

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Victor Roatt Refosco

**VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIAS PARA
A MELHORA DO FATOR DE CARGA**

Santa Maria, RS
2018

Victor Roatt Refosco

**VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIAS PARA A
MELHORA DO FATOR DE CARGA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Ghendy Cardoso Jr., Dr. Eng.

Santa Maria, RS
2018

Victor Roatt Refosco

**VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIAS PARA A
MELHORA DO FATOR DE CARGA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 4 de dezembro de 2018

Ghendy Cardoso Junior, Dr, (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Aldair Wontroba, Eng.

Jean Pereira Rossini, Eng.

Santa Maria, RS
2018

RESUMO

VIABILIDADE DA UTILIZAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIAS PARA A MELHORA DO FATOR DE CARGA

AUTOR: Victor Roatt Refosco
ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Júnior

Esse trabalho possui foco na melhora do fator de carga através da utilização de um sistema de armazenamento com baterias (BESS). Um típico sistema de distribuição possui cargas residenciais, comerciais e industriais, com seus respectivos perfis de demanda que especificam o consumo durante o dia. Como a concessionária necessita alimentar seus clientes durante todas horas do dia, seu sistema precisa ser dimensionado para o consumo durante o período de pico, com o intuito de fornecer energia elétrica suficiente para todos consumidores. Dessa forma, a capacidade instalada do sistema é muito maior quando comparada com o consumo diário, reduzindo o fator de carga. O fator de carga é um indicador do consumo de energia elétrica, analisando se sua utilização é racional e econômico, a partir da razão entre demanda média e demanda máxima. Assim é proposto a utilização de um BESS para o controle da curva de demanda, através do nivelamento da carga, balanceando geração e consumo. Para a análise dos impactos do BESS na curva de demanda, dois sistemas testes foram avaliados, um sistema simples e o sistema teste IEEE 13 barras para simulação de um típico sistema de distribuição. O desempenho da implementação de um BESS nos casos propostos foi positivo. Em ambos o BESS foi carregado nas horas em que o consumo era baixo e descarregado quando era mais elevado. Isso proporcionou uma maior uniformização da curva de demanda do transformador responsável pela alimentação das cargas, de forma a aumentar o fator de carga. Ao final dos testes notou-se que a utilização de um BESS para a melhora do fator de carga é tecnicamente viável.

Palavras-chave: Fator de Carga, BESS, Nivelamento de Carga, Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

FEASIBILITY OF USING A BATTERY BANK FOR THE IMPROVEMENT OF THE LOAD FACTOR

AUTHOR: Victor Roatt Refosco
ADVISOR: Ghendy Cardoso Júnior

This work focuses on the improvement of the load factor through the use of a battery energy storage system (BESS). A typical distribution system has residential, commercial and industrial loads, with their respective demand profiles, which specify consumption during the day. Because the utility needs to feed its customers at all hours of the day, its system needs to be dimensioned for peak consumption in order to provide enough electricity for all consumers. In this way, the installed capacity of the system is much higher when compared to the daily consumption, reducing the load factor. The load factor is an indicator of the consumption of electric energy, analyzing if its use is rational and economic, from the ratio between average demand and maximum demand. Thus, it is proposed to use a BESS to control the demand curve, by leveling the load, balancing generation and consumption. For the analysis of the BESS impacts on the demand curve, two test systems were evaluated, a basic system and the IEEE 13-bus Feeder for simulation of a typical distribution system. The performance of the implementation of a BESS in the proposed cases was positive. In both, the BESS was charged at times when consumption was low and discharged when it was higher. This provided a greater uniformity of the demand curve of the transformer responsible for the feed of the loads, increasing the load factor. At the end of the tests it was noticed that the use of a BESS for the improvement of the load factor is technically feasible.

Keywords: Load Factor, BESS, Load Leveling, Distribution Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Curva de Demanda Residencial	16
Figura 2 - Curva de Demanda Comercial	17
Figura 3 - Curva de Demanda Industrial	17
Figura 4 - Curva de Demanda Média e Máxima.....	18
Figura 5 - Valor Final da Energia Elétrica.....	20
Figura 6 - Exemplo de <i>Peak Shaving</i>	23
Figura 7 - PHS.....	24
Figura 8 - CAES	25
Figura 9 - Caso 1.....	32
Figura 10 - Curva de Demanda da Carga 1	33
Figura 11 - Curva de Demanda da Carga 2	34
Figura 12 - Curva de Demanda da Carga 3	34
Figura 13 - Curva de Carga e Descarga da Bateria	35
Figura 14 - Sistema Teste IEEE 13 Barras.....	36
Figura 15 - Curva de Carga e Descarga da Bateria	37
Figura 16 - Software OpenDSS.....	40
Figura 17 - Caso 1 - BESS de 30 kW	41
Figura 18 - Potência do Transformador.....	41
Figura 19 - Caso 1 - BESS de 10 kW	42
Figura 20 - Potência do Transformador.....	43
Figura 21 - Potência do Transformador da Subestação sem BESS.....	44
Figura 22 - Localização do BESS no Sistema Teste IEEE 13 Barras	45
Figura 23 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 350 kW	47
Figura 24 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 525 kW	49
Figura 25 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 1500 kW	50
Figura 26 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 350 kW	52
Figura 27 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 525 kW	54
Figura 28 - Comparativo das Curvas de Carga do Transformador da Subestação...	55
Figura A.29 - Sistemas IEEE 13 Barras Modificado	63

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1 - Matriz Energética Brasileira	10
Tabela 2 - Fator de Carga com um BESS de 350 kW	46
Tabela 3 - Fator de Carga com uma BESS de 525 kW	48
Tabela 4 - Fator de Carga com uma BESS de 1500 kW	50
Tabela 5 - Fator de Carga com dois BESSs de 350 kW	51
Tabela 6 - Fator de Carga com dois BESSs de 525 kW	53
Tabela 7 - Comparação dos Fatores de Carga	54
Tabela A. 1 - Características de Cada Nó do Sistema	65
Tabela A. 2 - Características dos Capacitores	66
Tabela A. 3 - Características Aéreas da Linha	66
Tabela A. 4 - Configuração Subterrânea da Linha	66
Tabela A. 5 - Dados do Regulador	67
Tabela A. 6 - Dados dos Transformadores	67
Tabela A. 7 - Dados das Cargas Pontuais	68
Tabela A. 8 - Dados da Carga Distribuída.....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias
CAES	Sistema de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido
ESS	Sistema de Armazenamento de Energia
FES	<i>Flywheel</i>
PHS	Sistema de Armazenamento de Energia por Bombeamento de Água
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	10
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	11
1.3	MOTIVAÇÃO.....	11
1.4	DELIMITAÇÕES DO TRABALHO.....	12
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	14
2.2	CONCEITOS DE CARGA E DEMANDA.....	14
2.3	FATOR DE CARGA.....	18
2.4	TARIFA.....	19
2.5	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (ESS).....	21
2.5.1	APLICAÇÕES	21
2.5.2	TIPOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	23
2.6	ESTADO DA ARTE.....	28
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	30
3	METODOLOGIA	32
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	32
3.2	CASO 1.....	32
3.3	CASO 2.....	35
3.4	CONSIDERAÇÃO FINAIS.....	37
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	39
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	39
4.2	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS.....	39
4.3	CASO 1.....	40
4.4	CASO 2.....	44
4.4.1	Análise utilizando um BESS de 350 kW	46
4.4.2	Análise utilizando um BESS de 525 kW	48
4.4.3	Análise utilizando um BESS de 1500 kW	49
4.4.4	Análise utilizando dois BESS de 350 kW	51
4.4.5	Análise utilizando dois BESS de 525 kW	52
4.4.6	Comparativo de Todos os Arranjos	54
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	57
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	57
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O sistema de distribuição e transmissão de energia elétrica brasileiro é muito grande quanto a sua necessidade de abastecimento de consumidores. Conforme VALOR (2018), em 2017 o Sistema Interligado Nacional (SIN) totalizou um consumo de 67.021 MW, com alta de 2,9% quando comparado com 2016. Sistema esse que é considerado hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, segundo ONS (2018b). Além disso, ele é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. ONS (2018a), determina mais precisamente que o sistema de transmissão tem extensão total de 134,765 km e prevê uma expansão de 19,983 km para 2019. A Tabela 1, especifica a capacidade instalada de fontes de geração no SIN no ano de 2017.

Tabela 1 - Matriz Energética Brasileira

Meios de Geração de Energia	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	105.406 (67,8%)
Term. Gás + GNL	12.597 (8,1%)
Term. Carvão	3.138 (2%)
Term. Óleo + Diesel	4.732 (3%)
Eólica	12.309 (7,9%)
Biomassa	13.623 (8,8%)
Solar	952 (0,6%)
Nuclear	1.990 (1,3%)
Outras	779 (0,5%)
Total	155.526

Fonte: Adaptado de ONS (2018a).

Como pode ser visto, a matriz energética do Brasil é pouco diversificada, de forma que a maior parte de sua geração é de fontes hidrelétricas. Apesar disso, outra

fonte de geração que está apresentando um grande crescimento é a energia solar, que no ano de 2017 apresentou aproximadamente 95 GW instalados globalmente através de painéis fotovoltaicos (PORTAL SOLAR, 2018). Além disso, esse crescimento só foi possível devido à alta do mercado na China, EUA e Índia em 2016. Conforme Portal Solar (2018), em 2017 os mercados de energia solar fotovoltaica apresentaram um equilíbrio perfeito entre as instalações de grande porte e a geração distribuída, demonstrando dessa forma uma solução para diversas necessidades.

É comum concessionárias possuírem uma capacidade instalada superior ao consumo diário de seus clientes, globalmente, essa distância entre geração e consumo é um dos principais problemas entre geração e consumo. Além disso, clientes optam pela utilização de geração distribuída (painéis fotovoltaicos e geradores à diesel) somente para períodos de pico, para redução de gastos. Com o intuito de balancear o perfil de geração e consumo e melhorar o fator de carga, é proposta a implementação de um banco de baterias.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral desse trabalho é demonstrar a viabilidade da implementação de um banco de baterias com o intuito de melhorar o fator de carga.

Como objetivos específicos, este trabalho visa:

- Demonstrar as tecnologias de sistemas de armazenamento;
- Demonstrar as vantagens e desvantagens da utilização de um banco de baterias;
- Equilíbrio entre consumo e geração;
- Melhorar o fator de carga dos sistemas testes.

1.3 MOTIVAÇÃO

O Brasil é conhecido por possuir um sistema interligado, isto é, as linhas de transmissão que alimentam tanto o sul do país quanto o norte, são dependentes entre si. O SIN possui na sua composição, linhas de transmissão, transformadores, condutores e torres de transmissão para o transporte de energia elétrica da geração para as respectivas concessionárias. Segundo ONS (2018c), o SIN possui atualmente

uma capacidade de geração que é superior a necessitada diariamente. Isso ocorre, pois é necessário que o sistema tenha capacidade de fornecimento de energia elétrica para todas as cargas instaladas no sistema ao mesmo tempo. Essa diferença entre consumo e geração está proporcionando a utilização de sistemas de armazenamentos (ESS) para balanceamento entre consumo e geração, auxílio no fornecimento de energia, controle de frequência e diminuição de perdas. Essa aplicação tem a finalidade de eficientizar a utilização de energia elétrica, para diminuição de perdas e dos preços, por isso é proposto a utilização de um sistema de armazenamento com baterias (BESS) para o controle da curva de carga e melhora do fator de carga de um sistema.

1.4 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

As delimitações deste trabalho são:

- Criação de curvas de demanda com características residenciais e comerciais;
- Utilização do *software* OpenDSS para simulação dos sistemas testes;
- Utilização do *software* Excel para análise dos perfis de demanda;
- Utilização do BESS de *Li-íon* com eficiência de 90% e descarga de 100%.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em cinco capítulos, cuja introdução trata-se do Capítulo 1. Já o Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, de conceitos básicos como carga, demanda e tarifa, os diferentes tipos de ESS e suas respectivas características, além de uma análise de alguns trabalhos da área.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia, perfis de carga, perfil de carregamento e descarregamento do BESS utilizados para demonstrar os seus impactos nos dois sistemas testes propostos.

O Capítulo 4 mostra os resultados obtidos a partir da simulação dos casos apresentados. O desempenho do BESS é demonstrado a partir da análise da curva de demanda do transformador que alimenta as cargas e do fator de carga com e sem

o BESS. Por último, é abordado a viabilidade do sistema através de um comparativo de todos os testes realizados.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões finais e sugestões de pesquisas futuras que podem ser realizados a partir do que foi apresentado ao longo deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Anteriormente ao estudo da viabilidade da utilização de um banco de baterias para a melhora do fator de carga, é necessário estabelecer conceitos básicos como os tipos de carga do sistema de distribuição, demanda e tarifa, além dos diferentes tipos de ESS. O presente capítulo apresentará os conceitos iniciais sobre carga, demanda, fator de carga e tarifa em sistemas de distribuição de energia elétrica. Posteriormente, serão dispostos os diferentes tipos de ESS existentes, os critérios utilizados para sua seleção, além disso serão expostas as aplicações de cada tipo de ESS e os custos aproximados para instalação. Por último serão citados alguns dos trabalhos da área que propõem a utilização de sistemas de armazenamentos integrados à rede, os quais foram utilizados como referência para a criação deste trabalho.

2.2 CONCEITOS DE CARGA E DEMANDA

Segundo Alves (2007), carga é qualquer equipamento ou conjunto de equipamentos, que quando conectado a um sistema elétrico absorve potência do sistema. Elas podem ser classificadas segundo vários critérios, tais como posição geográfica (regiões urbanas, rurais, sistemas isolados), tipo de utilização de energia (residencial, comercial, industrial, entre outras), grau de dependência do suprimento (cargas sensíveis, cargas semi-sensíveis, cargas normais) e de acordo com o efeito da carga sobre o sistema de distribuição.

O objetivo de um planejamento do sistema de distribuição é garantir que o crescimento de demanda por energia elétrica seja suprido através da construção de sistemas de distribuição adicionais. Planejadores do sistema de distribuição devem prever a magnitude e localização de novas cargas, com o intuito de melhor dimensionar uma linha de distribuição ou até mesmo uma subestação. Estas que precisam ser alocadas e dimensionadas de forma à fornecer energia elétrica a carga da maneira mais efetiva, minimizando perdas nos alimentadores e custos de construções, além de garantir confiabilidade da rede (GÖNEN, 2007). Para que isso

seja possível, é necessário o conhecimento dos fatores típicos de carga, que expressam o comportamento ou as características de um conjunto de consumidores.

O primeiro fator é conhecido como demanda, que é a média das potências elétricas ativas e reativas, solicitadas ao sistema pela parcela da carga instalada, durante um intervalo específico de tempo, sendo normalmente expressa em kW e kVAr (PRODIST, 2011). No Brasil, as concessionárias de energia elétrica fazem a medição da demanda a partir de contadores que registram o consumo de energia a cada 15 minutos. Após isso, uma média é calculada entre os quatro valores medidos durante uma hora, determinando assim a demanda média em uma hora de consumo da instalação. A demanda máxima de uma instalação é o maior dos valores registrados pelo contador em um período específico de tempo, sendo dessa forma fundamental especificar o período analisado como, dia, semana, mês ou ano.

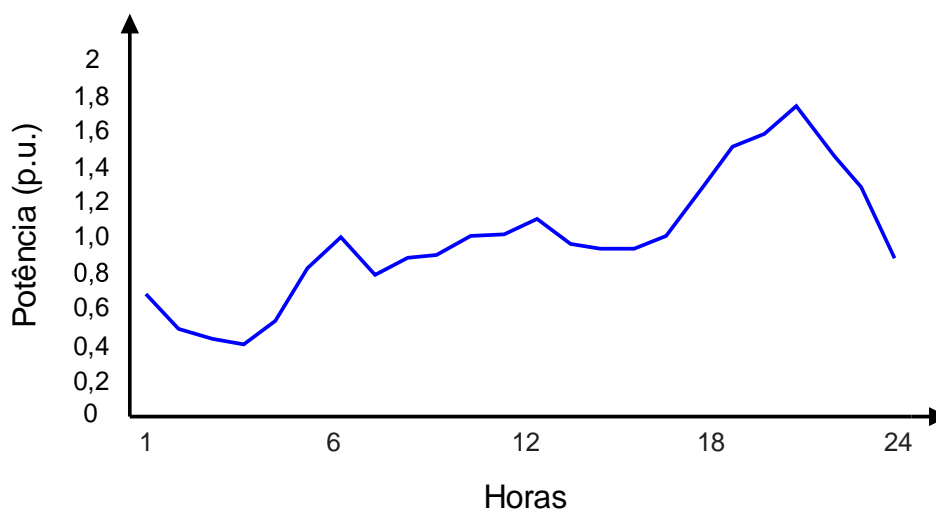
A demanda contratada pela a unidade consumidora, conforme PRODIST (2011) é a potência ativa que deve ser fornecida pela concessionária para o consumidor, conforme o valor e período fixados no contrato assinado por ambas as partes. Por exemplo, caso uma indústria possua uma demanda máxima de 50 kW durante as horas de ponta e nos horários de fora ponta ela necessite de apenas 35 kW, em seu contrato com a concessionária, ela precisará contratar no mínimo os 50 kW que são necessários para a utilização nas horas em que ocorre a demanda máxima. O excedente contratado, mesmo que não utilizado nas demais horas do dia, precisa ser pago integralmente, como se a indústria consumisse durante as 24h do dia 50 kW. Caso em uma determinada hora o consumidor necessite de 70 kW para operação, a potência será fornecida, porém na fatura haverá uma demanda de ultrapassagem de 20 kW, sendo cobrada uma taxa de ultrapassagem por kW.

A partir dos dados registrados por hora é possível a construção de uma curva característica do consumo diário do consumidor, mais conhecida como curva de carga. A curva de carga varia de acordo com o cliente, pois a curva de uma indústria é bem diferente quando comparada com a de uma residência. Dessa forma existem três principais tipos de consumidores, residencial, comercial e industrial.

O consumidor residencial tem uma característica bem específica e comum, em que apresenta uma carga sensível as condições meteorológicas e a mudanças econômicas e tarifárias. A curva de carga residencial, pode ser vista na Figura 1, em que apresenta um baixo consumo na madrugada e um aumento no consumo pela manhã. Após isso ocorre um crescimento constante até as 18h do dia, momento em

que começa o período de ponta. Em que o consumo é elevado, com o retorno dos consumidores para suas casas, devido ao fim da jornada de trabalho, e então utilização de chuveiros, condicionadores de ar e outros equipamentos.

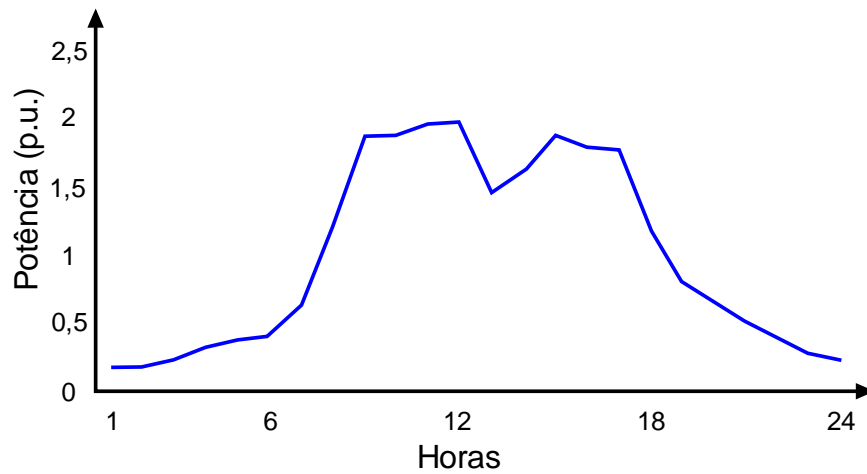
Figura 1 - Curva de Demanda Residencial



Fonte: O autor.

O consumidor comercial apresenta uma carga mais sensível a sazonalidade, a condições meteorológicas, sensível a mudanças econômicas e também a qualidade de energia elétrica entregue pela concessionária. Normalmente um estabelecimento comercial possui um período de funcionamento de segunda a sábado, das 8h às 18h. A Figura 2, apresenta uma curva de demanda com característica comercial, em que o consumo mais alto ocorre pela manhã e à tarde, com uma diminuição ao meio dia, devido ao intervalo de almoço dos funcionários.

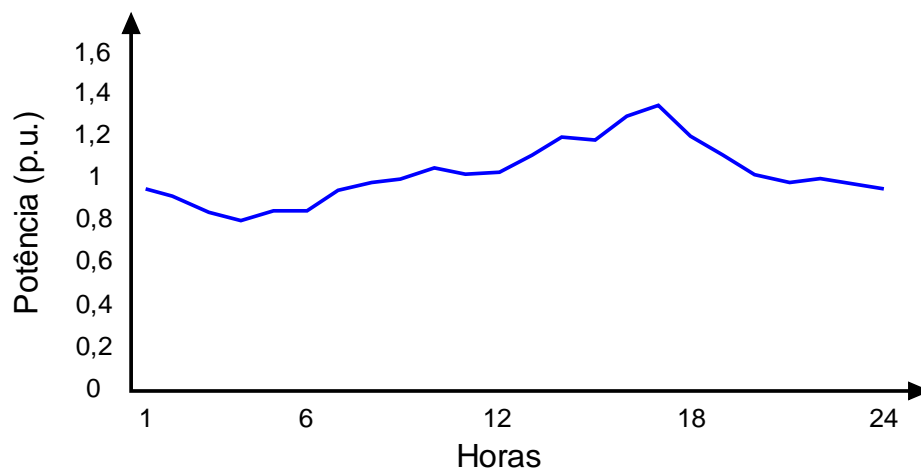
Figura 2 - Curva de Demanda Comercial



Fonte: O autor.

Por fim, a curva do consumidor do tipo industrial é caracterizada por apresentar uma carga bem específica, definida pelos períodos específicos de operação. A Figura 3 representa uma indústria que demanda uma potência praticamente constante durante determinado período.

Figura 3 - Curva de Demanda Industrial



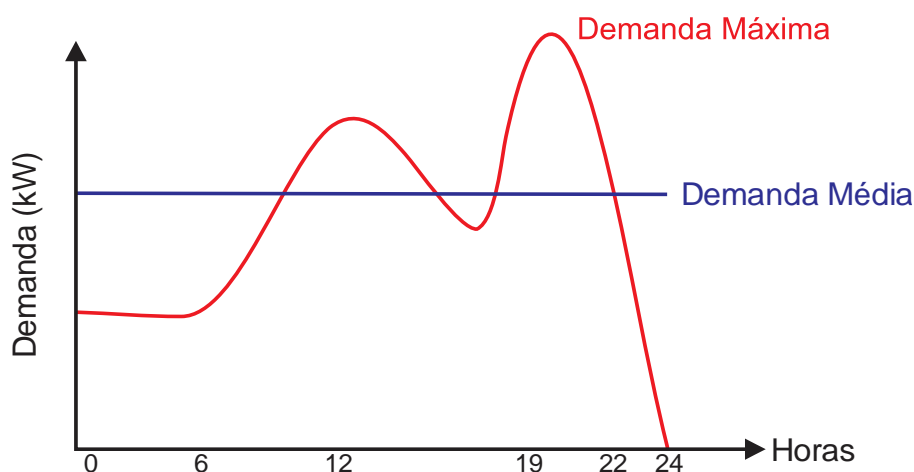
Fonte: O autor.

2.3 FATOR DE CARGA

Com base nos conceitos dispostos na seção anterior, é possível determinar o fator de carga de uma curva de demanda. O fator de carga é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora no intervalo especificado, conforme a Equação (2.1) e a Figura 4.

$$F_c = \frac{D_{m\acute{e}dia}}{D_{m\acute{a}xima}} \quad (2.1)$$

Figura 4 - Curva de Demanda Média e Máxima



Fonte: O autor.

Conforme Kersting (2006), o fator de carga é considerado como um índice que demonstra se a energia elétrica está sendo utilizada de maneira racional e econômica. Quanto mais próximo de um o resultado, mais linear é a curva de carga do consumidor. Ou seja, o preço médio pago pela energia consumida é diminuído, demonstrando um melhor aproveitamento da instalação elétrica e dos investimentos. Dessa forma, o gerenciamento de contas do uso de energia elétrica permite um controle do consumo médio e redução da demanda máxima, aumentando assim o fator de carga da instalação. Conseqüentemente a energia pode ser fornecida pela concessionária para o consumidor com maior qualidade e confiabilidade.

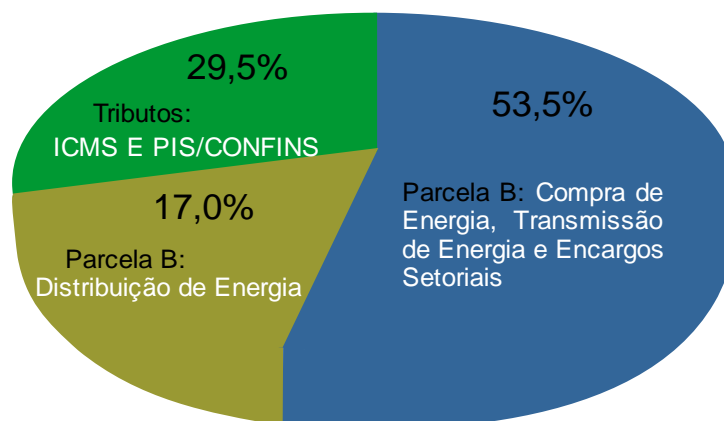
Já um baixo fator de carga pode ocorrer devido a utilização de equipamentos com grande potência, que operam a plena carga somente em algumas horas do dia e

após isso operam com uma carga muito reduzida ou são até mesmo desligados. Outro fato seria a ligação simultânea de grandes cargas, curto circuitos e uma falta de programação para a utilização racional da energia. Dessa forma, um aumento no fator pode ser conseguido a partir de um cronograma da utilização de equipamentos elétricos, anotando seus horários de funcionamento. Conseqüentemente quando o fator de carga torna-se mais próximo de um, o consumo do cliente pode ser previsto pela concessionária, reduzindo assim a tarifa, pois o planejamento de expansões são mais precisos. Assim, é necessário conhecimentos básicos sobre tarifa para um melhor entendimento das vantagens econômicas e técnicas da melhora do fator de carga de uma instalação.

2.4 TARIFA

Para a sustentabilidade econômica da distribuição de energia é necessário a aplicação de tarifas que remunerem a estrutura necessária para o serviço de transmissão, distribuição. Por isso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desenvolve metodologias para cálculo das tarifas de diferentes segmentos do setor elétrico, considerando nesses cálculos fatores econômicos, sinalização ao mercado e infraestrutura de geração, transmissão e distribuição (ANEEL, 2016). A tarifa brasileira é composta a partir dos custos por energia gerada, por transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e pelos encargos setoriais. Esses encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para que a implementação de políticas viáveis para o setor elétrico, como o custeio de combustíveis (ANEEL, 2015a). Além disso, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram outros tributos na conta de luz, tais como PIS/COFINS, ICMS e a contribuição para a Iluminação Pública. A tarifa para o transporte de energia pode ser dividida em Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão (TUST), em que ambas são somadas a tarifa de geração de energia para compor a tarifa que é cobrada por kWh pelo consumo de energia. A Figura 5, demonstra de forma mais simples como é composta a tarifa de energia elétrica.

Figura 5 - Valor Final da Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de ANEEL (2015a)

Segundo ANEEL (2015b), é necessário um sistema tarifário para distinguir períodos em que a produção de energia elétrica é mais difícil, devido a fatores como temperatura, carga e fatores imprevisíveis da natureza. Por isso, as bandeiras verde, amarela e vermelha (patamar 1 e 2) foram criadas. A primeira é utilizada quando as condições para geração de energia elétrica são favoráveis, de modo que a tarifa calculada anteriormente não sofre nenhum acréscimo. A segunda bandeira acresce à tarifa um valor de R\$0,010 para cada kWh consumido, devido as condições menos favoráveis para geração. Já a terceira no patamar 1, acresce à tarifa um custo de R\$0,030 para cada kWh consumido, em razão de condições mais onerosas para geração. Enquanto que no patamar 2 é acrescido R\$0,050 à tarifa para cada kWh consumido, devido a condições mais custosas ainda para a geração. Este sistema de bandeiras é aplicado em praticamente todo o território brasileiro, exceto Roraima que não está no SIN e sistemas isolados, que não utilizam as bandeiras tarifárias.

Ainda há outra divisão acerca dos consumidores de alta e média tensão, que são considerados do Grupo A e possuem três modalidades de tarifas, convencional binômica, verde e azul. A tarifa convencional para o Grupo A é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda, que independem da hora de utilização do dia. Ou seja, caso o consumidor contrate 200 kW da concessionária, o valor da conta de luz será referente a esse valor, mesmo que seja consumido menos em horários em que a carga é menor. Tanto a tarifa verde quanto a azul são opcionais, a primeira propõe uma demanda de custo único, com um consumo diferenciado devido ao horário e ao período do ano. Enquanto que a tarifa azul possui uma tarifa

de acordo com o consumo e com a demanda de potência, conforme as horas de utilização do dia (ANEEL, 2015b).

Já as tarifas do Grupo B são destinadas a consumidores de baixa tensão, com uma tensão inferior a 2,3 kV, das classes, B1 (Residencial), B2 (Classe Rural) e B3 (industrial, comercial, etc.). Essas tarifas são estabelecidas somente para a componente de consumo, ou seja, o consumidor possui uma característica monômnia, de forma que o custo de demanda de potência já está adicionado no custo de fornecimento. Logo, o consumidor do Grupo B somente paga o valor consumido, pois quando contratada a energia elétrica com a concessionária, não se assina um contrato de demanda (ANEEL, 2015b).

2.5 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (ESS)

2.5.1 APLICAÇÕES

A potência demandada varia de tempo a tempo e o preço da energia elétrica muda de acordo com essa variação. Normalmente o preço por energia elétrica nas horas de pico é maior, devido à alta demanda, enquanto que nos períodos de fora de ponta os valores são menores. Durante os períodos de pico, quando o consumo é mais elevado do que a média, as concessionárias precisam alimentar as cargas com meios de geração mais caros, como geradores a óleo e a diesel. Após esse período, essas gerações auxiliares podem ser interrompidas para evitar gastos desnecessários. Um ESS pode beneficiar financeiramente um sistema desse tipo, pois do ponto de vista da concessionária, há um grande potencial de redução nos custos de geração, a partir da eliminação de métodos mais custosos. Isso é possível, pois o ESS armazena energia durante as horas em que o custo de geração são baixos (madrugada) e a reinsere durante os períodos de pico. Já do ponto de vista do consumidor, é possível o armazenamento durante as horas de fora de ponta e a venda de eletricidade para a concessionária durante as horas de ponta (IEC, 2011).

Conforme IEC (2011), outra aplicação do ESS é manter uma alimentação de potência contínua e flexível ao cliente. Caso a quantidade necessitada de energia elétrica não possa ser fornecida ao consumidor, a qualidade da energia irá diminuir, podendo levar a uma interrupção no seu fornecimento. Além disso, a concessionária precisa de um controle de frequência para a administração de suas variações na

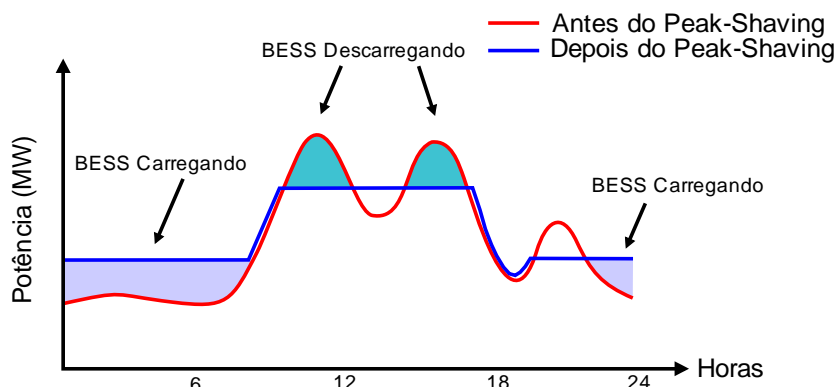
demanda, utilizando potência para correção desses problemas. Logo, sistemas de armazenamento de energia elétrica são úteis, pois podem fornecer a potência desejada pelo sistema, controlando assim sua frequência.

Em sistemas em que há uma grande distância entre a geração e o consumo, os riscos de interrupção no fornecimento de energia elétrica são maiores, devido a desastres naturais, problemas com sobrecarga e acidentes operacionais. Por esses motivos, a utilização de um ESS ajuda quando ocorrerem falhas na rede elétrica, garantindo a alimentação dos consumidores. Eles podem ser utilizados para evitar problemas de congestionamentos no sistema elétrico, armazenando eletricidade quando necessário. Essa abordagem permite o adiamento ou a suspensão da criação de novas linhas para a expansão do sistema de transmissão e distribuição (IEC, 2011).

Sistemas de armazenamento com baterias (BESS), podem atenuar o problema de alimentação de energia elétrica para aplicações móveis e para áreas isoladas de difícil acesso das linhas de transmissão. Na ausência de rede elétrica, a alimentação de casas e o carregamento de carros elétricos tornam-se desafios, porém com a utilização de um BESS isso é possível.

Essa grande quantidade de aplicações variam desde necessidades de potência elétrica de forma rápida para o aumento na confiabilidade até a gestão de energia de forma lenta para melhora da rentabilidade. Aplicações de alta potência precisam de descargas elétricas em frações de segundos, enquanto que aplicações de alta energia necessitam de descargas durante horas (NOURAI, 2002). As ações de alta potência incluem garantir a qualidade da energia elétrica e a ininterruptão do seu fornecimento. As tecnologias que atendem essas necessidades precisam operar em frações de segundo para melhorar a confiabilidade do sistema. Já as ações de alta energia incluem a gestão energética de aplicações como *peak shaving* e nivelamento de carga, em que os ESS são usados em ciclos diários para ganho econômico.

Segundo Kerestes, Reed e Sparacino (2012), *peak shaving* é a técnica que armazena energia durante as horas de baixo consumo e descarrega energia no sistema em períodos em que o consumo é alto. A Figura 6, demonstra como funciona essa técnica.

Figura 6 - Exemplo de *Peak Shaving*

Fonte: Adaptado de Uddin et al. (2018).

Como demonstrado na Figura 6, o BESS é carregado durante as horas de menor consumo e então é descarregado durante o período de maior consumo. O *peak shaving* tem a finalidade de reduzir a demanda máxima e o consumo nas horas de pico do sistema elétrico e conseqüentemente os gastos a partir da utilização de um ESS para o descarregamento de potência nesses períodos. O nivelamento de carga funciona de forma semelhante, porém possui o objetivo de nivelar a curva de carga a fim de torná-la o mais linear possível. A partir de ambas técnicas de controle de consumo de energia elétrica, a melhora do fator de carga pode ser realizada.

Este trabalho propõe a utilização de um sistema de armazenamento (ESS) para a gestão energética, pelo controle da curva de carga através das técnicas conhecidas como *peak shaving* e nivelamento de carga, com o intuito de melhorar o fator de carga da instalação em que o ESS foi instalado.

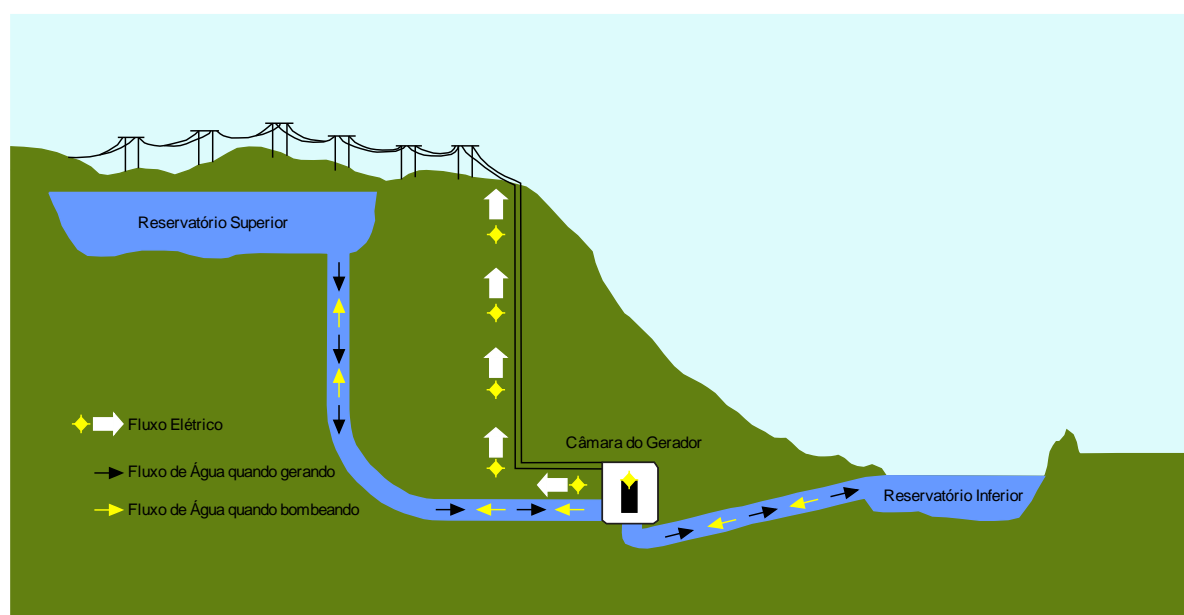
2.5.2 TIPOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Conforme dito na seção 2.5.1, há duas classificações referentes as aplicações do ESS na rede, uma que necessita de alta potência para operação e outra de alta energia para a gestão de energia elétrica. Outra classificação utilizada é referente as formas em que o armazenamento ocorre. Os ESSs mais utilizados são, mecânico, eletroquímico, químico, elétrico e térmico. Este trabalho, tem foco em demonstrar as principais diferenças entre o armazenamento mecânico, eletroquímico e elétrico.

2.5.2.1 Mecânico

As formas de armazenamento mecânico mais comuns são por bombeamento hidrelétrico (PHS), ar comprimido (CAES) e *flywheel* (FES). As PHS, segundo IEC (2011) correspondem a 99% da capacidade de armazenamento elétrico existente no mundo, com mais de 120 GW de potência, porém sendo apenas 3% da capacidade de geração mundial. Uma PHS convencional é um sistema que utiliza dois reservatórios de água, conforme Figura 7, para a alimentação de uma turbina que gera energia elétrica.

Figura 7 - PHS



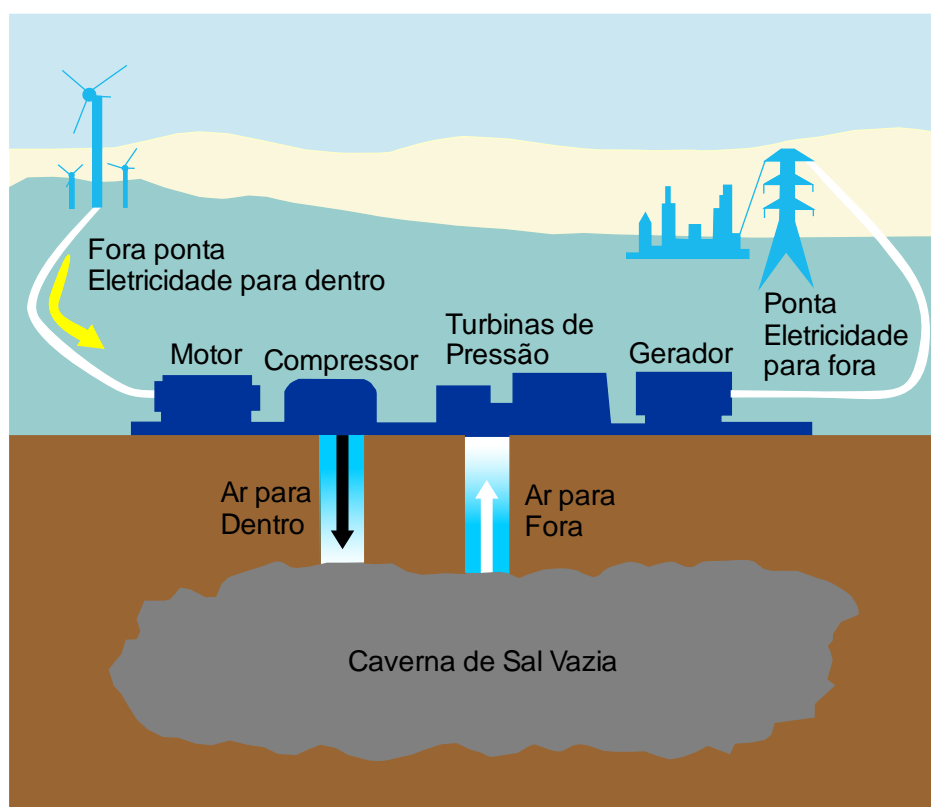
Fonte: Adaptado de NEW CIVIL ENGINEER (2018)

Durante os períodos de fora de pico a água é bombeada para o reservatório superior, “carregando” o reservatório. Quando necessitada a descarga de energia elétrica à rede, a água desce do reservatório superior para o inferior, alimentando a turbina que produz energia elétrica. Esta tecnologia tem um tempo de descarga que pode ocorrer em horas ou dias, mantendo uma eficiência de 70% à 85%. Esse tipo de armazenamento é utilizado para a gestão de energia elétrica, devido ao seu baixo custo de \$5 à \$21 por kWh e sua grande quantidade de ciclos a partir de sua instalação, apresentando boa vida útil (IRENA, 2017). A principal desvantagem do

sistema é a dependência de condições topográficas favoráveis para a instalação da planta, em um local grande e com um desnível para a construção dos reservatórios.

O armazenamento por ar comprimido (CAES) é um tipo de sistema que utiliza o ar como um meio armazenamento, devido a sua alta disponibilidade. A Figura 8, apresenta os processos desta tecnologia, em que a eletricidade é utilizada para comprimir o ar e armazená-lo em estruturas embaixo ou acima da terra como, minas, cavernas e aquíferos. Quando energia elétrica é necessitada, o ar comprimido é misturado com gás natural que então é queimado e expandido em turbinas de gás, produzindo assim a energia demandada.

Figura 8 - CAES



Fonte: Adaptado de Achkari e El Fadar (2018).

Segundo IEC (2011), essa forma de armazenamento está bem amadurecida, porém possui uma eficiência de menos de 50%. Apesar da baixa eficiência e da limitação geográfica, essa tecnologia é muito confiável e possui uma grande capacidade de alimentação. Os preços para instalação de um CAES são de \$2 à \$53 por kWh, segundo IRENA (2017).

O armazenamento por *Flywheel* armazena energia em um cilindro rotativo, através de energia cinética. Essa energia permanece no *Flywheel* mantendo o cilindro rotacionando em uma velocidade constante. O aumento nessa velocidade resulta em um acréscimo na quantidade de energia armazenada, enquanto que uma redução na sua velocidade, possibilita a descarga dessa energia para o sistema. Suas principais vantagens são uma grande vida útil, pouca manutenção, alta densidade de potência, além de ciclos com uma boa estabilidade (IEC, 2011). Segundo Alhamali et al. (2016), *Flywheels* possuem eficiência de 93% e uma vida útil de 20 anos, além de um rápido carregamento e uma alta densidade de energia. Apesar disso seus custos, conforme IRENA (2017), são elevados pois variam de \$1500 à \$3000 por kWh.

2.5.2.2 Eletroquímico

Existem muitos sistemas de armazenamentos que utilizam da eletroquímica como conversão da energia elétrica, os principais tipos são as baterias de *Lead Acid*, *Li-íon*. Segundo IEC (2011), as baterias de *Lead Acid* são as mais maduras e são utilizadas comercialmente desde 1890. Suas principais aplicações são para a integração de sistemas fotovoltaicos com a rede, para situações de alimentação emergencial e, como mais conhecida, para dar partida em carros. Tipicamente as baterias que têm o intuito de fornecer energia elétrica a sistemas estacionários, possuem uma vida útil de 6 à 15 anos, com uma quantidade de 1500 ciclos e descarga de 80% da capacidade da bateria, mantendo um eficiência de 80% à 90%. Antigamente os valores das baterias estacionárias eram considerados altos, mas com a produção em massa os preços foram reduzidos. Segundo IRENA (2017), baterias do tipo *lead acid* tem um custo que varia de \$105 à \$147 por kWh. Uma das desvantagens dessa tecnologia é referente a sua diminuição na capacidade de descarga para 50% à 70%, quando tratam-se altas potência ao decorrer de uma hora. Além disso elas apresentam uma baixa densidade de energia e são construídas a partir de chumbo um material perigoso, porém são facilmente recicláveis, possuem um bom desempenho e uma tecnologia de carregamento simples.

As baterias *Li-íon*, segundo IEC (2011), possuem uma alta densidade de energia, além de apresentaram uma alta tensão em suas células. Elas tornaram-se muito importantes em aplicações móveis, como celulares e carros elétricos. Devido a essa grande utilização e produção, é previsto uma redução dos custos com essa

produção em massa. A empresa Tesla utiliza baterias de lítio em seus bancos de baterias devido à grande qualidade da tecnologia. Conforme Tesla (2018), bancos de baterias de lítio são desenvolvidos para as concessionárias implementarem em seus sistemas, com o intuito de fornecer flexibilidade ao sistema, além de regulação de frequência, suporte na tensão, reserva para emergências, entre outros.

Segundo IRENA (2017), os preços para a instalação de um bateria de lítio variam de \$200 à \$1050 por kWh, conforme a tecnologia utilizada na sua construção. Dentro todas as tecnologias de baterias estudadas pela LAZARD (2017), a bateria que mais destacou-se em relação ao custo benefício, foram as baterias de lítio.

Um das principais vantagens dessa tecnologia é sua flexibilidade em relação ao tempo de descarga, que pode ocorrer desde segundos até semanas. Além disso as baterias de lítio apresentam uma alta eficiência, em torno de 95% à 98%, e uma disponibilidade de 5000 ciclos (IEC, 2011). Porém, um dos seus problemas é a segurança em relação a instabilidade térmica dos eletrodos. Por isso as baterias são sempre equipadas com monitores para evitar o seu sobreaquecimento. É importante destacar que essa tecnologia, ainda está em desenvolvimento e possui um grande potencial devido sua produção em massa.

2.5.2.3 Elétrico

O principal meio de armazenamento elétrico é o capacitor de duas camadas (DLC) ou mais conhecido como supercapacitor. Eles são mais evoluídos quando comparados com um simples capacitor, pois possuem uma quantidade praticamente ilimitada de ciclos estáveis e uma alta capacidade de potência. Devido a sua baixa resistência esses supercapacitores apresentam a capacidade de executarem cargas e descargas muito rápidas, desde segundos até horas. Eles também possuem uma grande confiabilidade, durabilidade e vida útil, com uma eficiência em volta dos 90%. Porém sua principal desvantagem é o alto custo para construção. Os supercapacitores, por apresentarem alta velocidade de carga e descarga, são recomendados para aplicações de alta potência para o controle da qualidade de energia elétrica, não sendo ideais para operações de *peak shaving* e nivelamento de carga (IEC, 2011).

2.6 ESTADO DA ARTE

O estudo de bancos de baterias com o intuito de melhorar o sistema elétrico teve grande avanço com Jung, Kim e Rho (1996), a partir da criação de um método para determinar a melhor localização e capacidade de um BESS para um sistema. Foi comprovado a partir da simulação de um sistema de distribuição da Coreia que o BESS melhorou o fator de carga durante o dia e a noite. Apesar disso foi destacado que um estudo para estimar os custos e benefícios econômicos precisa ser realizado. Enquanto isso, Lo e Anderson (1999), demonstram a possibilidade do BESS diminuir os custos para a concessionária e para o cliente, com a utilização de um método que usa de uma programação dinâmica, da decomposição da curva de carga para reduzir tempo e memória computacional, de uma técnica de mudança de horário e do despacho econômico do BESS. Além disso, diz-se que as principais aplicações do BESS são para controle de frequência, *load following*, *peak shaving* e nivelamento de carga. O estudo de Oudalov et al. (2006), além de propor uma análise das aplicações anteriores, realiza uma análise monetária do BESS. Apesar das vantagens técnicas apresentadas com a implementação do banco, ele não retorna ganho financeiro, devido ao alto custo. Além disso, Oudalov, Cherkaoui e Beguin (2007) visam a redução da demanda de pico e dos custos de uma indústria, através de *peak shaving* e de uma programação dinâmica. Sendo esta utilizada para obter a melhor estratégia para o carregamento e descarregamento do BESS, otimizando a diminuição dos gastos com energia elétrica.

Segundo Mohd et al. (2008), a integração de sistemas de armazenamento (ESS) descentralizados nas concessionárias é de extrema importância. É abordado os diferentes tipos de ESS e suas principais funções e benefícios financeiros. Já Dupont e Baltus (2009) sugerem a integração de um grande BESS para a realização do nivelamento de carga em grande escala. Concluiu-se que o banco de baterias pode ajudar a reduzir os custos de geração que utilizam de óleos combustíveis como gasolina, diesel e petróleo bruto. Ademais, garante-se um adiamento na necessidade de atualização do sistema de geração e uma redução na emissão de dióxido de carbono na atmosfera. Venu et al. (2009), propõem o dimensionamento de um BESS para a diminuição da demanda de pico de um alimentador residencial, analisando o impacto da geração distribuída (painéis fotovoltaicos) na curva de carga e no dimensionamento do banco. Foi afirmado que a utilização de um BESS diminui a

potência de pico do sistema, caso adicionado um painel fotovoltaico, há uma redução na potência das baterias, fato dependente da penetração solar.

Eyer e Corey (2010) e Roberts e Sandberg (2011), analisam os diferentes tipos de ESS e as aplicações mais eficientes para cada tecnologia. É demonstrada a importância dos ESSs como um equipamento indispensável para a futura rede elétrica, devido a sua integração com fontes renováveis intermitentes, ao fornecimento auxiliar para controle de tensão e frequência, além de fornecer uma geração extra nas horas de pico. Segundo IEC (2011), os sistemas de armazenamento são a chave para a solução de problemas como oscilação de potência e para aplicações de alta potência e alta energia, pois reduzem os custos de energia elétrica, melhoram a confiabilidade da alimentação, mantendo e melhorando a qualidade da potência elétrica, da frequência e da tensão. Foram apresentados os diferentes papéis do ESS do ponto de vista da concessionária, do cliente e de geradores de energia renovável. E analisadas as diferenças entre as tecnologias de armazenamento existentes e entre as aplicações mais viváveis para cada sistema.

Segundo Kerestes, Reed e Sparacino (2012), os benefícios que um ESS pode trazer a rede são múltiplos. As principais tecnologias abordadas no trabalho são baterias de NaS, *Lead Acid* e um PHS. Foi concluído que a utilização de ESS para o nivelamento da carga traz muitos benefícios à rede, sendo PHS o sistema mais barato, possuindo um tempo de resposta de até segundos, apesar disso sua dependência geográfica é prejudicial para a implementação do sistema. A utilização de baterias não foi considerada a melhor possibilidade, devido a imaturidade em relação aos custos, eficiência e vida útil, porém é dito que elas possuem uma grande possibilidade de serem utilizadas na rede elétrica futuramente.

Conforme Rahimi et al. (2013), a melhor operação do BESS ocorre em um sistema de distribuição, pela redução nas perdas e na demanda do sistema, além de proporcionar uma melhora no perfil de tensão durante as horas de pico. Isso somente é possível, pois o algoritmo proposto é simples e compara a carga agregada com a medida de um determinado período, mantendo essa análise simples, rápida e efetiva para a concessionária. Mehr, Masoum e Jabalameli (2013), apresentam um controle de corrente de uma bateria de *Li-íon* que utiliza o seu estado de carregamento e um gerador PWM para melhorar a eficiência do sistema a partir de *peak shaving* e nivelamento de carga. Enquanto isso, Park et al. (2015) propõem um método

exaustivo composto por duas etapas para dimensionamento do melhor ESS para *peak shaving* e nivelamento de carga.

Deeba et al. (2016) criaram um modelo matemático para adiamento da atualização da rede com a utilização de um BESS. E comprovaram que essa ferramenta é eficiente para otimizar a localização e o tamanho do BESS para diversos cenários, como o aumento das cargas e da penetração fotovoltaica no sistema. Segundo Byrne et al. (2017), um ESS fornece flexibilidade e robustez ao sistema, por isso é realizada uma análise da gestão dos ESS e as melhores ferramentas para aumentar a sua eficiência. Prasatsap, Kiravittaya e Polprasert (2017) apresentam uma abordagem para o dimensionamento da melhor potência do BESS para *peak shaving*. Um dos critérios é através da definição das horas de *peak shaving* e o outro é de acordo com a potência definida para início da técnica. Um BESS foi implementado em uma universidade da Tailândia para análise do impactos na redução dos custos de energia elétrica. Concluiu-se que os gastos de energia elétrica podem ser reduzidos a partir da *peak shaving* com a utilização do BESS.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os principais conceitos necessários para a compreensão das vantagens da melhora do fator de carga de uma curva de demanda. Como foi explicado, o planejamento do sistema de distribuição é importante, pois ele prevê as futuras expansões necessárias para rede, devido ao aumento de carga e a sua necessidade de fornecimento. Esta carga, como demonstrada apresenta uma curva característica, o perfil de consumo do cliente, classificando ele como consumidor residencial, comercial ou industrial. Outro conceito exposto foi a tarifa, composta pelos custos por geração, transporte (transmissão e distribuição) e pelos encargos setoriais. O modelo tarifário brasileiro, divide os preços do kWh conforme a horas de consumo, por exemplo os horários de ponta são mais caros, enquanto que os horários de fora ponta são mais baratos, possibilitando uma redução da conta de luz do cliente a partir do ajuste de sua curva de demanda. Normalmente, os horários de maior consumo ocorrem nos períodos de ponta, enquanto que o menor consumo, normalmente ocorre nos períodos de fora ponta, dessa forma há vantagens na utilização de ESS no sistema.

Mostrou-se que os ESS possuem diversas aplicações e vantagens, por isso foram classificados conforme suas aplicações e seu tempo de descarga. Por exemplo, aplicações que necessitam de alta velocidade e potência como o controle da qualidade da energia elétrica e a regulação da frequência, utilizam como sistema de armazenamento, supercapacitores e *Flywheels*. Enquanto que aplicações que demandam de uma velocidade média (minutos à horas) e alta energia, como *peak shaving* e nivelamento de carga, podem utilizar PHS e CAES. Porém atualmente bancos de baterias de *Lead Acid* ou *Li-ion*, estão sendo usados para essas aplicações, devido à larga escala de produção, redução nos seus custos e fácil mobilidade.

Por último foi abordado um breve histórico de trabalhos que classificam os diferentes tipos de sistemas de armazenamento e suas aplicações mais viáveis, outros que apresentam diferentes técnicas para o dimensionamento do melhor ESS ou BESS para *peak shaving* ou nivelamento de carga de um sistema teste.

3 METODOLOGIA

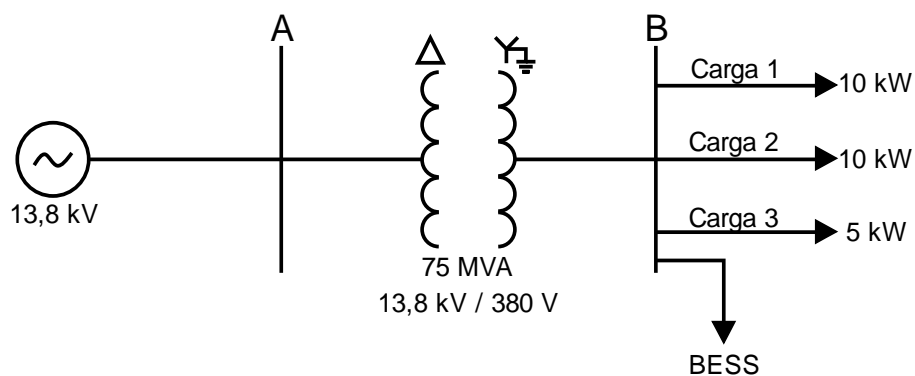
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para comprovar a viabilidade da utilização de um banco de baterias para a melhora do fator de carga. Para isso foi utilizado o *software* OpenDSS para a simulação dos dois casos propostos nesse trabalho. Sendo o Caso 1, um circuito básico que facilita o entendimento dos resultados obtidos e o Caso 2, o sistema teste IEEE 13 Barras que simula um sistema de distribuição de energia elétrica.

3.2 CASO 1

Para um melhor entendimento das vantagens da melhora do fator de carga, no Caso 1 foi utilizado um circuito simples, conforme a Figura 9.

Figura 9 - Caso 1



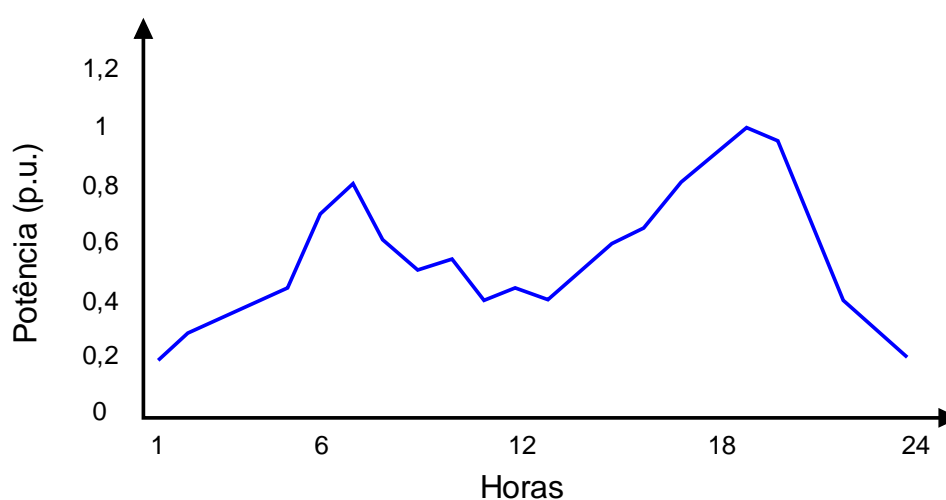
Fonte: O autor.

O gerador foi configurado como referência e com uma tensão base de 13,8 kV, ângulo de fase de 0° e frequência de 60 Hz. Já o transformador foi disposto entre as barras A e B, com potência de 75 MVA e com as tensões de 13,8 kV e 380 V, e ligações delta e estrela-aterrado, para o lado primário (alta tensão) e secundário (baixa tensão), respectivamente. Além disso foi adicionado ao sistema três cargas monofásicas, duas de 10 kW e uma de 5 kW conectadas na barras B. E então foi

adicionado um BESS trifásico na barra B, com o intuito de alimentar as três cargas dispostas.

Para a verificação dos impactos da utilização de um BESS em um sistema de distribuição, é necessária a utilização de modelos de carga que representem o seu consumo diário por hora. Com isso, foram criadas três curvas de demanda com características residenciais referentes as três cargas que necessitam ser alimentadas. A Carga 1 possui um comportamento que pode ser visto na Figura 10, em que o horário de maior consumo ocorre as 19h da noite.

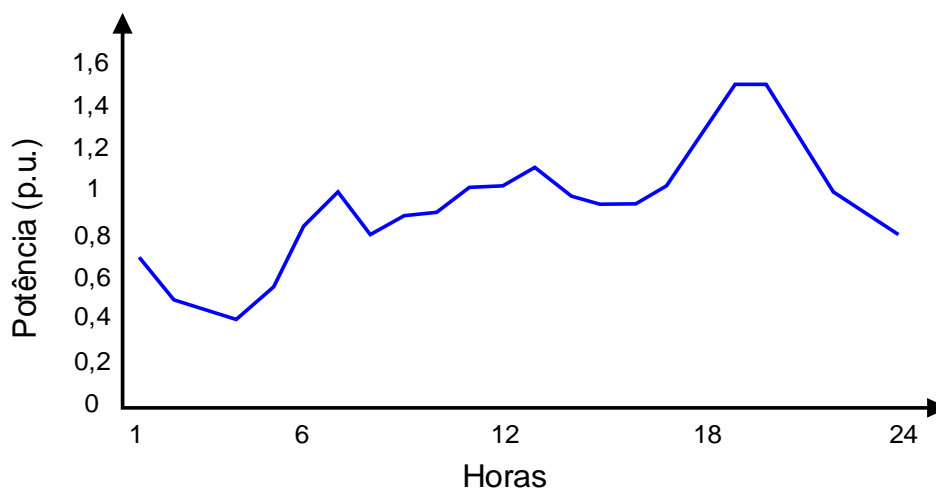
Figura 10 - Curva de Demanda da Carga 1



Fonte: O autor.

Enquanto isso a Carga 2 apresenta uma curva de demanda um pouco distinta. A Figura 11 demonstra que o consumo é mais elevado em todas as horas do dia, quando comparado com a carga anterior, porém o horário de pico permanece as 19h da noite.

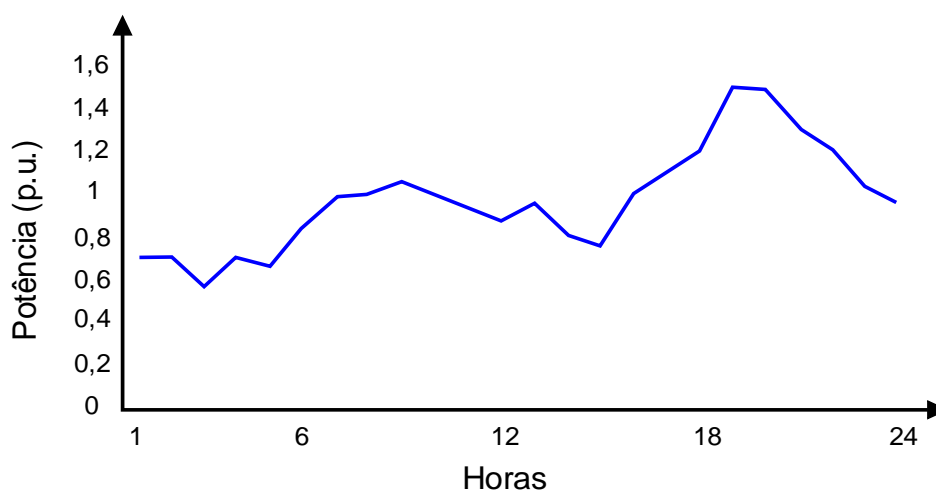
Figura 11 - Curva de Demanda da Carga 2



Fonte: O autor.

A Carga 3 também possui uma curva de demanda com característica residencial. Conforme a Figura 12, o seu consumo quando comparado com a Carga 2 apresenta muita semelhança além de possuir o horário de consumo máximo igual as demais cargas.

Figura 12 - Curva de Demanda da Carga 3

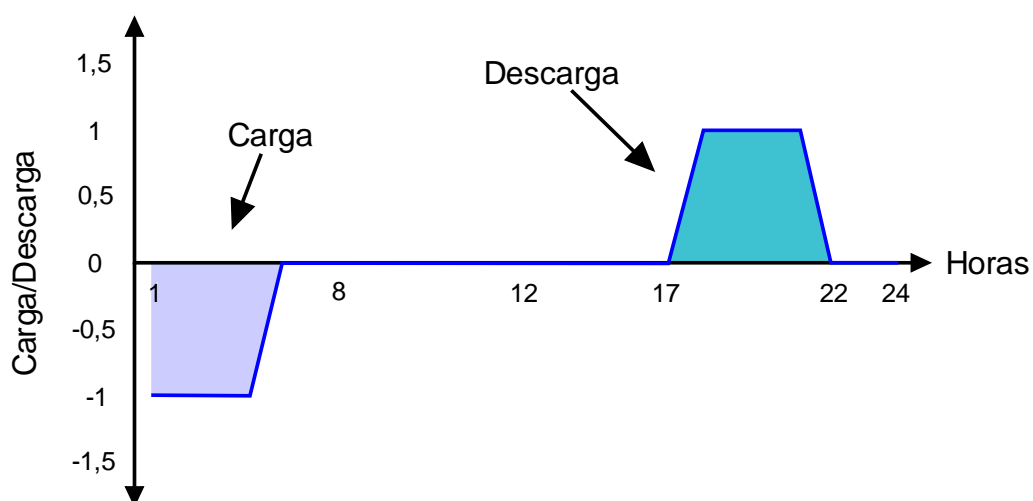


Fonte: O autor.

Como pode ser visto nas curvas de demanda das cargas, o menor consumo ocorre na madrugada, entre a 1h e as 4h. Já o horário de maior consumo ocorre no final da tarde e início da noite, entre as 18h e 21h. Dessa forma um BESS com potência apropriada para alimentação das cargas foi dimensionado, para descarregar

energia elétrica para as cargas nas horas de maior consumo, com o intuito de uniformizar a curva de demanda do consumidor de forma a melhorar o fator de carga. Caso este banco de baterias seja superdimensionado haverá subutilização do transformador situado na linha, nas horas que o BESS está descarregando. A Figura 13, mostra a característica do BESS utilizado nesse sistema teste, sendo ele carregado nas horas de menor consumo e descarregado nas horas de maior consumo.

Figura 13 - Curva de Carga e Descarga da Bateria

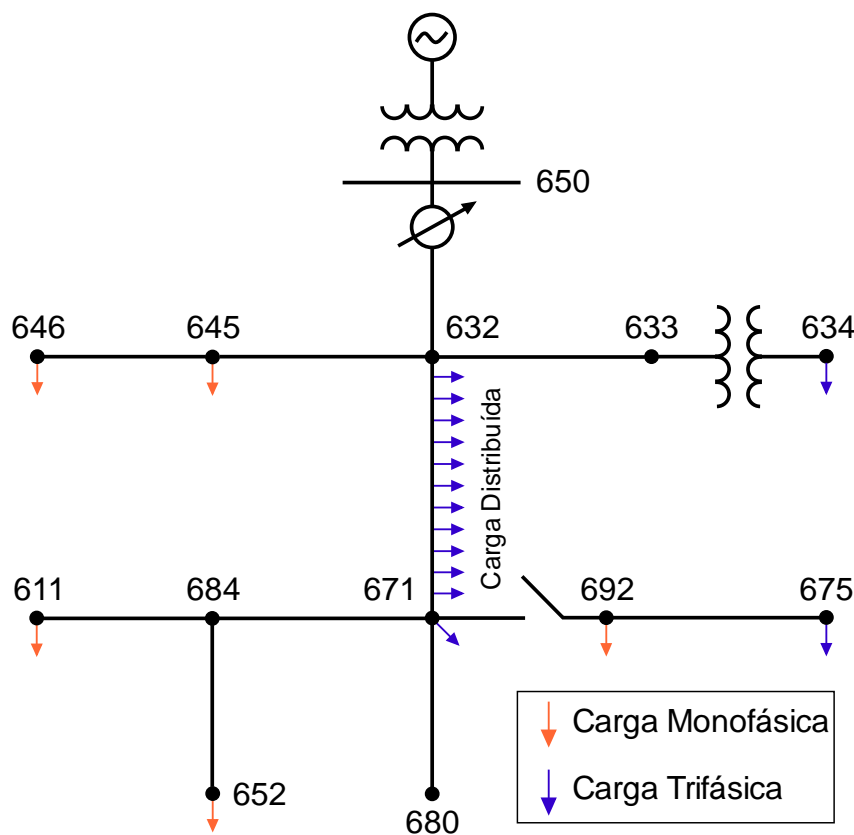


Fonte: O autor.

3.3 CASO 2

Após a compreensão do Caso 1, é proposto a simulação do Caso 2, com o intuito de levar as análises para um cenário mais real. Por isso foi utilizado um típico sistema de distribuição, sendo selecionado o sistema teste IEEE 13 barras, conforme Figura 14.

Figura 14 - Sistema Teste IEEE 13 Barras



Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

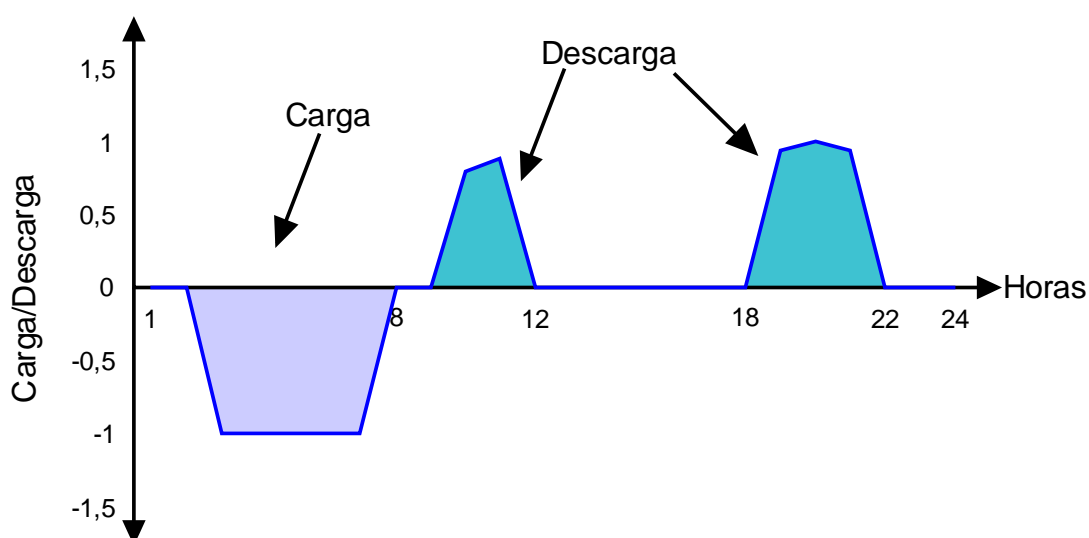
O sistema teste do Caso 2 apresenta dois transformadores, um deles é o transformador da subestação que reduz altas tensões em médias tensões. Enquanto o outro, reduz médias tensões em baixas tensões para alimentação de cargas residenciais. Além disso há oito cargas pontuais distribuídas pelo sistema teste, sendo que três delas são trifásicas e as outras cinco são monofásicas. Há também apenas uma carga distribuída trifásica, que está localizada entre a barra 632 e a barra 671. Essa configuração, além das impedâncias e dos comprimentos das linhas, estão dispostas no APÊNDICE A.

Como comentando no Caso 1, é necessário a utilização de modelos de cargas que representem o sistema de distribuição. A Figura 1, mostra o comportamento característico de uma carga residencial, sendo esta utilizada em sete cargas do sistema. Por exemplo, a barra 692 apresenta uma potência de 170 kW, de forma que este nó representa um grande aglomerado de residências monofásicas que recebem energia elétrica. Já a Figura 2, possui o comportamento característico de uma carga comercial. Como a barra 671, tem uma carga trifásica com uma potência de 1,155

MW, foi utilizado o modelo abaixo, representando assim o único estabelecimento comercial do Caso 2.

A partir dessas características é possível a determinação dos horários de carregamento e descarregamento do BESS. Nota-se nas Figura 1 e Figura 2, que as melhores horas para o carregamento da bateria são das 3h às 7h da manhã, devido ao baixo consumo de energia das cargas residenciais e comercial. Já o descarregamento ocorre em dois períodos, entre as 10h e 11h da manhã e entre as 19h até as 21h da noite, momentos em que o consumo é mais elevado, devido a chegada das pessoas em suas casas e em estabelecimentos comerciais. A Figura 15 apresenta a curva carregamento e descarregamento utilizada para o Caso 2.

Figura 15 - Curva de Carga e Descarga da Bateria



Fonte: O autor.

A intenção da utilização de um BESS em sistemas de distribuição é a uniformização da curva de carga. Dessa forma é necessário o dimensionamento de um BESS que tenha capacidade suficiente para alimentar uma parte das cargas nos horários de maior consumo do cliente.

3.4 CONSIDERAÇÃO FINAIS

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para a construção de dois sistemas testes que possibilitam a análise dos impactos de um BESS na curva de

demanda. Primeiramente foi criado o Caso 1 para simplificar o entendimento da análise do sistema e das vantagens da utilização do BESS. Já o Caso 2, utilizou o sistema teste IEEE 13 barras, por ser conhecido como um típico sistema de distribuição. Em ambos os casos as cargas foram modeladas com características residenciais e/ou comerciais, de forma a trazer uma maior veracidade quando comparado com o dia a dia. A partir dessas definições de curva de carga, foi possível a determinação das melhores horas para a atuação do BESS, definindo-se o período para carregamento e descarregamento do banco de baterias.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Nesse capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da implementação dos sistemas testes, com as especificações da curva de demanda e da curva da bateria, apresentadas no capítulo anterior. Serão abordados os resultados obtidos com a utilização de diferentes tamanhos de BESS. A partir disso será possível a análise da diferença do fator de carga para os sistemas testes com e sem BESS, com a finalidade de avaliar a melhora do fator de carga com a implementação destes equipamentos.

4.2 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS

Para a simulação dos sistemas testes, utilizou-se o *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), ferramenta que utiliza uma linguagem orientada a objetos e não apresenta uma área de trabalho com interface gráfica, como apresentada em outros *softwares* como Digsilent. Ele funciona por comandos de linha em seu próprio console, como pode ser visto na Figura 16. O *software* é muito flexível, pois pode ser utilizado em conjunto com outros *softwares* como MATLAB®, em que o programa pode rodar em segundo plano fazendo os cálculos elétricos.

Figura 16 - Software OpenDSS

```
clear
set datapath=C:\Users\Pichau\Dropbox\Faculdade\CEESP\OpenDSS\Circuito_TCC
New circuit.teste basekV=13.8 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=3 bus1=A MVAsc3=5000 MVASC1=5000
New transformer.TR1 phases=3 buses={A, B, 1, 2, 3, 4} conns={Delta wye} kVs={13.8 0.38} kVAs={75 75} xhl=5
New loadshape.Demanda1 npts=24 interval=1.0 csvfile=Curva_Demanda_Carga1.txt
New loadshape.Demanda2 npts=24 interval=1.0 csvfile=Curva_Demanda_Carga2.txt
New loadshape.Demanda3 npts=24 interval=1.0 csvfile=Curva_Demanda_Carga3.txt
New loadshape.Bateria npts=24 interval=1.0 csvfile=Curva_da_Bateria_2.txt
New load.Carga1 phases=1 bus1=B.1.4 kV=0.22 kW=10 PF=0.90 model=1 Daily=Demanda1 status=variable
New load.Carga2 phases=1 bus1=B.2.4 kV=0.22 kW=10 PF=0.90 model=1 Daily=Demanda2 status=variable
New load.Carga3 phases=1 bus1=B.3.4 kV=0.22 kW=5 PF=0.90 model=1 Daily=Demanda3 status=variable
New EnergyMeter.Redes element=transformer.TR1 Terminal=1 PhaseVoltageReport=Yes
New Storage.Bateria Bus1=B.1.2.3.4 phases=3 kV=0.38 kWrated=10 kWhrated=40 kWhstored=0 %reserve=0 dispmode=Follow daily=Bateria
New monitor.TrafoPQ element=transformer.TR1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Carga1 element=load.Carga1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Carga2 element=load.Carga2 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Carga3 element=load.Carga3 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Bateria element=Storage.Bateria terminal=1 mode=3 ppolar=no
```

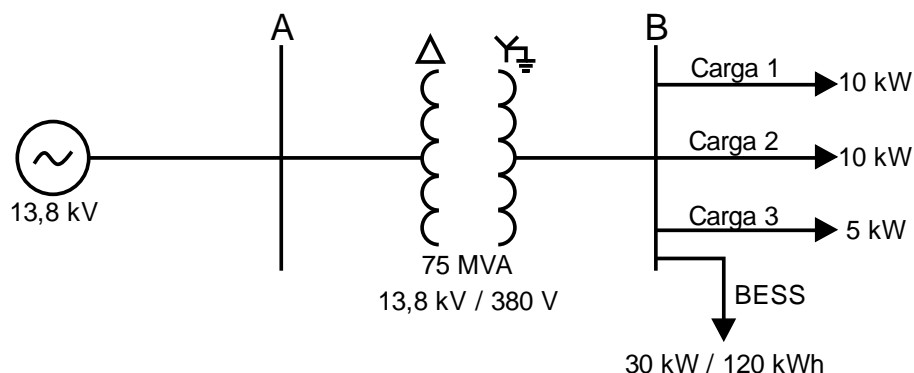
Fonte: O autor.

Além disso o programa suporta basicamente todo o tipo de análise em regime permanente utilizada em sistemas de distribuição, não se limitando a frequências de 60Hz. Em adição a isso, ele inclui simulações de vários períodos de tempo podendo ser diário, mensal e anual. O OpenDSS, pode ser utilizado para planejamento e análise de sistema de distribuição, simulações de geradores eólicos e painéis solares, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, análise de circuitos polifásicos, entre outras funções.

4.3 CASO 1

Para a simulação dos impactos da utilização de um BESS em um sistema de distribuição, utilizou-se o sistema teste do Caso 1. Primeiramente foi dimensionado um BESS com potência de 30 kW e energia utilizável de 120 kWh, conforme a Figura 17, com intuito de demonstrar as desvantagens do superdimensionamento.

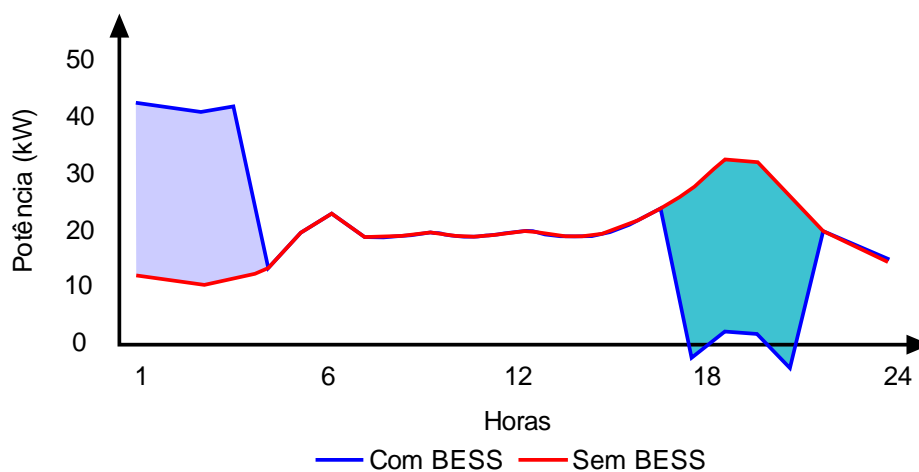
Figura 17 - Caso 1 - BESS de 30 kW



Fonte: O autor.

A partir da implementação do sistema teste da Figura 17, foi possível o cálculo do fluxo de potência e então a análise da potência fornecida pelo gerador ao transformador com a utilização de um BESS. A Figura 18, apresenta a curva de potência do transformador com e sem o BESS.

Figura 18 - Potência do Transformador



Fonte: O autor.

Como pode ser visto na Figura 18, a curva da potência do transformador é alterada drasticamente com a utilização de BESS superdimensionado. A demanda máxima do transformador sem o BESS é de 32,67 kW, enquanto que a demanda média é de 19,61 kW, com essas informações é possível o cálculo do fator de carga da curva, conforme a Equação (2.1).

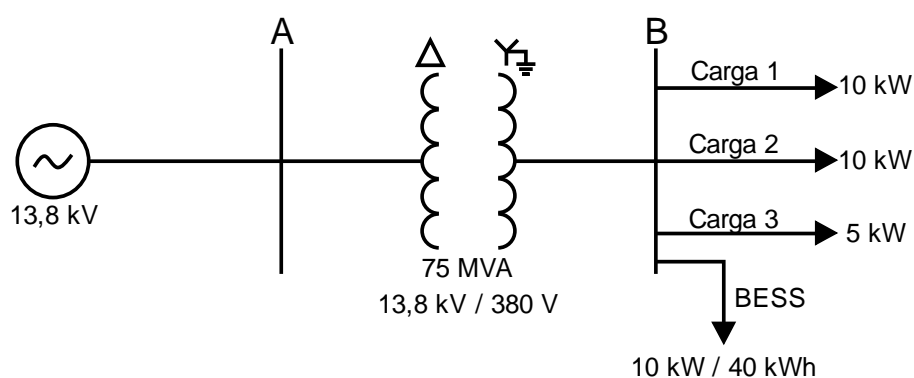
$$F_c = \frac{19,61}{32,67} = 0,600289 \quad (4.1)$$

Enquanto isso a demanda máxima do transformador com a utilização de um BESS é de 42,45 kW, e a demanda média é de 19,82 kW. A partir disso calcula-se o fator de carga da nova curva, o resultado pode ser visto na Equação (4.2).

$$F_c = \frac{19,82}{42,45} = 0,466891 \quad (4.2)$$

Com base nos resultados obtidos nas Equações (4.1) e (4.2), conclui-se que o superdimensionamento do BESS, prejudica o sistema elétrico de potência. Pois a curva de potência do transformador apresenta uma redução em seu fator de carga quando utilizado um BESS de 30 kW. Com a utilização de um BESS, conforme Figura 18, a curva torna-se menos linear, apresentando nas horas de carregamento da bateria uma alta potência demandada, enquanto que no descarregamento não há necessidade de alimentação das cargas pelo transformador. Isso torna-se um problema, pois há horas no dia em que o transformador não é utilizado, prejudicando seu desempenho e reduzindo sua vida útil. Um fator de carga de 0,6 não é ruim, porém pode ser melhorado com a utilização de um BESS dimensionado corretamente para o sistema teste do Caso 1. Dessa forma, determinou-se que um BESS com potência de 10 kW e energia utilizável de 40 kWh, é o ideal para melhorar o fator de carga do Caso 1, conforme a Figura 19.

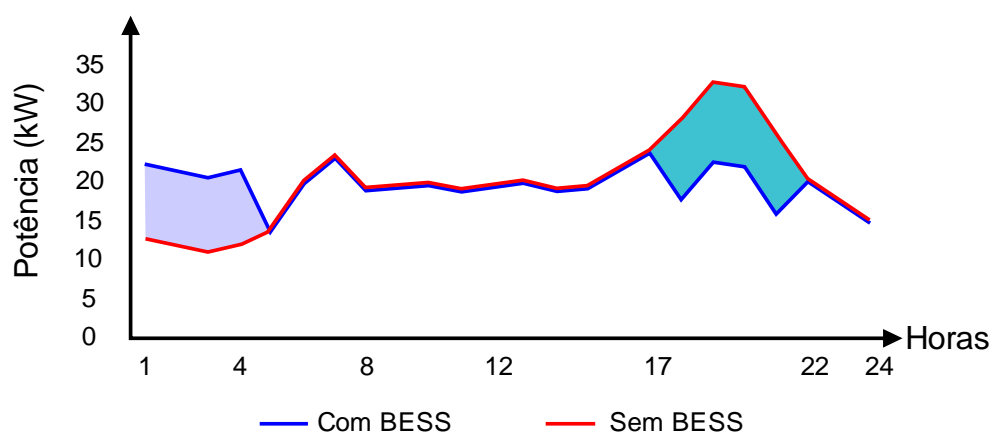
Figura 19 - Caso 1 - BESS de 10 kW



Fonte: O autor.

Com a implementação da Figura 19, foi possível a análise dos impactos da utilização de um BESS corretamente dimensionado. A Figura 20, apresenta a potência fornecida pelo gerador ao transformador.

Figura 20 - Potência do Transformador



Fonte: O autor.

Conforme a Figura 20, há uma melhora na uniformização da curva de potência do transformador, com a utilização de um BESS de 10 kW. O BESS é carregado durante a madrugada, aumentando a potência exigida nessas horas. Enquanto que o descarregamento ocorre, durante o final da tarde e começo da noite, no período conhecido como horário de ponta. Como o BESS fornece energia elétrica para as cargas nessas horas, há uma redução na demanda de energia elétrica e consequentemente a demanda máxima é diminuída.

Como demonstrado na Equação (4.1), o fator de carga da curva sem o BESS é de 0,600289. Após a implementação do BESS de 10 kW no sistema, a demanda máxima ocorre às 17h, tornando-se 23,83 kW, enquanto que a demanda média altera-se para 19,68 kW. A partir disso o fator de carga pode ser calculado e o resultado está apresentado na Equação (4.3).

$$F_c = \frac{19,68}{23,83} = 0,825621 \quad (4.3)$$

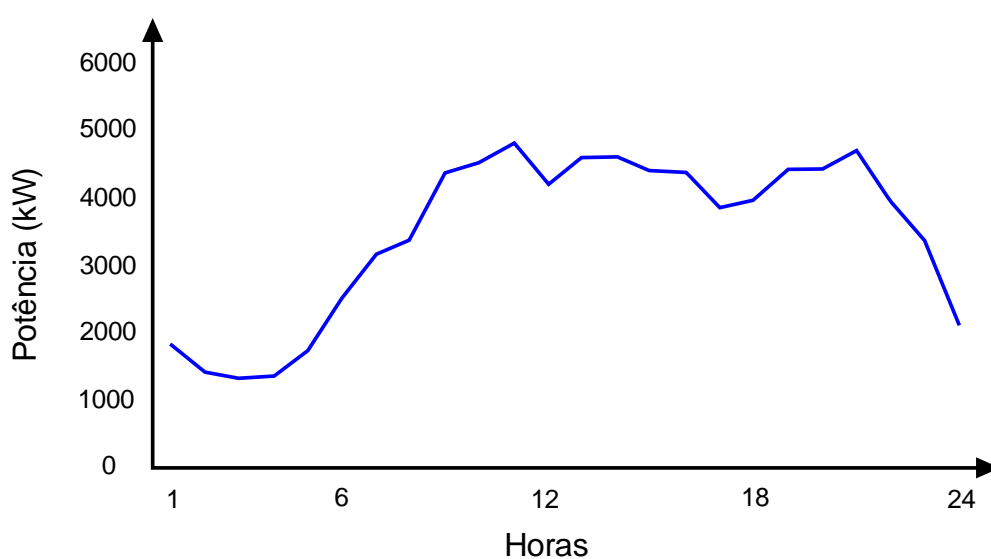
A Equação (4.3), comprova que a utilização de um BESS no Caso 1, caso corretamente dimensionado, melhora o fator de carga da curva de potência do

transformador. Essa aproximação da uniformização da curva, proporciona ao cliente um maior aproveitamento de sua energia elétrica, além de uma redução nos gastos referente a compra de energia caso o consumidor possua um contrato de demanda. Já para a concessionária, há benefícios em tornar mais linear e previsível a curva de demanda do cliente, pois reguladores de tensões podem ser dispensados, caso a queda de tensão nas linhas seja baixa. Além disso, na expansão do sistema de distribuição é possível dimensionar um número menor de reguladores de tensão ou bancos de capacitores, mantendo um suprimento de energia elétrica com qualidade, devido a existência de um BESS para o fornecimento de potência na horas de pico do sistema.

4.4 CASO 2

Nesta etapa foi utilizado o sistema teste IEEE 13 barras, que tem o intuito de simular um sistema distribuição bem próximo aos aspectos encontrados no dia a dia. As cargas e as baterias foram modeladas, segundo o capítulo anterior, permitindo assim uma análise do fluxo de potência do sistema. A Figura 21 demonstra a curva de potência do transformador da subestação, sem a utilização de um BESS.

Figura 21 - Potência do Transformador da Subestação sem BESS



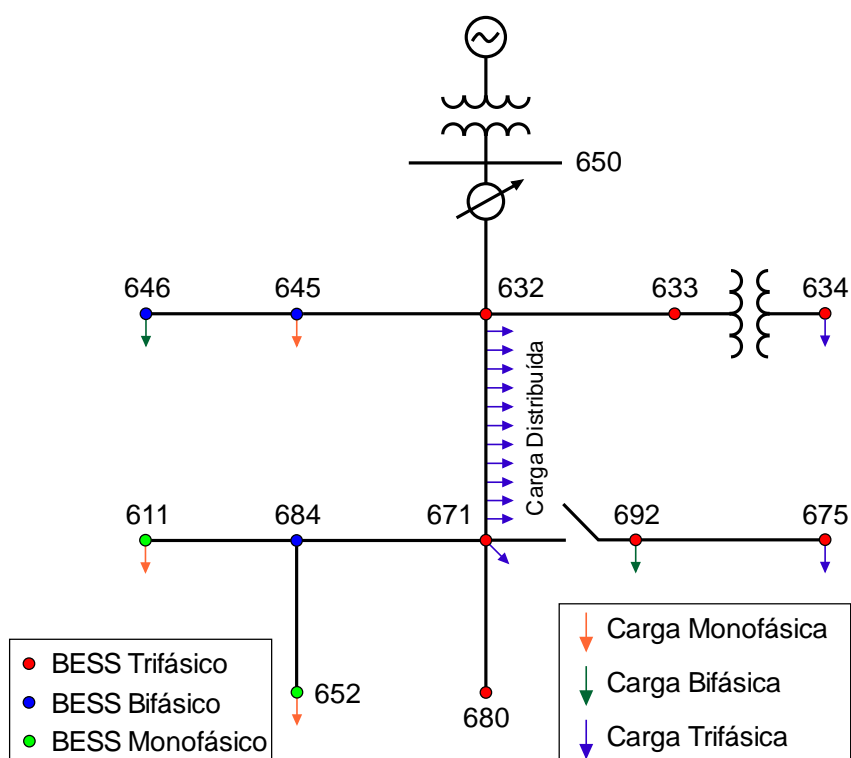
Fonte: O autor.

A curva de potência do transformador da subestação apresenta uma demanda máxima às 11h de 4813,47 kW e uma demanda média de 3470,78 kW. Com esses dados é possível o cálculo do fator de carga, o resultado obtido pode ser visto na Equação (4.4).

$$F_c = \frac{3470,78}{4813,47} = 0,72105 \quad (4.4)$$

Dessa forma, pode-se concluir que o consumo de energia elétrica está sendo racional, porém isso pode ser melhorado com um aumento do fator de carga, proporcionando assim uma redução no preço de médio de energia. Para a melhora do fator de carga do Caso 2, foram alocados bancos de bateria de 350 kW e de 525 kW em diversas barras do sistema IEEE 13 barras. Após isso foi selecionada a melhor localização para a utilização do BESS e então foram implementados dois conjuntos de baterias, uma de 350 kW e outra de 525 kW. A Figura 22, apresenta os locais em que o BESS foi instalado, com suas respectivas especificações técnicas.

Figura 22 - Localização do BESS no Sistema Teste IEEE 13 Barras



4.4.1 Análise utilizando um BESS de 350 kW

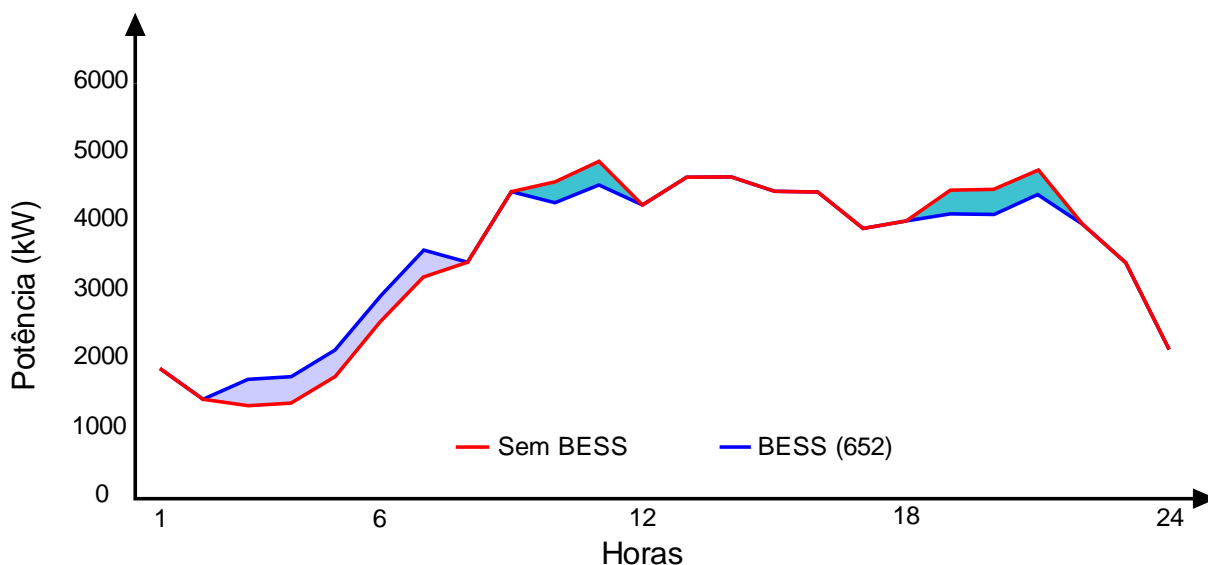
Primeiramente foi simulado no sistema teste do IEEE 13 Barras, a utilização de um BESS com potência de 350 kW e energia utilizável de 2000 kWh. O banco de baterias foi posicionando em todas as barras do sistema, conforme a Figura 22, a partir disso foi feita uma análise do fator de carga da curva de potência do transformador da subestação, com o objetivo de selecionar o melhor local para a instalação do BESS. O resultado obtido pode ser visto na Tabela 2, que apresenta os fatores de cargas para todos os casos de posicionamento do BESS.

Tabela 2 - Fator de Carga com um BESS de 350 kW

Barra BESS	Fator de Carga	Barra BESS	Fator de Carga
671	0,756288995	692	0,756288995
632	0,756419667	646	0,756764609
645	0,756702689	634	0,756497176
680	0,7563109	675	0,756193792
684	0,756177462	611	0,757081714
633	0,756430479	652	0,757137795

A Tabela 2, demonstra que a utilização de um BESS monofásico na barra 652, é a melhor opção para melhorar o fator de carga. A Figura 23, apresenta a diferença da curva do transformador da subestação com e sem a utilização do BESS.

Figura 23 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 350 kW



Fonte: O autor.

Conforme a Equação (4.4), o fator de carga do transformador da subestação é de 0,72105. A partir da implementação de um BESS na barra 652 obtivera-se uma melhora do fator de carga para 0,757137, essa diferença pode ser vista na Equação (4.5).

$$F_c = 0,757137 - 0,72105 = 0,036082 \quad (4.5)$$

Numericamente há uma pequena diferença, porém graficamente há uma melhora considerável na uniformização da curva de carga do transformador, além de ocorrer uma redução no consumo nas horas de ponta, com a implementação do BESS no sistema.

4.4.2 Análise utilizando um BESS de 525 kW

Após testado um banco de baterias com 350 kW, foi implementado um BESS de 525 kW e energia utilizável de 3000 kWh. Como anteriormente, o BESS foi posicionado em todas barras, conforme a Figura 22 para a análise do impacto das baterias no fator de carga do transformador da subestação. A Tabela 3, apresenta os fatores de carga obtidos com a implementação do BESS proposto.

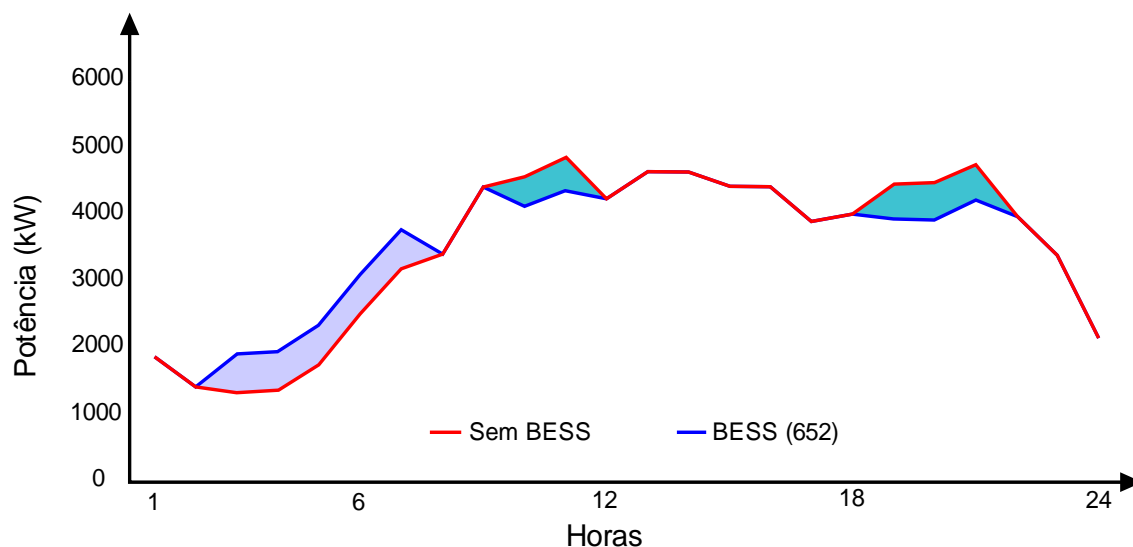
Tabela 3 - Fator de Carga com uma BESS de 525 kW

Barra BESS	Fator de Carga	Barra BESS	Fator de Carga
671	0,756776862	692	0,756776862
632	0,756901065	646	0,757627616
645	0,757488298	634	0,75726071
680	0,756826183	675	0,756766398
684	0,756907184	611	0,758645037
633	0,756951667	652	0,758930763

Fonte: O autor.

Conforme a Tabela 3, a barra 652 é considerada a melhor opção para a instalação de um BESS no sistema teste IEEE 13 barras. Como no exemplo anterior, a melhor localização foi a barra 652, porém o fator de carga foi melhorado com a implementação de um BESS com potência e energia utilizável maior.

Figura 24 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 525 kW



Fonte: O autor.

Como anteriormente demonstrado, o fator da carga do transformador da subestação sem o BESS é de 0,72105. Após a utilização do BESS no sistema, conforme Equação (4.6), há uma melhora no fator de carga de 0,037875.

$$F_c = 0,75893 - 0,72105 = 0,037875 \quad (4.6)$$

Conclui-se que a utilização de um banco de baterias com 525 kW de potência e energia utilizável de 3000 kWh, melhora o fator de carga do sistema. Porém a utilização de BESS muito maior, não irá necessariamente melhorar o fator de carga, como demonstrado no sistema teste do Caso 1.

4.4.3 Análise utilizando um BESS de 1500 kW

Para fins didáticos será demonstrado que o superdimensionamento de um BESS, irá acarretar da diminuição do fator de carga do sistema teste. Como comprovado anteriormente, a melhor localização para a instalação do banco de baterias é a barra 652, dessa forma será implementado apenas nessa barra um BESS com potência de 1500 kW e energia utilizável de 8600 kWh. A Tabela 4, apresenta o fator de carga do transformador da subestação com o BESS.

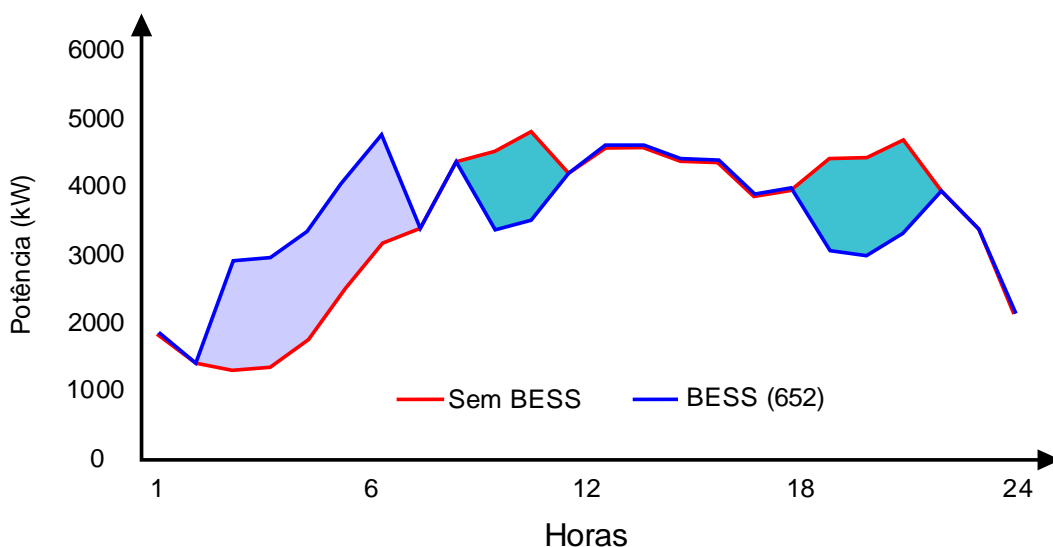
Tabela 4 - Fator de Carga com uma BESS de 1500 kW

Barra BESS	Fator de Carga
652	0,73991

Fonte: O autor.

A Figura 25, apresenta a curva obtida com a instalação do banco de baterias no sistema. Quando comparada com os exemplos anteriores, nota-se que o aumento da capacidade do BESS, não melhora a uniformização da curva. Isso ocorre devido há um aumento muito elevado no consumo durante as horas em que o BESS é carregado.

Figura 25 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 1500 kW



Fonte: O autor.

A Equação (4.7), apresenta a diferença do fator de carga com e sem a implementação do BESS. Quando comparado com o resultado obtido na Equação (4.6), para um BESS de 525 kW, nota-se que há uma diminuição no fator de carga, piorando assim a eficiência na utilização da energia elétrica.

$$F_c = 0,73991 - 0,72105 = 0,018854 \tag{4.7}$$

4.4.4 Análise utilizando dois BESS de 350 kW

Nas simulações anteriores, foram analisados os impactos da utilização de um BESS no sistema teste IEEE 13 barras. Nesta seção, será apresentado os resultados da utilização de dois BESSs no sistema, com potência de 350 kW e energia utilizável de 2000 kWh. Os resultados anteriores apresentaram que a melhor localização para instalação do BESSs é na barra 652, dessa forma um dos bancos de bateria será posicionado nela, enquanto que o outro será testado nas demais barras. A Tabela 5, apresenta os fatores de carga obtidos com a implementação dos BESS propostos.

Tabela 5 - Fator de Carga com dois BESSs de 350 kW

Barra BESS	Fator de Carga	Barra BESS	Fator de Carga
671+652	0,758191289	692+652	0,758191298
632+652	0,758192913	646+652	0,758192314
645+652	0,7581312	634+652	0,758276693
680+652	0,758226585	675+652	0,758184821
684+652	0,758497025	611+652	0,758222555
633+652	0,75819997	Sem BESS	0,721056033

Fonte: O autor.

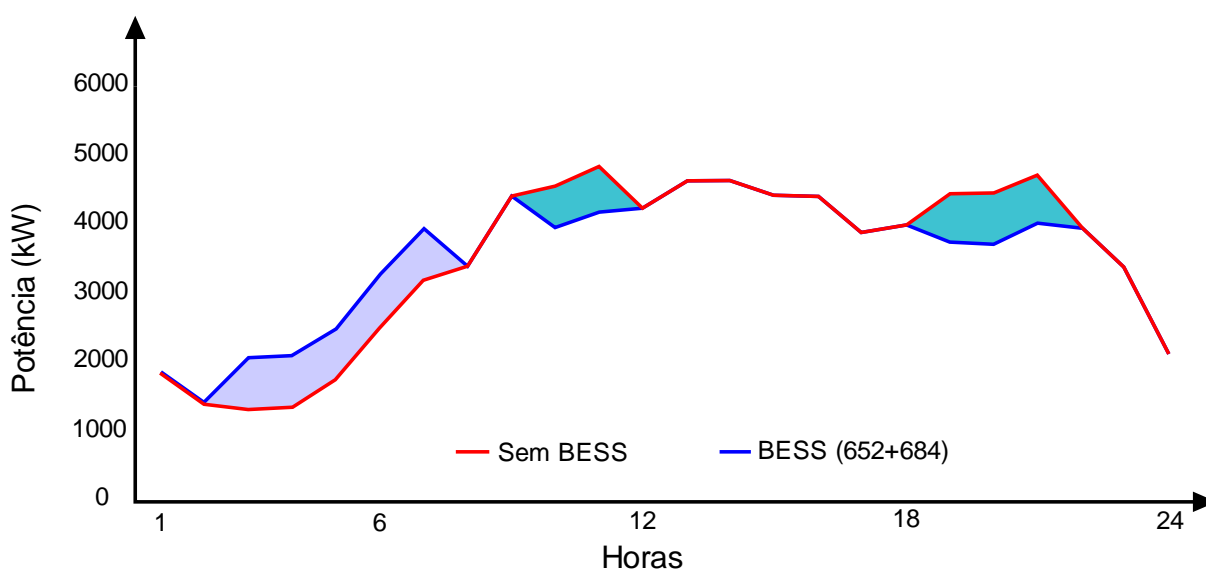
Conforme a Tabela 5, os melhores locais para a utilização dos BESSs são nas barras 652 e 684. A Figura 26, mostra que há uma pequena melhora na uniformização da curva de carga do transformador da subestação, quando comparado com resultados que utilizam apenas um BESS de 350 kW. Isso também pode ser analisado a partir da pequena diferença do fator de carga quando comparado os casos. A Equação (4.8), apresenta a diferença do fator de carga com e sem os bancos de baterias no sistema. Esse resultado quando comparado com a utilização de apenas um BESS de 350 kW, Equação (4.5), apresenta uma pequena variação.

$$F_c = 0,758497 - 0,72105 = 0,037441 \quad (4.8)$$

A Equação (4.9), apresenta a diferença do fator de carga na utilização de um e dois BESS no sistema teste.

$$F_c = 0,037441 - 0,036082 = 0,001359 \quad (4.9)$$

Figura 26 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 350 kW



Fonte: O autor.

4.4.5 Análise utilizando dois BESS de 525 kW

Após a análise de um sistema com dois BESSs de 350 kW, será implementado no sistema teste dois BESSs com potência de 525 kW e energia utilizável de 3000 kWh. Como anteriormente, será utilizada a barra 652 como um dos pontos para o posicionamento do banco de baterias, devido a melhor performance demonstrada. Enquanto isso a outra bateria será disposta nas demais barras para a análise do melhor local para sua instalação, a partir da melhora do fator de carga do sistema. A Tabela 6, mostra os resultados obtidos a partir da simulação do sistema teste.

Tabela 6 - Fator de Carga com dois BESSs de 525 kW

Barra BESS	Fator de Carga	Barra BESS	Fator de Carga
671+652	0,760814725	692+652	0,760814725
632+652	0,760668857	646+652	0,760651344
645+652	0,760668857	634+652	0,761035556
680+652	0,760864179	675+652	0,760819387
684+652	0,761662419	611+652	0,760968725
633+652	0,760718785	Sem BESS	0,721056033

Fonte: O autor.

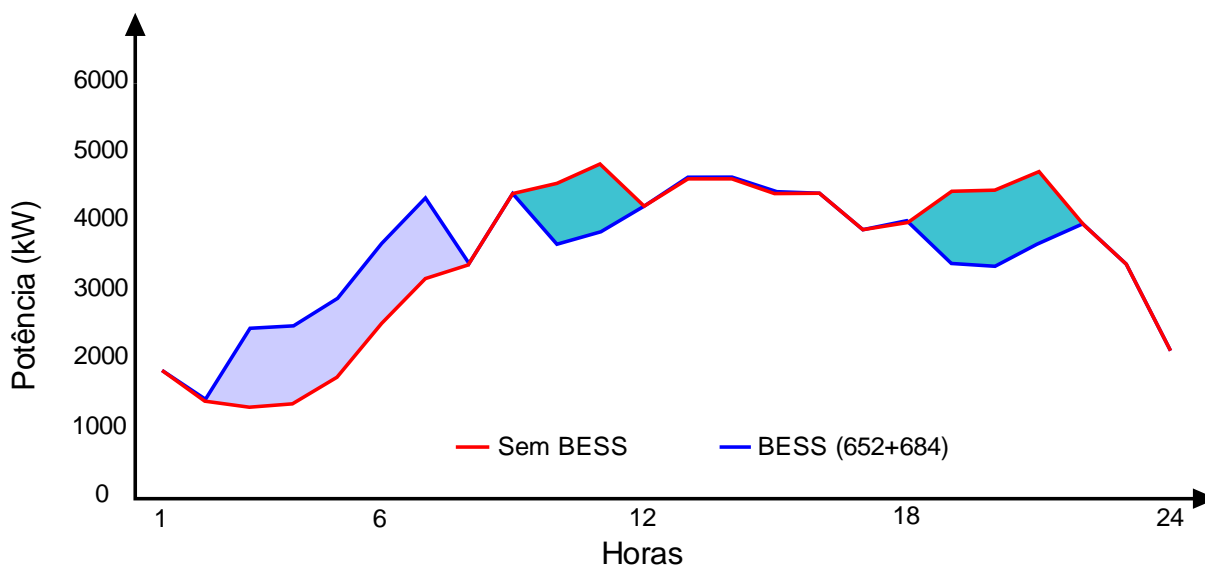
A partir da Tabela 6, foi definido as melhores barras para a instalação dos BESSs, sendo as barras 684 e 652. A Figura 27, apresenta a curva de carga do transformador da subestação com e sem a utilização de ambos os BESS, demonstrando uma pequena diferença quando comparada com a utilização de apenas um BESS de 525 kW. A Equação (4.10), apresenta a diferença entre o fator de carga do sistema com e sem as baterias.

$$F_c = 0,76166 - 0,72105 = 0,040606 \quad (4.10)$$

A Equação (4.11), comprova que a diferença no fator de carga entre a utilização de um banco de baterias para dois é muito pequena. O maior impacto encontra-se na melhor uniformização da curva de carga do transformador.

$$F_c = 0,040606 - 0,037875 = 0,002731 \quad (4.11)$$

Figura 27 - Curva de Carga do Transformador da Subestação para BESS de 525 kW



Fonte: O autor.

4.4.6 Comparativo de Todos os Arranjos

Após a simulação dos casos propostos, todos os resultados foram comparados com o intuito de demonstrar as diferenças no fator de carga e na curva de carga do transformador da subestação, devido a variação da quantidade e da potência dos bancos de baterias. A Tabela 7, apresenta os cinco fatores de carga obtidos, destacando o melhor resultado no sistema teste IEEE 13 barras.

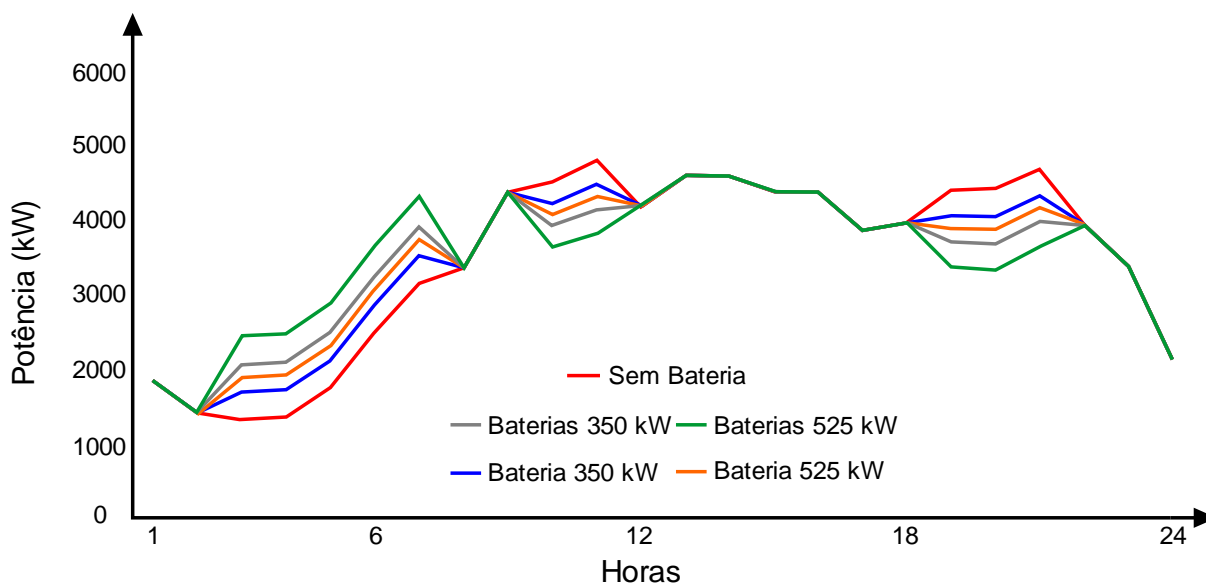
Tabela 7 - Comparação dos Fatores de Carga

BESS	Barras	Fator de Carga
Um de 350 kW	652	0,757137795
Um de 525 kW	652	0,758930763
Dois de 350 kW	652+684	0,758497025
Dois de 525 kW	652+684	0,761662419
Sem BESS	-	0,721056033

Fonte: O autor.

A implementação de dois BESS de 525 kW no sistema teste, apresenta o maior aumento no fator de carga da instalação. Isso é reforçado a partir da Figura 28, que compara as curvas de carga do transformador da subestação para todos os arranjos propostos neste trabalho.

Figura 28 - Comparativo das Curvas de Carga do Transformador da Subestação



Fonte: O autor.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados obtidos a partir das simulações de fluxo de potência no *software* OpenDSS, com a finalidade de analisar os impactos da instalação de um BESS no fator de carga dos casos propostos. Notou-se que utilização de sistemas de armazenamento com baterias melhora o fator de carga dos sistemas testes. Porém é necessário destacar que um mau dimensionamento dos bancos de bateria, diminui do fator de carga da instalação, piorando o aproveitamento do consumo racional de energia elétrica.

Primeiramente foi simulado o Caso 1, no qual foram testados dois tamanhos de BESS, um de 30 kW/120 kWh e outro de 10 kW/40 kWh. Averiguou-se que a instalação do primeiro BESS no sistema, provoca uma diminuição no fator de carga, devido ao superdimensionamento, problema este que acarreta a subutilização do

transformador, diminuindo o seu rendimento. Enquanto isso, a instalação do segundo BESS, retrata um bom cenário para o sistema teste, pelo aumento do fator de carga da curva do transformador, além de proporcionar uma melhor uniformização.

Posteriormente o Caso 2 foi simulado, com o intuito de representar uma maior fidelidade do trabalho com o sistema de distribuição de energia elétrica, por isso o sistema teste selecionado foi o IEEE 13 Barras. Em primeiro caso, um banco de baterias de 350 kW/2000 kWh foi dimensionado e então posicionado em todas as barras do sistema, com intuito de definir o melhor local para a instalação do dispositivo. Após a simulação do fluxo de potência, concluiu-se que a barra 652 é a melhor opção para a instalação do BESS, pois proporciona ao transformador da subestação o melhor fator de carga. Com a finalidade de melhorar ainda mais o fator de carga, instalou-se um BESS de 525 kW/3000 kWh. Após a simulação, notou-se que a barra 652 continuava como a melhor opção para localização do banco de baterias, porém o fator de carga havia melhorado. Dessa forma, utilizou-se um BESS de 1500 kW/8600 kWh, porém após sua implementação averiguou-se que o fator de carga do transformador havia diminuído quando comparado com os resultados anteriores, devido ao superdimensionamento do equipamento.

Ao final conclui-se que a implementação de bancos de bateria cumpre o papel de melhorar o fator de carga do sistema distribuição, visto que com sua instalação a curva de demanda do transformador da concessionária torna-se mais uniforme. Essa melhora no fator de carga e na uniformização da curva, traz ao sistema uma maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica aos clientes. Porém é necessário destacar que a instalação de um BESS de grande escala atualmente não é viável, pois os ganhos referentes a diminuição do consumo nas horas de pico são menores que o alto custo para se adquirir um BESS de *li-íon*.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho apresentou aplicação de um BESS para a melhora do fator de carga de um sistema de distribuição de energia elétrica. A utilização do BESS comprovou-se por ser uma excelente escolha para o controle e balanceamento entre geração e consumo. A partir das técnicas de *peak shaving* e nivelamento de carga, é possível o controle da curva de demanda, conseqüentemente uma melhor eficiência na alimentação de cargas nas horas de pico. Essa redução no consumo de clientes nas horas de pico, proporciona há concessionária uma oportunidade de diminuição nos gastos de geração.

Dois casos foram simulados, primeiramente o Caso 1, um sistema com três cargas e um transformador, que apresentou resultados satisfatórios em relação a melhora do fator de carga. A demanda máxima do sistema, com a utilização de um BESS foi reduzida, além de uma melhor linearização da curva de demanda do transformador. Posteriormente o Caso 2, o sistema teste IEEE 13 barras possui diversas cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas, e apresentou resultados inferiores quando comparado com o anterior. Apesar da melhora no fator de carga do sistema, a curva de demanda do transformador da subestação quando comparada com o Caso 1, não tornou-se muito linear, isso deve-se a veracidade do sistema teste proposto.

Conclui-se que a utilização de um BESS para melhora o fator de carga de um sistema é viável, pois traz a rede uma maior flexibilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica, além de permitir um controle da curva de demanda dos clientes e proporcionar uma previsão de carga mais exata para a concessionária e para a geração.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

São sugestões para trabalhos futuros:

- Implementar um algoritmo capaz de dimensionar o melhor BESS para determinado sistema teste;
- Implementar um painel fotovoltaico para análise dos impactos da penetração solar no dimensionamento do BESS;
- Implementar um controlador que carregue e descarregue os BESS, de acordo com a curva de demanda cliente.

- Realizar um estudo financeiro que relacione os gastos de geração com a instalação do BESS;

REFERÊNCIAS

ACHKARI, O.; EL FADAR, A. Renewable Energy Storage Technologies – A review. **Ipco Academy**. Julho 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Brasília, 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo1_revisao_3.pdf>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A Tarifa de Energia Elétrica**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa**. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2hHFHYM>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias**. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2qPHuhy>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

ALHAMALI, A. et al.. Review of Energy Storage Systems in Electric Grid and their potential in Distribution Networks. **Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**. Cairo, dezembro 2016.

ALVES, H. N. **Sistemas de Energia Elétrica**. Centro Federal de Educação Tecnológica do Maranhão. Maranhão, outubro 2007.

BYRNE, R. H. et al.. Energy Management and Optimization Methods. **IEEE Access**, v. 6, p. 13231-13260, agosto 2017.

DEEBA, S. R. et al.. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 8, p. 1149-1160, setembro 2016.

DUPONT, G.; BALTUS, P. Dimensioning and Grid Integration of Mega Battery Energy Storage System for System Load Leveling. **IEEE Bucharest PowerTech**, p. 1-6, junho/julho 2009.

EYER, J.; COREY, G. Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. **Sandia National Laboratories**, fevereiro 2010.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.

IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Electrical Energy Storage.** Geneva, 2011.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Electricity Storage and Renewable: costs and markets to 2030.** Abu Dhabi, outubro 2017.

JUNG, K.; KIM, H.; RHO, D. Determination of the Installation Site and Optimal Capacity of the Battery Energy Storage System for Load Leveling. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 11, n. 1, p. 162-167, março 1996.

KERESTES, R.; REED, G. F.; SPARACINO, A. R. Economic Analysis of Grid Level Energy Storage for the Application of Load Leveling. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-9, novembro 2012.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis.** 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.

LAZARD. **Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 3.0.** Hamilton, 2017.

LO, C. H.; ANDERSON, M. D. Economic Dispatch and Optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems in Utility Load-Leveling Operations. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 14, n. 3, p. 824-829, setembro 1999.

MEHR, T. H.; MASOUM, M. A.S.; JABALAMELI, N. Grid-Connected Lithium-ion battery energy storage system for load leveling and peak shaving. **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, p. 1-6, setembro/outubro 2013.

MOHD, A. et al.. Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, p. 1627-1632, Junho/Julho 2008.

NOURAI, A. Large-Scale Electricity Storage Technologies for Energy Management. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, v.1, p. 310-315, julho 2002.

NEW CIVIL ENGINEER. **400 MW pumped storage hydro plan approved.** 2016. Disponível em: <<https://www.newcivilengineer.com/latest/400mw-pumped-storage-hydro-plan-approved/10015321.article>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

OPERADORA NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética.** Brasília, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

OPERADORA NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O sistema Interligado Nacional**. Brasília, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

OPERADORA NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Carga e Geração**. Brasília, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

UDALOV, A. et al.. Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, p. 2206-2211, outubro/novembro 2006.

UDALOV, A.; CHERKAOUI, R.; BEGUIN, A. Sizing and optimal Operation of Battery Energy Storage System for peak Shaving Application. **IEEE Lausanne Power Tech**, p. 621-625, julho 2007.

PARK, C. et al.. On the Estimation of an Optimum Size of Energy Storage System for Local Load Shifting. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p. 1-5, julho 2015.

PORTAL SOLAR. **Energia Fotovoltaica**. São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

PRASATSAP, U.; KIRAVITTAYA, S.; POLPRASERT, J. Determination of Optimal Energy Storage System for peak Shaving to Reduce Electricity Cost in a University. **International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies 2017 AEDCEE**, maio 2017.

RAHIMI, A. et al.. A simple and Effective Approach for peak Load Shaving Using Battery Storage Systems. **North American Power Symposium (NAPS)**, p. 1-5, setembro 2013.

RESEARCH GATE. **Compressed Air-Energy Storage**

ROBERTS, B. P.; SANDBERG, C. The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1139-1144, junho 2011.

TESLA. **Distributed Energy Products**. Palo Alto. Disponível em: <<https://www.tesla.com/utilities?redirect=no>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

UDDIN, M. et al.. A review on peak load shaving strategies. **ELSEVIER Journal**, fevereiro 2018.

VALOR. **Consumo de Energia no Brasil**. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/5303555/consumo-de-energia-no-brasil-aumenta-15-em-2017-segundo-ons>>. Acessado em: 23 de novembro 2018.

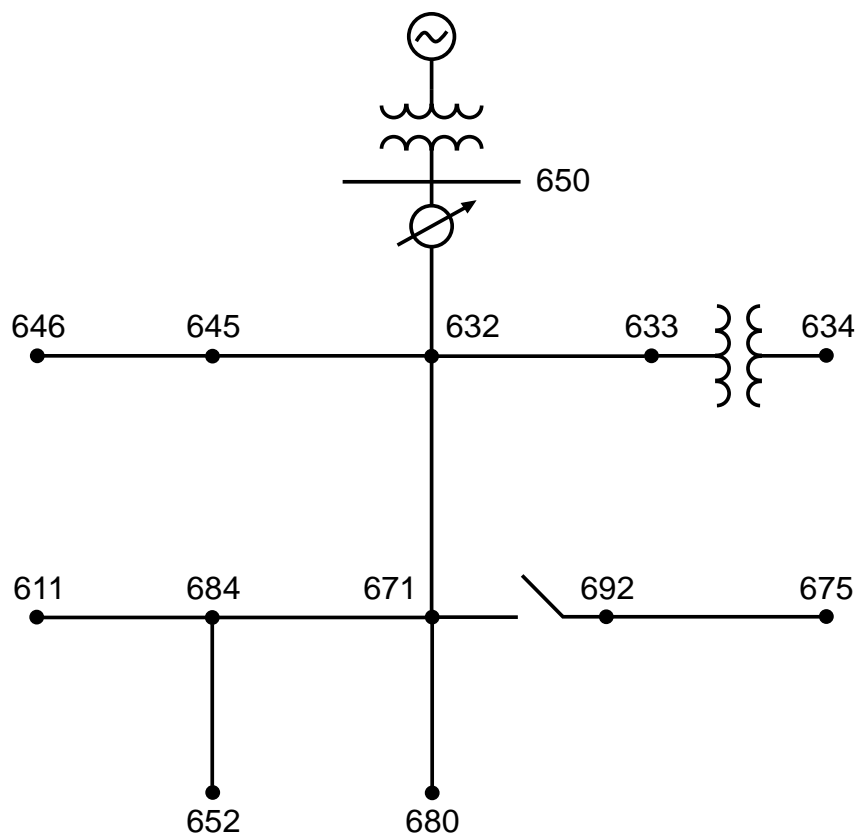
VENU, C. et al.. Battery Storage System Sizing in Distribution Feeders with Distributed Photovoltaic Systems. **IEEE Bucharest PowerTech**, p. 1-5, junho/julho 2009.

APÊNDICE

APÊNDICE A – CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA TESTE IEEE 13

A Figura A.29 apresenta o sistema teste IEEE 13 barras que foi utilizado neste trabalho, seguindo dele os parâmetros utilizados para sua configuração.

Figura A.29 - Sistemas IEEE 13 Barras Modificado



Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Configurações dos Trechos de Rede:

Configuração 601

$$Z = \begin{bmatrix} 0,3465+1,0179j & 0,1560+0,5017j & 0,1580+0,4236j \\ & 0,3375+1,0478j & 0,1535+0,3849j \\ & & 0,3414+1,0348j \end{bmatrix} \Omega / \text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 6,2998 & -1,9958 & -1,2595 \\ & 5,9597 & -0,7417 \\ & & 5,6386 \end{bmatrix} \mu\text{S} / \text{mi}$$

Configuração 602

$$Z = \begin{bmatrix} 0,7526+1,1814j & 0,1580+0,4236j & 0,1560+0,5017j \\ & 0,7475+1,1983j & 0,1535+0,3849j \\ & & 0,7436+1,2112j \end{bmatrix} \Omega / \text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 5,6990 & -1,0817 & -1,6905 \\ & 5,1795 & -0,6588 \\ & & 5,4246 \end{bmatrix} \mu\text{S} / \text{mi}$$

Configuração 603

$$Z = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 1,3294+1,3471j & 0,2066+0,4591j & \\ & 1,3238+1,3569j & \end{bmatrix} \Omega / \text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 4,7097 & -0,8999 & \\ & 4,6658 & \end{bmatrix} \mu\text{S} / \text{mi}$$

Configuração 604

$$Z = \begin{bmatrix} 1,3238+1,3569j & 0 & 0,2066+0,4591j \\ & 0 & 0 \\ & & 1,3294+1,3471j \end{bmatrix} \Omega / \text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 4,6658 & 0 & -0,8999 \\ & 0 & 0 \\ & & 4,7097 \end{bmatrix} \mu\text{S} / \text{mi}$$

Configuração 605

$$Z = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \\ & 1,3292+1,3475j & \end{bmatrix} \Omega / \text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 \\ & & 4,5193 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{mi}$$

Configuração 606

$$Z = \begin{bmatrix} 0,7982 + 0,4463j & 0,3192 + 0,0328j & 0,2849 - 0,0143j \\ & 0,7891 + 0,4041j & 0,3192 + 0,0328j \\ & & 0,7982 + 0,4463j \end{bmatrix} \Omega/\text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 96,8897 & 0 & 0 \\ & 96,8897 & 0 \\ & & 96,8897 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{mi}$$

Configuração 607

$$Z = \begin{bmatrix} 1,3425 + 0,5124j & 0 & 0 \\ & 0 & 0 \\ & & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{mi}$$

$$B = \begin{bmatrix} 88,9912 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 \\ & & 0 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{mi}$$

Tabela A. 1 - Características de Cada Nó do Sistema

Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabela A. 2 - Características dos Capacitores

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611			100

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 3 - Características Aéreas da Linha

Configuração	Sequência de Fases	Fases ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 4 - Configuração Subterrânea da Linha

Configuração	Sequência de Fases	Cabo	Neutro	Espaçamento ID
606	A B C N	2500,000 AA, CN	-	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 5 - Dados do Regulador

Regulador ID:	1			
Segmento de Linha	650-632	2500,000 AA, CN	-	515
Localização	50	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520
Fases	A – B – C			
Conexão	3-Ph, LG			
Monitoramento de Fases	A-B-C			
Largura da Banda	2.0 V			
Razão de PT	20			
Razão de CT Primária	700			
Configuração do Compensador	Fase A	Fase B	Fase C	
Configuração – R	3	3	3	
Configuração – X	9	9	9	
Nível de Tensão	122	122	122	

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 6 - Dados dos Transformadores

Transformador	Potência (MVA)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	R (%)	X (%)
Subestação	5	115 - D	4,16 – Gr. Y	1	8
XFM-1	0,5	4,16 – Gr W	0,48 – Gr W	1,1	2

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 7 - Dados das Cargas Pontuais

Nó	Modelo de Carga	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabela A. 8 - Dados da Carga Distribuída

Nó A	Nó B	Modelo de Carga	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Adaptado de IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. IEEE 13 Node Test Feeder.