

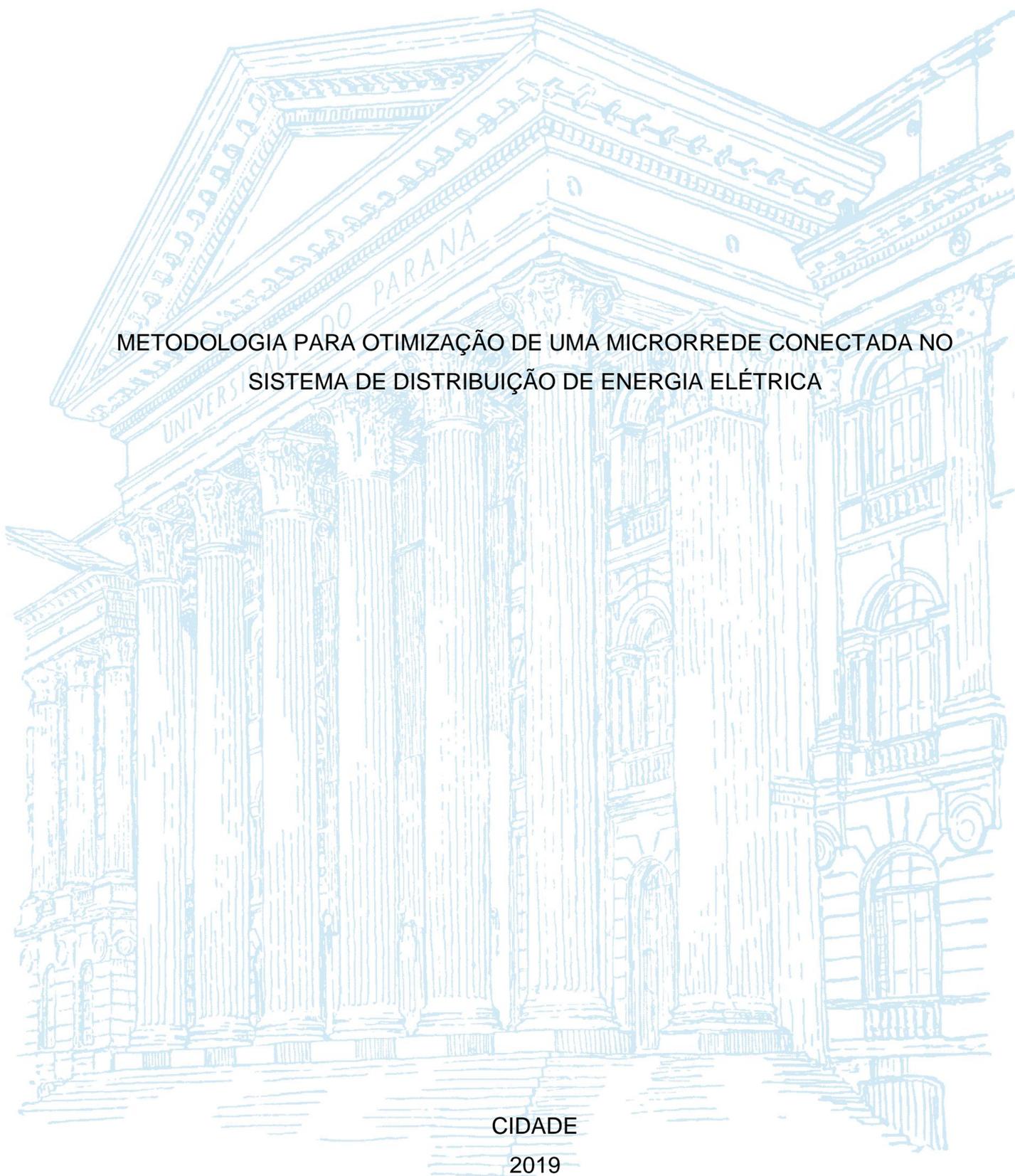
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LEONARDO FUCHS

METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE CONECTADA NO  
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CIDADE

2019



LEONARDO FUCHS

METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE CONECTADA NO  
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

Coorientador: M.Sc. Filipe Perez

CIDADE

2019

Dedico este trabalho aos meus pais que sempre me apoiaram nos estudos e sem eles este trabalho e muitos dos meus sonhos não se realizariam.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por tudo o que sou e tenho.

Agradeço aos meus pais e irmão, pelo amor, carinho, incentivo ao estudo, suporte financeiro e pela paciência.

Agradeço aos meus tios por toda a paciência, suporte e moradia oferecidos durante todo o meu período de graduação.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli, por toda a paciência e pelo tempo dedicado a correções e orientação durante todo o semestre.

Agradeço ao meu coorientador, M. Sc. Filipe Perez, pelo suporte oferecido, pela paciência e pela oportunidade em trabalhar com o projeto de P&D que gerou o tema do TCC.

Agradeço aos meus colegas de graduação e de trabalho por todo o companheirismo e apoio.

Por fim, agradeço ao Lactec pelo suporte ao projeto de TCC.

“A verdadeira motivação vem da  
realização, desenvolvimento pessoal,  
satisfação no trabalho e reconhecimento”.

(Frederick Herzberg)

## RESUMO

O presente trabalho apresenta um estudo para otimização de uma microrrede conectada à rede elétrica de distribuição. A microrrede considerada para esse estudo é composta por um sistema de geração fotovoltaico de 200 kWp e um sistema de armazenamento de energia com baterias íon-Lítio com capacidade total de 560 kWh. Para orientar o processo de otimização foram considerados três modos de operação da microrrede, sendo eles o *Peak Shaving*, Suavização da Geração Intermitente e Regulação de Tensão. Foi utilizado o método de programação linear inteira mista para formular cada uma dessas operações. Dessa forma, como resultado do processo de otimização são estabelecidos os níveis de potência que o sistema de armazenamento deve fornecer ou absorver para a operação ótima da microrrede. A partir dos resultados obtidos com a otimização foram realizadas simulações computacionais utilizando o software GridLab-D para avaliar o impacto da operação de *Peak Shaving* em um alimentador de teste. Em tais simulações foram analisados o perfil de tensão e a potência demanda do alimentador de teste com a inserção da microrrede que serviram para aferir a coerência dos resultados e as melhorias alcançadas com o emprego da metodologia de otimização desenvolvida.

Palavras-Chave: 1. Geração Distribuída 2. Microrredes 3. Programação Linear.

## **ABSTRACT**

The present work presents a study of optimization for a microgrid connected to the distribution grid. The microgrid considered for this study consists of a 200 kWp photovoltaic generation system and a 560 kWh Lithium-ion battery energy storage. To guide the optimization process, three modes of operation of the microgrid were considered: Peak Shaving, Smoothing Generation and Voltage Regulation. The mixed integer linear programming method was used to formulate each of the operations. Thus, as a result of the optimization process, the power levels that the storage system must provide or absorb for optimal microgrid operation are established. From the results of the optimization process, computer simulation were performed using GridLab-D software to evaluate the impact of Peak Shaving operation on a test feeder. In such simulations, the stress profile and the power demand of the test feeder were analyzed with the insertion of the microgrid that served to measure the coherence of the results and the improvements achieved with the use of the optimization methodology developed.

Keywords: 1. Distributed generation 2. Microgrids 3. Linear Programming.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO PARA OS PROXIMOS 15 ANOS.....	16
FIGURA 2 – EFEITO FOTOELÉTRICO .....	20
FIGURA 3 – ESTRUTURA DE UMA MICRORREDE.....	22
FIGURA 4 – CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ACORDO COM A NATUREZA DO PROCESSO.....	24
FIGURA 5 – COMPARAÇÃO ENTRE DENSIDADES DE ENERGIA VOLUMÉTRICA E GRAVIMÉTRICA EM CÉLULAS DE BATERIA.....	24
FIGURA 6 – CURVA DE DEMANDA DE ENERGIA .....	28
FIGURA 7 – OPERAÇÃO DE <i>PEAK SHAVING</i> .....	29
FIGURA 8 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR.....	30
FIGURA 9 – TOPOLOGIA DA MICRORREDE ESTUDADA .....	31
FIGURA 10 – ALIMENTADOR IEEE 13 BARRAS .....	33
FIGURA 11 – CURVA DE POTÊNCIA ATIVA DO ALIMENTADOR ESTUDADO.....	35
FIGURA 12 – FORMA GERAL DE UM PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR .....	36
FIGURA 13 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO PARA A OPERAÇÃO DE <i>PEAK SHAVING</i> .....	42
FIGURA 14 – GERAÇÃO SOLAR PARA UM DIA ENSOLARADO E COM POUCAS NUVENS .....	43
FIGURA 15 – GERAÇÃO SOLAR PARA UM DIA NUBLADO E COM POUCAS ABERTURAS DE SOL .....	43
FIGURA 16 – CURVA DE REFERÊNCIA PARA A SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO ..	44
FIGURA 17 – POTÊNCIA RESULTANTE APÓS A SUAVIZAÇÃO.....	45
FIGURA 18 – SUAVIZAÇÃO COM BASE NA MÉDIA DE GERAÇÃO PREVISTA DURANTE O PERÍODO DE GERAÇÃO.....	47
FIGURA 19 – SUAVIZAÇÃO COM BASE NA MÉDIA DE GERAÇÃO PREVISTA DURANTE 24H .....	48
FIGURA 20 – POTÊNCIA REATIVA AO LONGO DE 24H.....	49
FIGURA 21 – TENSÃO NO ALIMENTADOR AO LONGO DE 24H .....	50
FIGURA 22 – POTÊNCIA POR FASE NA BARRA 650 .....	56

FIGURA 23 – POTÊNCIA TRIFÁSICA NA BARRA 650.....	57
FIGURA 24 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20% .....	58
FIGURA 25 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50% .....	60
FIGURA 26 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80% .....	60
FIGURA 27 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20% .....	63
FIGURA 28 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% .....	65
FIGURA 29 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80% .....	65
FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE A ENERGIA FOTOVOLTAICA E A ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA OS CENÁRIOS ANALISADOS	67
FIGURA 31 – POTÊNCIA DEMANDADA DO ALIMENTADOR COM A MUDANÇA DA PENALIDADE DA PARCELA 3.....	68
FIGURA 32 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE A NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV .....	69
FIGURA 33 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE B NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV .....	69
FIGURA 34 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE C NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV .....	70
FIGURA 35 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50% .....	71
FIGURA 36 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% - SUAVIZAÇÃO DURANTE O PERÍODO DE GERAÇÃO SOLAR.....	72

FIGURA 37 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% - SUAVIZAÇÃO DURANTE 24H .....	72
FIGURA 38 – RESULTADO PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	74
FIGURA 39 – POTÊNCIA FORNECIDA PELO SISTEMA DE BATERIAS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	74

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – LÓGICA DAS VARIÁVEIS BINÁRIAS NA OTIMIZAÇÃO .....	40
TABELA 2 – CENÁRIOS ANALISADOS PARA <i>PEAK SHAVING</i> .....	52
TABELA 3 – CENÁRIOS ANALISADOS PARA SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO.....	53
TABELA 4 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA 13 BARRAS OBTIDOS PELO GRIDLAB-D E FORNECIDOS PELO IEEE.....	54
TABELA 5 – DIFERENÇA NOS VALORES DO PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA 13 BARRAS OBTIDOS PELO GRIDLAB-D E FORNECIDOS PELO IEEE.....	55
TABELA 6 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20% .....	59
TABELA 7 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20% .....	59
TABELA 8 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50% .....	61
TABELA 9 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80% .....	61
TABELA 10 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50% .....	62
TABELA 11 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80% .....	62
TABELA 12 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20%.....	63
TABELA 13 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20%.....	64
TABELA 14 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%.....	66

TABELA 15 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80%.....	66
TABELA 16 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%.....	66
TABELA 17 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80%.....	66
TABELA 18 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50% .	71
TABELA 19 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% .....	73

## LISTA DE SÍMBOLOS

<u>Símbolo</u>	<u>Descrição</u>	<u>Unidade</u>
$\lambda_{ENERGIA}$	- Preço da energia elétrica para a concessionária de energia	R\$
$t$	- Intervalo de Tempo	s
$P(t)$	- Potência demandada da rede elétrica da distribuidora	kW
$d$	- fator de utilização da bateria	\$/kWh
$P_{BAT DC}$	- Potência fornecida pela bateria	kW
$P_{BAT CH}$	- Potência absorvida pela bateria	kW
$\lambda_{CELL}$	- Preço da célula de bateria	\$/kWh
$N$	- Número de ciclos da bateria	-
$SoC_{MAX}$	- Estado de carga máximo da bateria	%
$SoC_{MIN}$	- Estado de carga mínimo da bateria	%
$Pot PV$	- Potência gerada pelo sistema fotovoltaico	kW
$Pot carga$	- Potência demanda pela carga	kW
$SoC$	- Estado de carga da bateria	%
$\delta_{CH}$	- Variável binária relacionada ao carregamento da bateria	-
$\delta_{DC}$	- Variável binária relacionada ao descarregamento da bateria	-
$P_{MAX}$	- Potência máxima de carga ou descarga da bateria	kW
$E$	- Energia total da bateria	kWh
$p$	- Valor da penalidade	R\$/kW
$\Delta$	- Variação entre a potência resultante e a potência de referência	kW
$P_{REF}$	- Potência de referência	kW
$V$	- Tensão	V ou PU
$V_{REF}$	- Tensão de Referência	V ou PU
$k$	- Ganho	-
$Q$	- Potência Reativa	VAr ou PU
$Q_{REF}$	- Potência Reativa de Referência	VAr ou PU
$Q_{ENTRADA}$	- Potência Reativa de entrada	PU

## SUMÁRIO

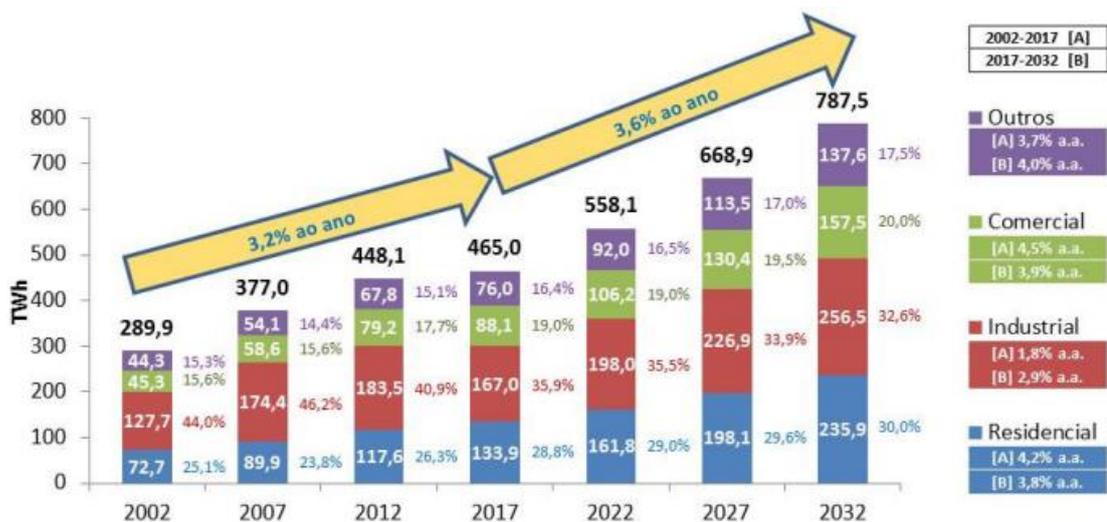
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
1.1 PROPOSTA E JUSTIFICATIVA .....	17
1.2 OBJETIVOS .....	18
1.2.1 Objetivo geral .....	18
1.2.2 Objetivos específicos.....	18
<b>2 REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	<b>19</b>
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	19
2.1.1 Fontes de energia .....	20
2.1.1.1 Painel solar .....	20
2.1.1.2 Gerador eólico .....	21
2.2 MICRORREDES .....	21
2.2.1 Sistema de armazenamento.....	23
2.2.1.1 Bateria Íon – Lítio.....	23
2.2.1.2 Projetos com sistemas íon-lítio.....	25
2.3 OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO.....	25
2.4 MODOS DE OPERAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS .....	27
2.4.1 Peak shaving.....	27
2.4.2 Regulação de tensão .....	29
2.4.3 Suavização da Geração .....	30
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	<b>31</b>
3.1 CASO ESTUDADO .....	31
3.2 GRIDLAB-D.....	32
3.3 SISTEMA ALIMENTADOR.....	33
3.4 CURVAS DE CARGA.....	34
3.5 GUSEK.....	35
3.6 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	35
3.6.1 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA.....	36
3.6.2 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA <i>PEAK SHAVING</i> .....	36
3.6.3 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO .....	42
3.6.3.1 Suavização com base na curva nominal do PV.....	43
3.6.3.2 Suavização com base na média de geração prevista.....	47
3.7 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO .....	48

3.8 CENÁRIOS ANALISADOS.....	51
3.8.1 CENÁRIOS PARA PEAK SHAVING .....	51
3.8.2 CENÁRIOS PARA A SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO.....	52
<b>4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS .....</b>	<b>54</b>
4.1 VALIDAÇÃO DO SISTEMA 13 BARRAS NO GRIDLAB-D .....	54
4.2 APLICAÇÃO DE CURVAS DE CARGAS .....	55
4.3 OPERAÇÃO DE <i>PEAK SHAVING</i> .....	57
4.3.1 PERFIL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR .....	68
4.4 SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	70
4.5 REGULAÇÃO DE TENSÃO .....	73
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>75</b>
5.1 TRABALHOS FUTUROS .....	75
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>77</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no mundo está relacionado com o desenvolvimento e industrialização dos países. O aumento do consumo de energia elétrica não se dá apenas por expansão do setor industrial, mas também por crescimento do número de domicílios e instalações comerciais conectadas à rede elétrica. Conforme um estudo divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética publicado em abril de 2018, o consumo de energia elétrica no Brasil apresenta uma tendência de crescimento anual de 3,6% entre os anos de 2017 até 2032, conforme mostrado na FIGURA 1.

FIGURA 1 – PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO PARA OS PROXIMOS 15 ANOS



FONTE: EPE (2018)

Neste cenário de constante desenvolvimento econômico e demanda por energia, as concessionárias e profissionais da operação do sistema elétrico buscam operar as redes de transmissão e distribuição da melhor forma possível, otimizando o fornecimento de energia com o menor custo de operação.

A utilização de recursos de geração distribuídos com sistemas de armazenamento de energia, formando uma microrrede, é uma forma de arranjo de redes de distribuição que podem ser utilizado por concessionárias de energia. Tais arranjos podem proporcionar diversos benefícios operativos, como por exemplo, a diminuição do pico de demanda do alimentador, regulação de tensão e suavização

da geração intermitente, fornecendo uma melhor qualidade de energia aos consumidores, além de postergar os gastos com ampliação das redes de distribuição e transmissão.

Porém, a utilização de sistemas de armazenamento de energia apresenta um custo bastante elevado. Desta forma, a microrrede operando em modo conectado com a rede de distribuição principal deve incorporar mecanismos de atuação que busquem o melhor momento para operar o sistema de armazenamento, prolongando a vida útil dos equipamentos e evitando gastos antecipados com substituições e manutenções.

## 1.1 PROPOSTA E JUSTIFICATIVA

Neste trabalho é proposto um processo de otimização de uma microrrede operando em modo conectado com a rede de distribuição principal, a qual possui um sistema de geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento com baterias íons-lítio. O resultado do processo de otimização estabelece os momentos adequados para a operação do sistema de armazenamento afim de realizar a redução do pico de demanda do alimentador estudado, regulação de tensão e suavização da geração fotovoltaica.

A realização da redução dos picos de demanda permite postergar investimentos com a expansão das redes de distribuição e transmissão. A regulação de tensão permite que a concessionária opere a rede elétrica de distribuição na faixa adequada de tensão, evitando multas e melhorando a qualidade de energia. Por fim, a suavização da geração permite a inserção e controle de forma mais eficiente das fontes de energias intermitentes, como a solar e a eólica, permitindo um melhor balanço energético nas redes de distribuição.

Este trabalho tem como base o projeto de P&D "Sistema de Controle Ótimo de Microgrid com Armazenamento de Energia para Smartgrid", originado da chamada nº 21 da ANEEL - "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro". O projeto está sendo executado pelos Institutos Lactec com financiamento da COPEL Distribuição S.A.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

Estudar e apresentar a formulação da otimização para uma microrrede conectada à rede elétrica de distribuição, que envolva a redução do pico de demanda, regulação de tensão e suavização da geração intermitente. Além disso, para analisar os níveis de tensão na rede elétrica com a microrrede conectada, pretende-se realizar simulações para determinar os níveis de tensão e o impacto do deslocamento de demanda no alimentador a ser estudado.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Estudar e compreender a utilização de programação linear para a otimização de sistemas;
- Propor uma formulação para a otimização de redução do pico de demanda (peak shaving), regulação de tensão e suavização da geração intermitente;
- Realizar simulações em software de fluxo de potência para avaliar os perfis de tensão com a otimização da microrrede;

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída está ganhando espaço no cenário nacional e mundial. De acordo com ANEEL (2019), com todos os incentivos e benefícios provenientes da geração distribuída o Brasil alcançou a marca de 1 GW de potência instalada em mini e microgeração distribuída. Segundo ANEEL (2019) a fonte de energia mais utilizada pelos consumidores é a fotovoltaica e os estados com maior número de micro e minigeração são Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo.

Existe na literatura várias definições referentes a geração distribuída levando em conta o tipo de geração de energia, local de geração e potência instalada. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2017), a geração distribuída refere-se à geração de energia próximo aos consumidores utilizando painéis solares ou outras formas de geração de energia.

No trabalho de Ackermann et al. (2001) a definição de geração distribuída é apresentada como uma fonte de energia conectada diretamente a rede de distribuição ou ao consumidor.

Com relação à potência da instalação com geração distribuída, diferentes autores assumem diferentes valores dependendo do período e da realidade do país onde os trabalhos com geração distribuída estão sendo desenvolvidos. No trabalho de Ackermann et al. (2001) é descrito algumas faixas de valores para a geração distribuída em alguns países, como por exemplo, na Suécia a GD é definida como geração até 1500 kW. Na Inglaterra a GD é predominantemente utilizada para unidades de energia com menos de 100 MW de capacidade instalada.

No trabalho de Dias (2005) são classificados quatro categorias de geração distribuída de acordo com a potência instalada, sendo elas Micro GD (até 1MW), Pequena GD (de 1 até 30 MW), Média GD (30 a 50 MW) e grande GD (50 a 100 MW).

No cenário nacional a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL estabelece duas definições referentes à microgeração e minigeração distribuída de acordo com a potência instalada, sendo considerada Microgeração a central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e Minigeração a central geradora com potência instalada superior a 100 kW e menor que 1 MW.

### 2.1.1 Fontes de energia

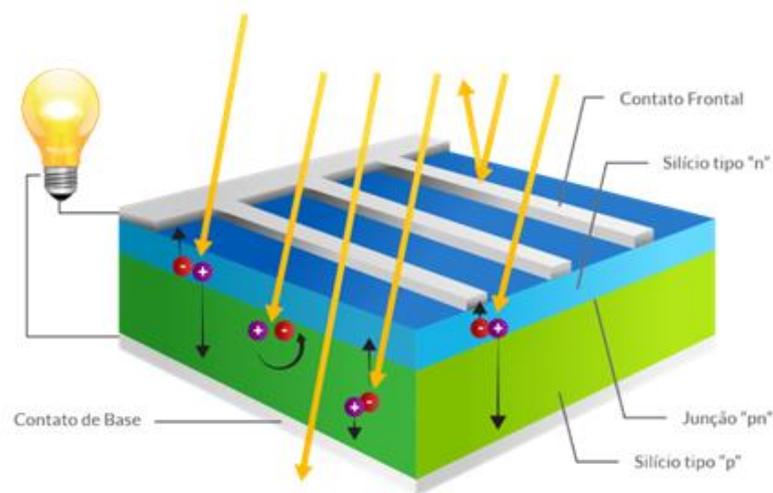
A geração distribuída é composta por fontes de energia renováveis localizadas próximas as cargas. As energias renováveis incluem a hidroelétrica, eólica, solar, biológica, geotérmica e energia dos oceanos.

A seguir são apresentadas as principais características das unidades geradoras comumente utilizadas na geração distribuída.

#### 2.1.1.1 Painel solar

Painéis solares convertem energia proveniente dos raios solares em energia elétrica através de células fotovoltaicas. Essas células fotovoltaicas são feitas de materiais semicondutores, como por exemplo o silício. Na presença de luz, o elétron da banda de valência do semicondutor recebe energia proveniente do fóton. Com a energia do fóton sendo suficiente para permitir que o elétron passe da banda de valência para a banda de condução, surge uma tensão elétrica na célula fotovoltaica. Esse efeito é conhecido como efeito fotoelétrico. Na FIGURA 2 é ilustrada uma célula fotoelétrica constituída de silício onde é representado o efeito fotoelétrico.

FIGURA 2 – EFEITO FOTOELÉTRICO



FONTE: BLUESOL (2018)

A forma de tensão e corrente na saída de um painel solar é contínua, necessitando um conversor DC/AC para conectar o painel solar a rede elétrica de distribuição.

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável - IRENA (2012) a tecnologia fotovoltaica oferece vários benefícios dos quais podemos destacar a modularidade e pequenas dimensões dos painéis solares frente a outras formas de geração de energia, além de possui custo de manutenção extremamente baixo.

#### 2.1.1.2 Gerador eólico

A geração eólica consiste na geração de energia elétrica através da ação do vento nas turbinas eólicas, responsáveis por converter a energia cinética do vento em energia elétrica.

No trabalho de Müller (2015) são descritos alguns componentes básicos de uma turbina eólica, dos quais podemos destacar:

- Pás do rotor: responsáveis por receber a energia do vento
- Eixo: responsável por transferir a energia cinética para o gerador
- Multiplicador de velocidade: responsável por aumentar a rotação do eixo em relação a velocidade das pás da turbina
- Gerador elétrico: responsável por converter o movimento rotacional do eixo em energia elétrica
- Torre de sustentação: responsável por manter a turbina eólica na altura adequada para a captação do vento pela turbina

De acordo com ANEEL (2016) no Brasil a geração eólica esta cada vez mais presente na matriz energética, sendo que o país esta entre os maiores produtores de energia eólica do mundo.

## 2.2 MICRORREDES

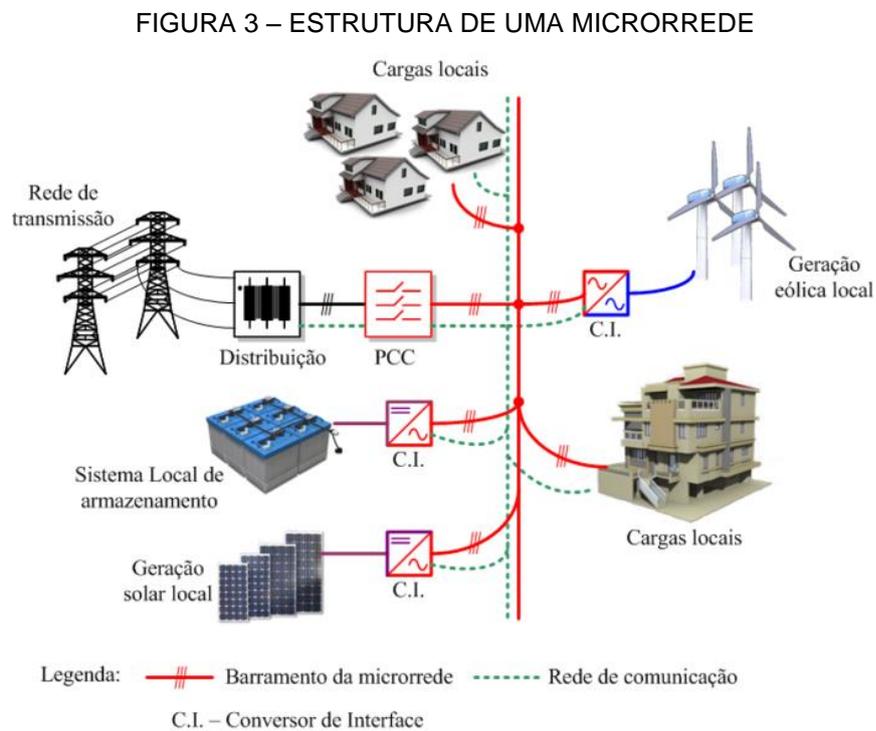
Segundo Moreira (2012), a definição de microrrede engloba uma rede elétrica de pequena dimensão composta por cargas e um sistema de microgeração. Além do sistema de cargas e microgeração as microrredes também englobam sistemas de armazenamento de energia, os quais fornecem suporte tanto na

operação ilhada quanto na operação conectada da microrrede. Ainda, segundo Moreira (2012), a microrrede possui um sistema de controle e gestão suportado por estruturas de comunicação os quais tem por objetivos o monitoramento e controle da microrrede e das cargas conectadas no sistema.

No trabalho de Planas (2015) uma microrrede é definida como uma integração entre recursos de energia distribuídos para alimentar as cargas que estão distribuídas na rede. Segundo Planas (2015) os recursos de energia distribuídos nas microrredes podem ser classificados em dois grupos, sendo eles a geração distribuída e os sistemas de armazenamento.

A ANEEL define uma microrrede como sendo uma “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.”, (ANEEL, 2015).

A FIGURA 3 ilustra uma estrutura básica de uma microrrede conectada no sistema de distribuição principal.



FONTE: OLIVEIRA (2016)

Na figura são apresentados os elementos de geração de energia, representados pela geração eólica e solar, o sistema de armazenamento e as cargas conectadas a microrrede. Cada elemento de geração ou armazenamento é

conectado a rede elétrica através dos conversores DC/AC. Todo o sistema da microrrede é conectado por um sistema de comunicação, representado pela linha verde tracejada, responsável pelo envio e recebimentos de sinais de controle na microrrede.

Na sequência são apresentados os sistemas de armazenamento de energia presentes nas microrredes com enfoque principalmente nos sistemas com tecnologias de baterias íon-lítio, os quais fazem parte da proposta deste trabalho.

### 2.2.1 Sistema de armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia presentes em microrredes fornecem energia quando a microrrede opera em modo ilhado ou fornecem suporte a outras funções quando a microrrede opera em modo conectado, como por exemplo na suavização da geração dos painéis solares e regulação de frequência e tensão na rede elétrica.

Existem diversas tecnologias de armazenamento que podem ser utilizadas em microrredes. De acordo com Serra et al. (2016), as tecnologias para armazenamento de energia podem ser de origem mecânica, eletroquímica, química, elétrica ou magnética.

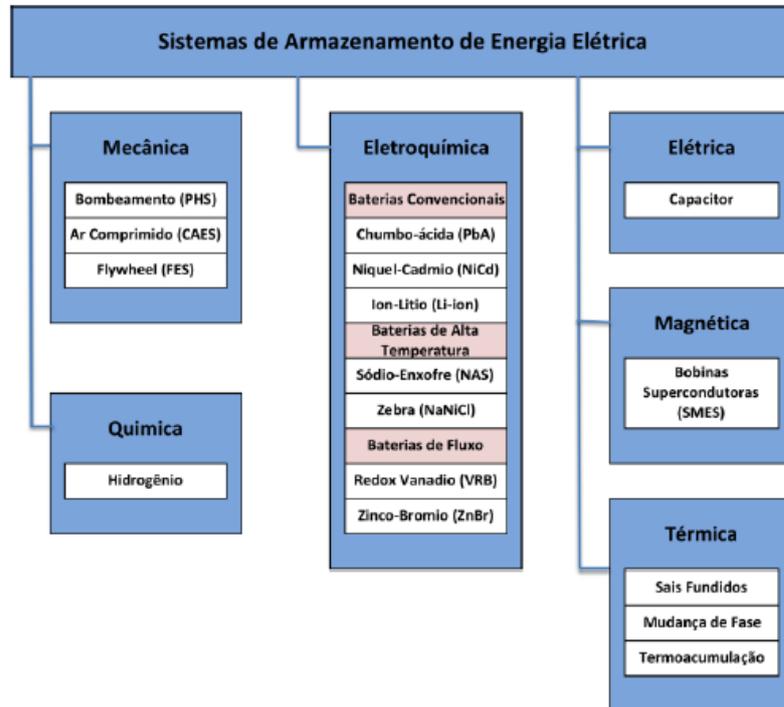
Na FIGURA 4 são apresentados alguns sistemas de armazenamento classificados de acordo com o processo de armazenamento de energia.

#### 2.2.1.1 Bateria Íon – Lítio

O sistema de armazenamento considerado neste trabalho consiste em um sistema com baterias Íon – Lítio com 560 kWh de capacidade total. Na sequência é realizada uma breve descrição da tecnologia Íon-Lítio.

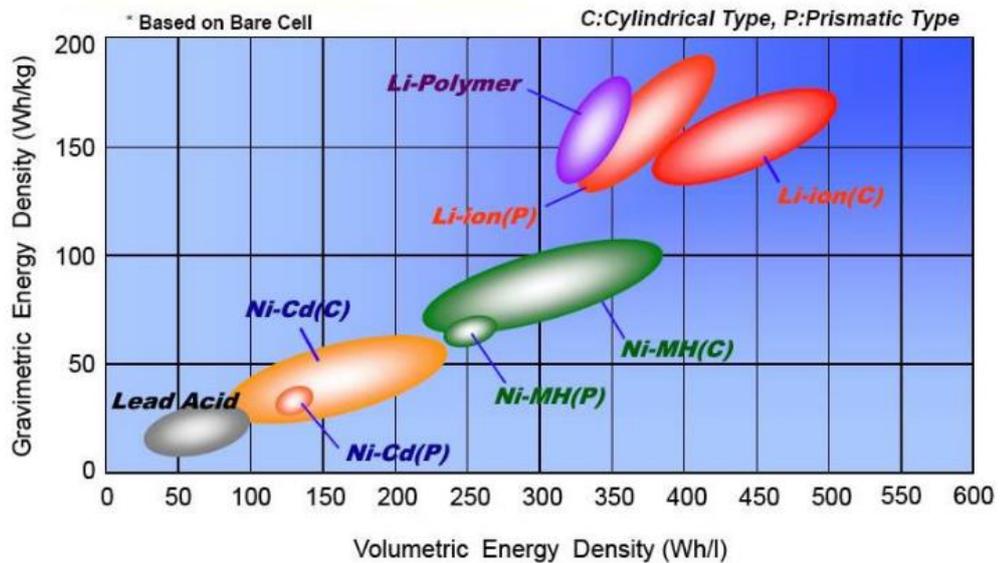
Conforme descrito no trabalho de Serra et al. (2016), a tecnologia de íon-lítio nos últimos anos é a tecnologia que mais cresce para a utilização em sistemas de armazenamento, tendo destaque nas aplicações com sistemas fotovoltaicos isolados da rede. Além de suportar altas taxas de carga e descarga, as baterias de íon-lítio possuem uma alta densidade energética em relação a outras tecnologias de baterias, conforme apresentado na FIGURA 5.

FIGURA 4 – CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ACORDO COM A NATUREZA DO PROCESSO



FONTE: SERRA et al. (2016)

FIGURA 5 – COMPARAÇÃO ENTRE DENSIDADES DE ENERGIA VOLUMÉTRICA E GRAVIMÉTRICA EM CÉLULAS DE BATERIA



FONTE: EPEC (2019?)

De acordo com EPRI (2013), a grande escala de fabricação de baterias de íon-lítio, estimada em 30 GWh até 2015, pode resultar em custos menores para as baterias que utilizam essa tecnologia. Ainda, segundo EPRI (2013), muitos sistemas

que utilizam essa tecnologia foram implementados em testes de campo para validar a integração e operação da rede elétrica com o sistema de armazenamento.

#### 2.2.1.2 Projetos com sistemas íon-lítio

A utilização de baterias de íon-lítio integrada à rede elétrica tem sido utilizada em diversas aplicações em varias localidades ao redor do mundo. A seguir, serão destacados alguns empreendimentos que utilizaram essa tecnologia.

De acordo com o trabalho de Serra et al. (2016) a Chevron Energy Solutions e a AES Energy Storage LLC instalaram a primeira unidade comercial de grande porte que utiliza baterias de íon-lítio para reduzir os picos de demanda.

Ainda, segundo Serra et al. (2016), foi instalado em Elkins, West Virginia, USA uma usina eólica com capacidade de 98 MW que dispõem de um sistema de armazenamento com baterias de íon-lítio, utilizado para diminuir a intermitência do sistema eólico.

Em uma noticia publicada por Ambiente Energia (2018) é destacado o primeiro projeto no Brasil de armazenamento de energia por baterias de íon-lítio implantado junto a usina hidrelétrica de Bariri – SP. Conforme descrito, o principal objetivo da implantação do sistema de armazenamento é dar suporte a rede no horário de pico, postergar investimentos e integração com a geração intermitente, como a solar e eólica.

### 2.3 OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO.

Uma microrrede pode operar de modo conectado ou isolado da rede elétrica principal de distribuição. Normalmente, as microrredes isoladas estão presentes em localidades onde não há acesso à rede de distribuição. As microrredes conectadas são comumente implantadas em ambientes urbanos e podem fornecer suporte à rede de distribuição principal, atuando no deslocamento de demanda, na regulação de tensão e contribuindo com a eficientização do sistema elétrico.

Como o foco principal deste trabalho trata da otimização de uma microrrede conectada à rede elétrica, a seguir serão apresentados três trabalhos que tratam de otimização em microrredes e serão destacadas as técnicas e os resultados obtidos pelos autores.

No trabalho de Chouhan et al. (2016) é utilizada programação linear para realizar a otimização de uma microrrede conectada. Neste trabalho a função objetivo é minimizar o custo de energia para atender determinada carga, considerando uma microrrede conectada à rede de distribuição com recursos de geração distribuídos, incluindo sistemas de armazenamento com baterias.

Segundo os autores, a otimização determina a melhor utilização dos recursos de geração distribuída presentes na rede elétrica e determina o melhor momento para operar o sistema de armazenamento de energia.

De acordo com os autores, a função objetivo determina o descarregamento e carregamento das baterias realizando a redução do pico de demanda do sistema considerado. A redução do pico de demanda é especificado nas restrições do problema onde determinou-se um limite para a potência demanda da rede elétrica.

Para a simulação da otimização, os autores utilizaram um alimentador contendo cinco geradores distribuídos alimentados a combustível, uma unidade de armazenamento com baterias e uma unidade de carga. Além disso, foi considerada uma curva de carga do alimentador e uma curva com preços de energia elétrica.

Conforme os resultados apresentados pelos autores, o sistema de armazenamento foi carregado quando o preço da energia era baixo e descarregado quando o preço da energia assumia valores mais elevados. Conforme as restrições de diminuição do pico de demanda impostas no problema, o pico de demanda da rede elétrica de distribuição não ultrapassou o limite imposto pelos autores. Dessa forma, o sistema de distribuição sofreu uma redução considerável no nível de potencia demandada no horário de pico.

No trabalho de Yu (2012) é proposta uma otimização para a regulação de tensão em redes de distribuição utilizando recursos de geração distribuída.

No trabalho, os autores consideraram uma faixa de tensão adequada para a operação da rede entre 1,05 PU e 0,95 PU. Caso a tensão assumia valores maiores que 1,05 PU ou menores que 0,95 PU a geração distribuída é utilizada para adequar a tensão a faixa adequada de operação. Essa regulação é realizada pela injeção ou absorção de potência reativa pelas unidades de geração distribuídas presentes no alimentador. O nível ótimo de potência reativa é calculado via processo de programação linear. Os autores testaram o algoritmo de otimização em uma rede de distribuição com tensão de 13,8 kV.

Com base nos resultados obtidos pelos autores, a regulação de tensão foi obtida para os nos que compõem a rede de distribuição através do controle de potência reativa das unidades de geração distribuída, permitindo que a rede opere dentro dos limites de tensão especificados pelos autores.

No trabalho de Li (2013) é apresentado os resultados de uma simulação de um sistema com geração distribuída contendo geração fotovoltaica e eólica e um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias, cujo objetivo é realizar a suavização da geração solar e eólica. O sistema de armazenamento proposto no trabalho é composto por baterias de Íon-lítio.

Os autores propõem um método de suavização da geração baseado no controle do estado de carga (SoC) do sistema de armazenamento. Esse controle, chamado de feedback SoC, permite o gerenciamento da potência fornecida pelo sistema de armazenamento de modo a operar em uma região adequada e permitindo a suavização da geração solar/eólica.

Os autores também destacam que o controle do sistema de armazenamento opera de modo a gerenciar a energia da melhor forma possível, permitindo que a vida útil do sistema de armazenamento seja prolongada, evitando deteriorização acelerada do sistema.

Os resultados demonstrados pelos autores mostram a suavização de uma geração fotovoltaica com 40 MW de potência nominal. Para realizar a suavização da geração foi utilizado um sistema de armazenamento de 5 MWh composto por baterias de ion-lítio. De acordo com os autores, geração fotovoltaica foi efetivamente suavizada.

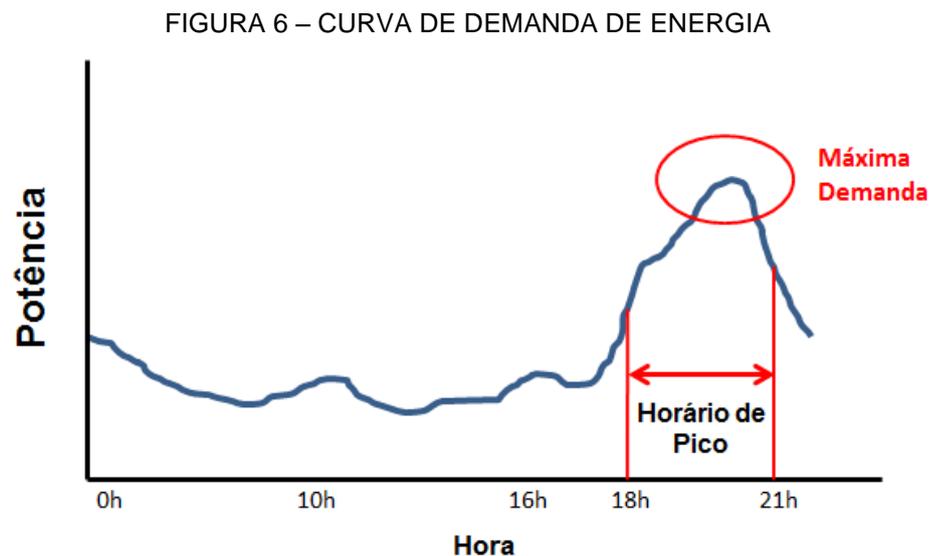
## 2.4 MODOS DE OPERAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS

### 2.4.1 Peak shaving

Uma das principais propostas deste trabalho é apresentar uma análise e simulação da realização de *peak shaving* em um alimentador de rede de distribuição de energia elétrica.

A demanda de energia varia no decorrer do dia e para garantir que essa demanda de energia seja atendida, usinas de menor potência são acionadas durante os horários de maior consumo.

Normalmente, uma curva de carga típica apresenta horários de maior demanda de energia em certo período do dia. Esse período de maior consumo é conhecido como horário de ponta ou horário de pico e corresponde ao período de três horas diárias consecutivas durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. Na FIGURA 6 é ilustrada uma curva de demanda genérica que apresenta um horário de pico situado entre as 18h e 21h.

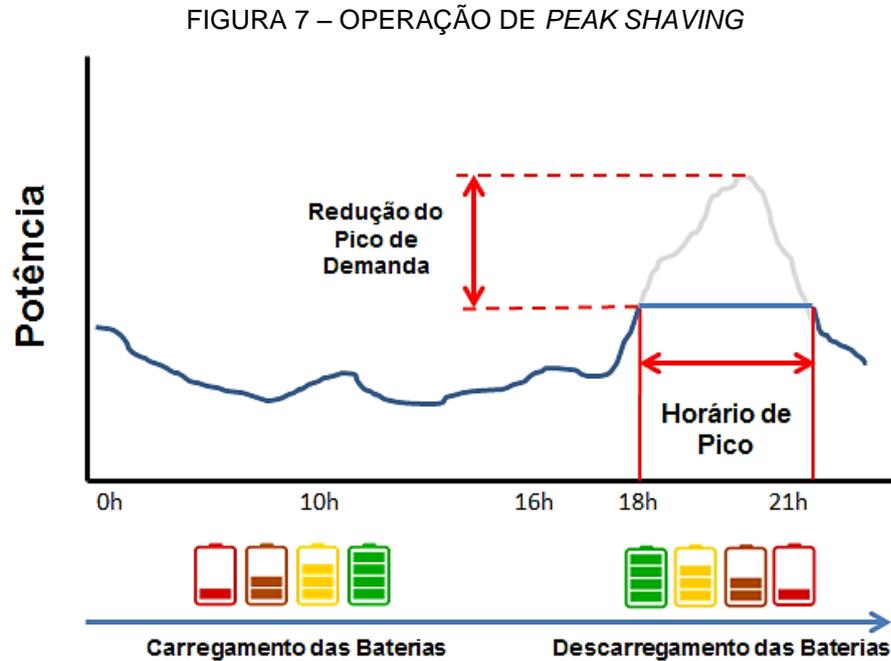


FONTE: O AUTOR (2019)

O *peak shaving* pode ser entendido como uma estratégia de diminuição da demanda de energia da rede elétrica nos horários que apresentam maiores consumos de energia. Para atingir essa redução da demanda é comumente utilizado sistemas de armazenamento de energia para suprir, totalmente ou parcialmente, a energia demandada pela carga. Com isso, a rede de distribuição ou de transmissão não sofre carregamento excessivo nos horários de maior demanda, visto que os sistemas de armazenamento são instalados próximos as unidades consumidoras e suprem a energia demandada pela carga.

A FIGURA 7 ilustra a operação de *peak shaving* para uma rede de distribuição que apresenta uma curva de carga com um pico de demanda situado entre as 18h e 21h. Nesse caso, o sistema de armazenamento de energia da microrrede é carregado durante os períodos fora do horário de pico. A energia para carregar o sistema de baterias pode ser fornecido tanto pela rede de distribuição quanto por outras fontes de energia presentes na microrrede, como por exemplo, a

solar ou eólica. Durante o horário de pico, o sistema de baterias é utilizado para suprir parte da energia demandada pela carga.



FONTE: O AUTOR (2019)

#### 2.4.2 Regulação de tensão

No Brasil, as concessionárias de energia devem cumprir com normas estabelecidas pela Aneel e cumprir com os requisitos de qualidade de energia. Com relação aos níveis de tensão em regime permanente o PRODIST – Módulo 8 da ANEEL estabelece os níveis de tensão adequados que as concessionárias devem manter nos pontos de conexão dos seus consumidores. De acordo com o PRODIST – módulo 8 a concessionária deve manter um nível de tensão situado entre 95% a 105% da tensão nominal de operação do sistema. Com isso as concessionárias de energia estão sempre buscando formas de melhorar e manter seus níveis de tensão dentro da faixa adequada, tanto para evitar cobranças indesejáveis quanto para evitar perdas nas linhas de distribuição e transmissão.

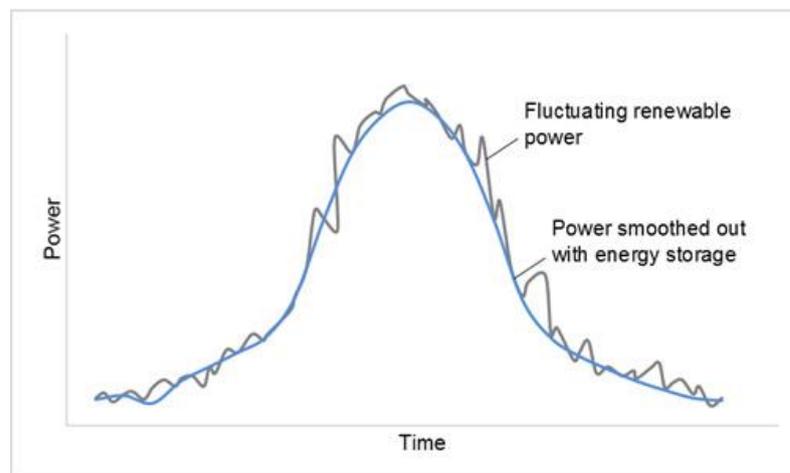
De acordo com o PRODIST – módulo 8 as tensões em regime permanente são classificadas em três categorias, sendo elas adequada, precária ou crítica. Os consumidores que apresentarem tensões de atendimento fora dos limites permitidos devem ser compensados pela distribuidora de energia elétrica.

### 2.4.3 Suavização da Geração

A microrrede analisada neste trabalho possui um sistema de geração solar que pode suprir parte da potência demandada pela carga conectada na microrrede. A energia solar possui varias vantagens, como por exemplo, o baixo custo de manutenção e se trata de um recurso totalmente renovável, que pode ser instalado próximo ou até mesmo na própria unidade de consumo. Porém, a geração fotovoltaica apresenta uma natureza irregular, ou seja, a potência na saída do gerador fotovoltaico sofre intermitências conforme as condições do tempo mudam no decorrer do dia.

Para diminuir as intermitências da geração fotovoltaica são utilizados os sistemas de armazenamento presentes nas microrredes. O sistema de armazenamento é capaz de fornecer ou absorver potência conforme ocorrem variações na potência de saída dos geradores fotovoltaicos. A FIGURA 8 ilustra um método para a suavização da geração solar utilizando sistemas de armazenamento de energia.

FIGURA 8 – SUAUIZAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR



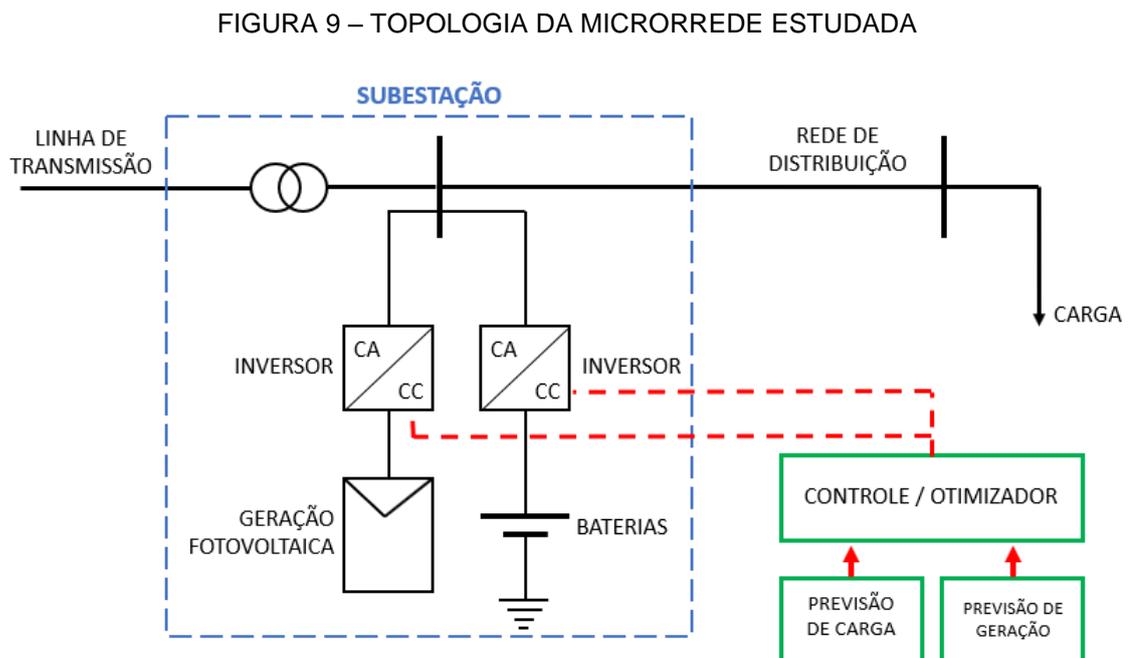
FONTE: NA4B (2018?)

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentadas as características e a topologia do alimentador estudado, as características dos equipamentos de geração distribuída e de armazenamento de energia, a formulação da otimização utilizando programação linear inteira mista e o caso teste no qual os resultados da otimização vão ser simulados e analisados. Além disso, são descritos os softwares utilizados para a realização da otimização e para a simulação do fluxo de potência no caso estudado.

#### 3.1 CASO ESTUDADO

A topologia da microrrede estudada é apresentada na FIGURA 9. O sistema é composto por um conjunto de painéis fotovoltaicos de 200 kWp e um sistema de armazenamento de energia com baterias com capacidade total de 560 kWh localizados junto à subestação. Os inversores do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento permitem a conexão destes sistemas com a rede de distribuição. A carga considerada neste trabalho é totalmente passiva, ou seja, não é capaz de gerar energia, apenas consumir.



FONTE: O AUTOR (2019)

A FIGURA 9 também ilustra o sistema de controle orientado pela lógica de otimização proposta, o qual recebe como dados de entrada a previsão de carga do alimentador e a previsão de geração fotovoltaica ao longo de 24 horas.

### 3.2 GRIDLAB-D

O software utilizado para a realização das simulações de fluxo de potência neste trabalho foi o GridLab-D (GRIDLAB-D, 2017) desenvolvido pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos e com a colaboração de outras empresas e instituições acadêmicas. Trata-se de um software de código aberto escrito em linguagem C++ destinado à simulação de sistemas de distribuição com ou sem dispositivos de geração distribuída e sistemas de armazenamento integrados à redes elétricas.

Este programa é composto por vários módulos que permitem a simulação de diferentes dispositivos e diferentes condições ambientais presentes na rede de distribuição simulada. Entre os módulos disponíveis e que são utilizados neste trabalho, estão:

- Módulo *Generator* - Permite a inserção de dispositivos de geração distribuída como painéis solares e sistemas de armazenamento.
- Módulo *Powerflow* - Executa os métodos para solucionar o problema de fluxo de potência, obtendo as tensões e correntes no sistema simulado.

Para a implementação da rede elétrica simulada são utilizadas linhas de comando escritas em arquivos de texto. Ao executar a simulação no GridLab-D os resultados podem ser gerados em arquivos de texto ou CSV e podem ser tratados e analisados utilizando softwares como Matlab, Excel, entre outros.

O GridLab-D permite a simulação de inúmeros dispositivos presentes no sistema de distribuição, como por exemplo, linhas aéreas ou subterrâneas, transformadores trifásicos e monofásicos, painéis solares, sistemas de armazenamento de energia com baterias, inversores e cargas com características de potência constante, impedância constante ou corrente constante. Cada um destes dispositivos recebe parâmetros inseridos pelo usuário através de linhas de código. Esses parâmetros estão relacionados com as características técnicas do dispositivo a ser modelado, como por exemplo, potência nominal, número de fases, resistência e reatância da linha de distribuição e tensão nominal.

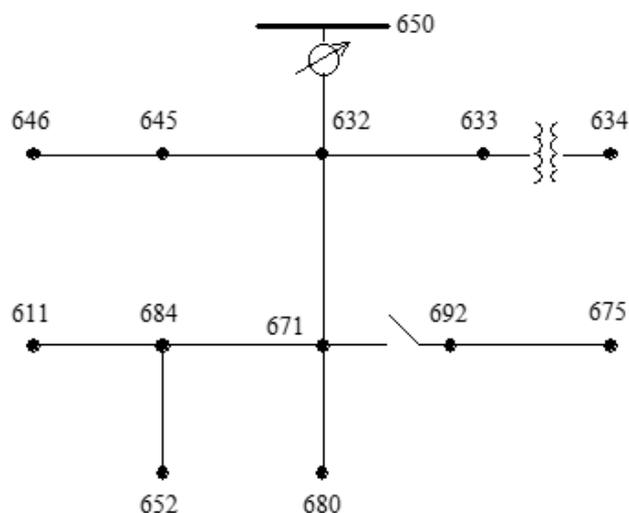
O GridLab-D resolve o problema de fluxo de potência através do módulo *powerflow* utilizando o método Newton-Raphson (NR), Gauss-Seidel (GS) ou Varredura para Frente e para Trás (FBS). Através do objeto *Volt Dump*, pertencente ao módulo *Powerflow*, é possível gerar um arquivo com extensão .txt ou .csv com os valores de tensão de todas as barras para um determinado ponto de operação do sistema que está sendo simulado.

Para obter os valores de potência que estão fluindo pelas linhas de distribuição pode-se utilizar o objeto *Meter* do módulo *powerflow*. Esse objeto fornece um arquivo com extensão .txt ou .csv com diversos resultados referentes aos níveis de energia e de potência ativa e reativa em determinados pontos do sistema simulado.

### 3.3 SISTEMA ALIMENTADOR

O circuito de distribuição utilizado como base para as realizações das simulações neste trabalho foi o sistema de 13 barras disponibilizado pelo IEEE. Neste circuito estão presentes uma alta concentração de cargas desequilibradas, linhas aéreas e subterrâneas de distribuição, cargas monofásicas e trifásicas, um transformador e um regulador de tensão. O circuito teste 13 barras é apresentado na FIGURA 10.

FIGURA 10 – ALIMENTADOR IEEE 13 BARRAS



FONTE: IEEE PES (2017)

O circuito opera com uma tensão de 4,16 kV a partir da barra 650 e apresenta um transformador na situado entre as barras 633 e 634 o qual possui uma tensão no secundário de 480 V.

As cargas presentes no alimentador são classificadas em: potência constante (PQ), corrente constante (I), impedância constante (Z). Além disso, as cargas podem ser monofásicas ou trifásicas ligadas em delta ou estrela.

As linhas de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas e apresentam diferentes configurações dependendo do segmento entre as barras. Ao todo o sistema é composto por sete diferentes configurações para as linhas de distribuição que se diferenciam pelo espaçamento entre as fases, tipo de cabo utilizado e número de fases do segmento de distribuição.

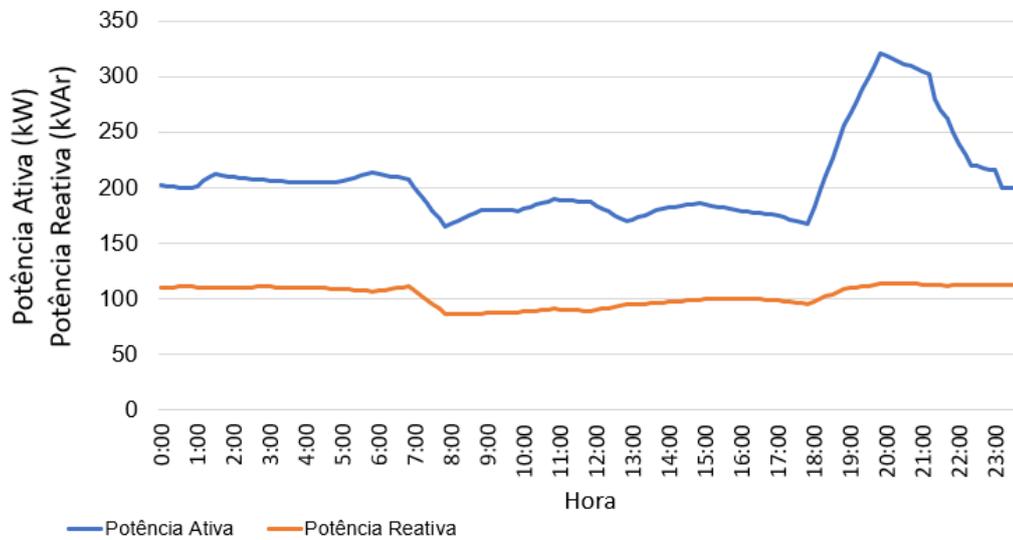
Os dados completos do sistema com os respectivos parâmetros e configuração do sistema e os resultados padrões para o fluxo de potência do alimentador podem ser encontrados no site do IEEE (IEEE PES, 2017).

### 3.4 CURVAS DE CARGA

A curva de carga utilizada para as simulações neste trabalho é uma curva de carga da subestação de um alimentador localizado no município de Faxinal do Céu – PR, disponibilizada pelo Lactec. O intervalo de amostragem entre as medições foi de 10 minutos, totalizando 144 pontos ao longo das 24h do dia considerado. A FIGURA 11 apresenta a curva de potência ativa e potência reativa do alimentador estudado. Neta FIGURA podemos notar que a maior demanda de potência ativa ocorre no horário de 20:00h e nos outros períodos não ocorrem grandes variações na potência demandada no alimentador.

Para que o alimentador teste de 13 barras possua uma curva de carga parecida com a curva da FIGURA 11, foram feitas algumas alterações no sistema de 13 barras. A primeira alteração foi mudar as cargas do tipo Corrente ou Impedância constante para cargas do tipo Potência constante. Com isso, as cargas localizadas nas barras 645, 646, 652, 692 e 611 passaram a ser consideradas de Potência constante neste trabalho. A segunda alteração foi considerar que cada carga do sistema de 13 barras possui uma curva de carga associada. Dessa forma, a curva de carga da FIGURA 11 foi distribuída proporcionalmente entre as nove cargas do sistema de 13 barras.

FIGURA 11 – CURVA DE POTÊNCIA ATIVA DO ALIMENTADOR ESTUDADO



FONTE: LACTEC (2018)

### 3.5 GUSEK

O software utilizado para resolver os problemas de otimização deste trabalho foi o GUSEK (GUSEK, 2008). Este software de código aberto é escrito em linguagem C e é destinado a resolver problemas de Programação Linear (PL) e Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Os métodos de solução aplicados pelo GUSEK são:

- Método Primal e Dual Simplex;
- Método primal-dual interior-point;
- Método branch-and-cut;

Todos os problemas de otimização que serão apresentados no item 1.3.4 deste trabalho foram resolvidos utilizando o método Simplex ou Dual Simplex. A versão do software utilizado neste trabalho foi a versão 4.65.

### 3.6 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A seguir será apresentada a formulação matemática para as operações de *Peak Shaving*, Suavização da Geração Fotovoltaica e Regulação de Tensão.

### 3.6.1 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

Neste trabalho foi utilizado programação linear para otimizar os modos de operação da microrrede. Um modelo de programação linear consiste em uma função objetivo, a qual se deseja maximizar ou minimizar, e um conjunto de restrições que determinam uma região factível para a solução do problema.

Em todas as otimizações realizadas neste trabalho, foram utilizadas tanto variáveis de decisão contínuas quanto binárias, caracterizando um problema linear inteiro misto. Segundo Magatão (2005) a programação linear inteira mista pode ser formulada genericamente como demonstrado na FIGURA 12.

FIGURA 12 – FORMA GERAL DE UM PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{j \in J} c_j x_j + \sum_{i \in I} c_i y_i \\
 \text{s.t.} \quad & \sum_{j \in J} a_{kj} x_j + \sum_{i \in I} a_{ki} y_i \{\rho\} b_k \quad \forall k \in K \\
 & x_j \geq 0 \quad \forall j \in J \\
 & y_i \in Z_+ \quad \forall i \in I
 \end{aligned}$$

FONTE: MAGATÃO (2005)

Para a formulação acima, as letras e símbolos representam variáveis e operadores matemáticos, sendo:

$x$  - Variável contínua

$y$  - Variável inteira

$\rho$  - Símbolos matemáticos de  $\leq$ ,  $\geq$  ou  $=$

$I$  - Domínio das variáveis inteiras

$J$  - Domínio das variáveis contínuas

Na sequência são apresentadas as formulações do problema linear inteiro misto para cada modo de operação da microrrede.

### 3.6.2 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA *PEAK SHAVING*

A otimização do tipo *Peak Shaving* consiste em reduzir a potência demandada da linha de transmissão da FIGURA 9 durante o horário de maior demanda do alimentador. Com isso, a otimização determina os valores de potência de carga e descarga da bateria que fornecem o menor custo de operação e que atende a redução do pico de demanda.

A função objetivo para a operação de *Peak Shaving* envolve o custo de utilização da linha de transmissão, custo de utilização da bateria e custo por ultrapassagem do limite de potência estipulado para a linha de transmissão. Com isso, a função objetivo consiste em três parcelas que devem ser minimizadas, conforme mostrado na equação (1).

$$\textit{Minimizar: Custo Operação} = \textit{Parcela 1} + \textit{Parcela 2} + \textit{Parcela 3} \quad (1)$$

A parcela 1 corresponde ao custo que a concessionária tem por comprar energia da geradora e por utilizar o sistema de transmissão para atender os consumidores. Essa parcela consiste no produto entre o preço de energia para a concessionária e a potência demandada na linha de transmissão no intervalo de tempo considerado. Com isso, a parcela 1 é calculada conforme a equação (2), sendo  $P(t)$  a variável de decisão.

$$\textit{Parcela 1} = \lambda_{\text{ENERGIA}} \cdot t \cdot \sum_{t=1}^T P(t) \quad (2)$$

onde:

$\lambda_{\text{ENERGIA}}$  - Preço da energia elétrica para a Concessionaria de energia (\$/kWh)

$t$  - Intervalo de tempo considerado (h)

$P(t)$  - Potência demandada da rede elétrica da distribuidora no intervalo  $t$  (kW)

Neste trabalho, o intervalo de tempo  $t$  considerado na otimização e nas simulações foi de 10 minutos.

A parcela 2 da função objetivo corresponde ao custo por utilizar o sistema de baterias. Conforme um sistema de baterias é carregado ou descarregado este sofre uma degradação com o passar do tempo que acarreta em um custo de utilização do sistema. Esse custo envolve um fator de utilização da bateria e os níveis de potência de carga e descarga do sistema de baterias. A parcela 2 é calculada conforme a equação (3), sendo  $P_{BAT\ DC}$  e  $P_{BAT\ CH}$  as variáveis de decisão.

$$Parcela\ 2 = d.t. \sum_{t=1}^T P_{BAT\ DC}(t) + d.t. \sum_{t=1}^T -P_{BAT\ CH}(t) \quad (3)$$

onde:

$d$  - Fator de utilização da bateria (\$/kWh)

$t$  - Intervalo de tempo considerado (h)

$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo  $t$  (kW)

$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo  $t$  (kW)

As variáveis  $P_{BAT\ DC}$  e  $P_{BAT\ CH}$  representam os níveis de potência que a bateria está descarregando ou carregando, respectivamente. Durante as simulações, foi convencionado que quando a bateria está sendo descarregada, ou seja, fornecendo potência, a variável  $P_{BAT\ DC}$  assume valores maiores ou iguais à zero ( $P_{BAT\ DC} \geq 0$ ). Caso a bateria esteja sendo carregada, ou seja, absorvendo potência, a variável  $P_{BAT\ CH}$  assume valores menores ou iguais à zero. Dessa forma, como o custo de utilização do sistema de baterias deve ser positivo, foi inserido um sinal negativo na variável  $P_{BAT\ CH}$  de forma que esta assumira um valor positivo dentro da função objetivo.

O fator de utilização do sistema de baterias pode ser calculado conforme a equação (4).

$$d = \frac{\lambda_{cell}}{2.N.(SoC_{max} - SoC_{min})} \quad (4)$$

onde:

$\lambda_{cell}$  - Preço da célula de bateria (\$/kWh)

$N$  - Número de ciclos a qual a bateria vai ser submetida durante a vida útil

$SoC_{MAX}$  - Estado de carga máximo da bateria

$SoC_{MIN}$  - Estado de carga mínimo da bateria

Neste trabalho, foi considerado o preço da célula de bateria sendo de 0,5 \$/Wh, e o número de ciclos sendo 10000, com base no trabalho de Shi et al. (2017). O estado de carga da bateria representa o quanto de energia ainda resta para ser utilizada, ou seja, um estado de carga de 100% indica que a bateria está completamente carregada e 0% indica que a bateria está completamente descarregada. Conforme indicado em alguns trabalhos, para evitar que a bateria sofra uma grande profundidade de descarga e por consequência seja reduzida a sua vida útil, o estado de carga é mantido entre 80% e 20%. Desta forma a bateria não carrega completamente e também não descarrega totalmente. Com isso, neste trabalho foi considerado um Estado de carga (SoC) máximo de 80% e um SoC mínimo de 20% para as operações na microrrede.

A parcela 3 da função objetivo representa uma penalidade caso a potência demandada na linha de transmissão ultrapasse um determinado valor limite especificado na otimização. Essa penalidade faz com que o otimizador busque diminuir o máximo a potência demanda da linha de transmissão. Dessa forma, o otimizador determina o nível de energia que o sistema de baterias deve acumular para atender a demanda no horário de pico.

A seguir são apresentadas as restrições para o problema de otimização para a operação de *peak shaving*.

**Restrição 1** - Corresponde ao balanço de potência do sistema. A restrição 1 é formulada conforme a equação (5).

$$P(t) + P_{BAT\ DC}(t) + P_{BAT\ CH}(t) + Pot\ PV(t) + Pot\ carga(t) = 0 \quad (5)$$

onde:

$P(t)$  - Potencia demandada da linha de transmissão no instante t (kW)

$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo t (kW)

$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo t (kW)

$Pot\ PV(t)$  - Potência gerada pelo sistema fotovoltaico no instante t (kW)

$Pot\ carga(t)$  - Potência demanda pela carga no instante t (kW)

**Restrição 2** - Corresponde aos limites de estado de carga do sistema de baterias, formulada da seguinte forma:

$$SoC\ min \leq SoC(t) \leq SoC\ max \quad (6)$$

onde:

$SoC(t)$  - Estado de carga da bateria no instante t (%)

$SoC\ max$  - Estado de carga máximo do sistema de baterias (%)

$SoC\ min$  - Estado de carga mínimo do sistema de baterias (%)

**Restrição 3** - Corresponde às variáveis binárias do problema. As variáveis binárias são utilizadas para a decisão de carregar, descarregar ou não utilizar o sistema de baterias. Essa restrição é formulada da seguinte forma:

$$\delta_{CH} + \delta_{DC} \leq 1 \quad (7)$$

onde:

$\delta_{CH}$  - Variável binária relacionada ao carregamento da bateria

$\delta_{DC}$  - Variável binária relacionada ao descarregamento da bateria

A lógica das variáveis binárias é demonstrada na Tabela 1.

TABELA 1 – LÓGICA DAS VARIÁVEIS BINÁRIAS NA OTIMIZAÇÃO

Valor da variável Binária		Decisão do otimizador
$\delta_{CH}$	$\delta_{DC}$	
1	0	Carregar as baterias
0	1	Descarregar as baterias
0	0	Não utilizar as baterias

FONTE: O AUTOR (2019)

**Restrição 4** - Corresponde aos valores máximos de potência que o sistema de baterias pode fornecer ou absorver. A restrição 4 é formulada conforme as inequações 8 e 9.

$$P_{BAT\ CH} \geq -P_{MAX} * \delta_{CH} \quad (8)$$

$$P_{BAT\ DC} \leq P_{MAX} * \delta_{DC} \quad (9)$$

onde:

$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo t (kW)

$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo t (kW)

$P_{MAX}$  - Potência máxima de carga ou descarga da bateria (kW)

$\delta_{CH}$  - Variável binária relacionada ao carregamento da bateria

$\delta_{DC}$  - Variável binária relacionada ao descarregamento da bateria

O sinal negativo na inequação (8) se deve ao fato de que a potência de carga da bateria  $P_{BAT\ CH}$  foi convencionada como valor negativo na otimização.

Para o cálculo do estado de carga da bateria ao longo do processo de otimização foi utilizado a equação (10).

$$SoC(t) = SoC(t-1) - \frac{P_{BAT\ CH}(t) + P_{BAT\ DC}(t)}{E} \quad (10)$$

onde:

$SoC(t)$  - Estado de carga da bateria no instante t

$SoC(t-1)$  - Estado de carga da bateria no instante t-1

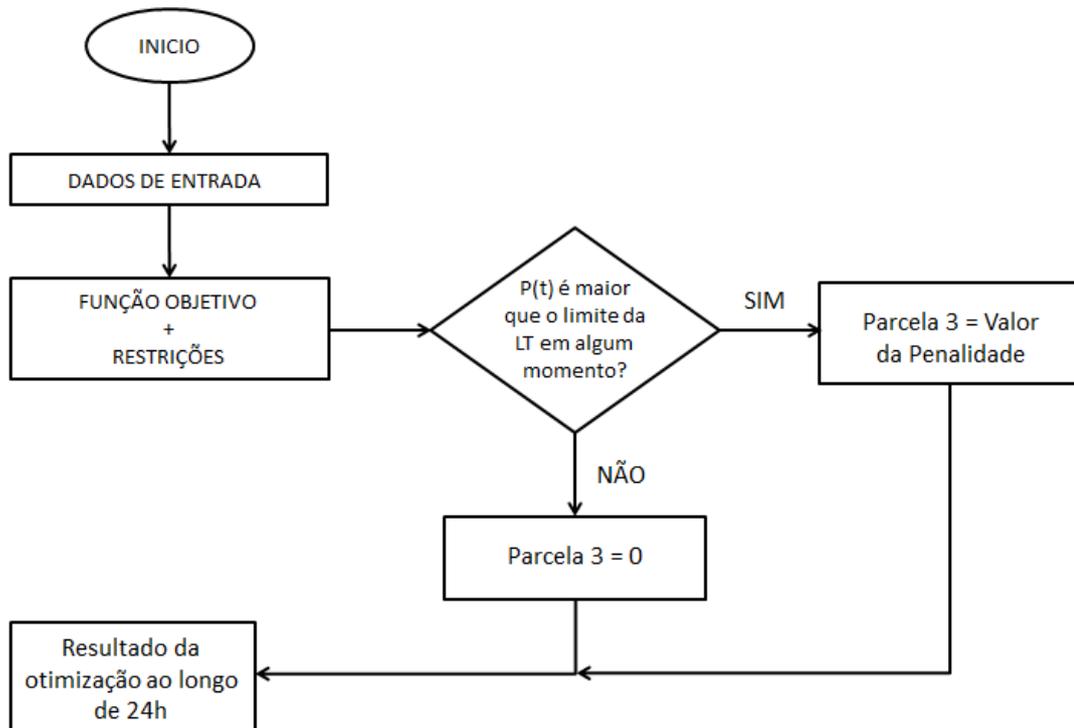
$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo  $t_s$  (kW)

$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo  $t_s$  (kW)

$E$  - Energia total da bateria (kWh)

A FIGURA 13 apresenta um fluxograma simplificado da otimização de *peak shaving* destacando a aplicação da penalidade na função objetivo.

FIGURA 13 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO PARA A OPERAÇÃO DE *PEAK SHAVING*



FONTE: O AUTOR (2019)

### 3.6.3 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO

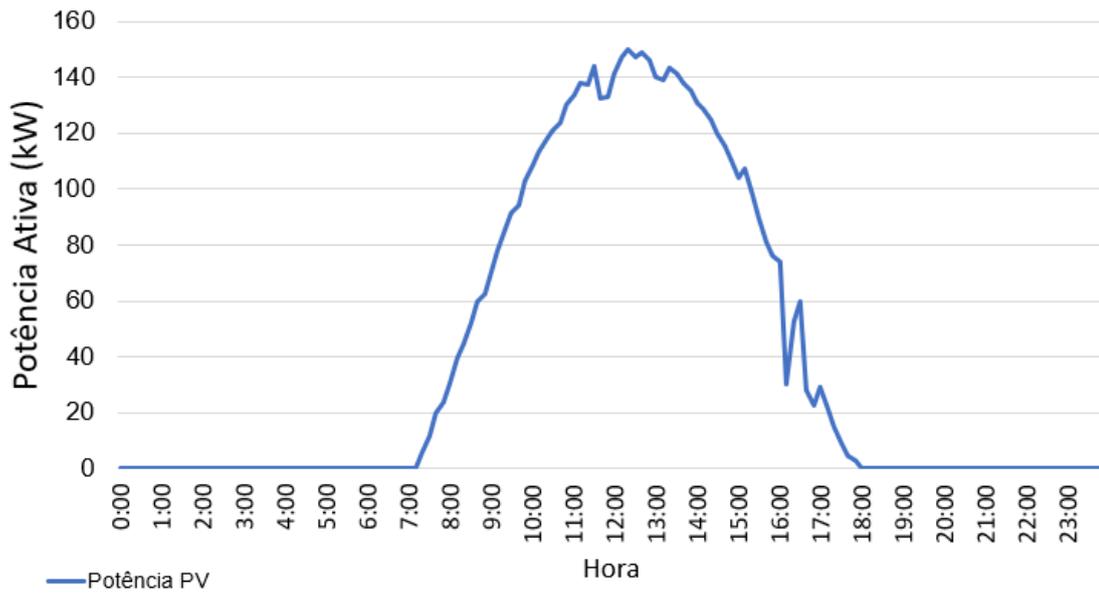
A otimização de suavização da geração fotovoltaica consiste em reduzir as intermitências presentes na geração solar utilizando o sistema de baterias para fornecer ou absorver potência do sistema de geração fotovoltaica.

Neste trabalho foram analisadas duas curvas de geração solar mostradas abaixo. A FIGURA 14 é uma curva característica de um dia ensolarado e com poucas nuvens. A FIGURA 15 é característica de um dia nublado e com poucas aberturas de sol.

Dependendo da característica da curva de geração solar prevista, o otimizador pode adotar duas técnicas de suavização de geração, sendo elas:

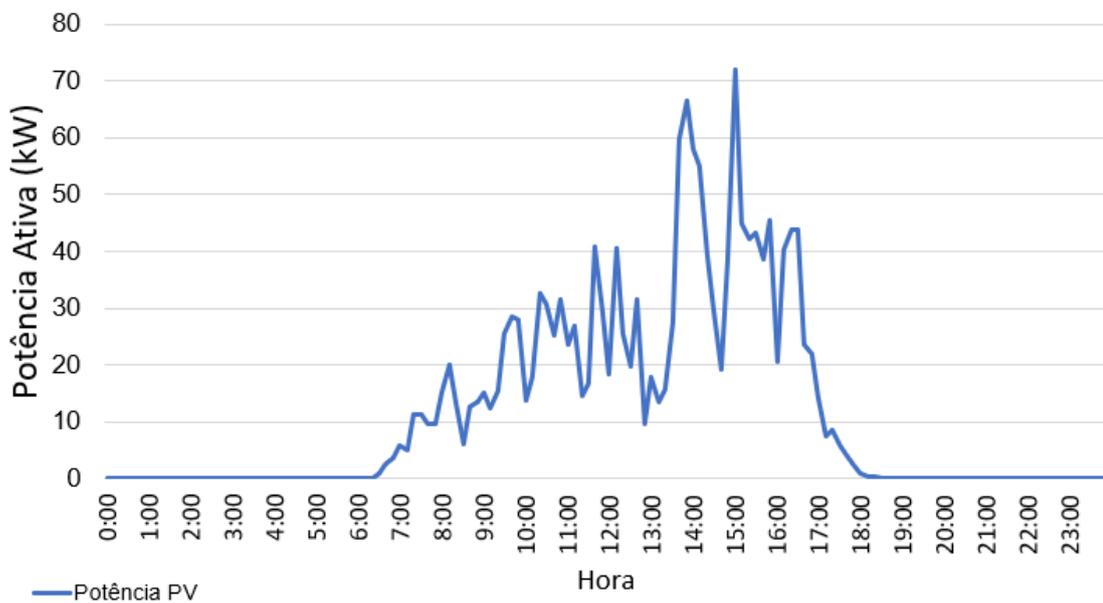
- Suavização com base na curva nominal do PV.
- Suavização com base na média de geração prevista.

FIGURA 14 – GERAÇÃO SOLAR PARA UM DIA ENSOLARADO E COM POUCAS NUVENS



FONTE: LACTEC (2018)

FIGURA 15 – GERAÇÃO SOLAR PARA UM DIA NUBLADO E COM POUCAS ABERTURAS DE SOL



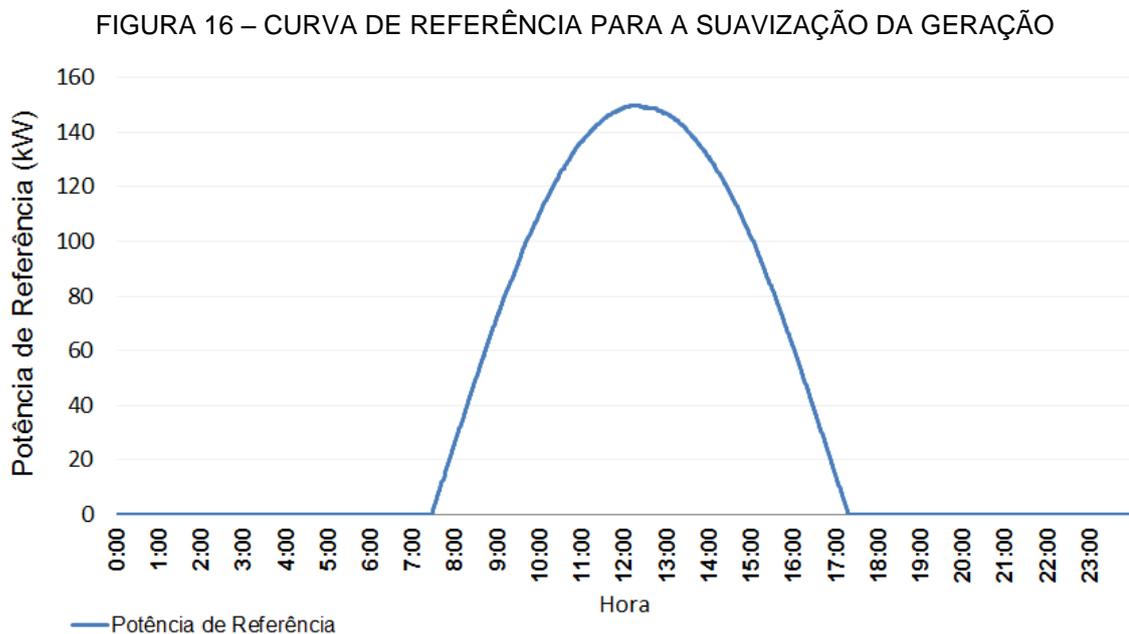
FONTE: LACTEC (2018)

A seguir, é apresentado à formulação da otimização para as duas técnicas de suavização.

### 3.6.3.1 Suavização com base na curva nominal do PV

Essa técnica de suavização ocorre quando a curva prevista de geração tem a característica da curva mostrada na FIGURA 14, ou seja, poucas intermitências ao longo do dia.

A suavização da geração é feita com base em uma curva de referência de geração solar. A curva de referência não apresenta intermitências e representa o comportamento ideal do painel solar. A FIGURA 16 apresenta a curva de referência adotada neste trabalho para esta otimização.



FONTE: O AUTOR (2019)

A função objetivo para o problema de otimização da suavização da geração é formulada de acordo com a equação (11).

$$\textit{Minimizar: Custo Operação} = \textit{Parcela 1} + \textit{Parcela 2} \quad (11)$$

A função objetivo é composta de duas parcelas. A parcela 1 é referente ao custo de utilização do sistema de baterias e é formulada de forma idênticas a parcela 2 do tópico 3.6.2 para a operação de *peak shaving*.

Para garantir que o otimizador utilize a bateria para suavizar a geração, foi acrescentado um custo de penalidade caso a geração não seja suavizada. Esse

custo de penalidade é representado pela parcela 2 e é formulado conforme a equação (12).

$$\text{Parcela 2} = p * \Delta[t] \quad (12)$$

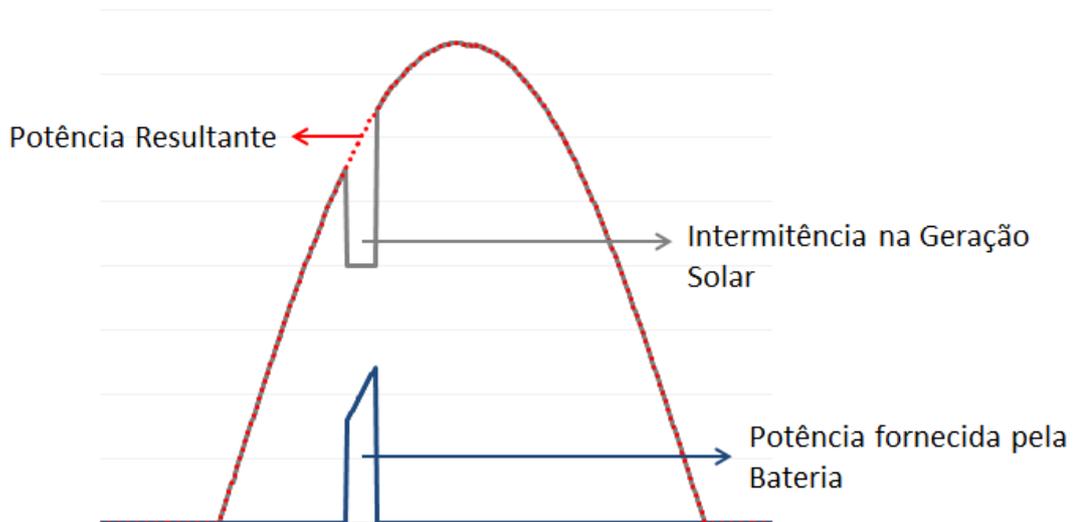
onde:

$p$ - Valor da penalidade (R\$/kW)

$\Delta [t]$  - Variação entre a potência resultante da otimização e a potência de referência (kW)

O parâmetro  $\Delta[t]$  da parcela 2 representa a diferença entre o valor da potência resultante e o valor da potência de referência no instante  $t$  do processo de otimização. A potência resultante representa a potência após o sistema de baterias ter fornecido ou absorvido potência do painel solar. A FIGURA 17 ilustra a potência resultante após a bateria ter fornecido uma determinada potência devido a uma intermitência na geração solar.

FIGURA 17 – POTÊNCIA RESULTANTE APÓS A SUAUIZAZÃO



FONTE: O AUTOR (2019)

As seguintes restrições são aplicadas no processo de otimização:

**Restrição 1** - Nível de potência que o sistema de baterias deve absorver para a realização da suavização da geração quando o nível de potência da geração

solar é maior que a potência da curva de referência. A restrição 1 é formulada conforme a inequação (13).

$$P_{REF} - Pot PV + P_{BAT CH}(t) \geq 0 \quad (13)$$

onde:

$P_{REF}$  - Potência de referência (kW)

$Pot PV$  - Potência do PV (kW)

$P_{BAT CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo t (kW)

**Restrição 2** - Nível de potência que o sistema de baterias deve fornecer para a realização da suavização da geração quando o nível de potência da geração solar é menor que a potência da curva de referência.

$$Pot PV - P_{REF} - P_{BAT DC}(t) \geq 0 \quad (14)$$

onde:

$P_{REF}$  - Potência de referência (kW)

$Pot PV$  - Potência do PV (kW)

$P_{BAT DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo t (kW)

As demais restrições são referentes aos limites de SoC e de potência de carga e descarga do sistema de baterias, formuladas a seguir.

**Restrição 3** - Limites de estado de carga das baterias. Durante as simulações foi considerado um SoC máximo de 80% e um SoC mínimo de 20%.

$$SoC min \leq SoC(t) \leq SoC max \quad (15)$$

onde:

$SoC min$  - Estado de carga mínimo da bateria (%).

$SoC max$  - Estado de carga máximo da bateria (%).

**Restrição 4** - Limites de potência que o sistema de baterias pode absorver ou fornecer.

$$P_{BAT\ CH} \geq -P_{MAX} * \delta_{CH} \quad (16)$$

$$P_{BAT\ DC} \leq P_{MAX} * \delta_{DC} \quad (17)$$

onde:

$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo t (kW).

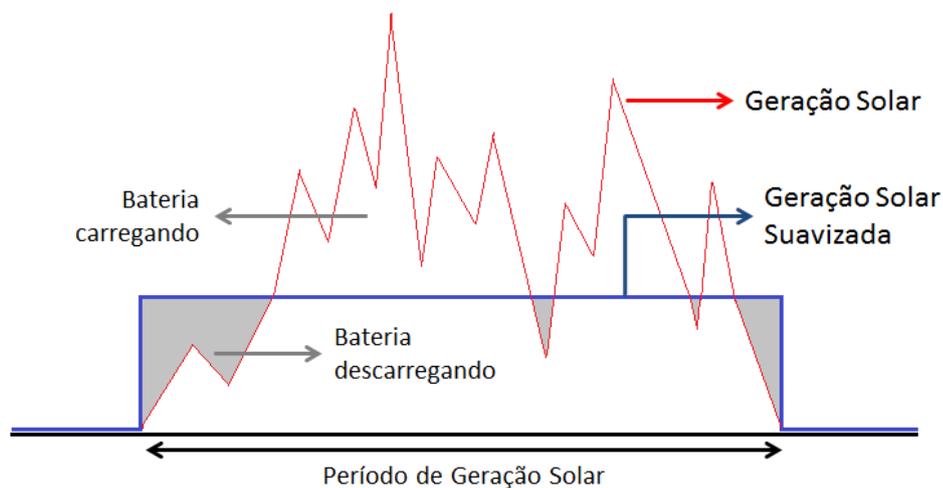
$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo t (kW).

$P_{MAX}$  - Potência máxima da bateria (kW).

### 3.6.3.2 Suavização com base na média de geração prevista

A suavização da geração solar com base na media de geração prevista consiste em utilizar o sistema de baterias para absorver ou fornecer potência para o sistema de modo que a potência na saída do sistema fotovoltaico permaneça em um valor constante. Esse processo de suavização é aplicado quando a geração solar prevista apresenta um comportamento parecido com a curva da FIGURA 15, ou seja, apresenta muitas intermitências durante o período de geração. A FIGURA 18 apresenta uma ilustração deste processo de suavização.

FIGURA 18 – SUAUIZAZÃO COM BASE NA MÉDIA DE GERAÇÃO PREVISTA DURANTE O PERÍODO DE GERAÇÃO



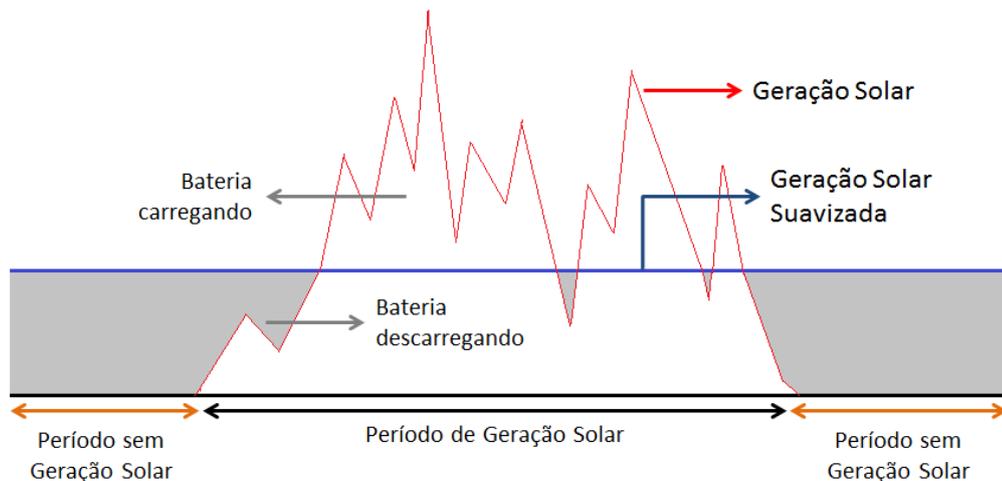
FONTE: O AUTOR (2019)

Da mesma forma que no processo de suavização do item 3.6.3.1, a suavização com base na média de geração prevista também utiliza uma curva de referência no processo de otimização. A curva de referência neste caso é um valor constante e igual à média da geração prevista ao longo do dia no período de geração solar.

A função objetivo e as restrições para esta otimização são as mesmas apresentadas no item 3.6.3.1.

Outro processo de suavização que apresenta as mesmas formulações do processo anterior é ilustrado na FIGURA 19. Neste processo, a suavização da geração é realizada ao longo de 24 h, ou seja, a bateria é carregada durante o período de geração solar e descarregada nos outros períodos, de forma que o sistema entrega uma potência constante à rede elétrica de distribuição durante todo o dia.

FIGURA 19 – SUAVIZAÇÃO COM BASE NA MÉDIA DE GERAÇÃO PREVISTA DURANTE 24H



FONTE: O AUTOR (2019)

A curva de referência neste caso é a média da geração solar prevista estendida ao longo de 24h.

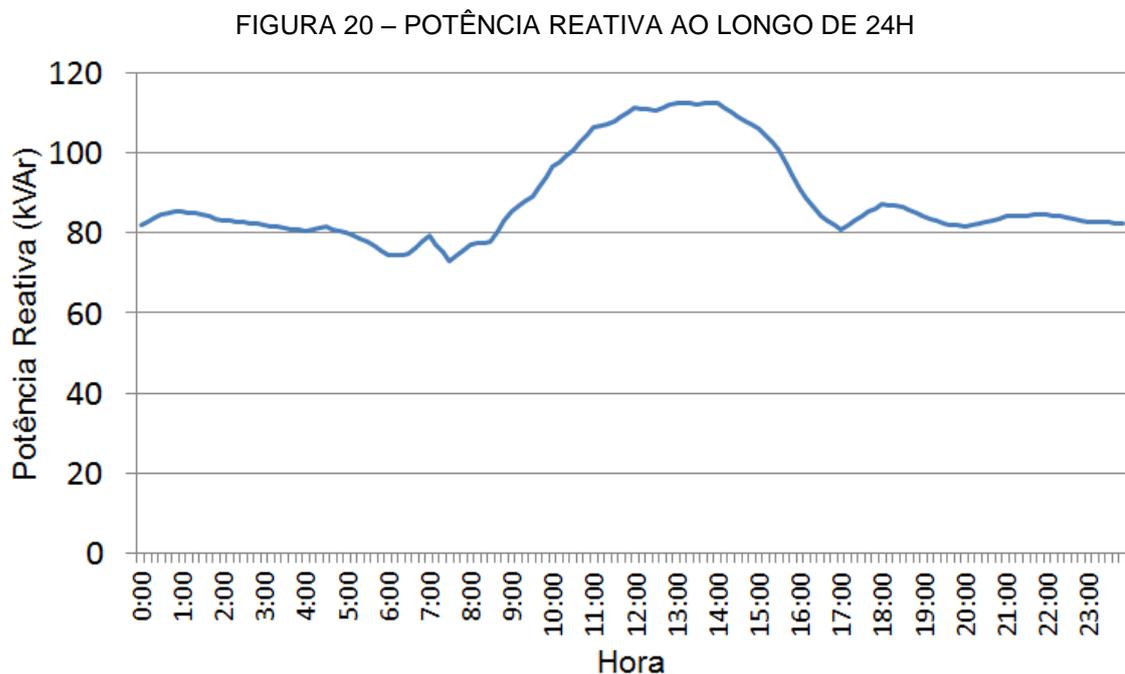
### 3.7 FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO

A otimização para a operação de regulação de tensão consiste em utilizar o inversor do sistema de baterias para fornecer ou absorver potência reativa do

alimentador a fim de manter a tensão dentro da faixa de 0,95 PU até 1,05 PU conforme as especificações do PRODIST – Módulo 8.

Neste trabalho, a regulação de tensão foi realizada considerando que a potência reativa exerce uma grande influência sobre a tensão do sistema, ou seja, a microrrede possui uma relação X/R elevada.

A FIGURA 20 apresenta a curva de potência reativa em um alimentador ao longo de 24h.



FONTE: LACTEC (2019)

Com base na curva da FIGURA 20 pode-se obter o perfil de tensão utilizando a relação de *droop* reativo, que relaciona a tensão com o nível de potência reativa, conforme a equação (18).

$$V = V_{REF}^* - k(Q - Q_{REF}^*) \quad (18)$$

onde:

$V$  - Tensão (V).

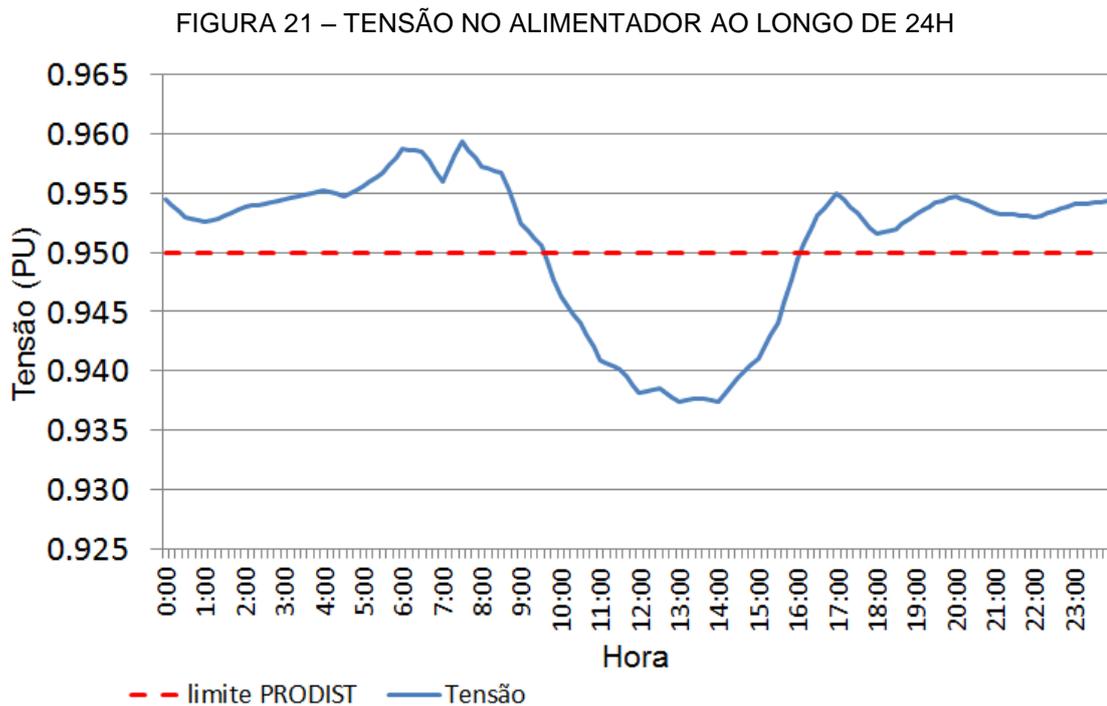
$V_{REF}^*$  - Tensão de Referência.

$k$  - Ganho.

$Q$  - Potência Reativa (VAr)

$Q_{REF}$  - Potência Reativa de Referência.

Nesta otimização os valores de tensão e potência reativa foram tratados em PU, adotando como base 4,16 kV e 1800 kVA. O valor de k considerado foi 1. A FIGURA 21 apresenta os valores de tensão para o alimentador.



FONTE: O AUTOR (2019)

A função objetivo é agora composta de duas parcelas como apresentado na equação (19):

$$\text{Min Custo de Operação} = \text{Parcela 1} + \text{Parcela 2} \quad (19)$$

A parcela 1 corresponde ao custo por utilizar o sistema de baterias e é formulada igualmente a parcela 2 da otimização de *Peak Shaving*. A parcela 2 representa uma punição caso a tensão esteja fora dos limites definidos pelo PRODIST – Módulo 8. A restrição 2 é formulada conforme a equação (20).

$$Parcela\ 2 = \sum_{t=1}^T multa1(t) + \sum_{t=1}^T multa2(t) \quad (20)$$

A multa 1 é aplicada caso a tensão esteja abaixo de 0,95 PU e a multa 2 é aplicada caso a tensão esteja acima de 1,05 PU. Ambas as multas foram consideradas como tendo o mesmo valor R\$ 200.

A equação (21) é uma restrição da otimização e corresponde ao valor da variável de decisão  $V_a$ , a qual é determinado pelo otimizador em função do custo da utilização da bateria e do custo das multas caso o valor de  $V_a$  esteja fora dos limites do PRODIST.

$$V_a(t) = V_{ref} - k * [Q_{ENTRADA}[t] - (P_{BAT\ CH}(t) + P_{BAT\ DC}(t))] \quad (21)$$

onde:

$V_{ref}$  - Tensão de Referência (PU)

$k$  - Ganho do Controle Droop

$Q_{ENTRADA}$ : Potência Reativa de entrada (PU)

$P_{BAT\ CH}(t)$  - Potência absorvida pela bateria no intervalo t (kW).

$P_{BAT\ DC}(t)$  - Potência fornecida pela bateria no intervalo t (kW).

As demais restrições referentes à potência máxima da bateria e do estado de carga são iguais às restrições formuladas para a operação de *Peak Shaving* e Suavização da Geração.

### 3.8 CENÁRIOS ANALISADOS

Foram considerados seis cenários para a operação de *Peak Shaving* e dois cenários para a operação de Suavização da Geração. Os cenários diferem pela característica da geração solar prevista e pelo estado de carga inicial do sistema de baterias.

#### 3.8.1 CENÁRIOS PARA PEAK SHAVING

Para a otimização de *peak shaving* foram analisados diferentes cenários de operação da microrrede. Cada cenário tem por objetivo analisar o impacto do sistema de geração solar e do sistema de armazenamento na demanda de potência que entra na barra 650 do sistema IEEE 13 barras e o nível de tensão nas demais barras do sistema estudado.

A principal diferença entre os cenários analisados para o *peak shaving* foi à mudança na curva de geração solar e a mudança no estado de carga inicial do sistema de armazenamento. A Tabela 2 apresenta os cenários analisados para a operação de *peak shaving*.

TABELA 2 – CENÁRIOS ANALISADOS PARA *PEAK SHAVING*

<b>Cenário</b>	<b>Geração Solar</b>	<b>Estado de Carga inicial do Sistema de Armazenamento</b>
Cenário 1	Dia ensolarado e poucas nuvens	SoC = 20% - Completamente Descarregado
Cenário 2	Dia ensolarado e poucas nuvens	SoC = 50% - Parcialmente Carregado
Cenário 3	Dia ensolarado e poucas nuvens	SoC = 80% - Completamente Carregado
Cenário 4	Dia nublado e com pouco sol	SoC = 20% - Completamente Descarregado
Cenário 5	Dia nublado e com pouco sol	SoC = 50% - Parcialmente Carregado
Cenário 6	Dia nublado e com pouco sol	SoC = 80% - Completamente Carregado

FONTE: O AUTOR (2019)

As curvas de geração solar utilizadas para as simulações são as curvas apresentadas nas FIGURA 14 e FIGURA 15 da seção 3.6.3.

### 3.8.2 CENÁRIOS PARA A SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO

Os cenários para avaliar a otimização da suavização da geração consistiu em analisar diferentes estados de carga inicial do sistema de armazenamento e avaliar o desempenho da suavização da geração. A Tabela 3 apresenta os cenários avaliados para a suavização da geração fotovoltaica.

TABELA 3 – CENÁRIOS ANALISADOS PARA SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO

<b>Cenário</b>	<b>Tipo de Suavização</b>	<b>SoC inicial do Sistema de Armazenamento</b>
Cenário 1	Suavização com base na curva nominal do PV	SoC = 50% - Parcialmente Carregado
Cenário 2	Suavização com base na média de geração prevista	SoC = 50% - Parcialmente Carregado

FONTE: O AUTOR (2019)

## 4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da otimização para as operações de *Peak Shaving*, Suavização da Geração e Regulação de Tensão. Para a otimização de *Peak Shaving* são apresentados os resultados da potência demandada pelo alimentador e o perfil de tensão obtidos através do GridLab-D. Antes das simulações o sistema do alimentador teste foi validado com os dados originais no GridLab-D.

### 4.1 VALIDAÇÃO DO SISTEMA 13 BARRAS NO GRIDLAB-D

A primeira análise realizada neste trabalho foi comparar os resultados da simulação do GridLab-D com os resultados do fluxo de potência fornecidos pelo IEEE para o sistema de 13 barras.

O sistema 13 barras foi implementado no GridLab-D utilizando os dados fornecidos pelo IEEE para as configurações de linhas e cargas presentes no alimentador. Foi utilizado o módulo Powerflow do GridLab-D para resolver o fluxo de potência utilizando o método Newton-Raphson. A Tabela 4 apresenta os resultados obtidos no GridLab-D e os resultados fornecidos pelo IEEE para a magnitude das tensões nas barras do sistema. A base de tensão para o lado de alta do transformador é 2401,7 V, enquanto para o lado de baixa é 277,3 V.

TABELA 4 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA 13 BARRAS OBTIDOS PELO GRIDLAB-D E FORNECIDOS PELO IEEE

Barra	Mag. (p.u) Fase A - N		Mag. (p.u) Fase B - N		Mag. (p.u) Fase C - N	
	GridLab-D	IEEE	GridLab-D	IEEE	GridLab-D	IEEE
633	1,0181	1,0180	1,0398	1,0401	1,0160	1,0148
RG60	1,0625	1,0625	1,0500	1,0500	1,0687	1,0687
632	1,0211	1,0211	1,0417	1,0420	1,0187	1,0174
650	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
680	0,9902	0,9900	1,0522	1,0529	0,9802	0,9778
684	0,9883	0,9881			0,9783	0,9758
634	0,9941	0,9940	1,0214	1,0218	0,9973	0,9960
645			1,0325	1,0329	1,0167	1,0155
646			1,0307	1,0311	1,0146	1,0134
652	0,9841	0,9825				
671	0,9902	0,9900	1,0522	1,0529	0,9802	0,9778

Barra	Mag. (p.u) Fase A - N		Mag. (p.u) Fase B - N		Mag. (p.u) Fase C - N	
	GridLab-D	IEEE	GridLab-D	IEEE	GridLab-D	IEEE
675	0,9837	0,9835	1,0546	1,0553	0,9783	0,9758
692	0,9902	0,9900	1,0522	1,0529	0,9802	0,9777
611					0,9764	0,9738

FONTE: O AUTOR (2019)

A Tabela 5 apresenta a diferença em porcentagem para os valores de tensão obtidos pelo GridLab-D e os valores do IEEE.

TABELA 5 – DIFERENÇA NOS VALORES DO PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA 13 BARRAS OBTIDOS PELO GRIDLAB-D E FORNECIDOS PELO IEEE

Barra	Diferença (%)		
	Fase A - N	Fase B - N	Fase C - N
633	-0,01013	0,032273	-0,12274
RG60	-0,00127	0,001239	-0,00292
632	-0,00329	0,032707	-0,12327
650	-0,00321	-0,0003	-0,0003
680	-0,02118	0,061968	-0,24948
684	-0,01859		-0,25901
634	-0,01285	0,036167	-0,12696
645		0,040267	-0,11574
646		0,034394	-0,11971
652	-0,16653		
671	-0,01826	0,061968	-0,24948
675	-0,01806	0,063701	-0,26012
692	-0,01789	0,062149	-0,25939
611			-0,27034

FONTE: O AUTOR (2019)

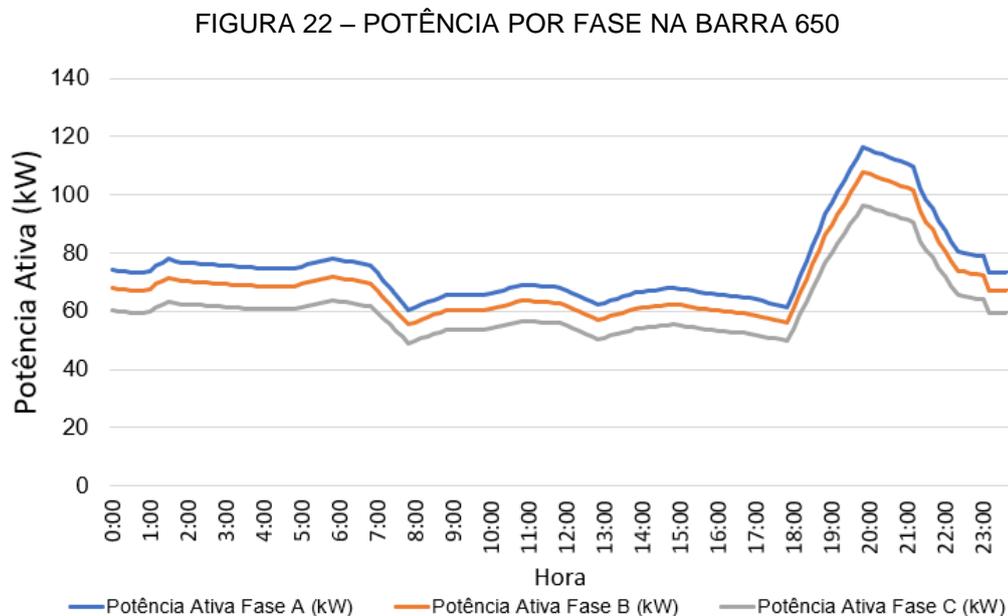
Conforme analisado na Tabela 5, a diferença entre os valores de tensão obtidos na simulação com o GridLab-D e os valores de tensão fornecidos pelo IEEE foi muito pequena. Com isso, é possível validar a consistência entre os valores obtidos na simulação e os valores padrões do IEEE, mostrando que o GridLab-D é uma ferramenta adequada para a análise do fluxo de potência para o sistema de 13 barras estudado neste trabalho.

#### 4.2 APLICAÇÃO DE CURVAS DE CARGAS

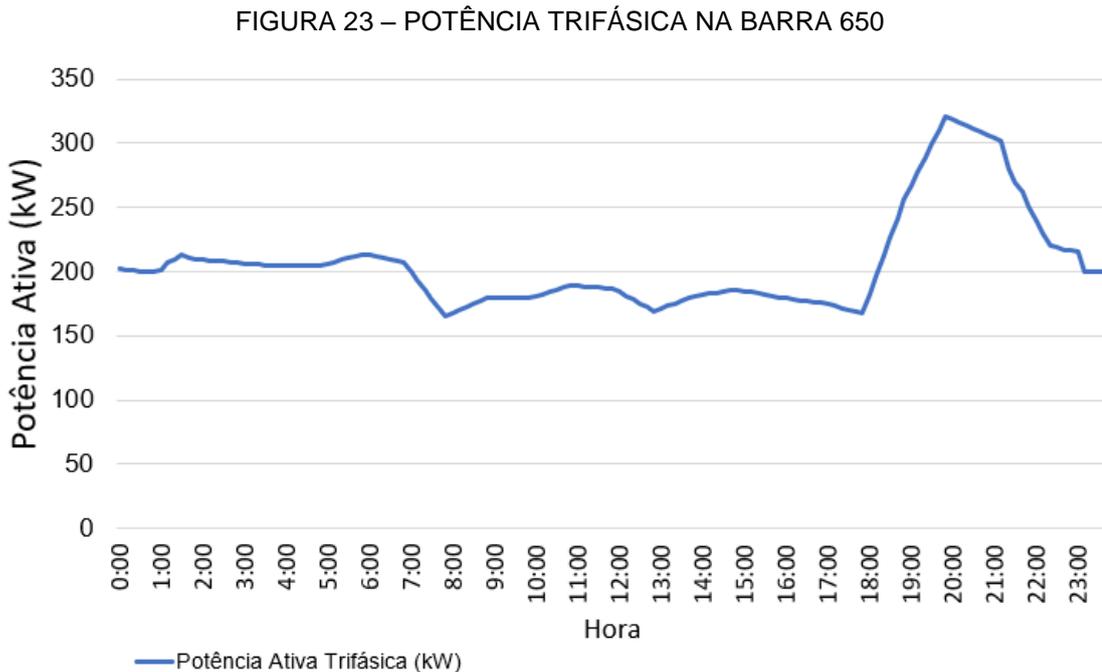
A curva de carga apresentada na FIGURA 11 no t3pico 3.4 foi distribuida entre nove cargas no sistema de 13 barras. A distribu33o3o foi feita de modo que a pot34ncia trif35sica na barra 650 fosse o mais pr33ximo poss33vel da curva de carga mostrada na FIGURA 11.

Com as curvas de cargas aplicadas no sistema 13 barras, foi realizado uma simula33o3o no GridLab-D para obter a pot34ncia que o alimentador est33 demandando. A FIGURA 22 e a FIGURA 23 apresentam, respectivamente, a pot34ncia por fase e o pot34ncia trif35sica na barra 650 obtido da simula33o3o no GridLab-D com intervalo de tempo entre as medi33o3es de 10 minutos.

Com base na FIGURA 23, podemos ver que o a pot34ncia que esta entrando na barra 650 se mostrou bastante consistente com a curva de carga apresentada no t3pico 3.4. Na FIGURA 22 podemos notar um desbalan33o3o entre as pot34ncias de cada fase, sendo que a fase A esta mais carregada que as outras fases. Esse desequil33brio se deve a conex33es de cargas monof35sicas localizadas nas barras 645, 646, 652, 692 e 611 do sistema 13 barras. A curva de carga da FIGURA 23 apresenta um pico de demanda que ocorre no hor33rio de 20:00h com valor de 318,3 kW.



FONTE: O AUTOR (2019)



FONTE: O AUTOR (2019)

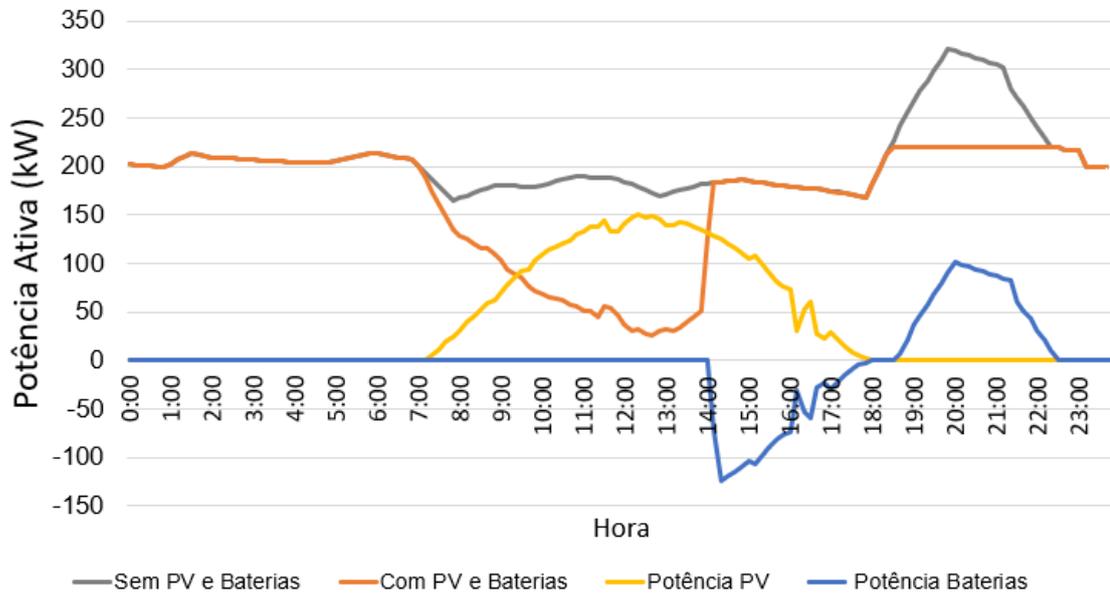
### 4.3 OPERAÇÃO DE *PEAK SHAVING*

Para cada cenário apresentado na Tabela 2 da seção 3.7.1 foi obtido um resultado do processo de otimização realizado no software GUSEK. O processo de otimização resulta em um perfil de carga e descarga do sistema de baterias da microrrede. Esse perfil de carga e descarga das baterias foi inserido na microrrede implementada no programa GridLab-D para obter a potência na barra 650 (barra de conexão com o sistema elétrico) e o perfil de tensão do sistema 13 barras. A seguir são apresentados os resultados obtidos para a operação de *peak shaving*.

No processo de otimização para a operação de *peak shaving* foi considerado que o máximo valor de potência ativa que pode fluir a partir da barra 650 sem aplicação de penalidade é de 220 kW.

A FIGURA 24 apresenta o comportamento da potência demandada da LT pelo alimentador para a microrrede operando com as condições do cenário 1.

FIGURA 24 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20%



FONTE: O AUTOR (2019)

Com base no resultado apresentado na FIGURA 24 podemos observar que a potência demandada teve um valor máximo de 220 kW, ou seja, não foi aplicado a penalidade na função objetivo para a operação de *peak shaving* no cenário 1.

O sistema de armazenamento foi carregado no período de geração solar entre os horários de 14:00h e 18:00h. Toda a energia para carregar o sistema de baterias foi fornecida pelo sistema de geração solar. O restante da energia proveniente da geração solar foi utilizado para alimentar parte da carga do alimentador.

A Tabela 6 apresenta os valores do estado de carga e o nível de energia armazenada e descarregada pelo sistema de baterias. Conforme os resultados apresentados na Tabela 6 podemos observar que o sistema de baterias armazenou somente a quantidade de energia necessária para suprir o pico de demanda do alimentador e manter a potência ativa demandada da linha de transmissão em no máximo 220 kW, sendo este o limite definido no otimizador.

TABELA 6 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	20%
SoC Final	20%
Energia Carregada	241,2 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	959,7 kWh
Energia utilizada pela Bateria	241,2 kWh
Energia utilizada pela carga	718,5 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

Na Tabela 7 são apresentados os valores referentes a função objetivo da otimização de *peak shaving* para o cenário 1.

TABELA 7 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 20%

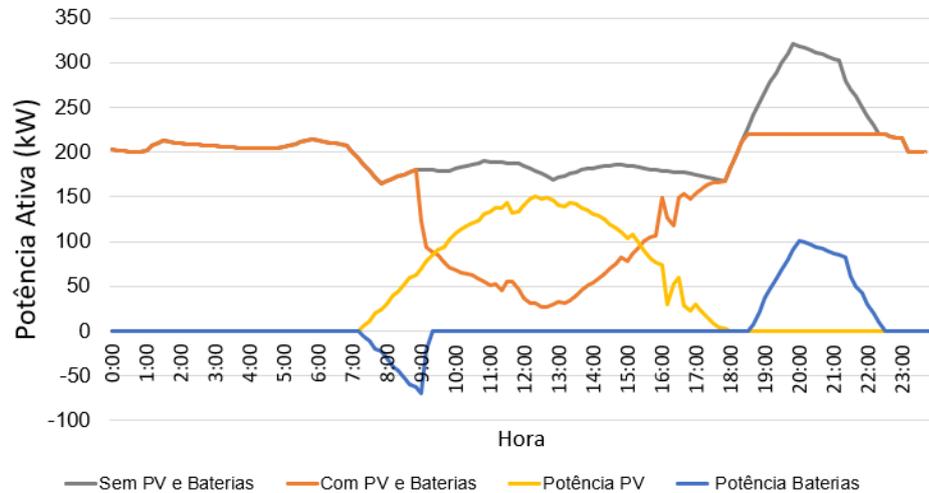
<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 7132,8
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2307,9
Parcela 2	R\$ 4824,8
Parcela 3	R\$ 0

FONTE: O AUTOR (2019)

Conforme os valores apresentados na tabela 6, podemos notar uma redução no valor da função objetivo com a utilização da microrrede. A parcela 3 teve seu valor anulado devido a utilização do sistema de baterias para reduzir o pico de demanda do alimentador, resultando na não cobrança da penalidade referente a utilização da linha de transmissão.

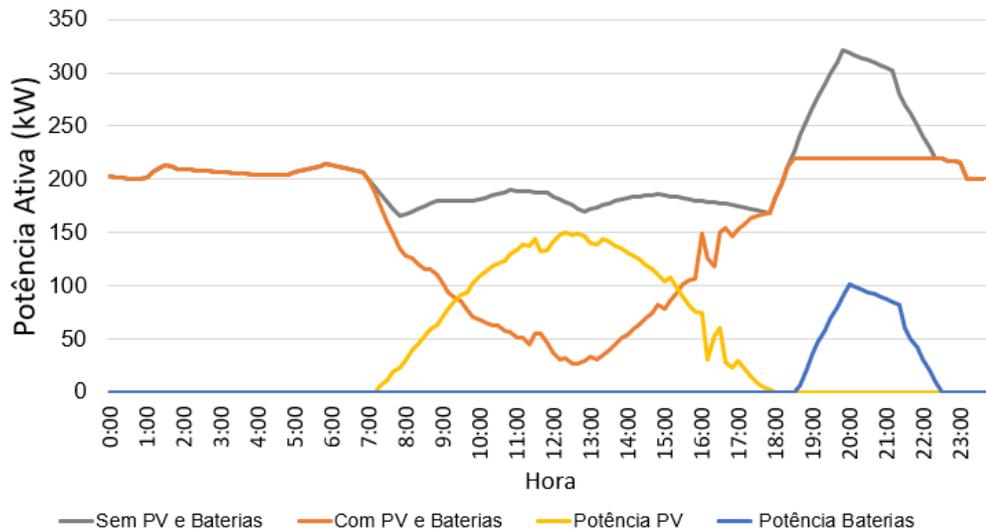
O mesmo processo de otimização do cenário 1 foi aplicado aos cenários 2 e 3 da operação de *peak shaving*, alterando somente o parâmetro de estado de carga inicial do sistema de armazenamento. O resultado para a potência demandada pelo alimentador os cenários 2 e 3 são apresentados, respectivamente, na FIGURA 25 e FIGURA 26.

FIGURA 25 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50%



FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 26 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80%



FONTE: O AUTOR (2019)

Tanto para o cenário 1 quanto para o 2 e 3, o nível de potência máximo na linha de transmissão foi atendido, não ultrapassando 220 kW de potência ativa. A principal diferença entre os cenários foi quanto ao nível de energia que a bateria precisou armazenar para atender o pico de demanda do alimentador. Esses valores de energia são apresentados na Tabela 8 e na Tabela 9 para os cenários 2 e 3, respectivamente.

TABELA 8 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	50%
SoC Final	20%
Energia Carregada	73,2 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	959,7 kWh
Energia utilizada pela Bateria	73,2 kWh
Energia utilizada pela carga	886,5 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 9 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	80%
SoC Final	36,7%
Energia Carregada	0 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	959,7 kWh
Energia utilizada pela Bateria	0 kWh
Energia utilizada pela carga	959,7 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

Para o cenário 2, o nível de energia carregada foi menor que no cenário 1 devido ao fato do estado de carga inicial no cenário 2 ser 50%. No cenário 3 o sistema de baterias estava no estado de carga máximo permitido pelo otimizador e não precisou ser carregado. A energia do sistema solar para este caso foi totalmente utilizada para suprir a demanda de energia da carga do alimentador.

O sistema de baterias no cenário 3 teve um estado de carga final de 36,7% devido ao fato de que o sistema de baterias só precisou de 241,2 kWh de energia para suprir a demanda de pico do alimentador, resultando em uma sobra de energia armazenada.

Na Tabela 10 e na Tabela 11 são apresentados os valores da função objetivo para os cenários 2 e 3, respectivamente.

TABELA 10 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 2 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50%

<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 5368,8
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2223,9
Parcela 2	R\$ 3144,4
Parcela 3	R\$ 0

FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 11 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 3 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 80%

<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 4599,8
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2187,3
Parcela 2	R\$ 2412,4
Parcela 3	R\$ 0

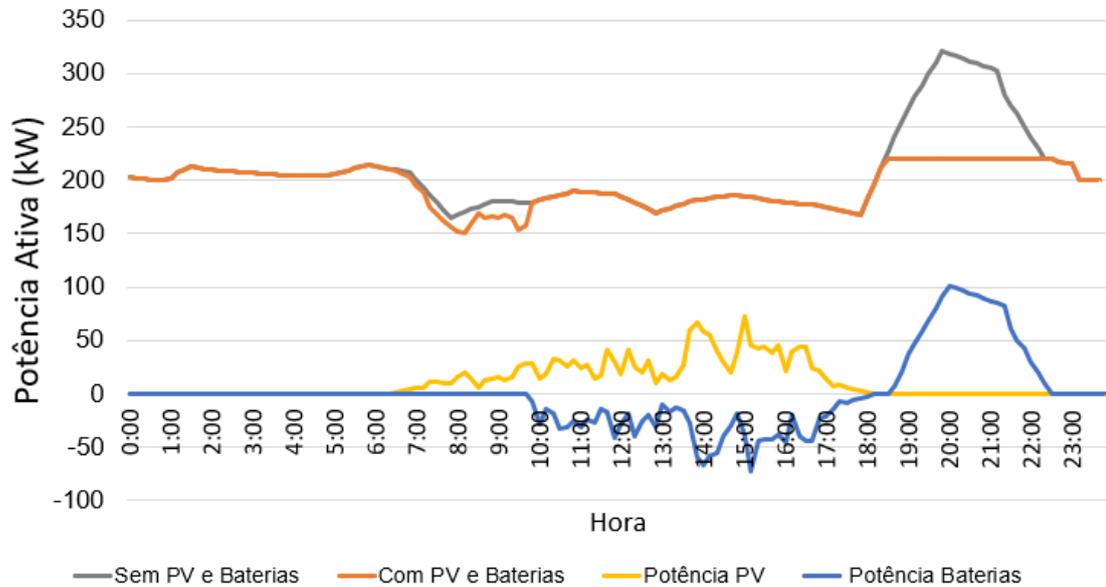
FONTE: O AUTOR (2019)

De acordo com os valores apresentados para os primeiros três cenários, o cenário 3 foi o que apresentou o menor valor da função objetivo. Como no cenário 3 o sistema de baterias não precisou ser carregado, a parcela 2 é somente referente ao custo para descarregar as baterias para diminuir o pico de demanda do alimentador. Além disso, como não foi utilizado energia proveniente da geração fotovoltaica para carregar as baterias, toda energia dos painéis solares foi utilizada para suprir parte da potência demandada pela carga, resultando em uma redução da parcela 1 da função objetivo.

Para os cenários 4, 5 e 6 foram feitas as mesmas análise anteriores e com os mesmos valores de estado de carga inicial do sistema de baterias. Porém foi considerada a curva de geração solar da FIGURA 15 da seção 3.6.3, ou seja, uma geração solar característica de um dia nublado e com poucas aberturas de sol.

O resultado para a potência demandada pelo alimentador é apresentado na FIGURA 27.

FIGURA 27 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20%



FONTE: O AUTOR (2019)

Como pode ser observado na FIGURA 27, a demanda de potência no horário de pico foi reduzida e não ultrapassou 220 kW, ou seja, o limite de potência da linha de transmissão imposto na otimização foi respeitado e não houve penalidade na função objetivo. Diferentemente dos cenários anteriores, a energia proveniente do sistema de geração solar quase não foi utilizado para atender a demanda da carga, mas sim para carregar o sistema de baterias. A Tabela 12 apresenta os valores do estado de carga e o nível de energia do sistema de baterias para o cenário 4.

TABELA 12 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	20%
SoC Final	20%
Energia Carregada	241,2 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	279,8 kWh
Energia utilizada pela Bateria	241,2 kWh
Energia utilizada pela carga	38,6 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

O resultado apresentado na Tabela 12 foi idêntico ao apresentado na Tabela 6 do cenário 1. Isso se deve ao fato de o otimizador estar sempre carregando

somente a quantidade de energia necessária para atender a demanda do horário de pico sem ultrapassar a potência máxima imposta para a linha de transmissão.

Como a potência da geração solar é suficiente para carregar a energia necessária para o sistema de baterias para atender a demanda de pico, em nenhum cenário o sistema de baterias precisou utilizar a própria potência da rede para carregar as baterias. Com isso, a potência que chega na barra 650 é sempre menor ou igual a potência demandada pela carga do alimentador.

Na Tabela 13 são apresentados os valores referentes a função objetivo da otimização de *peak shaving* para o cenário 4.

TABELA 13 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 4 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 20%

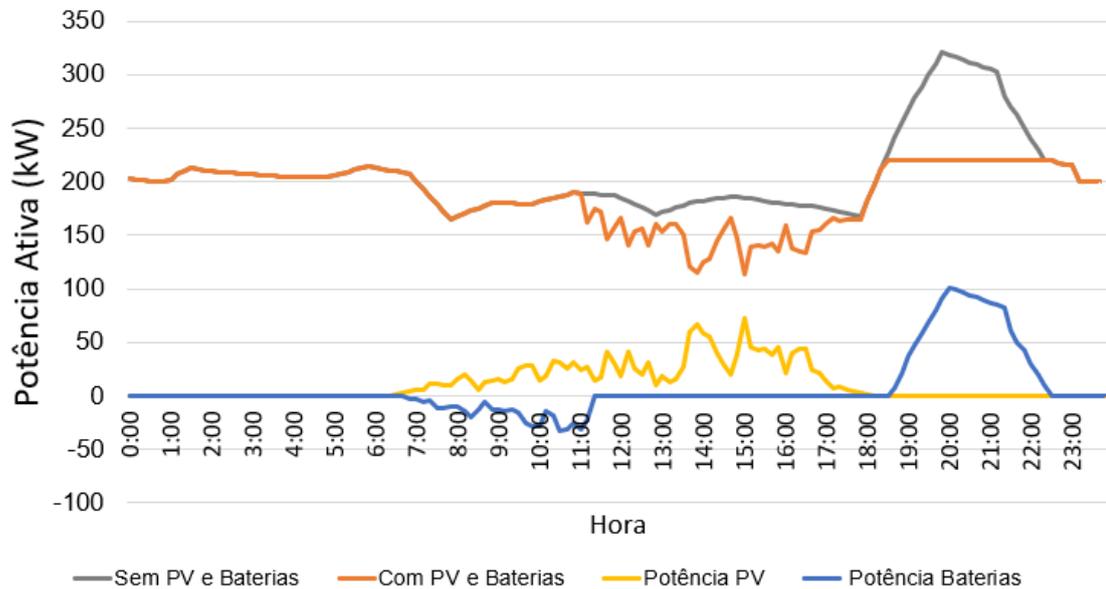
<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 7472,6
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2647,7
Parcela 2	R\$ 4824,0
Parcela 3	R\$ 0

FONTE: O AUTOR (2019)

A FIGURA 28 e a FIGURA 29 apresentam a potência pelo alimentador para os cenários 5 e 6, respectivamente.

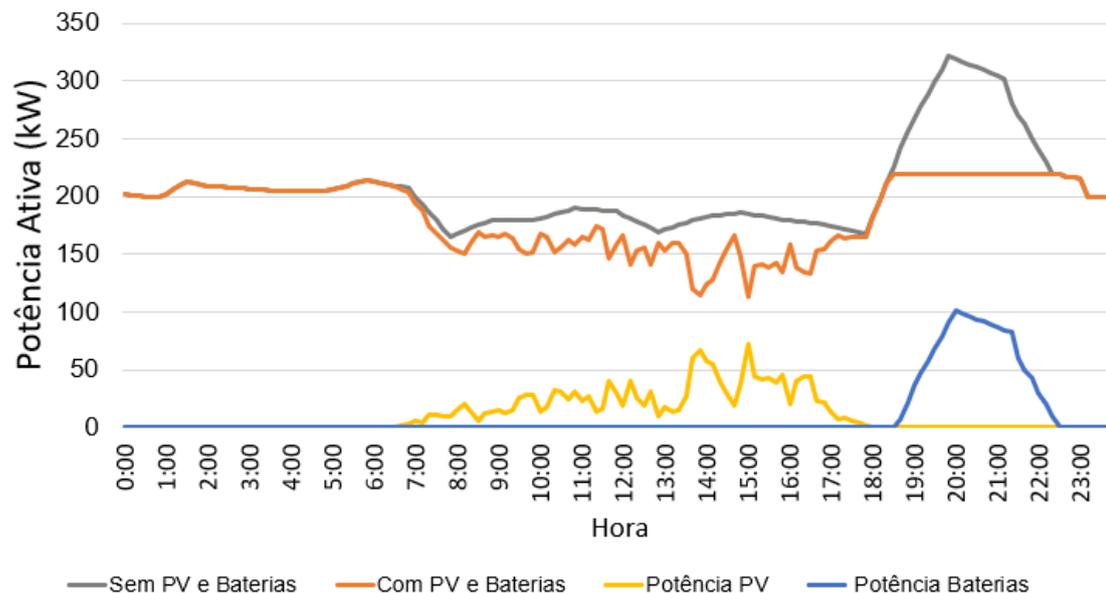
Para os cenários 5 e 6 o limite de potência máximo da linha de transmissão foi atendido e não houve penalidade na função objetivo. Da mesma forma que no cenário 3, no cenário 6 o sistema de baterias não precisou ser carregado para atender a demanda de potência no horário de pico.

FIGURA 28 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%



FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 29 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DEMANDADA PELO ALIMENTADOR COM E SEM A MICRORREDE PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80%



FONTE: O AUTOR (2019)

A Tabela 14 e a Tabela 15 apresentam os estados de carga e os níveis de energia do sistema de baterias para os cenários 5 e 6, respectivamente. A Tabela 16 e a Tabela 17 apresentam os valores da função objetivo para os cenários 5 e 6, respectivamente.

TABELA 14 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	50%
SoC Final	20%
Energia Carregada	73,2 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	279,8 kWh
Energia utilizada pela Bateria	73,2 kWh
Energia utilizada pela carga	206,6 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 15 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS E FOTOVOLTAICO PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	80%
SoC Final	36,7%
Energia Carregada	0 kWh
Energia Descarregada	241,2 kWh
<b>Geração Fotovoltaica</b>	
Energia Total Gerada	279,8 kWh
Energia utilizada pela Bateria	0 kWh
Energia utilizada pela carga	279,8 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 16 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 5 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%

<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 5708,6
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2563,7
Parcela 2	R\$ 3144,8
Parcela 3	R\$ 0

FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 17 – VALORES DA FUNÇÃO OBJETIVO PARA O CENÁRIO 6 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 80%

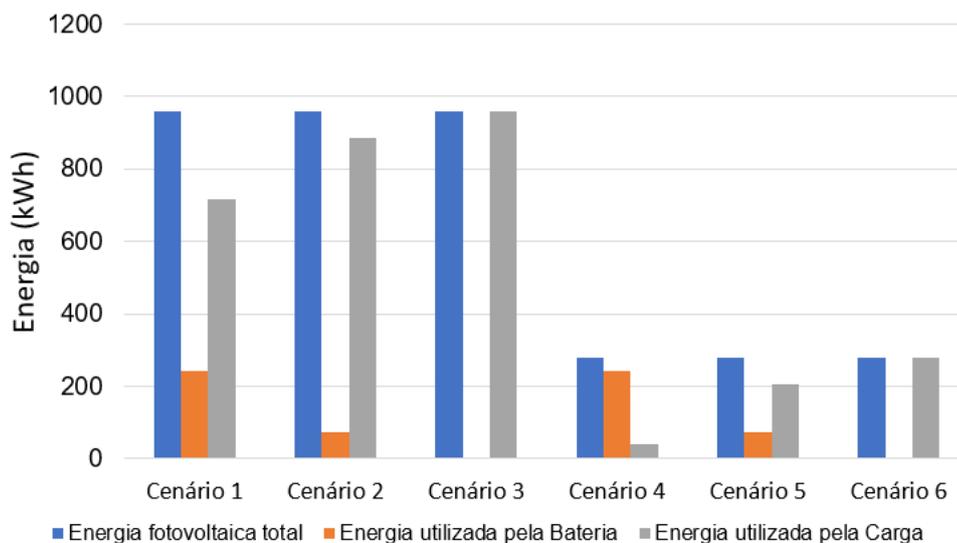
<b>Função Objetivo</b>	<b>Valor</b>
Sem Microrrede	R\$ 11277,1
Com Microrrede	R\$ 4939,5
<b>Valores por Parcela da Função Objetivo</b>	
Parcela 1	R\$ 2527,1
Parcela 2	R\$ 2412,4
Parcela 3	R\$ 0

FONTE: O AUTOR (2019)

Conforme demonstram os valores apresentados para os cenários 4, 5 e 6, o cenário 6 apresentou o menor valor da função objetivo. Isso se deve ao fato do sistema de baterias não precisar ser carregado, resultando na redução da parcela 2. Além disso, a parcela 1 do cenário 6 apresentou uma redução em relação aos cenários 4 e 5 devido ao fato de toda energia fotovoltaica ser utilizada para atender parte da demanda da carga, resultando em uma redução da parcela 1 da função objetivo.

A FIGURA 30 apresenta uma comparação entre os níveis de energia gerados pelo sistema fotovoltaico e a energia carregada pelo sistema de baterias para todos os cenários analisados.

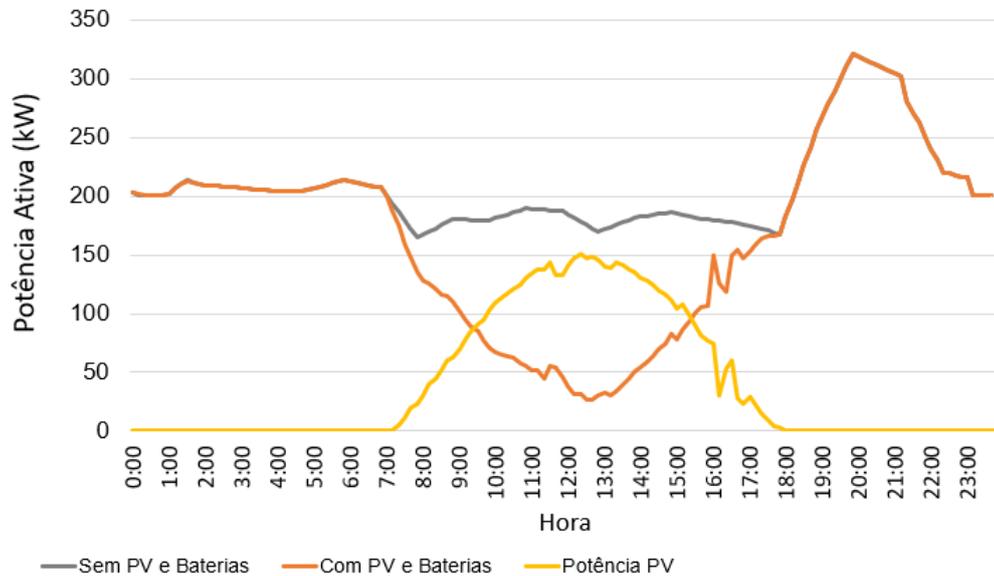
FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE A ENERGIA FOTOVOLTAICA E A ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA OS CENÁRIOS ANALISADOS



FONTE: O AUTOR (2019)

Pode ser observado que a parcela 3 da função objetivo teve seu valor igual a zero em todos os cenários analisados para a operação de *peak shaving*. Para avaliar o impacto da parcela 3 na função objetivo foi alterado o valor da penalidade, passando de R\$300 para R\$100. Com isso, foi realizado o mesmo processo de otimização para o cenário 1 com o novo valor de penalidade. A FIGURA 31 apresenta o resultado para a potência demanda do alimentador com a alteração do valor da penalidade.

FIGURA 31 – POTÊNCIA DEMANDADA DO ALIMENTADOR COM A MUDANÇA DA PENALIDADE DA PARCELA 3



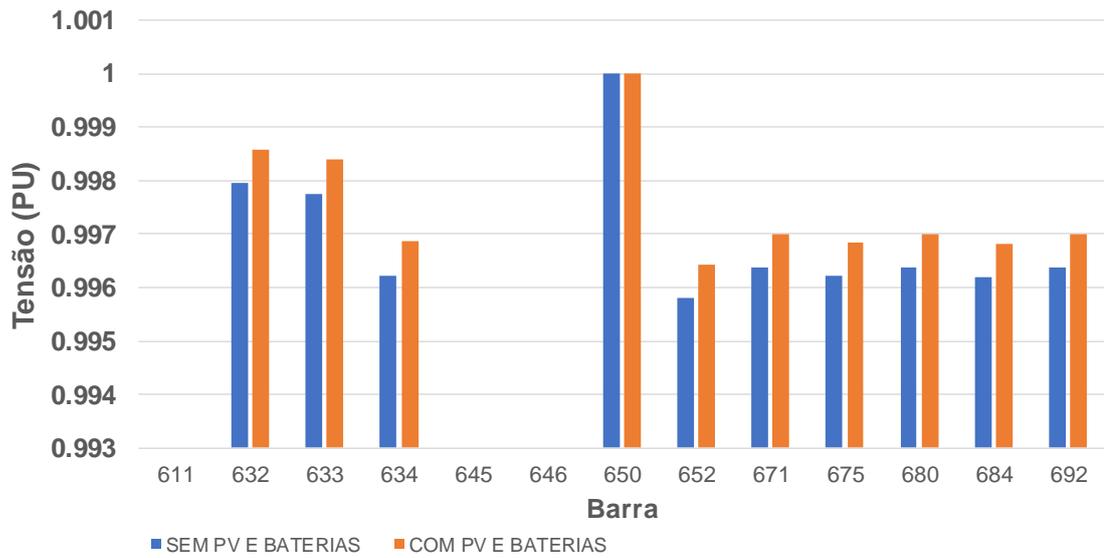
FONTE: O AUTOR (2019)

Conforme apresentado na FIGURA 31, com a mudança no valor da penalidade o processo de otimização resultou na não realização da operação de *peak shaving* no alimentador. Com a redução significativa da penalidade, o custo em utilizar o sistema de baterias para a realização de *peak shaving* passou a ser bastante elevado em comparação ao valor da penalidade.

#### 4.3.1 PERFIL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR

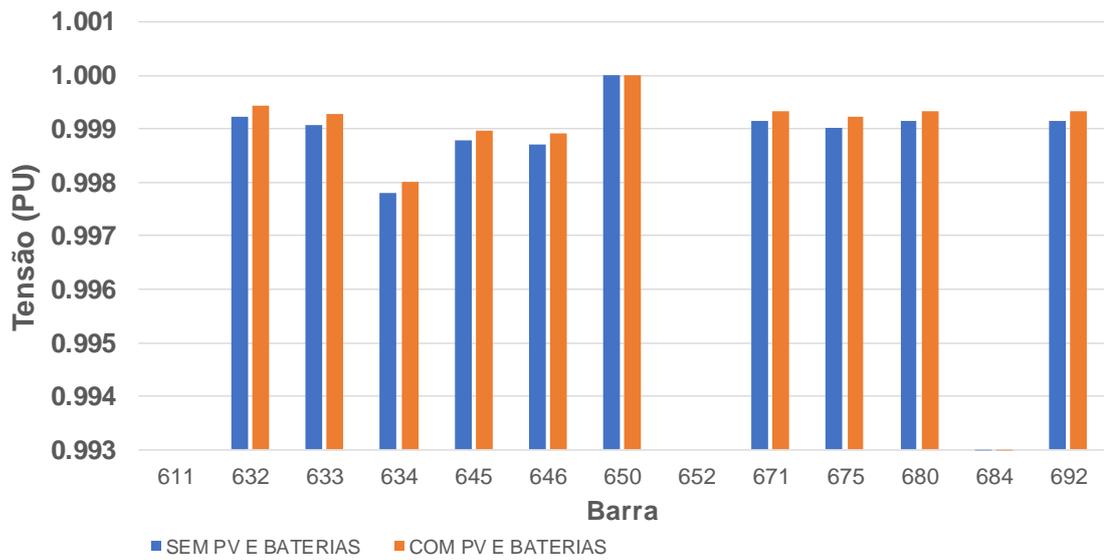
Para analisar o impacto da microrrede no sistema de 13 barras foram coletados os valores de tensão em todas as barras no período de maior geração solar. A FIGURA 32, FIGURA 33 e FIGURA 34 apresentam, respectivamente, os valores de tensão para as fases A, B e C para todas as barras do sistema. Para as barras que não apresentam valores significa que a respectiva fase não está presente na conexão com a barra.

FIGURA 32 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE A NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV



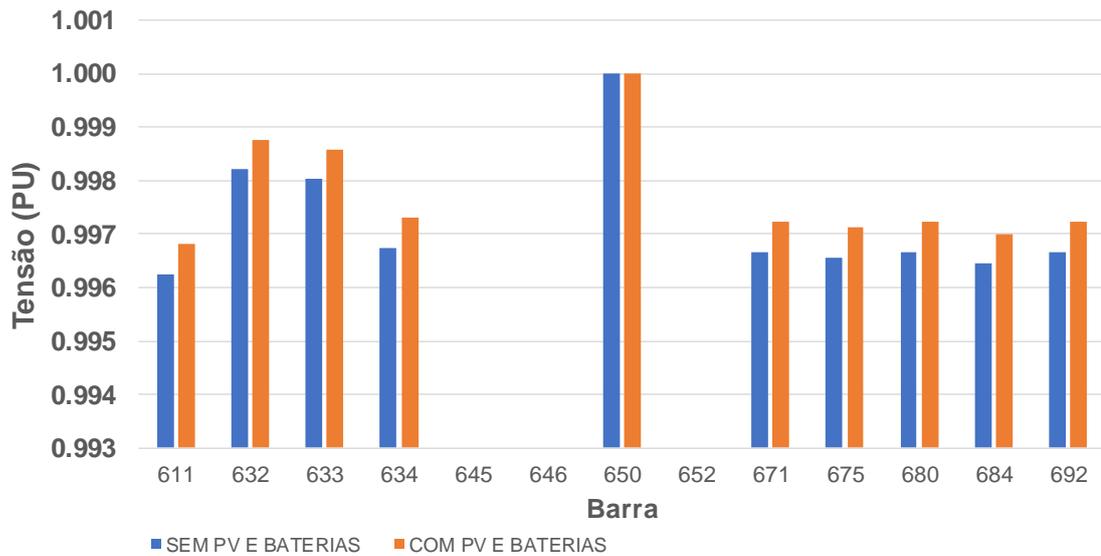
FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 33 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE B NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV



FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 34 – PERFIL DE TENSÃO PARA A FASE C NO HORÁRIO DE MAIOR GERAÇÃO DO PV



FONTE: O AUTOR (2019)

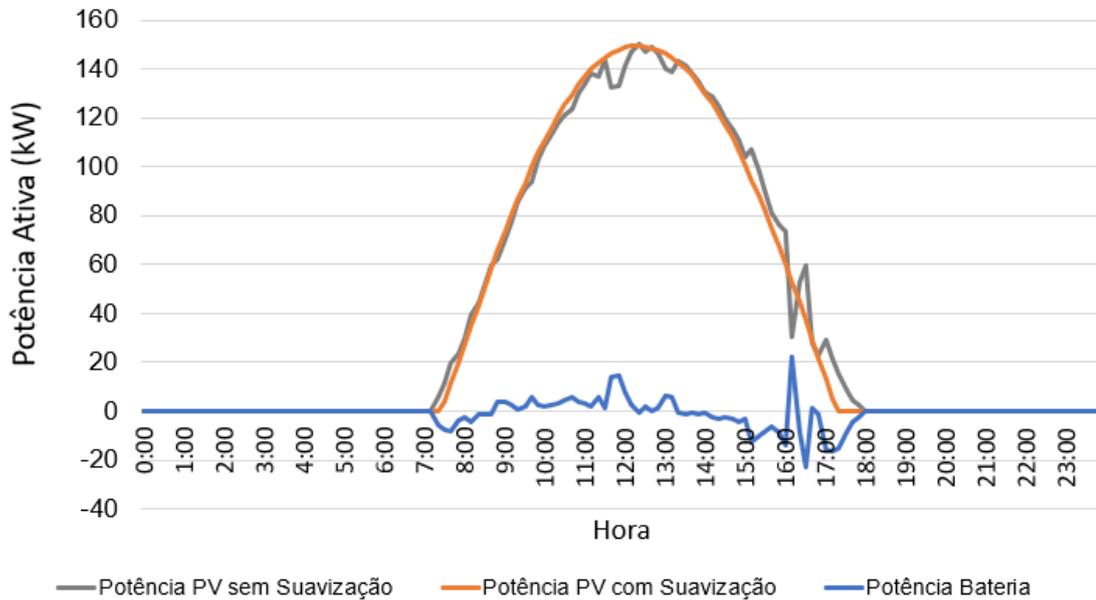
Com base nos resultados acima, observa-se que os valores de tensão nas barras não apresentaram grandes alterações em relação ao circuito sem a conexão da microrrede. Isso se deve ao fato da microrrede estar conectada na barra 650 do alimentador e como esta barra é modelada como um barramento infinito, a inserção da microrrede não causou grandes alterações nos valores de tensão do alimentador.

#### 4.4 SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Para cada cenário apresentado na Tabela 3 da seção 3.7.2 foi obtido um resultado do processo de otimização realizado no software GUSEK. Os resultados gerados no processo de otimização foram tratados no Excel e não foi realizada a análise de fluxo de potência no GridLab-D para este caso.

A primeira suavização analisada foi à suavização com base na curva nominal do PV. A FIGURA 35 apresenta os resultados para o cenário 1 da suavização da geração fotovoltaica.

FIGURA 35 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50%



FONTE: O AUTOR (2019)

De acordo com os resultados apresentados pela FIGURA 35 podemos ver que a otimização para a suavização da geração fotovoltaica reduzir praticamente todas as intermitências da geração solar. Os níveis de potência e o estado de carga do sistema de baterias são apresentados na Tabela 18.

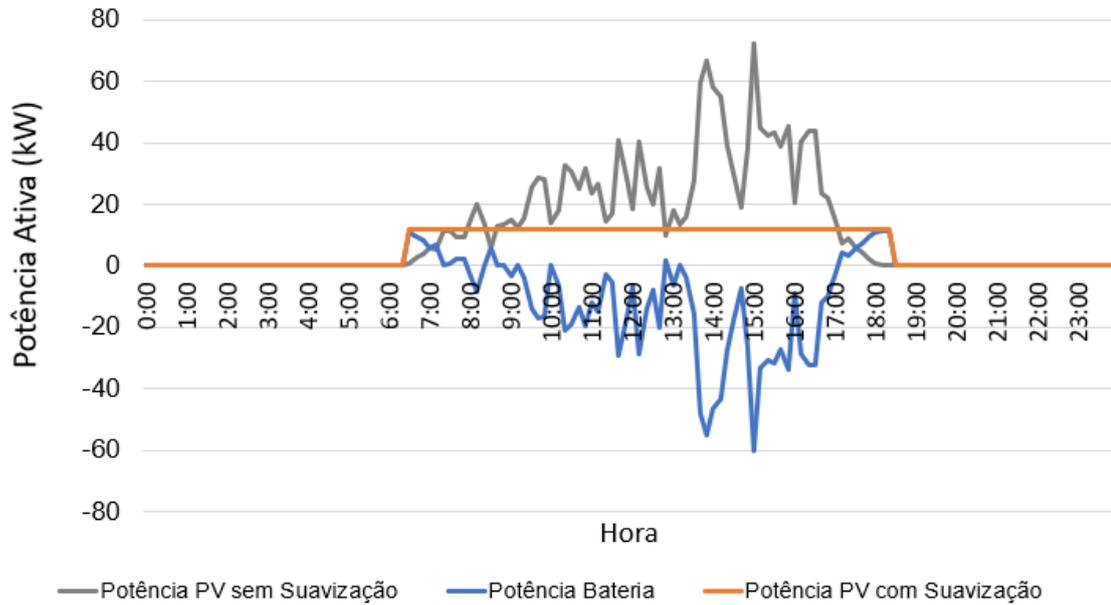
TABELA 18 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA O CENÁRIO 1 - DIA ENSOLARADO E SOC INICIAL = 50%

<b>Sistema de Baterias</b>	
SoC Inicial	50%
SoC Final	52,4%
Energia Carregada	35,9 kWh
Energia Descarregada	22,12 kWh

FONTE: O AUTOR (2019)

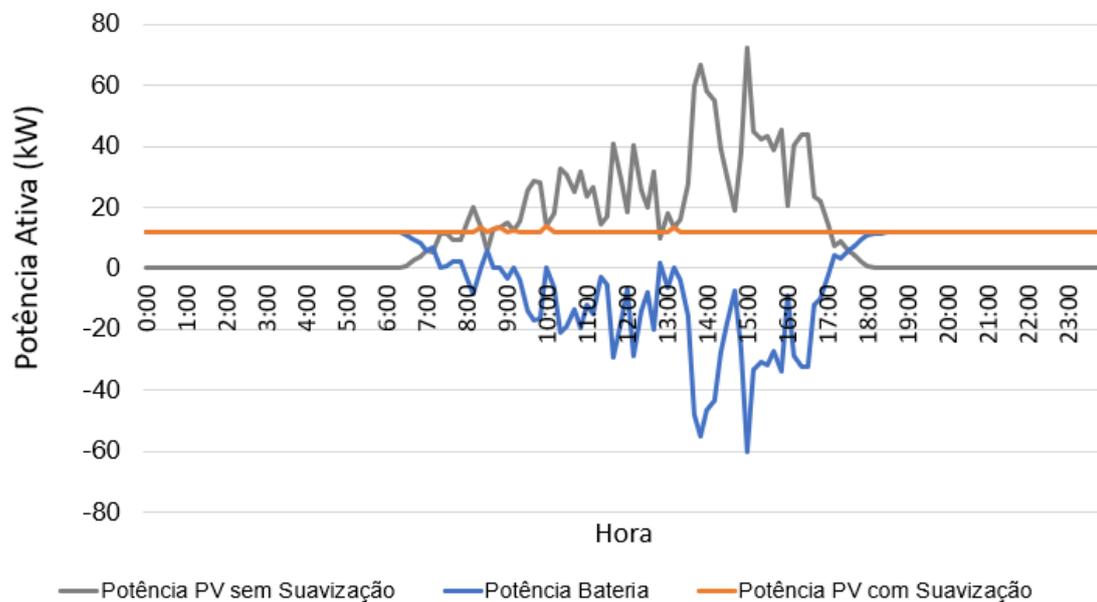
A FIGURA 36 e a FIGURA 37 apresentam os resultados da otimização para a suavização da geração para o cenário 2, considerando a média de geração prevista. Na FIGURA 36 é apresentado o resultado para a suavização durante o período de geração solar e na FIGURA 37 é apresentado o resultado para a suavização durante 24h. A Tabela 19 apresenta os estados de carga e o nível de energia do sistema de baterias utilizado na suavização para o cenário 2.

FIGURA 36 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% - SUAVIZAÇÃO DURANTE O PERÍODO DE GERAÇÃO SOLAR



FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 37 – SUAVIZAÇÃO DA GERAÇÃO PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50% - SUAVIZAÇÃO DURANTE 24H



FONTE: O AUTOR (2019)

TABELA 19 – ESTADO DE CARGA E ENERGIA DO SISTEMA DE BATERIAS PARA O CENÁRIO 2 - DIA COM POUCO SOL E SOC INICIAL = 50%

<b>Suavização durante o período de geração solar</b>	
SoC Inicial	50%
SoC Final	74,7%
Energia Carregada	157,9 kWh
Energia Descarregada	19,4 kWh
<b>Suavização durante 24h</b>	
SoC Inicial	50%
SoC Final	50%
Energia Carregada	157,9 kWh
Energia Descarregada	157,9 kWh

FONTA: O AUTOR (2019)

Para a suavização no período de geração solar, o sistema de baterias absorveu muito mais energia do que forneceu para suavizar a geração, resultando em um SoC final maior que o SoC inicial.

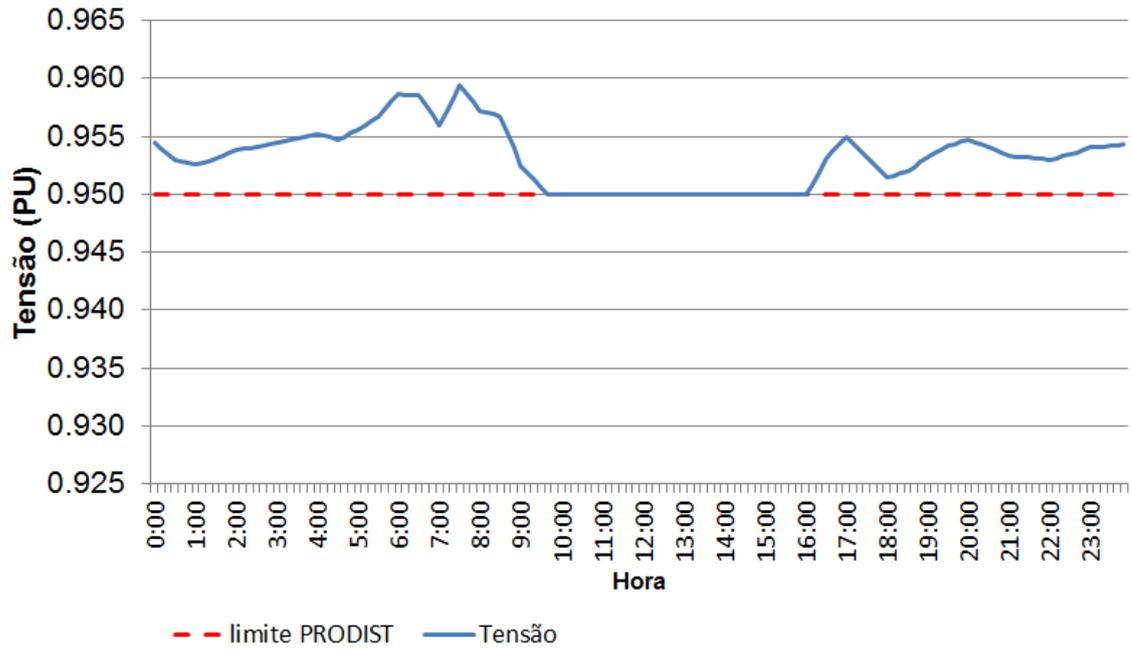
Para a suavização durante as 24h, o sistema de baterias absorveu e forneceu exatamente a mesma quantidade de energia. Isso se deve ao fato de que a potência de referência utilizada no otimizador é o valor da média de geração prevista ao longo de 24h.

#### 4.5 REGULAÇÃO DE TENSÃO

Com base na formulação apresentada na seção 3.7 foi implementada a otimização para a operação de regulação de tensão no GUSEK. A FIGURA 38 apresenta o resultado alcançado com o processo de otimização.

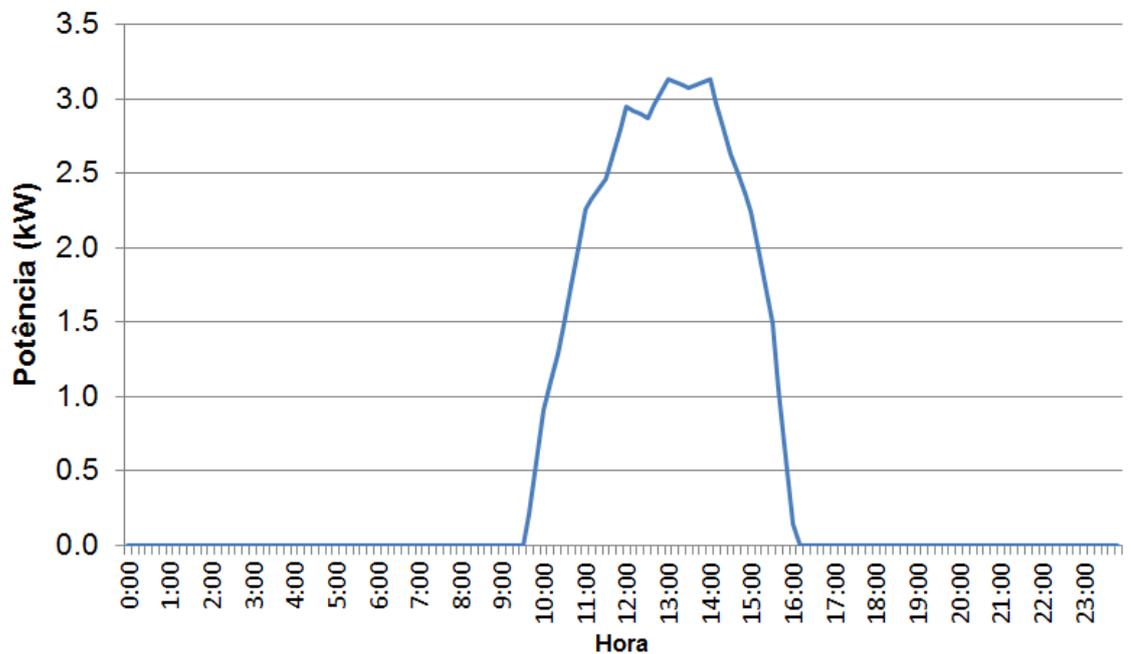
De acordo com o resultado apresentado, podemos ver que os valores de tensão se encontram dentro dos limites do PRODIST – Módulo 8 após o processo de otimização. Conforme pode ser visto na FIGURA 38 foi utilizado o mínimo possível do sistema de baterias para regular a tensão até 0,95 PU e evitar a cobrança da penalidade imposta pela restrição 2 na função objetivo. A FIGURA 39 apresenta a potência fornecida ao inversor pelo sistema de baterias. Neste trabalho foi assumido que o inversor possuía um sistema de controle capaz de injetar ou absorver potencia reativa da microrrede.

FIGURA 38 – RESULTADO PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO



FONTE: O AUTOR (2019)

FIGURA 39 – POTÊNCIA FORNECIDA PELO SISTEMA DE BATERIAS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO



FONTE: O AUTOR (2019)

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho tratou do estudo e formulação de um processo de otimização para uma microrrede que opera conectada ao sistema elétrico de distribuição. Neste sentido, foi apresentada inicialmente uma breve análise do contexto que envolve a geração distribuída de energia elétrica e o conceito de microrredes e armazenamento de energia elétrica.

A formulação do problema de otimização foi apresentada considerando três modos distintos de operação da microrrede, sendo eles *Peak Shaving*, Suavização da Geração e Regulação de Tensão.

A partir dos resultados da otimização da operação de *Peak Shaving* foi possível demonstrar a redução do pico de demanda do alimentador para diferentes cenários avaliados, sendo que o sistema de baterias foi carregado em um determinado período do dia e descarregado no horário de maior demanda. Através dos resultados de simulações do fluxo de potência foi possível avaliar o impacto da inserção da microrrede em um alimentador de teste. As simulações demonstraram que a microrrede não causou variações significativas no perfil de tensão do alimentador.

O processo de otimização visando a Suavização da Geração determinou os níveis de potência que o sistema de baterias deve absorver ou fornecer para reduzir as intermitências da geração fotovoltaica. Os resultados demonstraram que é possível utilizar o sistema de baterias para suavizar tanto uma geração solar com poucas intermitências quanto uma geração que apresenta muitas intermitências durante o dia. Já a operação de Regulação de Tensão determinou o nível de potência que o sistema de baterias deve fornecer para o inversor, de modo à manter a tensão dentro dos limites especificados pela regulamentação do sistema de distribuição.

### 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para sugestões de trabalhos futuros podemos destacar:

- Análise dos resultados da otimização desenvolvida em uma microrrede real;

- Desenvolvimento de um processo de otimização que determina a melhor operação a ser realizada na microrrede dentre as três consideradas neste trabalho;
- Implementação de um modelo de controle preditivo na otimização;
- Estudo do impacto da suavização da geração fotovoltaica e da regulação de tensão em um sistema teste;

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Resolução Normativa nº 794/2017, rev. 10, 2018.
- ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2002. 153 p. Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf) >. Acesso em: 2 set. 2019.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L.. Electricity market regulations and their impact on distributed generation. **International Conference On Electric Utility Deregulation And Restructuring And Power Technologies**. [S.l.] , p.608-613, 2000. IEEE. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/855735> Acesso em: 2 set. 2019.
- AKHIL, Abbas A. et al. **DOE/EPRI 2013 “Electricity Storage Handbook in collaboration with NRECA”**. Albuquerque, NM, USA: Sandia National Laboratories, 2013.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2019.
- BLUESOL. **Efeito Fotoelétrico e Efeito Fotovoltaico**. 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>>. Acesso em: 28 out. 2019.
- CHOUHAN, Sridhar et al. DER optimization to determine optimum BESS charge/discharge schedule using Linear Programming. **2016 IEEE Power And Energy Society General Meeting (PESGM)**, Boston, jul. 2016. IEEE.
- DIAS, Marcos Vinícius Xavier. **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras**. 2005. 143 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- EPE. **Caderno de Demanda de Eletricidade**. 2018. Rio de Janeiro. EPE, 2018. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-295/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2019.

EPEC. **Battery Cell Comparison**. [2019?]. Disponível em: <<https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html>>. Acesso em: 10 out. 2019.

GRIDLAB-D. **The Next-Generation Simulation Software**. 2017. Disponível em: <<https://www.gridlabd.org/>>. Acesso em: 28 ago. 2019.

GUSEK. **GLPK Under Scite Extended Kit**. 2008. Disponível em: <<http://gusek.sourceforge.net/gusek.html>>. Acesso em: 28 ago. 2019.  
IRENA - International Renewable Energy Agency. **Solar Energy**. 2012. Disponível em: <<https://www.irena.org/solar>>. Acesso em: 24 out. 2019.

IEEE PES. **13-bus Feeder**. 2017. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 2 out. 2019.

LI, Xiangjun; HUI, Dong; LAI, Xiaokang. Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations. **IEEE Transactions On Sustainable Energy**, [s.l.], v. 4, n. 2, p.464-473, abr. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

MÜLLER, Matheus do Nascimento. **Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal**. 2015. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014739.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2019.

MOREIRA, João Paulo. **Micro-Redes**. Porto. 2012. 11 p. Disponível em: <[https://paginas.fe.up.pt/~ee07250/Dissertacao/Relatorios/Entradas/2012/2/17\\_Semana\\_1\\_files/Microredes.pdf](https://paginas.fe.up.pt/~ee07250/Dissertacao/Relatorios/Entradas/2012/2/17_Semana_1_files/Microredes.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2019.

MAGATÃO, L. **Mixed Integer Linear Programming and Constraints Logic Programming: Towards a Unified Modeling Framework**. Tese (Doutor em Ciências), Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2005.

NA4B. **The Electric Power Market**. [2018?]. Disponível em: <<http://battery.na4b.com/investors/market-needs/>>. Acesso em: 2 out. 2019.

OLIVEIRA, Thiago R. de. **Microrredes em corrente contínua**. 2016. Disponível em: <<https://www.toliveira.com/l/distcc/>>. Acesso em: 24 out. 2019.

PLANAS, Estefanía et al. AC and DC technology in microgrids: A review. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**. Bilbao, p. 726-749. nov. 2014.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, n.1, p.47-69, 2008.

SHARMA, Kamal Kant; SINGH, Balwinder. DISTRIBUTED GENERATION: A NEW APPROACH. **International Journal Of Advanced Research In Computer Engineering & Technology**. [S.l], p. 313-318. out. 2012. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/80d1/b67e8a597a171f2785a46a5b1e8da3e73f93.pdf>>. Acesso em: 8 set. 2019.

SHI, Yuanyuan et al. Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 33, n. 3, p.2882-2894, maio 2018. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

SERRA, Eduardo T. et al. **Armazenamento de Energia: Situação Atual, Perspectivas e Recomendações**. 2016. Disponível em: <<https://anebrasil.org.br/wp-content/uploads/2018/05/Armazenamento-de-Energia-Fev-2017.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2019.

YU, Li; CZARKOWSKI, Dariusz; LEON, Francisco de. Optimal Distributed Voltage Regulation for Secondary Networks With DGs. **IEEE Transactions On Smart Grid**, New York, v. 3, n. 2, p.959-967, jun. 2012. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).