



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Graduação em Engenharia Elétrica

IGOR FLORES DIONISIO

**Efeito da inserção de armazenadores de energia em sistemas de
distribuição para melhoria da qualidade da energia elétrica**

**Uberlândia
2021**

IGOR FLORES DIONISIO

**Efeito da inserção de armazenadores de energia em sistemas
de distribuição para melhoria da qualidade da energia
elétrica**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes

Assinatura do orientador

Uberlândia
2021

IGOR FLORES DIONISIO

**Efeito da inserção de armazenadores de energia em sistemas
de distribuição para melhoria da qualidade da energia
elétrica**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Banca examinadora

Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes - UFU

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima - UFU

Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende - UFU

Uberlândia
2021

Dedico este trabalho à minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço meus pais, Valdeci e Luciani, por sempre me darem apoio e amor incondicional. Além de me ensinarem a correr atrás dos meus objetivos, sempre batalharam para garantir o melhor para o meu futuro, permitindo que eu me tornasse a pessoa que sou hoje.

Agradeço às minhas irmãs, Lorena e Iasmim, por seu companheirismo e ajuda nas horas que mais precisei.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wellington Bernardes, por ter acreditado no meu potencial de desenvolver esse trabalho, bem como por estar sempre disposto a me ajudar no que fosse preciso. À UFU, seus professores e demais corpo técnico por ter permitido minha formação.

Por fim, não poderia deixar de agradecer aos meus amigos que estiveram junto comigo durante esses anos de graduação. Muito obrigado Arthur, Gerson, Heitor, Ian, Rafael, Reis, Rogério e Thael. Com vocês tive os melhores momentos de descontração e as melhores companhias durante esses 5 anos. E um muito obrigado especial ao Arthur e Gerson, por estarem do início ao fim comigo, enfrentando todas as matérias, sem vocês eu não teria conseguido.

RESUMO

DIONISIO, I. F. **Efeito da inserção de armazenadores de energia em sistemas de distribuição para melhoria da qualidade da energia elétrica.** 2021. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021.

Os sistemas de distribuição de energia tem passado por uma transformação expressiva nos últimos anos com a implementação de novas tecnologias e conceitos que prometem alterar de vez a forma que os sistemas tradicionais operam. Dentro desse contexto encontram-se as *smart grids*, apresentando um grande potencial de mudança no setor, principalmente com relação a geração de energia a partir de fontes renováveis e armazenadores de energia. O principal objetivo desse trabalho foi analisar o impacto dos recursos energéticos distribuídos em uma rede de distribuição, utilizando o *software* OpenDSS. Em seguida, focou-se na modelagem dos principais elementos da rede, bem como no modo de controle a ser realizado nas etapas dos algoritmo para a gerência dos armazenadores de energia de forma personalizada. Utilizando o sistema do IEEE 34 Barras modificado, analisou-se os resultados obtidos após a inclusão de um gerador distribuído de 1MW de capacidade, em determinadas barras, escolhendo sua melhor localização. Adiante, os impactos da geração distribuída foram agregados à inserção dos armazenadores de energia com diversos modos de operação, estáticos e dinâmicos, avaliando as performances em relação às perdas de energia e os níveis de tensão. Por fim, uma breve abordagem do impacto financeiro da aplicação dessas tecnologias foi feita.

Palavras-chave: Armazenadores de Energia, Geração Distribuída, Perdas de energia, Sistemas de distribuição, OpenDSS, Redes inteligentes.

ABSTRACT

DIONISIO, I. F. Effect of inserting energy storages in distribution systems to improve power quality. 2021. Monography (Bachelor in Electrical Engineering) - Faculty of Electrical Engineering, Federal University of Uberlândia, Uberlândia, 2021.

Power distribution systems have been through an expressive transformation in the last few years due to the implementation of new technologies and concepts that promise to alter the traditional work. In this context, smart grids have a great potential to change the sector, mainly to generate by using alternative sources and energy storage systems. The main objective of this paper is to analyze the impact of distributed energy resources in a distribution system by using the software OpenDSS. Then, focus on modeling the main components of the electrical network and custom control modes of the algorithm to manage the energy storage systems. Using modified IEEE 34 Buses, the results after inserting distributed generation with a capacity of 1MW were examined, choosing the best locations in a few buses. Further on, the impacts of distributed generation were investigated with the insertion of energy storage systems having diverse operation modes, static and dynamic, assessing the performance regarding energy losses and voltage levels. Finally, this paper makes a brief financial approach to this technological application.

Keywords: Energy Storage Systems, Distributed Generation, Energy losses, Distribution Systems, OpenDSS, Smart grids.

Lista de Figuras

1	Representação do sistema elétrico tradicional	17
2	Sistema elétrico com a inclusão de RED	17
3	Sistema típico de geração solar fotovoltaica	18
4	Arquitetura <i>BESS</i> tradicional	19
5	Posição da tecnologias de armazenamento de energia	21
6	Diagrama de blocos do elemento PVSystem	24
7	Diagrama de blocos do processo de simulação que o usuário pode interagir	28
8	Diagrama de blocos dos controles do AE	29
9	Sistema IEEE 34 barras	30
10	Curva de carga comercial	31
11	Curva de carga industrial	31
12	Perfil de tensão para a subestação - circuito inalterado (base = 69 kV)	32
13	Perfil de tensão para a barra 814 - circuito inalterado (base = 24.9 kV)	33
14	Perfil de tensão para a barra 890 - circuito inalterado (base = 4.16 kV)	33
15	Perdas totais do sistema	34
16	Perfil de carga do sistema fotovoltaico	36
17	Perfil de tensão para a barra 814 - GD barra 814 (base = 24.9 kV)	37
18	Perfil de tensão para a barra 890 - GD barra 814 (base = 4.16 kV)	37
19	Perfil de tensão para a barra 814 - GD barra 890 (base = 24.9 kV)	38
20	Perfil de tensão para a barra 890 - GD barra 890 (base = 4.16 kV)	38
21	Perfil de tensão para a barra 814 - GD barras 814 e 890 (base = 24.9 kV)	39
22	Perfil de tensão para a barra 890 - GD barras 814 e 890 (base = 4.16 kV)	39
23	Perdas totais no sistema com Geração Distribuída	40
24	Perfil modo de operação <i>Trigger</i>	42
25	Estado de operação do armazenador no modo de operação <i>Time</i>	43
26	Estado de operação do armazenador no modo de operação <i>Support</i>	44
27	Perdas totais para cada modo de operação e capacidade do armazenador - estático	45
28	Estado de operação do armazenador no modo de operação GxD	47
29	Estado de operação do armazenador no modo de operação V_{min}	48
30	Estado de operação do armazenador no modo de operação GxDxSOC	49
31	Perdas totais para cada modo de operação e capacidade do armazenador - dinâmico	50

Lista de Tabelas

1	Parâmetros usados para o elemento <i>Transformer</i>	23
2	Parâmetros usados para o elemento <i>PVSystem</i>	25
3	Parâmetros usados para o elemento <i>Storage</i>	26
4	Parâmetros usados para o elemento <i>SwControl</i>	27
5	Barras com as tensões mínimas e respectiva barra	35
6	Perdas totais do sistema com GD	40
7	Mínima tensão para os modos de operação estáticos do AE	44
8	Perdas de energia nos melhores casos estáticos	46
9	Mínima tensão para os modos de operação dinâmicas do AE	50
10	Perdas de energia nos melhores casos dinâmicos	51
11	Tensões variando a capacidade do AE	52
12	Tensões variando a potência da GD	53
13	Redução de custos do sistema	54

ABREVIATURAS E SIGLAS

AE	Armazenador de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COM	<i>Component Object Model</i>
DLL	<i>Dynamic-link Library</i>
GD	Geração Distribuída
GxD	Geração x Demanda
GxDxSOC	Geração x Demanda x SOC
ICT	<i>Information and Communications Technology</i>
IEEE	Instituto de Engenheiro Eletricistas e Eletrônicos
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PMU	<i>Phasor Measurements Units</i>
PU	Por Unidade
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SOC	<i>State Of Charge</i>
VBA	<i>Visual Basic for Application</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	14
1.1.1	Objetivos gerais	14
1.1.2	Objetivos específicos	14
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Recursos Energéticos Distribuídos	16
2.1.1	Geração Fotovoltaica	16
2.1.2	Armazenamento de Energia	18
2.1.3	Controle de Armazenamento de Energia	21
3	METODOLOGIA	23
3.1	Modelagem dos elementos da rede	23
3.1.1	Transformador	23
3.1.2	Geração Fotovoltaica - PVSystem	23
3.1.3	Armazenador de Energia - <i>Storage</i>	25
3.1.4	Chaves de Manobra	26
3.2	Controles externos do <i>OpenDSS</i> utilizando a linguagem <i>Python</i>	27
3.2.1	Controle do AE	28
4	RESULTADOS	30
4.1	CIRCUITO BASE	30
4.1.1	Curvas de carga	30
4.1.2	Perfis das tensões	32
4.1.3	Perdas no sistema	34
4.2	INCLUSÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	35
4.2.1	Perfis de tensões	36
4.2.2	Perdas	40
4.3	INCLUSÃO DE ARMAZENADOR DE ENERGIA	41
4.3.1	Modelos Estáticos	41
4.3.2	Modelos Dinâmicos	46
4.3.3	Análise para aumento do perfil de tensão	52
4.4	Análise de Custos	53
5	CONCLUSÃO	56
5.1	TRABALHOS FUTUROS	56
	REFERÊNCIAS	60

1 INTRODUÇÃO

A qualidade de energia elétrica é um assunto que cada vez mais tem sido discutida entre profissionais da área pelos efeitos que esta tem sobre os consumidores e o sistema, tendo elementos não somente técnicos, bem como políticos, sociais e econômicos. Com o aumento de usuários de níveis residenciais até industriais crescendo e com a inserção de equipamentos que exigem níveis de energia melhores, amplificam-se os esforços em busca de meios que possam aprimorar a qualidade de energia elétrica de maneira eficiente.

De forma a se adaptar às mudanças, o sistema elétrico também foi se modernizando ao ponto de adotar configurações cada vez menos centralizadas e voltadas a um único ponto de geração, mudando as características de carga da rede. De forma a revigorar essa situação, foram criadas as iniciativas de *smart grids* que fazem as interações complexas dos sistemas de distribuição e os Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Para atender as exigências mínimas à inclusão dessas redes, a parametrização e uso de relés digitais (BOTTURA et al., 2017), unidades de medição fasorial (*Phasor Measurements Units* - PMU), dispositivos eletrônicos inteligentes, inversores inteligentes, religadores automáticos e reguladores de tensão (transformadores com mudança de *tap*) possibilitaram o controle e automação da rede (PRIMADIANTO; LU, 2017).

Segundo EPE (2018), os RED são submetidos a uma área determinada pela concessionária e normalmente localizados próximos às unidades consumidoras. Dessa maneira, os RED permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. Assim, as redes inteligentes surgem em um contexto de modernizar o sistema elétrico e sua forma de geração, especialmente com a inclusão de fontes de energia renováveis, como os painéis fotovoltaicos e turbinas aerogeradoras, e sistemas armazenadores de energia, como as baterias, entre outros elementos.

A introdução de RED, em geral, traz numerosas vantagens às redes de distribuição de energia, incluindo melhorias nos níveis de tensão, redução de custos e de perdas de potência, aprimoramento da confiabilidade e ampliação da capacidade máxima do sistema (ANWAR; POTTA, 2012). Entretanto, tais proventos apenas podem ser atingidos caso haja a correta localização e dimensionamento dos RED, havendo um planejamento prévio a sua instalação (ANWAR; MAHMOOD, 2014).

Caso a capacidade dos RED seja muito alta, fará com que tenha um aumento dos níveis de tensão. Esse aumento é provocado por um fluxo reverso de energia, que ocorre quando a potência ativa vinda do RED é maior que a carga instantânea para a mesma rede (ALMEIDA; JOTA, 2018). Ademais, outro problema comum é quanto às perdas de energia, que podem ser minimizadas com a correta aplicação do RED. Mais informações podem ser vistas em Routray, Mistry e Arya (2019).

Destarte, as *smart grids* visam fornecer um fornecimento de energia elétrica confiável no futuro, integrando o controle inteligente de múltiplas unidades de geração (BERNARDES, 2018), que impactarão diversas características do sistema elétrico, as quais segundo Arritt e Dugan

(2011), estão dentre elas:

- Comunicação e controle: com a atribuição de dispositivos digitais é possível realizar a comunicação entre eles, automatizando os controles e medições da rede, além de avaliar o estado da mesma;
- Confiabilidade: será possível identificar automaticamente a localização do ponto de falta e a restaurar o sistema e com a otimização dos locais de instalação das chaves e religadores garantir um fornecimento de energia mais confiável;
- Eficiência energética: com a rede inteligente, será possível aumentar a eficiência do sistema ao controlar os equipamentos do mesmo;
- Recursos distribuídos: com a inclusão de fontes renováveis, utilizando Geração Distribuída (GD) e sistemas armazenadores de energia, a relação entre quem produz, distribui e consome será alterada de acordo com as respostas de geração e demanda.

Em vista disso, os RED tem sido foco de diversos estudos para analisar seu impacto no sistema, e juntamente com isso também houve uma aceleração da implementação dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores (EPE, 2018). Logo, para um estudo eficaz e atual sobre como melhorar os aspectos de uma rede de distribuição, é crucial a inclusão de soluções que abordem RED.

Amparado pela relevância do assunto, este trabalho apresenta um estudo da inserção de geração distribuída e armazenador de energia em um sistema de distribuição visando a melhoria na qualidade de energia.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivos gerais

Arquitetar uma metodologia para a análise de um sistema de distribuição ao incluir geração distribuída e armazenadores de energia, em uma mesma barra, objetivando a minimização de perdas elétricas e melhorias no níveis de tensão ao se comparar com o caso base.

1.1.2 Objetivos específicos

Para os objetivos específicos seguem:

- Determinar a melhor locação da geração distribuída, considerando os níveis de tensão de cada barra do sistema;
- Elaborar diversos modos de controle do armazenador de energia e decidir qual traz mais benefícios ao sistema;

- Mostrar a influência da inclusão de recursos energéticos distribuídos em um sistema de distribuição;
- Analisar os resultados obtidos através das simulações no *software OpenDSS* e;
- Sondar os potenciais econômicos da implementação de RED ao sistema.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho trilhará a seguinte estrutura:

- **Capítulo 2:** neste capítulo será apresentado uma revisão bibliográfica acerca do RED;
- **Capítulo 3:** no terceiro capítulo será feita a abordagem da metodologia utilizada para a apuração dos resultados, com ênfase na apresentação do *software OpenDSS* e no controle desse com a linguagem de programação *Python*;
- **Capítulo 4:** no penúltimo capítulo é feita a exposição dos resultados obtidos após a aplicação das técnicas propostas e comentário destes;
- **Capítulo 5:** por fim, é feita uma conclusão a respeito dos resultados obtidos no capítulo anterior e sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Sistemas de energia estão sofrendo uma profunda transformação, paradigmas antigos estão se desfazendo e os desafios que estes sistemas enfrentam tem se tornado substancialmente diferentes. Essa mudança é em grande parte devida à incursão de RED, uma gama vasta de tecnologias que incluem GD de gás natural, energia fotovoltaica, fazendas eólicas de pequeno e médio porte, veículos elétricos, armazenadores de energia e gerenciamento pelo lado da demanda (PEREZ-ARRIAGA, 2016).

Os RED são caracterizados por sua pequena capacidade (chegando até vários megawatts), sua natureza diversa (geração, armazenamento, demanda responsiva ou combinação das anteriores) e sua conexão à rede, características as quais diferem das unidades de geração centralizadas. RED, se devidamente integrados, tem o potencial de entregar não apenas a energia elétrica que já é feita pelas unidades geradoras tradicionais, mas também habilitam novos serviços elétricos devido a sua natureza distribuída (PEREZ-ARRIAGA, 2016).

A Figura 1 mostra um esquemático do sistema elétrico tradicional, e a Figura 2 já demonstra o sistema com a inserção das tecnologias de RED. Essa tecnologia evidencia uma participação mais ativa nos sistemas de distribuição, proporcionando aos consumidores a possibilidade de participar na gestão de seu consumo e na geração de energia elétrica.

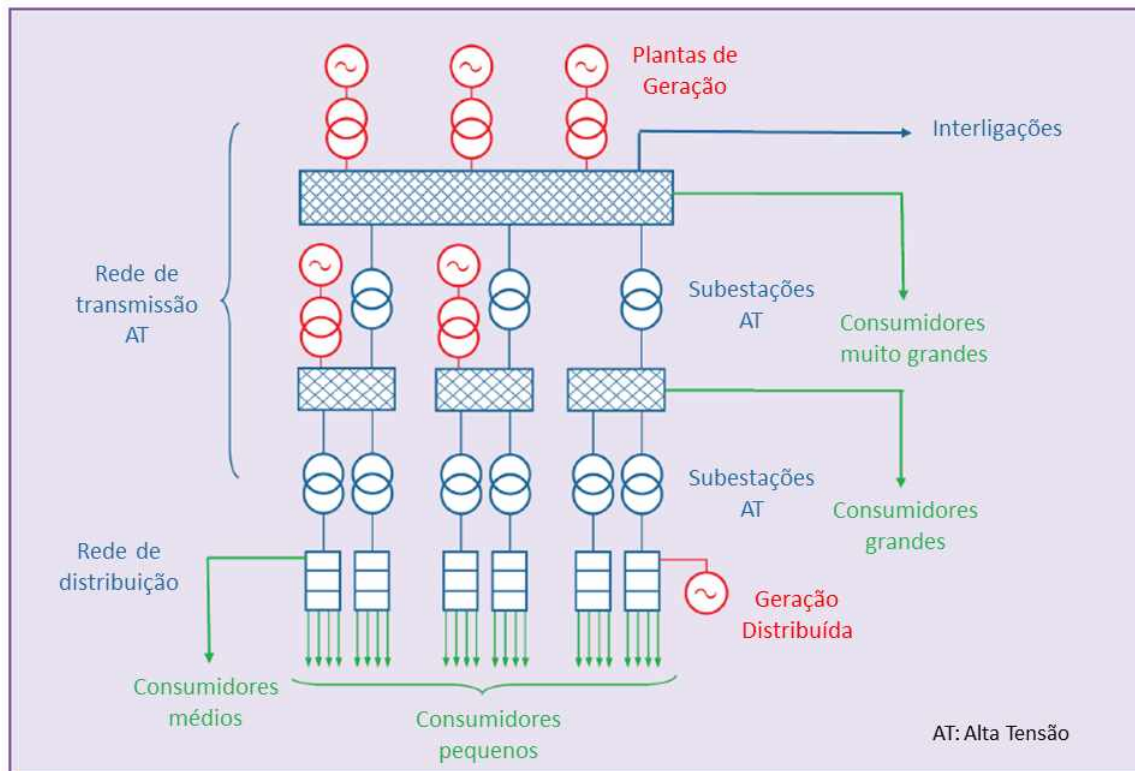
Assim, os RED têm afetado significativamente o setor elétrico no mundo todo. E pelas características citadas, são um fator notável para as iniciativas de redes inteligentes.

2.1.1 Geração Fotovoltaica

A GD, em destaque a energia solar fotovoltaica, vem se destacando e aumentando sua participação no sistema elétrico de todo o mundo devido as questões econômicas, como também por preocupações com o meio ambiente por ser uma fonte de energia renovável. Além disso, seu comportamento é estocástico, em que diversas técnicas na literatura são encontradas para previsão de seu comportamento (VASCONCELOS et al., 2013; BERNARDES; VASCONCELOS, 2019).

De acordo com Sampaio e González (2017), captar energia solar por meio de painéis fotovoltaicos, é considerado um dos mercados mais promissores de energias renováveis. Tal fato é devido aos altos níveis de investimento envolvido e sua perspectiva de alto crescimento, assim o mercado fotovoltaico está atualmente cada vez mais disputado em todo o mundo, em especial na Europa, China e nos Estados Unidos. No Brasil, os avanços tem se tornado cada vez mais significativos, em especial destaca-se a aprovação da Resolução Normativa 482, a qual designa as circunstâncias gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica ANEEL (2012).

Figura 1: Representação do sistema elétrico tradicional



Fonte: Adaptado de Perez-Arriaga (2016)

Figura 2: Sistema elétrico com a inclusão de RED

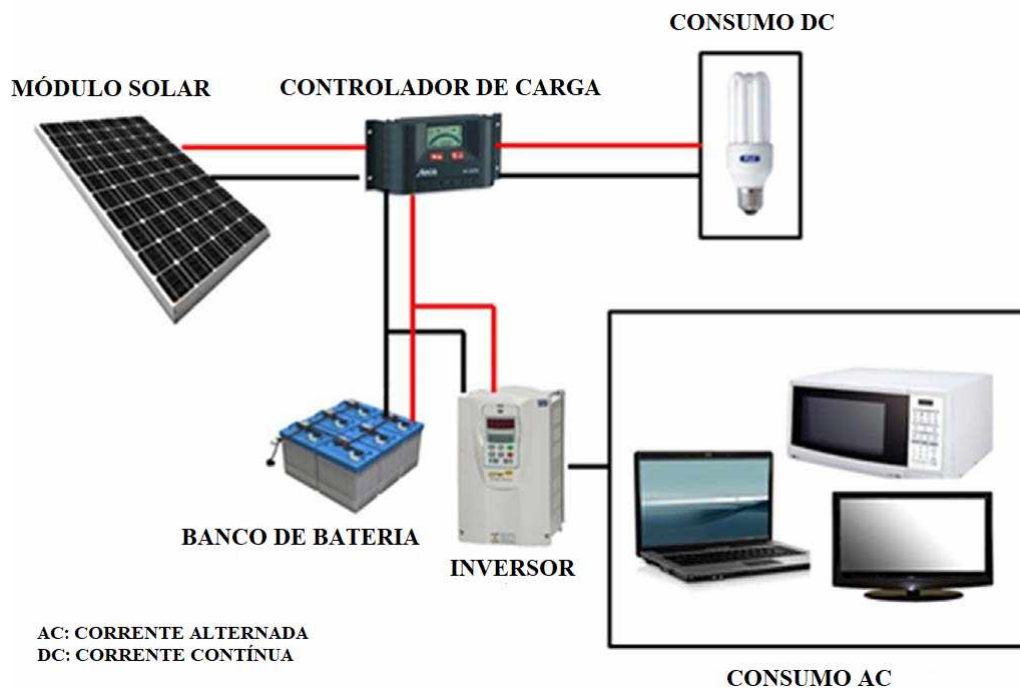


Fonte: Adaptado de EPE (2018)

Sistemas fotovoltaicos podem ser instalados em residências apresentando uma geração relativa ao consumo do local, ou podem ser uma grande usina chamada de fazenda solar. São

constituídos pelos módulos fotovoltaicos e complementado por equipamentos como bateria, inversores, controladores de carga e dispositivos de proteção. Um esquema do sistema fotovoltaico é mostrado na Figura 3.

Figura 3: Sistema típico de geração solar fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Sampaio e González (2017)

2.1.2 Armazenamento de Energia

Um dos grandes problemas quando utilizamos geração fotovoltaica é em relação a sua intermitência durante o dia. Como não há radiação solar durante as 24 horas do dia e nem sempre essa radiação é constante, podendo inclusive haver a presença de sombras que afetam a geração, o fornecimento de energia através de painéis solares se torna intermitente e incerto. Nesse quesito, os Armazenadores de Energia (AE) se mostram valiosos por poderem fornecer uma energia conservada, compensando pela intermitência da GD.

Além disso, outro fator importante que AE podem solucionar é quando há alta penetração de energia sendo fornecida pela GD, trazendo problemas locais ou para todo o sistema, conforme citado no Capítulo 1. Para estes casos, os AE são capazes de absorver essa energia extra a ser gerada, evitando problemas técnicos.

Dessa forma, o uso de AE se tornou conveniente e útil como mecanismos complementares, permitindo absorver ou propiciar energia de acordo com a demanda. Com a correta colocação, dimensionamento e controle da energia armazenada, a qualidade de energia pode ser melhorada ao carregar e descarregar os AE de forma a suavizar a intermitência da geração de fontes renováveis, perdas no sistema de distribuição e aumentar a eficiência da geração fotovol-

taica correspondendo melhor à carga requerida (KLEINBERG; HARRISON; MIRHOSSEINI, 2014).

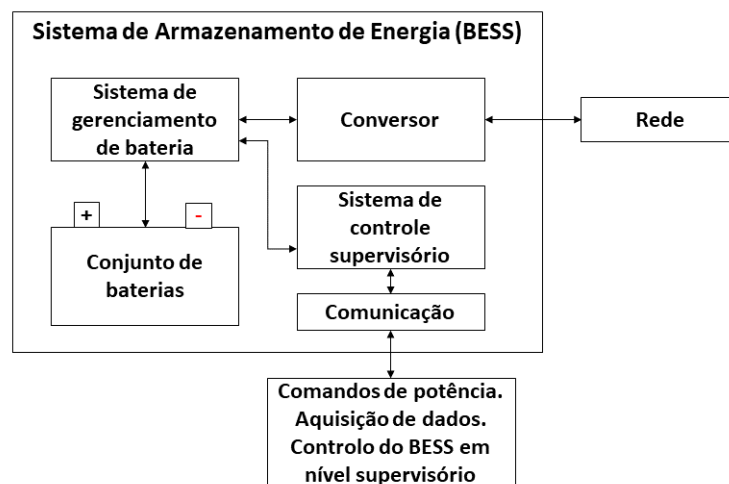
Existem diversas formas de se armazenar energia, entre elas incluem baterias, capacitores, armazenamento térmico, bombeamento hidrelétrico, volantes de inércia (*flywheel*), ar comprimido e supercondutores magnéticos (LUO et al., 2015; KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016). Uma das formas mais relevantes de armazenamento para as iniciativas de redes inteligentes é a técnica utilizando sistemas de armazenamento de energia em baterias (*BESS - Battery Energy Storage System*).

Conforme Hidalgo-Leon et al. (2017), um *BESS* tradicional consiste nos seguintes componentes:

- Conjunto de baterias: composto por células de bateria em série ou paralelo;
- Sistemas de gerenciamento de bateria: monitora, salvaguarda e mantém a operação otimizada do conjunto de baterias;
- Conversor: é o elemento de interface com a rede, convertendo a entrada CC das baterias com uma saída em CA.
- Sistema de controle supervisorio: monitora o sistema como um todo;
- Comunicação: ferramenta necessária para a integração do *BESS* com os sistemas de potência.

A arquitetura tradicional de sistemas de armazenamento de energia em baterias é mostrado na Figura 4.

Figura 4: Arquitetura *BESS* tradicional



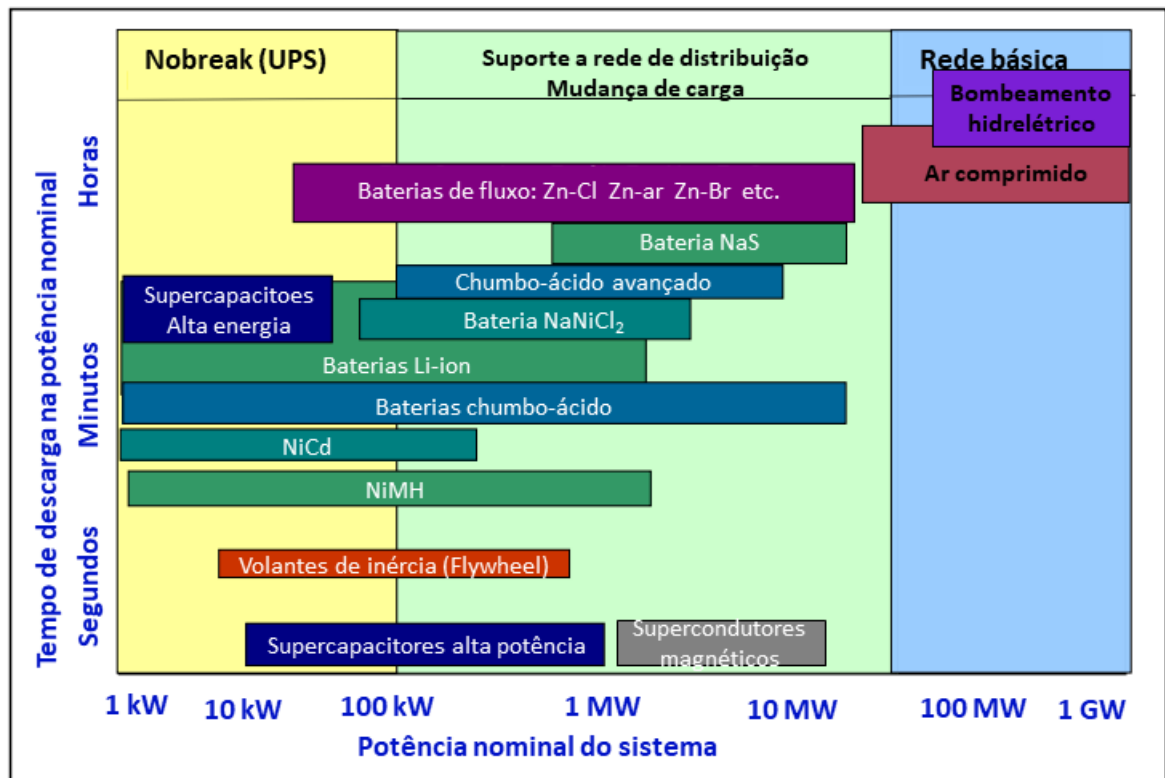
Fonte: Adaptado de Hidalgo-Leon et al. (2017)

Segundo Luo et al. (2015), tem-se diversas tecnologias que podem ser empregadas em baterias, as quais incluem:

- Baterias chumbo ácido: usadas em equipamentos de suprimento de energia para sistemas de comunicação e dados (*backup*), gerenciamento de energia e recentemente para a aplicação em veículos elétricos. Amplamente usado por seu preço baixo e tecnologia avançada, porém possui uma baixa densidade de energia;
- Baterias de íons de lítio (Li-ion): possui a maior densidade, sendo ótima para aplicações onde dimensões e peso são importantes, possuem alta eficiência, além do ótimo tempo de resposta. Todavia, as desvantagens são seu tempo de vida e sua complexidade de gerenciamento que aumentam seu custo;
- Baterias sódio-enxofre (NaS): possui grandes capacidades, alta densidade, auto descarregamento diário praticamente nulo e aptidão para altos pulsos de potência, sendo uma das tecnologias mais promissoras para AE de alta potência. Sua inconveniência é quanto ao custo operacional e a necessidade de um sistema extra para supervisionar a temperatura;
- Baterias de níquel-cádmio (NiCd) e hidreto-metálico de lítio (NiHM): robusto e baixos valores de manutenção, porém são tóxicos e sofrem com a diminuição de capacidade caso ela seja constantemente recarregada antes do seu total descarregamento.

De forma conceitual e genérica, as diversas opções de armazenamento são comparadas na Figura 5. Tal figura esboça uma ideia geral de como se encaixam os tempos de descarga e potências dos armazenadores de energia. Todavia, quando se tratam de baterias, essas tecnologias não apresentaram grandes mudanças desde o ano de publicação da fonte extraída (2013), tornando-as compatíveis com dados atuais.

Figura 5: Posição da tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de Akhil et al. (2013)

2.1.3 Controle de Armazenamento de Energia

Com a evidência que sistemas AE podem levar a melhores performances da GD e de toda a relação entre geração e demanda, notou-se a necessidade de analisar as formas de controle de sua operação. No tocante, *BESS* comercialmente disponíveis vêm com a programação de seu controle prontos e apesar de variados métodos, são definidos para o benefício do consumidor.

Como os controles focados ao consumidor adotam estratégias que priorizam a estocagem do máximo de excesso da geração fotovoltaica, é presumível que a máxima capacidade de armazenamento será atingida antes mesmo do pico da geração dos painéis (PETROU et al., 2018). Nesse caso, os problemas de fluxo reverso ainda persistem e uma das vantagens de sistemas AE não é explorado.

Apesar disso, existem maneiras de controle a serem adotadas que podem reduzir ou eliminar problemas da rede. Conforme aborda Procopiu et al. (2019), a maioria dos estudos focam em esquemas de controle que gerem primariamente a tensão, como com o fornecimento de compensação de reativo por meio do *BESS*. Outros trabalhos propõem métodos que forcem o carregamento apenas quando um limite da geração fotovoltaica é atingida. Há também estudos que propõem o carregamento durante o horário de pico da geração fotovoltaica. E, mais recentemente, alguns pesquisadores adotaram métodos de controle baseados no afundamento de tensão em locais definidos.

Todos os casos anteriores apresentam melhorias no quesito de tensão e perdas do sistema elétrico, entretanto, também possuem lados negativos. Respectivamente ao mostrado anteriormente, os pontos desfavoráveis são: redução da taxa de carregamento (limita a energia armazenada), capacidade de armazenamento não utilizada em dias de baixa geração fotovoltaica, necessidade de previsão de demanda e baixa escalabilidade devido a necessidade de análise para cada região da rede (PROCOPIOU et al., 2019).

Dessa forma, não somente os AE apresentam um dos maiores desafios tecnológicos das empresas de energia, mas também sua forma de controle são obstáculos a serem superados quando o assunto é a melhor maneira de atuação, tanto para o consumidor como para a rede. Solucionando esses desafios, os AE são uma ótima oportunidade para o desenvolvimento das redes inteligentes, tornando os sistemas de distribuição mais flexíveis e adeptos as necessidades do sistema.

No capítulo que segue, serão feitas as abordagens das metodologias empregadas para a simulação e obtenção de resultados neste trabalho.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são abordadas as metodologias empregadas para a realização da simulação do sistema com a inclusão de GD e AE utilizando os simuladores *OpenDSS* e *Python*.

3.1 Modelagem dos elementos da rede

Para esta seção, são mostradas em mais detalhes como é feita a parametrização dos elementos de distribuição que foram inclusos no sistema.

3.1.1 Transformador

O elemento transformador é implementado como um componente que entrega energia, possuindo dois ou mais terminais (enrolamentos). De acordo com Radatz (2015) é necessário que sejam definidas a quantidade de fases, número de enrolamentos, tipo de conexão, barras em que está conectado e os parâmetros elétricos do circuito equivalente do transformador.

Na Tabela 1 estão os parâmetros utilizados para definir o elemento *Transformer*.

Tabela 1: Parâmetros usados para o elemento *Transformer*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>XLH</i>	Reatância série em p.u.
<i>Wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>bus</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamento
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal em <i>kV</i>
<i>kVA</i>	Potência nominal do terminal em <i>kVA</i>

Fonte: Adaptado de Radatz (2015)

3.1.2 Geração Fotovoltaica - PVSystem

A Figura 6 mostra o esquemático de como é modelado o sistema de geração fotovoltaico no *OpenDSS*. Este é um elemento conversor de energia que, como pode ser observado, já integra o inversor juntamente com o arranjo fotovoltaico.

A potência de saída do conjunto é obtida em função da irradiância, temperatura, eficiência do conversor e a potência nominal no ponto de máxima potência. Dessa forma, a potência do painel é obtida de acordo com as Equações (1) e (2).

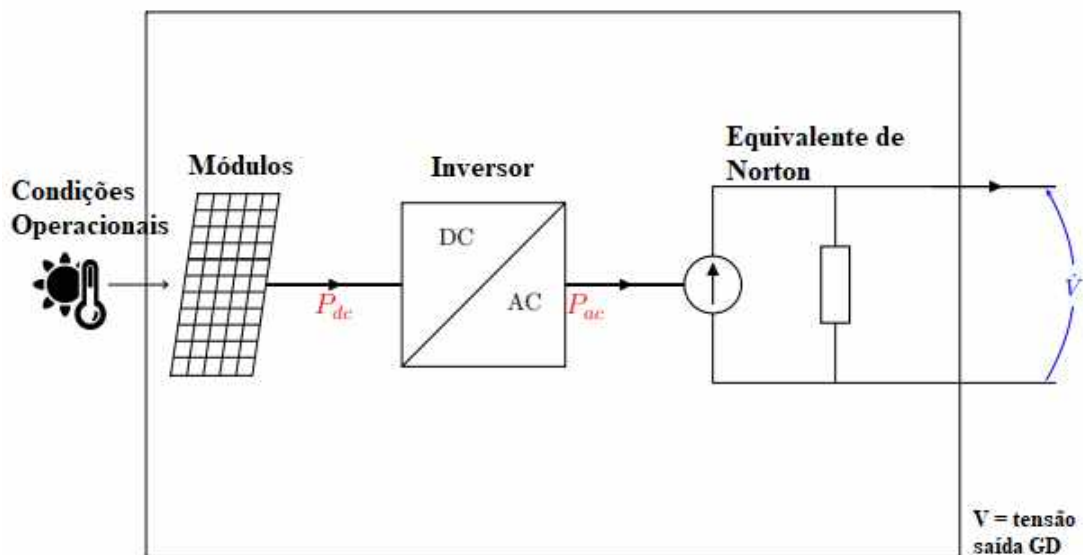
$$P_{DC}(t) = P_{pmp}(1kW/(m)^2) \times irradi(t) \times irradiBase \times P_{pmp}(T(t)) \quad (1)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t) \times \eta(P_{DC}(t)) \quad (2)$$

Onde:

- $P_{DC}(t)$: Potência de saída do sistema fotovoltaico em função do tempo;
- $P_{pmp}(1kW/m^2)$: Potência nominal no ponto de máxima potência a uma irradiância de $1kW/m^2$;
- $irrad(t)$: Irradiância em p.u. em um dado instante, utilizada para multiplicar a irradiância base;
- $irradBase$: Irradiância base (valor máximo no dia);
- $P_{pmp}(T(t))$: Fator de correção da potência sendo gerado em função da temperatura no instante t ;
- $\eta(P_{DC}(t))$: Eficiência do inversor em função da potência de saída do sistema fotovoltaico;
- $P_{AC}(t)$: Potência de saída após o conversor no instante t .

Figura 6: Diagrama de blocos do elemento PVSystem



Fonte: Adaptado de Radatz et al. (2020)

Dessa maneira, antes de criar o elemento *PVSystem*, foram estabelecidas quatro curvas:

- Curva da irradiância ao longo do dia (24 pontos);
- Curva da temperatura ao longo do dia (24 pontos);

- Curva da eficiência do conversor em função da potência de entrada $P_{DC}(t)$ (4 pontos);
- Curva que relaciona a potência do painel com sua temperatura (4 pontos).

Para as curvas que não possuem os 24 pontos (horas do dia), o *OpenDSS* necessita de apenas 4 entradas para defini-las. Com essas curvas estabelecidas, foi então declarado o *PVSystem* para sua parametrização. Na Tabela 2 estão os parâmetros utilizados para definir o elemento *PVSystem*.

Tabela 2: Parâmetros usados para o elemento *PVSystem*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>irradiance</i>	Irradiância base
<i>Pmpp</i>	Potência nominal do painel no ponto de máxima potência
<i>bus</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>temperature</i>	Temperatura base
<i>pf</i>	Fator de potência
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal em <i>kV</i>
<i>effcurve</i>	Curva da eficiência do conversor
<i>Tdaily</i>	Curva da temperatura em °C
<i>Daily</i>	Curva da irradiância em p.u.
<i>P-TCurve</i>	Curva da relação da potência do painel com sua temperatura
<i>%cutin</i>	Potência de entrada do inversor para que comece a operar
<i>%cutout</i>	Potência de entrada do inversor para finalizar a operação

Fonte: Autor, 2021

3.1.3 Armazenador de Energia - *Storage*

Assim como o gerador fotovoltaico, os armazenadores são tratados como elementos conversores de energia. São elementos modelados para atuarem como gerador na descarga e como carga no carregamento (consumindo energia). O elemento *Storage* tem três possíveis estados de atuação, por possuírem, assim como o *PVSystem*, inversor integrado. Os modos são: carga, descarga e ocioso.

Até a presente data, o *OpenDSS* possui 19 modos de operação, onde alguns são usados apenas para o modo de carga, alguns consideram o inversor de forma separada e outros atuam de acordo com potência reativa, entre outros casos, para maiores detalhes ver Rocha et al. (2020b, 2020a). Vale citar três métodos que serão usados: *Default* (que será chamado de *Trigger* para este trabalho), *Time* e *Follow* (o qual será usado de maneira a atuar como o modo *Support*). Estes três casos são baseados na potência ativa e consideram o inversor integrado ao sistema.

O controle deste elemento pode ser feito de duas formas, sendo uma através do *StorageController* e o segundo via meios externos, como será visto na Subseção 3.2.

Uma circunstância relevante é a forma como o *OpenDSS* calcula as perdas para este elemento. Segundo Rocha (2016), independente do modo de operação, o cálculo das perdas e a atualização da energia armazenada ocorre do mesmo modo, e mesmo no estado ocioso há perdas, mesmo que essa perda seja por inatividade, que é suprida pela rede na qual o elemento AE estiver ligado.

A Tabela 3 apresenta os parâmetros utilizados para definir o elemento *Storage* de forma geral. Os parâmetros específicos de cada modo podem ser encontrados no Apêndice A.

Tabela 3: Parâmetros usados para o elemento *Storage*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>bus</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal em <i>kV</i>
<i>pf</i>	Fator de potência
<i>effcurve</i>	Curva da eficiência do conversor
<i>kWrated</i>	Valor da capacidade nominal de potência nominal do AE
<i>kWhrated</i>	Valor da capacidade nominal de energia armazenada
<i>%reserve</i>	Porcentagem da capacidade de energia armazenada em reserva
<i>%stored</i>	Energia armazenada presente
<i>%charge</i>	Porcentagem em relação a nominal que será feita a carga

Fonte: Autor, 2021

3.1.4 Chaves de Manobra

No *OpenDSS* as chaves são modeladas a partir de uma linha e adicionando o parâmetro *switch* a ela. Dessa forma, possui as mesmas características de uma linha, ou seja, uma impedância muito baixa. É importante notar que por meio das formas de controle externo será possível comandar a abertura ou fechamento dessa chave.

Na tabela 4 estão os parâmetros que podem ser inseridos a linha para modelar a chave.

Tabela 4: Parâmetros usados para o elemento *SwtControl*

Parâmetro	Descrição
<i>Action</i>	<i>Open</i> ou <i>Close</i> . Simula a operação manual da chave controlada, após um <i>delay</i> . A operação automática exige uso de controle externo via algoritmo
<i>basefreq</i>	Frequência de base para classificações
<i>Delay</i>	Tempo de atraso da operação da chave. <i>Default</i> = 120 segundos
<i>enabled</i>	<i>Yes</i> ou <i>No</i> . Indica se o elemento está habilitado
<i>Lock</i>	<i>Yes</i> ou <i>No</i> . A chave controlada é travada no seu estado atual (aberta ou fechada). O controle não irá responder a ações até que esse parâmetro seja removido.
<i>SwitchedObj</i>	Nome do elemento do circuito que é controlado pelo <i>SwtControl</i> . Especificar o nome completo (classe e nome)
<i>SwitchedTerm</i>	Número do terminal do elemento controlado. <i>Default</i> = 1

Fonte: Adaptado de Rocha (2016)

3.2 Controles externos do *OpenDSS* utilizando a linguagem *Python*

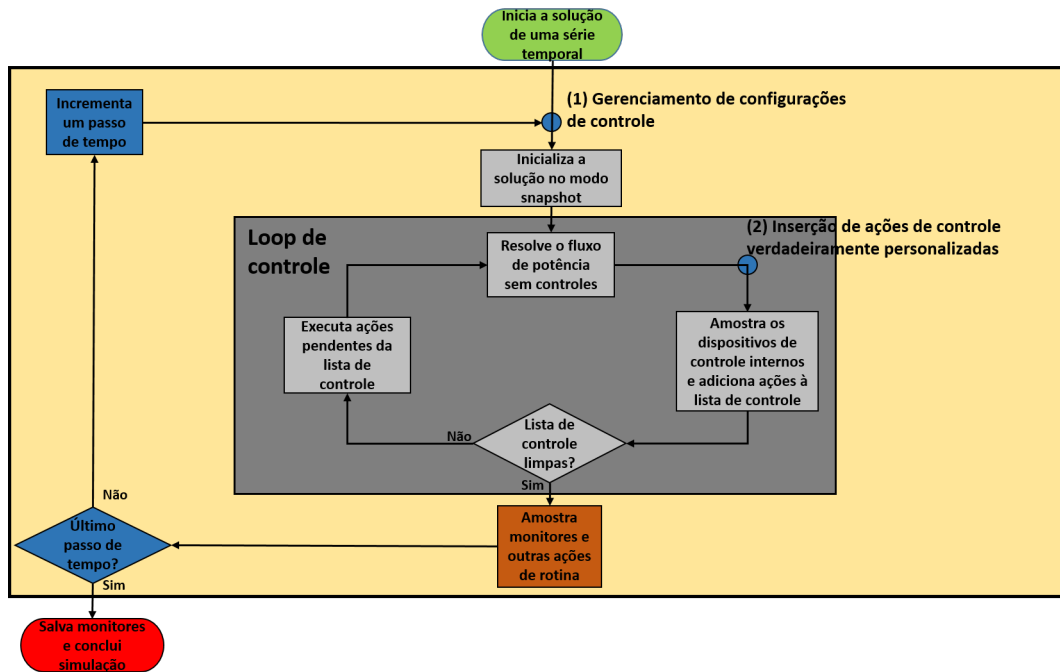
Para esta subseção, foi visto o meio disponível para envolver-se nas etapas de simulação, de maneira a personalizar a simulação para os dados que convenham. De acordo com Dugan e Montenegro (2020), ainda que a utilização de somente o *script* de texto padrão do *OpenDSS* possa fornecer diversas soluções, um novo mundo de possibilidades pode ser aberto ao utilizar algoritmos em outros programas e levar o *OpenDSS* a fazer algo que atualmente ainda não foi implementado nele.

A técnica mais usual de comunicação entre o *OpenDSS* e os outros programas é através da interface *COM*, ela permite a criação de algoritmos complexos, utilizando *loops* e métodos de otimização e podem ser elaborados em *VBA Excel*, *Matlab*, linguagens de programação como *C#*, *R* e *Python*. Todavia, para este trabalho, foi utilizado um pacote em *Python* para o *Windows* que provê acesso ao diretório *DLL* do *OpenDSS*, e não por meio da versão *COM*. A vantagem dessa utilização é por o *OpenDSS* ficar disponível para seu controle direto, facilitando a utilização dos métodos e propriedades por permitir a navegação das mesmas dentro do próprio *Python*, sem a necessidade de abrir o *Excel* para consultá-las. Mais informações podem ser obtidas em Radatz (2021).

Neste sentido, a Figura 7 mostra a forma em que ações de controle podem ser implementadas para a customização em diferentes etapas do processo de simulação. Na Figura 7, para o primeiro ponto há a possibilidade de alteração das configurações de controle já empregadas no processo, tendo como objetivo a análise do comportamento do sistema frente a mudança de parâmetros. Como exemplo, neste trabalho foi a mudança dos valores da capacidade do arma-

zenador. Já no segundo ponto, pode-se inserir ações na lista de controle de maneira a interagir com os elementos próprios do *OpenDSS*. Como visto ao utilizar nas formas de controle que monitoram um dado parâmetro e decide qual será o atual estado do AE. Mais detalhes na Subseção 3.2.1.

Figura 7: Diagrama de blocos do processo de simulação que o usuário pode interagir



Fonte: Adaptado de Rocha (2016)

3.2.1 Controle do AE

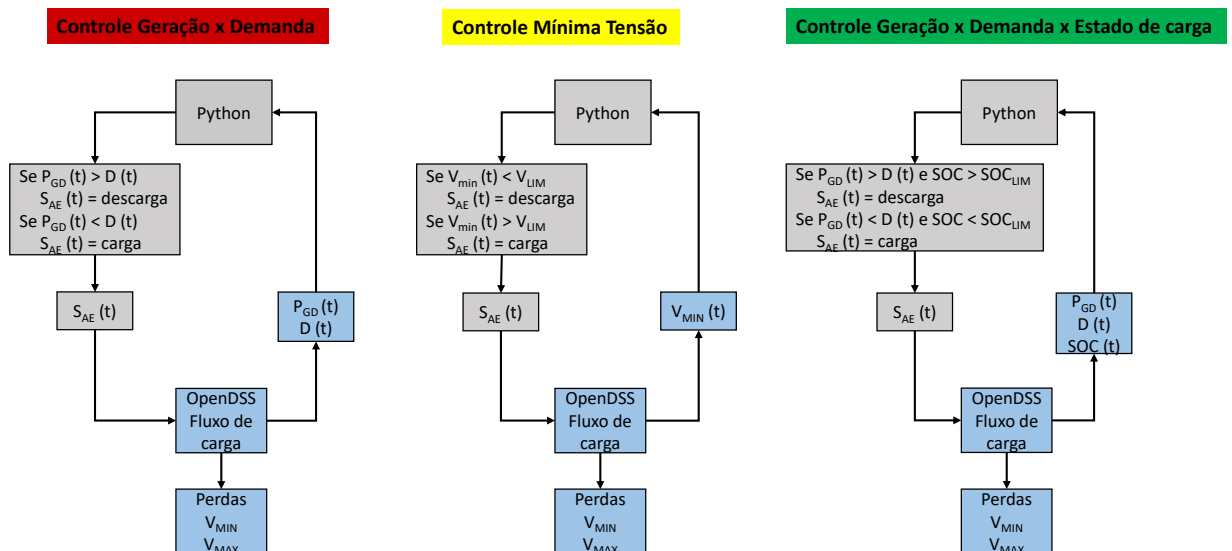
Para esta subseção será mostrado de forma simplificada o método utilizado para o controle dos AE usando a lógica mostrada anteriormente. A Figura 8 apresenta o diagrama de blocos para cada um dos casos a serem aplicados neste trabalho.

Onde:

- $P_{GD}(t)$: Potência fornecida pela geração distribuída no instante t ;
- $D(t)$: Demanda sendo monitorada no instante t ;
- $V_{MIN}(t)$: Mínima tensão no instante t ;
- $V_{MAX}(t)$: Máxima tensão no instante t ;
- $SOC(t)$: Estado de carga no instante t ;
- $S_{AE}(t)$: Estado de atuação do AE (carga ou descarga) no instante t ;
- V_{LIM} : Tensão limite a ser determinada;

- SOC_{LIM} : Estado de carga limite a ser determinado.

Figura 8: Diagrama de blocos dos controles do AE



Fonte: Autor, 2021

Para a Figura 8 foi mostrada apenas a lógica usada para a interação com os objetos do *OpenDSS*, ponto 2 da Figura 7. Todavia, ressalta-se que também foi usado a lógica do ponto 1 para a variação dos valores nominais de potência e capacidade nominal do armazenador.

O próximo capítulo descreverá sobre os resultados obtidos ao se aplicar as metodologias descritas em cima dos objetivos traçados.

4 RESULTADOS

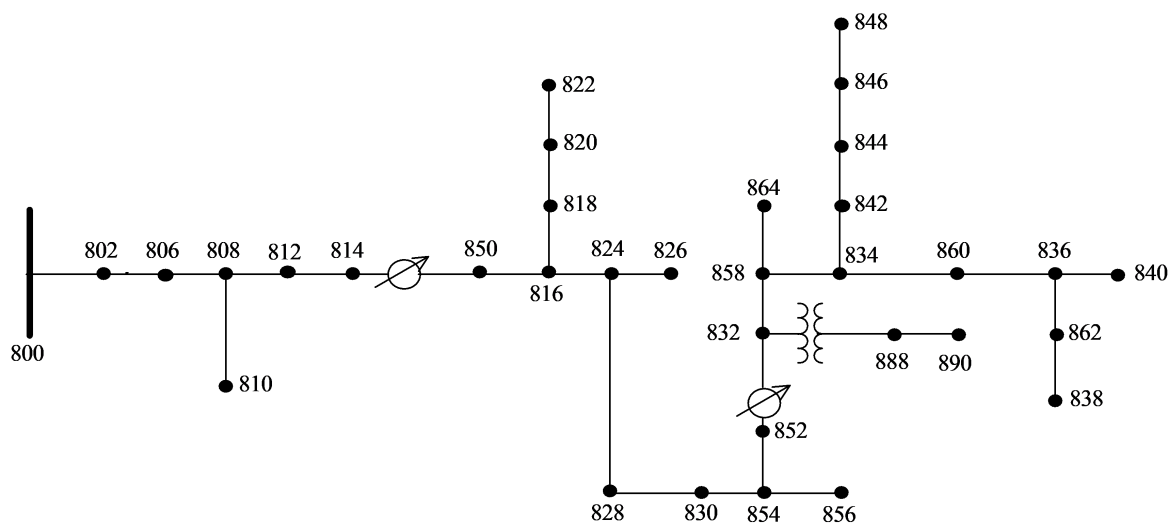
Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos das simulações realizadas após a metodologia descrita no Capítulo 3.

4.1 CIRCUITO BASE

Para que seja possível a realização de uma comparação do sistema com a implementação da GD e AE, é necessário em primeira mão a obtenção dos resultados do sistema base. O circuito definido para o estudo do comportamento foi o sistema de 34 barras da IEEE. Este sistema é um alimentador real localizado no estado Arizona - Estados Unidos, com uma tensão nominal de 24,94 kV. É caracterizado por ter cargas desbalanceadas, possuir dois reguladores de tensão, um transformador abaixador e capacitores em paralelo (IEEE, 2017).

Na Figura 9 se encontra o sistema base utilizado para as simulações.

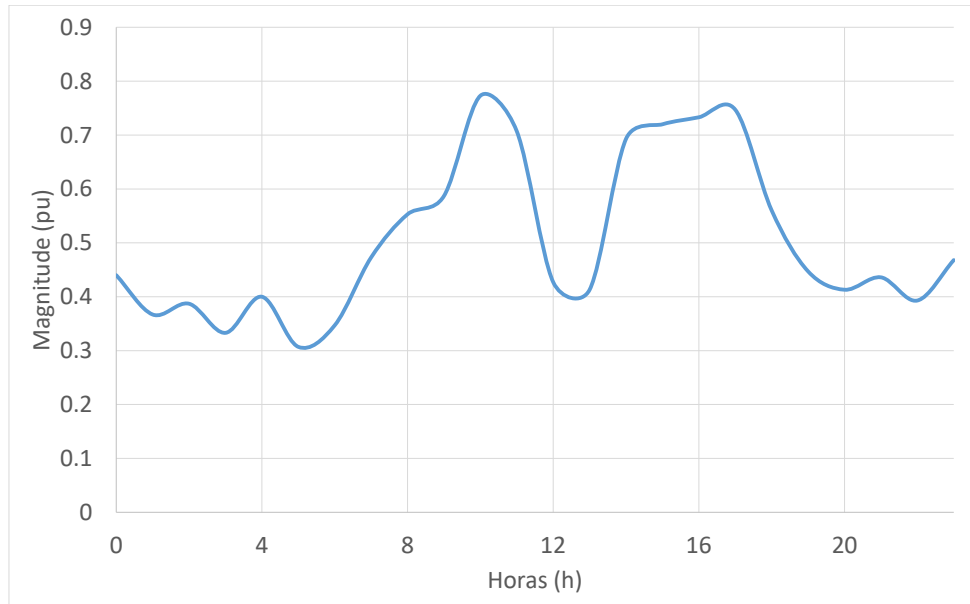
Figura 9: Sistema IEEE 34 barras



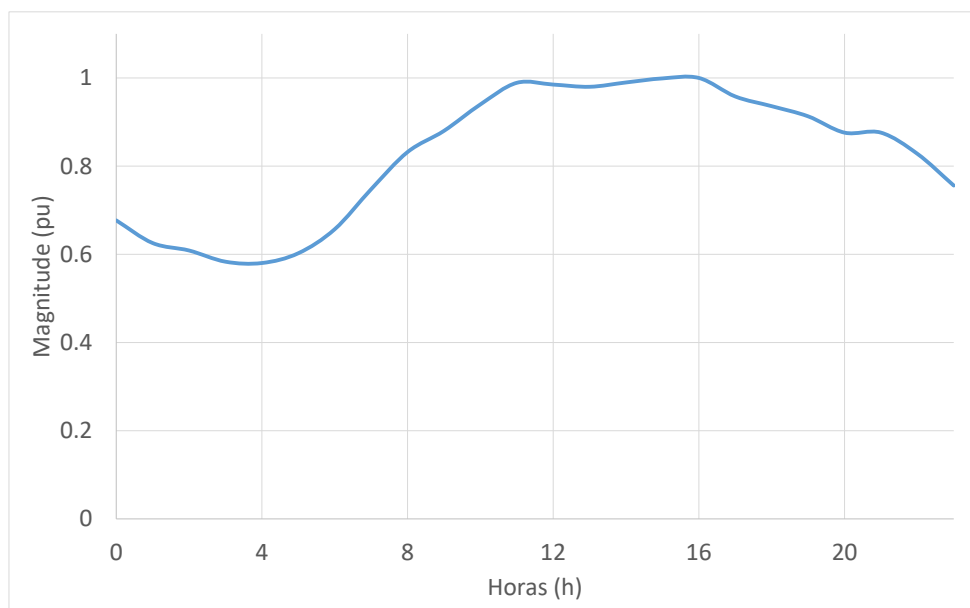
Fonte: IEEE (2017)

4.1.1 Curvas de carga

Para a simulação do circuito ao longo do tempo, foi necessário definir a curva de carga para as áreas do sistema. Foram utilizadas duas curvas, sendo uma delas definida como comercial, com dados típicos para este setor. A outra curva foi definida representando o setor industrial, para isso, foi utilizado a curva padrão fornecida pelo *software*, a qual se aproxima de curvas para esse setor. Tais cargas são definidas a cada hora, por um período de 24 horas. As Figuras 10 e 11 mostram tais perfis de carga ao longo do dia com magnitude por unidade (p.u.).

Figura 10: Curva de carga comercial

Fonte: Autor, 2021

Figura 11: Curva de carga industrial

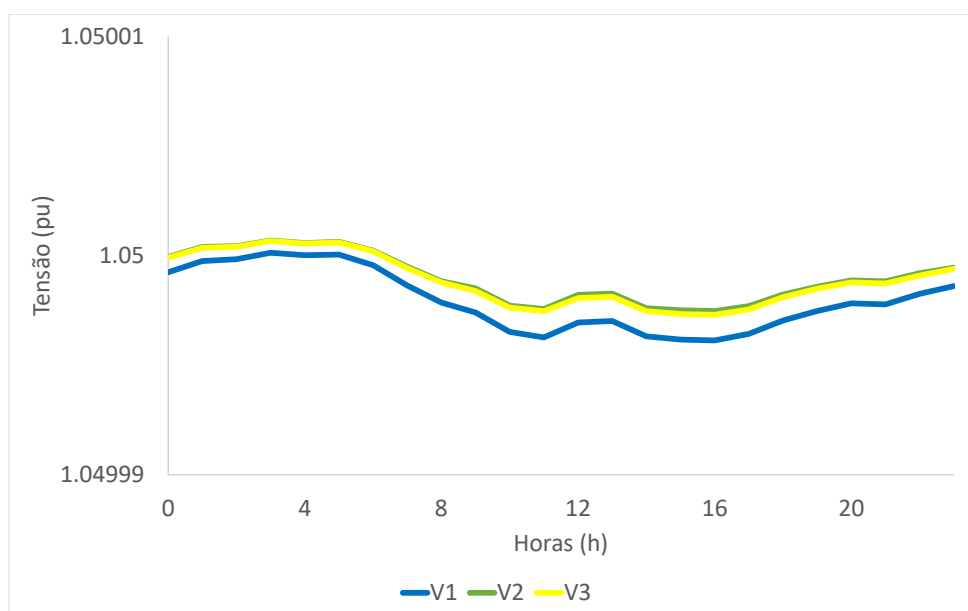
Fonte: Autor, 2021

4.1.2 Perfis das tensões

Sem a adição de algum elemento ao sistema, os perfis de tensão na subestação (barra 800) são apresentados na Figura 12, obtidos via o *software OpenDSS*, mostrando uma baixa variação e dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, ou seja, maior ou igual a 0,93 e menor ou igual a 1,05 p.u. (ANEEL, 2021a).

Nas Figuras 13 e 14 estão os perfis de tensões para as barras 814 e 890, respectivamente, barras essas que foram selecionadas a partir de dados coletados da Tabela 5 que será explicado adiante.

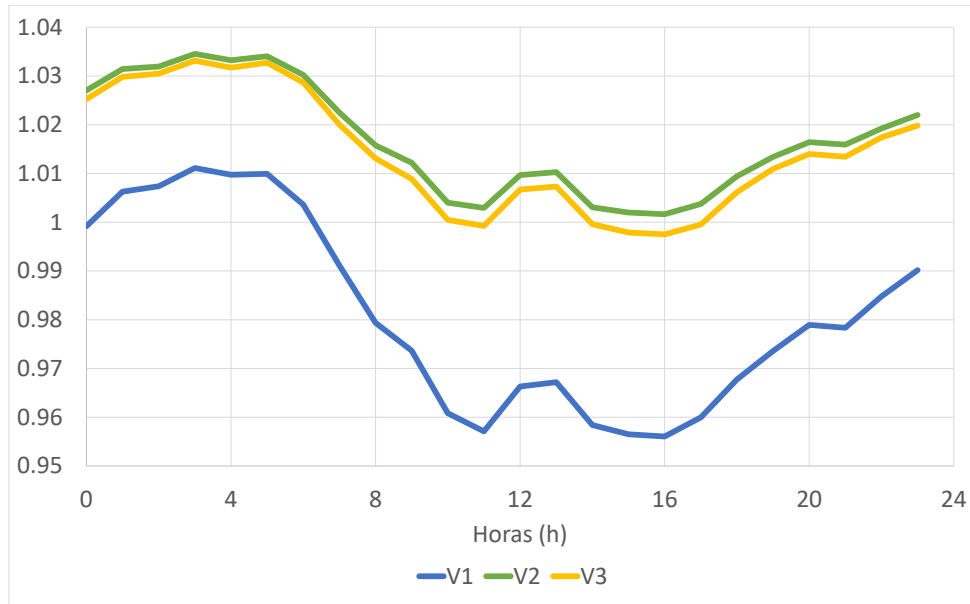
Figura 12: Perfil de tensão para a subestação - circuito inalterado (base = 69 kV)



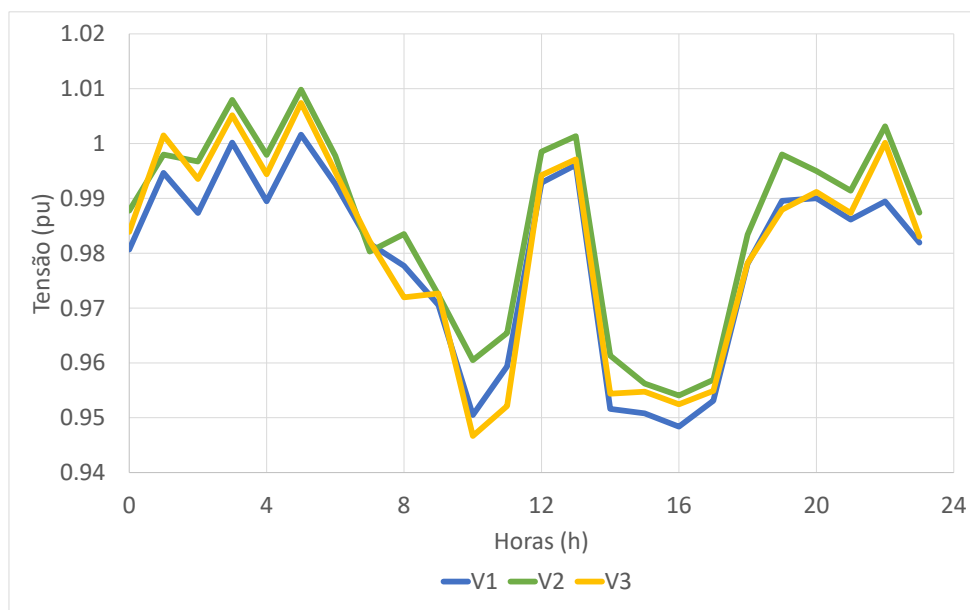
Fonte: Autor, 2021

Nota-se que na fonte o desequilíbrio entre as tensões é mais acentuada para a fase 1, já para as outras linhas o desequilíbrio segue entre as três fases. O desequilíbrio na fonte é devido a natureza do sistema base, já para as demais linhas, além da característica do próprio sistema há também os desequilíbrios devido ao balanceamento de cargas acopladas na rede.

Ademais, é percebido que a variação da tensão para a subestação é praticamente constante, não havendo alterações significativas. Esse valor de tensão manteve-se dessa maneira por conta do ajuste configurado no *OpenDSS* para que o elemento *Vsource* (Fonte, nesse caso a subestação) do sistema fizesse as mudanças de *TAP* automaticamente de forma a manter sua tensão constante. Ou seja, era esperado de fato que variasse bem pouco, em torno de 1,05 p.u..

Figura 13: Perfil de tensão para a barra 814 - circuito inalterado (base = 24.9 kV)

Fonte: Autor, 2021

Figura 14: Perfil de tensão para a barra 890 - circuito inalterado (base = 4.16 kV)

Fonte: Autor, 2021

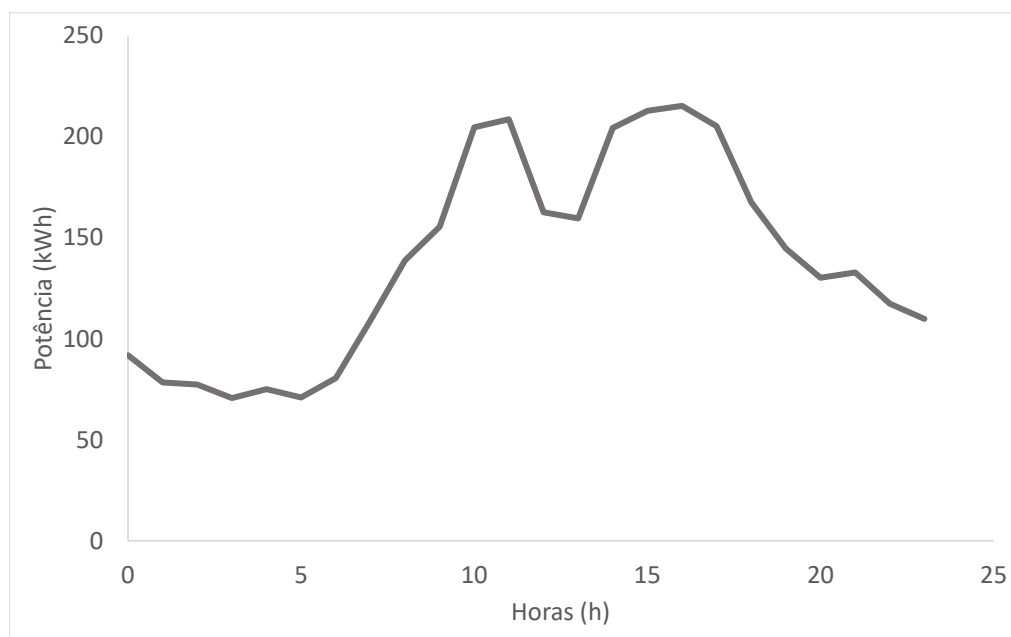
4.1.3 Perdas no sistema

Para o cálculo das perdas totais do sistema foram levadas em consideração as perdas nos seguintes elementos do circuito:

- Transformadores;
- Reguladores;
- Capacitores;
- Linhas.

Computando as perdas desses elementos ao longo do dia, obteve-se a curva mostrada na Figura 15. É possível observar que as perdas se concentram próximas ao final da manhã (10 às 11 horas) e ao final da tarde (14 às 17 horas), sendo condizentes com as curvas de carga utilizadas na simulação.

Figura 15: Perdas totais do sistema



Fonte: Autor, 2021

Com isso, ao se integralizar as perdas de cada horário foi encontrado uma perda diária de 3,323 MWh.

4.2 INCLUSÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para que a GD fosse inserida no sistema, primeiramente foi considerado os perfis de tensão obtidos e identificadas quais as barras que apresentavam os menores valores em p.u. para cada hora, determinando assim qual local possui o desempenho mais precário durante o dia. A Tabela 5 mostra o levantamento feito.

Tabela 5: Barras com as tensões mínimas e respectiva barra

Hora (h)	Mínima tensão (p.u.)	Barra
1	0,9807	890
2	0,9947	890
3	0,9873	890
4	1,0002	890
5	0,9894	890
6	1,0016	890
7	0,9926	890
8	0,9803	890
9	0,9720	890
10	0,9706	890
11	0,9467	890
12	0,9521	890
13	0,9663	814
14	0,9672	814
15	0,9516	890
16	0,9507	890
17	0,9483	890
18	0,9531	890
19	0,9677	814
20	0,9736	814
21	0,9789	814
22	0,9783	814
23	0,9848	814
24	0,9819	890

Fonte: Autor, 2021

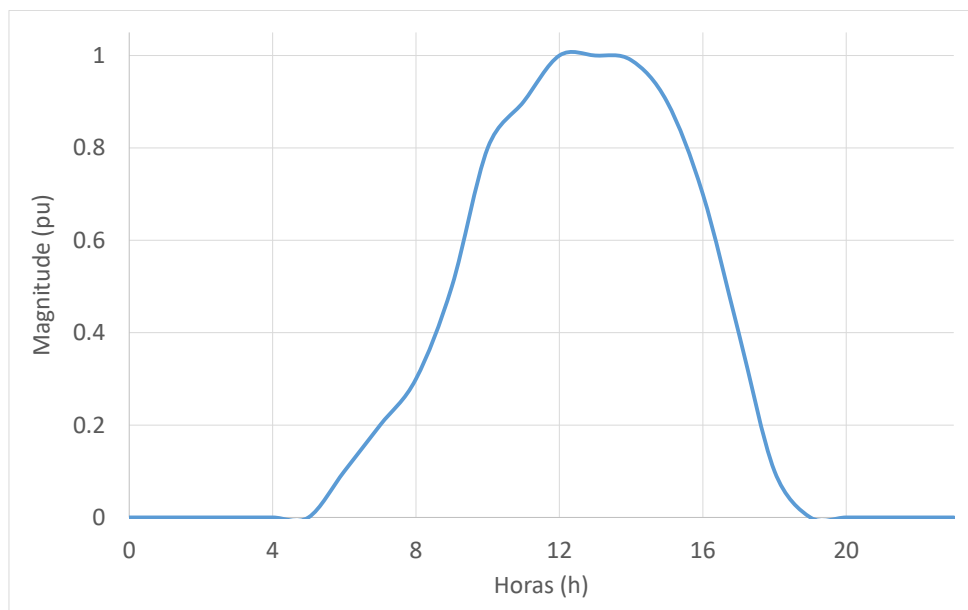
Analisando a Tabela 5 fica evidente que as duas barras que mais apresentam as menores tensões são a barra 890 e a barra 814, tornando-as elegíveis para a alocação da GD. Ademais, observa-se que ainda que apresentaram as mínimas tensões do sistema, não infringiram os limites estabelecidos pela PRODIST (ANEEL, 2021a). Ressalta-se que nenhuma das máximas tensões durante o dia extrapolaram os limites e obedeceram a máxima estabelecida para a simulação do circuito, onde a fonte teria uma tensão máxima de 1,05 p.u..

A partir desse momento, foi inserida uma GD com uma capacidade inicial de geração de 1 MWp, conectada à rede via um transformador de 1.250 kVA. Esses valores e demais dados

necessários para a modelagem do sistema fotovoltaico foram retirados de uma aplicação real na usina de Tauá, conforme mostra Beigelman (2013).

Na Figura 16 encontra-se a curva da geração fotovoltaica ao longo do dia. Como explicado no Capítulo 3, este é em função da curva da irradiância do dia.

Figura 16: Perfil de carga do sistema fotovoltaico

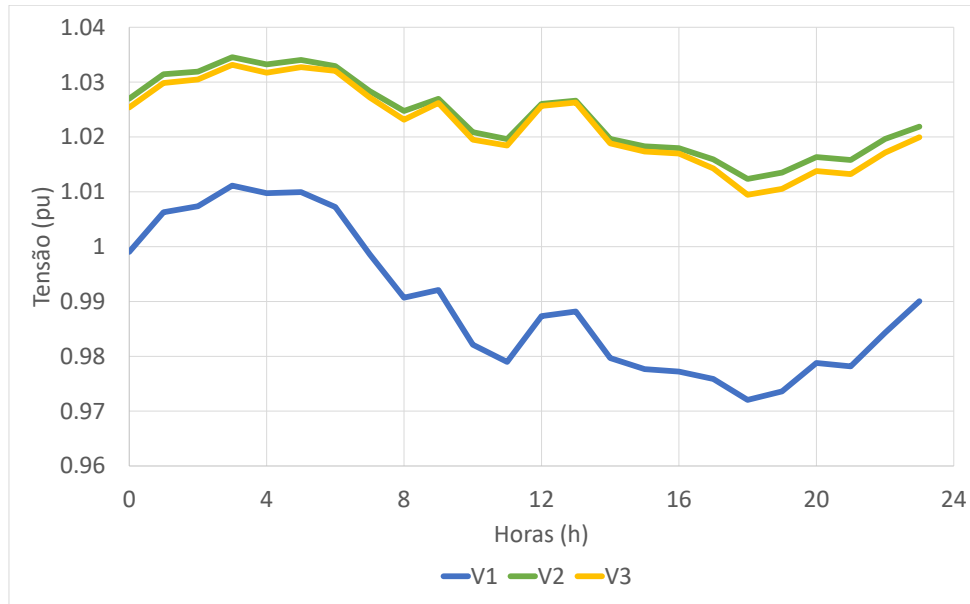


Fonte: Autor, 2021

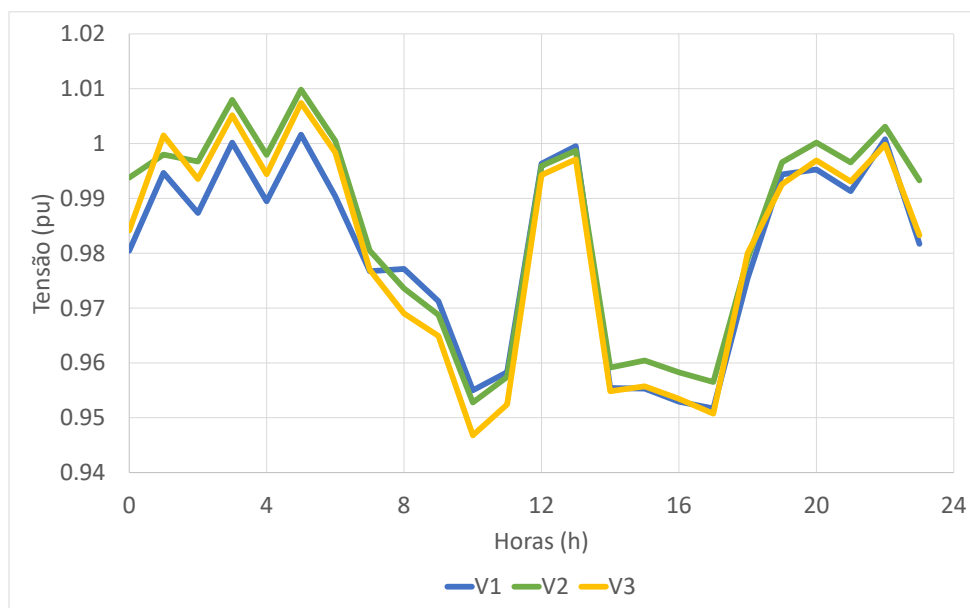
4.2.1 Perfis de tensões

Com a adição da GD é esperado que haja um aumento na tensão, principalmente nos horários em que o sistema fotovoltaico se aproxima de $1 p.u.$. Inicialmente, adicionando esse sistema a barra 814, a forma de onda obtida para as barras 814 e 890 são mostradas, respectivamente, nas Figuras 17 e 18. Em seguida, na mesma ordem, são mostradas as tensões obtidas quando uma usina fotovoltaica é conectada na barra 890 (Figuras 19 e 20). Por fim, é considerado o caso de adicionar GD nas duas barras estudadas, e as curvas obtidas são mostradas nas Figuras de 21 e 22.

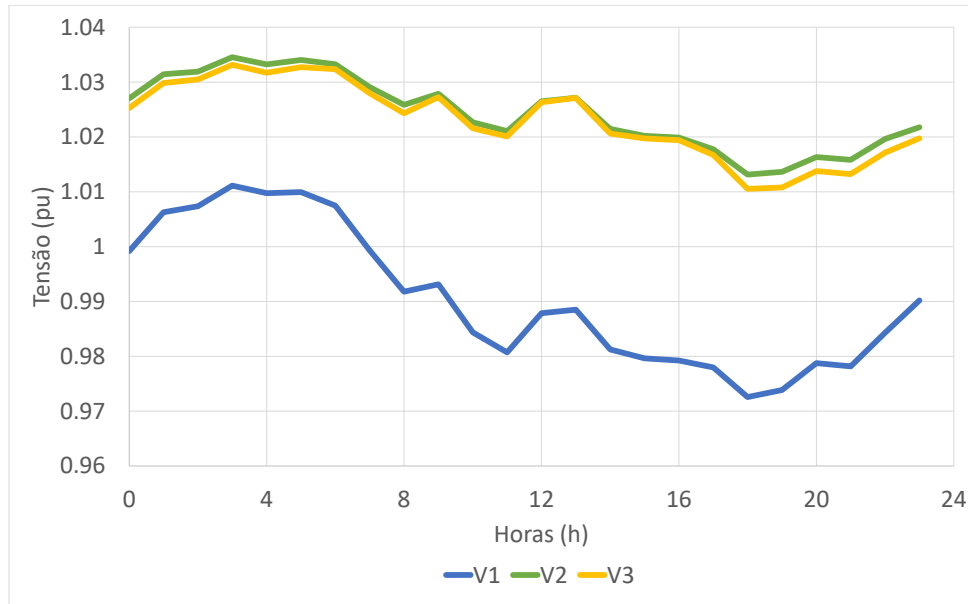
Repara-se que ao incluir um gerador na barra 814 houve uma melhora nos perfis de tensão, se aproximando de $1 p.u.$ nas barras do sistema, ainda que para a própria barra 890 não tenha tido um aumento tão considerável. Todavia, o mesmo não pode ser dito ao aplicar a técnica para a barra 890 e ao utilizar a GD em duas barras simultaneamente, uma vez que para a barra de número 890, houve um aumento considerável de tensão para os horários de 12 e 13 horas, ultrapassando os limites estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2021a) nestes dois casos.

Figura 17: Perfil de tensão para a barra 814 - GD barra 814 (base = 24.9 kV)

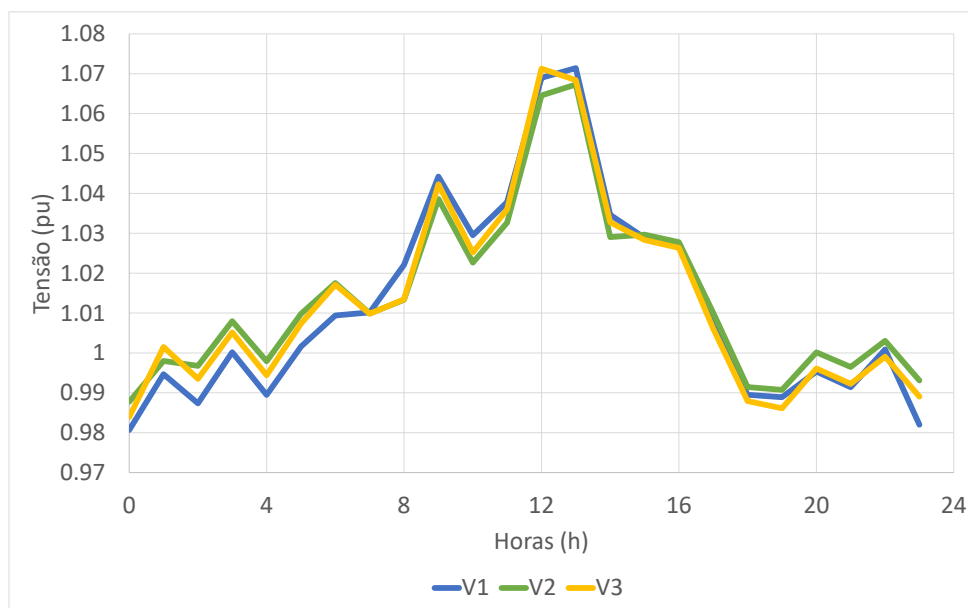
Fonte: Autor, 2021

Figura 18: Perfil de tensão para a barra 890 - GD barra 814 (base = 4.16 kV)

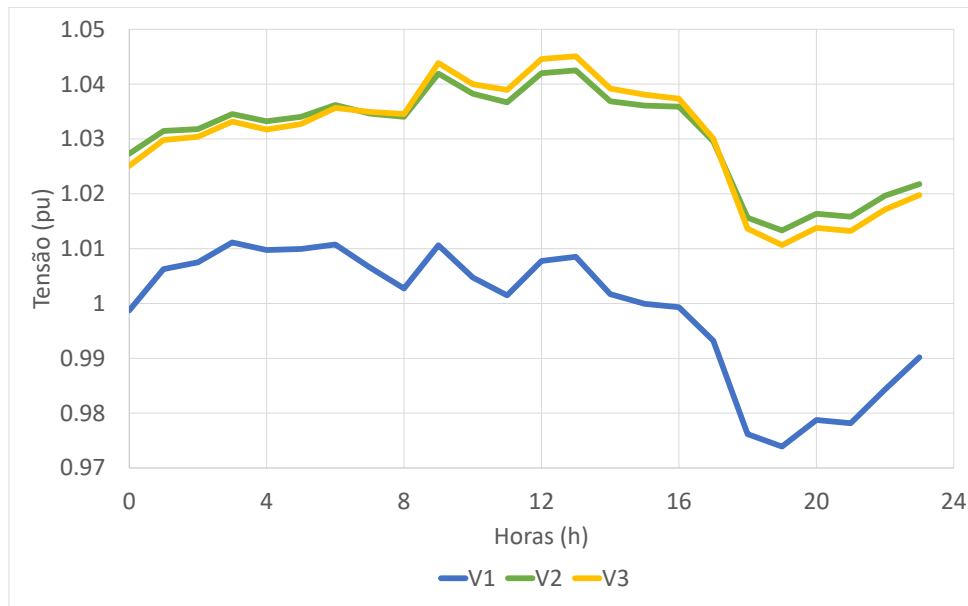
Fonte: Autor, 2021

Figura 19: Perfil de tensão para a barra 814 - GD barra 890 (base = 24.9 kV)

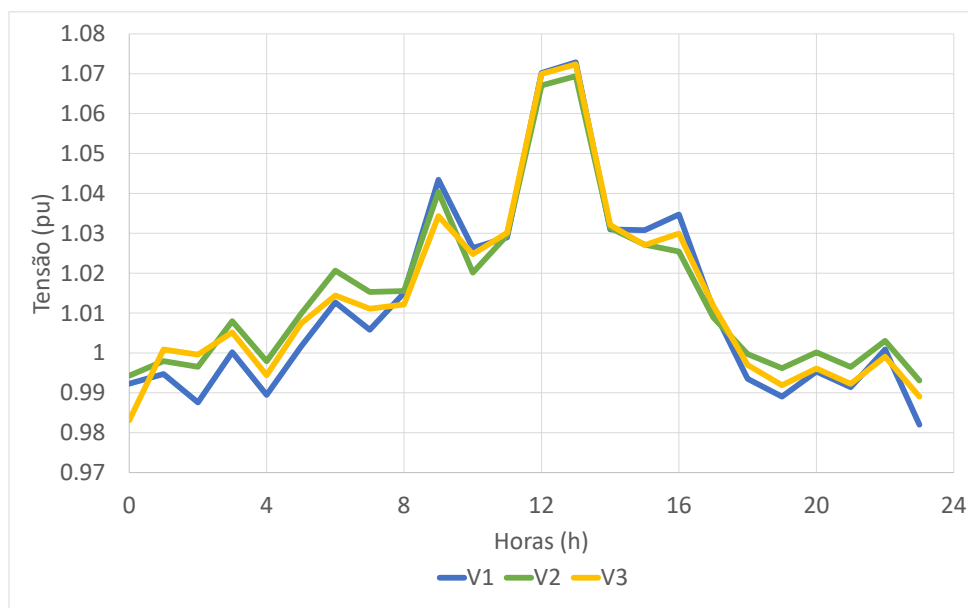
Fonte: Autor, 2021

Figura 20: Perfil de tensão para a barra 890 - GD barra 890 (base = 4.16 kV)

Fonte: Autor, 2021

Figura 21: Perfil de tensão para a barra 814 - GD barras 814 e 890 (base = 24.9 kV)

Fonte: Autor, 2021

Figura 22: Perfil de tensão para a barra 890 - GD barras 814 e 890 (base = 4.16 kV)

Fonte: Autor, 2021

4.2.2 Perdas

Ao simular o sistema para os três casos, infere-se que ao inserir duas usinas fotovoltaicas, as perdas totais no sistema diminuem consideravelmente. Enquanto para as tensões, ao inserir GD apenas na barra 814, obteve-se os melhores resultados, quando se trata das perdas do sistema essa configuração apresenta as menores vantagens.

Para melhor visualização, a Figura 23 exibe as perdas obtidas pelos três casos ao longo do dia. Por ela é verificado o fato que o momento em que as perdas se diferenciam é para quando a GD começa a atuar, no horário de 6 horas.

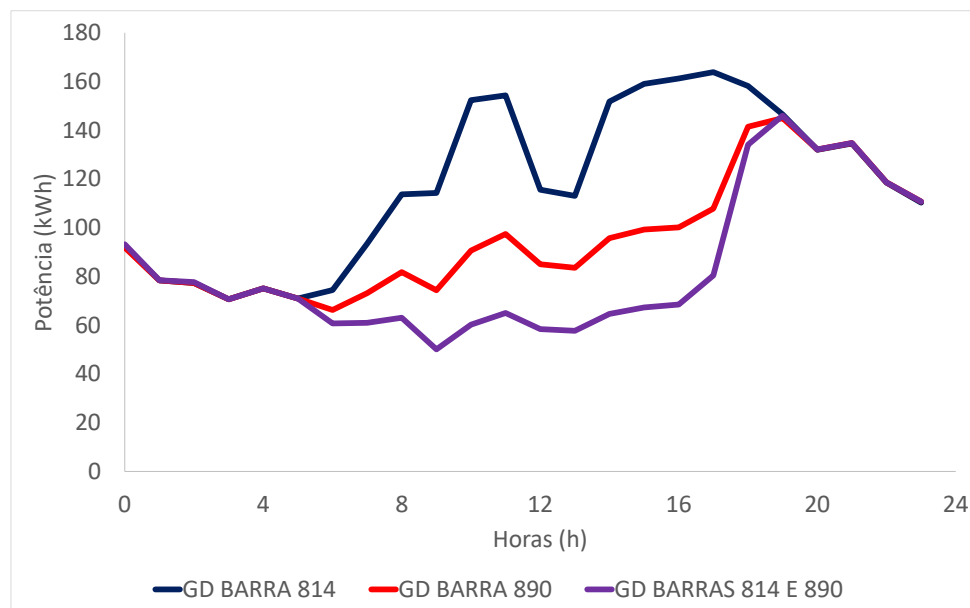
Ademais, na Tabela 6 fica evidente a melhoria que a GD proporcionou ao sistema em relação a redução de perdas totais no sistema.

Tabela 6: Perdas totais do sistema com GD

Configuração	Perdas (MWh)	Redução (%)
Caso base	3,324	-
GD barra 814	2,832	14,80
GD barra 890	2,302	30,73
GD barras 814 e 890	1,999	39,84

Fonte: Autor, 2021

Figura 23: Perdas totais no sistema com Geração Distribuída



Fonte: Autor, 2021

Por conta da extrapolação dos limites estabelecidos, para a continuidade do trabalho foi considerada a GD somente na barra 814. A partir dela foram inseridas o AE, conforme mostra a Seção 4.3.

4.3 INCLUSÃO DE ARMAZENADOR DE ENERGIA

Nessa seção foram abordados diferentes métodos de controle de carga e descarga do AE, de forma a definir qual o método seria o mais eficaz segundo as configurações que se encontram o sistema definido para este trabalho.

Inicialmente, para todos os modos de controle, foi definida uma eficiência alta para a bateria, acima de 90%, conforme mostram os estudos voltados às baterias de íon-lítio sob diversos parâmetros (LI; TSENG, 2015; CHEN et al., 2019). A potência nominal dos armazenadores foram variadas a um passo de 50 kW até 500 kW e capacidades nominais de armazenamento 3 vezes maior. Para as demais configurações do elemento *BESS*, foram admitidos os valores padrões do programa (ROCHA et al., 2020b, 2020a).

Foram feitas duas formas de simulação separadas, verificando suas eficácias e limitações. As Seções 4.3.1 e 4.3.2 expõem as técnicas estáticas e dinâmicas, respectivamente. Segundo Musse (2012), a diferença nesses modos de simulação é quanto a resposta dos dados passados. No sistema dinâmico os valores de saída dependem dos dados dos valores de entrada passado, já no sistema estático não.

4.3.1 Modelos Estáticos

A seguir estão especificados os modos de controle utilizados e suas características. Começando pelo modos estáticos, usando as técnicas de controle *built-in* do *OpenDSS*. Todos de uma maneira ou de outra possuem alguma restrição ou limitação quanto sua forma de operação e foram adaptados de maneira a melhor corresponderem com o sistema estudado.

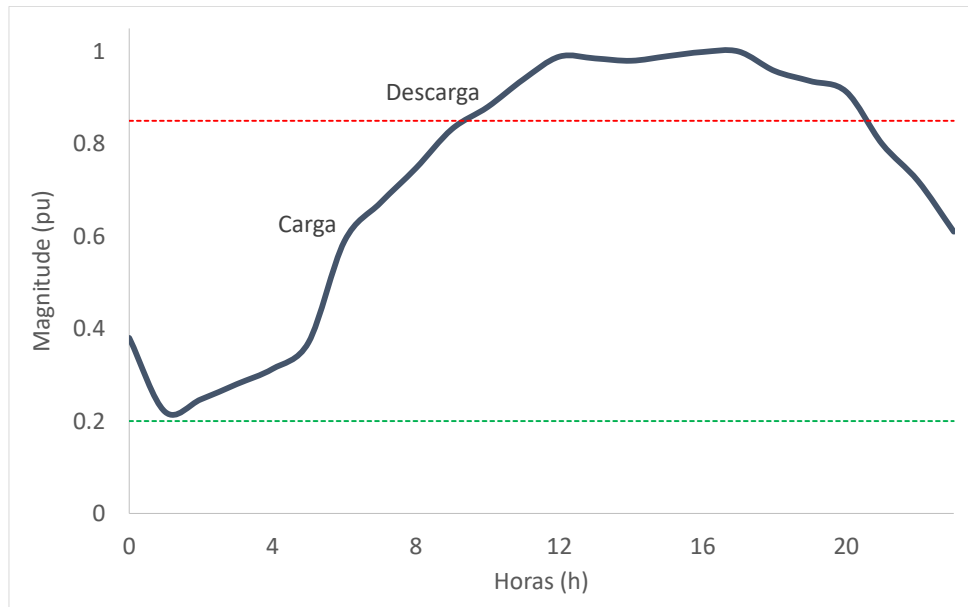
Modo *Trigger*

Nesse modo, o armazenador segue uma curva de carga especificada e conforme este atinge o valor mínimo de reserva ou o valor limite do gatilho configurado para atuar, há o seu carregamento. De forma similar, ao atingir 100% de carga ou o limite estabelecido para atuação, o armazenador começa a descarregar. Para este trabalho foram considerados os *triggers* de 85% para descarga e 20% para carga.

Quando operando como gerador, o AE descarregará sua potência nominal, entregando ao sistema toda potência capaz. Todavia, quando este está carregando, por ter um comportamento de uma carga, terá seu carregamento proporcional ao seu tamanho comparado com as cargas ao seu redor, evitando assim que haja maiores perdas pela presença de um grande carregamento na barra inserida.

A Figura 24 mostra o modo de operação adotado para este modo.

Figura 24: Perfil modo de operação *Trigger*



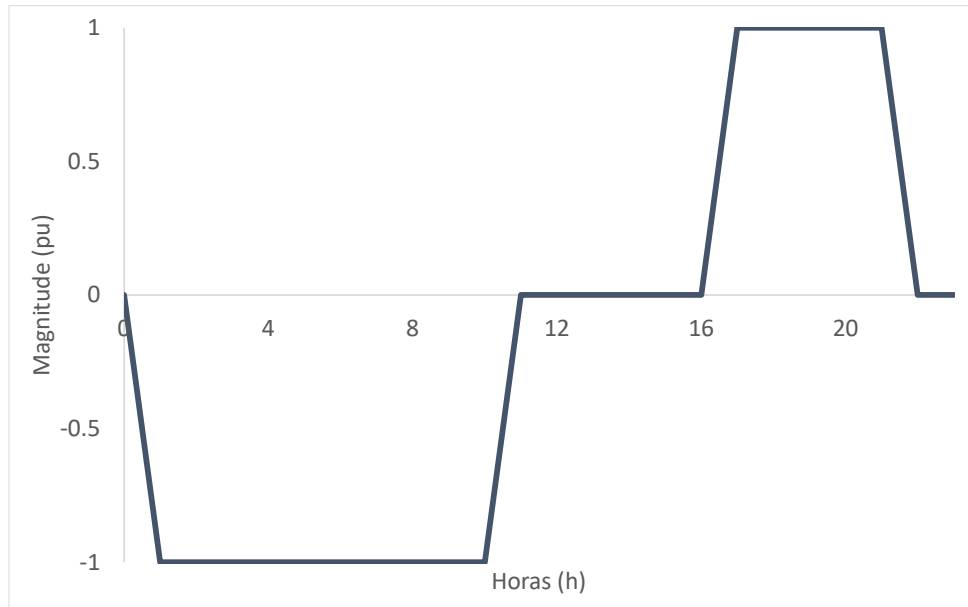
Fonte: Autor, 2021

A limitação deste modo deve-se a forma que o estado de operação do AE é preso à curva criada pelo usuário. Para este trabalho foi usado uma curva padrão, conforme mostra Rocha et al. (2020b).

Modo *Time*

Como o nome sugere, para este modo de operação, foi definido um horário para o início da descarga da energia armazenada, e assim segue até que esteja totalmente descarregada (considerando novamente 20% de reserva). Para isto, fora definido o horário de pico de forma a suprir o momento mais precário para a inclusão do armazenador em modo de descarga. Dessa maneira, seguindo o horário de ponta, foi estabelecido que o armazenador começará a descarregar a partir das 17 horas (ANEEL, 2016), e a recarga será feita em horário com pouca carga, a partir das 2 horas e novamente a uma taxa baixa de forma a não ter sobrecargas e perdas desnecessárias.

A Figura 25 apresenta o perfil de operação do modo *Time* a ser simulado, onde para 1 o AE está descarregando, -1 carregando e 0 está no modo *idle*.

Figura 25: Estado de operação do armazenador no modo de operação *Time*

Fonte: Autor, 2021

No modo *Time* a restrição é quanto aos horários de atuação de carga e descarga. Apesar de se caracterizar como estática, não é tão limitada como os outros dois modos.

Modo *Support*

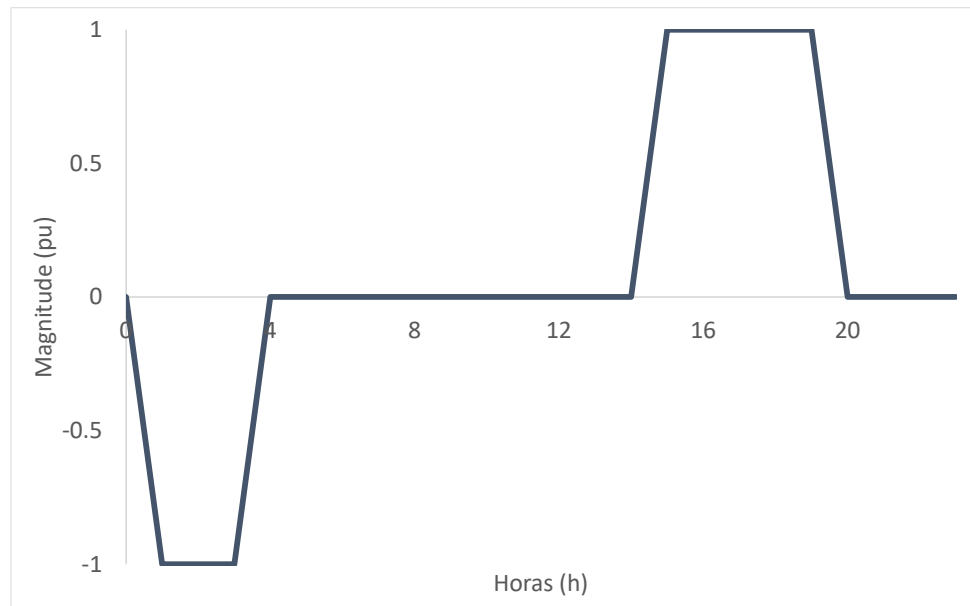
O último modo estático apresenta uma técnica onde o armazenador é ativado de forma a manter a potência na linha monitorada (a mesma da inclusão do *BESS* nesse trabalho) maior ou igual a potência desejada. Ou seja, serve como complemento para a GD instalada na mesma barra, quando há uma sobrecarga que nem a fonte, nem a usina fotovoltaica seja capaz de suprir, e então o armazenador entra suprindo a potência necessária.

A Figura 26 mostra o horário em que o AE entra em operação para o sistema estudado. No modo *Support*, a limitação também se deve a necessidade de seguir uma curva pré determinada, porém não tão restrita quanto ao modo *Trigger*, por não necessitar de valores de amplitude.

É possível observar que os dois últimos modos apresentam uma tendência a atuar nos momentos em que a potência requerida pelo sistema é mais alta e se carregam enquanto a carga do sistema está baixa, com a diferença do horário de operação e sua duração. Enquanto para o primeiro modo, sua operação acontece praticamente em concomitância com a GD.

Diante disso, em seguida serão observados os resultados obtidos para cada modo de operação estático ao variar a capacidade nominais do armazenador.

Figura 26: Estado de operação do armazenador no modo de operação *Support*



Fonte: Autor, 2021

O primeiro passo foi verificar os níveis de tensão para cada configuração, observando se houve alguma alteração nos níveis máximos e mínimos obtidos com a inclusão do *BESS*. Após a simulação observou-se que não houve nenhuma mudança significativa quanto ao aumento de tensão e em nenhum caso o limite de $1,05 p.u.$ foi extrapolado. Quanto ao nível mínimo de tensão, a Tabela 7 apresenta os resultados obtidos, com relação a capacidade em que o AE estava operando, a barra em que o menor valor se encontra e o horário do acontecimento.

Tabela 7: Mínima tensão para os modos de operação estáticos do AE

Modo de controle	Tensão (p.u.)	Potência (kW)	Barra mínima	Horário (h)
<i>Trigger</i>	0,9425	350	890	11
<i>Time</i>	0,9417	300	890	11
<i>Support</i>	0,9468	400	890	11

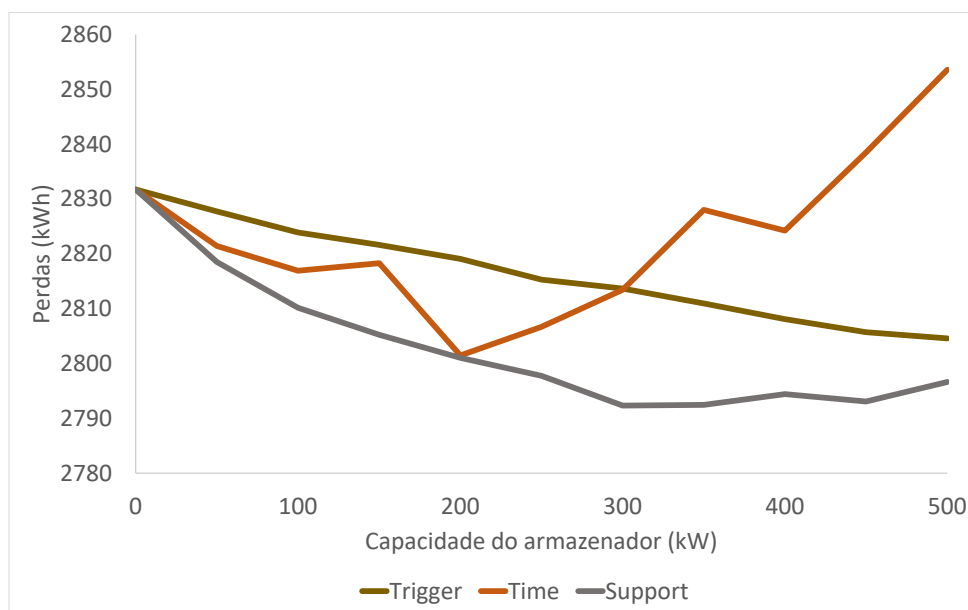
Fonte: Autor, 2021

A partir da Tabela 7 constata-se que a inclusão do AE, para nenhum caso, apresentou uma melhoria dos níveis mínimos de tensão. Apesar de tais resultados não irem de acordo com o esperado, não representa grandes problemas para o sistema estudado, uma vez que não se encontram em níveis precários de tensão segundo o PRODIST (ANEEL, 2021a). Ademais, observa-se que em nenhum dos modos de controle houve uma mudança relevante para o menor

nível de tensão que se apresenta na barra 890, fato que se comprova tendo em conta os resultados obtidos nas Figuras 14 e 19 para os casos base e com GD na barra 814, respectivamente.

Por outro lado, foi observada uma melhora na potência total perdida ao longo do circuito. A Figura 27 mostra a relação de perdas totais ao longo da variação de capacidade de carga do BESS para os 3 modos estudados com métodos de simulação estáticos.

Figura 27: Perdas totais para cada modo de operação e capacidade do armazenador - estático



Fonte: Autor, 2021

Analisando a Figura 27, verifica-se que o modo *Trigger* tem a tendência de, dentro da faixa analisada, diminuir as perdas totais do sistema conforme aumenta-se a capacidade nominal total dos armazenadores, levando assim o melhor resultado para um AE de 500 kW, apresentando perdas totais de 2,804 MWh no dia. Já para o modo *Time*, as perdas são reduzidas até chegar ao ponto de melhor redução (2,801 MWh) com o AE em 200 kW, porém após este marco suas perdas aumentam bastante, ao ponto de superarem as perdas totais apenas com a GD presente (2,832 MWh). No entanto, o modo que apresentou o melhor resultado foi o *Support*. Apesar de a partir de 400 kW ter começado a apresentar um aumento nas perdas totais, até 350 kW de potência nominal do armazenador apenas demonstrava melhores resultados até atingir seu mínimo em 2,792 MWh.

Analisando cada caso, constata-se que para uma atuação em concomitância com a geração fotovoltaica, como é o caso do modo *Trigger*, é necessário maiores potências sendo injetadas no sistema para fazer valer a pena, ante o sistema de geração de 1 MWp. Esta configuração é

útil ao se considerar que seu início de atuação é verificado ao começo do aumento de cargas sendo solicitadas pelo circuito, porém, por atuar em conjunto com a GD falha em cobrir perdas de energia de outros horários em que a GD também não está presente.

Quanto ao modo *Time*, esse consegue reduzir as perdas até certo ponto por estar considerando o horário de pico para atuação, conseguindo entregar perdas melhores que o modo anterior (*Trigger*) até a inversão. Entretanto, o aumento de perdas de energia depois de 200 *kW* indica que o fornecimento por parte do armazenador não compensa em relação a demanda exigida pelo sistema nos demais horários. E este modelo falha em reconhecer mudanças do comportamento da carga caso o momento de pico venha a mudar (não abordado neste trabalho), podendo causar um aumento do *kWh* requerido.

Por fim, o último modelo de operação proposto considera uma operação complementar a GD, com isso foi capaz de oferecer não só o caso de menor perda de energia total do sistema, como também os melhores resultados de forma geral para todos os níveis de capacidade do armazenador sendo controlado por meios estáticos.

Para melhor visualização dos resultados, a Tabela 8 coloca em contraste o apuramento obtidos para todos os casos estudados até aqui, comparando então o caso base, com a adição da GD e depois com a inclusão dos 3 modos de controle do *BESS*.

Tabela 8: Perdas de energia nos melhores casos estáticos

Modo	Caso (kW)	Perdas (MWh)	Redução (%)
Base	-	3,323	-
GD	-	2,832	14,80
<i>Trigger</i>	500	2,804	15,61
<i>Time</i>	200	2,801	15,71
<i>Support</i>	300	2,792	15,98

Fonte: Autor, 2021

Da Tabela 8 pode-se inferir que ao inserir GD todos os casos têm uma oportunidade de melhoria em relação ao caso base e com a inclusão de GD. Porém, nota-se que a maior redução de perdas totais de energia no sistema acontecem simplesmente ao inserir o a fazenda fotovoltaica.

4.3.2 Modelos Dinâmicos

A partir de agora são demonstrados os modos de controle dinâmicos de acordo com o exibido no Capítulo 3.

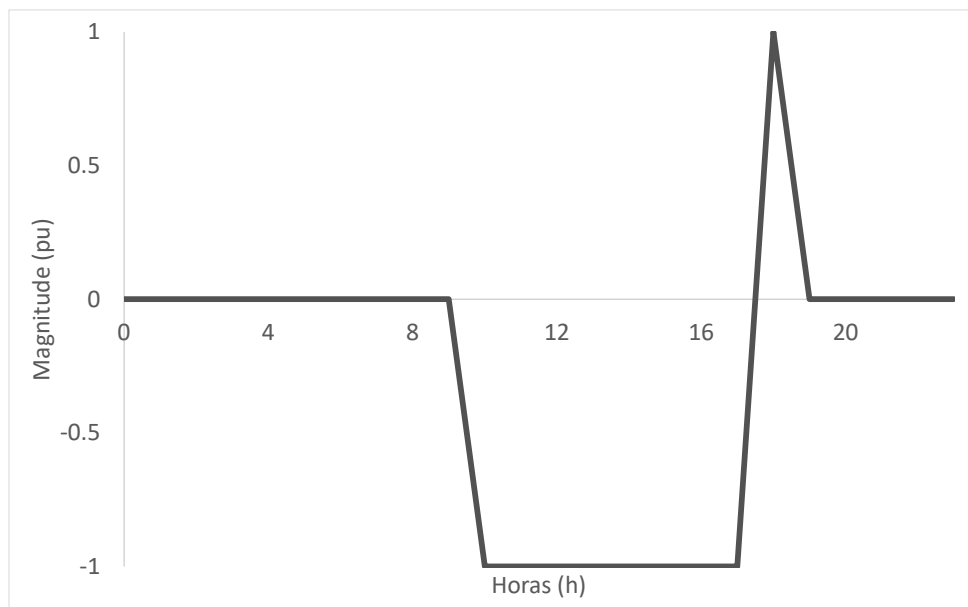
Modo Geração x Demanda

No modo Geração x Demanda (GxD), o *BESS* segue o seu modelo de operação de acordo com medições locais de demandas e geração do sistema fotovoltaico. Caso as medições a cada hora apresentassem um valor de demanda maior do que a GD fosse capaz de entregar,

o AE atuava de forma a descarregar e fornecer a potência ao sistema. Por outro lado, caso a demanda esteja abaixo dos valores gerados, foi configurado para que as baterias se carregassem, consumindo essa energia extra a ser suprida.

Em seguida, na Figura 28, é mostrado o perfil de operação desse modo para uma potência nominal do armazenador de 300 kW, perfil sujeito a mudança com a variação da capacidade do AE.

Figura 28: Estado de operação do armazenador no modo de operação GxD

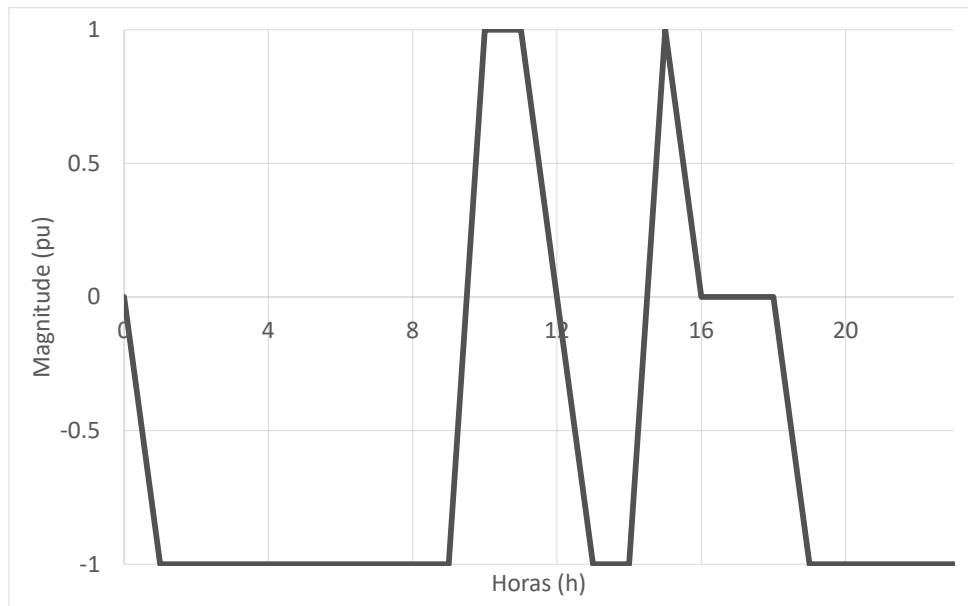


Fonte: Autor, 2021

Modo V_{min}

Para esse modo, a variável de controle foi a mínima tensão do sistema para cada hora. De forma a aplicar-se para evitar que a mínima tensão se aproxime dos limites, foi determinado que a bateria entraria em descarga quando esta tensão estivesse abaixo de 0,97 p.u.. Nos demais momentos, o AE deveria estar em carga.

O perfil de estado de operação ao se considerar a mínima tensão do sistema se encontra na Figura 29.

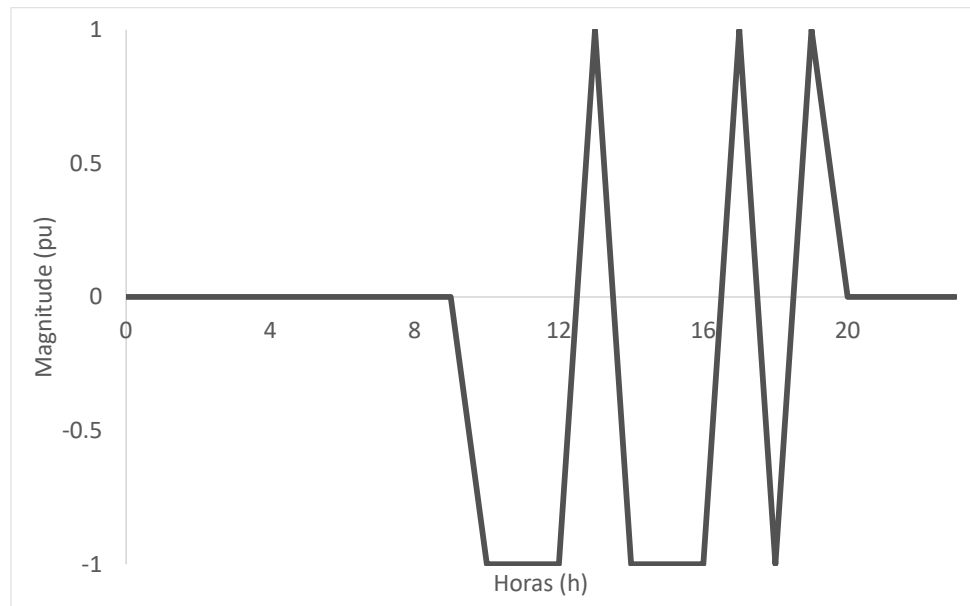
Figura 29: Estado de operação do armazenador no modo de operação V_{min} 

Fonte: Autor, 2021

Modo Geração x Demanda x SOC

O presente modo, assim como o modo GxD, leva em consideração a demanda e geração medidas, contudo há uma outra variável em consideração, sendo essa o estado de carga da bateria (em inglês *State of Charge* - SOC). Dessa forma, foi parametrizado o controle do AE de forma que leve em conta também a quantidade de carga disponível, evitando grandes períodos de carga e com isso perdas ou não utilização de energia que poderiam ser melhores utilizadas.

A Figura 30 apresenta o resultado do estado de carga do AE para uma potência nominal de 300 kW.

Figura 30: Estado de operação do armazenador no modo de operação GxDxSOC

Fonte: Autor, 2021

Diante do exposto, conclui-se que o modo de controle GxD (Figura 28) tem um perfil de atuação parecido com o apresentado pelo modo *Time* e *Support* (Figuras 25 e 26, respectivamente). Com exceção do horário de carga e o tempo de atuação da descarga, onde para o presente modo foi de forma muito mais breve, descarregando sua potência nominal na primeira hora de atuação.

Observando a Tabela 5 e vendo que a mínima tensão se encontra em geral na barra 890, compara-se então o resultado obtido com a Figura 18 e constata-se os horários de atuação do AE para o modo de operação V_{min} .

Por fim, no modo GxDxSOC, apesar de poder ter variações de acordo com a capacidade nominal do AE a ser variada, é concebível a presunção de que o AE altera mais seus estados de funcionamento, sendo uma forma muito mais sensível às variáveis de entrada.

Com isso, da mesma forma que foi feito para os modos estáticos, será apresentado os resultados atingidos para esses três novos modos. Iniciando pelos valores de tensão, a Tabela 9 mostra os resultados em quais condições a menor tensão simulada foi obtida.

Mais uma vez foi observado que as técnicas de controle para os níveis nominais aplicados para este trabalho, não foram por si só capazes de aplicar uma mudança significativa nos níveis de tensão. A única diferença mais relevante foi ao observar que no modo GxD a mínima aconteceu para as 18 horas, contrastando com os demais sendo obtido por volta das 11 horas. Vale ressaltar que em todas as capacidades simuladas do AE, a mínima tensão para o dia não ficou

Tabela 9: Mínima tensão para os modos de operação dinâmicas do AE

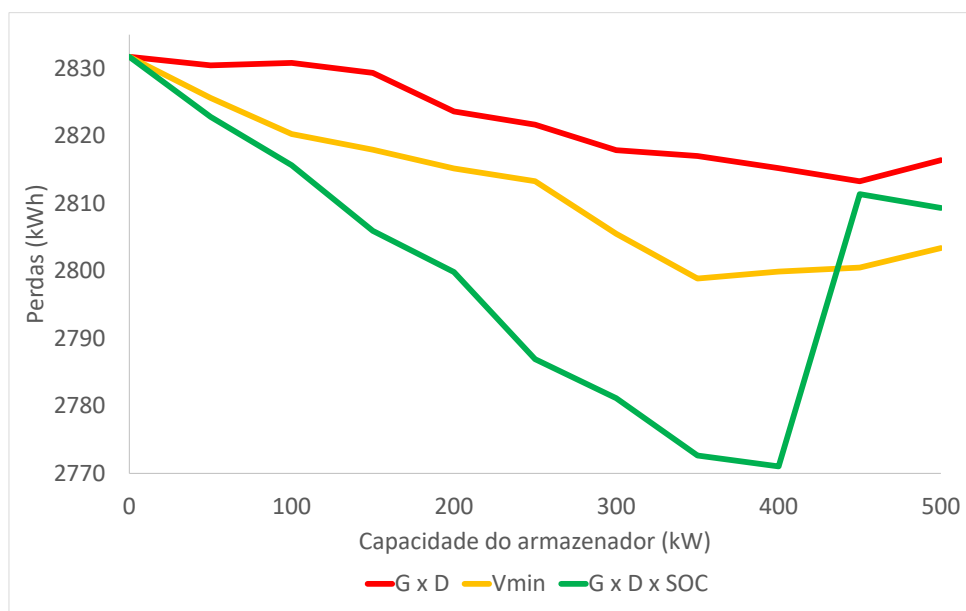
Modo de controle	Tensão (p.u.)	Potência (kW)	Barra mínima	Horário (h)
<i>GxD</i>	0,9446	300	890	18
V_{min}	0,9413	350	890	11
<i>GxDxSOC</i>	0,9448	350	890	11

Fonte: Autor, 2021

acima de 0,95 p.u..

Diante dos resultados obtidos, na Subseção 4.3.3 será estudado como deverá ser a configuração dos parâmetros adicionados ao circuito base, a qual seja capaz de fornecer energia suficiente ao sistema ao ponto de aumentar sua tensão.

Todavia, antes disso, os resultados obtidos para os métodos de controle dinâmicos do AE em relação as perdas totais de energia no sistema são mostrados na Figura 31. Sendo que, novamente, para as perdas totais de energia, os resultados alcançados revelaram-se satisfatórios.

Figura 31: Perdas totais para cada modo de operação e capacidade do armazenador - dinâmico

Fonte: Autor, 2021

Analisando a Figura 31 nota-se que para os dois primeiros modos, *GxD* e V_{min} , há uma tendência da curva diminuir conforme aumentou a capacidade do armazenador. Enquanto para o modo *GxDxSOC* a curva atinge seu ponto de mínima para a potência de 400 kW, e em seguida,

aumentou de forma significativa a quantidade de perdas de energia para maiores capacidades nominais.

Dessa maneira, nota-se que o modo GxD, possui uma característica muito parecida com os resultados obtidos no modo *Support* porém com valores levemente maiores. Tal comportamento já era esperado ao se comparar os estados de ambos os modos (Figuras 26 e 28), onde há um deslocamento do momento e o tempo de carga fazendo com que se obtenha resultados diferentes.

Para os modos V_{min} e GxDxSOC, com a frequência de mudança de estados sendo maior, tornava-se menos comparável com os modos anteriores. Para o primeiro, ainda que seu objetivo inicial tenha sido controlar a tensão, constata-se que suas verdadeiras vantagens foram nas mitigações de perdas, apresentando, para seu estado de mínima, resultados próximos aos dos modos estáticos. Pelo seu método de operação, quando há maiores cargas, há pelo fluxo de potência uma atenuação dos níveis de tensão, e conseqüentemente fazem o AE descarregar. Com o armazenador descarregando, houve a injeção de energia no sistema, diminuindo o fluxo de potência sendo exigido da fonte, evitando maiores perdas.

Por último, o controle com relação a geração, demanda e estado de carga da bateria foi capaz de apresentar o melhor resultado entre todos os seis modelos estudados, comprovando a eficácia deste método para a minimização de perdas totais de energia para o sistema. Ao sensibilizar-se para mais variáveis, foi possível fazer um controle mais inteligente de forma a perceber não só quando era necessário a atuação do AE como gerador, como também se este havia condições para tal.

Adiante, a Tabela 10 faz os mesmos comparativos feitos para os métodos estáticos em relação aos melhores casos para a redução de perdas.

Tabela 10: Perdas de energia nos melhores casos dinâmicos

Modo	Caso (kW)	Perdas (MWh)	Redução (%)
Base	-	3,323	-
GD	-	2,832	14,80
GxD	450	2,813	15,34
V_{min}	350	2,799	15,78
GxDxSOC	400	2,771	16,61

Fonte: Autor, 2021

Diante do exposto, evidencia-se a superioridade do modo que contempla tanto a necessidade do sistema em relação a energia sendo requerida e entregue, quanto ao atual estado que o AE se encontra. Reduzindo, com um armazenador de 400 kW, as perdas totais de energia em 60,692 kWh com relação ao sistema com apenas a GD, o que representa, ao total, um decréscimo em 16,61%.

4.3.3 Análise para aumento do perfil de tensão

Para esta subseção, foi feita uma breve análise de como o sistema deve ser alterado de forma a encontrar um método capaz de subir os níveis de tensão do sistema. Primeiramente foram feitas alterações apenas na capacidade nominal de armazenamento do AE. Caso não se provasse suficiente, alteraria o valor da potência nominal da GD. Se, ainda não fosse capaz de alcançar a magnitude objetivo, definiria-se um novo local para a inserção da GD mais o AE que elevasse os níveis de tensão, porém sem extrapolar os 1,05 p.u. definidos pelo PRODIST (ANEEL, 2021a).

Assim, sempre utilizando o modo de controle V_{min} do armazenador como base, foi feita a alteração de sua capacidade com a finalidade de encontrar qual seria a máxima entre as menores tensões ao longo do dia para cada caso. Como os valores adotados até aqui para o trabalho já se encontram dentro do limite, foi considerado satisfatório os resultados que ficassem com valores de magnitude de tensão superiores a 0,95 p.u..

Isto posto, foi observado que um simples aumento da capacidade do armazenador não seria suficiente para elevar a tensão, e o caso em que a maior mínima tensão foi obtida se encontra para uma armazenador com potência nominal em 108 kW. A Tabela 11 mostra alguns resultados encontrados para ilustração. Os resultados indicaram que para potências muito elevadas, a mínima tensão apresentava-se nos horários de carregamento do AE, tendo um efeito contrário do esperado, diminuindo a mínima tensão ao invés de aumentá-la. E para capacidades muito baixas, o AE era incapaz de fornecer energia suficiente para aumentar a tensão do sistema.

Tabela 11: Tensões variando a capacidade do AE

Potência AE (kW)	Mínima Tensão (p.u.)
10	0,9473
108	0,9484
1.000	0,9414
5.000	0,9414
10.000	0,9216

Fonte: Autor, 2021

Em seguida, alterou-se a potência nominal do sistema fotovoltaico e da mesma forma foi criado a Tabela 12 para valores ilustrativos. Analisando os resultados, confirma-se que para uma potência menor que a previamente estabelecida, não haveria aumento na mínima tensão. Todavia, ao aumentar a potência, notou-se que houve uma melhora nos níveis de tensão considerável para um sistema fotovoltaico que tenha uma potência máxima de 2 MWp a 4 MWp. Para os casos de 3 e 4 MWp a diferença foi insignificante.

Com isso, conclui-se que, aumentando a potência da GD é possível que todas as tensões fiquem em um nível superior a 0,95 p.u.. E, conforme mostra a Tabela 12, a menor tensão

apresentada é de 0,9513 para um sistema de 3 MWp. Ademais, foi verificado que mesmo com este aumento de injeção de potência, não ocorreram sobretensões, onde a tensão da fonte sempre manteve-se superior as demais e constante em 1,05 p.u..

Tabela 12: Tensões variando a potência da GD

Potência máxima GD (kWp)	Mínima Tensão (p.u.)
100	0,9471
1.000	0,9484
2.000	0,9509
3.000	0,9513
4.000	0,9513
5.000	0,9467

Fonte: Autor, 2021

Com o objetivo alcançado, não há necessidade de alterar a localização da GD e do *BESS* a fim de melhores resultados. Entretanto, ressalta-se que mesmo utilizando os valores de potência nominal do sistema fotovoltaico em 1 MWp, e apenas mudando sua locação, é possível presumir que os níveis de tensão podem ser alterados apenas com essa modificação. Utilizando as Figuras 19 e 20, tal fato é comprovado, porém foram excedidos os limites.

Por conseguinte, seria necessário um processo iterativo juntamente com técnicas de otimização, levando em conta diversas variáveis e métricas de avaliação, de forma a solucionar qual a melhor localização do conjunto. Tais técnicas podem ser vistas em trabalhos como Anwar e Mahmood (2014) e Routray, Mistry e Arya (2019).

4.4 Análise de Custos

Para fim demonstrativos de valores, esta seção aborda alguns aspectos financeiros em relação ao sistema implementado. Todas as análises foram feitas de forma básicas por não serem o objetivo principal do trabalho. As contas levaram em conta o sistema apresentado com a maior minimização de perdas, isto é, um sistema com a GD na barra 814 e o AE com potência nominal de 400 kW, sendo usado o controle G x D x SOC.

Inicialmente foi avaliado o quanto essa redução de perdas afeta o sistema como um todo. Para isto, é usado a equação (3).

$$C = P_{perdas} \times K \quad (3)$$

Onde C é o custo a ser mitigado pela redução de perdas, P_{perdas} é a diferença de energia dissipada usando certa tecnologia em relação ao caso base em kWh, e K é a tarifa a ser consi-

derada. Desse modo, usando uma tarifa média de 0,589 R\$/kWh (ANEEL, 2021b) e utilizando os dados da Tabela 10, é construída a Tabela 13.

Tabela 13: Redução de custos do sistema

Tecnologia	Redução do custo diário	Redução do custo anual
GD	R\$ 289,20	R\$ 105.557,64
GD + BESS	R\$ 325,13	R\$ 118.671,72

Fonte: Autor, 2021

Por meio da Tabela 13, verificou-se que apenas se tratando de perdas, os gastos provenientes podem se tornar exorbitantes quando se considerar não apenas um alimentador pequeno, como é o caso do sistema abordado neste estudo, mas sim todos os alimentadores de uma distribuidora. Afirmando assim os esforços para se diminuir as perdas totais de um sistema.

Entretanto, ao se analisar a implementação de sistema como este, não basta observar apenas esse ganho obtido da minimização das perdas. É necessário fazer um estudo de viabilidade completo, abordando todos os custos de implementação, como também outras vantagens operacionais do sistema que venham a trazer benefícios financeiros. Fica como oportunidade para trabalhos futuros o estudo mais profundo da viabilidade econômica. Todavia, expõem-se superficialmente os custos da implementação, para refletir o quanto a redução de custos devida a mudança nas perdas é mínima se comparada aos valores de implementação dessas tecnologias.

Conforme foi abordado em Beigelman (2013), a instalação do sistema fotovoltaico usado como base custou em torno de R\$ 10 milhões em 2010. Fatores como inflação, aumento da valorização de moedas estrangeiras em relação ao real, barateamento das tecnologias, entre outros, modificam o valor verdadeiro para implementação dessa usina fotovoltaica, porém essa correção não será abordada.

Quanto ao BESS, referências como a de ThomÉ (2017) fazem uma boa abordagem de como deveria ser uma análise completa para a instalação de um BESS e sua viabilidade econômica de acordo com seu *payback*. Além dessa, outra fonte bem vasta no estudo do custo dos sistemas de armazenamento foi visto em Mongird et al. (2020), onde pode-se fazer uma aproximação do valor baseado no custo por kWh de um BESS. Para um armazenador do tamanho escolhido para este trabalho, 1200 kWh (3 vezes a potência nominal, conforme previamente visto), o usual é algo em torno de 450 US\$/MWh. Traduzindo para os valores utilizados e considerando o dólar atual (maio de 2021) em R\$ 5,50 a estimativa seria de algo em torno de R\$ 3 milhões.

Portanto, conforme dito, considerando apenas os benefícios pela mitigação de perdas não é o suficiente para avaliar a viabilidade econômica, uma vez que a redução do custo anual para o conjunto GD + BESS não chega nem a 1% dos custos para implementá-lo. Dessa forma, torna-se necessário a aplicação de diferentes métodos para avaliar o investimento desse conjunto de RED a um sistema elétrico.

O último capítulo concluirá sobre os resultados obtidos e ainda recomendações para a continuidade dos trabalhos nesta área de estudo.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia ao conceito de GD (em foco a energia solar fotovoltaica) e AE, em vista de iniciativas das *smart grids* que no futuro configurarão um novo cenário para as redes elétricas de distribuição de energia, colocando em evidência estudos que avaliem o impacto dessas no setor elétrico.

Para o estudo do impacto dos RED na rede de distribuição foi utilizado o *software OpenDSS*. A partir dele avaliou-se os efeitos com relação às perdas totais do sistema e os perfis de tensão. Por um lado, com apenas a inserção da GD notou-se que houve uma redução de perdas significativas, e seu efeito no perfil de tensão varia de acordo com o local em que este é alocado. Além disso, é com o aumento da potência da GD que foi possível verificar aumentos significativos dos níveis de tensão para a barra escolhida.

Adiante, com a adição de AE foi feita uma análise de diversos modos de controle, estáticos e dinâmicos, e sua eficácia individual depende da capacidade nominal do armazenador. Apesar de não terem surtido efeitos consideráveis no perfil de tensão, trouxeram muitos benefícios ao sistema ao se considerar as perdas de energia. Nesse sentido, o modo dinâmico de controle proposto que considera mais variáveis de entrada conseguiu reduzir as perdas do sistema de forma satisfatória levando em conta a geração, demanda e estado de carga da bateria.

Por fim, observa-se nesse trabalho que a aplicação dessas tecnologias atualmente pode se tornar de alto custo para as empresas do setor. Portanto cabe a elas avaliar se os benefícios obtidos pela mitigação de perdas vale a pena financeiramente, caso este seja o objetivo.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Nessa seção, são feitas algumas sugestões de continuidade desse trabalho:

- Avaliação de capacidade de hospedagem fotovoltaica: é importante que sejam feitas essas análises de forma a definir a quantidade máxima que o sistema suporta de geração fotovoltaica (ou GD em geral);
- Método de otimização da localização da GD e do AE: é interessante algum tipo de simulação que faça uma varredura de todo o sistema e defina o ponto de otimização para o posicionamento dos RED na rede, seja esse em apenas um local ou em vários;
- Adição de diferentes formas de geração distribuída: por exemplo, pode ser incluso um gerador eólico;
- Métodos de controle do AE que leve em consideração vantagens para o consumidor: nesse trabalho foi estudo os resultados abordando o lado apenas da distribuidora, para uma análise completa sugere-se verificar os efeitos disso ao consumidor;

- Modelos matemáticos para controles do AE ainda melhores: sugere-se uma diferente abordagem dos métodos aplicados, por exemplo utilizando alguma forma de simulação estocástica;
- Análise financeira completa: é preciso fazer uma comparação mais detalhada das variáveis financeiras para avaliar o custo-benefício da aplicação;
- Estudo de *self-healing*;
- Testes variando a potência reativa fornecida pelo gerador;
- Estudos considerando veículos elétricos e;
- Simulação com sistemas elétricos onde os problemas de qualidade de energia elétrica são prejudiciais notórios.

Referências

- AKHIL, A. A. et al. *Electricity Storage Handbook*. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2013. SAND2013-5131.
- ALMEIDA, G. S.; JOTA, P. A study of voltage rise in distribution grids with high concentration of power generators. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, v. 1, p. 137–141, 04 2018.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482*. Brasília: ANEEL, 2012. 13 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 21 abr, 2021.
- ANEEL. *Postos Tarifários - Tarifa dos Consumidores*. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 20 mar, 2021.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, revisão 12*. 2021.
- ANEEL. *Ranking das Tarifas*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorio-ranking-tarifas>>. Acesso em: 01 mai, 2021.
- ANWAR, A.; MAHMOOD, A. N. Cf-pso based loss sensitivity clustering technique to identify optimal dg allocation nodes for energy efficient smart grid operation. In: *2014 9th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*. China: IEEE, 2014. p. 1130–1135.
- ANWAR, A.; POTA, H. R. Optimum capacity allocation of DG units based on unbalanced three-phase optimal power flow. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Estados Unidos: IEEE, 2012. p. 1–8.
- ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Distribution system analysis and the future smart grid. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 47, n. 6, p. 2343–2350, 2011.
- BEIGELMAN, B. B. *A energia solar fotovoltaica e aplicação na usina solar de Tauá*. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- BERNARDES, W. M. S. *Análise da proteção de sistemas de energia elétrica utilizando técnicas modernas de otimização heurística*. 226 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos - SP, 2018.
- BERNARDES, W. M. S.; VASCONCELOS, F. M. Forecasting electric power generation of grid-connected solar photovoltaic systems by using artificial neural networks. In: *Anais do 14º Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. Ouro Preto: [s.n.], 2019. p. 1–8.
- BOTTURA, F. B. et al. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid ga optimizer. *Electric Power Systems Research*, v. 143, p. 400–408, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616303698>>.
- CHEN, W. et al. Review: Efficiency factors and optimization of lithium-ion battery. In: *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. China: IEEE, 2019. p. 644–649.
- DUGAN, R.; MONTENEGRO, D. *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator™ (OpenDSS)*. Estados Unidos: EPRI, 2020.

-
- EPE. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018.
- HIDALGO-LEON, R. et al. A survey of battery energy storage system (bess), applications and environmental impacts in power systems. In: *2017 IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*. Equador: IEEE, 2017. p. 1–6.
- IEEE, P. Pes test feeder. 2017. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 20 fev. 2021.
- KLEINBERG, M.; HARRISON, J.; MIRHOSSEINI, N. Using energy storage to mitigate pv impacts on distribution feeders. In: *ISGT 2014*. Estados Unidos: IEEE, 2014. p. 1–5.
- KYRIAKOPOULOS, G. L.; ARABATZIS, G. Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 1044–1067, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501429X>>. Acesso em: 24 abr, 2021.
- LI, K.; TSENG, K. J. Energy efficiency of lithium-ion battery used as energy storage devices in micro-grid. In: *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Japão: IEEE, 2015. p. 005235–005240.
- LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, v. 137, p. 511–536, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>>. Acesso em: 24 abr, 2021.
- MONGIRD, K. et al. *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020*. Estados Unidos: Pacific Northwest National Laboratory, 2020. US Department of Energy.
- MUSSE, S. R. *Classificação de Sistemas de Simulação*. 2012. Disponível em: <<https://www.inf.pucrs.br/~smusse/Simulacao/PDFs/Simulacao.pdf>>. Acesso em: 28 mar, 2021.
- PEREZ-ARRIAGA, I. J. The transmission of the future: The impact of distributed energy resources on the network. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 14, n. 4, p. 41–53, 2016.
- PETROU, K. et al. Limitations of residential storage in pv-rich distribution networks: An australian case study. In: . Estados Unidos: IEEE, 2018.
- PRIMADIANTO, A.; LU, C. A review on distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, 2017.
- PROCOPIOU, A. T. et al. Adaptive decentralized control of residential storage in pv-rich mv–lv networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 3, p. 2378–2389, 2019.
- RADATZ, P. *py-dss-interface 0.1.0*. 2021. Disponível em: <<https://pypi.org/project/py-dss-interface/>>.
- RADATZ, P. et al. *OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models*. Estados Unidos: EPRI, 2020.
-

- RADATZ, P. R. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. Monografia (Graduação) — Universidade de São Paulo- USP, São Paulo, 2015.
- ROCHA, C. et al. *Storage Controller Element*. Estados Unidos: EPRI, 2020.
- ROCHA, C. et al. *Storage Element*. Estados Unidos: EPRI, 2020.
- ROCHA, C. H. S. *Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída, Microgeração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDSS*. Monografia (Graduação) — Universidade de São Paulo - USP, São Paulo, 2016.
- ROUTRAY, A.; MISTRY, K. D.; ARYA, S. Loss minimization in a radial distribution system with dg placement using jaya optimization technique. In: *2019 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies and Systems (ICSETS)*. India: IEEE, 2019. p. 336–340.
- SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 74, p. 590–601, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303076>>. Acesso em: 21 abr, 2021.
- THOMÉ, M. H. C. *Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de baterias de lítio-íon em unidades consumidores conectadas na média tensão*. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- VASCONCELOS, F. M. et al. Artificial neural network applied to prediction of electricity generated by grid connected photovoltaic systems. In: *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*. São Paulo: [s.n.], 2013. p. 1–6.

A CÓDIGOS IMPLEMENTADOS NO *OpenDSS*

• Geração fotovoltaica - *PVSystem*

```

!Curva da relação da potência do painel com sua temperatura
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8 .6]

!Curva diária irradiância
New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

!Curva da eficiência do conversor
New XYcurve.Myeff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 0.975]

!Curva da temperatura em °C
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25
~ 25 25 25]

!Geração fotovoltaica para a barra 890
New PVSystem.PV90 phases bus1=trafo_pv90 kV=0.48 irradi=.98 pmp=1000
~ temperature=25 pf=1 %cutin=.1 %cutout=.1 effcurve=MyEff
~ P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=Mytemp

!Transformador para o PV da barra 890
New transformer.pv_up90 phases=3 xhl=4
~ wdg=1 bus=trafo_pv90 kV=0.48 kVA=1250 conn=wye
~ wdg=2 bus=890 kV=4.16 kVA=1250 conn=wye

!Geração fotovoltaica para a barra 814
New PVSystem.PV14 phases=3 bus1=trafo_pv14 kV=0.48 irradi=.98 pmp=1000
~ temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
~ P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=Mytemp

!Transformador para o PV da barra 814
New transformer.pv_up14 phases=3 xhl=4
~ wdg=1 bus=trafo_pv14 kV=0.48 kVA=1250 conn=wye
~ wdg=2 bus=814 kV=24.9 kVA=1250 conn=wye

```

- **Armazenador de Energia - Storage - Trigger Mode**

```
!Curva para acompanhamento do modo trigger
New loadshape.trigshape interval=1 npts=24
~ mult=[.38 .22 .247 .28 .313 .37 .589 .672 .748 .832 .88 .94 .989
~ .985 .98 .99 .999 1 .958 .936 .913 .8 .72 .61]

!Curva eficiência do conversor
New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]

!Armazenador de Energia
New Storage.Storage1 phases=3 bus1=trafo_pv14 kv=0.48 pf=1
~ kWrated=100 %reserve=20 effcurve=Eff kWhrated=300
~ %stored=20 %idlingkW=2 state=idling %charge=10
~ dispmode=default model=1 daily=trigshape
~ chargeTrigger=0.20 dischargeTrigger=0.85
```

- **Armazenador de Energia - Storage - Support Mode**

```
!Curva para acompanhamento do modo follow
New loadshape.followshape interval=1 npts=24
~ mult=[0 -1 -1 -1 -.5 -.5 0 0 0 0 0 0 0 0 0 .5 .75 1 1 1 1 .75 .5 0]

!Curva eficiência do conversor
New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]

!Armazenador de Energia
New Storage.Storage2 phases=3 bus1=trafo_pv14 kv=0.48 pf=1
~ kWrated=100 %reserve=20 effcurve=Eff kWhrated=300
~ %stored=20 state=idling dispmode=follow model=1 daily=trigshape
```

• Armazenador de Energia - *StorageController* - Time Mode

```
!Curva eficiência do conversor
New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]

!Armazenador de Energia
New Storage.SC1 phases=3 bus1=trafo_pv14 kv= 0.48 %idlingkW=1
~ kWhrated=300 %stored=20 kWrated=100 EffCurve=Eff

!Controlador
New StorageController.SC1 element=Line.L6 terminal=1 modedis=follow
~ MonPhase=AVG kwtarget=1000 modecharge=Time timeChargeTrigger=2
~ %rateCharge=50 timeDischargeTrigger=17 %reserve=20
```