas, porém, que ainda dependem de sistemas mais acessíveis tanto técnica quanto financeiramente.

2.3.2 Avaliação do estado de baterias

As baterias são fontes ininterruptas de fornecimento de energia, ou seja, permitem que o fluxo de potência se inverta instantaneamente em seus terminais, não resultando em interrupção do suprimento às cargas no instante em que passa do estado de carga para o estado de descarga. Para garantir esse fornecimento ininterrupto, se faz necessária uma avaliação periódica do real estado da bateria, que garanta seu funcionamento quando demandada.

Diversas são as metodologias propostas para a avaliação do estado das baterias, buscando obter parâmetros como estado de carga – SoC (do inglês *State of Charge*) ou estado de saúde – SoH (do inglês *State of Health*), sendo algumas mais simples, porém menos confiáveis, e outras mais complexas, que representam mais fielmente o estado da bateria. Uma dessas metodologias chama-se determinação do estado de carga pelo método de contagem de coulomb, também conhecido como o método ampère-hora, e baseia-se na integração das correntes de carga e de descarga ao longo do tempo, comparando-as com um estado inicial (MOURA, 2019). O SoC determina o quanto de carga ainda resta na bateria, porém, também é encontrado na literatura o conceito oposto, que avalia o quanto de carga foi retirada da bateria, sendo este definido como profundidade de descarga – DoD (do inglês *Depth of Discharge*), Figura 11. Alguns tipos de baterias possuem um limite mínimo de carga que não deve ser ultrapassado, sob pena de causar uma redução precoce na sua vida útil ou mesmo acarretar danos irreversíveis ao componente. Esse limite mínimo de carga varia em função da tecnologia utilizada, porém, em baterias de lítio, esta característica se apresenta como mais uma vantagem, pois não há necessidade de reserva, podendo ser utilizada 100% da sua capacidade.

Figura 11 – Ilustração dos conceitos de SoC e DoD.



Fonte: adaptado de Silva et al (2020).

2.4 EXEMPLOS DE APLICAÇÕES

Os sistemas de energia elétrica que atendem a maioria da população, normalmente são interligados a nível nacional, como é o caso do SIN, no Brasil. No entanto, estes sistemas não atendem todas as localidades habitadas pelas pessoas, surgindo a necessidade da criação de sistemas isolados para suprimento de energia elétrica, dada sua importância para praticamente todas as atividades da sociedade em geral. Sistemas isolados da rede da concessionária visam atender regiões específicas e/ou pequenas localidades, existindo diversos exemplos, tanto a nível nacional quanto mundial que, por muito tempo tiveram os geradores à diesel como principal fonte de energia elétrica, mas com a evolução, passaram a usufruir de fontes renováveis de geração, contando também sistemas de armazenamento, normalmente por baterias, com vistas a complementar a intermitência destas fontes. Tais sistemas, formam então o que é conhecido como mini/microrredes

“As microrredes são sistemas elétricos, em baixa ou média tensão, que possuem tecnologias de geração distribuída, armazenamento de energia e controle de cargas, os quais podem operar conectados ou ilhados com a rede principal, ou ainda, isolados.” (Aoki, 2020, p. 2).

Fato mais recente em relação aos sistemas de armazenamento e ao conceito de microrredes é sua aplicação como recursos para prestação de serviços ancilares à rede da concessionária, ou seja, conectados ao sistema interligado, com vistas melhorar índices de continuidade e de qualidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica. Já a aplicação de GD e de sistemas de armazenamento como fonte de serviços auxiliares em subestações de

transmissão, objeto deste trabalho, não se tem conhecimento da sua utilização no Brasil como aplicação consolidada, existindo apenas projetos de P&D recentes voltados ao tema. Dessa forma, serão apresentados casos de sucesso da aplicação de sistemas de GD com armazenamento em mini/microrredes e também exemplos da aplicação em sistemas isolados.

2.4.1 Projeto OASIS - minirrede UFMG

O projeto OASIS é oriundo da chamada de P&D ANEEL 01/2016 - Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior e foi realizado pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em conjunto com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Foi iniciado em 2017 e consiste em uma minirrede formada dentro do campus da UFMG que reúne recursos de geração FV (500 kWp), microturbinas à gás natural (1 MW) e sistema de armazenamento com baterias de fluxo de vanádio (1MW), Figura 12.

Figura 12 – Elementos que compõem a minirrede dentro da UFMG.



Fonte: UFMG (2019)

A minirrede opera conectada à rede da concessionária e tem a função principal de redução da demanda de pico no horário de ponta, além de gerar créditos junto à concessionária a partir da energia proveniente da GD. Possui ainda a possibilidade de operação em modo ilhado, provendo a alimentação para cargas críticas da instalação e, por estar dentro da Universidade, funciona também como um laboratório para aprendizado/desenvolvimento de novas tecnologias.

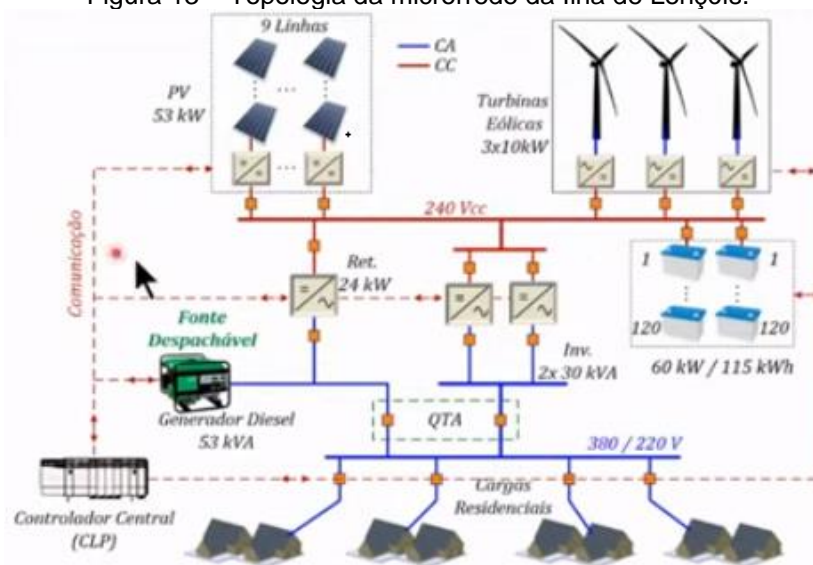
2.4.2 Microrrede isolada - Ilha de Lençóis (MA)

Conforme Souza (2020), o projeto da Ilha de Lençóis, pertencente ao estado do Maranhão, foi um projeto financiado pelo Ministério de Minas e Energia (MME)

com início em 2005, que entrou em operação em 2008, tendo como objetivo demonstrar a viabilidade de microrredes com fontes renováveis para atendimento de comunidades isoladas, com tecnologia nacional.

A microrrede isolada é composta por geração FV (53kW), eólica (30kW), gerador diesel (53kW), banco de baterias chumbo-ácidas (60kW/115kWh) e possui ainda sistema de controle que gerencia toda a rede, otimizando a carga/descarga das baterias e partindo o gerador diesel (fonte despachável), se necessário, em função da intermitência das gerações renováveis, Figura 13.

Figura 13 – Topologia da microrrede da Ilha de Lençóis.



Fonte: Souza (2020).

2.4.3 Projeto ISA CETEEP – São Paulo

Projeto de armazenamento em conjunto com a rede, oriundo da chamada pública da ANEEL Projeto de P&D Estratégico nº 021/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, realizado pela empresa ISA CETEEP, no estado de São Paulo, que será o primeiro projeto com a utilização de SAEB em larga escala no sistema de transmissão brasileiro. Aprovado pela ANEEL em novembro de 2021, o SAEB utilizará baterias de lítio com capacidade de 30MW/60MWh e sistema de controle/proteção, servindo para compensar a intermitência das fontes renováveis, além de atuar para redução da demanda na região do litoral, que ocorre durante o verão.

O escopo da iniciativa inclui um banco de baterias de 60 MWh, inversores, transformadores, softwares de gestão de energia e sistemas de automação, proteção e controle. O objetivo é suportar o incremento pontual da demanda do Litoral Sul Paulista, especialmente na época do verão, a partir de novembro de 2022, beneficiando mais de dois milhões de pessoas. (Canal Energia, 2022).

Além do ineditismo em relação ao porte do sistema no Brasil, são relatados como benefícios do projeto a contribuição para a descarbonização, descentralização e digitalização do setor elétrico, evitando ainda a execução de obras em áreas de preservação. Por se tratar de um sistema modular, como mostrado na Figura 14, é prevista a possibilidade de alocação de parte do SAE para outras regiões, visando atender demandas momentâneas.

Figura 14 – Esboço do SAE que será instalado no estado de São Paulo.



Fonte: ISA CETEEP (2021)

2.4.4 Projeto CPFL – São Paulo

Exemplos da utilização de sistemas de SAEs em conjunto com a rede da concessionária são descritos por Rissi (2022), que apresenta projetos conduzidos pela empresa CPFL, já em fase de finalização, oriundos de projetos de P&D da ANEEL. Tais projetos contemplam a utilização de SAEs com baterias de lítio em diferentes pontos do sistema elétrico, sendo um na distribuição, outro na geração/transmissão e um terceiro junto ao consumidor final, buscando elaborar uma metodologia em alinhamento com tendências mundiais, que possa considerar a utilização de baterias no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão/distribuição.

O SAE aplicado na distribuição, instalado dentro de uma subestação, é composto por dois conjuntos de baterias de lítio de 0,5MW/1MWh, dois módulos de 500kW para conversão CC/CA e sistema de gerenciamento, Figura 15, e seu ponto

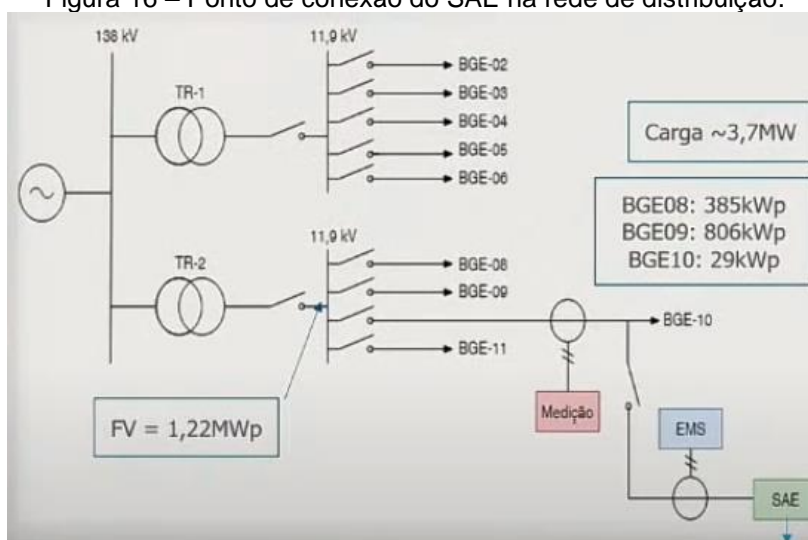
de conexão no sistema é mostrado na Figura 16, junto ao alimentador BGE-10. Através do sistema de controle é possível realizar as funções de atenuação de picos (*peak shaving*), deslocamento do consumo (*energy time shift*), regulação de tensão (*voltage regulation*) e integração com recursos intermitentes.

Figura 15 – SAE aplicado ao sistema de distribuição.



Fonte: Rissi (2022)

Figura 16 – Ponto de conexão do SAE na rede de distribuição.



Fonte: Rissi (2022)

Um dos resultados apresentados para a função *peak shaving* é apresentado na Figura 17, podendo-se notar diferença significativa entre a demanda do alimentador sem o SAE (curva laranja) e com o SAE (curva verde).

Figura 17 – Gráficos de demandas do sistema com SAE na distribuição.



Fonte: Rissi (2022)

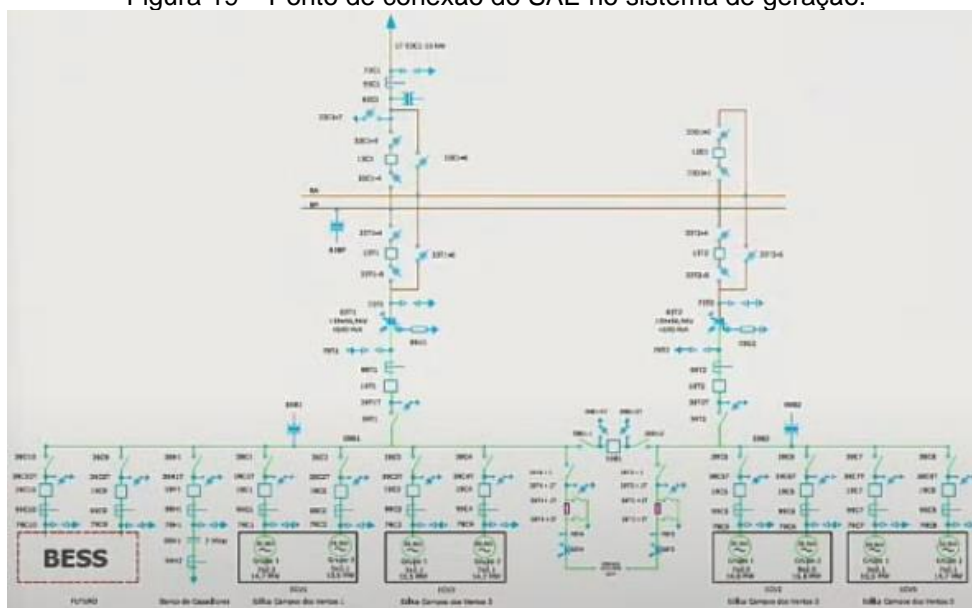
Já o SAE aplicado na geração, instalado junto de um parque eólico, é composto por um conjunto de baterias de lítio de 1MW/1,29MWh e dois módulos de 500kW para conversão CC/CA instalados no mesmo compartimento do sistema de gerenciamento, Figura 18, e seu ponto de conexão no sistema de geração é mostrado na Figura 19, nomeado como BESS (do inglês *Battery Energy Storage System*). As funções possíveis de serem desempenhadas por este SAE envolvem suavização da curva de geração, controle de tensão, frequência e fator de potência, além de um controle manual para otimização da geração, que pode ser necessário em situações de alta geração, quando se atinge o limite de despacho do sistema de transmissão. Nessas situações, o ONS pode solicitar o controle da geração eólica, por exemplo, incorrendo no desperdício de potencial do vento naquele instante, o que acaba não ocorrendo, pois a bateria pode absorver o excedente da geração e posteriormente descarregá-lo no sistema.

Figura 18 – SAE aplicado ao sistema de geração.



Fonte: Rissi (2022)

Figura 19 – Ponto de conexão do SAE no sistema de geração.



Fonte: Rissi (2022)

Dentre as funcionalidades apresentadas, a função de suavização da geração é mostrada na Figura 20, sendo grifados os momentos de aumento expressivo da geração eólica (aumento da velocidade do vento), quando a bateria do SAE é carregada e também redução brusca na geração (redução da velocidade do vento), quando a bateria descarrega a energia armazenada.

Figura 20 – Função de suavização da geração proporcionado pelo SAE.

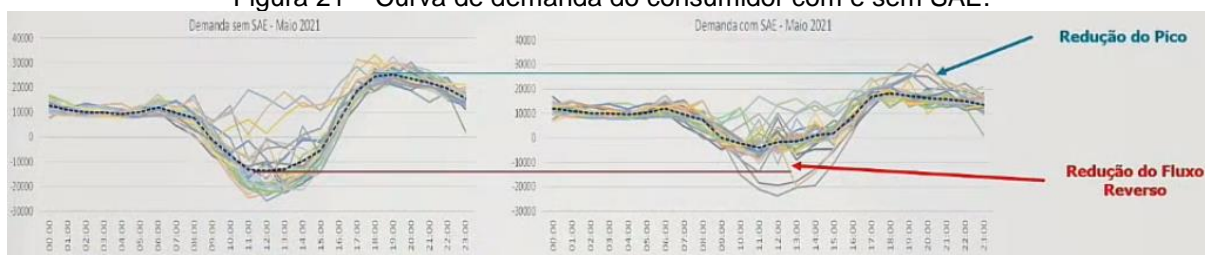


Fonte: Rissi (2022).

Por fim, o terceiro SAE, aplicado junto de um cliente final do grupo A, sendo este um condomínio residencial que possui a maioria das unidades com GDF

instalada. Para este caso o SAE possui capacidade de 200kW/30kWh e visa a substituição do gerador diesel da instalação, atuando na redução da demanda e deslocamento do consumo, de forma similar ao mostrado no caso junto à distribuição. Na Figura 21 pode-se observar a redução obtida na demanda, sendo à esquerda, a curva de demanda média sem o SAE, e à direita, a curva de demanda média com o SAE.

Figura 21 – Curva de demanda do consumidor com e sem SAE.



Fonte: Rissi (2022).

3 DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

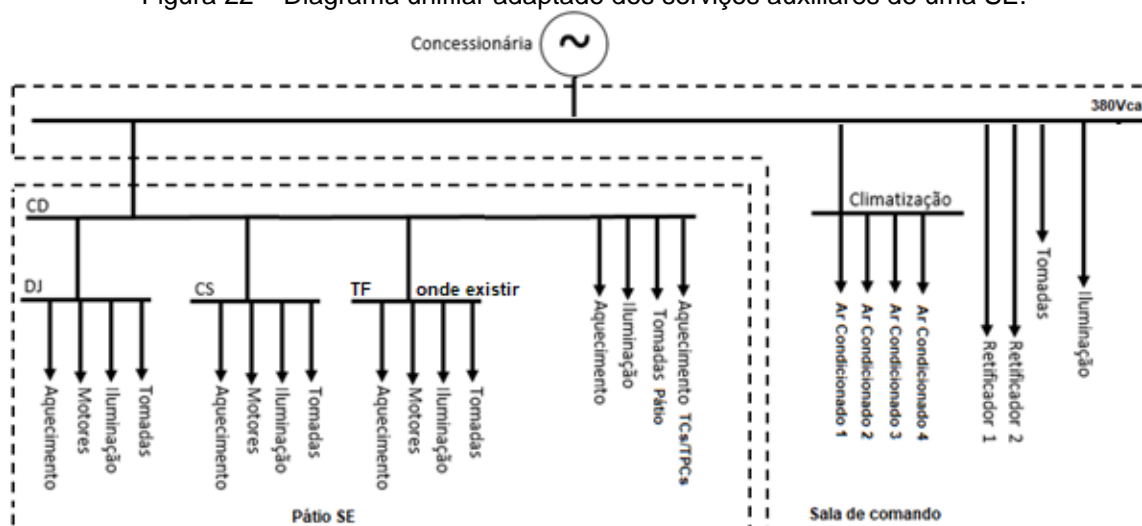
Os sistemas dimensionados terão como objetivo servir como alternativa à substituição de fontes não confiáveis, oriundas da concessionária local, existentes em SEs de uma empresa que atua no setor de transmissão do SEP. Estes sistemas propostos visam o suprimento confiável das cargas de serviços auxiliares de SEs localizadas na cidade de Bento Gonçalves, sendo abordada inicialmente uma instalação (SE 01) que possui um módulo de entrada de linha em 230kV e, posteriormente, outra instalação de maior porte (SE 02), para as quais serão dimensionados sistemas de suprimento híbridos, compostos por sistema de geração fotovoltaica (SGFV) em conjunto com sistema de armazenamento por baterias (SAEB), sendo seu comportamento verificado a partir de simulações com a utilização do software OpenDSS. As SEs abordadas nesse trabalho já dispõem de alimentação proveniente da concessionária em média tensão, porém, localizam-se em regiões que apresentam índices de nível de tensão abaixo dos exigidos, por se tratar de alimentadores rurais, distantes dos centros de consumo. Dessa forma, objetiva-se o dimensionamento de sistemas com capacidade de suprir as cargas das SEs sem depender da alimentação da concessionária, porém, que farão uso dessa disponibilidade para despachar o excedente de geração FV, quando houver, permitindo sua compensação em outras instalações da mesma empresa localizadas na área de concessão da mesma concessionária.

3.1.1 Considerações sobre a carga

Para o dimensionamento de qualquer sistema de suprimento, a definição da carga a ser suprida é pré-requisito inicial. Em uma SE, muitos dos equipamentos existentes nos serviços auxiliares apresentam duplicidade, para entrada em operação do segundo equipamento em caso de falha no primeiro, além de condições operacionais que impedem o uso de alguns equipamentos simultaneamente, logo, a carga instalada é maior do que aquela que realmente é utilizada. Quando analisadas SEs de portes distintos, nota-se que os tipos de cargas são similares, variando, basicamente, sua quantidade/potência, que é

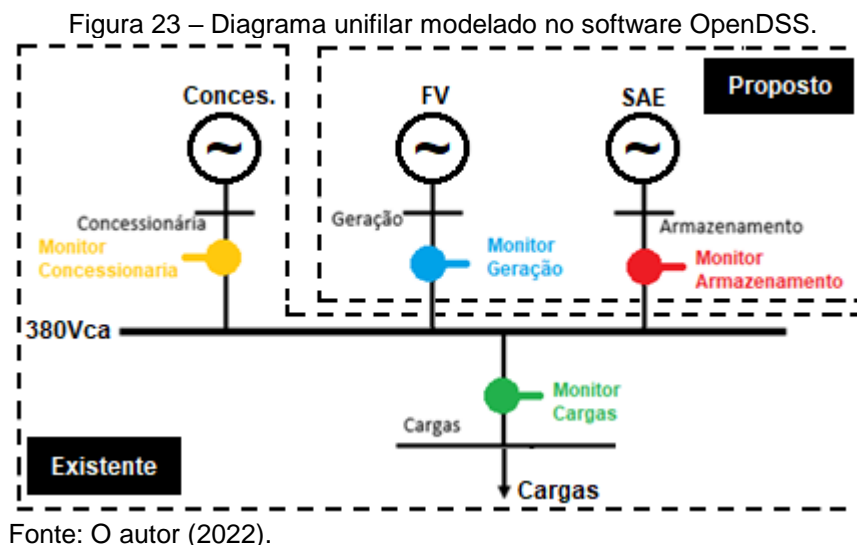
proporcional ao porte da SE. Conforme já descrito na secção 2.1.2, as cargas de SAs de uma SE necessitam de 3 alternativas de suprimento, porém, como cada uma delas deve possuir capacidade de suprir as cargas de forma independente, duas dessas fontes serão desconsideradas, sendo apresentado na Figura 22 um diagrama unifilar adaptado, com cargas típicas do sistema de 380Vca da instalação e somente a fonte proveniente da concessionária.

Figura 22 – Diagrama unifilar adaptado dos serviços auxiliares de uma SE.



Fonte: O autor (2022).

Como em cada SE só há um ponto de medição no barramento dos SAs que contabiliza, entre outras grandezas, as potências ativa, reativa e aparente totais, foi utilizada a potência aparente total como referência para a carga a ser suprida. Portanto, no software, foi modelada uma carga trifásica, do tipo potência constante, com fator de potência igual a 1 e valor igual à máxima demanda registrada nas medições, além da entrada da concessionária, ambas existentes, juntamente com o SGFV e o SAEB propostos. Foram utilizados, ainda, os monitores (*Monitors*), que são as classes do software OpenDSS necessárias para análise das grandezas elétricas no circuito, Figura 23.



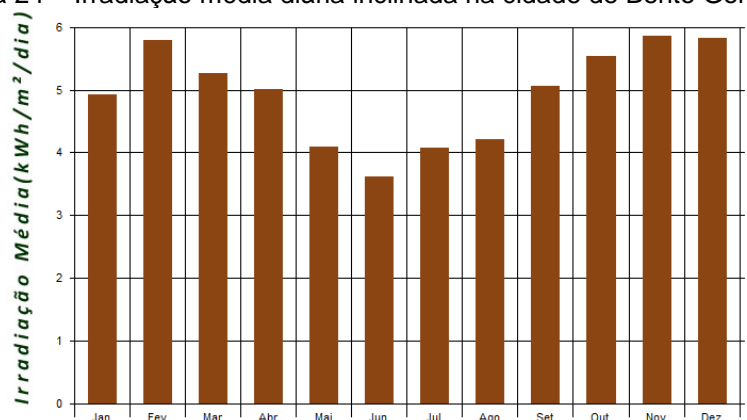
Como as medições obtidas são de potência trifásica, mas no software OpenDSS as simulações realizadas são independentes para cada fase, será assumido que a carga da instalação é equilibrada, o que pode ser considerado como uma aproximação válida, dada a distribuição das cargas apresentadas nas seções 3.2.1 e 3.3.1. Dessa forma, os gráficos de cada fase terão igual amplitude, sendo plotados um sobre o outro, e apresentarão valores da ordem de um terço dos valores de potência reais extraídos da instalação.

3.1.2 Considerações sobre os sistemas de geração fotovoltaica

Quanto aos SGFVs abordados, será considerado que em todas as SEs utilizadas como estudo de caso há espaço físico disponível para a instalação ao nível do solo, logo, alguns parâmetros importantes poderão ser otimizados nas instalações. No caso do ângulo de desvio azimutal, este será considerado como 0° . Já em relação ao ângulo de instalação dos módulos, foi realizada consulta à base de dados do software Radiasol 2, extraíndo dados de irradiação horários de todos os meses do ano, para diversos ângulos de inclinação. Dessa forma, verificou-se que o ângulo de 30° é o que possui maior valor anual de irradiação solar, sendo, portanto, esse o ângulo adotado para instalação dos módulos FVs.

Entre os fatores relevantes para um sistema FV, a irradiação do local é a mais importante. É com esse dado que será possível determinar a quantidade de módulos necessária à geração requerida. A partir do software Radiasol 2, foram obtidas a irradiações médias nos 12 meses do ano, como mostrado na Figura 24.

Figura 24 – Irradiação média diária inclinada na cidade de Bento Gonçalves.

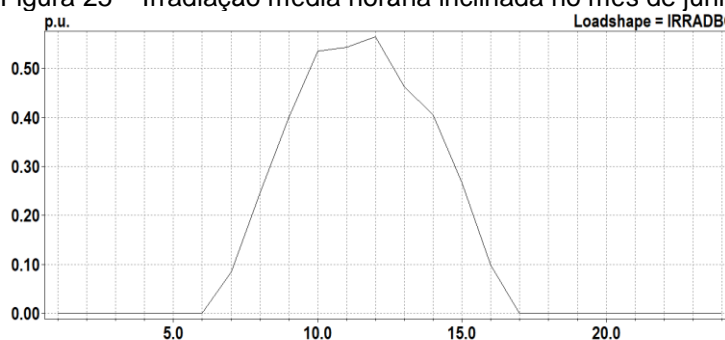


Fonte: Radasol 2 (2022).

Uma forma possível de dimensionar uma instalação FV, talvez a mais utilizada em sistema *on-grid*, é utilizar o método da irradiação média anual, ou seja, uma média dos 12 valores apresentados na Figura 24. Sistemas dimensionados por esse método apresentarão geração maior que a carga nos meses de maior irradiação, quando haverá injeção de energia na rede da concessionária, e geração menor que a carga em meses de menor irradiação, quando haverá consumo de energia da rede da concessionária. O resultado será, então, uma geração média que deverá compensar o consumo no período de um ano. Já para instalações *off-grid* ou híbridas, nas quais não se deseja consumir energia da rede da concessionária, que é a situação abordada nesse trabalho, o dimensionamento deve ser realizado pelo método do mês crítico, descrito em Cresesb (2014). Esse método baseia-se no menor valor de irradiação para definição da quantidade de módulos FV, visando garantir que o SGFV tenha capacidade de suprir a carga mesmo na pior situação possível, que no caso da cidade de Bento Gonçalves ocorre no mês de junho.

Para este mês, foram consultados os valores médios horários de irradiação inclinada ao longo de um dia. Este gráfico é mostrado na Figura 25 e foi plotado através do OpenDSS, utilizando a escala p.u., em relação ao valor padrão de teste dos módulos, que é de $1000\text{W}/\text{m}^2$, ou seja, o pico de irradiação ocorre ao meio dia, com $565\text{W}/\text{m}^2$.

Figura 25 – Irradiação média horária inclinada no mês de junho.



Fonte: OpenDSS (2022).

Integralizando os valores de irradiação mostrados na Figura 25, chega-se ao valor de 3,612kW/m², tomado como base para o dimensionamento dos SGFVs.

Outro fator de importância para o dimensionamento dos SGFVs e que foi considerado nas simulações é a taxa de desempenho (TD), adotada como 0,75. Este valor, conforme Cresesb (2014), refere-se à média de desempenho de sistemas FV instalados no Brasil, levando em consideração perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, entre outras. A variação de temperatura não foi considerada nas simulações, sendo utilizado o valor padrão de teste dos módulos, de 25°C.

A irradiação do local e a taxa de desempenho juntamente com as características do módulo e o consumo da instalação serão os fatores considerados para calcular o número de módulos necessários ao SGFV, conforme Equação (3.1), e, posteriormente, a potência do SGFV (SEVERO, 2022).

$$N_{módFV} = \frac{Cons_{máx}}{H_{tot} \cdot A_{mód} \cdot Ef_{mód} \cdot TD} \quad (3.1)$$

Onde:

- | | | |
|--------------|---|-----------------------------------------------|
| $N_{módFV}$ | - | Número de módulos necessários ao SGFV |
| $Cons_{máx}$ | - | Consumo máximo registrado na instalação (kWh) |
| H_{tot} | - | Irradiação total (kWh/m ² /dia) |
| $A_{mód}$ | - | Área do módulo FV (m ²) |
| $Ef_{mód}$ | - | Eficiência do módulo FV (%) |
| TD | - | Taxa de desempenho do sistema (%) |

Multiplicando o valor de $N_{módFV}$ pela potência nominal do módulo, chega-se à potência do sistema FV, conforme equação (3.2).

$$P_{SGFV} = N_{módFV} \cdot P_{módFV} \quad (3.2)$$

Onde:

- P_{SGFV} - Potência do SGFV (Wp)
- $N_{módFV}$ - Número de módulos necessários
- $P_{módFV}$ - Potência do módulo (Wp)

3.1.3 Considerações sobre os sistemas de armazenamento de energia

Em relação ao SAE, seu objetivo na aplicação prevista é o suprimento das cargas como fonte principal, nos momentos em que não há geração FV suficiente para tal, ou seja, o sistema de armazenamento deve ser utilizado na intermitência da geração FV. Uma solução de SAE possível para esta aplicação é chamada de BESS (do inglês *Battery Energy Storage System*), uma opção disponível comercialmente no Brasil por alguns fabricantes, fornecida como um eletrocentro modular tipo container, e que apresenta diversos pontos positivos na sua utilização, por se tratar de uma solução completa que engloba banco de baterias, sistema de gerenciamento e unidade de conversão de potência, conforme Figura 26, que ilustra um BESS do fabricante WEG, chamado comercialmente de ESSW.

Figura 26 – Sistema de armazenamento ESSW.



Fonte: Adaptado de WEG (2022).

Conforme Vasconcelos (2022), o ESSW é um sistema modular que utiliza baterias de lítio, sendo, cada módulo, composto por células ligadas em série e

podendo esses módulos serem associados de forma a atingir os valores necessários ao suprimento da carga. A Tabela 2 mostra as especificações de cada módulo, em que a vida útil estimada, em ciclos, está relacionada à profundidade de descarga (DoD – do inglês *Depth of Discharge*) e à temperatura de operação.

Tabela 2 – Especificações dos módulos do sistema ESSW.

Especificação técnica	Valor
Tensão por célula (V_{cel})	3,2V
Capacidade por célula (Cap_{cel})	280Ah
Quantidade de células (N_{cel})	20
Tensão nominal do módulo ($V_{mód}$)	64
Capacidade do módulo ($Cap_{mód}$)	280Ah/17,92kWh
Vida útil estimada com DoD 80%	> 6000 ciclos @ 25°C
Profundidade de descarga máxima (DoD)	100%

Fonte: O autor (2022).

O sistema ESSW tem seu funcionamento baseado na descarga da energia armazenada nas baterias, em CC, para suprimento de cargas em CA. Para isso utiliza um conversor bidirecional, que também é responsável pela retificação da energia em CA, nos momentos de recarga das baterias. Em casos como esse, Cresesb (2014) sugere que seja considerado um rendimento de 86%, atribuído às baterias na conversão de energia química em energia elétrica, além de um fator que visa compensar o rendimento do conversor bidirecional, que foi considerado como 96,4% (WEG, 2022). Dessa forma, tanto nos cálculos quanto nas simulações dos SAEs foi considerado um rendimento total do SAE igual a 82,9%, obtido a partir da multiplicação dos rendimentos descritos.

As especificações do sistema ESSW serão utilizadas como referência para o SAE e seu dimensionamento será baseado em duas condições, devendo suprir:

- Condição 1 – o consumo máximo registrado no histórico da SE, durante pelo menos 24 horas, sem qualquer outra fonte de geração. Como a utilização de baterias para o suprimento dos SAs em CA não é uma condição prevista pelo ONS, não foi encontrado nenhum documento que defina o tempo mínimo de suprimento nesse caso, no entanto, o período de 24 horas é bastante superior ao definido em ONS (2021) para suprimento de sistemas em CC nas SEs do SEP.
- Condição 2 – o consumo máximo registrado no histórico da SE, continuamente, considerando recargas diárias totais do SAE através do sistema FV, na pior condição de geração;

O dimensionamento do SAE para atendimento à condição 1 será verificado através da Equação (3.3) (CRESESB, 2014):

$$Cap_{SAE} = \frac{Cons_{m\acute{a}x} \cdot Dias_{Auton}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{conv} \cdot DoD} (kWh) \quad (3.3)$$

Onde:

Cap_{SAE}	-	Capacidade necessária ao sistema de armazenamento (kWh)
$Cons_{m\acute{a}x}$	-	Consumo máximo registrado na instalação (kWh)
$Dias_{Auton}$	-	Dias de autonomia
η_{bat}	-	Rendimento das baterias (%)
η_{conv}	-	Rendimento do conversor bidirecional (%)
DoD	-	Profundidade de descarga (%)

Como já foram definidos o período de autonomia, o rendimento da bateria, o rendimento do conversor e a profundidade de descarga, a Equação (3.3) pode ser reescrita como:

$$Cap_{SAE} = \frac{Cons_{m\acute{a}x} * 1}{0,86 * 0,964 * 1} (kWh)$$

$$Cap_{SAE} = \frac{Cons_{m\acute{a}x}}{0,829} (kWh)$$

Já para obter o número de módulos do sistema ESSW, será utilizada a Equação (3.4):

$$N_{m\acute{o}dSAE} = \frac{Cap_{SAE}}{Cap_{m\acute{o}dSAE}} \quad (3.4)$$

Onde:

$N_{m\acute{o}dSAE}$	-	Número de módulos necessários ao SAE
Cap_{SAE}	-	Capacidade necessária ao SAE
$Cap_{m\acute{o}dSAE}$	-	Capacidade disponível em um módulo

Como a capacidade de um módulo é fixa, definida na Tabela 2, a Equação (3.4) também pode ser reescrita, ficando:

$$N_{mód} = \frac{Cap_{SAE}}{17,92}$$

Portanto, são estas as equações que serão utilizadas para o dimensionamento do SAE.

3.1.4 Considerações sobre o software OpenDSS

A capacidade de um SAEB, normalmente utiliza a unidade Ah como referência, no entanto, a unidade utilizada pela classe *Storage* do software OpenDSS é kWh, que pode ser considerada como a capacidade, em Ah, multiplicada pela tensão nominal do componente. Na Tabela 2, é indicada a capacidade de um módulo como sendo 17,92 kWh, ou seja, considera a capacidade de 280 Ah, multiplicada pela tensão nominal do módulo, de 64 V. Dessa forma, as simulações que contemplam elementos de armazenamento, foram sempre referenciadas à quantidade de módulos, entendendo que a capacidade total do elemento simulado será a quantidade de módulos multiplicada por 17,92 kWh.

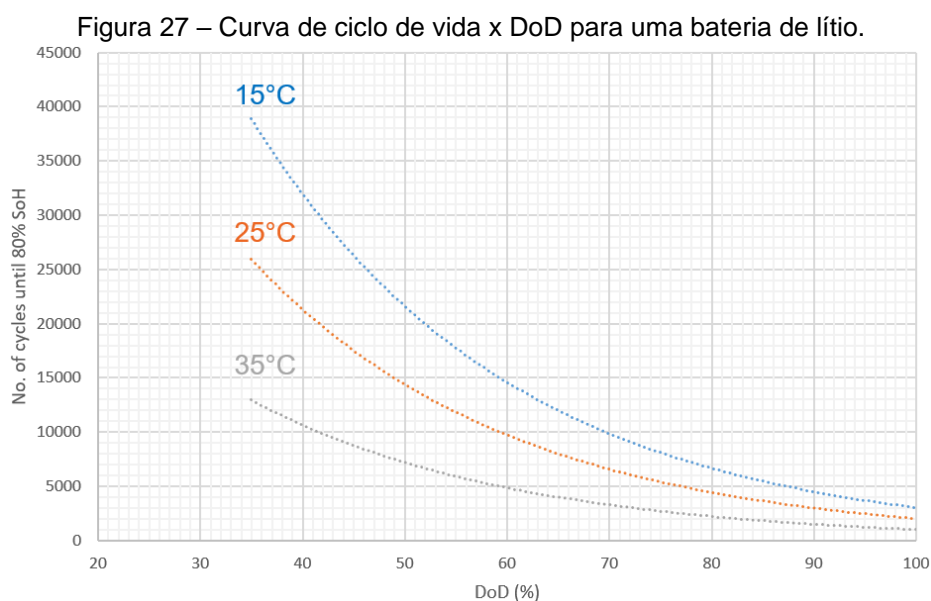
Além da capacidade, a classe *Storage* também exige que seja declarada a potência do elemento de armazenamento, em kW, que é obtida a partir da capacidade declarada dividida pelo número de horas que este deverá operar (RADATZ, 2019). Relacionando com um módulo do sistema ESSW, que tem capacidade de 17,92 kWh, caso este seja descarregado em 10 horas (C10), sua potência será 1,792kW, sendo esta a relação adotada para as simulações realizadas.

3.1.5 Relação de N° de ciclos x DoD para o SAEB

O dimensionamento do SAE para atendimento à condição 1, descrita na seção 3.1.3, é voltado a sistemas off-grid com SAEB, nos quais o dimensionamento do banco de baterias é realizado de acordo com a autonomia que se deseja, considerando uma situação em que não haja recarga destas, ou seja, um período em que, por qualquer razão, o SGFV não opere. Nessa condição, conforme dados do sistema ESSW, Tabela 2, a DoD utilizada foi 100%.

No entanto, o funcionamento normal do sistema considera a descarga das baterias na intermitência da geração FV e sua recarga nos períodos de geração, logo, a DoD real a que as baterias estarão submetidas será inferior, sendo esta a utilizada na análise da relação N° ciclos x DoD, proposta nesse trabalho.

Para possibilitar a análise citada é necessário dispor da curva que relaciona as duas grandezas, porém, esta não foi obtida junto ao fabricante do sistema ESSW, sendo utilizada como referência a documentação de baterias de lítio de outro fabricante, mostrada na Figura 27.



Fonte: Baterias Hoppecke (2022).

Como a especificação das baterias do sistema ESSW utiliza a temperatura de 25°C como referência, será também utilizada a curva referente a 25°C, mostrada na Figura 27. Apesar de ser possível a consulta do N° de ciclos para diversos valores de DoD, os resultados das simulações nem sempre resultaram em valores exatos, logo, para que fosse possível uma relação precisa entre estes DoDs e o respectivo N° de ciclos, foi levantada a equação da curva referente a 25°C. Os dados utilizados como base são apresentados na Tabela 3 e a equação obtida foi a equação (3.5).

Tabela 3 – DoD X N° ciclos - curva referente à 25°C.

DoD	100	95	90	85	80	75	70
N° ciclos	2000	2420	2980	3600	4400	5360	6580
DoD	65	60	55	50	45	40	35
N° ciclos	8000	9780	11840	14330	17530	21240	26000

Fonte: O autor (2022).

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 \cdot e^{-0,039 \cdot DoD} \quad (3.5)$$

Onde:

- | | | |
|----------------------------|---|----------------------------------------|
| $N^{\circ} \text{ ciclos}$ | - | Número de ciclos |
| e | - | Número de Euler - Constante matemática |
| DoD | - | Profundidade de descarga (%) |

A Equação (3.5) foi obtida através de software, sendo criado um gráfico de dispersão de duas dimensões a partir dos valores da Tabela 3, para o qual obteve-se uma relação R^2 igual a 1, indicando que os valores utilizados apresentam erro quase nulo em relação à curva real. Dessa forma, considerou-se adequada a utilização da Equação (3.5) para obtenção do número de ciclos para os SAEs simulados no OpenDSS.

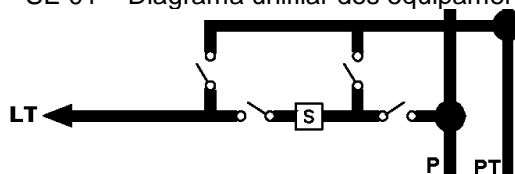
3.1.6 Considerações sobre a geração de créditos

Conforme descrito na seção 3.1, os sistemas dimensionados têm, como objetivo secundário, a geração de créditos de energia para compensação junto à concessionária através do SCEE. Os sistemas propostos foram dimensionados a partir da condição de carga plena e irradiação mínima sobre os módulos do SGFV, uma vez que visam o atendimento das cargas na pior condição possível, porém, no que diz respeito à geração de créditos, uma análise mais próxima do real não deve considerar esse cenário. Sendo assim, as simulações realizadas para a análise de geração de créditos consideraram os sistemas dimensionados sob condição de carga média da SE e irradiação média anual, sendo a análise feita sempre a partir do monitor Concessionária, mostrado na Figura 23, ponto pelo qual passa a energia excedente gerada pelo SGFV. Considerou-se, ainda, a instalação destes sistemas após o dia 07/01/2023, ou seja, não existirá o direito de compensação integral da geração excedente, passando a incidir algumas componentes tarifárias sobre o montante de energia injetada na rede da concessionária, a depender do porte do SGFV.

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA – SE 01

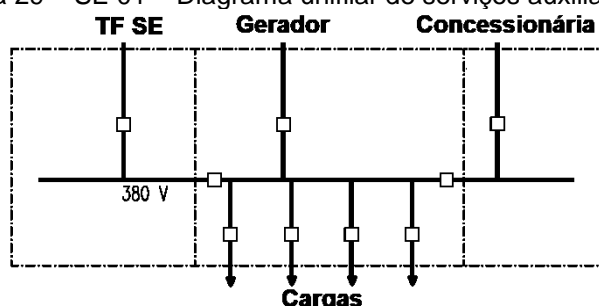
O primeiro sistema abordado será voltado à uma SE que possui, no pátio, os equipamentos referente a um módulo de 230kV, Figura 28, e sistema de serviços auxiliares conforme Figura 29.

Figura 28 – SE 01 – Diagrama unifilar dos equipamentos de pátio.



Fonte: O autor (2022).

Figura 29 – SE 01 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares CA.



Fonte: O autor (2022).

3.2.1 Definição da carga

As cargas do serviço auxiliar de 380Vca são dispostas conforme mostrado no diagrama da Figura 22. Já na Tabela 4, são apresentadas tanto a carga instalada, quanto o máximo uso simultâneo dos equipamentos, que possuem valores bem diferentes em função das questões descritas na seção 3.1.1.

Tabela 4 – SE 01 – Quadro de cargas dos serviços auxiliares CA.

(continua)

ITEM	DESCRIÇÃO	kW UNITÁRIO	Nº EQPTOS	kW INSTALADO	FASE INSTALADA			MÁX USO SIM/FASE		
					A	B	C	A	B	C
AQUECIMENTO EQUIP.PÁTIO	DJ 230kV	0,5	1	0,50	0,50			0,50		
	CSs 230kV	0,15	4	0,60		0,60			0,60	
	TCs	0,075	3	0,23		0,23			0,23	
	TPCs	0,075	3	0,23			0,23			0,23
	CD	0,15	1	0,15	0,15			0,15		
SUB TOTAL				1,70	0,65	0,83	0,23	0,65	0,83	0,23

(conclusão)

ITEM	DESCRIÇÃO	kW UNITÁRIO	Nº EQPTOS	kW INSTALADO	FASE INSTALADA			MÁX USO SIM/FASE		
					A	B	C	A	B	C
CLIMATIZAÇÃO	Ar Condicion.	3,93	4	15,72	5,24	5,24	5,24	2,62	2,62	2,62
	SUB TOTAL			15,72	5,24	5,24	5,24	2,62	2,62	2,62
MOTORES EQUIPAMENTOS	Motores DJ	1,98	3	5,94	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
	Motores CSs	0,368	4	1,47	0,49	0,49	0,49			
	SUB TOTAL			7,41	2,47	2,47	2,47	1,98	1,98	1,98
TOMADAS	Sala Comando	0,6	7	4,20		4,20			1,26	
	Eqptos pátio	1	3	3,00	3,00			0,90		
	SUB TOTAL			7,20	3,00	4,20	0,00	0,90	1,26	0,00
ILUMINAÇÃO	Sala Comando	0,06	24	1,44			1,44			1,44
	DJ 230kV	0,06	8	0,48	0,48			0,48		
	CSs 230kV	0,06	4	0,24			0,24			0,24
	CD	0,06	1	0,06			0,06			0,06
	SUB TOTAL			2,16	0,48	0,00	1,68	0,48	0,00	1,74
RETIFICADORES	Sistema 125Vcc	8,17	2	16,34	5,45	5,45	5,45	2,72	2,72	2,72
	SUB TOTAL			16,34	5,45	5,45	5,45	2,72	2,72	2,72
TOTAL (kW)				50,53	17,29	18,18	15,06	9,35	9,41	9,29
Fator de Potência Global					0,90			0,90		
TOTAL (kVA) / FASE					19,21	20,20	16,74	10,39	10,45	10,32
TOTAL (kVA) TRIFÁSICO					56,15			31,17		

Fonte: O autor (2022).

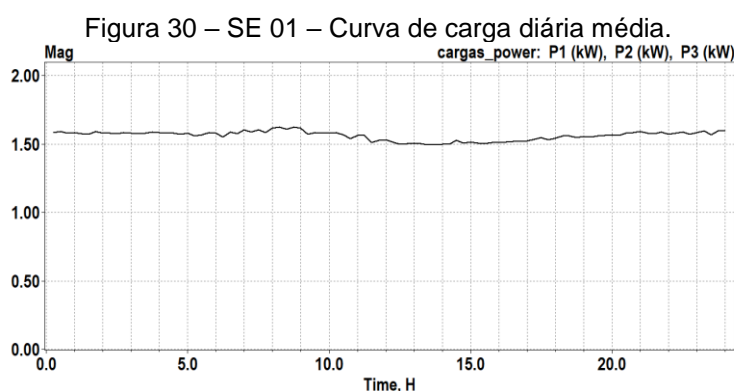
Os valores de potência apresentados na Tabela 4 representam os valores teóricos máximos possíveis, o que não ocorre na prática. Por esse motivo, através do sistema supervisorio da instalação foram obtidas medições da potência aparente trifásica do barramento de serviços auxiliares da instalação, no período de 01/10/2021 até 30/09/2022. Esses valores foram registrados em intervalos de 5 minutos, totalizando 105116 medições, das quais foram extraídas algumas informações, mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – SE 01 – Dados de potência/consumo da carga instalada.

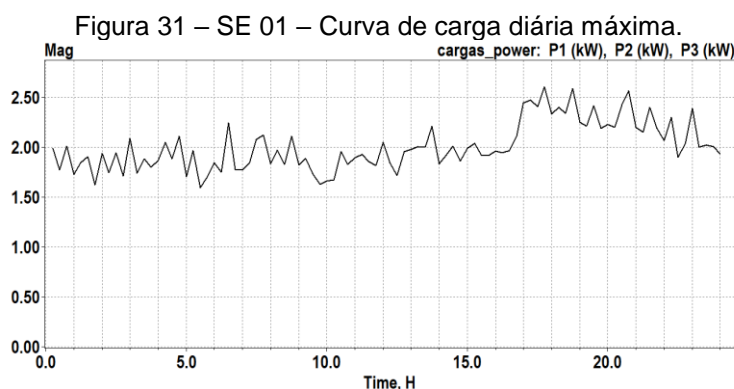
Grandeza	Valor	Data	Hora
Demanda máxima carga ($D_{m\acute{a}x,carga}$)	10,933 kVA	13/01/2022	05:30
Consumo máximo diário ($Cons_{m\acute{a}x}$)	144,14 kWh	22/01/2022	-
Consumo médio diário ($Cons_{m\acute{e}d}$)	112,48 kWh	-	-

Fonte: O autor (2022).

As medições obtidas através do supervisor da instalação foram amostradas em intervalos de 5 minutos, ou seja, 288 medições a cada dia, porém, esta amostragem é diferente daquela definida em ANEEL (2021) e utilizada pelas concessionárias de distribuição de energia, que é de 15 minutos. Por esse motivo, foi realizada uma integralização dos valores medidos também para o período de 15 minutos, obtendo 96 amostras no período de um dia. A partir destes novos valores foram plotadas as curvas de carga média e máxima no período de um dia, mostradas na Figura 30 e na Figura 31, respectivamente.



Fonte: OpenDSS (2022).



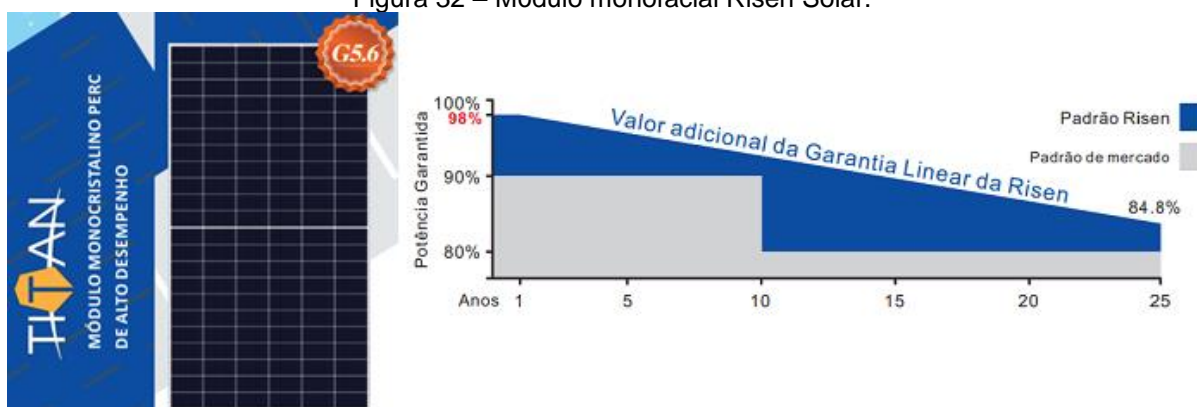
Fonte: OpenDSS (2022).

Apesar de serem apresentados na Tabela 5 os valores de consumo diário médio e máximo, o dimensionamento do sistema de suprimento será realizado a partir do consumo diário máximo, uma vez que este, além de suprir as cargas, visa também a geração de créditos para compensação do consumo de outras instalações da empresa, através do SCEE previsto em Brasil (2022).

3.2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

As especificações gerais para o dimensionamento do SGFV já foram definidas na seção 3.1.2. Partindo-se do valor de irradiação de $3,612\text{kW/m}^2$, juntamente com o consumo máximo da instalação, mostrado na Tabela 5, foi realizado o dimensionamento do SGFV, conforme Severo (2022), que coloca o próximo passo como a determinação do módulo a ser utilizado. A opção foi pelo módulo mostrado na Figura 32, sendo suas principais especificações apresentadas na Tabela 6.

Figura 32 – Módulo monofacial Risen Solar.



Fonte: Adaptado de Risen Solar (2022).

Tabela 6 – Especificações técnicas do módulo monofacial Risen Solar.

	Grandeza	Valor
Características elétricas	Potência nominal - $P_{mód}$ (W _p)	670
	Tensão de circuito aberto - V_{OC} (V)	46,15
	Corrente de curto-circuito - I_{SC} (A)	18,43
	Tensão de potência máxima - V_{mpp} (V)	38,48
	Corrente de potência máxima - I_{mpp} (A)	17,42
	Eficiência - E_f (%)	21,6
Características mecânicas	Tipo da célula	Monocristalina
	Altura (mm)	2384
	Largura (mm)	1303
	Profundidade (mm)	35
	Peso (kg)	35,5
Coeficientes de temperatura	Temperatura referência (°C)	25
	Coeficiente de $P_{máx}$	-0,34%/°C

Fonte: Risen Solar (2022).

A partir das especificações do módulo, pode-se calcular o número de módulos, conforme Equação (3.1):

$$N_{módFV} = \frac{144,14}{3,612 \cdot 3,11 \cdot 0,216 \cdot 0,75}$$

$$N_{módFV} = 79,21$$

$$N_{módFV} = 80 \text{ módulos FV}$$

Já a potência do SGFV é obtida através da Equação (3.2):

$$P_{SGFV} = 80 \cdot 670$$

$$P_{SGFV} = 53600 \text{ Wp} = 53,6 \text{ kWp}$$

A partir da potência descrita, optou-se pela seleção do inversor trifásico *on-grid* mostrado na Figura 33, sendo suas principais especificações mostradas na Tabela 7.

Figura 33 – Inversor trifásico *on-grid* Solis.



Fonte: Solis (2022).

Tabela 7 – Especificações técnicas do inversor utilizado.

(continua)

	Grandeza	Valor
Entrada CC	Potência (kW)	54
	Tensão máxima (Vcc)	1100
	Tensão nominal (Vcc)	600
	Tensão de partida (Vcc)	180
	Corrente máxima de entrada (A)	4 x 32
	Corrente máxima de curto-circuito (A)	4 x 50
	MPPTs	4
Saída CA	Potência nominal (kW)	36
	Potência máxima (kW)	39,6
	Tensão nominal (Vca)	220/380
	Frequência (Hz)	60

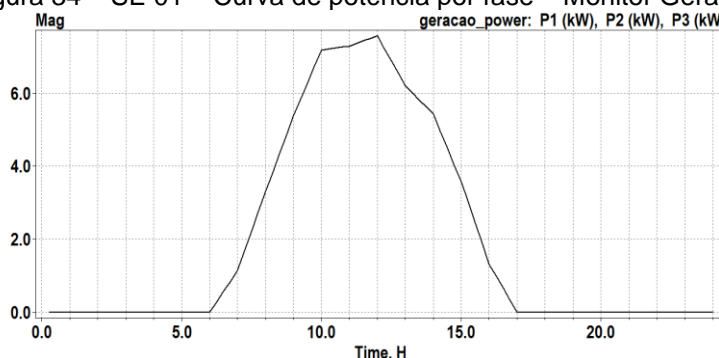
(conclusão)

	Grandeza	Valor
Eficiência	Máxima (%)	98,7
	EU (%)	98,3
	MPPT (%)	> 99,5

Fonte: Solis (2022).

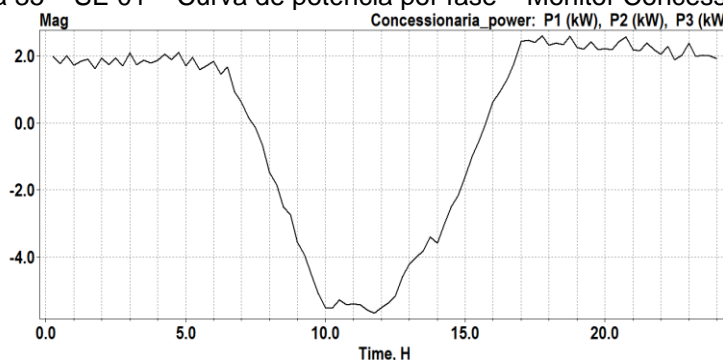
Definidos o módulo e o inversor, foi realizada a simulação do sistema considerando o consumo máximo da SE e a geração FV no mês crítico, conforme descrito na seção 3.1.2. A Figura 34 mostra a potência gerada por fase, vista a partir do monitor Geração, ilustrado na Figura 23. Já a Figura 35 mostra o comportamento da potência a partir do monitor Concessionária, também mostrado na Figura 23.

Figura 34 – SE 01 – Curva de potência por fase – Monitor Geração.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 35 – SE 01 – Curva de potência por fase – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Na Tabela 8 são mostrados os dados de consumo registrados por cada monitor, Figura 23, do sistema simulado, no qual os valores positivos representam o fluxo de potência entrando na barra de serviços auxiliares e os valores negativos representam o fluxo de potência saindo da mesma barra.

Tabela 8 – SE 01 – Dados de consumo referentes a Figura 35.

Monitor	Consumo registrado (kWh)
Cargas	- 144
Geração	145
Concessionária	-1

Fonte: OpenDSS (2022).

Estes dados confirmam que, mesmo em um cenário de carga máxima e de geração mínima, o SGFV tem capacidade de compensar o consumo ao longo de um dia, gerando ainda um excedente que é injetado na rede da concessionária.

3.2.3 Dimensionamento do sistema de armazenamento (SAE)

As especificações gerais e condições de simulação para o SAE foram apresentadas na seção 3.1.3. A partir dessas, foi calculado qual o SAE necessário para atender à carga máxima da SE no período de um dia, de acordo com a Equação (3.3):

$$Cap_{SAE} = \frac{144,14}{0,829}$$

$$Cap_{SAE} = 173,87 \text{ kWh}$$

E calculada também a quantidade de módulos do sistema ESSW, de acordo com a Equação (3.4):

$$N_{módSAE} = \frac{173,87}{17,92}$$

$$N_{módSAE} = 9,703$$

$$N_{módSAE} = 10 \text{ módulos}$$

3.2.4 Simulação do primeiro sistema

Na Tabela 9 são apresentadas as informações do primeiro sistema obtido para atendimento à carga da SE 01. Já os gráficos apresentados foram obtidos por meio dos monitores, conforme Figura 23.

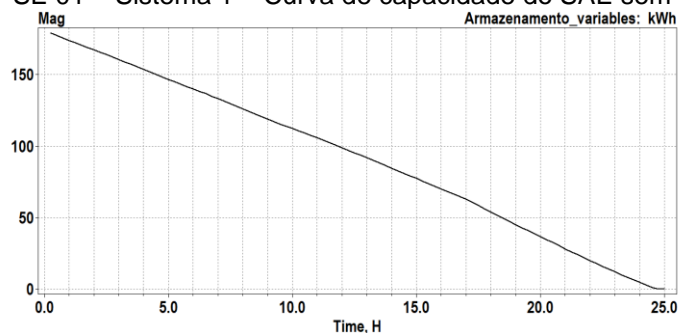
Tabela 9 – SE 01 – Sistema 1 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
1	53,6	10	179,2

Fonte: O autor (2022).

Através da simulação foi possível verificar que o sistema 1 atende à condição 1, atingindo uma DoD de 97,48%, conforme mostrado na Figura 36 e na Tabela 10.

Figura 36 – SE 01 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

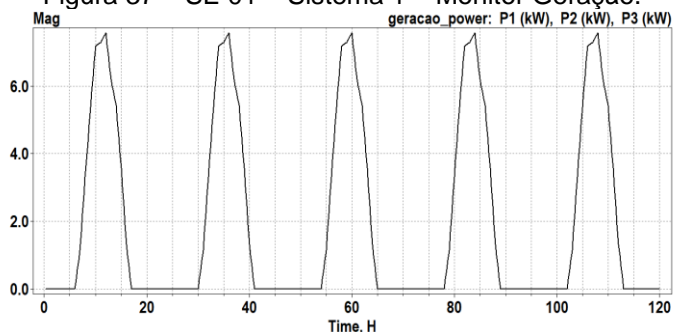
Tabela 10 – SE 01 – sistema 1 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
1	179,20	4,51	97,48	24,75

Fonte: O autor (2022).

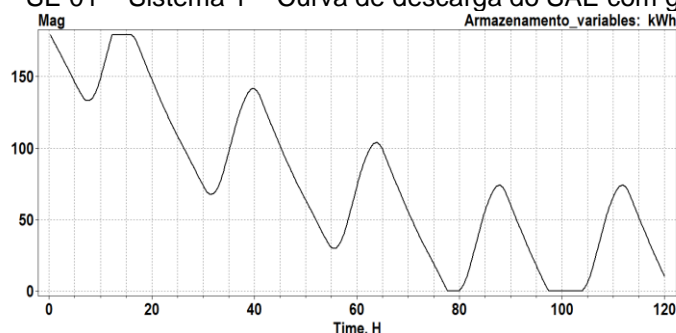
No entanto, foi verificado que não atende à condição 2, uma vez que não atinge a recarga plena do SAE no período de geração FV, Figura 37, resultando em perda da capacidade de armazenamento ao longo do tempo, Figura 38, e necessidade de suprimento pela concessionária após 77,75 horas, Figura 39.

Figura 37 – SE 01 – Sistema 1 – Monitor Geração.



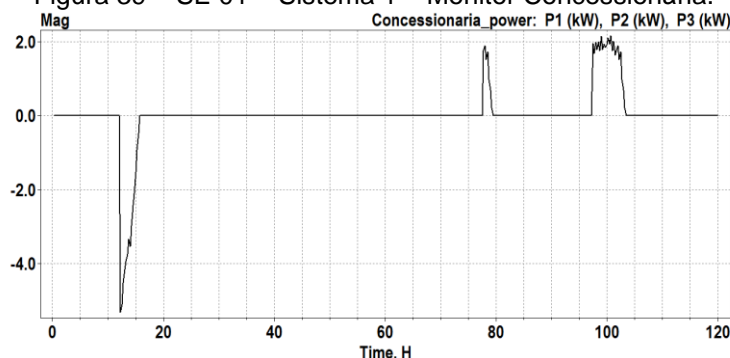
Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 38 – SE 01 – Sistema 1 – Curva de descarga do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 39 – SE 01 – Sistema 1 – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

3.2.5 Simulação do segundo sistema

O SGFV dimensionado na seção 3.2.2 apresenta potência CC de 53,6kWp e potência CA de 36kW. A ampliação da potência deste SGFV foi vista como alternativa, porém, não foi realizado um novo dimensionamento, mas optou-se pela utilização de mais um SGFV idêntico. Na Tabela 11 são apresentadas as informações do segundo sistema para atendimento à carga da SE 01.

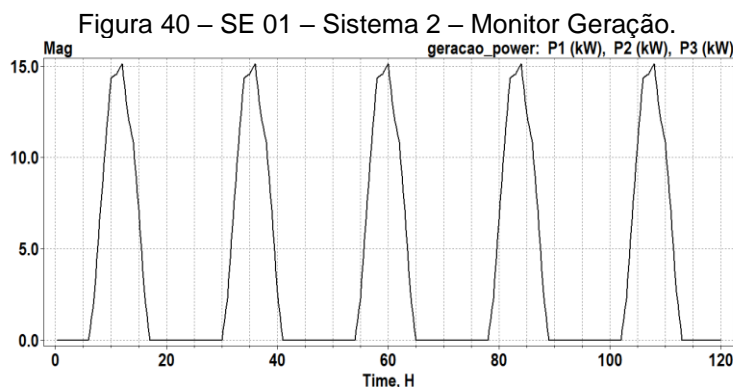
Tabela 11 – SE 01 – Sistema 2 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
2	53,6 + 53,6	10	179,2

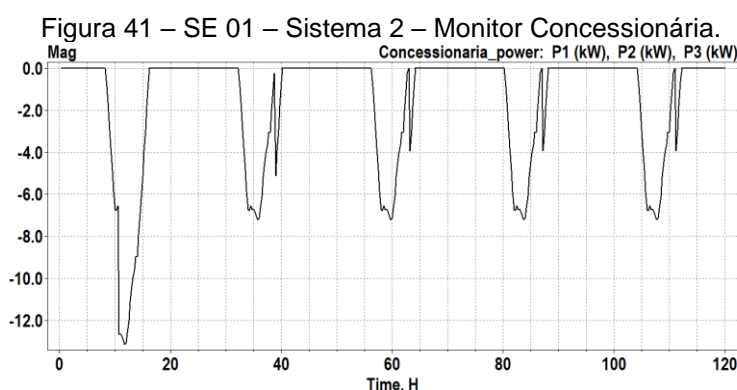
Fonte: O autor (2022).

Como foram feitas alterações somente no SGFV, não é necessária nova verificação de atendimento à condição 1, uma vez que o comportamento do sistema 2 é idêntico ao do sistema 1. Já para a condição 2, a partir das simulações foi possível verificar que o sistema 2 atende aos requisitos, pois atinge a recarga

plena do SAE no período de geração FV, Figura 40, além de possuir geração excedente que é exportada para a concessionária, Figura 41. O comportamento da capacidade do SAE é mostrado na Figura 42 e seus respectivos valores, na Tabela 12.

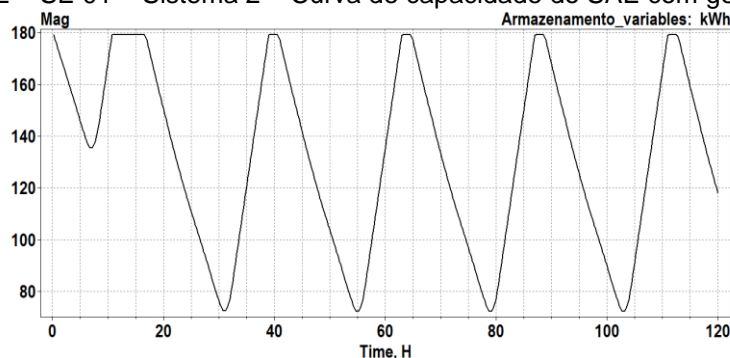


Fonte: OpenDSS (2022).



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 42 – SE 01 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 12 – SE 01 – Sistema 2 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
2	179,2	72,53	59,53

Fonte: O autor (2022).

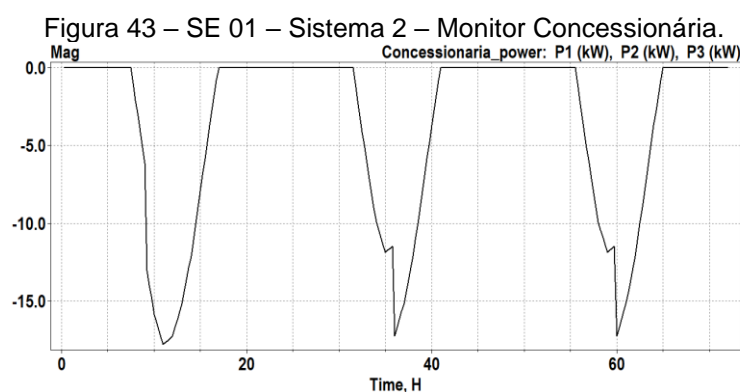
Para a DoD atingida, o número de ciclos, calculado conforme Equação (3.5),

foi:

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*59,53}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 10167 \text{ ciclos}$$

No que diz respeito à geração de créditos através da energia excedente, foram realizadas outras simulações, conforme descrito na seção 3.1.6, cujo comportamento é verificado no monitor Concessionária, mostrado na Figura 43, e respectivos dados na Tabela 13.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 13 – SE 01 – Sistema 2 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
2	90248

Fonte: O autor (2022).

Após verificação do atendimento às condições propostas pelo sistema 2, foram realizadas ainda outras simulações, descritas nas seções seguintes, sendo mantido o SGFV do sistema 2 e alterados os SAEs, dessa forma, para os sistemas 3 e 4, o comportamento da geração é o mesmo do sistema, mostrado na Figura 40.

3.2.6 Simulação do terceiro sistema

No terceiro sistema simulado, a capacidade do SAE foi ampliada em 30%, sendo os dados deste, apresentados na Tabela 14.

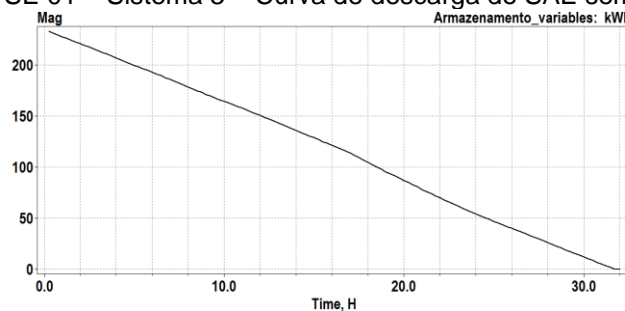
Tabela 14 – SE 01 – Sistema 3 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
3	53,6 + 53,6	13	232,96

Fonte: O autor (2022).

Pela simulação, foi verificado que o sistema 3 atende à condição 1, conforme Figura 44 e Tabela 15.

Figura 44 – SE 01 – Sistema 3 – Curva de descarga do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

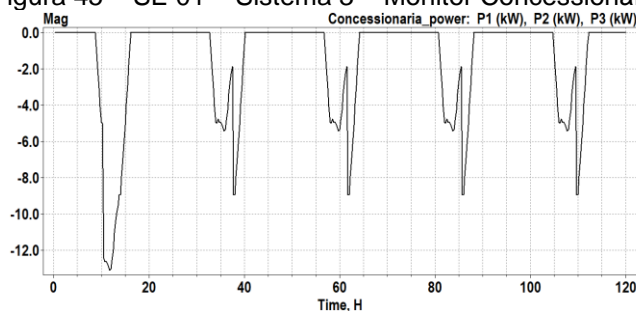
Tabela 15 – SE 01 – Sistema 3 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
3	232,96	54,16	76,75	31,75

Fonte: O autor (2022).

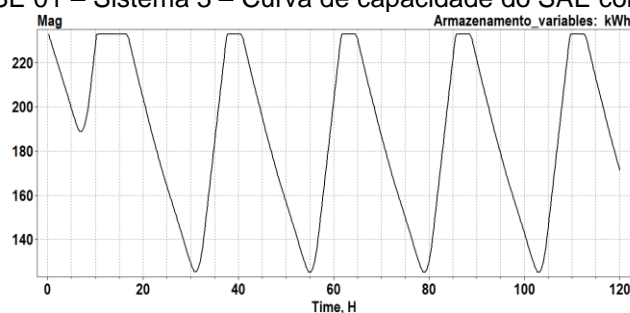
Para a condição 2, pode-se verificar que o sistema 3, além de possuir geração excedente, Figura 45, atinge a recarga plena do SAE, mostrado na Figura 46 e Tabela 16.

Figura 45 – SE 01 – Sistema 3 – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 46 – SE 01 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 16 – SE 01 – Sistema 3 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
3	232,96	125,35	46,19

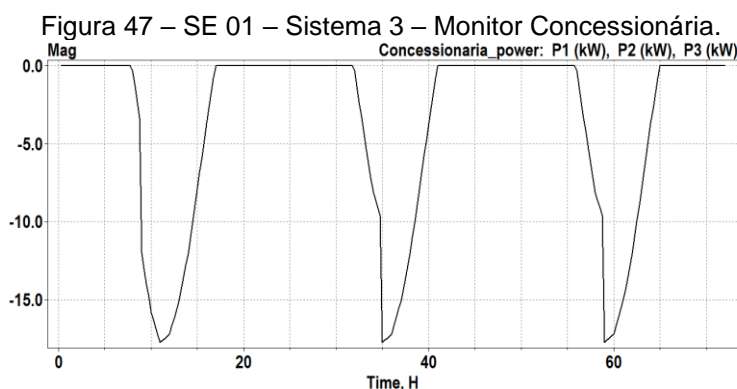
Fonte: O autor (2022).

Para a DoD atingida, o número de ciclos, calculado conforme Equação (3.5), foi:

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*46,19}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 17101 \text{ ciclos}$$

Para verificar a geração de créditos utilizados no SCEE, foram realizadas outras simulações, cujo comportamento é verificado no monitor Concessionária, mostrado na Figura 47, e seus respectivos dados na Tabela 17.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 17 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
3	90055

Fonte: O autor (2022).

3.2.7 Simulação do quarto sistema

Na Tabela 18 são apresentadas as informações do quarto sistema obtido para atendimento à carga da SE 01.

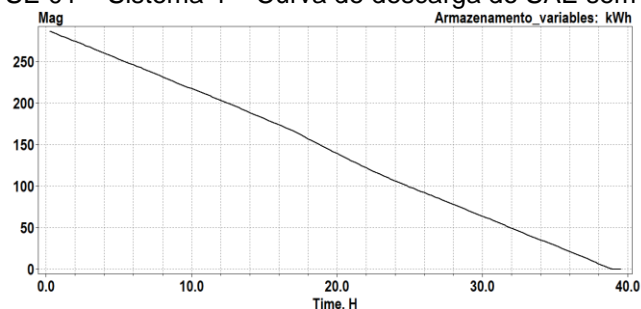
Tabela 18 – SE 01 – Sistema 4 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	N° de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
4	53,6 + 53,6	16	286,72

Fonte: O autor (2022).

O sistema 4 atende à condição 1 pois supre a carga por mais de 24 horas, conforme mostrado na Figura 48 e Tabela 19.

Figura 48 – SE 01 – Sistema 4 – Curva de descarga do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

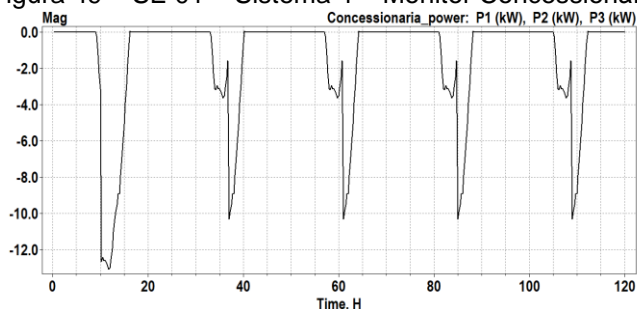
Tabela 19 – SE 01 – Sistema 4 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
4	286,72	106,38	62,90	39,00

Fonte: O autor (2022).

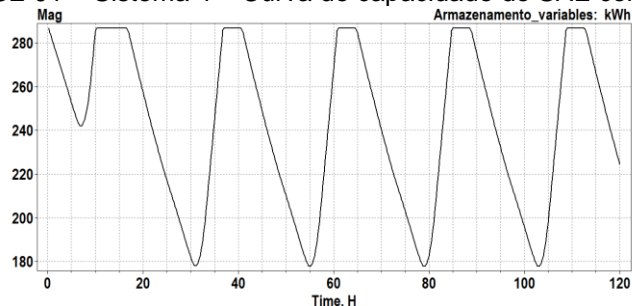
O sistema 4 também atende à condição 2 pois possui geração excedente que é exportada para a concessionária, Figura 49, e, durante a geração atinge a recarga plena do SAE, conforme Figura 50 e a Tabela 20.

Figura 49 – SE 01 – Sistema 4 – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 50 – SE 01 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 20 – SE 01 – Sistema 4 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
4	286,72	178,17	37,86

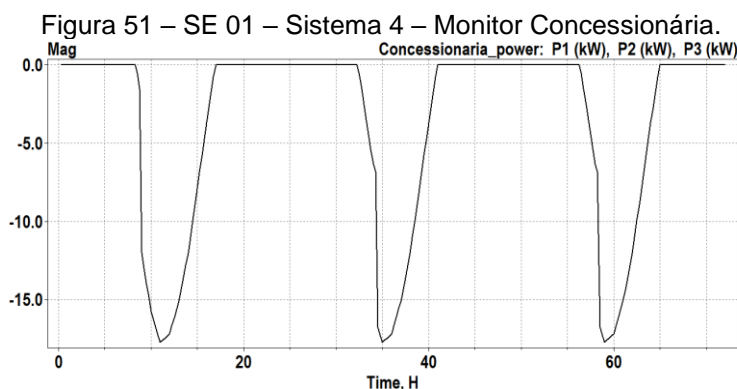
Fonte: O autor (2022).

Para a DoD atingida, o número de ciclos, calculado conforme Equação (3.5), foi:

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*37,86}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 23669 \text{ ciclos}$$

Para verificar a geração de créditos utilizados no SCEE, foram realizadas outras simulações, cujo comportamento é verificado no monitor Concessionária, mostrado na Figura 51, e respectivos dados na Tabela 21.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 21 – SE 01 – Sistema 4 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
4	89966

Fonte: O autor (2022).

3.2.8 Especificação da interligação com a concessionária

Conforme a especificação do sistema, descrita no item 3.1, a interligação com a concessionária tem como único objetivo a injeção do excedente de energia, gerado a partir da planta FV. A partir da análise do regulamento da concessionária (RGE, 2022), a carga instalada na SE é compatível com uma ligação trifásica em baixa tensão. Se tratando de uma instalação que possui GD, ainda deve ser

analisada a potência do SGFV, conforme previsto na Lei 14.300/2022, a qual define que instalações classificadas como microgeração, limitadas a 75kW, podem possuir interligação com a concessionária em baixa tensão. Como a potência do SGFV é determinada pela soma das potências CA dos inversores e estas totalizam 72kW, a possibilidade de interligação com a concessionária através de ligação trifásica em baixa tensão (subgrupo B3) se confirma. Dessa forma, há a necessidade de alteração do padrão de entrada hoje existente antes da homologação do sistema de GD junto à concessionária.

3.2.9 Energia injetada na rede da concessionária e custos envolvidos

As condições em que foram realizadas as simulações para verificação da energia injetada na rede da concessionária foram definidas na seção 3.1.6 e os resultados, nas seções 3.2.5, 3.2.6 e 3.2.7. Na Tabela 22 são apresentados os valores de geração excedente nos 3 sistemas propostos para a SE 01:

Tabela 22 – SE 01 – Geração excedente nos 3 sistemas simulados.

Sistema	Geração excedente em um ano (kWh)
2	90248
3	90055
4	89966

Fonte: O autor (2022).

Em instalações classificadas como microgeração, que é o caso do SGFV da SE 01, para a compensação dos créditos gerados, na modalidade de autoconsumo remoto, haverá a taxaço escalonada das tarifas referentes à remuneração, depreciação e O&M dos ativos de distribuição (TUSD fio B), conforme art. 27º da lei 14.300 (BRASIL, 2022). Além disso, conforme art. 16º da mesma lei, não haverá cobrança financeira do custo de disponibilidade, mas, a diferença entre o consumo registrado e o mínimo faturável, em kWh, será debitada do montante injetado na rede. Para instalações trifásicas atendidas em BT, que é o caso do sistema proposto para a SE 01, o custo de disponibilidade é de 100kWh/mês, logo, na análise do custo anual pela energia injetada, Tabela 25, foram debitados 1200kWh do montante injetado na rede da concessionária, uma vez que a instalação não consome energia da concessionária. Os valores tarifários do subgrupo B3 foram obtidos em ANEEL (2022) e são mostrados na Tabela 23. Já o escalonamento de cobrança da TUSD fio

B, Tabela 24, foi mostrado até o ano de 2029, com os percentuais definidos na lei 14.300 (BRASIL, 2022).

Tabela 23 – Tarifas da concessionária RGE para o subgrupo B3 convencional.

Conces.	Ano	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TUSD fio B (R\$/MWh)	TUSD fio B/TUSD (%)	TUSD fio B/(TUSD + TE) (%)
RGE	2022	0,43754	0,26162	0,25082	57,30	35,90

Fonte: ANEEL (2022).

Tabela 24 – Escalonamento da cobrança da TUSD fio B.

Ano	Cobrança da TUSD fio B (%)
2023	15
2024	30
2025	45
2026	60
2027	75
2028	90
2029	100

Fonte: O autor (2022).

A partir dos dados da Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24 é possível estimar os custos gerados pelos três sistemas propostos para a SE 01, sendo considerado, ao longo dos anos:

- redução no montante de geração excedente conforme percentual de rendimento dos módulos FV, mostrado na figura 44;
- aumento de 8,76% ao ano no custo da TUSD;
- aumento de 0,19% ao ano no custo da TE;
- aumento de 13,38% ao ano no custo da TUSD fio B;

Sendo todos estes percentuais obtidos conforme média histórica da concessionária, disponível em ANEEL (2022).

Na Tabela 25 são apresentados os custos da energia injetada na rede da concessionária pelo sistema 2.

Tabela 25 – SE 01 – Sistema 2 – Custos oriundos da energia injetada.

(continua)

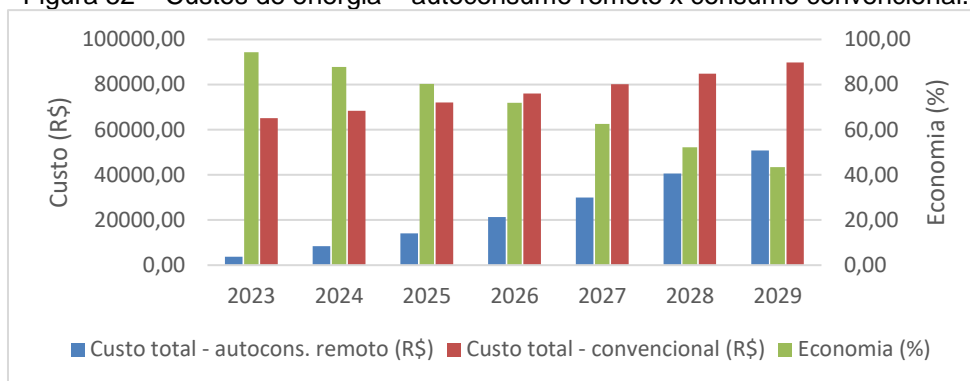
Ano	Energia injetada (kWh)	Valor TUSD (R\$/kWh)	Valor TE (R\$/kWh)	Valor TUSD fio B (R\$/kWh)	Custo dispon. (kWh)	Custo total - autocons. remoto (R\$)
2023	88254	0,47587	0,26212	0,28438	1200,00	3713,45
2024	87759	0,51755	0,26262	0,32243	1200,00	8372,72
2025	87263	0,56289	0,26311	0,36557	1200,00	14158,00

Ano	Energia injetada (kWh)	Valor TUSD (R\$/kWh)	Valor TE (R\$/kWh)	Valor TUSD fio B (R\$/kWh)	Custo dispon. (kWh)	Custo total - autocons. remoto (R\$)
2026	86768	0,61220	0,26361	0,41448	1200,00	21279,95
2027	86273	0,66583	0,26411	0,46994	1200,00	29984,43
2028	85777	0,72416	0,26462	0,53282	1200,00	40558,10
2029	85282	0,78759	0,26512	0,60411	1200,00	50794,98

Fonte: O autor (2022).

Já na Figura 52, é apresentado um comparativo do custo total da Tabela 25 com o custo que a empresa teria, caso suas outras unidades somente consumissem a energia da rede (consumo convencional), não utilizando a modalidade de autoconsumo remoto.

Figura 52 – Custos de energia – autoconsumo remoto x consumo convencional.

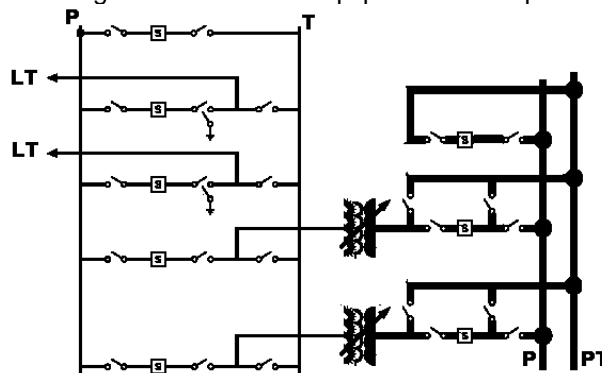


Fonte: O autor (2022).

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA – SE 02

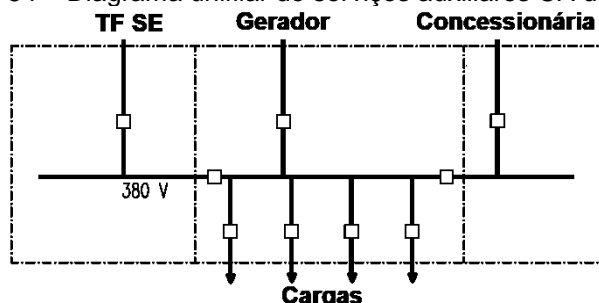
O segundo estudo de caso foi voltado à uma SE de maior porte, que possui três módulos de 230kV, 5 módulos de 69kV e dois transformadores, Figura 53, e sistema de serviços auxiliares conforme Figura 54.

Figura 53 – Diagrama unifilar dos equipamentos de pátio da SE 02.



Fonte: O autor (2022).

Figura 54 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares CA da SE 02.



Fonte: O autor (2022).

3.3.1 Definição da carga

As cargas do serviço auxiliar de 380Vca são dispostas conforme mostrado no diagrama da Figura 22. Já na Tabela 26, são apresentadas a carga instalada e também o máximo uso simultâneo dos equipamentos, ressaltando novamente que possuem valores bastante distintos em função do descrito na seção 3.1.1.

Tabela 26 – SE 02 – Quadro de cargas da instalação.

(continua)

ITEM	DESCRIÇÃO	kW UNITÁRIO	Nº EQPTOS	kW INSTALADO	FASE INSTALADA			MÁX USO SIM/FASE		
					A	B	C	A	B	C
AQUECIMENTO EQUIP. PÁTIO	DJs	0,5	8	4,00	4,00			4,00		
	CSs	0,15	24	3,60		3,60			3,60	
	TFs	0,5	9	4,50			4,50			
	TCs	0,075	21	1,58		1,58			1,58	
	TPCs	0,075	5	0,38			0,38			0,38
	CD	0,15	1	0,15	0,15			0,15		
SUB TOTAL				14,20	4,15	5,18	4,88	4,15	5,18	0,38
CLIMATIZAÇÃO	Ar Condicion.	5,895	4	23,58	7,86	7,86	7,86	3,93	3,93	3,93
	Ventilação TFs	2,5	9	22,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	SUB TOTAL				46,08	15,36	15,36	15,36	11,43	11,43
MOTORES EQUIPAMENTOS	Motores DJ	1,98	8	15,84	5,28	5,28	5,28	0,66	0,66	0,66
	Motores CSs	0,368	24	8,83	2,94	2,94	2,94	0,12	0,12	0,12
	Motores TFs	0,5	9	4,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
	SUB TOTAL				29,17	9,72	9,72	9,72	2,28	2,28
TOMADAS	Sala Comando	0,6	15	9,00	3,6	3,6	1,2	0,72	0,72	0,72
	Eqptos pátio	0,2	32	6,40	2,00	2,00	2,20	0,60		
	SUB TOTAL				15,40	5,60	5,60	3,40	1,32	0,72

(conclusão)

ITEM	DESCRIÇÃO	kW UNITÁRIO	Nº EQPTOS	kW INSTALADO	FASE INSTALADA			MÁX USO SIM/FASE		
					A	B	C	A	B	C
ILUMINAÇÃO	Sala Comando	0,06	35	2,10			2,10			2,10
	DJ 230kV	0,06	8	0,48	0,48			0,48		
	CSs 230kV	0,06	24	1,44			1,44			1,44
	CD	0,06	1	0,06			0,06			0,06
	SUB TOTAL				4,02	0,48	0,00	3,60	0,48	0,00
RETIFICADORES	Sistema 125Vcc	32,68	2	65,36	21,79	21,79	21,79	10,89	10,89	10,89
	SUB TOTAL				65,36	21,79	21,79	21,79	10,89	10,89
TOTAL (kW)				174,23	57,10	57,65	58,75	30,56	30,50	29,30
Fator de Potência Global				0,90			0,90			
TOTAL (kVA) / FASE					63,45	64,05	65,27	33,95	33,89	32,56
TOTAL (kVA) TRIFÁSICO					192,77			100,40		

Fonte: O autor (2022).

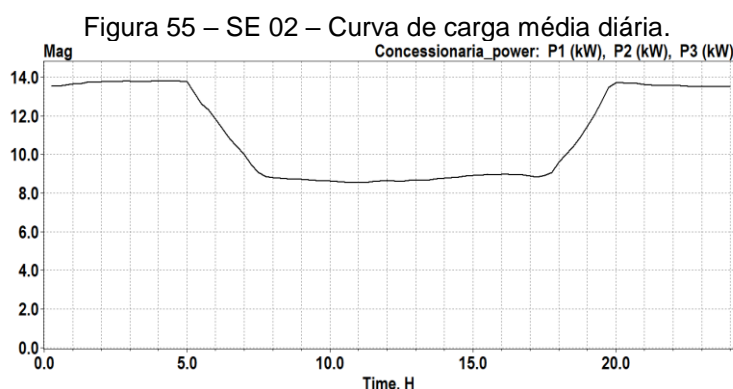
Para esta instalação também foram obtidos, através do software supervisor, os valores de potência aparente trifásica do barramento de serviços auxiliares, no período de 01/10/2021 até 30/09/2022, em intervalos de 5 minutos, totalizando 105116 medições. Algumas informações de potência e consumo extraídas das medições são mostradas na Tabela 27.

Tabela 27 – SE 02 – Dados de potência/consumo.

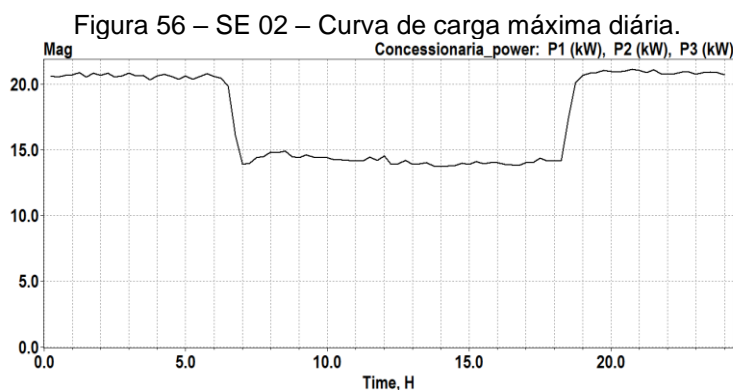
Grandeza	Valor	Data	Hora
Demanda máxima carga ($D_{máx,carga}$)	75,908 kVA	24/01/2022	20:10
Consumo máximo diário ($Cons_{máx}$)	1259,54 kWh	22/03/2022	-
Consumo médio diário ($Cons_{méd}$)	799,68 kWh	-	-

Fonte: O autor (2022).

Conforme já descrito na seção 3.2.1, foi realizada a integralização das medições obtidas, em intervalos de 15 minutos, obtendo 96 amostras no período de um dia. A partir destas, foram plotadas as curvas de carga média e máxima no período de um dia, mostradas na Figura 55 e na Figura 56, que mostram valores por fase.



Fonte: OpenDSS (2022).



Fonte: OpenDSS (2022).

As próximas seções serão destinadas ao dimensionamento dos sistemas de suprimento, que utilizarão como base consumo diário máximo, uma vez que este, além de suprir as cargas, visa também a geração de créditos para compensação do consumo de outras instalações da empresa.

3.3.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O ponto de partida para o dimensionamento do SGFV é o valor de irradiação no mês crítico, definido na seção 3.1.2 como 3,612kW/m², juntamente com o consumo máximo da instalação, mostrado na Tabela 27. O módulo FV utilizado como referência é o mesmo mostrado na Figura 32, sendo suas principais especificações apresentadas na Tabela 6.

De posse dessas informações é possível calcular o número de módulos para atender a carga da SE 02, conforme Equação (3.1).

$$N_{módFV} = \frac{1259,54}{3,612 \cdot 3,11 \cdot 0,216 \cdot 0,75}$$

$$N_{módFV} = 692,13$$

$$N_{módFV} = 694 \text{ módulos FV}$$

Multiplicando o valor de $N_{módFV}$ pela potência nominal do módulo, chega-se à potência do SGFV, conforme Equação (3.2).

$$P_{SGFV} = 694 \cdot 670$$

$$P_{SGFV} = 464980 \text{ Wp} = 464,98 \text{ kWp}$$

A partir da potência descrita, optou-se pela adoção de dois sistemas em paralelo, possuindo cada um deles 347 módulos e, conseqüentemente, a metade da potência calculada, permitindo o uso de dois inversores trifásicos *on-grid*, como mostrado na Figura 57 e Tabela 28.

Figura 57 – Inversor trifásico *on-grid* Solis.



Fonte: Solis (2022).

Tabela 28 – Especificações técnicas do inversor Solis.

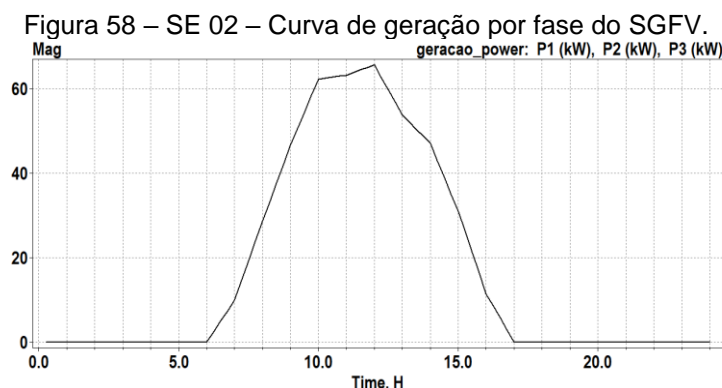
	Grandeza	Valor
Entrada CC	Potência (kW)	322,5
	Tensão máxima (Vcc)	1500
	Tensão nominal (Vcc)	1080
	Tensão de partida (Vcc)	500
	Corrente máxima de entrada (A)	9 x 30
	Corrente máxima de curto-circuito (A)	9 x 50
	MPPTs	9
Saída CA	Potência nominal (kW)	215
	Potência máxima (kW)	215
	Tensão nominal (Vca)	800
	Frequência (Hz)	60
Eficiência	Máxima (%)	99
	EU (%)	98,8
	MPPT (%)	99,5

Fonte: Solis (2022).

A opção deste inversor implica na utilização de um transformador para adequação do nível de tensão da saída CA, uma vez que a tensão do inversor é de 800V enquanto a tensão nominal dos serviços auxiliares da SE é de 380V.

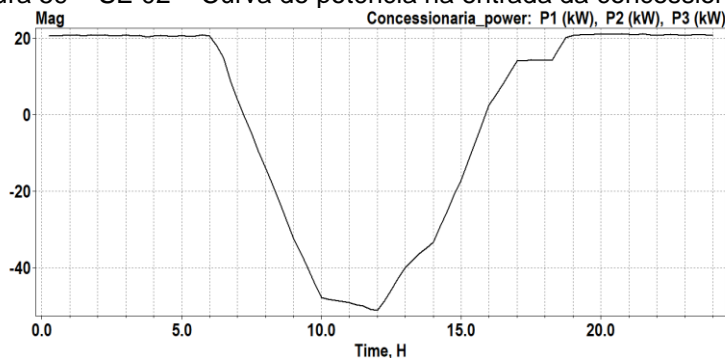
Definidos o módulo e o inversor, foi realizada a simulação do sistema

considerando o consumo máximo da SE e a geração FV no mês crítico, conforme descrito na seção 3.1.2. A Figura 58 mostra a potência gerada por fase, vista a partir do monitor Geração, ilustrado na Figura 23. Já a Figura 59 mostra o comportamento da potência a partir do monitor Concessionária, também mostrado na Figura 23.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 59 – SE 02 – Curva de potência na entrada da concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Na Tabela 29 são mostrados os dados de consumo registrados por cada monitor do sistema simulado, Figura 23, sendo que os valores positivos representam o fluxo de potência entrando na barra de serviços auxiliares e os valores negativos representam o fluxo de potência saindo da mesma barra. Nota-se que mesmo na pior condição de geração, o SGFV é capaz de suprir a carga entregando, ainda, uma pequena quantidade de energia excedente.

Tabela 29 – Dados de consumo referentes a figura 83.

Monitor	Energia medida (kWh)
Cargas	- 1259
Geração	1261
Concessionária	-2

Fonte: OpenDSS (2022).

3.3.3 Dimensionamento do sistema de armazenamento (SAE)

As especificações gerais e condições de simulação para o SAE foram apresentadas na seção 3.1.3. A partir dessas, foi calculado qual o SAE necessário para atender à carga máxima da SE no período de um dia, de acordo com a Equação (3.3):

$$Cap_{SAE} = \frac{1259,54}{0,829}$$

$$Cap_{SAE} = 1519,35 \text{ kWh}$$

E calculada também a quantidade de módulos do sistema ESSW, de acordo com a Equação (3.4):

$$N_{mód} = \frac{1519,35}{17,92}$$

$$N_{mód} = 84,78$$

$$N_{mód} = 85 \text{ módulos}$$

3.3.4 Simulação do primeiro sistema

Na Tabela 30 são apresentadas as informações do primeiro sistema obtido para atendimento à carga da SE 02. Já os gráficos apresentados foram obtidos por meio dos monitores simulados no OpenDSS, conforme Figura 23.

Tabela 30 – SE 02 – Sistema 1 – Especificações do SGFV e SAE.

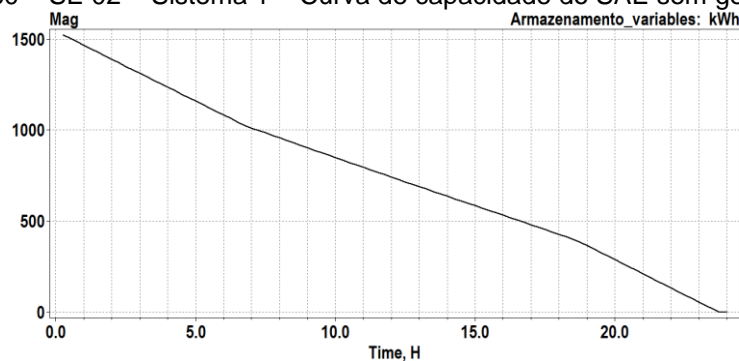
Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
1	232,49 + 232,49	85	1523,20

Fonte: O autor (2022).

Esse sistema foi simulado no OpenDSS, permitindo verificar que não atende à condição 1, atingindo uma DoD de 100% pouco antes das 24 horas, Figura 60, e também não atende à condição 2, apresentando decaimento da capacidade de

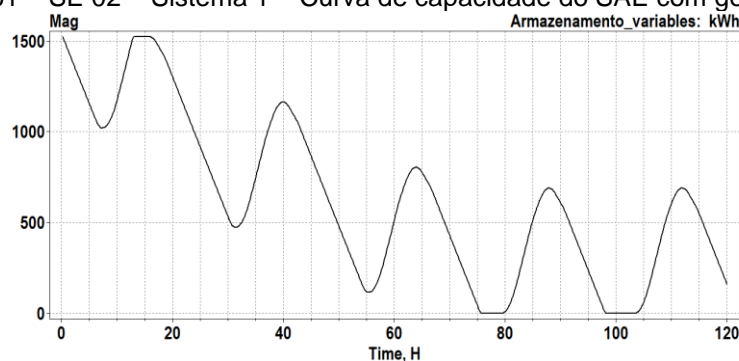
armazenamento, conforme Figura 61.

Figura 60 – SE 02 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 61 – SE 02 – Sistema 1 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

3.3.5 Simulação do segundo sistema

Como o sistema 1 não atendeu à nenhuma das duas condições propostas, a alternativa foi aumentar em um módulo a capacidade do SAE e utilizar mais um SGFV, idêntico ao dimensionado na seção 3.3.4, ficando o sistema 2 com as características descritas na Tabela 31.

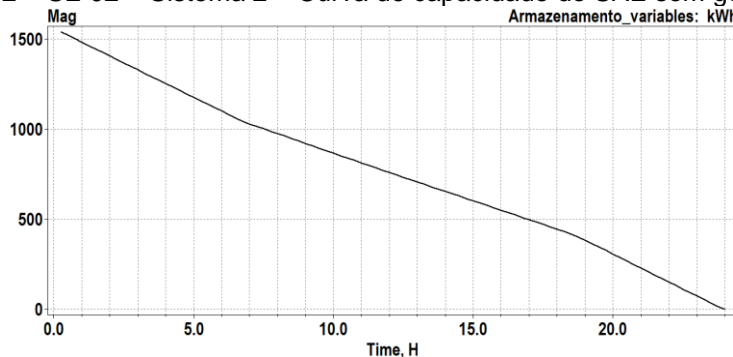
Tabela 31 – SE 02 – Sistema 2 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
2	232,49 + 232,49 + 232,49 + 232,49	86	1541,12

Fonte: O autor (2022).

A partir das simulações do sistema 2, verificou-se o atendimento à condição 1, uma vez que foi capaz de suprir a carga por mais de 24 horas, como mostrado na Figura 62 e Tabela 32.

Figura 62 – SE 02 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

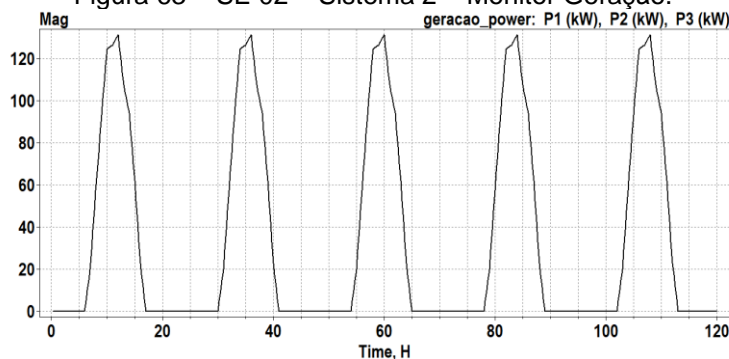
Tabela 32 – SE 02 – Sistema 2 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
2	1541,12	0	100	24

Fonte: O autor (2022).

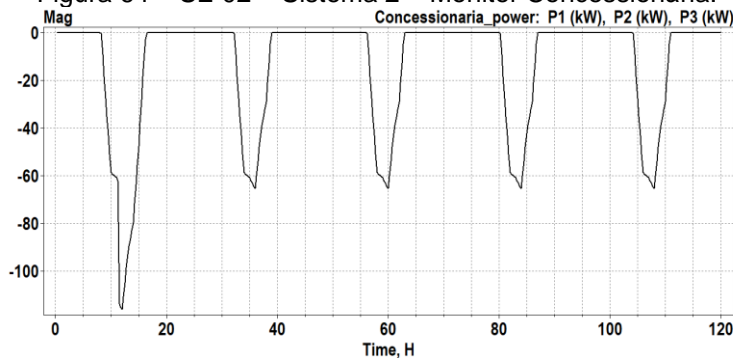
O sistema 2 também atendeu à condição 2, não apresentando decaimento na capacidade de armazenamento ao longo dos dias, como mostrado na Figura 63, Figura 64, Figura 65 e Tabela 33.

Figura 63 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Geração.



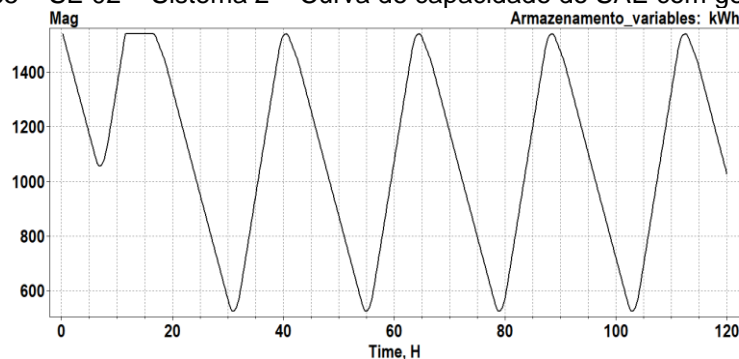
Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 64 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 65 – SE 02 – Sistema 2 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 33 – SE 02 – Sistema 2 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
2	1541,12	524,8	65,95

Fonte: O autor (2022).

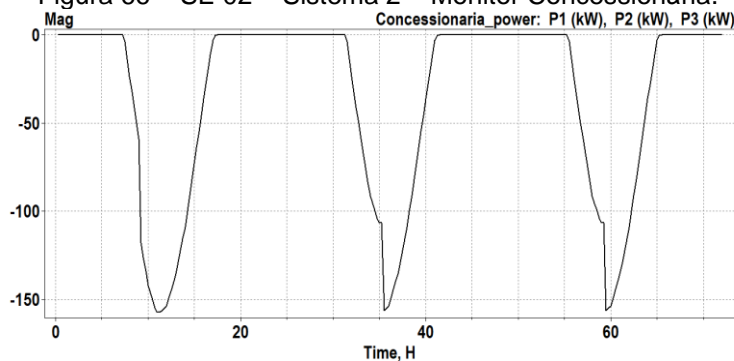
Para a DoD encontrada, o número de ciclos, calculado conforme Equação (3.5), foi:

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*65,95}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 7915 \text{ ciclos}$$

A verificação créditos gerados é mostrada com outra simulação, nas condições especificadas na seção 3.1.6, através do monitor Concessionária, Figura 66 e Tabela 34.

Figura 66 – SE 02 – Sistema 2 – Monitor Concessionária.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 34 – SE 02 – Sistema 2 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
2	856755

Fonte: O autor (2022).

Após verificação do atendimento às condições propostas pelo sistema 2, foram simulados outros dois sistemas, mantendo o SGFV e alterando os SAEs, portanto, o comportamento da geração nos sistemas 3 e 4 repete o já apresentado na Figura 63.

3.3.6 Simulação do terceiro sistema

No terceiro sistema simulado, a capacidade do SAE foi ampliada em 16,3%, passando para 100 módulos. As características do SAE e do SGFV são mostradas na Tabela 35.

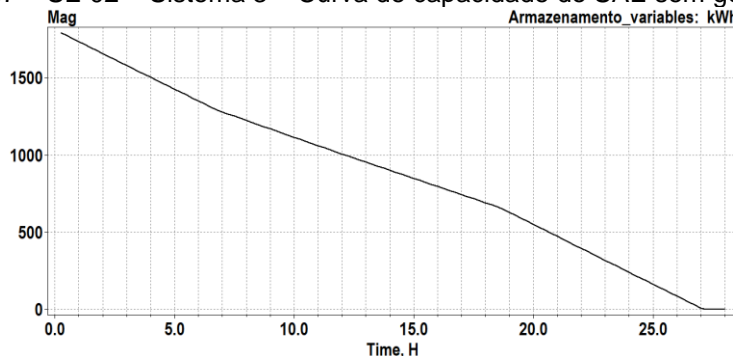
Tabela 35 – SE 02 – Sistema 3 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema n°	Potência do SGFV (kWp)	N° de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
3	232,49 + 232,49 + 232,49 + 232,49	100	1720

Fonte: O autor (2022).

Esse sistema atende à condição 1, conforme mostrado na Figura 67 e na Tabela 36.

Figura 67 – SE 02 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 36 – SE 02 – Sistema 3 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
3	1792,00	239,83	86,62	27,25

Fonte: O autor (2022).

Para a condição 2, a partir das simulações foi possível verificar a geração excedente, Figura 68, e o comportamento da capacidade do SAE, mostrado na

Figura 69 e na Tabela 37.

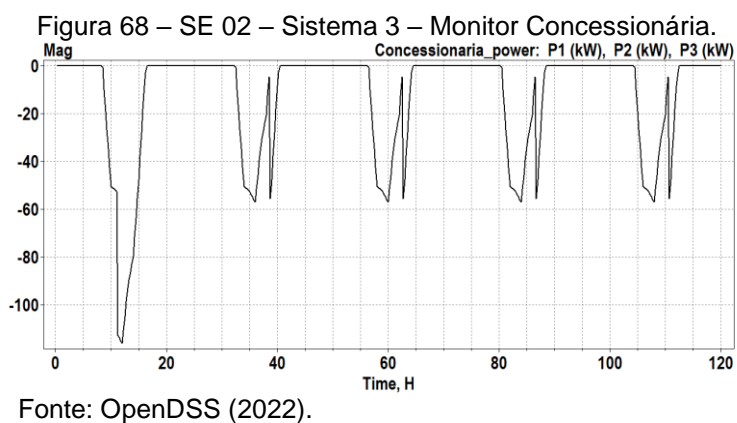


Figura 69 – SE 02 – Sistema 3 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.

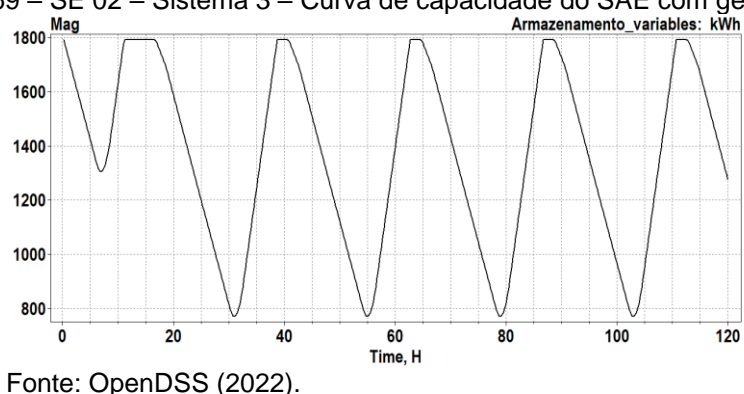


Tabela 37 – SE 02 – Sistema 3 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
3	1792,00	771,30	56,96

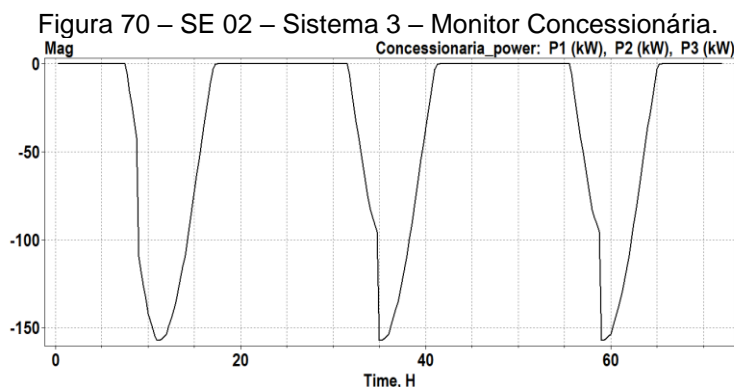
Fonte: O autor (2022).

A partir da DoD encontrada, foi calculado o número de ciclos, conforme Equação (3.5):

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*56,96}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 11238 \text{ ciclos}$$

Já os créditos gerados são verificados pelo comportamento do monitor Concessionária, Figura 70, juntamente com os dados da Tabela 38.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 38 – SE 02 – Sistema 3 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
3	853204

Fonte: O autor (2022).

3.3.7 Simulação do quarto sistema

Na Tabela 39 são apresentadas as informações do quarto sistema para atendimento à carga da SE 02, no qual o SAE foi ampliado em mais 14 módulos.

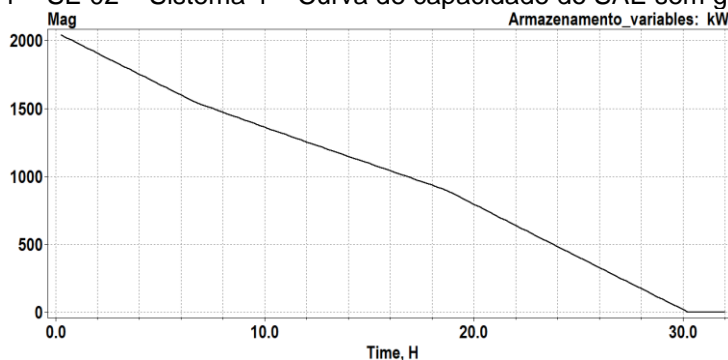
Tabela 39 – SE 02 – Sistema 4 – Especificações do SGFV e SAE.

Sistema	Potência do SGFV (kWp)	Nº de módulos do SAE	Capacidade do SAE (kWh)
4	232,49 + 232,49 + 232,49 + 232,49	114	2042,88

Fonte: O autor (2022).

O atendimento à condição 1 foi verificado, conforme Figura 71 e Tabela 40.

Figura 71 – SE 02 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE sem geração FV.



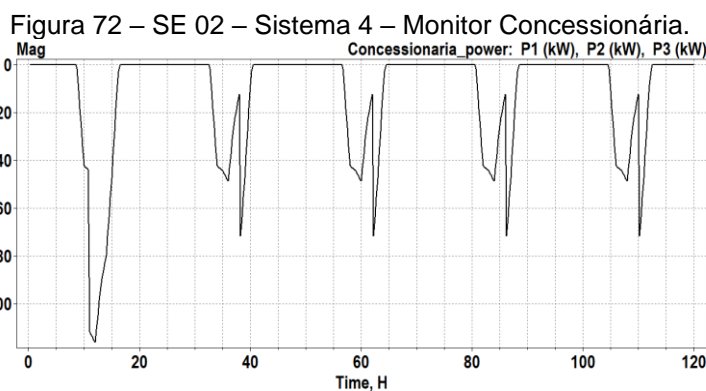
Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 40 – SE 02 – Sistema 4 – Dados do SAE sem geração FV.

Sistema	Capacidade SAE T=0 (kWh)	Capacidade SAE T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)
4	2042,88	483,52	76,33	30,50

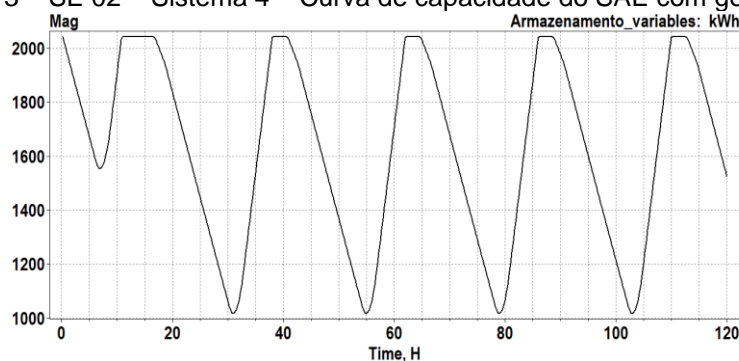
Fonte: O autor (2022).

Para a condição 2, o sistema 4 atende aos requisitos, como mostrado na Figura 72, Figura 73 e na Tabela 41.



Fonte: OpenDSS (2022).

Figura 73 – SE 02 – Sistema 4 – Curva de capacidade do SAE com geração FV.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 41 – SE 02 – Sistema 4 – Dados do SAE com geração FV.

Sistema	Capacidade inicial (kWh)	Capacidade mínima atingida (kWh)	DoD atingida (%)
4	2042,88	1017,80	50,18

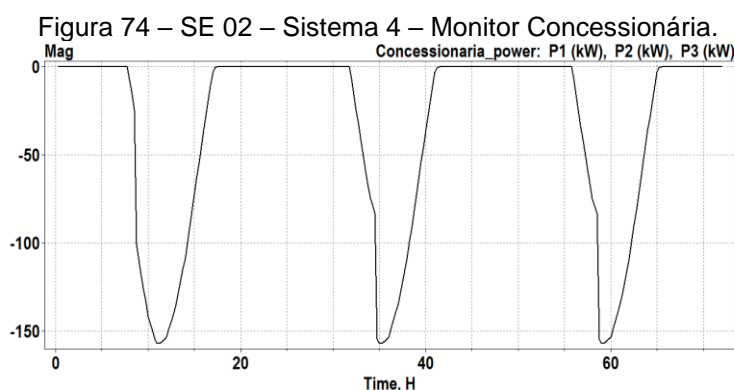
Fonte: O autor (2022).

Obtida a DoD, foi calculado o número de ciclos, conforme Equação (3.5):

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 103613 * e^{-0,039*50,18}$$

$$N^{\circ} \text{ ciclos} = 14639 \text{ ciclos}$$

Para verificar a geração de créditos utilizados no SCEE, foram realizadas outras simulações, cujo comportamento é verificado no monitor Concessionária, mostrado na Figura 74 e Tabela 42.



Fonte: OpenDSS (2022).

Tabela 42 – SE 02 – Sistema 4 – Geração excedente no período de um ano.

Sistema	Geração excedente (kWh)
4	842247

Fonte: O autor (2022).

3.3.8 Especificação da interligação com a concessionária

Conforme a especificação do sistema, descrita no item 3.1, a interligação com a concessionária tem como único objetivo a exportação do excedente de energia gerado. A partir da carga instalada na SE 02, Tabela 26, e conforme regulamento da concessionária (RGE, 2022), esta instalação deve ser suprida em MT, se analisada somente como uma instalação consumidora. Como trata-se de uma instalação prosumidora, uma vez que possui GD, deve ser analisada também conforme determinam ANEEL (2012) e Brasil (2022). Sendo a potência do SGFV 929,96kW, ou seja, maior do 75kW e menor do que 3MW, classifica-se como minigeração, sendo exigida a interligação com a concessionária em MT, o que já ocorre nesta instalação, logo, não há necessidade de alterações neste ponto da instalação.

3.3.9 Energia injetada na rede da concessionária e custos envolvidos

As condições em que foram realizadas as simulações para verificação da energia injetada na rede da concessionária foram definidas na seção 3.1.6 e os

resultados obtidos, nas seções 3.3.5, 3.3.6 e 3.3.7. Na Tabela 43 são apresentados os valores de geração excedente nos 3 sistemas:

Tabela 43 – SE 02 – Geração excedente nos 3 sistemas simulados.

Sistema	Geração excedente em um ano (kWh)
2	856755
3	853204
4	842247

Fonte: O autor (2022).

Os sistemas dimensionados para a SE 02, mesmo sendo classificado como minigeração, também podem usufruir do benefício da compensação de créditos na modalidade de autoconsumo remoto, porém, como previsto em Brasil (2022), com algumas diferenças em relação ao sistema da SE 01, uma vez que se tratam de instalações com potência acima de 500kW. Para estas instalações, o custo pela injeção de energia na rede da concessionária deverá considerar, desde a sua instalação, até o ano de 2028:

- 100% da parcela referente aos ativos de distribuição (TUSD fio B);
- 40% da parcela referente aos ativos de transmissão (TUSD fio A);
- 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) eficiência energética.

Mesmo sendo a geração excedente feita a partir de uma instalação de minigeração, em MT, as estimativas de custos gerados a partir da energia excedente foram feitas considerando o consumo deste excedente por uma instalação do subgrupo B3, utilizando como base as tarifas definidas na ReH 3045/2022 e os valores das componentes tarifárias disponíveis em ANEEL (2022).

Nos projetos de minigeração não há cobrança de custo de disponibilidade, porém, em Rubim (2022) é explicitada a exigência da contratação de demanda por parte deste tipo de empreendimento, com o benefício de serem tarifados, conforme Brasil (2022), sobre a forma como utilizam a rede. Como os sistemas dimensionados têm o propósito único de injetar energia na rede, serão tarifados através da chamada TUSD G, definido na ReH 3045/2022 como R\$ 8,82/kW, que deve ser aplicado ao valor da potência da instalação. Sendo assim, este custo de demanda foi considerado, juntamente com os valores tarifários apresentados na Tabela 44

Tabela 44 – Tarifas da concessionária RGE para o subgrupo B3 convencional.

Conces.	Ano	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TUSD fio B (R\$/MWh)	TUSD fio A (R\$/MWh)	TUSD encargos (R\$/MWh)
RGE	2022	0,43754	0,26162	0,25082	0,04942	0,00566

Fonte: ANEEL (2022).

A partir dos dados da Tabela 43 e da Tabela 44 foi possível estimar os custos gerados pela energia injetada na rede, sendo considerado, ao longo dos anos:

- redução no montante de geração excedente conforme percentual de rendimento dos módulos FV, mostrado na Figura 32;
- aumento de 8,76% ao ano no custo da TUSD;
- aumento de 0,19% ao ano no custo da TE;
- aumento de 13,38% ao ano no custo da TUSD fio B;
- aumento de 20,96% ao ano no custo da TUSD fio A;
- aumento de 11,01% ao ano no custo dos encargos descritos anteriormente;
- aumento de 7,58% ao ano no custo da TUSD G;

Sendo todos estes percentuais obtidos conforme média histórica da concessionária, disponível em ANEEL (2022).

Como foi verificada uma diferença inferior a 2% no montante de energia injetada na rede, conforme Tabela 43, a análise dos custos será apresentada somente para o sistema 2, que apresentou o maior valor. Na Tabela 45 são apresentados os custos da energia injetada na rede da concessionária por este sistema.

Tabela 45 – SE 02 – Sistema 2 – Custos oriundos da energia injetada.

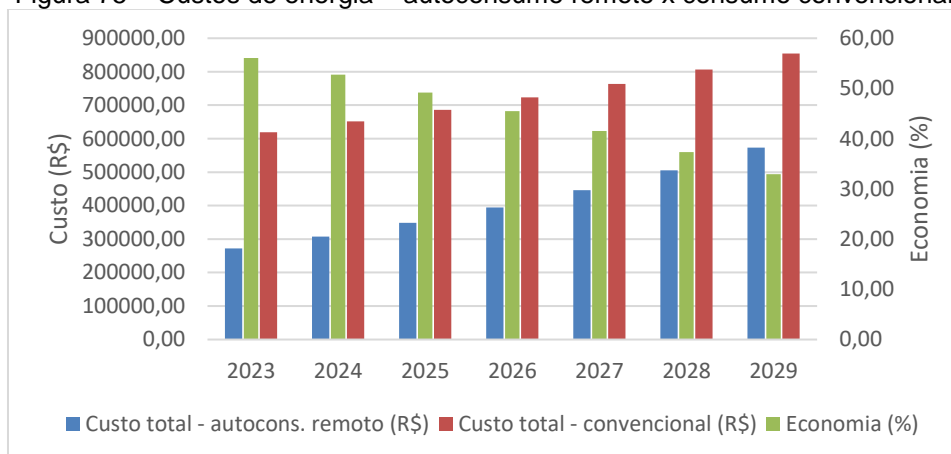
Ano	Energia injetada (kWh)	TUSD + TE (R\$/kWh)	TUSD fio B (R\$/kWh)	TUSD fio A (R\$/kWh)	TUSD encargos (R\$/kWh)	Custo da energia injetada (R\$)	Custo da demanda (R\$)	Custo total - autocons. remoto (R\$)
2023	839620	0,737986	0,28438	0,05978	0,00628	264122,80	8160,16	272282,96
2024	834908	0,78017	0,32243	0,07231	0,00697	299170,71	8778,70	307949,41
2025	830196	0,826006	0,36557	0,08746	0,00774	338968,20	9444,12	348412,32
2026	825483	0,875816	0,41448	0,10580	0,00860	384178,37	10159,99	394338,35
2027	820771	0,929945	0,46994	0,12797	0,00954	435560,60	10930,12	446490,71
2028	816059	0,988774	0,53282	0,15479	0,01059	493985,25	11758,62	505743,87
2029	811347	1,052713	0,60411	0,18724	0,01176	560450,67	12649,92	573100,59

Fonte: O autor (2022).

Já na Figura 75 é apresentado um comparativo do custo total da Tabela 45 com o custo que a empresa teria, caso suas outras unidades somente consumissem

a energia da rede, não utilizando a modalidade de autoconsumo remoto.

Figura 75 – Custos de energia – autoconsumo remoto x consumo convencional.



Fonte: O autor (2022).

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Sobre o SGFV, há diversas opções de fabricantes, tanto de módulos quanto de inversores, sendo escolhidos alguns já bastante reconhecidos a nível nacional. Para o dimensionamento dos SGFV foi definido que deve atender o consumo máximo da SE no período de um dia e também recarregar as baterias, mesmo na pior condição possível, sem depender da concessionária.

Conforme descrito na seção 3.1, atualmente, a energia fornecida pela concessionária não é entregue de forma satisfatória para o atendimento à instalação em função dos níveis de tensão que apresenta. Sendo assim, optou-se pelo dimensionamento do sistema desconsiderando a concessionária, o que é uma característica de sistemas *off-grid*, no entanto, a escolha dos inversores foi por equipamentos *on-grid*, de forma que seja possível a injeção da geração excedente na rede, para compensação futura. Como tais equipamentos possuem a função “anti-ilhamento”, exigida para equipamentos conectados à rede, havendo indisponibilidade da rede da concessionária, haverá também indisponibilidade da geração FV para suprimento das cargas, dependendo o sistema exclusivamente da energia armazenada no SAE.

A seguir será apresentada a análise dos resultados obtidos nos sistemas propostos para cada uma das SEs.

4.2 SISTEMAS PARA A SE 01

Os três sistemas propostos para atendimento dos serviços auxiliares na SE 01 possuem SGFVs idênticos, porém, com SAEs diferentes. As características de cada um são mostradas na Tabela 46.

Tabela 46 – Especificação dos sistemas para a SE 01.

Componente	Descrição
SGFV	Módulo FV Risen Solar Potência do módulo = 670Wp Quantidade de módulos = 80 + 80 Potência CC = 53,6 + 53,6 kWp Inversor Solis Potência CC = 54kW Potência CA = 36kW Quantidade de inversores = 2 Potência da instalação = 36 + 36kW
SAE 2	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 10 Capacidade total = 179,2kWh
SAE 3	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 13 Capacidade total = 232,96kWh
SAE 4	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 16 Capacidade total = 286,72kWh

Fonte: O autor (2022).

O primeiro SGFV dimensionado tinha capacidade de geração equivalente à carga no período de um dia, porém, não tinha capacidade de recarregar as baterias durante o período em que havia presença de irradiação e, por esse motivo, optou-se pela duplicação do SGFV, atingindo uma capacidade além da requisitada, ou seja, apresentou geração excedente mesmo após o período de recarga das baterias, porém, como o sistema visa também a geração de créditos e a duplicação do SGFV ainda manteve sua potência abaixo dos 75kW, esta foi vista como uma opção viável. A ampliação do SAE também foi vista como alternativa possível, porém, como os SGFVs já são sistemas mais difundidos, menos complexos e menos onerosos do que os SAEs, a ampliação do SGFV foi a opção adotada. Além disso, a adoção de um segundo SGFV traz maior confiabilidade ao sistema, pois falhas que venham a ocorrer em componentes importantes, como um inversor, indisponibilizam somente a metade do SGFV.

Apresentando potência do SGFV abaixo 75kW, esta instalação foi classificada como GD de microgeração, conforme definido em Brasil (2022), havendo, então, a necessidade de alteração da interligação com a concessionária, passando de MT (subgrupo A4) para BT (subgrupo B3). Dessa forma, alguns componentes de MT podem ser realocados, sendo utilizados em outras instalações da empresa.

Após a alteração no SGFV, foram realizadas as simulações dos sistemas sob o ponto de vistas dos SAEs, sendo apresentadas três opções. A Tabela 47 apresenta um resumo das suas características e resultados das simulações, para atendimento às duas condições propostas na seção 3.1.

Tabela 47 – Dados dos SAEs para a SE 01.

Sist.	Capacidade T=0		CONDIÇÃO 1			CONDIÇÃO 2			
	kWh	% do sist. 2	Capacidade T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)	Capacidade atingida (kWh)	DoD atingida (%)	N° ciclos	
								abs.	% do sist. 2
2	179,20	-	4,51	97,48%	24,75	72,53	59,53%	10167	-
3	232,96	130%	54,16	76,75%	31,75	125,35	46,19%	17101	168%
4	286,72	160%	106,38	62,90%	39,00	178,17	37,86%	23669	233%

Fonte: O autor (2022).

Para atendimento à condição 1, foi verificado que um SAE com capacidade de 179,20kWh (10 módulos) foi o mínimo necessário, atendendo a carga por pouco mais de 24 horas. Para os SAEs 2 e 3, foram propostas ampliações de 30% e 60%, respectivamente, que, logicamente, também atenderam a condição 1.

Para atendimento à condição 2, no ciclo diário de descarga/recarga o SAE 2 atingiu um valor de DoD de 59,53%, valor que, conforme a equação (3.5), leva a um número de ciclos de 10167 (27,85 anos). Dada a característica não-linear das curvas apresentadas na figura 39, as ampliações feitas nos outros SAEs tiveram reflexo maior no número de ciclos obtido. No SAE 3, ampliado em 30%, o número de ciclos aumentou 68%, chegando a 17101 ciclos (46,85 anos), e o SAE 4, com capacidade 60% maior, apresentou número de ciclos 133% superior, com número de ciclos de 23669 (64,85 anos). Ressalta-se que estas ampliações no SAE levaram a números de ciclos que superaram a vida útil garantida pelo fabricante, definida como 10 anos, no entanto, incrementam substancialmente a confiabilidade do sistema de suprimento, em casos de indisponibilidade do SGFV, por exemplo.

No que diz respeito à energia injetada e aos créditos gerados em função da geração FV excedente, estes foram apresentados na Tabela 22, podendo-se notar que, para os três sistemas simulados, houve uma variação desprezível em relação à energia injetada no período de um ano. Analisando os gráficos da Figura 64, Figura 68 e Figura 72, é possível notar diferenças no comportamento da

potência injetada na rede, porém, estas ocorrem apenas em função do tempo de recarga de cada SAE, que é inversamente proporcional à sua capacidade, ou seja, o SAE de maior capacidade apresenta tempo de recarga menor quando comparado a outro de capacidade inferior. A energia necessária para recarga de qualquer SAE, no entanto, é a mesma a cada ciclo, dado que a carga simulada não mudou, tendo como resultando uma geração excedente que pode ser considerada igual nos três sistemas.

Quando analisados os custos referentes à energia excedente, calculados somente para o sistema 2, nota-se que mesmo com a incidência da TUSD fio B e do custo de disponibilidade, ainda há uma grande diferença entre os custos pela injeção de energia e os custos caso o mesmo montante fosse consumido fora da modalidade de autoconsumo remoto, com percentuais de economia variando desde 94%, no primeiro ano, até 43% após a incidência total da TUSD fio B. Um dos aspectos de importância e que pode reduzir os custos com a injeção de energia na rede diz respeito ao fator de utilização, ou seja, qual a parcela da energia gerada é consumida instantaneamente na instalação. Analisando as simulações, verificou-se que essa parcela é inferior a 15% e que, nesta abordagem, este fator se apresenta como secundário pois, de forma a atender a recarga do SAEB, foi necessário o sobredimensionamento do SGFV.

4.3 SISTEMAS PARA A SE 02

Os sistemas simulados para suprimento das cargas de serviços auxiliares da SE 02, assim como no caso anterior, possuem SGFVs idênticos e SAEs diferentes. As características de cada um são mostradas na Tabela 48.

Tabela 48 – Especificação dos sistemas para a SE 02.

(continua)

Componente	Descrição
SGFV	<p>Módulo FV Risen Solar Potência do módulo = 670Wp Quantidade de módulos = 347 + 347 + 347 + 347 = 1388 Potência CC = 232,49 + 232,49 + 232,49 + 232,49 = 929,96 kWp Inversor Solis Potência CC = 322,5 kW Potência CA = 215 kW Quantidade de inversores = 4 Potência da instalação = 215 + 215 + 215 + 215 = 860 kW</p>

(conclusão)

Componente	Descrição
SAE 2	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 86 Capacidade total = 1541,12 kWh
SAE 3	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 100 Capacidade total = 1792,00 kWh
SAE 4	Sistema modular ESSW WEG Capacidade por módulo = 17,92kWh Quantidade de módulos = 114 Capacidade total = 2042,88 kWh

Fonte: O autor (2022).

Para o dimensionamento dos SGFV foi estabelecido que deve suprir o consumo máximo da SE no período de um dia e também a recarrega as baterias, na pior condição de geração (mês de junho), sem depender da concessionária. A simulação do primeiro sistema não atendeu à nenhuma das duas condições propostas, logo, optou-se por alterar tanto o SGFV, que foi duplicado, quanto o SAE 1, que foi ampliado em 1 módulo. Estas alterações permitiram o atendimento às duas condições descritas na seção 3.1 e se mostraram como um sistema ideal, pois o SAE chega ao estado de carga completo praticamente no mesmo instante e que cessa a geração, Figura 63, Figura 64 e Figura 65.

Após as alterações descritas, foram realizadas as simulações dos sistemas sob o ponto de vistas dos SAEs, sendo apresentadas mais duas opções. A Tabela 49 apresenta um resumo das suas características e resultados das simulações, para atendimento às duas condições propostas na seção 3.1.

Tabela 49 – Dados dos SAEs para a SE 02.

Sist.	Capacidade T=0		CONDIÇÃO 1			CONDIÇÃO 2			
	kWh	% do sist. 2	Capacidade T=24 (kWh)	DoD T=24 (%)	Tempo para DoD=100% (h)	Capacidade atingida (kWh)	DoD atingida (%)	N° ciclos	
								abs.	% do sist. 2
2	1541,12	-	0	100,00%	24,00	524,8	65,95%	7915	-
3	1792	116%	239,83	86,62%	27,25	771,3	56,96%	11238	142%
4	2042,88	133%	483,52	76,33%	30,50	1017,8	50,18%	14639	185%

Fonte: O autor (2022).

Na simulação da condição 1, foi necessário um SAE de capacidade igual a

1541,12 kWh (86 módulos) para o suprimento da carga da SE 02 por exatas 24 horas, quando houve esgotamento da sua capacidade. A partir deste, foram realizadas ampliações da ordem de 16% para o SAE 3 e 33% para o SAE 4, aumentando assim o tempo de suprimento da carga nessa condição.

Para atendimento à segunda condição, considerando a descarga/recarga diária, o SAE 2 atingiu uma DoD igual a 65,95% que, pela *Equação* (3.5) leva a um número de ciclos de 7915 (21,7 anos). Já para o SAE 3, com DoD de 56,96%, o número de ciclos obtido foi 11238 (30,8 anos) e, para o SAE 4, a DoD atingida foi 50,18%, que levou a 14639 ciclos (40,1 anos). Pelos valores obtidos fica evidenciada a relação não linear entre DoD e número de ciclos apresentada pela Figura 27, em que o SAE 3, de capacidade 16% maior que o SAE 2, obteve número de ciclos 42%, e o SAE 4, ampliado em 33%, apresentou número de ciclos 85% maior. Nestes sistemas, mesmo com DoD mais profundas que nos sistemas para a SE 01, novamente, os valores de ciclos obtidos superaram o tempo limite de garantia das baterias, estipulado em 10 anos.

No que diz respeito à energia injetada na rede em função da geração FV excedente, estes foram apresentados na Tabela 43. Nesta, assim como nos casos da SE 01, foi encontrada variação mínima (menor que 2%) entre os três sistemas, que se justifica pelo exposto na seção 4.2. Quanto aos custos gerados pela energia injetada, que foram calculados apenas para o sistema 2, notou-se que, mesmo com cobranças sobre diversas componentes da tarifa, ainda assim, a modalidade de autoconsumo remoto se apresenta como mais viável do que o consumo convencional a partir da rede, uma vez que se pode notar, uma economia inicial da ordem de 56%, porém, no horizonte analisado de 7 anos, pode-se verificar que o custo total da modalidade de autoconsumo remoto teve aumento de 110%, enquanto que o custo pelo consumo diretamente da rede da concessionária aumentou somente 38%, tendo reflexos no percentual de economia verificado, que reduziu de 56% em 2023, para 33% em 2029. Para a SE 02 também foi analisado o fator de simultaneidade da instalação, sendo inferior a 20% e não foram encontradas oportunidades de melhorá-lo, uma vez que a carga da SE é praticamente constante durante o período de geração e o mesmo, por sua vez, tem uma alta potência de forma a atender a recarga das baterias.

4.4 COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS DAS SEs

Os sistemas dimensionados para as duas SEs possuem portes bastante distintos ficando um classificado como microgeração e outro como minigeração, sendo regidos por regras diferentes da lei 14.300. Quando comparados os custos da modalidade de autoconsumo remoto, com o consumo diretamente da concessionária (convencional), no horizonte de 7 anos foi vista uma economia da ordem de 43% nos sistemas da SE 1 e aproximadamente 33% nos sistemas da SE 2. Porém, mesmo de portes distintos, também é possível de ser estabelecida uma relação entre os dois sistemas, comparando o custo por cada kWh injetado na rede da concessionária.

Analisando os dados do segundo sistema de cada SE no ano de 2029, quando será cobrada a totalidade da TUSD fio B para os sistemas de microgeração, o custo por quilowatt na SE 01 chegará a R\$ 0,60/kWh, enquanto que na SE 02, terá o valor de R\$ 0,71/kW. Ou seja, nas condições estabelecidas, o custo por quilowatt da SE 02 é aproximadamente 18% superior ao da SE 01.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho abordou o dimensionamento e a viabilidade técnica da implementação de um sistema de suprimento híbrido para serviços auxiliares em SEs, nas quais o suprimento feito pela concessionária apresenta níveis de tensão abaixo da faixa especificada pelo órgão regulador, trazendo implicações negativas aos equipamentos dessas instalações. Sistemas de suprimento híbridos vêm se difundindo no Brasil, porém, mais voltados às instalações de pequeno porte que, há algum tempo passaram a ser ofertadas opções de inversores já com a capacidade de suprir cargas a partir de duas fontes, como SGFV e SAEB. No entanto, as instalações abordadas apresentam porte maior e, por esse motivo, a opção escolhida para suprimento foi baseada em dois sistemas distintos, sendo um o SGFV e outro o SAEB e possuindo, cada um, equipamentos próprios para adequação do fornecimento das fontes (fotovoltaica ou bateria) aos níveis necessários à instalação. Para os SGFVs, que são sistemas já bastante difundidos no Brasil, não houve dificuldade para especificação de componentes disponíveis comercialmente que atendessem às condições estabelecidas, mesmo no caso da SE 02, que demandou um SGFV classificado como minigeração, com potência de 860kW. Já para os SAEs, que são sistemas ainda recentes no país, opções com disponibilidade comercial e que fornecessem todas as informações necessárias à análise proposta não foram encontradas, sendo necessária uma adequação, a partir de mais de um fabricante, de forma a permitir a análise da DoD com número de ciclos permitido. Como referência para o dimensionamento do SAE, foi utilizado o sistema BESS do fabricante WEG, um sistema modular que integra baterias, conversor bidirecional e sistema de gerenciamento, na modalidade *all-in-one*. Conforme WEG (2022), estes sistemas podem conter desde 8 módulos até 36 módulos, não sendo estipulada restrição para ligação de mais de um BESS em paralelo, podendo haver, apenas, a necessidade de utilização de transformador para permitir sua adaptação aos níveis de tensão da carga. Já para a análise da relação DoD x número de ciclos, foi utilizada a curva de baterias de lítio disponibilizada pelo fabricante alemão Hoppecke.

Para atendimento à condição 1 foi definido o número mínimo de módulos do SAE e, posteriormente, verificado o atendimento à condição 2, ambas descritas na seção 3.1.3. Como foi adotado um tempo de descarga/recarga de 10 horas para os

SAEs, este fator teve implicações nos valores de DoD atingidos pelas baterias, chegando ao máximo de 65,95%. Para esta DoD, a curva da figura 39 já apresenta um número de ciclos igual a 7915, que equivale a um período superior a 20 anos, considerando que o SGFV provê recargas diárias ao SAE, ou seja, contabilizando um ciclo por dia. Portanto, sob o ponto de vista de número de ciclos, não se justifica o uso de um SAE maior do que o mínimo estabelecido para cada SE, pois esta ação, apesar de possibilitar ganhos no número de ciclos, mesmo com o SAE mínimo já é superada a vida útil garantida pelo fabricante, que é de 10 anos. Por outro lado, um SAE com ciclos mais rasos de DoD representa uma maior confiabilidade ao suprimento, o que pode ser levado em consideração dada a criticidade da aplicação.

A partir dos sistemas propostos, pode-se concluir que, mesmo ainda em fase inicial de utilização no Brasil, os BESS se apresentam como uma alternativa possível de ser utilizada para suprimento de cargas onde o fornecimento da concessionária não apresenta níveis satisfatórios ou mesmo onde não exista essa opção, como em sistemas *off-grid*. Para os locais analisados, mesmo com níveis de tensão insatisfatórios, o fato de existir a rede da concessionária se apresenta como uma oportunidade de compensar, em parte, uma exigência a que a empresa já está submetida, que é dispor de fontes confiáveis para o suprimento das cargas de serviços auxiliares em SEs. Dessa forma, a utilização de um sistema híbrido, composto por SGFV e SAEB pode tanto atender aos requisitos exigidos pelo ONS quanto trazer redução nos custos com energia para a empresa, através da compensação da geração excedente. Salienta-se que a utilização de um sistema como esse encontra embasamento nos procedimentos de rede do ONS, como descrito na seção 2.1.2, porém, sua utilização ainda estaria dependente de análise prévia pelo órgão.

A análise financeira completa da instalação deste sistema e da compensação de créditos ao longo de toda sua vida útil não faz parte deste trabalho, no entanto, a análise parcial apresentada nas seções 4.1 à 4.4, mostra que, mesmo com a atribuição de custos adicionais pela energia injetada na rede, estes são inferiores se comparados com aqueles que seriam gerados pelo simples consumo de energia, pela forma convencional, sem GD. Nas condições estabelecidas, em que a compensação dos créditos se dará totalmente em instalações de BT, provou-se mais viável a geração na SE 01, uma vez que apresentou, no horizonte analisado, menor custo, em R\$/kW, quando comparada à geração na SE 02. Considerando que a

empresa a que se destina os sistemas propostos possui diversas outras instalações na mesma região de concessão da distribuidora, mesmo o montante de créditos de energia gerados pelo sistema da SE 02 poderiam ser compensados integralmente. Além disso, com relação à geração excedente, outras oportunidades futuras podem surgir pois, a própria lei 14.300, no art. 23º, prevê a possibilidade de fornecimento de serviços ancilares à rede da concessionária mediante remuneração por parte desta (BRASIL, 2022).

A utilização do software OpenDSS para simulação dos sistemas se pôs como desafio adicional à realização deste trabalho, por se tratar de um programa não utilizado durante a graduação e, até então, desconhecido. No entanto, o fato de ser recomendado pelo órgão regulador se apresentou como incentivo, dada a possibilidade de aproveitamento profissional futuro. Por permitir a simulação tanto de SGFVs quanto SAEBs, imagina-se que possa ser difundido brevemente, uma vez que a utilização destes sistemas vem sendo abordada cada vez mais, existindo já casos de uso para prestação de serviços anciliares junto ao SED. Apesar dos custos dos SAEBs ainda representarem um entrave para a ampliação do uso, conforme EPE (2021) e Vasconcelos (2022), já há previsão de viabilidade financeira do uso de SAE com baterias de lítio em um horizonte de 8 anos, ou seja, em 2030. Outro desafio que merece ser citado diz respeito a análise dos sistemas dimensionados a partir dos critérios de uma regulamentação recente, sobre a qual diversos pontos ainda são tidos como dúbios ou mesmo indefinidos, até mesmo por especialistas da área de regulamentação.

Por fim, ressalta-se a grande transformação que vem ocorrendo no setor elétrico e na área de energia como um todo, em que diversas mudanças regulatórias estão ocorrendo com vistas à chamada transição energética, assunto em voga a nível mundial. Neste contexto, o desenvolvimento de um trabalho que abordou temas extremamente atuais como sistemas fotovoltaicos e de armazenamento foi visto como incentivo a mais, dada a relação que este autor tem com o setor elétrico e entusiasmo com temas voltados às energias renováveis e demais sistemas agregados.

TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões de trabalhos futuros envolvendo os temas abordados pode-se citar:

- Sistema de controle para chaveamento entre fontes de serviços auxiliares que utilizam SGFVs e SAEBs;
- Novas topologias de serviços auxiliares para SEs, baseadas em SGFVs e SAEBs;
- Análise financeira da implementação dos sistemas dimensionados neste trabalho;
- Sistema de controle para otimização da ciclagem de baterias de lítio.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Setor elétrico – Uma visão geral do setor.** Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>. Acesso em: dez/2022.

ANDRADE, Vinícius B. et al. **Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software OpenDSS.** Belém – PA, 2021. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2208/2074. Acesso em: mai/2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica.** Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: out/2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída.** Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: abr/2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 3045, de 21 de junho de 2022.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223045ti.pdf>. Acesso em: nov/2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 67/2004.** Disponível em: https://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/setoreletrico/2004/Resolucao_Normativa_67_08062004.pdf. Acesso em: mar/2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482/2012.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: mar/2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687/2015.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: mar/2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000/2021.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: mar/2022.

AOKI, Alexandre R.; OTTO, Rodrigo B.. **O mercado de microrredes.** Disponível em: <https://www.microrredes.org.br/publica%C3%A7oes>. Acesso em: mar/2022.

BARROS, Benjamin Ferreira de. **Geração, transmissão e consumo de energia elétrica.** Editora Érica, 2014. Disponível em: https://www.google.com.br/books/edition/Gera%C3%A7%C3%A3o_Transmiss%C3%A3o_Distribui%C3%A7%C3%A3o_e/5YmwDwAAQBAJ?hl=en&gbpv=1&kptab=overview. Acesso em mar/2022.

BLUE SOL – Energia Solar. **O Guia mais Absurdamente Completo da Energia Solar Fotovoltaica: Entenda Tudo!** Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-fotovoltaica-guia-supremo/>. Acesso em: abr/2022.

BOLZON, Aécio da Silva. **Estudo e implementação de um conversor bidirecional CC-CA monofásico de dois estágios como interface entre uma nanorede e a rede elétrica.** Belo Horizonte – MG, 2014. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-9UPM25/1/aecio_disserta__o_digital.pdf. Acesso em: abr/2022.

BRASIL. **Lei 5163/2004.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: abr/2022.

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

BRASIL. **Portaria nº 140/2022.** Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>. Acesso em: out/2022.

CARDOSO FILHO, Braz de Jesus. **Projeto Oásis: Um modelo energético inovador para a UFMG.** Belo Horizonte – MG, 2019. Disponível em: http://www.forplad.andifes.org.br/sites/default/files/Painel%2001_Projeto%20O%C3%A1sis_Um%20modelo%20energ%C3%A9tico%20inovador%20para%20a%20UFMG.pdf. Acesso em: mai/2022.

CAVALCANTE, Denise Lucena *et al.* **Reflexos da Tributação Ambiental no âmbito da energia solar.** Porto Alegre – RS, 2020. Disponível em: https://www.academia.edu/45118909/Reflexos_da_Tributac_a_o_Ambiental_no_ambito_da_energia_solar. Acesso em: abr/2022.

CORDERO, R. R. *et al.* **Effects of soiling on photovoltaic (pv) modules in the atacama desert.** Disponível em: https://www.researchgate.net/journal/Scientific-Reports-2045-2322/publication/327702093_Effects_of_soiling_on_photovoltaic_PV_modules_in_the_Atacama_Desert/links/5fb55a28a6fdccf76868d809/Effects-of-soiling-on-photovoltaic-PV-modules-in-the-Atacama-Desert.pdf. Acesso em: mai/2022.

COTFAS, Daniel Tudor *et al.* **Study of temperature coefficients for parameters of photovoltaic cells.** Brasov, Romênia, 2018. Disponível em: https://www.researchgate.net/journal/International-Journal-of-Photoenergy-1687-529X/publication/324157058_Study_of_Temperature_Coefficients_for_Parameters_of_Photovoltaic_Cells/links/6184034eeef53e51e12b5b10/Study-of-Temperature-Coefficients-for-Parameters-of-Photovoltaic-Cells.pdf. Acesso em: abr/2022.

CPFL ENERGIA. **Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição.** Disponível em: <https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-13.pdf>. Acesso em: nov/2022.

CPFL ENERGIA. **Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 1.** Disponível em: <https://www.rge-rs.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/ged-2855-fornecimento-em-tensao-primaria-15kv-25kv-34-5kv-volume1-2.pdf>. Acesso em: nov/2022.

CREMASCO, Nicole Polityto. **Estudo dos fatores que reduzem o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias no estado do Paraná.** Curitiba – PR, 2021. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/26271/1/fatoresreduzemdesempenhofotovoltaicos.pdf>. Acesso em: abr/2022.

DIB Mohamed; NEJMI Ali; RAMZI Mohamed. **New auxiliary services system in a transmission substation in the presence of a renewable energy source PV.** Beni Melal – Marrocos, 2020. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785320326274>. Acesso em abr/2022.

CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf. Acesso em: set/2022.

ELETOBRAS CHESF. **Chamada para recebimento de proposta(s) de projeto de P&D+I: minigeração fotovoltaica com armazenamento de energia por baterias como fonte autônoma de suprimento dos serviços auxiliares de subestações 230/500kV com restrição de fonte interna.** Disponível em: https://www.chesf.gov.br/pdi/Documents/Chamada%20Publica%2002_2019%20PeD+I%20CHESF%20MFV%20e%20Armazenamento%20-%20Servic%CC%A7os%20Auxiliares%20SE.pdf. Acesso em: abr/2022.

ENERGÊS. **4 passos para calcular o pagamento de demanda em geração distribuída.** Disponível em: <https://energes.com.br/4-passos-para-calcular-o-pagamento-de-demanda-em-geracao-distribuida/>. Acesso em: nov/2022.

ENERGY SOURCE. **Bateria solar lítio.** Disponível em: <https://www.aldo.com.br/produto/159837-1/bateria-solar-litio-energy-source-powerfree-cube-48v-litio-10kwh-energia-solar-smart-4000-ciclos>. Acesso em: jun/2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **O valor dos estudos de planejamento para os mercados de energia.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-336/topico-437/S%C3%A9rie%20O%20Papel%20da%20EPE%20-%20Vol%201.pdf>. Acesso em: mar/2022.

FERREIRA, Bruna C.. **Estratégias de Operação para Sistemas de Armazenamento de Energia conectados à Rede Elétrica de Distribuição.** São João Del-Rei – MG, 2021. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbai/article/view/2762/2305. Acesso em: abr/2022.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. São Paulo – SP, 2015. Disponível em: https://wiac.info/docgeneratev2?fileurl=https://dlscrib.com/downloadFile/58af2e0b6454a7be74b1e8e3&title=%5BPDF%5D+TrabalhoFormatura-PauloRadatz+%281%29.pdf&utm_source=dlconvert&utm_medium=queue&utm_campaign=5a5f7979e2b6f5f9178c3766. Acesso em: mar/2022.

GARCIA, Luca. **Sistemas de Geração Fotovoltaica: On-grid, Off-grid e Solar Híbrido**. Disponível em: <https://www.eolosjr.com/post/sistemas-de-gera%C3%A7%C3%A3o-fotovoltaica-on-grid-off-grid-e-solar-h%C3%ADbrido>. Acesso em abr/2022.

GINLONG TECHNOLOGIES. **Datasheet Solis-(215-255)K-EHV-5G**. Disponível em: [https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-\(215-255\)K-EHV-5G_V1,0_2022_03.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-(215-255)K-EHV-5G_V1,0_2022_03.pdf). Acesso em: out/2022.

GINLONG TECHNOLOGIES. **Datasheet Solis-S5-GC(25-50)K**. Disponível em: [https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_S5-GC\(25-50\)K_BRA_V2,1_2022_09.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_S5-GC(25-50)K_BRA_V2,1_2022_09.pdf). Acesso em: set/2022.

GONÇALVES, Rodrigo. **Influência da geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica**. Campinas – SP, 2016. Disponível em: <https://lcv.fee.unicamp.br/images/BTSym-16/proceedings/pa53-16-edited.pdf>. Acesso em: mai/2022.

GREENER. **Análise do marco legal da geração distribuída**. Disponível em: <https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2022/04/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Lei-14.300-de-2022.pdf>. Acesso em: nov/2022.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico**. 2022. Disponível em: https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Estudo-Estrategico-de-Geracao-Distribuida-2022-270922-1.pdf?utm_campaign=estudo_gd_1s2022_fluxo&utm_medium=email&utm_source=R D+Station. Acesso em: dez/2022.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**. 2021. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1620069790Verso_Light_-_Estudo_Estratgico_do_Mercado_de_Armazenamento_de_Energia_no_Brasil.pdf. Acesso em mai/2022.

O setor elétrico. **Implantação de microrredes inteligentes – conceitos e casos reais**. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=bdkDS2-heql>. Acesso em: mar/2022.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas Brasileiro da Energia Solar**. Disponível em: <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Acesso em: mai/2022.

ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. **ISA CTEEP avança com projeto de baterias em larga escala.** Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53206512/isa-ctEEP-avanca-com-projeto-de-baterias-em-larga-escala>. Acesso em: mai/2022.

ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. **ISA CTEEP desenvolve primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro.** Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-desenvolve-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no-sistema-de-transmissao-brasileiro>. Acesso em: mai/2022.

JINKOSOLAR. **Datasheet Tiger Pro72HC-TV.** Disponível em: <https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM525-545M-72HL4-TV-F1-EN.pdf>. Acesso em: jun/2022.

KATZ, Cheryl. **As baterias que podem tornar o petróleo coisa do passado.** Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/vert-fut-55843450>. Acesso em: mai/2022.

LIMA, Viviane Luíse Silva de. **Metodologia para análise de uma rede de distribuição utilizando OpenDSS e Python para obtenção de impactos devido à inserção de geração distribuída fotovoltaica.** Santa Maria – RS, 2021. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/22580/De%20Lima_Viviane%20Lu%c3%adse_Silva_2021_TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: mai/2022.

LUO, Xing *et al.* **Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation.** Coventry – Reino Unido, 2014. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0306261914010290?token=BD10D959E5357BA55BCA6456D9C592BD33F874099D46FD5E3A711050DCF6D114AF20FB5DF96F5ED74EAABE8CEAC9B4B5&originRegion=us-east-1&originCreation=20220617181628>. Acesso em: mai/2022.

MEDEIROS, Karen de Macêdo Aragão. **Análise dos efeitos da variação do TAP e da potência do transformador nos valores de tensão no PAC após a inserção da geração distribuída fotovoltaica.** Campina Grande – PB, 2021. Disponível em: <http://dSPACE.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/bitstream/riufcg/21029/1/KAREN%20DE%20MAC%c3%8aDO%20ARAG%c3%83O%20MEDEIROS%20-%20TCC%20ENG.%20EL%c3%89TRICA%202021.pdf>. Acesso em: mai/2022.

MENDES, Luiz Fernando Rosa *et al.* **O crescimento da geração distribuída no contexto da crise hidroenergética na região Sudeste do Brasil: aspectos ambientais e socioeconômicos.** Campos dos Goitacazes – RJ, 2020. Disponível em: <https://www.redalyc.org/journal/6257/625766364009/625766364009.pdf>. Acesso em: abr/2022.

MIRANDA, Raul Figueiredo Carvalho. **Análise da inserção de geração distribuída**

de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro. Rio de Janeiro – RJ, 2013. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/miranda.pdf>. Acesso em: mai/2022.

MOURA, Jonathan Jefferson Pereira. **Modelo para Estimação do Estado de Carga de Baterias de Lítio-Íon Baseado em Redes Neurais Auto Regressivas Não-Lineares Com Entradas Externas.** João Pessoa – PB, 2019. Disponível em: https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/19985/1/JonathanJeffersonPereiraMoura_Dissert.pdf. Acesso em: jun/2022.

NASCIMENTO, Lucas Rafael do. **Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil.** Florianópolis – SC, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/204420/PECV1179-T.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>. Acesso em: mai/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema. **O que é o SIN.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: mar/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema. **O sistema em números.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: mar/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema. **Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos.** Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.6-RQ_2021.08.docx_16c3ed7c-cf3b-4cf6-aca5-9bfdabe244af.pdf. Acesso em: mar/2022.

PINHEIRO, Vinícius de Carvalho Neiva. **Despacho ótimo de sistemas elétricos com armazenamento de energia para fontes intermitentes de geração no Brasil.** Campinas – SP, 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Vinicius-Pinheiro/publication/347439134_DESPACHO_OTIMO_DE_SISTEMAS_ELETRICOS_COM_ARMAZENAMENTO_DE_ENERGIA_PARA_FONTES_INTERMITENTES_DE_GERACAO_NO_BRASIL/links/5fdb9beda6fdccdc8d6c52c/DESPACHO-OTIMO-DE-SISTEMAS-ELETRICOS-COM-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA-PARA-FONTES-INTERMITENTES-DE-GERACAO-NO-BRASIL.pdf. Acesso em: abr/2022.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica.** 2.ed. ver. e atual. Barueri – SP. Manole, 2011.

RISEN SOLAR. **Datasheet RSM132-8-645M-670M.** 2020. Disponível em: <https://risenenergy.com/uploads/20220813/RSM132-8-645-670M%20IEC1500V-35mm%202022H1-4-EN.pdf>. Acesso em: out/2022.

SEVERO, Tiago Cassol. **Notas de aula – Sistemas de geração de energia elétrica.** Departamento de Engenharia Elétrica da UCS – 2022.

SILVA, Vanderlei Aparecido *et al.* **Optimal Day-Ahead Scheduling of Microgrids**

with Battery Energy Storage System. Curitiba – PR, 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/19/5188/pdf?version=1601906213>. Acesso em: abr/2022.

SOARES, Paula Meyer *et al.* **Avaliação econômica e técnica de um sistema conectado à rede: estudo de caso de condomínio na cidade de Brasília, Brasil.** 2020. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/11262/9416>. Acesso em: mai/2022.

SOARES, Paula Meyer *et al.* **Setor elétrico brasileiro: avaliação da evolução dos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (2008-2018).** 2020. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/11262/9416>. Acesso em: mai/2022.

SOLSIST. **Como calcular um sistema fotovoltaico off-grid.** Youtube, 10 out 2019. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=AZdwqPkFLM4&list=PLgKjS_7Ty7DtsoBht4ijyj_WhIAa9PL4t&index=5. Acesso em: 14 out 2021.

SOUZA, Adriana Schilive de. **Implantação e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 10,72kWp com sistema de armazenamento na UTFPR.** Curitiba – PR, 2021. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/27124/1/sistemafotovoltaicoarmazementoutfpr.pdf>. Acesso em: abr/2022.

VASCONCELOS, Letícia Bezerra de. **Estratégias de armazenamento de energia com baterias para atender um consumidor do grupo A no horário de ponta.** Fortaleza – CE, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/65848?locale=es>. Acesso em: out/2022.

WEG. **ESSW Sistemas de armazenamento de energia em baterias.** Jaraguá do Sul – SC, 2022. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h0e/h3c/WEG-ESSW-sistema-de-armazenamento-de-energia-50100243-pt.pdf>. Acesso em: out/2022.