

Universidade Federal do Pampa

Yuri da Silva Desconsi

**Impacto da Geração Distribuída com Armazenadores na Rede Elétrica:
Sistemas Fotovoltaicos com Estocagem em Edificações**

Alegrete

2019

Yuri da Silva Desconsi

**Impacto da Geração Distribuída com Armazenadores na Rede Elétrica: Sistemas
Fotovoltaicos com Estocagem em Edificações**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte dos requisitos para a obtenção do Grau
de Bacharel em Engenharia Elétrica pela
Universidade Federal do Pampa.

Orientador: Prof Dr. José Wagner Maciel Kaehler

Alegrete

2019

YURI DA SILVA DESCONSI

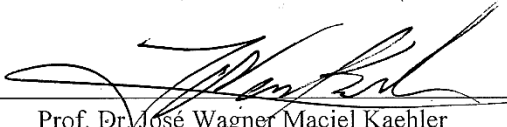
IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM ARMAZENADORES NA REDE ELÉTRICA: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM ESTOCAGEM EM EDIFICAÇÕES

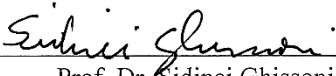
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eficiência Energética e Sistemas Elétricos de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 27 de junho de 2019.

Banca examinadora:


Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaehler
Orientador


Prof. Dr. Sidinei Ghissoni
UNIPAMPA


Prof.ª Dr.ª Natalia Braun Chagas
UNIPAMPA

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

D4481 Desconsi, Yuri da Silva
Impacto da Geração Distribuída com Armazenadores na Rede Elétrica: Sistemas Fotovoltaicos com Estocagem em Edificações / Yuri da Silva Desconsi.
99 p.
Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2019.
"Orientação: José Wagner Maciel Kaehler".
1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Engenharia Elétrica. 3. Armazenamento em Baterias. 4. Geração Distribuída. 5. Energia Sustentável. I. Título.

DEDICATÓRIA

A minha mãe ...

Aos meus irmãos...

Aos meus amigos e professores...

... por tudo que representam em minha vida.

Agradecimentos

Toda essa história começou quando minha mãe, dona Mirta Brandão da Silva embarcou na minha ideia de estudar engenheira e nunca mediu esforços em me apoiar. Obrigado por acreditar em mim e nos meus sonhos por ser a mãe que és, tudo que faço é por nós. Também dedico esse trabalho aos meus irmãos Maria Eduarda Silva, Maria Vitória Silva e Gihad Hafez. Agradeço o carinho e participação em todos os momentos, eu amo vocês.

Agradeço ao orientador Professor José Wagner que mostrou o caminho para todo trabalho de forma clara, obrigado também por tantos conhecimentos em sala de aula como aluno. Seguindo no mesmo contexto gostaria de agradecer a todos os professores por tantos conhecimentos, em especial o meu primeiro orientador Professor Plínio Juchen que me proporcionou um conhecimento matemático incrível e ao Professor Renato Silva por todo espírito para ensinar engenharia.

Dedico aos meus amigos e colegas de faculdade Camila Vieira, Débora Bottura, Gabriel Maier, Juliana Ribeiro, Rafael Rossi e Tailize Oliveira por estarem ao meu lado em todo esse período e me oportunizarem da imensa honra de ter conhecido vocês. Obrigado por fazerem parte de tudo isso comigo.

Para finalizar, sobre a construção do conhecimento, afirmo que é bem mais do que fazer uma prova ou trabalho pois depende de como você vive sua vida e tudo que gira ao redor dela. Acredito na educação e em tudo que ela move, porque estudar me faz uma pessoa feliz. Dedico este trabalho a minha maior educadora e pessoa na qual me mostrou desde muito pequeno a importância do estudo. Porque profissionais dedicados na educação infantil de matemática, física e química merecem todos os méritos. Faço parte do mundo das exatas desde meus 10 anos de idade, obrigado por tanto Professora Miram Diaz.

RESUMO

O novo contexto de negócios para a indústria de energia fotovoltaica são as redes inteligentes. As redes inteligentes e a energia solar fotovoltaica estão diretamente ligadas a políticas climáticas, políticas de desenvolvimento socioeconômico e políticas energéticas. Levam as fontes renováveis a serem uma das melhores configurações no sistema elétrico e desta maneira realizar a atividade para melhorar o uso das fontes renováveis, através da eficiência energética. As Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*) são modernos sistemas de distribuição de energia elétrica, fundamentados em novas tecnologias de gestão, controle e operação de redes. Como consequência, necessitam de um sensoriamento e uma comunicação mais assídua entre clientes e distribuidora, para uma maior confiabilidade, melhoria no fornecimento e qualidade de energia. É proposto avaliar, explorar e desenvolver uma metodologia que destaque o uso de um sistema fotovoltaico para a escola Eduardo Vargas em Alegrete no Rio Grande do Sul, Brasil. Com base em medidas do Analisador P600- Versão 2.39.0 da Indústria de Micro Eletrônicos (IMS), tipo Qualímetro projetado para realizar a medição dos principais parâmetros de qualidade de energia e distúrbios na rede assim atender os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Uma consideração desse sistema fotovoltaico é o projeto do sistema de estocagem em baterias e ainda avaliar o impacto da carga na rede elétrica com tarifas diferenciadas.

Palavras-Chave— armazenamento de energia, bandeira tarifária, curva de carga, distribuição de energia elétrica e sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

The new business context for the photovoltaic energy industry are smart grids Intelligent grids and photovoltaic solar energy are directly linked to climate policies, socio-economic development policies and energy policies. They make renewable sources one of the best configurations in the electrical system and in this way carry out the activity of improving the use of renewable sources through energy efficiency. Smart Grids are modern electric power distribution systems, based on new management technologies, control and operation of networks. As a consequence, they require more frequent sensing and communication between customers and distributor, for greater reliability, better supply and energy quality. It is proposed to evaluate, explore and develop a methodology that highlights the use of a photovoltaic system for the Eduardo Vargas School in Alegrete, Rio Grande do Sul, Brazil. Based on measurements of the P600 Analyzer - Version 2.39.0 of the Microelectronics Industry (IMS), a type designed to perform the measurement of the main parameters of power quality and disturbances in the network, thus complying with the Electric Power Distribution Procedures in the System National Electrical (PRODIST). One consideration of this photovoltaic system is the design of the system of storage in batteries and also to evaluate the impact of the load in the electrical network with differentiated tariffs.

Keywords— *energy storage, tariff flag, load curve, distribution of electricity, photovoltaic system.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação das reservas de combustíveis fósseis atuais e potências de geração.	18
Figura 2 - Espectros de absorção para a atmosfera e alguns constituintes isolados (óxido nitroso N ₂ O, oxigênio O ₂ , ozônio O ₃ , gás carbônico C ₂ O e vapor d'água H ₂ O).....	25
Figura 3 - Representação das estações do ano e do movimento da terra em relação ao sol.	27
Figura 4 - Relações geométricas entre os raios solares.....	29
Figura 5 - Agrupamento célula, módulo e painel fotovoltaico.....	32
Figura 6 - Ligação células em paralelo.	32
Figura 7 - Ligação de células em série.....	33
Figura 8 - Circuito da célula fotovoltaica.....	33
Figura 9 - Curva característica VxI.....	34
Figura 10 - Curva característica V-I e curva de potência P-V par um módulo com potência nominal de 1000 Wp.	35
Figura 11 - Controlador paralelo (I) e controlador série (II).....	37
Figura 12 - Exemplo de controlador de carga	37
Figura 13 - Estrutura Tarifária.....	41
Figura 14 - Postos tarifários da Tarifa Branca segundo a concessionária RGESul.....	43
Figura 15 - Medidor inteligente utilizado comercialmente.....	44
Figura 16 - Sistema de armazenamento de energia com elemento storage.....	45
Figura 17 - Diagrama esquemático do modelo de geração fotovoltaica.....	48
Figura 18 - Modelo CRESESB do resultado em análise.....	54
Figura 19 - Analisador.	55
Figura 20 - Localização Geográfica, imagem do satélite.....	61
Figura 21 - Irradiação Solar no Plano Inclinado.....	62
Figura 22 - Gráficos de de tensão e correntes diária.....	68
Figura 23 - Tensões Monofásicas.....	69
Figura 24 - Correntes Monofásicas e de Neutro.....	70
Figura 25 - Potência Ativas Monofásicas	71
Figura 26 - Gráfico de potência x meses.....	75
Figura 27 - Curvas de carga do grupo de baixa tensão	76
Figura 28 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional (Vermelho).....	77
Figura 29 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho).....	78
Figura 30 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGE Sul (Vermelho).....	78
Figura 31 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional, com 10% de GD.....	79
Figura 32 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho), com 10% de GD.....	80
Figura 33 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGESul (Vermelho).....	80

Figura 34 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional (Vermelho) e 25% de GD.....	81
Figura 35 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho) e 25% de GD no horário ponta e intermediário e 5% no horário fora ponta.....	82
Figura 36 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGESul (Vermelho) e 25% de GD no horário ponta e intermediário e 5% no horário fora ponta.....	82
Figura 37 - Comparativo de demanda total do grupo B3 frente a inserção de geração distribuída.	83
Figura 38 - Quantitativos com a Tarifa Convencional frente as simulações realizadas.	84
Figura 39 - Quantitativos com a Tarifa Branca Aneel frente as simulações realizadas.	84
Figura 40 - Quantitativos com a Tarifa Branca RGE Sul frente as simulações realizadas.....	85
Figura 41 - Sistema elétrico de potência com alimentação da fonte 220 V (Baixa tensão).....	87
Figura 42 - Potência de carregamento na Fase 1 da linha de transmissão (linha da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.....	88
Figura 43 - Potência de carregamento na Fase 2 da linha de transmissão (linha da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.....	88
Figura 44 - Tensão que possui a linha de transmissão (linha 1 da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais “retas” verde e vermelha que encontram-se sobrepostas são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.....	89
Figura 45 - Tensão que possui a linha de transmissão (linha 2 da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais “retas” verde e vermelha que encontram-se sobrepostas são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.....	90
Figura 46 - Potência de carregamento na Fase 1 da carga, no comparativo é mostrado a curva azul com a característica da carga que esta conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.	91
Figura 47 - Potência de carregamento na Fase 2 da carga, no comparativo é mostrado a curva azul com a característica da carga que esta conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.	91
Figura 48 - Tensão que possui a carga conectada no barramento B, o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.	92
Figura 49 - Curva de radiação solar captada pelo elemento PVSystem no período de 24 horas. É possível verificar o pico de irradiância bem definido principalmente em horários como 9 horas da manhã até as 18 horas. Esta simulação considera a interpretação que um painel fotovoltaico faria durante um dia.	93

Figura 50 - Potência de descarga da bateria segundo o elemento Storage. A configuração da bateria simula a energia armazenada durante um dia para painel fotovoltaico.	93
Figura 51 - Esta simulação foi realizada para período de 48 horas, de forma mostrar o carregamento da bateria (parte positiva do eixo potência. Vale a ressalva que o OpenDSS considera em primeiro instante para elemento Storage bateria carregada.	94
Figura 52 - Na simulação foi possível monitorar a quantidade da energia de potência em KWh que o sistema de armazenamento fornece e absorve para o período de 48 horas, considerando a bateria inicialmente carregada.	94
Figura 53 - Saída de potência da bateria em 48 horas, mostrando dois descarregamentos. Uma vez que a bateria inicialmente esta carregada.	95
Figura 54 - Entrada de potência da bateria no período de 48 horas é visto um carregamento apenas, uma vez que em simulação com o elemento Storage o primeiro dia considera bateria carregada.	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relações geométricas entre os raios solares.	28
Tabela 2 - Configurações para o sistema fotovoltaico.	31
Tabela 3 - Tipos de Baterias Fotovoltaica.	39
Tabela 4 - Parâmetros básicos do elemento Storage.	45
Tabela 5 - Nomenclatura dos elementos do armazenador.	46
Tabela 6 - Parâmetros executados pelo OpenDSS para inversor fotovoltaico.	49
Tabela 7 - Condições de Operação para elemento PVSystem.	49
Tabela 8 - Cálculo de irradiação para localidade da escola Eduardo Vargas.	62
Tabela 9 - Análise do kWh por mês verificado pela RGE Sul na escola Eduardo Vargas.	63
Tabela 10 - Dados do fabricante de painel solar.	64
Tabela 11- Dados do fabricante de inversor.	65
Tabela 12 - Dados do fabricante de controlador de carga.	66
Tabela 13 - Bateria escolhida para o sistema isolado.	68
Tabela 14 - Média do consumo semanal de energia ativa horária.	72
Tabela 15 - Consumo kWh.	74
Tabela 16 - Valores da Tarifa RGE Sul,	77

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Justificativa	19
2	Objetivos.....	21
2.1	Objetivo Geral	21
2.2	Objetivos Específicos	21
2.3	Organização do Trabalho.....	21
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
3.1	Conceitos Primordiais.....	24
3.2	Recurso Solar	24
3.2.1	Efeitos da Atmosfera sobre a Radiação Solar	25
3.2.2	Radiação Refletida, Solar Direta, Difusa e Global.....	25
3.2.3	Geometria Sol – Terra.....	26
3.2.4	Hora Solar e Hora Oficial	29
3.3	Composição das Células Fotovoltaicas	30
3.4	Configurações do Sistema Fotovoltaico	30
3.5	Componentes de Sistemas Fotovoltaicos.....	31
3.5.1	Bloco Gerador	31
3.5.2	Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos	34
3.5.3	Bloco de Condicionamento	35
3.5.4	Bloco de Armazenamento	38
3.6	Capacidade da Bateria Fotovoltaica	38
3.6.1	Tipos de Baterias Fotovoltaica	39
3.7	Tarifas de Energia.....	39
3.7.1	Tarifa Branca.....	41
3.7.2	Mudanças e adequações do Circuito de Distribuição	43
3.8	Software OpenDSS.....	44
3.9	Modelagem do Elemento Storage	44
3.10	Modelagem no Estado de Carga.....	46
3.11	Modelagem no Estado de Descarga	46
3.12	Modelagem no Estado de Inatividade	47
3.13	Modelagem do Elemento PVSystem.....	47
3.14	Dados de entrada do painel pelo PVSystem	48
3.15	Dados de entrada no inversor pelo PVSystem	48
3.16	Condições de operação do elemento para o PVSystem.....	49
3.17	Interação com à Rede.....	49
4	METODOLOGIA	52
4.1	Avaliação do Recurso Solar	52
4.2	Levantamento da Demanda e do Consumo de Energia Elétrica	54
4.3	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	55
4.3.1	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	55
4.4	Dimensionamento do Inversor	56
4.4.1	Sistemas Fotovoltaicos Isolados da Rede Elétrica	58
5	RESULTADOS.....	61
5.1	Levantamento do Recurso Solar Disponível no Local da Aplicação	61

5.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede via Metodologia do CRESESB.....	63
5.3	Levantamento de Demanda e Consumo de Energia Elétrica	68
5.4	Levantamento de Demanda e Consumo Energético de Energia Elétrica	71
5.5	Análise da Fatura.....	73
5.6	Avaliação do Impacto de Carga	75
5.7	Discussão: Ato regulatório, seguimento de Audiência Pública	85
5.8	Sistema Teste no OpenDSS	87
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	96

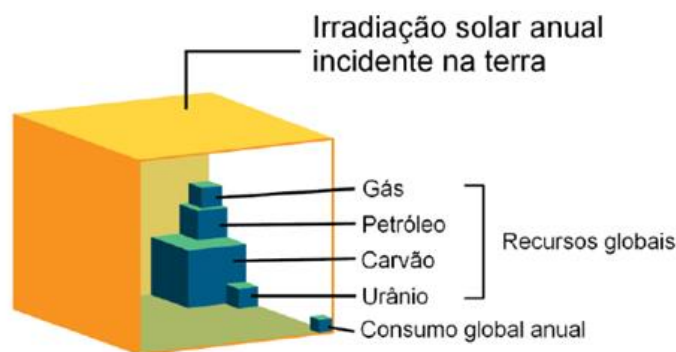
1. INTRODUÇÃO

Uma alternativa promissora para as redes elétricas de distribuição é a geração de energia elétrica próxima aos centros de carga usando fontes renováveis, consideradas no trabalho pela implantação de sistemas fotovoltaicos. Constituem-se numa fonte de potência elétrica, na qual as células fotovoltaicas transformam a radiação solar diretamente em energia elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos estão em ascensão pelas suas inúmeras vantagens, tanto em quantidade de energia disponível para produção em todo mundo, quanto para a diminuição de gases poluentes e da devastação das reservas naturais. A geração de energia elétrica através da utilização de painéis fotovoltaicos tem se destacado e apresentando um crescimento elevado quando comparadas a outras fontes de energia (REN21, 2011). Segundo Bastos (2013), o crescimento se deve em grande parte a redução significativa dos custos de produção da energia solar e por outro lado o crescimento de produção dessa energia devido a disponibilidade e abundância do combustível, o sol.

É possível observar a quantidade de energia solar incidente sobre a terra em comparação com as reservas dos demais combustíveis utilizados atualmente. Outra vantagem clara da energia solar é que tais sistemas podem ser construídos em pequenos módulos, ou seja, não há a necessidade de criar grandes usinas ou uso de grandes áreas alagadas como no caso de usinas hidrelétricas. Na imagem da Figura 1 de Bastos é mostrada a disponibilidade de energia solar em relação aos outros combustíveis de geração.

Figura 1 - Comparação das reservas de combustíveis fósseis atuais e potencias de geração.



Fonte: Bastos, 2013.

Tendo em vista um cenário de geração distribuída próximo a centros de carga, à qual a capacidade de gerenciamento do sistema de distribuição precisa ser estudada a fim de manter a qualidade da energia entregue aos consumidores após a conexão destas novas fontes de energia elétrica. Em cenários de geração distribuída onde se aplica sistemas de armazenamento, é maximizado os ganhos econômicos, e torna possível estocar a maior parte de excedentes de energia fotovoltaica para suprir a carga em horários de demanda elevada.

O determinante para desempenho de um sistema fotovoltaico é a região de recurso solar. A incorreta orientação solar dos sistemas, bem como a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. O projeto deve levar em consideração a posição efetiva dos painéis em aspectos como inclinação e orientação. De acordo com as características da radiação solar e do posicionamento do planeta Terra ao longo de sua trajetória elíptica entorno do Sol é possível determinar ângulos sobre a geometria dos painéis. O posicionamento destes está intrinsecamente ligado à latitude e longitude de suas instalações.

Por outro lado, a produção solar fotovoltaica gera um produto econômico que será valorizado através das tarifas de energia elétrica. As aplicações com uso de tarifas de energia diferenciadas, trazem para consumidores e concessionárias mais uma opção para o planejamento energético, podendo ter consideráveis economias na fatura de energia para consumidores disciplinados. Sabendo que os novos conceitos de tarifa tributária (Tarifa Branca) não tem como base a diminuição da energia consumida pelas cargas, mas sim um novo arranjo de produção refletido pela alteração no perfil da curva de carga dos clientes, se torna possível reduzir o custo da energia devido a possibilidade de escolha da tarifa.

1.1 Justificativa

Atualmente, as usinas solares representam 1,2% da eletricidade produzida no mundo, sendo que as projeções para os próximos 15 anos estimam que ela representará de 8 à 13% da produção mundial (ENGIE, 2016). Já a geração distribuída, produzida de forma descentralizada (produção própria dos consumidores), teve um crescimento acelerado ao redor do mundo, sendo que geração fotovoltaica no Brasil deverá estar presente em 18% dos domicílios até 2030 (PNE 2030, 2016).

O estudo das novas tecnologias integrado a aplicação das atuais fontes de produção se torna indispensável para a atualização da matriz do setor elétrico. Com a utilização de energia solar e sua aplicação nos conceitos de smart grid, para uma maior representatividade na energia gerada, maximiza-se a produção e reduz perdas de potência.

Através da análise do sistema fotovoltaico deve-se observar o controle de níveis de tensão e corrente (parâmetros elétricos) em relação a irradiação e temperatura (parâmetros solares). Nesse contexto a corrente de saída mantém-se praticamente constante dentro da amplitude de tensão de funcionamento e, portanto, o dispositivo pode ser considerado uma fonte de corrente constante. A tensão e corrente em que opera o dispositivo fotovoltaico são determinadas pela radiação solar incidente, pela temperatura ambiente do local e pelas características da carga conectadas ao mesmo.

Neste sentido, o modelo de sistema fotovoltaico com a utilização de um conjunto de baterias significa uma nova forma para operar o sistema de distribuição, visto que o problema de geração é atender consumos elevados de demanda em certos horários.

Para demonstrar a factibilidade da armazenagem de energia elétrica decorrente da produção fotovoltaica em edificações, analisou-se um projeto proposto para ser implantado numa escola estadual em Alegrete, a EEEF Eduardo Vargas, no qual após a condução de medidas de eficiência energética é proposto a implantação de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos como forma de promover uma exploração sustentável dos recursos energéticos disponíveis.

2. Objetivos

Para execução do trabalho foram definidos os seguintes objetivos:

2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para gerenciar a estocagem de energia elétrica pela adequação do perfil da curva de carga de clientes em redes de distribuição de energia, a partir da produção descentralizada de energia elétrica conectada à rede, minimizando os custos para os usuários e contribuindo para a adequada exploração da rede de distribuição de energia.

2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos tem-se:

- Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma edificação pública, no caso a escola estadual Eduardo Vargas- Alegrete (RS);
- Dimensionar e avaliar a instalação de um sistema de estocagem;
- Avaliar o impacto para uso de tarifas diferenciadas em baixa tensão (Convencional x Branca);
- Analisar o impacto da carga na rede elétrica
- Investimentos x Custos.
- Benefícios compartilhados (Cliente e Concessionária).
- Explorar a representatividade da tipologia da carga frente à rede elétrica;

2.3 Organização do Trabalho

O trabalho está dividido em 5 capítulos, sendo o primeiro já visto referente a parte introdutória, apresentando os caminhos que devem ser estimados para realizar a função objetivo de gerenciamento da ponta de carga com consumidores residenciais.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica do estado da arte para construção do cenário de estudo.

No Capítulo 3 é desenvolvida a metodologia do funcionamento de um sistema fotovoltaico com o sistema de armazenamento na presença de geração distribuída, define-se também os operadores elétricos e por conseguinte se torna possível sua simulação em softwares que realizam interface para aplicação.

O Capítulo 4 expõe os testes e resultados obtidos com a aplicação da metodologia a partir da interface MatLab/OpenDSS, na rede teste.

Por fim no Capítulo 5 é apresentado os comentários finais, enfatizando a contribuição do trabalho através da função objetivo traçada no início, bem como as sugestões de trabalhos futuros para seguir o avanço da tecnologia em Engenharia Elétrica.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção serão apresentados os principais tópicos, no formato de revisão bibliográfica para os principais agentes. Desta forma referir aspectos importantes sobre recursos solares, geometria solar terrestre, radiação solar e componentes do sistema fotovoltaico.

3.1 Conceitos Primordiais

A potência pode ser definida como a taxa de energia consumida em unidade de tempo. Enquanto que nos sistemas mecânicos, a energia é conhecida como potência mecânica e é uma combinação de forças e movimento, em sistemas elétricos, a energia elétrica é a taxa de fluxo de energia elétrica que passa por um determinado ponto em um circuito fechado. A potência em watts (W) é o produto da tensão pela corrente. Pela lei de Ohm, tensão é o produto da corrente pela resistência, e também o produto da resistência pela corrente ao quadrado. (Gomes,2011)

$$V = R * I \quad (1)$$

$$P = R * I^2 \quad (2)$$

Através dos referenciais teóricos em livros de circuitos elétricos é visto que a energia que for resultado da corrente fluindo na direção alternada é denominada de energia alternada (c.a.) e outra que for resultado de corrente fluindo em apenas uma direção será chamada de energia contínua (c.c.). Os painéis solares e baterias são aplicações mais comuns de corrente contínua.

Em relação a isso o termo radiação solar é usado como condição de fluxo de potência, é especificamente denominado irradiância solar.

3.2 Recurso Solar

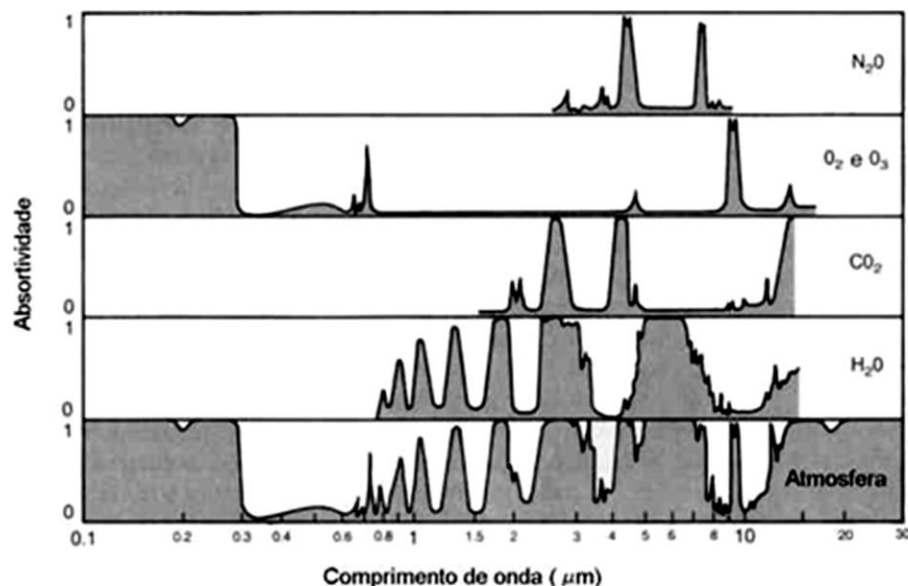
O Sol é a principal fonte de energia para a Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no Planeta, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética,

havendo um enorme potencial de sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica.

3.2.1 Efeitos da Atmosfera sobre a Radiação Solar

Em Oliveira,2007 há citação de que nem toda a radiação solar incidente no limite superior da atmosfera chega à superfície terrestre. É descrito também os fenômenos de atenuação absorção, reflexão, dispersão ou espalhamento e transmissão. Pela Figura 2, é ilustrado a contribuição dos principais constituintes da atmosfera.

Figura 2 - Espectros de absorção para a atmosfera e alguns constituintes isolados (óxido nitroso N₂O, oxigênio O₂, ozônio O₃, gás carbônico C₂O e vapor d'água H₂O).



Fonte: Oliveira, 2007.

3.2.2 Radiação Refletida, Solar Direta, Difusa e Global

Refere-se à radiação que é proveniente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente em nuvens e na superfície terrestre.

A radiação solar emitida pelo Sol propaga-se pelo espaço, sendo que uma pequeníssima porção é interceptada pela Terra. A parcela da energia radiante incidente no topo da atmosfera e

que chega diretamente à superfície do solo, é chamada radiação direta. A outra parcela de energia radiante é proveniente da parte da radiação que atinge o topo da atmosfera, mas ao interagir com esta sofre o processo de difusão, sendo assim denominada irradiância solar difusa. (Oliveira, 2007).

Por fim define-se como irradiância solar global o total de energia proveniente do Sol. Na Equação 3 o somatório de radiação solar direta (R_d) e radiação solar difusa (R_c) resulta em radiação solar global (R_g). (Oliveira, 2007)

$$R_g = R_d + R_c \quad (3)$$

$$R_g = R_o \times \left(a + b \times \frac{n}{N} \right) \quad (4)$$

Das Equações 3 e 4 o valor R_g é a radiação solar que atinge a superfície do solo dado em unidade $\text{MJm}^2\text{dia}^{-1}$, com n sendo a duração real do brilho solar em horas e N a duração máxima do brilho solar. Através da razão n/N é obtido o valor para insolação com unidade adimensional, R_o é a radiação solar no topo da atmosfera dado em $\text{MJm}^2\text{dia}^{-1}$ onde a e b são constantes.

3.2.3 Geometria Sol – Terra

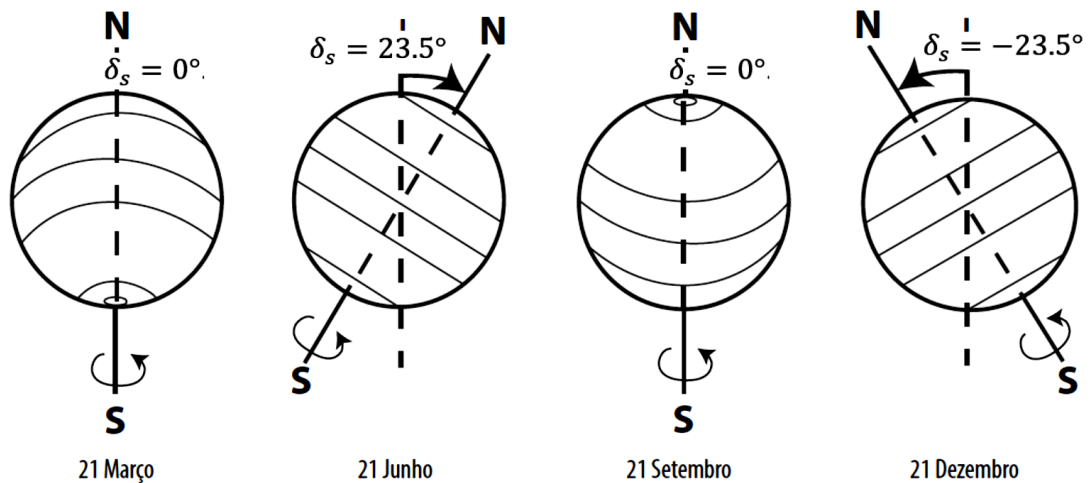
Além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar entre outros), a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso se deve à inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente (movimento de rotação) e à trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol (translação ou revolução), como mostra a Figura 3. (Aneel, 2016).

O seu eixo, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente 23,45 graus. Essa inclinação, justamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano. (CRESESB, 2014)

A quantidade de radiação solar interceptada pela terra varia ao longo do ano, uma vez que a distância entre a terra e o sol varia ao longo do ano, à medida que o planeta orbita a estrela, sendo essa distância média sol – terra cerca de 1.496×10^{11} m. (Goswami, 2015)

Dada esta variabilidade, de forma a calcular corretamente a radiação insolar incidente em qualquer superfície, torna-se necessário definir a localização exata do sol relativamente a essa mesma superfície. Assim, pode definir-se, primeiramente, a declinação solar, δ_s . Esta representa o ângulo entre a linha sol – terra (através dos seus centros) e o plano do Equador. A declinação varia entre -23.45° e $+23.45^\circ$ (nos solstícios de inverno e verão, respetivamente), sendo este valor 23.45° correspondente à inclinação da terra em relação a um eixo vertical, associado à sua rotação diária. Para além disso, nos equinócios de primavera e de outono (21 de março e 21 de outubro, respetivamente), considera-se que $\delta_s = 0^\circ$. (Tidwell & Weir, 2016)

Figura 3 - Representação das estações do ano e do movimento da terra em relação ao sol.



Fonte: Tidwell & Weir, 2016.

A declinação corresponde, assim, ao valor associado à latitude a qual a radiação solar incide diretamente segundo um eixo vertical ao meio dia solar para certo dia, como mostra a Equação 5. (Tidwell & Weir, 2016):

$$\delta_s(^{\circ}) = 23,45 * \text{sen}\left[\frac{360 * (284 + n)}{365}\right] \quad (5)$$

Onde n corresponde ao dia do ano, contando de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro.

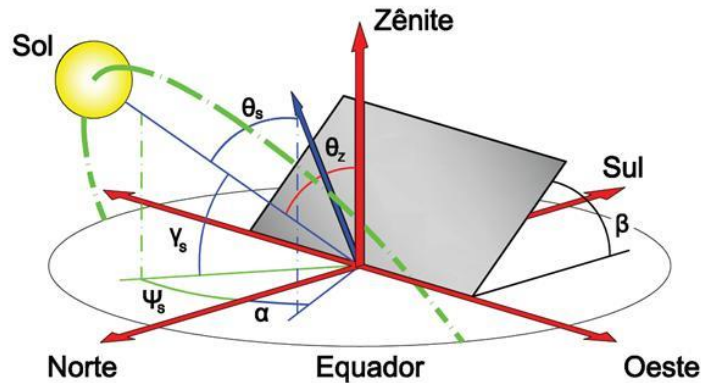
As relações geométricas entre os raios solares mostrados na Figura 4, variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre. Este movimento descreve vários ângulos, os quais estão são citados na Tabela 1. (Pinho e Galdino, 2014)

Tabela 1 - Relações geométricas entre os raios solares.

Ângulo Zenital (θ_z)	Ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite).
Altura ou Elevação Solar (α)	Ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador).
Ângulo Azimutal do Sol (γ_s)	Também chamo azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tornado a partir do Norte geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste).
Ângulo Azimutal da Superfície (γ)	Ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul.
Inclinação da Superfície de Captação (β)	Ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal.
Ângulo de Incidência (θ)	Ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Figura 4 - Relações geométricas entre os raios solares.



Fonte: Magnoli e Scalzaretto, 1998.

3.2.4 Hora Solar e Hora Oficial

Os cálculos em energia solar são baseados na hora solar. Para a conversão da hora oficial, também chamada de hora civil (a do relógio), em hora solar, considera-se, como primeira etapa, a diferença de longitudes entre o meridiano do observador e o meridiano padrão no qual a hora oficial está baseada. a segunda etapa é dada pela Equação do Tempo (E), que é uma correção relacionada a dois fatores principais, a inclinação do eixo da Terra com relação ao plano da sua órbita (eclíptica) e a excentricidade da órbita da Terra (ϵ). (Pinho e Galdino,2014)

$$\text{Hora Solar} - \text{Hora Oficial} = 4 * (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (6)$$

Os valores de L_{st} e L_{loc} representam a longitude padrão do fuso e a longitude local, respectivamente, o fator 4 é utilizado para converter os valores de longitude (em graus) para tempo (em minutos). O parâmetro E é o valor resultante da Equação do Tempo, demonstrado pela Equação 7. (Pinho e Galdino, 2014)

$$E = (0,000075 + 0,001868 \cos \vartheta - 0,032077 \sin \vartheta - 0,014615 \cos 2\vartheta - 0,04089 \sin 2\vartheta) * (229,18) \quad (7)$$

Onde ϑ é dado pela Equação 8 e n é o dia juliano:

$$\vartheta = \frac{2\pi(n-1)}{365} \quad (8)$$

3.3 Composição das Células Fotovoltaicas

Em busca de novas tecnologias para o uso de energias renováveis, os sistemas fotovoltaicos encontram-se em crescente utilização. Com isso, tem-se explorado novos materiais e realizado pesquisas para o avanço da tecnologia fotovoltaica. (CEMIG, 2012)

O silício (Si) é o principal material na fabricação das células fotovoltaicas (FV), e se constitui como o segundo elemento químico mais abundante na terra. O mesmo tem sido explorado sob diversas formas: cristalino, policristalino e amorfo. (Almeida e colaboradores, 2016)

Existem três tecnologias aplicadas para a produção de células FV, classificadas em três gerações de acordo com seu material e suas características. (Almeida e colaboradores, 2016)

A primeira geração é composta por silício cristalino (c-Si), que se subdivide em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), representando 85% do mercado, por ser uma tecnologia de melhor eficiência, consolidação e confiança. (CEPEL, 2014)

A segunda geração, também chamada de filmes finos, é dividida em três cadeias: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Por fim, ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, têm-se as células orgânicas ou poliméricas (CEPEL, 2014).

3.4 Configurações do Sistema Fotovoltaico

A escolha da configuração do sistema fotovoltaico pode ser em sistemas isolados ou conectados à rede, c.a. ou c.c., com ou sem armazenamento. Essa escolha baseia-se nas características da carga e na disponibilidade de recursos energéticos.

A Tabela 2 mostra configurações para os sistemas fotovoltaicos, além de ressaltar algumas características dos modelos de sistemas.

Tabela 2 - Configurações para o sistema fotovoltaico.

<p>Sistemas Fotovoltaicos Conectados</p>	<p>Também denominados de sistemas <i>on-grid</i> ou sistemas <i>grid-tie</i>, operam em conjunto com a rede elétrica da distribuidora de energia, substituindo ou complementando a energia elétrica convencional disponível na rede.</p>
<p>Sistemas Híbridos</p>	<p>Caracterizam-se por disporem de mais de uma forma de geração de energia elétrica.</p>
<p>Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI)</p>	<p>Também denominados de sistemas <i>off-grid</i>, caracterizam-se por não se conectarem à rede elétrica, sendo geralmente construídos com um propósito local e particular, visando atender um consumo de energia elétrica específico. Em vista disso, a estimativa da demanda energética deve ser bem estimada.</p>

Fonte: CRESESB-CEPEL, 2014.

3.5 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

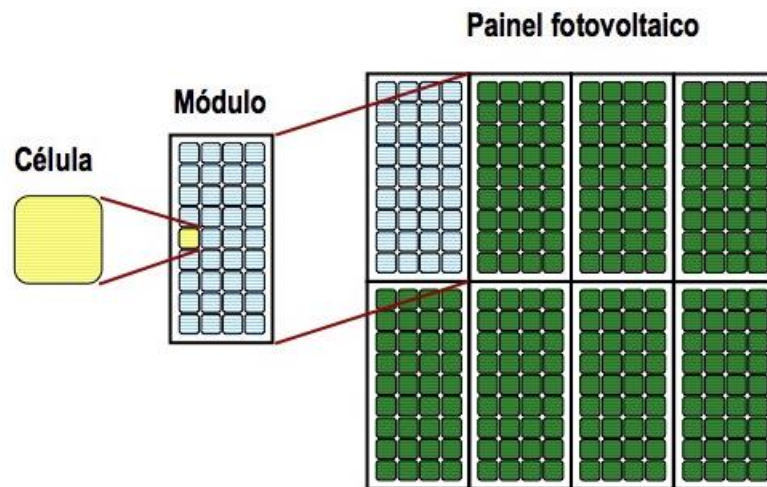
Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores c.c.-c.a., inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por fim, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento. (Pinho e Galdino, 2014)

3.5.1 Bloco Gerador

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia. O agrupamento de vários módulos fotovoltaicos é denominado por painel fotovoltaico e pode ser efetuado através do

estabelecimento de ligações em série, paralelo ou mista. (Carneiro, 2010). A sequência de agrupamento é mostrada na Figura 5.

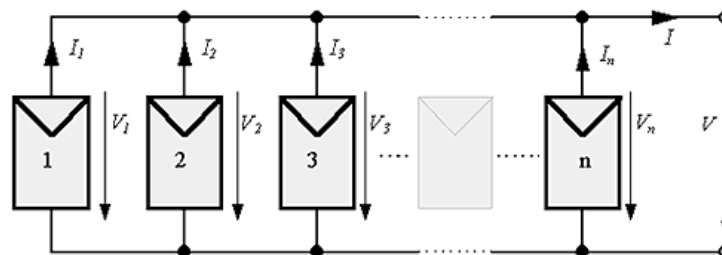
Figura 5 - Agrupamento célula, módulo e painel fotovoltaico.



Fonte: Carneiro, 2010.

Ao conectar as células em paralelo Figura 6, soma-se as correntes de cada módulo e a tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. A corrente produzida pelo efeito fotovoltaico é contínua.

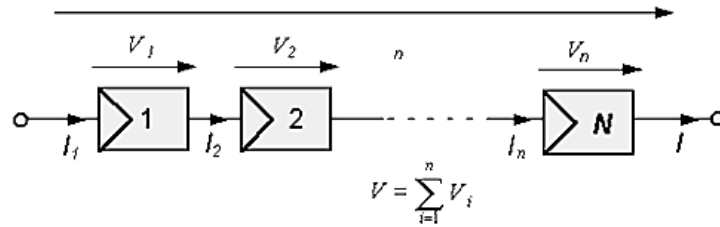
Figura 6 - Ligação células em paralelo.



Fonte: CRESESB, 2008.

A conexão mais comum de células fotovoltaicas em módulos é o arranjo em série, Figura 7, este consiste em agrupar o maior número de células em série onde soma-se a tensão de cada célula.

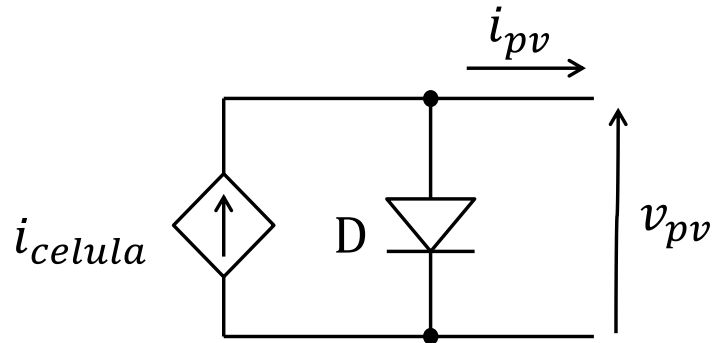
Figura 7 - Ligação de células em série.



Fonte: CRESESB, 2008.

O circuito elétrico da célula fotovoltaica é representado na Figura 8 e modelado matematicamente pelas Equações 9 e 10.

Figura 8 - Circuito da célula fotovoltaica.



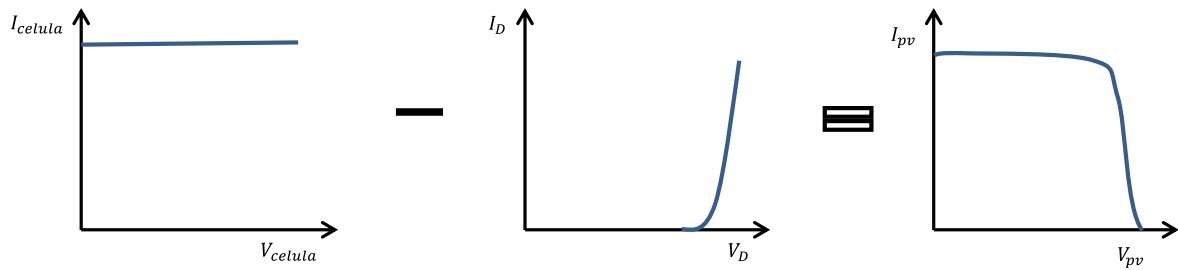
Fonte: Autoral, 2019.

$$i_{pv} = i_{celula} - i_D \quad (9)$$

$$i_{celula} = \frac{S}{S_{STD}} * i_{SC} \quad (10)$$

A curva característica dos painéis fotovoltaicos é obtida através da diferença entre as componentes de célula e diodo, como mostra os gráficos da Figura 9.

Figura 9 - Curva característica VxI



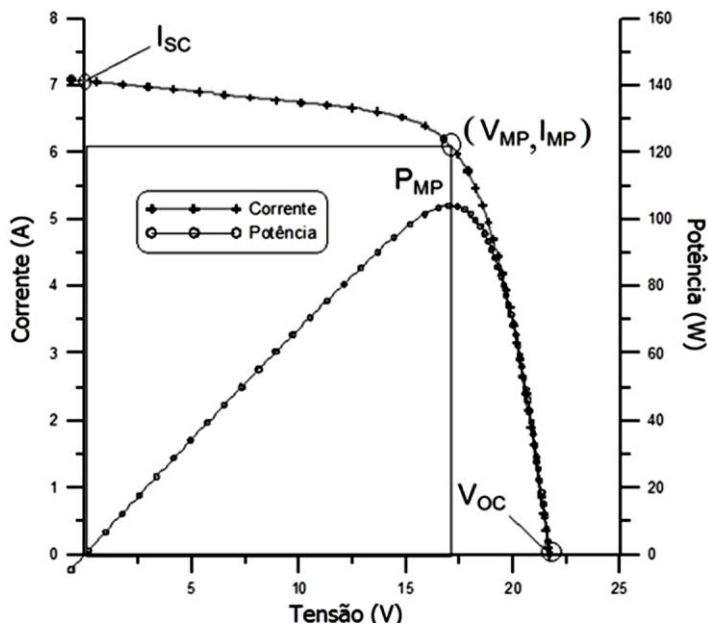
Fonte: Autoral, 2019.

3.5.2 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Geralmente, a potência dos módulos é dada pela potência de pico. Tão necessário quanto este parâmetro, existe outras características elétricas que determinam a funcionalidade do módulo. As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos estão destacadas nos itens abaixo e a Figura 10 onde é mostrado o comportamento de curvas de tensão, corrente e potência. (CRESESB, 2008)

- Voltagem de Circuito Aberto V_{oc}
- Corrente de Curto Circuito I_{sc}
- Potência Máxima P_m
- Voltagem de Potência Máxima V_{mp}
- Corrente de Potência Máxima I_{mp}

Figura 10 - Curva característica V-I e curva de potência P-V par um módulo com potência nominal de 1000 Wp.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

3.5.3 Bloco de Condicionamento

Esse bloco é a inteligência do sistema solar, composto pelos inversores os quais ajustam a tensão da corrente elétrica conforme a necessidade. Se o sistema possuir banco de baterias é necessário um regulador de carga.

3.5.3.1 Inversores

Os inversores são dispositivos utilizados para fazer a ligação entre o gerador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos) e a carga c.a. dos equipamentos ou a rede. Têm o objetivo de converter o sinal elétrico c.c. proveniente do gerador fotovoltaico, de baterias ou células a combustível num sinal c.a. (Pinho e Galdino, 2014). Nos modernos inversores é utilizado chaves eletrônicas de estado sólido e podem ter diversas topologias de seus circuitos de potência e controle. Com relação a eficiência de conversão pode até chegar a valores próximos a 99%.

De acordo com o tipo de operação os inversores são divididos em dois tipos, os comutados pela rede (comutação natural) e auto comutados (comutação forçada). Os comutados pela rede utilizam tiristores, que são dispositivos semicondutores, capazes de suportar altas

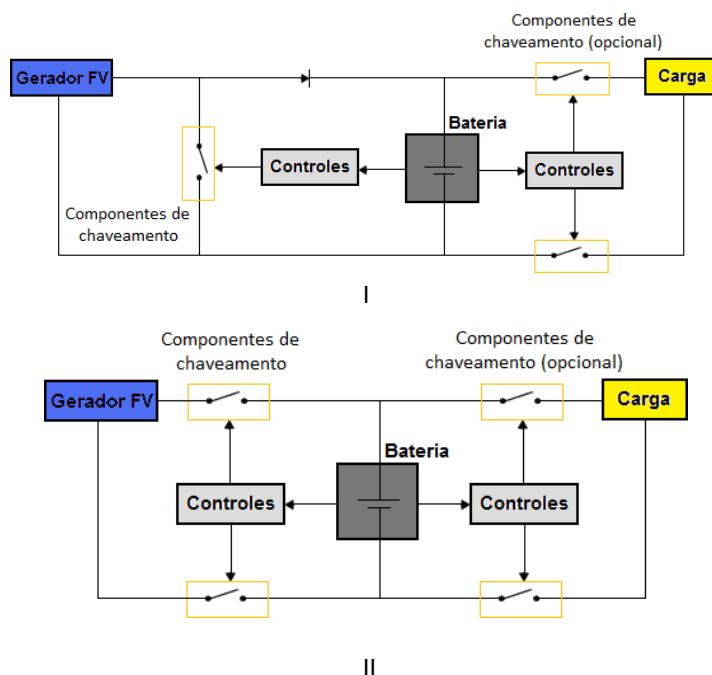
tensões e corrente. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET,IGBT) a utilização de inversores a tiristor foi reduzida e restrita somente para potências elevadas (acima de 100kW). Nos inversores auto comutados os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou corte em qualquer instante do ciclo, através de um terminal de controle. São utilizados IGBTs ou MOSFETs. O que diferencia os dois tipos de inversores são a estratégia de controle de modulação de largura de pulso.

A forma de onda é uma indicação da qualidade e do custo do inversor, depende do método de conversão e filtragem para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão. Outro aspecto que determina a qualidade dos inversores é a sua eficiência de conversão.

3.5.3.2 Regulador de Carga

O regulador de carga funciona como elo de ligação entre os módulos fotovoltaicos, o banco de baterias e a carga de consumo. São incluídos na maioria dos SFI com o objetivo de proteger a bateria contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil. Os controladores devem desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria atingir carga plena e interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atingir um nível mínimo de segurança. O controlador de carga deve permitir o ajuste dos seus parâmetros e a escolha do método de controle para adaptá-los aos diferentes tipos de baterias. No momento de se especificar um controlador de carga é importante saber o tipo de bateria a ser utilizada e o regime de operação do sistema. Um controlador paralelo usa um dispositivo de estado sólido ou um relê eletromecânico, que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando ela está completamente carregada. Assim parte da corrente fornecida pelo gerador é desviada através de um dispositivo em paralelo com a bateria e apenas uma pequena quantidade desta corrente contínua carregando a bateria. A Figura 11 mostra os circuitos para o controlador tipo paralelo e para o tipo série. Ambos apresentam a função opcional para desconexão por baixa tensão.

Figura 11 - Controlador paralelo (I) e controlador série (II).



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos das características elétricas do painel fotovoltaico e das cargas, bem como das curvas características elétricas do painel fotovoltaico e das cargas, bem como das curvas características das baterias, como as de carga e descarga, além da vida útil desejada. A Figura 12 apresenta um modelo controlador de carga encontrado no mercado do Brasil.

Figura 12 - Exemplo de controlador de carga



Fonte: NeoSolar, 2018.

3.5.4 Bloco de Armazenamento

Bastos (2013), descreve os sistemas de armazenamento para aplicação da geração fotovoltaica através de bancos de baterias. A partir de um comparativo com ultra capacitores, o autor ressalta que os sistemas de baterias apresentam uma densidade de energia maior, além de vantagem econômica.

De acordo com Copetti e Macagnan (2007), o sistema de armazenamento de energia deve funcionar continuamente em ciclos de carga e descarga, de intensidade e duração variáveis em função da descontinuidade da geração de energia e dos diversos tipos de consumo. Sendo um ciclo diário determinado pelos perfis de geração e consumo e difere de um ciclo sazonal, que depende da evolução da radiação solar ao longo do ano.

Atualmente já é existente tecnologias econômicas, com aplicações em sistemas de distribuição sendo feito o uso de armazenadores. É proposto nesse trabalho o gerenciamento da carga através de um sistema de armazenamento, para isso deve-se analisar todos os trechos de geração até distribuição, garantindo um controle mais preciso destacando sistemas planejados e inteligentes em confiabilidade e logística.

3.6 Capacidade da Bateria Fotovoltaica

O trabalho realizado por Copetti (2007), descreve a quantidade de eletricidade, ou a capacidade útil, que é dada com o produto da corrente de descarga pelo tempo de duração da descarga. A descarga se caracteriza por uma progressiva diminuição da tensão, da densidade do eletrólito da bateria e do estado de carga e influem os fatores construtivos da bateria (estrutura dos materiais ativos, porosidade, concentração de ácido, espessura das placas) e os fatores operacionais, como o regime de corrente, a temperatura e a tensão final de descarga.

Para aplicações fotovoltaicas, a bateria deve apresentar como principais características capacidade de carga e descarga, através de um alto rendimento da bateria ao longo dos anos, alta eficiência energética, longa vida útil, pouca manutenção e baixo custo.

3.6.1 Tipos de Baterias Fotovoltaica

As baterias fotovoltaicas são componentes que garantem de forma segura o fornecimento de energia para o sistema de cargas, a escolha do modelo da bateria deve ser definido de acordo com o tempo de vida útil. A Tabela 3 apresenta tipos de baterias, que levam em conta a vida útil e observações importantes sobre os modelos.

Tabela 3 - Tipos de Baterias Fotovoltaica.

Modelo de Bateria	Vida Útil	Observações
Estacionárias	Entre 4 e 5 anos	Permitem descargas profundas, são econômicas e indicadas para sistemas pequenos.
Opz	Superior a 10 anos	Custo mais elevado, possuem gases explosivos sua instalação é indicada para ambientes abertos.
Gel	Superior a 10 anos	Não liberam gases, podem ser instaladas em ambientes fechados.
AGM	Superior a 10 anos	Não liberam gases e possuem ótimo desempenho.

Fonte: Adaptado de eCycle, 2014.

3.7 Tarifas de Energia

A tarifa é a nota fiscal no qual apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes, a existência de alternativas de enquadramento tarifário permite alguns consumidores escolher o enquadramento e valor contratual de demanda que resultam em menor despesa com a energia elétrica (Procel, 2011). Na resolução normativa número 414 da Aneel de 2010, tarifas diferenciadas para a demanda de potência e consumo de energia são vistas como conforme os períodos ano, os horários de utilização e a estrutura tarifária horo-sazonal.

Os componentes de custos da tarifa são o TUSD (Tarifa de uso do Sistema de Distribuição), TUST (tarifa de uso dos Sistemas de Transmissão) e TE (tarifa de energia). O TUSD é o valor monetário unitário determinado pela Aneel em R\$/MWh ou R\$/kW, usado para

efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema, o TUST é relativo ao uso de instalações da rede básica e instalações de fronteira da rede básica e o TE é o valor monetário determinado pela Aneel, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia com relação aos contratos de instalação de acordo com a Aneel.

A tarifa nada mais é do que o valor pago pela energia elétrica e não é a mesma coisa que tarifa. A tarifa pode ser alterada por três fatores, o primeiro a Revisão Tarifária Periódica (RTP), é o novo patamar para a tarifa que apresenta uma visão de futuro. O segundo é o Reajuste Tarifário Anual (RTA), faz a manutenção do poder de compra. Neste é corrigido ações do passado. A revisão tarifária não é a mesma coisa que reajuste tarifário. Por fim o fator de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Busca manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato (atua no presente em função de determinadas condições que afetam justamente o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Para definir a tarifa é preciso definir uma receita requerida, onde esta receita deve cobrir: custos eficientes, investimentos prudentes, remuneração de capital e matéria prima (energia) com inserção de tributos neste valor.

Receita requerida é composta de três elementos.

Parcela A- São custos pouco negociáveis pela distribuidora que não conseguem administrar 1--% da parcelas. A parcela A é dividida em :

- Energia

Fundamentada pela Lei 10.848 de 2004;

Distribuidora deve comprar bem o insumo para o consumidor

Outras cotas como : ITAIPU/ Angra/ PROINFA renovações são obrigação.

- Transmissão

Uso regulatório e contratual do sistema.

- Encargos Setoriais

Políticas de governo para o setor elétrico, definidos em legislação própria quantificados pela ANEEL.

Parcela B- Custos gerenciáveis envolvem outros aspectos. Define perdas (Técnicas e não-técnicas), atualiza base de remuneração de capital (WACC), também compara custos operacionais e define o Fator X (captura de produtividade dos processos seguintes).

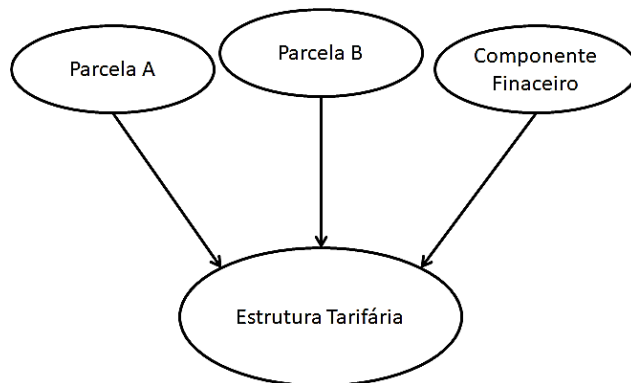
No reajuste tarifário a Parcela B é calculada e não apurada.. Regulação por incentivo, período em que a distribuidora é incentivada ser é incentivada a ser melhor para otimizar seu próprio ganho. Aplica Fator X definido no processo de revisão tarifária.

Componentes Financeiros- Utilizado para o ajuste do fluxo de caixa da distribuidora. Não fazem parte da base tarifária econômica.

Valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias

São aplicados nas modalidades tarifárias. E esse valor total é dividido para cada modalidade pela estrutura tarifária.

Figura 13 - Estrutura Tarifária.



Fonte: Autoral, 2019.

3.7.1 Tarifa Branca

A tarifa branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela será oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 volts, denominadas

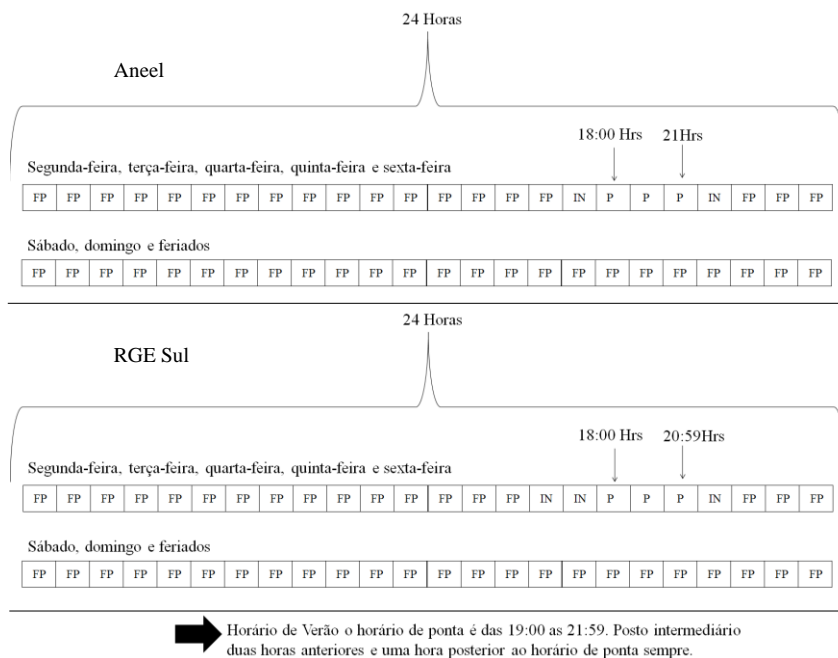
de grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo A optantes da tarifa de baixa tensão. (Aneel, 2016)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2026), tem a tarifa branca como uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela será oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (residências e pequenos comércios, por exemplo). A partir de 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país foram instadas a atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

Em Lemos (2017), na definição da Tarifa Branca é dito sobre estabelecer preços que aproximem estatisticamente os preços para prestar o serviço, de acordo com o período de utilização. A Tarifa Branca não diminui o consumo, mas sim, define custos que estejam de acordo com os preços de atendimento. Aplica-se a tarifa branca para consumidores do grupo B (consumidores com tensão de fornecimento inferior a 2.3 kV), composto pelo bloco residencial, rural, demais classes e iluminação pública. No grupo tarifário B os consumidores de Baixa Renda do subgrupo residencial e iluminação pública não podem ser aplicados a tarifa horária branca (Aneel, 2006), os postos tarifários são três ponta, fora ponta e intermediário. Segundo os normativos da Aneel estes postos estão alocados nos horários ponta das 18:00 horas até as 21:00 horas, o horário intermediário é uma hora antes e após o posto tarifário ponta e os demais períodos do dia são considerados fora ponta, a Figura 14 mostra a representação dos postos segundo a Aneel em comparação aos adotados pela concessionária local.

Já para a área de concessão da RGE Sul o horário de ponta compreende o período entre as 18:00 horas e 00 minutos as 20 horas e 59 minutos, para tarifa branca o posto intermediário compreende duas horas imediatamente anteriores ao horário de ponta e uma posterior ao posto ponta, nos demais instantes é considerado fora ponta. Durante os finais de semana (sábados, domingos e feriados) a tarifa fora de ponta é aplicada nas 24 horas do dia tanto na normativa da Aneel como na delimitação da RGE Sul.

Figura 14 - Postos tarifários da Tarifa Branca segundo a concessionária RGSul.



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2016.

3.7.2 Mudanças e adequações do Circuito de Distribuição

Como a energia solar não está disponível durante todo dia e o período do dia no qual sua utilização em sistemas de distribuição é necessária é, justamente, durante o horário de pico de demanda, horário do dia que a energia solar gerada é quase nula. Associar um sistema de armazenamento modifica a estrutura do sistema de distribuição. Como parte desta modificação, na medição de carga é feita a substituição para um medidor bidirecional, que torna viável a medição em tempo real e recebimento de comandos da concessionária de energia. (AGEPOC, 2015)

Na expectativa para o controle e automação das redes elétricas tornam necessário o uso de medidores inteligentes por serem importantes no processo para estrutura horo-sazonal. É apresentado pela Figura 15 o medidor bidirecional, esses dispositivos funcionam como tecnologias de comunicação telecomandadas com uso de rede sem fio ou a própria rede elétrica de distribuição, informando os dados da rede distribuição em tempo real. Em Chia (2011), é mostrado uma entrada de energia residencial inserida na plataforma smart grid que consiste basicamente em um ponto de entrega da energia conectado através de um medidor inteligente,

que por sua vez pode interagir com a concessionária, faz uso de plugues inteligentes e uma interface de gerenciamento do consumo.

Figura 15 - Medidor inteligente utilizado comercialmente.



Fonte: Accácio R., Moysés R e Pelielo G., 2016.

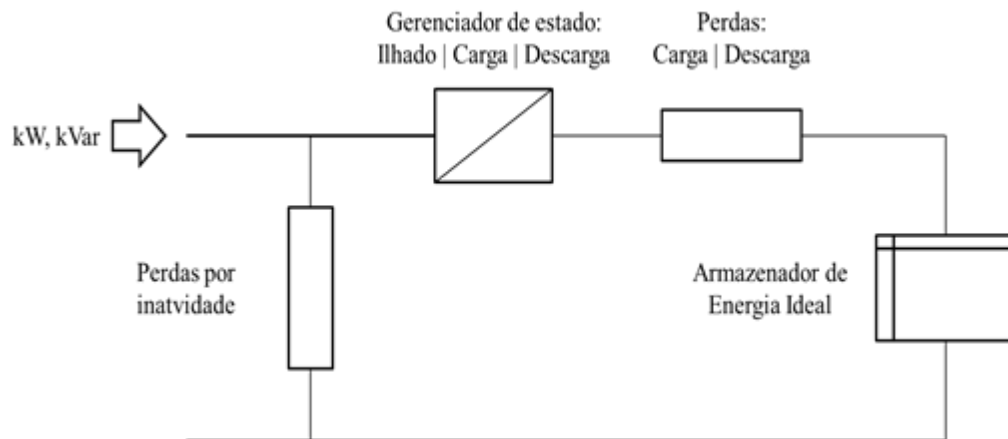
3.8 Software OpenDSS

O software OpenDSS é um programa de computador baseado em linhas de comando. As linhas de comando definem os circuitos e podem ser originárias do usuário, de arquivo de texto fixo ou de programas externos. O programa disponibiliza a interface Component Object Model (COM) da Microsoft (MS), permitindo que programadores possam desenvolver e executar novas soluções customizadas através de programas externos. A partir dessa interface o programa pode ser ativo de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina o circuito (RADATZ, 2015).

3.9 Modelagem do Elemento Storage

Storage é uma ferramenta do software OpenDSS que representa o diagrama esquemático de um sistema de armazenamento (RADATZ, 2018). Através da definição das condições de operação (dados de entrada, valores em kW e KVar) e interface modos de operação possíveis (ilhado, carga e descarga), são consideradas as perdas por carga e descarga e perdas por inatividade de modo a definir o valor da energia armazenada. É ilustrado de acordo com a Figura 16, o diagrama esquemático que representa os parâmetros elétricos que devem ser levados em consideração para construção do armazenador.

Figura 16 - Sistema de armazenamento de energia com elemento storage.



Fonte: Autorial, 2019.

No armazenador ideal a energia varia de acordo com a evolução do estado do elemento storage entre a carga, descarga e isolado.

As perdas por inatividade denominadas Idling Losses, representam o consumo dos equipamentos auxiliares do armazenador, modeladas por uma impedância constante e definidas por uma porcentagem da potência nominal do armazenador., outras perdas do armazenador são as por carga e descarga, independentes e especificadas em termo de eficiência de carga e descarga.

Na Tabela 4 estão os principais parâmetros utilizados para definir o elemento storage.

Tabela 4 - Parâmetros básicos do elemento Storage.

Parâmetro	Descrição
<i>bus1</i>	Barra à qual o armazenador está conectado.
<i>kWhrated</i>	Capacidade nominal do armazenador.
<i>%stored</i>	Quantidade percentual de energia armazenada, com relação ao parâmetro kWhrated.
<i>State</i>	Obtém ou atribui o estado atual do armazenador.
<i>Daily</i>	Curva que descreve a descarga ou a carga.
<i>Dispmode</i>	Modo de despacho.

Fonte: Adaptado de Radatz e Rocha, 2018.

O fluxo de energia e perdas no elemento storage ocorre durante a operação em cada um dos três estados possíveis, seja qual for o modo de despacho selecionado. Este fluxo de energia do armazenador ocorre de acordo com expressões que modelam o estado atual e se mantém constante até o próximo passo de tempo $t+\Delta t$. A Tabela 5, define da nomenclatura adotada.

Tabela 5 - Nomenclatura dos elementos do armazenador.

Nomenclatura	Descrição
$P_{in}(t)$	Potência injetada no armazenador, durante o estado de carga.
$P_{out}(t)$	Potência injetada na rede, durante estado de descarga.
$P_{idling}(t)$	Perdas por inatividade.
N_{ch}	Eficiência durante a carga.
N_{dch}	Eficiência durante a descarga.
$E(t)$	Energia armazenada no instante t.
Δt	Passo de tempo na simulação.

Adaptado de Radatz e Rocha,2018.

3.10 Modelagem no Estado de Carga

O elemento só pode entrar nesse estado se a quantidade armazenada (kWhStored ou %Stored) é menor que a quantidade de energia nominal (kWhRated). As perdas por carga são dadas pelas Equações 11, 12 e 13.

$$\text{Perdas}_{carga}(t) = (P_{in}(t) - P_{idling}(t)) * (1 - N_{ch}) \quad (11)$$

$$\text{Perdas}_{totais}(t) = (P_{in}(t) * (1 - N_{ch})) + (P_{idling}(t) * N_{ch}) \quad (12)$$

$$\text{Perdas}_{inEfetivas}(t) = (P_{in}(t) - P_{idling}(t)) * N_{ch} \quad (13)$$

3.11 Modelagem no Estado de Descarga

O elemento só pode entrar nesse estado se a quantidade de energia armazenada é maior que a capacidade máxima de descarga. A taxa de descarga é definida através do parâmetro kW. As perdas por descarga são dadas pelas Equações 14, 15 e 16.

$$Perdas_{descarga}(t) = \left(P_{out}(t) + P_{idling}(t) \right) * \left(\frac{1}{N_{ch}} - 1 \right) \quad (14)$$

$$Perdas_{totais}(t) = P_{out}(t) * \left(\frac{1}{N_{ch}} - 1 \right) + \frac{1}{N_{ch}} * P_{idling}(t) \quad (15)$$

$$Perdas_{outEfetivas}(t) = \frac{P_{out}(t) + P_{idling}(t)}{N_{ch}} \quad (16)$$

3.12 Modelagem no Estado de Inatividade

As perdas por inatividade são supridas pela rede, sem haver alteração no estado de carga do armazenador de energia. O armazenador funciona como uma carga, as equações que modelam o estado estão representadas por 17, 18, 19 e 20.

$$P_n = \frac{|V_n|^2}{R} = \%idlingkW * kWRated \quad (17)$$

$$Q_n = \frac{|V_n|^2}{X} = \%idlingkvar * kWRated \quad (18)$$

$$R = \frac{|V_n|^2}{\%idlingkW * kWRated * 10} \quad (19)$$

$$X = \frac{|V_n|^2}{\%idlingkvar * kWRated * 10} \quad (20)$$

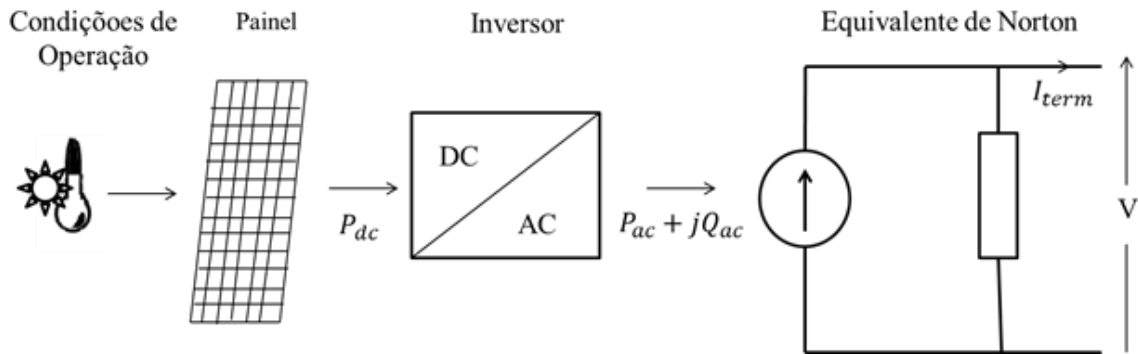
Os modos de despacho deste sistema são dependentes do nível de carga e descarga, e consistem em 5 modos: Padrão (Default), Nível de Carga (LoadLevel), Nível de Preço (PriceLevel), Seguidor (Follow) e Externo (External). Este trabalho utiliza o modo de operação de Follow.

3.13 Modelagem do Elemento PVSystem

O PVSystem é uma ferramenta do software openDSS que representa o diagrama esquemático do sistema fotovoltaico. De acordo com a figura abaixo é possível observar os parâmetros elétricos que devem ser levados em consideração, através da definição das condições

de operação (dados de entrada) e interface com inversor de energia contínua em energia alternada, fazer a conexão com o sistema.

Figura 17 - Diagrama esquemático do modelo de geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Radatz e Rocha, 2018.

3.14 Dados de entrada do painel pelo PVSystem

Um dado muito importante na modelagem deste sistema é a definição da potência nominal do painel (P_{mpp}), potência definida para radiação $1kW/m^2$, temperatura nominal estipulada em $25^{\circ}C$ e operação no ponto de máxima potência.

Outro dado de entrada é a correção da potência por fator de temperatura, afim de estimar a real geração de um módulo fotovoltaico conhecendo os seus coeficientes de temperatura, para fazer a correção (ou compensação) por temperatura. Por fim nos dados de entrada do painel se tem a curva de fator de correção da potência gerada pelo painel em função de sua temperatura (P-Tcurve), o fator de correção é unitário para temperatura nominal.

3.15 Dados de entrada no inversor pelo PVSystem

Os dados de entrada no inversor são realizados por meio de comando no software e estes estão descritos pela Tabela 6.

Tabela 6 - Parâmetros executados pelo OpenDSS para inversor fotovoltaico.

Dados de entrada do inversor	Comandos do PVSystem
Potência Aparente Nominal	<i>kVa</i>
Tensão AC do inversor	<i>kV</i>
Número de fases	<i>Phases</i>
Conexão do sistema	<i>Conn</i>
Fator de potência de correção	<i>PF</i>
Potência reativa fornecida/absorvida	<i>kVar</i>
Limite de Geração de potência ativa	<i>pctPmpp</i>
Limite de geração de potência reativa	<i>kVarLimit</i>
Possibilidade de operação noturna	<i>VarFollowInverter</i>
Fornecer potência ativa quando a potência DC é maior que um valor de %kVa	<i>%cutin</i>
Não fornecer potência ativa quando a potência DC é menor que um valor de %kVA	<i>%cutout</i>
Curva de eficiência do inversor	<i>Effcurve</i>

Fonte: Radatz e Rocha, 2018.

3.16 Condições de operação do elemento para o PVSystem

Nesta etapa de programação é definido o modo de operação que segue uma curva de carga, neste trabalho definido pela curva padrão dos consumidores subgrupo B3 de energia elétrica segundo a Aneel,2016. Atravé do elemento Time-Serves se da a condição de radiação (curva de irradiação solar para do sistema) as demais condições de operação são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Condições de Operação para elemento PVSystem.

Condição de Operação	Comando
Radiação de Base	<i>Irradiance</i>
Curva diária de radiação	<i>Daily, Yerly ou Duty</i>
Curva diária de temperatura	<i>Tdaily, Tyerly ou Tduty</i>

Fonte: Radatz e Rocha,2018.

3.17 Interação do Elemnto PVSystem com à Rede de Distribuição no OpenDSS

Potência gerada pelo painel é uma simplificação no modelo que considera a relação linear entre potência DC e radiação. A Equação 21 no modo *Time-Series* é a forma como o software executa o modelo fotovoltaico no OpenDSS.

$$P_{dc} = P_{mpp} \times irradiance \times PT_{Curve} \quad (21)$$

$$P_{dc}(t) = P_{mpp} \times irradiance \times irradiance(t) \times PT_{Curve(temperature(t))} \quad (22)$$

4. METODOLOGIA

Nesta seção são apresentados os métodos avaliados para obter as simulações desejadas. Neste capítulo é apresentado as etapas do projeto de um sistema fotovoltaico. Começando pelo levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação, definição da localização e configuração do sistema, levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica, dimensionamento do gerador fotovoltaico, dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência e dimensionamento do sistema de armazenamento.

4.1 Avaliação do Recurso Solar

Foi quantificado a radiação solar global de acordo com a escolha do local em que os painéis fotovoltaicos serão efetivamente instalados, para isso utilizou-se o conjunto de ferramentas disponibilizadas pelo Google Earth TM no qual oferece recursos para mapeamento, importação e exportação de dados geográficos que permitem a visualização das coordenadas geográficas de qualquer localidade emersa do planeta. Como conseguinte foi definido o potencial energético da localidade com a ferramenta computacional do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Através do portal web do CRESESB o potencial solar é medido via SunData v3.0, o programa SunData faz o cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. Como base o programa SunData foi atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, que foi produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto de Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

O sistema de busca de localidades próximas é feito por meio da coordenada geográfica (latitude e longitude) do ponto de interesse. O formato numérico de entrada da coordenada geográfica pode ser em graus decimais (00.00°) ou graus, minutos e segundos (00°00'00''). São fornecidos os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

São fornecidos os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para os planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal, o ângulo igual à latitude, o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar

e o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar. Em geral, o valor da latitude local é usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. O ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar costuma ser usada quando se deseja a maior geração anual de energia. Já o ângulo com maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser uma medida conservadora, usado em situações onde o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia.

Os três conjuntos de valores mostram as irradiações diárias médias mensais para as três inclinações, latitude, maior média e maior mínimo. Sendo que aplicam se observações importantes:

Os ângulos de inclinações são arredondadas para valores inteiros de graus, em função da precisão dos instrumentos de medição da inclinação usados para instalação de sistemas fotovoltaicos em campo, chamado de goniômetros, que costumam apresentar erros da ordem de alguns graus. Outra observação é sobre o ângulo de inclinação B, buscado por cada um dos critérios de latitude, maior média e maior mínimo, é calculado no intervalo de: $\text{latitude}-20 \leq B \leq \text{Latitude}+20$, com passos de 1 grau. Por fim sobre as orientações dos módulos fotovoltaicos são também dadas, sendo admitidas somente orientação na direção Norte (indicado por N) ou na direção Sul (indicados por S).

Os dados são apresentados no seguinte formato:

Município: Xxxx

Estado:XX

Latitude:XX, XX° N|S

Longitude:XX,XX° O

Distância do poto de ref. (xx,xx° N|S; xx,xx° O) : XX,X Km

Figura 18 - Modelo CRESESB do resultado em análise.

		Irradiação diária média [kwh/m2.dia]													
Ângulo	Inclinação [°]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Ângulo igual a latitude	XX	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx
Maior média anual	XX	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx
Maior mínimo mensal	XX	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx	X,xx

Fonte: CRESESB, 2019.

No título da tabela é mostrado o nome da localidade, o Estado da Federação, suas coordenadas geográficas e a distância (km) em linha reta do ponto de interesse pesquisado. Os dados da tabela mostram a irradiação solar diária média mensal (kWh/ m².dia) para todos os meses do ano, a partir de Janeiro. Adicionalmente são mostrados os valores da menor irradiação diária média mensal (Mínimo), da maior irradiação diária média mensal (Máximo), da irradiação diária média anual (Média) e da diferença entre a máxima e a mínima (Delta).

4.2 Levantamento da Demanda e do Consumo de Energia Elétrica

A base do dimensionamento no caso de SFI é que o sistema deve gerar mais eletricidade do que o limite estabelecido para o consumo. Deve-se definir um período de tempo e a produção de eletricidade neste período deve ser maior do que a demanda elétrica a ser atendida. A maneira para determinar a demanda de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento. Isto é feito via planilha, onde estão listados os equipamentos, sua potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização na por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia estimativa pode ser realizada em média semanal, obtendo-se um valor médio de energia elétrica consumida por dia.

Para levantamento da demanda foi utilizado o equipamento da Industria de Micro Sistemas Eletrônicos (IMS) Analisador P600- Versão 2.39.0. O analisador atende as principais demandas ligas a medição da qualidade da energia, medição de consumo, dimensionamento de circuitos, proteções e demais aplicações ligadas à eficiência energética. A aplicação deste produto

é para atender as principais demandas na área da análise da qualidade da energia, realiza medições industriais, análise de cargas, medições em subestações e registro de grandezas para posterior geração de gráficos e relatórios. A Figura 19, apresenta a imagem do aparelho.

Figura 19 - Analisador.



4.3 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

4.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Para calcular a energia ativa necessária diariamente (L) leva-se em conta a carga e a eficiência dos elementos que participam do processo de armazenamento e condicionamento de potência, conforme a Equação 23.

$$L = \left(\frac{L_{ca}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} \right) \quad (23)$$

Onde:

- L_{ca} é a quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada em determinado mês. Dado na unidade de $\left(\frac{Wh}{dia}\right)$.
- η_{bat} é a eficiência global da bateria.
- η_{inv} é a eficiência do inversor.

O valor da eficiência do inversor depende do seu carregamento. De acordo com o INMETRO em seus requisitos de avaliação a eficiência mínima deve ser de 85% e o valor da eficiência global da bateria sugerido é de 86%. O valor médio diário de energia requerido para cada um dos meses do ano e a potência necessária para o painel fotovoltaico é mostrada pela equação 24.

$$P_m = \max_{i=1} 12 \left(\frac{L_i}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \right) \quad (24)$$

Onde:

- P_m é a potência do painel fotovoltaico. Dado em (Wp).
- L_i é a quantidade de energia consumida diariamente no mês i (obtida pela equação anterior).
- HSP_i são as horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico no mês i . Dado na unidade de $\left(\frac{Wh}{dia}\right)$.
- Red_1 este é o fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos em relação ao seu valor nominal, engloba efeitos como acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo, degradação física permanente ao longo do tempo, tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal e também perdas devido à temperatura. A este fator Red_1 atribuí-se o valor de 0,75 para módulos de c-Si. A unidade é em porcentagem (%)
- Red_2 este fator significa as perdas no sistema, incluindo fiação, controlador e diodos. A este fator é dado o valor de 0,9. A unidade é em porcentagem (%).

4.4 Dimensionamento do Inversor

Determinada a potência do sistema fotovoltaico, é possível dimensionar o inversor, pois este está diretamente ligado a potência global do sistema. O termo Fator de Dimensionamento do Inversor, expressa a relação entre a potência CA do inversor e a potência de pico dos painéis fotovoltaicos. Deve ser otimizado ao máximo a capacidade do inversor utilizado e dimensionado de modo a diminuir seu tamanho (inversor mais barato). Como descrito em Pinho e Galdino (2014), o limite inferior do FDI deve estar na faixa de 0,75 a 0,85 e o limite superior em 1,05.

Dessa maneira é possível selecionar o inversor levando em conta os inversores homologados pelo INMETRO.

A garantia de que o arranjo fotovoltaico e o inversor tem compatibilidade é através da verificação, se a tensão e corrente CC máxima de entrada estão dentro da faixa de operação do inversor, o que determina o número de módulos em série e o número de fileiras em paralelo. Uma consideração que deve ser levada em conta nesta etapa são as temperaturas máxima e mínima do local escolhido por serem fatores que diretamente ligados a eficiência total do sistema. O número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de operação do controlador recomendada pelo fabricante. A Equação 25 mostra o dimensionamento.

$$\left(\frac{V_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}}\right) < \text{Número de módulos série} < \left(\frac{V_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}}\right) \quad (25)$$

Onde $V_{SPPMmax}$ é a máxima tensão de operação, $V_{SPPMmin}$ mínima tensão de operação do seguimento do ponto de máxima potência (SPPM); V_{mpTmin} e V_{mpTmax} são as tensões de máxima potência do módulo fotovoltaico nas suas máxima e mínima temperaturas de operação, respectivamente. Para o cálculo de V_{mpTmin} e V_{mpTmax} as equações 26, 27 e 28 devem ser seguidas.

$$V(T) = V_{STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (26)$$

$$T = T_{amb} + K_T \cdot G \quad (27)$$

$$K_T = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (28)$$

Onde $V(V)$ é a tensão de operação em determinada temperatura, β é o coeficiente de variação de tensão do módulo com relação à temperatura (adimensional), $T(^{\circ}C)$ é a temperatura do módulo fotovoltaico, T_{amb} é a temperatura ambiente ($^{\circ}C/W.m^2$) e NOCT é a temperatura nominal de operação do módulo.

Para o cálculo do número de fileiras em paralelo, deve-se considerar a potência total do gerador (P_m) e a potência de cada fileira, conforme mostra a Equação 29

$$\text{Número de módulos em paralelo} = \frac{P_m}{\text{Número}_{\text{módulo}_{\text{série}}} \cdot P_m} \quad (29)$$

Para confirmação da adequação do painel fotovoltaico com o controlador é preciso verificar se a corrente do painel (I_m), calculada usando a Equação 30, está de acordo com as especificações do fabricante do controlador para operação do SPPM.

$$I_m = \text{Número de módulos paralelo} \cdot I_{mp} \quad (30)$$

Onde I_{mp} representa a corrente do módulo no ponto d máxima potência, nas condições padrão de ensaio.

4.4.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados da Rede Elétrica

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados pelo método do mês crítico, considera o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Desta maneira se o sistema funcionar adequadamente para esse mês, isso ocorrerá também nos demais meses do ano, proporcionando um excesso de energia nos meses mais favoráveis.

4.4.1.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

De posse da energia das cargas a cada mês, resultante da Equação 3, escolhe-se o valor máximo de L_m para o cálculo da capacidade do sistema de aculação, segundo as Equações 30,31 e 32.

$$L_m = \max_{i=1}^{12} (L_i) \quad (31)$$

$$CB_{C20} = \frac{L_m \cdot N}{P_d} \quad (32)$$

$$CBI_{C20} = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (33)$$

Onde CB_{C20} é a capacidade do banco de baterias dado na unidade de Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20) e o CBI_{C20} é a respectiva capacidade em Ah, N é o número de dias de autonomia (o qual varia em função da região onde se instala o sistema), tipicamente entre 2 e 4, e não deve ser menos que 2, P_d é a máxima profundidade de descarga da bateria, considerando o período de autonomia.

5. RESULTADOS

Seção destinada para a apresentação dos testes e resultados obtidos.

5.1 Levantamento do Recurso Solar Disponível no Local da Aplicação

Para determinar o desempenho do sistema fotovoltaico é feito um estudo de irradiação solar na localidade de instalação. É um determinante para desempenho do sistema a localização, suas coordenadas geográficas podem ser determinadas através do auxílio computacional Google Earth Pro, na Figura 20 feita pelo satélite da localidade da Escola Eduardo Vargas.

Figura 20 - Localização Geográfica, imagem do satélite.



Fonte: Google Earth, 2019.

O sistema de coordenadas geográficas são linhas imaginárias que cortam o planeta Terra nos sentidos horizontal e vertical. Os valores de latitude e longitude, são dados na medida de graus, minutos e segundos. A partir da localidade Rua Mauricio Cardoso em Alegrete e com base no satélite obteve-se latitude de 29,79277 (Sul) e longitude de 55,7983 (Oeste).

Seguindo foi feito o cálculo de irradiação solar diária média mensal que deve ser calculada para o local em que será instalado o sistema. Para este passo foi usado o site do

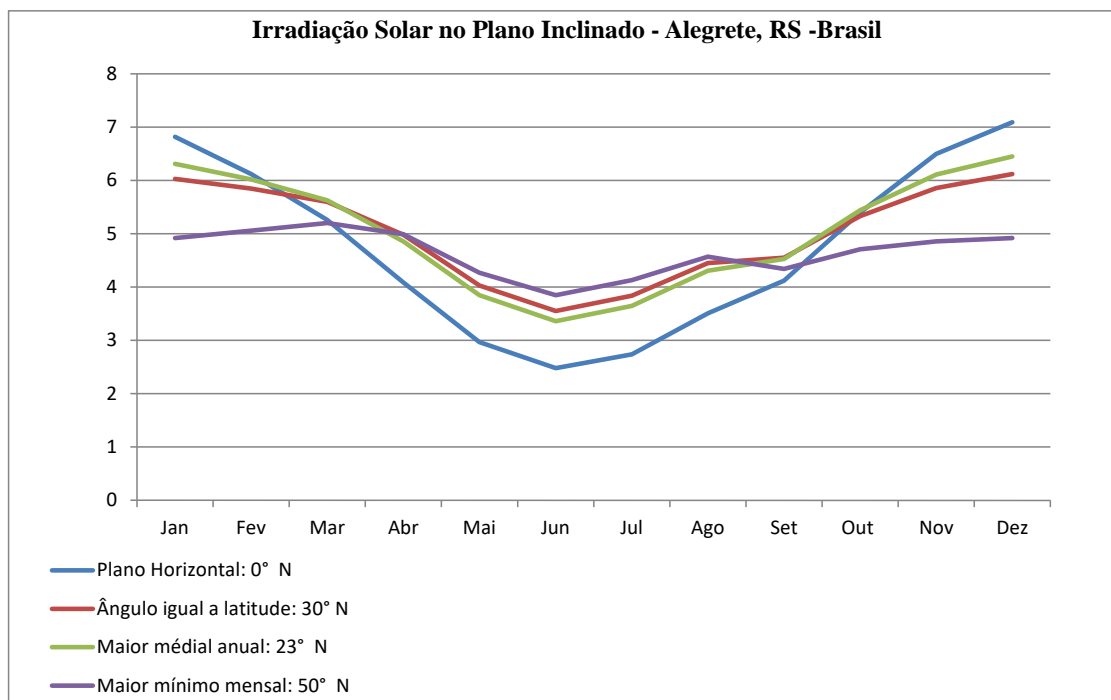
CRESESB em plataforma de simulação e assim inserido os pontos de localização geográfica (latitude e longitude) obtendo os valores médios de irradiação solar da localidade para o ponto mais próximo ao de interesse de colocação de estruturas solares, além disso o programa ajuda identificar a inclinação mais adequada do painel solar para a geração fotovoltaica.

Tabela 8 - Cálculo de irradiação para localidade da escola Eduardo Vargas.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	6,82	6,12	5,26	4,09	2,97	2,48	2,74	3,51	4,12	5,4	6,5	7,09	4,76	4,61
Ângulo igual a latitude	30° N	6,03	5,85	5,6	4,98	4,03	3,55	3,84	4,45	4,55	5,33	5,86	6,12	5,02	2,57
Maior média anual	23° N	6,31	6,02	5,63	4,86	3,85	3,36	3,65	4,31	4,53	5,44	6,11	6,45	5,04	3,09
Maior mínimo mensal	50° N	4,92	5,06	5,2	4,99	4,27	3,85	4,13	4,57	4,34	4,71	4,86	4,92	4,65	1,35

Fonte: CRESESB, 2019.

Figura 21 -Irradiação Solar no Plano Inclinado.



Fonte: Autoral, 2019.

5.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede via Metodologia do CRESESB

Para dimensionamento da geração é necessário calcular a energia ativa (L), levando em conta a carga do sistema e o equacionamento mostrado na metodologia. O valor médio diário de energia requerido para cada um dos meses do ano da potência no painel fotovoltaico, é mostrado na Tabela 9 de acordo com o faturamento mensal de energia elétrica em kWh .

Tabela 9 - Análise do kWh por mês verificado pela RGE Sul na escola Eduardo Vargas.

Meses	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18
Lca(kWh)	2557	1364	1782	1655	1571	1440	1722	1970	2277	1234	639	2555
L (kWh)	2894,171	1543,86	2016,978	1873,231	1778,155	1629,881	1949,066	2229,768	2577,25	1396,718	723,2598	2891,907
HSP (h)	4,86	3,85	3,36	3,65	4,31	4,53	5,44	6,11	6,45	6,31	6,02	5,63
Pm (Wp)	29407,82	19163,8	29644	25343,91	19716,37	17767,76	17122,3	18021,6	19095,51	10578,25	6356,763	24547,68

Fonte: Autorial, 2019.

O número de módulos fotovoltaicos que deve ser instalado para gerar a potência requerida é decidido de acordo com a maior média mensal que foi verificada no mês de abril. Dessa maneira também considerando critérios de credibilidade da marca e eficiência, nos modelos disponíveis no INMETRO, é selecionado o módulo fotovoltaico CSÜ-330 da Canadian Solar.

Tabela 10 - Dados do fabricante de painel solar.

Dado	Valores	Dados	Valores
Marca	Canadian Solar	Modelo	CS6U-330P
Tipo de Célula	Policristalino	Dimensões (mm)	1960 x 992 x 40 mm
Potência nominal (W)	330 W	Temperatura Operacional Nominal (NOCT)	45 °C
Tensão de circuito aberto (V)	45,6 V	Corrente de máxima potência	8,88 A
Corrente de curto circuito (A)	9,45 A	Eficiência (%)	16,97 %
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,31 (%/°C)	Tensão de máxima potência (V)	37,2 V
Coefficiente de Temperatura (Isc)	0,053 (%/°C)	Performace	25 anos

Fonte: Canadian Solar, 2019.

$$\text{Número de módulos} = \frac{29407,82}{330} = 89,11 \text{ módulos} \quad (34)$$

O modelo de inversor determinado levando em conta o fator de dimensionamento do inversor que deve estar em um limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85 e um limite superior de 1,05, a potência em CA que o inversor seguirá deve estar na seguinte faixa de potência descrita pela Equação 35.

$$22055,87 - 24996,65 < P_{InvCA} < 30878,21 \quad (35)$$

O inversor escolhido foi considerado de acordo com o fator de dimensionamento possui categoria de potência em 25 kW e preenche perfeitamente todos os requisitos de instalações de grande escala. O fator que definiu o fabricante foi credibilidade e a eficiência do dispositivo, escolhendo assim o inversor Fronius Eco 25.0-3-S, cujas características principais estão descritas na Tabela 11.

Tabela 11- Dados do fabricante de inversor

Dado	Valores	Dado	Valores
Fabricante	Fronius	Modelo	25.0-3-S
Faixa de potência do SPPM (V)	580 – 850 V	Corrente CC máxima (A)	36,1 A
Potência CA nominal (W)	25000 W	Tensão nominal CA (V)	220/230
Frequência CA (HZ)	60 HZ	Distorção Harmônica (%)	2%
Temperatura de operação (°C)	25 (-) a 60 (+)	Número de fases	1
Garantia (anos)	5 anos	Eficiência (%)	98,2 %
Consumo à noite	1 W	Wifi	Sim

Fonte: Fronius, 2019.

O cálculo para verificar a compatibilidade do sistema fotovoltaico com o inversor é estabelecido de acordo com as equações da metodologia. Nesta seção serão apresentados os cálculos realizados. Os dados de temperatura média máxima e mínima anual do município de Alegrete foram verificadas segundo Data.Org (2017) no qual oferece os dados climatológicos, foi obtido temperatura máxima e mínima respectivamente de 31,3 °C e 18,3 °C. Já as irradiações máxima e mínima foram verificadas usando o software RadiaSol do Laboratório Solar da UFRGS, com valores máximos e mínimos respectivos de 650 W/m² e 95 W/m².

$$K_T = \frac{45 - 20}{800} 0,03125 \frac{^\circ C}{W \cdot m^2} \quad (36)$$

$$T_{max} = 31,3 + (0,03125 \cdot 650) = 51,6125 \text{ } ^\circ C \quad (37)$$

$$V_{mpTmax} = 37,2 \{ 1 + [(-0,0031) \cdot (51,6125 - 25)] \} = 34,1404 V \quad (38)$$

$$T_{min} = 18,3 + (0,03125 \cdot 94) = 31,26875 \cdot C \quad (39)$$

$$V_{mpTmin} = 37,2 \{ 1 + [(-0,0031) \cdot (21,26875 - 25)] \} = 37,630287 V \quad (40)$$

$$\left(\frac{580}{34,1404} \right) < \text{Número de módulos série} < \left(\frac{850}{37,630287} \right) \quad (41)$$

$$16,9886 < \text{Número de módulos série} < 22,5882 \quad (42)$$

$$\text{Número de fileiras em paralelo} \leq \frac{44,2}{9,45} = 4,677 \quad (43)$$

No sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica deve ser instalado 90 painéis solares com 18 módulos série e 5 fileiras paralelo, de forma a respeitar os limites definidos de potência de entrada do inversor. Já no sistema fotovoltaico isolado o arranjo será diferente uma vez que o dimensionamento leva como principal característica os módulos série e paralelo que o controlador permite.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado leva em consideração os cálculos já apresentados. Sendo necessário dimensionar o controlador de carga que limita a taxa na qual a corrente elétrica é adicionada ou retirada. Para isso o número de módulos e fileiras que garantem a máxima tensão de saída do controlador foi obtida através dos dados técnicos do fabricante escolhido. Através do equacionamento apresentado em Pinho e Galdino (2014) presente na metodologia foi calculado o arranjo, na Tabela 12 é visto os dados técnicos do controlador.

Tabela 12 - Dados do fabricante de controlador de carga.

Dado	Valores	Dado	Valores
Fabricante	Victron Energy	Modelo	MPPT 150 85 – MC4
Potência do SPPM (Faixa em V)	0 – 150 V	Corrente de carga max. (A)	85
Potência nominal 24 V (W)	2400	Isc max do painel	70

Temperatura de Operação	30 (-) a 60 (+)	Eficiência Máxima (%)	98
--------------------------------	-----------------	------------------------------	----

Fonte: Victron Energy, 2019.

$$\text{Número de módulos série} \leq \frac{150}{45,6} = 3,29 \quad (44)$$

$$\text{Número de fileiras em paralelo} \leq \frac{70}{1,25 \cdot 9,45} = 5,93 \quad (45)$$

Com isto é definido o arranjo, para satisfazer a potência de pico do gerador fotovoltaico e a capacidade do controlador de carga para sistema fotovoltaico isolado. São necessários 4 controladores que atendem o total de 96 painéis solares com 4 módulos série e 6 fileiras paralelo.

Seguindo no mesmo contexto de dimensionamentos é calculado o banco de baterias do sistema isolado. De acordo com as expressões matemáticas já descritas sucede-se o equacionamento.

$$CB_{C20} = \frac{29407,82 \cdot 2}{0,2} = 294078,2 \text{ Wh} \quad (46)$$

$$CBI_{C20} = \frac{294078,2}{24} = 12253,26 \text{ Ah} \quad (47)$$

A partir disso é escolhido o modelo de bateria que deve ser utilizado no sistema, foi selecionado o modelo DF4001 da marca Heliar Freedom cujas características são mostradas na Tabela 135211, por final determinar o arranjo das baterias com base na capacidade nominal e assim possível determinar o número de baterias paralelo para configurar o arranjo como é mostrado na Equação 48.

$$\text{Número de Baterias Paralelo} = \frac{12253,26}{240} = 51,05 \quad (48)$$

Tabela 13 - Bateria escolhida para o sistema isolado.

Dado	Valores	Dado	Valores
Fabricante	Heliar	Modelo	DF4002
Tipo	Chumbo-Ácido	Capacidade	240 Ah
Tensão de Flutuação	13,2 a 13,8 V	Tensão de Carga	13,4 a 15,6 V

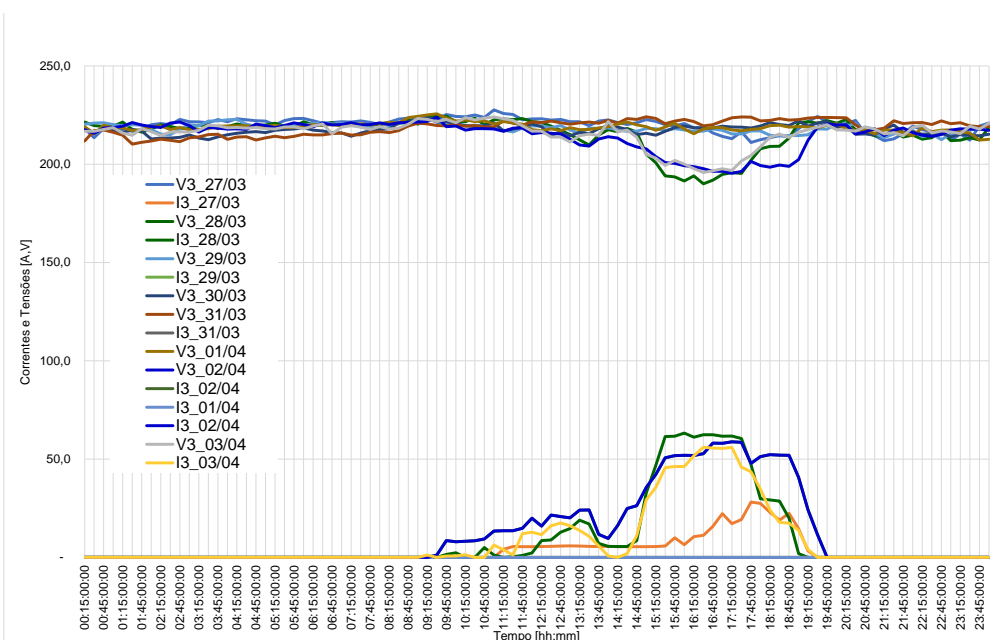
Fonte: Heliar, 2019.

No sistema isolado o último dimensionamento deve ser o do inversor pois este deve ser dimensionado para não ultrapassar a tensão de entrada do controlador de carga e da bateria. A tensão de saída é 220 V para alimentar os consumidores com tensão alternada.

5.3 Levantamento de Demanda e Consumo de Energia Elétrica

A partir da instalação do Analisador na rede elétrica, foi gerado uma série de dados referentes a carga da escola. O gráfico da Figura 22, é a variação de tensões e correntes, durante a semana de alojamento do aparelho na carga, mostrado nas três fases do sistema de energia elétrica.

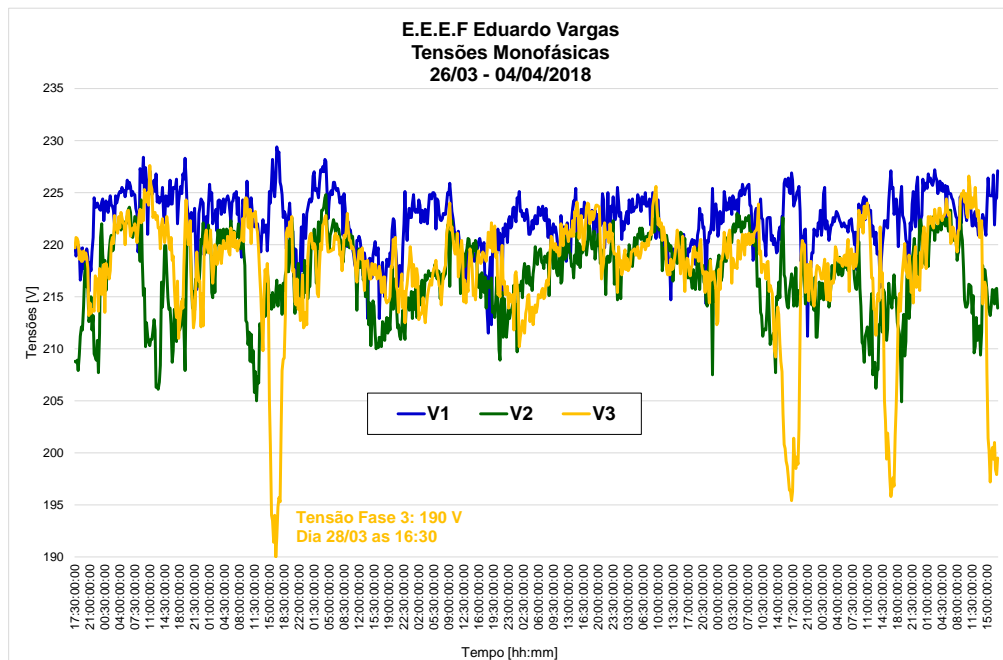
Figura 22 - Gráficos de de tensão e correntes diária.



Fonte: EIRE, 2018.

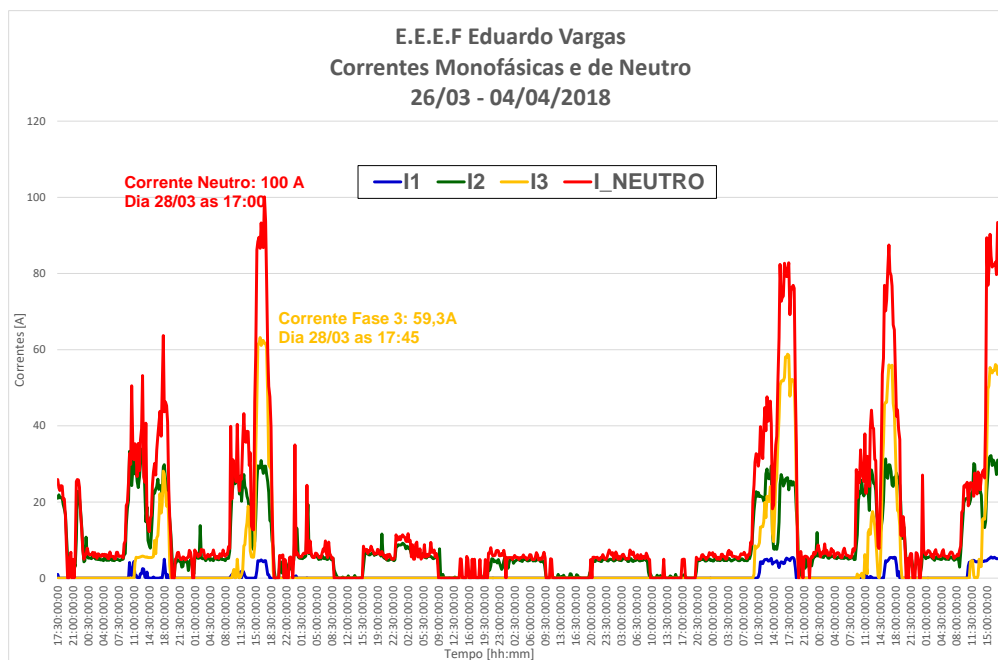
Para melhor amostragem é apresentado os gráficos de tensão e corrente monofásicas consequentemente nas Figuras 23 e 24, estes dados são referentes ao dia 4 de maio de 2018. Assim é possível verificar as quedas ocasionadas principalmente pelos fatores de consumos durante o dia. Outro fator que ocasiona as quedas de tensão é a distância devido a resistência dos cabos da instalação elétrica, estas distâncias resultam em perdas elétricas de potência.

Figura 23 - Tensões Monofásicas.



Fonte: EIRE,2018.

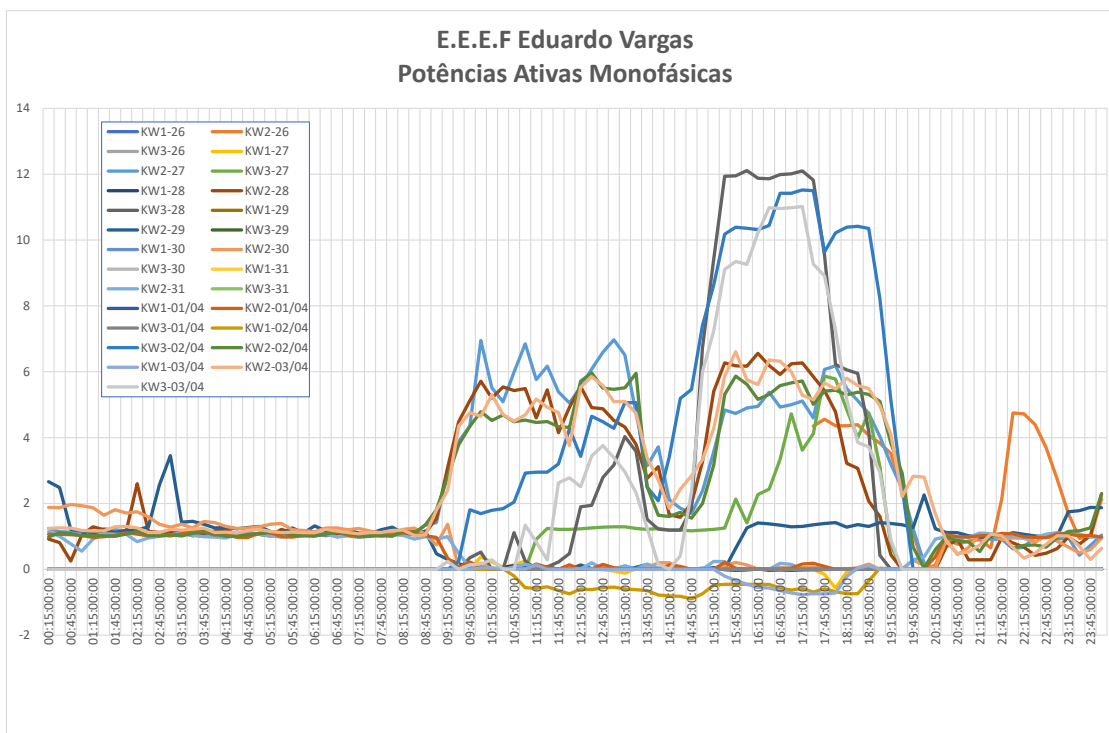
Figura 24 - Correntes Monofásicas e de Neutro.



Fonte: EIRE,2018.

Com base no perfil tensão e corrente da carga é possível traçar os gráficos para a quantidade de trabalho realizado, desta forma verificar a variação da energia. Este é um passo fundamental no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, porque é a determinação de potência que a carga necessita. Foram gerados valores para as potências ativa, reativa e aparente, com registros de verificação para cada 15 minutos de tempo durante um dia.

Figura 25 - Potência Ativas Monofásicas



Fonte: EIRE,2018.

5.4 Levantamento de Demanda e Consumo Energético de Energia Elétrica

Com a utilização do dispositivo eletrônico Analisador, foi feito o levantamento de carga da escola Eduardo Vargas. Para este estudo se tem entendimento que o conceito de levantamento da demanda é a mesma coisa que análise do consumo de energia elétrica

O consumo de energia elétrica pode ser estimado e assim determinar aproximadamente o consumo de energia. Essa estimativa pode ser feita se for conhecida as potências elétricas dos equipamentos e também saber o tempo de utilização de cada um deles. Para saber o consumo total de energia elétrica durante um dia é calculado os valores de cada aparelho, multiplicando sua potência por seu tempo de utilização diário.

$$E = P * \Delta t \tag{49}$$

Onde a potência é dada em Watts e o tempo em horas de acordo com o Sistema Internacional (SI), para assim gerar os cálculos de energia. Foi somados o consumo total da carga

elétrica utilizada em toda a escola Eduardo Vargas. Na Tabela .14 é apresentado uma média do consumo de potência elétrica demandada para uma semana.

Com a instalação do equipamento na rede elétrica dos dias 27 de março de 2018 até 03 de maio de 2018 obteve-se informações de consumo, por uma verificação no período de 15 minutos que resulta em uma amostra de 95 pontos (todos esses valores encontram-se na parte de anexos desse trabalho). Para gerar uma média de potência energética se faz o somatório de potência semanal e divide pelo número de dias de verificação, assim resulta no valor central semanal.

Tabela 14 - Média do consumo semanal de energia ativa horária.

Horário	Energia Ativa Horária [kWh]
01:00	1,33
02:00	1,25
03:00	1,41
04:00	1,20
05:00	1,15
06:00	1,14
07:00	1,14
08:00	1,09
09:00	1,18
10:00	3,18
11:00	3,94
12:00	4,20
13:00	5,52
14:00	4,09
15:00	3,20
16:00	8,75
17:00	9,97
18:00	9,38
19:00	6,85
20:00	1,78
21:00	0,75
22:00	0,86
23:00	0,80
00:00	1,12

Fonte: EIRE ,2018.

O total diário de potência diária é de 75,27 kWh. A partir do cálculo de consumo é possível ignorar os efeitos da variação da irradiância em cada instante e considerar apenas a variação em intervalo horário. Foi utilizado o conceito de valor acumulado, que nada mais é do

que o número de horas de Sol pleno. A Equação 50 é uma relação para obter o maior valor crítico de irradiância.

$$\frac{\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right]}{\frac{1000 W}{m^2}} = \frac{h}{dia} \quad (50)$$

O valor de $1000 \frac{W}{m^2}$ retrata a maior irradiância solar. Na estimativa do consumo de energia elétrica para a escola Eduardo Vargas foi usado o valor total de potência diária multiplicado pela razão de tempo correspondente a 7 dias (este valor representa o funcionamento de segunda-feira a sexta-feira no período manhã/tarde e o número decimal equivale o meio turno de funcionamento no sábado pela parte da manhã). Na Equação 51 é constado o cálculo do consumo.

$$Consumo = 75,27 * \frac{5,5}{7} = 59,1407143 \frac{kWh}{dia} \quad (51)$$

5.5 Análise da Fatura

Para o dimensionamento energético é realizada uma análise da fatura de energia elétrica, em forma de nota fiscal no qual apresenta as quantias de potência prestadas pela concessionária em um determinado período especificado. Foi construída a Tabela 15 que apresenta valores de potência discriminados no período de 12 meses, para a Escola Eduardo Vargas seguido do gráfico de barras na Figura 26, de forma ilustrar as potências em função do tempo.

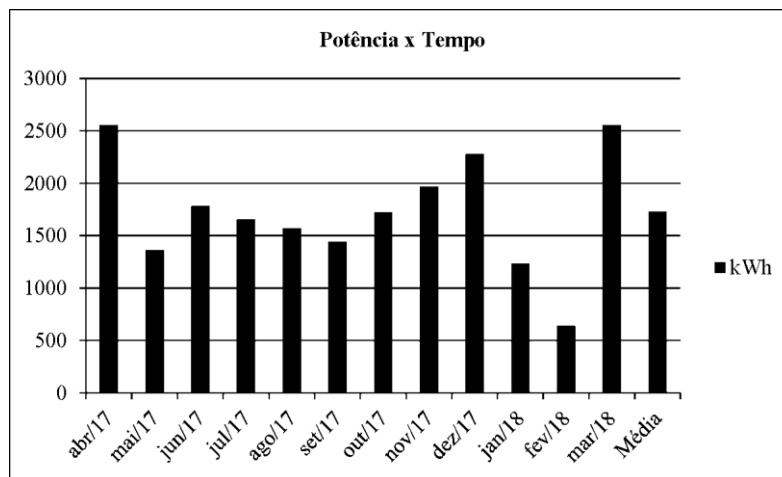
Foi realizado a montagem da fatura na escola afim de mostrar a multiplicação no valor do centavo hora pela potência que foi consumida. Essa análise foi de suma importância para realizar os quantitativos gerais do subgrupo B3 que serão apresentados nos resultados da seção 5.6.

Tabela 15 - Consumo kWh.

Meses	Consumo (KWh)	Tarifa (sem ICMS)	Valor R\$	Iluminação Pública	PIS/PASEP	COFINS	Parcela- Recuperação de Consumo	Multa por Atraso de Pagamento	Juro de Mora	Atualização Monetária	Crédito Ultrapassagem - FIC Crédito	Ultrapassagem- DMIC	Total
mar/18	2555	0,4520	1154,91	69,29	19,05	87,81	355,38	0	0	0	0	0	1686,4
abr/17	2557	0,4955	1267,0	76,02	0	0	0	17,35	3,6	0,11	-3,29	0	1360,8
mai/17	1364	0,4480	611,11	36,66	5,99	27,32	0	0	0	0	0	0	681,08
jun/17	1782	0,4698	837,24	50,23	3,6	17,07	0	0	0	0	0	0	908,14
jul/17	1655	0,4610	763,04	45,78	1,38	6,47	0	0	0	0	0	0	816,67
ago/17	1571	0,4767	748,90	44,93	5,29	24,12	0	13,55	1,12	0	0	0	837,91
set/17	1440	0,4773	687,38	41,24	4,7	21,47	0	0	0	0	0	0	754,79
out/17	1722	0,4784	823,97	49,43	3,2	15,07	0	0	0	0	0	-25,82	865,85
nov/17	1970	0,4945	974,20	58,45	7,94	36,46	355,4	0	0	0	0	0	1432,4
dez/17	2277	0,4926	1121,8	67,31	3,77	17,72	355,38	0	0	0	0	0	1566,0
jan/18	1234	0,4679	577,4589	34,64	6,77	31,46	355,38	28,39	2,36	1,18	0	0	1037,6
fev/18	639	0,4520	288,8408	17,33	4,47	20,59	355,38	0	0	0	0	0	686,61

Fonte: Fatura RGEsul.

Figura 26 - Gráfico de potência x meses.



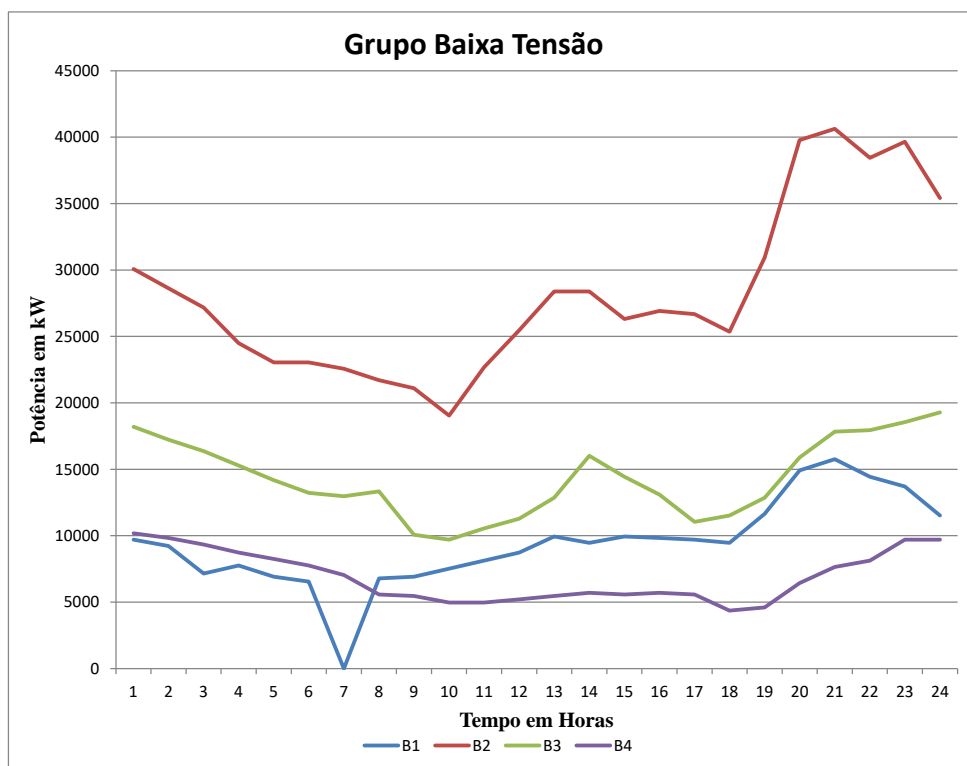
Fonte: Autoral,2019.

Estes quantitativos são feitos para ter certeza que a carga terá energia suficiente produzida no sistema fotovoltaico projetado para gerar 29,41 kWp (Pm na Tabela 10). Como conclusão desta parte do trabalho fica a contribuição para a escola Eduardo Vargas que agora possui o projeto de dimensionamento de sistema fotovoltaico. Necessitando apenas de quantitativos de um orçamento para materiais e posteriormente execução de obra.

5.6 Avaliação do Impacto de Carga

Foi realizado o levantamento das curvas de carga do subgrupo de baixa tensão (Figura 27), onde estas curvas apresentam o comportamento de cargas com tensão na faixa máxima superior de 1000 volts CA ou até 1500 volts CC. As curvas mostram a potência em kW no período diário de 24 horas para estes consumidores pertencentes ao grupo da baixa tensão. Nessa análise é possível ver o comportamento de potência de consumidores residencial e residencial baixa renda (B1), rural e cooperativa de eletrificação rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4) no período de 24 horas. Será apresentado sucintamente apenas comportamento de carga dos consumidores B1, B2 e B4 uma vez que o foco do trabalho é o estudo da rede elétrica da escola Eduardo Vargas, esta enquadrada no grupo B3 das demais classes. Esta definição do grupo tarifário da escola foi vista na fatura de energia da concessionária local RGE Sul.

Figura 27 - Curvas de carga do grupo de baixa tensão



Fonte: Autoral adaptado de Aneel, 2019.

Os próximos resultados visam apresentar demonstrações da aplicação sobre uso de geração fotovoltaica (tratado nesses resultados com nome geração distribuída) e também sobre aplicações de geração com armazenadores de energia, representam na rede elétrica uma nova fonte de potência e corrente para abastecerem a carga.

O sistema de distribuição possui vários grupos de consumidores como foi visto esses tipos de demanda possuem características de demanda bem definidas, a curva de carga em estudo escolhida é a do subgrupo B3, onde é aplicado níveis de potência horários para comparar o custo benefício de novas gerações frente a novas modalidades de faturamento, Tarifa Branca versus Tarifa Convencional. Nos resultados são encontrados comparativos entre taxas do preço e de potência horária. Nas simulações com Tarifa Branca serão apresentados horários de postos tarifários de acordo com os valores definidos pela Aneel e os valores da concessionária local RGE sul. Sobre essa distorção em horários será discutido posteriormente no item 5.7 deste trabalho uma análise com relação às normativas da Aneel de forma a contribuir sobre os impactos futuros para o cliente e a concessionária.

Tabela 16 - Valores da Tarifa RGE Sul,

Preço Tarifo			
Branca	Posto Tarifário	Convencional	Posto Tarifário
0,958	Ponta (P)	0,54732	Preço Fixo (PFX)
0,44807	Fora Ponta (FP)	0,54732	Preço Fixo (PFX)
0,61825	Intermediário (I)	0,54732	Preço Fixo (PFX)

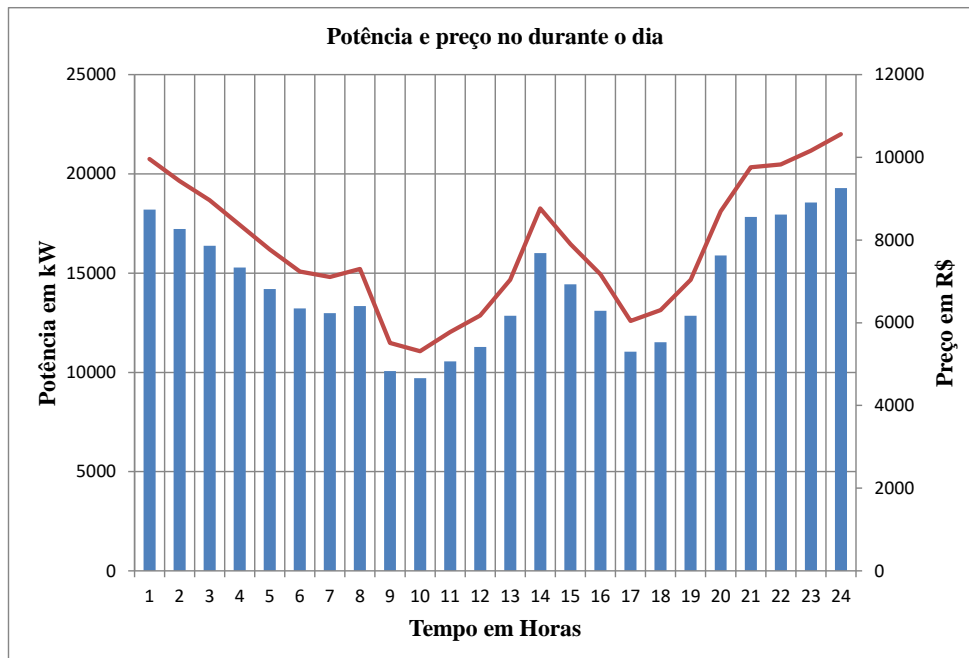
Fonte: Aneel, 2018.

Em um primeiro teste é aplicado na demanda total valores de Tarifa Branca e Tarifa Convencional sem o uso de fontes novas de energia. Estes gráficos mostram uma relação de potência versus o valor em dinheiro, o cenário desenvolvido é com valor monetário Real (moeda do Brasil) e com preço definido para centavo hora como cobrado nas faturas de energia.

No exemplo apresentado anteriormente sobre a construção da fatura da escola Eduardo Vargas não havia cobrança em postos diferentes por estar utilizando na Tarifa Convencional.

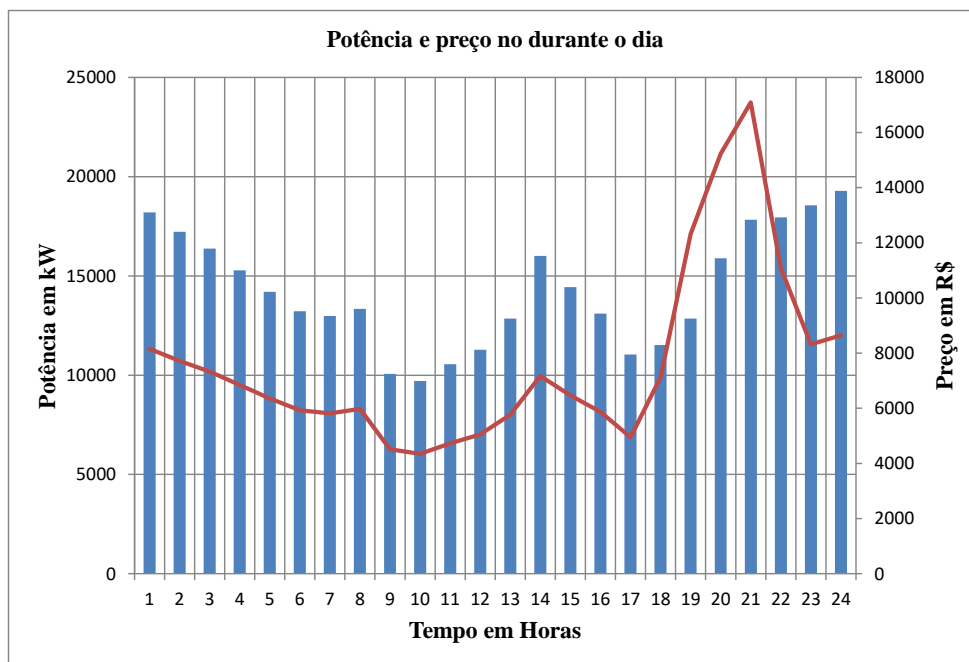
As Figuras 28, 29 e 30 são resultados da simulação para consumidores B3 sem uso de fontes intermitentes na alimentação das cargas com a aplicação de tarifas diferenciadas.

Figura 28 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional (Vermelho).



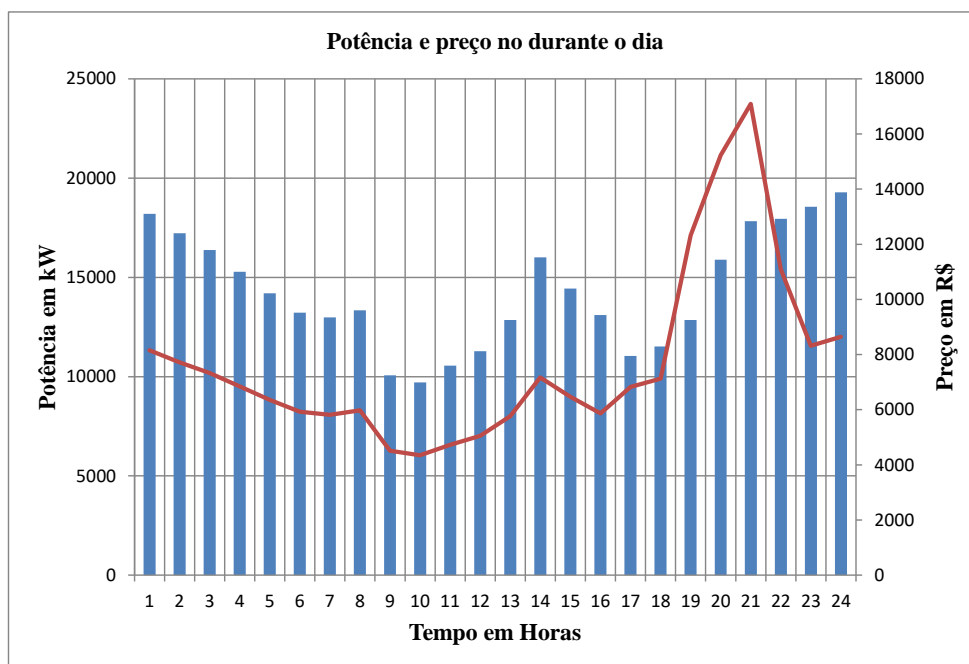
Fonte;Autorial, 2019.

Figura 29 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho).



Fonte: Autoral, 2019.

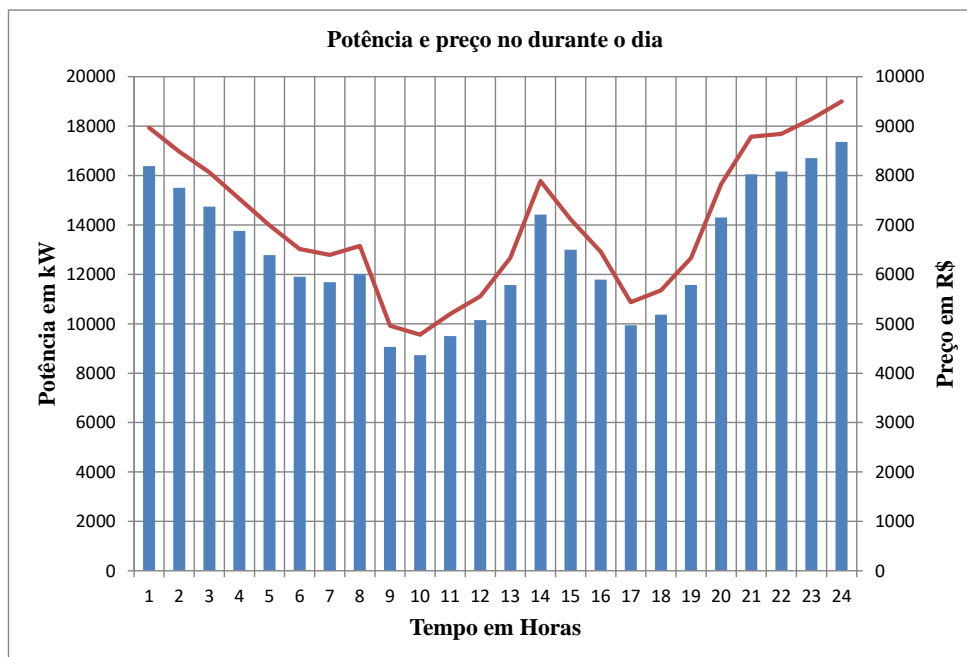
Figura 30 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGE Sul (Vermelho).



Fonte: Autoral, 2019.

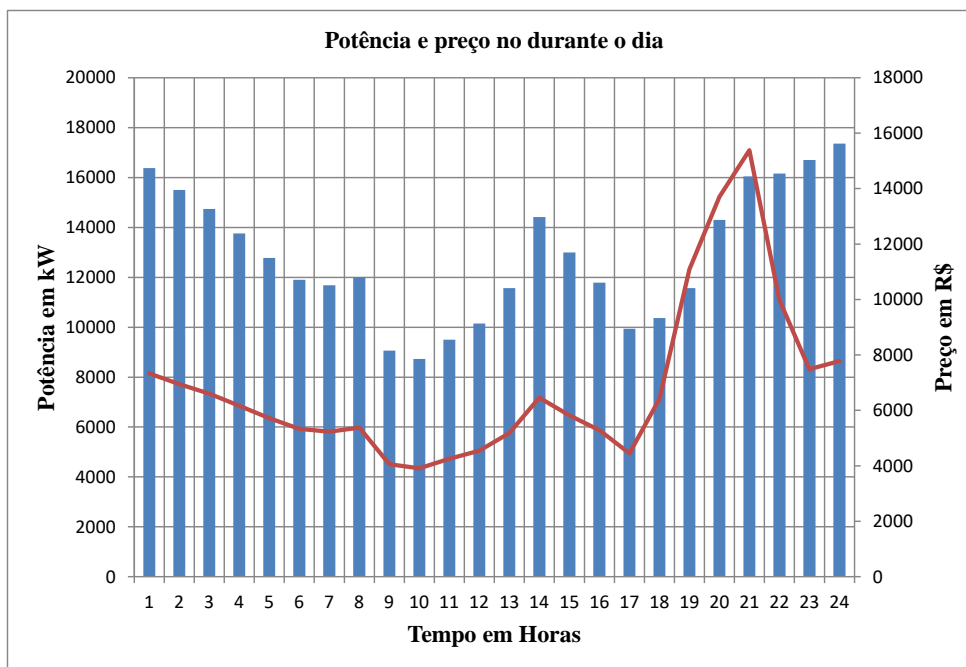
O próximo cenário de simulação mostra a aplicação de 10% de geração fotovoltaica na curva de carga. Essa GD está distribuída igualmente durante todo período do dia, é feito um comparativo de potência e dinheiro com aplicação nas tarifas apresentado pelas Figuras 31, 32 e 33.

Figura 31 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional, com 10% de GD.



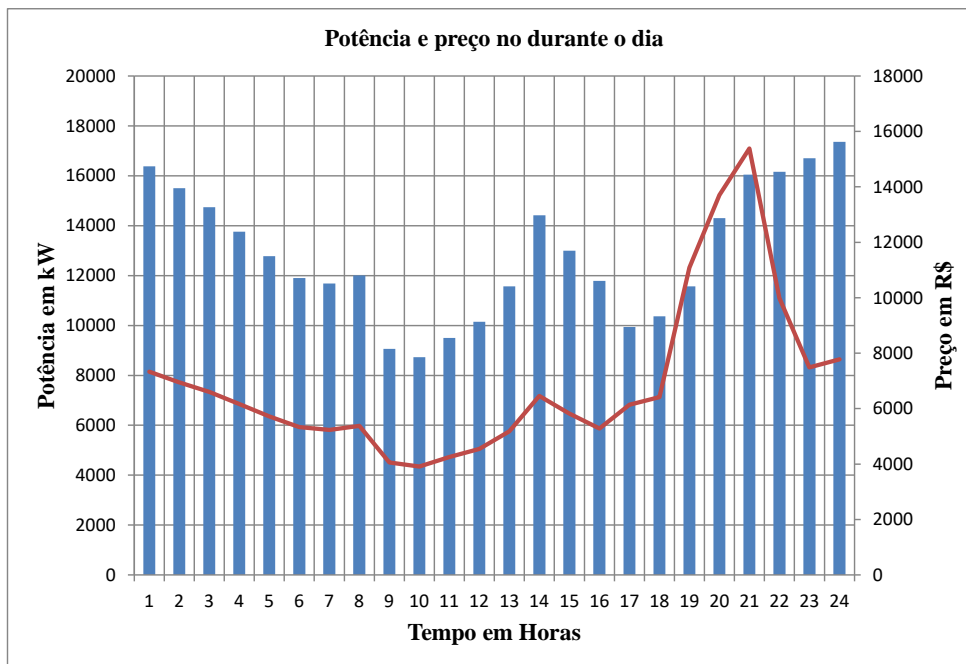
Fonte; Autorial, 2019.

Figura 32 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho), com 10% de GD.



Fonte; Autoral, 2019.

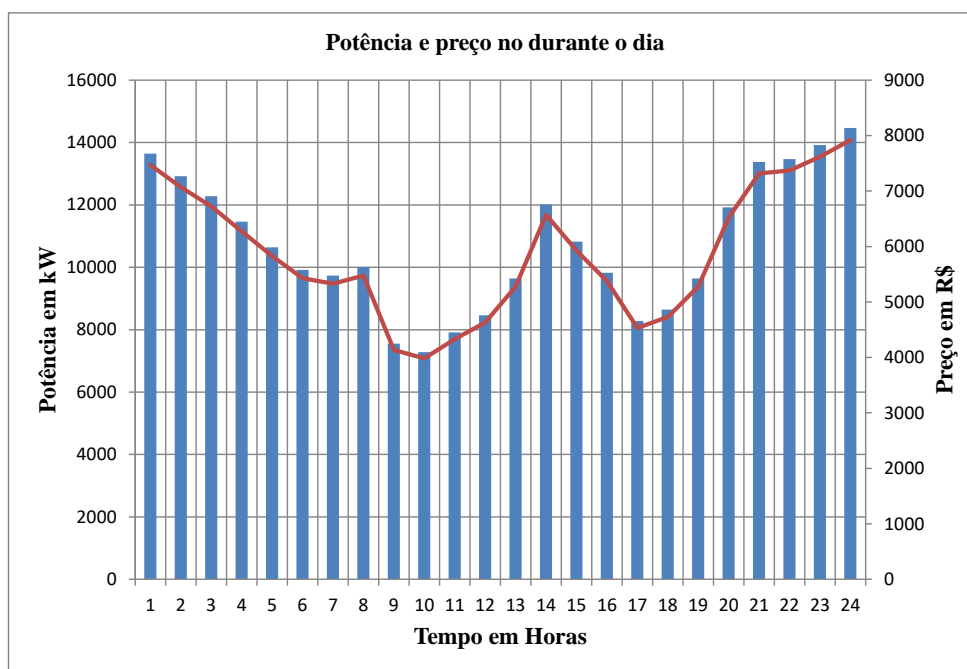
Figura 33 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGSul (Vermelho).



Fonte; Autoral, 2019.

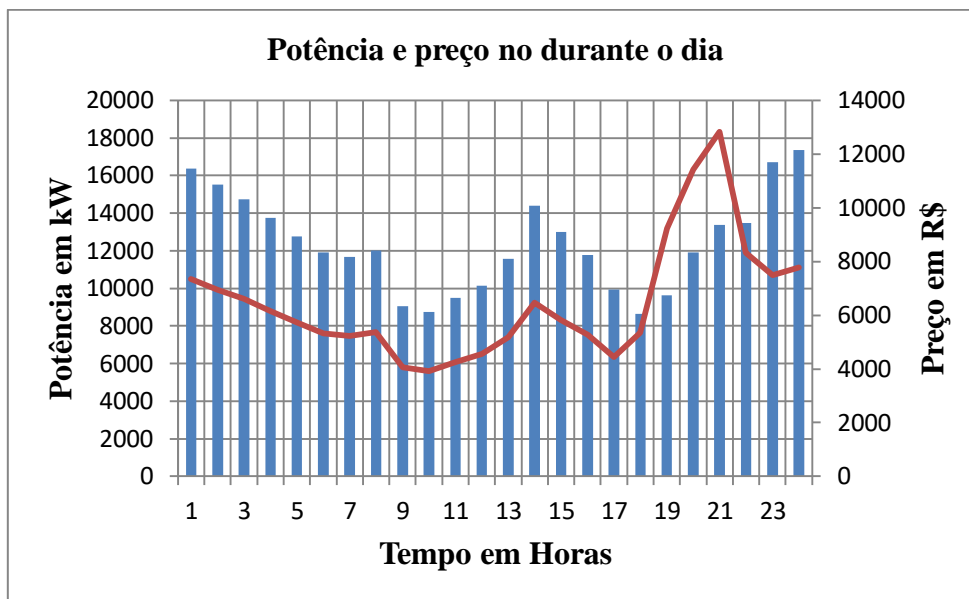
Para conclusões de teste foi aplicado 25% de geração distribuída em horários específicos para tarifa branca. Nos postos intermediário e ponta foi aplicado 25% de geração distribuída. Simulando assim possibilidade de locais possuírem armazenadores de energia e descarregarem em horários de maior potência mais. Ainda nesse teste os demais períodos do dia chamados “fora da ponta” foi aplicado 5% de geração distribuída na carga total do horário. No teste com a Tarifa Convencional foi aplicado 25% de GD em todo o período do dia.

Figura 34 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Convencional (Vermelho) e 25% de GD.



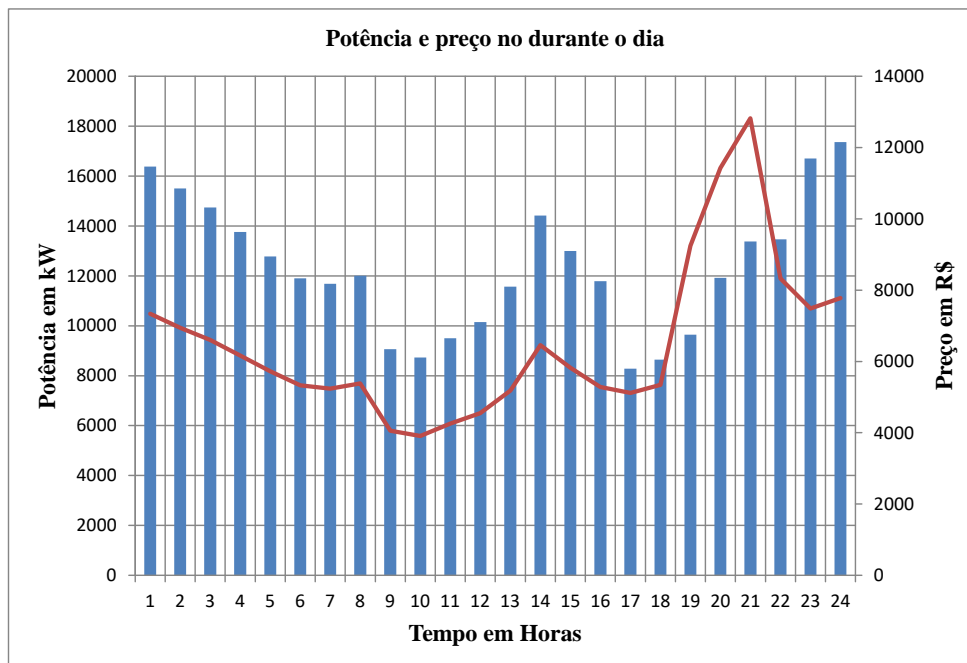
Fonte; Autorial, 2019.

Figura 35 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca Aneel (Vermelho) e 25% de GD no horário ponta e intermediário e 5% no horário fora ponta..



Fonte; Autorial, 2019.

Figura 36 - Curva de potência (Azul) e preço para demanda do subgrupo B3 com aplicação de Tarifa Branca RGESul (Vermelho) e 25% de GD no horário ponta e intermediário e 5% no horário fora ponta.



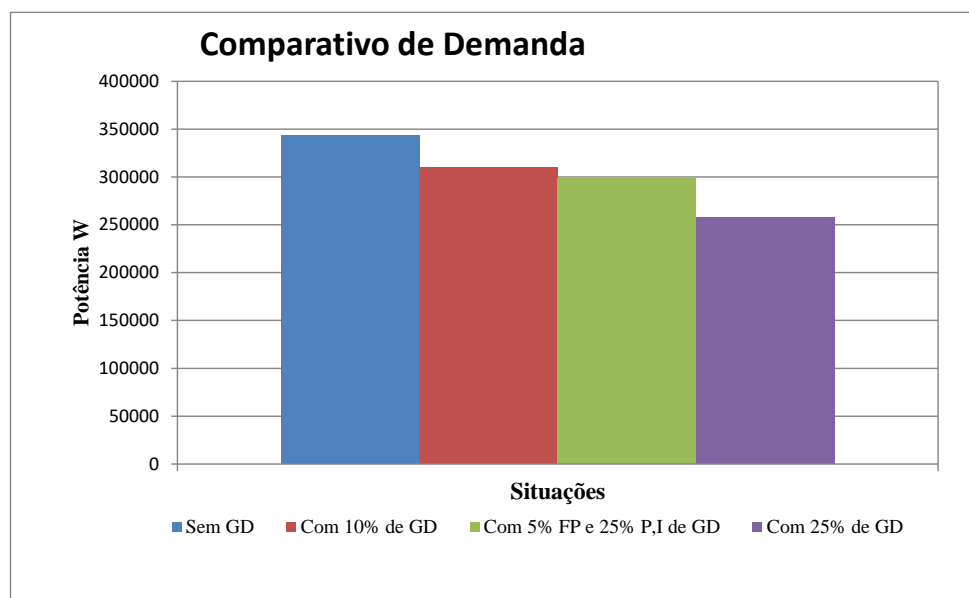
Fonte; Autorial, 2019.

Através das comparações em cenários, foi possível verificar as modulações de carga frente aplicação de geração distribuída e de tarifas diferenciadas. De forma à deixar esclarecido

as reduções de potência e as variações de quantitativos na demanda do grupo B3. Além disso foi possível perceber que as variações de quantitativos no montante final monetário, consumidores do grupo que estiverem enquadrados na tarifa branca agregado de possuir geração de energia independente terá consideráveis economias de dinheiro. É reforçado sobre o dimensionamento correto de energia fotovoltaica bem como sobre o uso de armazenadores, onde seja realizado no orçamento os valores de manutenção de equipamentos para melhor precisão de custo.

É apresentado na Figura 37 o somatório de demanda total do grupo B3 nesta imagem se verifica logicamente que ao adicionar novas fontes de geração haverá uma redução na potência da rede da concessionária.

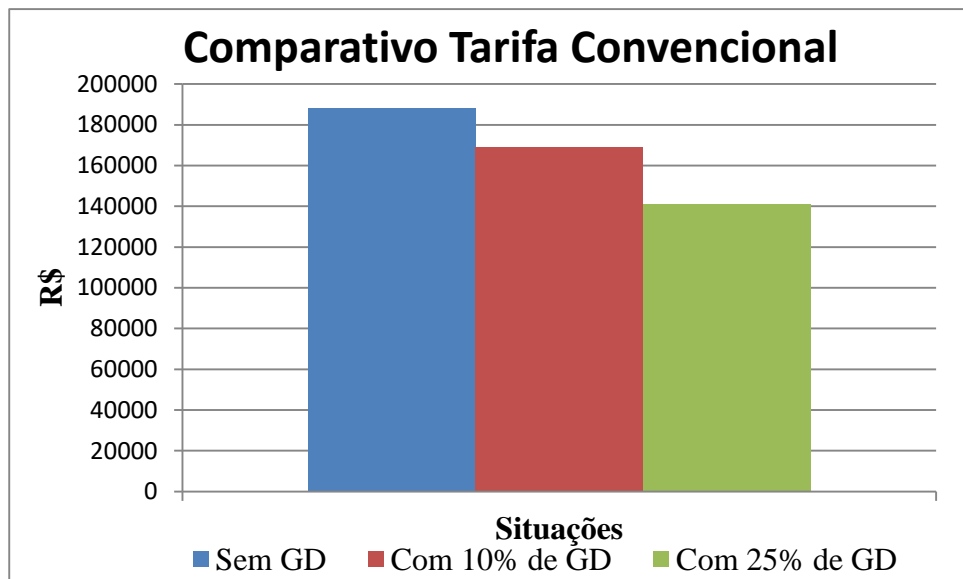
Figura 37 - Comparativo de demanda total do grupo B3 frente a inserção de geração distribuída.



Fonte: Autoral, 2019.

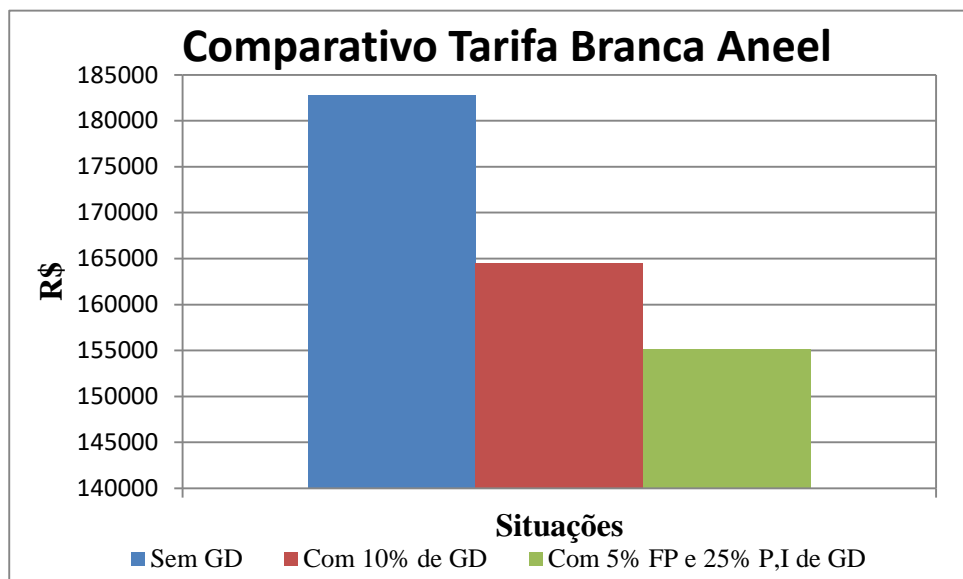
As Figuras 38, 39 e 40 são montantes aproximados de arrecadação feitos para cada comparativo. Onde é verificado que a variação de arrecadação entre tarifa convencional e tarifa branca poderam apresentar prejuízos no faturamento da concessionária, ainda mais quando se tem proposto o aumento de fontes intermitentes na rede elétrica.

Figura 38 - Quantitativos com a Tarifa Convencional frente as simulações realizadas.



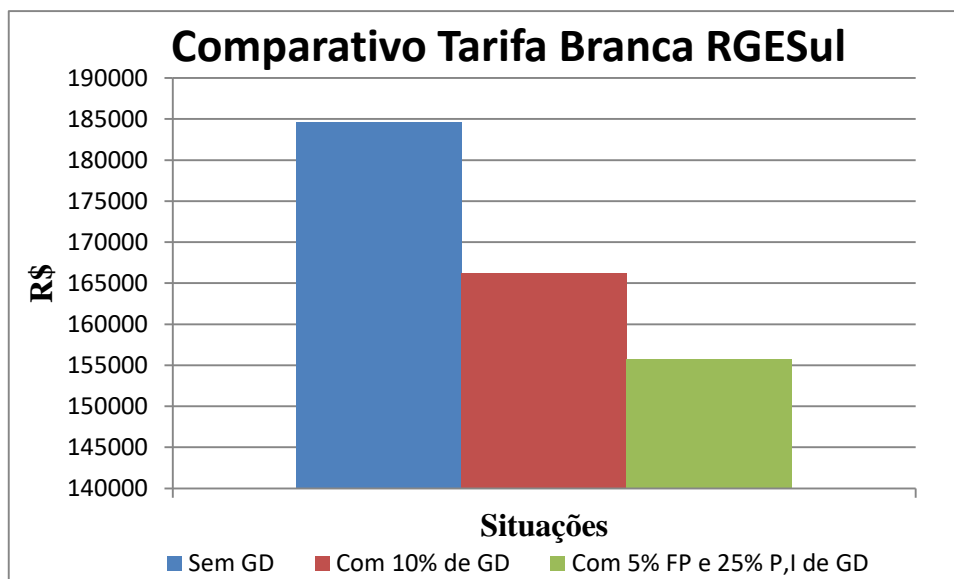
Fonte: Autoral, 2019.

Figura 39 - Quantitativos com a Tarifa Branca Aneel frente as simulações realizadas.



Fonte: Autoral, 2019.

Figura 40 - Quantitativos com a Tarifa Branca RGE Sul frente as simulações realizadas.



Fonte: Autoral, 2019.

5.7 Discussão: Ato regulatório, seguimento de Audiência Pública

Na análise anterior foi verificado o possível prejuízo para concessionárias no montante de arrecadação, este assunto abriu pauta para discussões e verificações nas normas do sistema elétrico brasileiro.

A abertura das discussões se deu com a Audiência Pública 120/2010 que tratou da “Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica” e originou a Nota Técnica nº 311/2011 (ANEEL, 2011) e, também, a REN nº 464/2011 (ANEEL, 2011). Onde é relatado sobre relações base de equilíbrio financeiro a partir da tarifa branca. A Aneel delimita razões base para os postos tarifários ponta/fora de ponta e intermediária/fora de ponta, sendo assim definidos para gerar a tarifa de uso do sistema de distribuição na cobrança da fatura. A relação entre a tarifa do posto fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional, denominada constante kz, possui uma relação definida igualmente para todas as distribuidoras de energia em 0,55.

Foi realizado uma análise sobre contribuições de estudo com relação a Tarifa Branca referente a Audiência Pública número 029/2012 da Aneel que teve como objetivo esclarecer assuntos sobre a obtenção de subsídios referentes à Tarifa Horária Branca para consumidores da Baixa Tensão parâmetro kz. Como base foi entendido o ato regulatório e a manifestação de

empresas portadoras de serviço como a Quantum Participações SA responsável por concessões de transmissão de energia elétrica.

Em nota técnica da Aneel número 94/2012 foram esclarecidas questões de que o fator Kz deve ser único para todas as distribuidoras, representando um valor médio para a curva de carga agregada do Brasil. É dito também que a influência das curvas de carga para definição de um kz mais representativo, conjugado com a diversidade de curvas do Grupo B suscita que um kz único pode levar a definições de motivações distorcidas. Essa distorção pode levar a uma sinalização indesejada quanto a efetivação da Tarifa Branca.

No entanto foi verificado o não esclarecimento da Aneel em relações intrínsecas como os fatores P/FP, I/FP e kz, os quais se não determinados em forma conjunta e especificamente para cada distribuidor, geram com certeza distorções nas receitas destas respeito às receitas com tarifa convencional.

Para isso, duas contribuições fundamentais da empresa foram compreendidas após a análise dos resultados com faturamento obtidos no trabalho. Uma é sobre definição para cada distribuidora de um kz, para cada subgrupo da baixa tensão que já apresentaria um desequilíbrio visto as concessionárias poderem ajustar o posto tarifário interdiário, por exemplo. E outra contribuição seria sobre as diferenças produzidas nas entradas monetárias pela aplicação da tarifa branca para serem avaliadas e equilibradas, como um componente financeiro. Este tipo de mudanças nas tarifas produzem efeitos muitas vezes difíceis de estimar já que dependem das características e preferências de cada um dos consumidores da distribuidora. Foi visto anteriormente que qualquer mudança ou modulação dos consumidores vai representar uma perda de receita para a distribuidora.

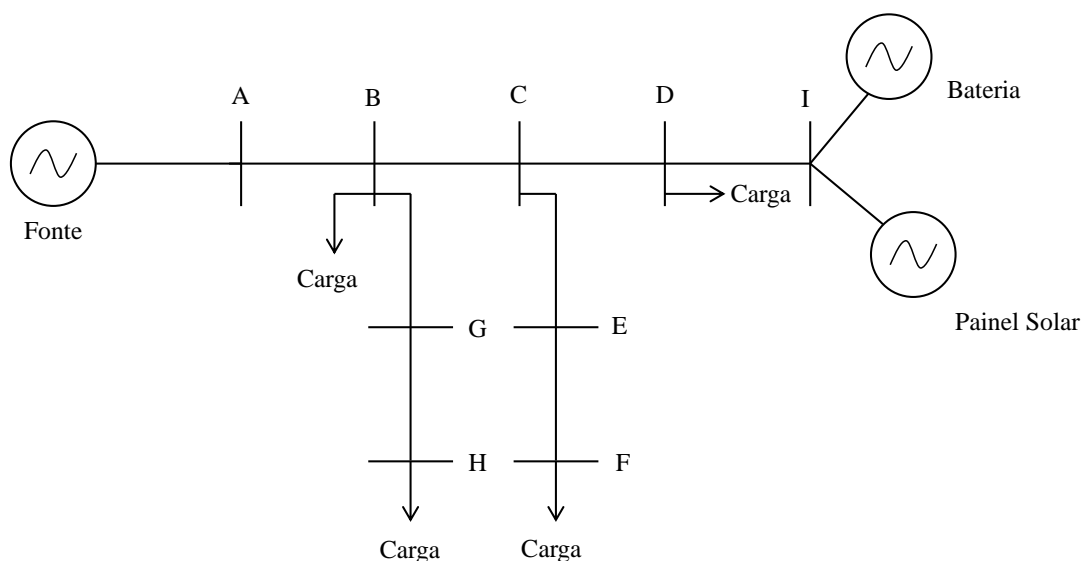
A Aneel em resposta diz que é improvável que a variação de receita seja superior à obtida com o crescimento do mercado em relação ao de referência. E que outro fator a ser destacado é a proposição da forma de aplicação desta nova metodologia de Estrutura Tarifária, que prevê a figura da transição, nos casos em que se fizer necessário, que tende a reduzir os efeitos no curto prazo, minimizando o efeito alocativo suscitado nas contribuições.

Quanto a esta declaração existem controversas pois quando se é dito análise das diferenças produzidas pela modulação da carga dos clientes, não está se incorporando ou tendo em conta o crescimento do mercado e sim a análise de um mesmo mercado de energia elétrica.

5.8 Sistema Teste no OpenDSS

Com auxílio do software OpenDss foi simulado um sistema elétrico de potência é considerado um trecho de alimentação da distribuição de energia elétrica em 220 V, através do estudo de conexão com múltiplas gerações. O objetivo foi verificar os efeitos causados na rede elétrica no lado da potência e carregamento das linhas. Na Figura 41 segue a representação do modelo de sistema.

Figura 41 - Sistema elétrico de potência com alimentação da fonte 220 V (Baixa tensão).

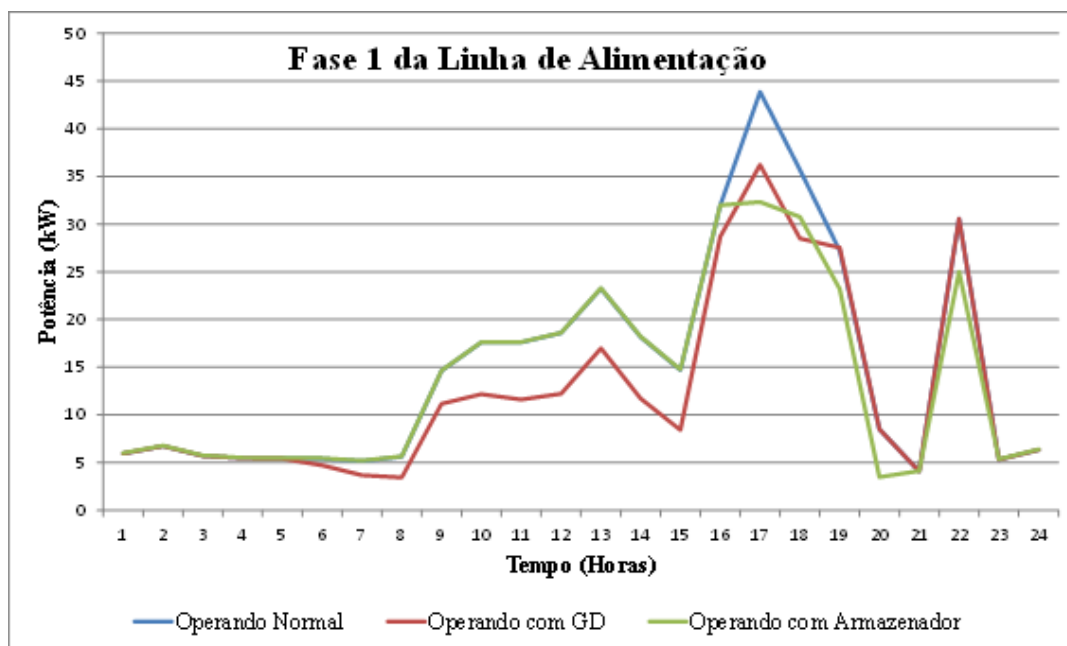


Fonte: Autoral, 2019.

Neste sistema foram considerados consumidores com curva de carga para subgrupo B3, com conexão trifásica de energia elétrica na rede. Foram realizados três testes o primeiro mostra a rede elétrica funcionando normalmente sem outros agentes de geração. No segundo teste foi inserido geração fotovoltaica de energia elétrica e por fim no último teste inserido geração com armazenador em bateria.

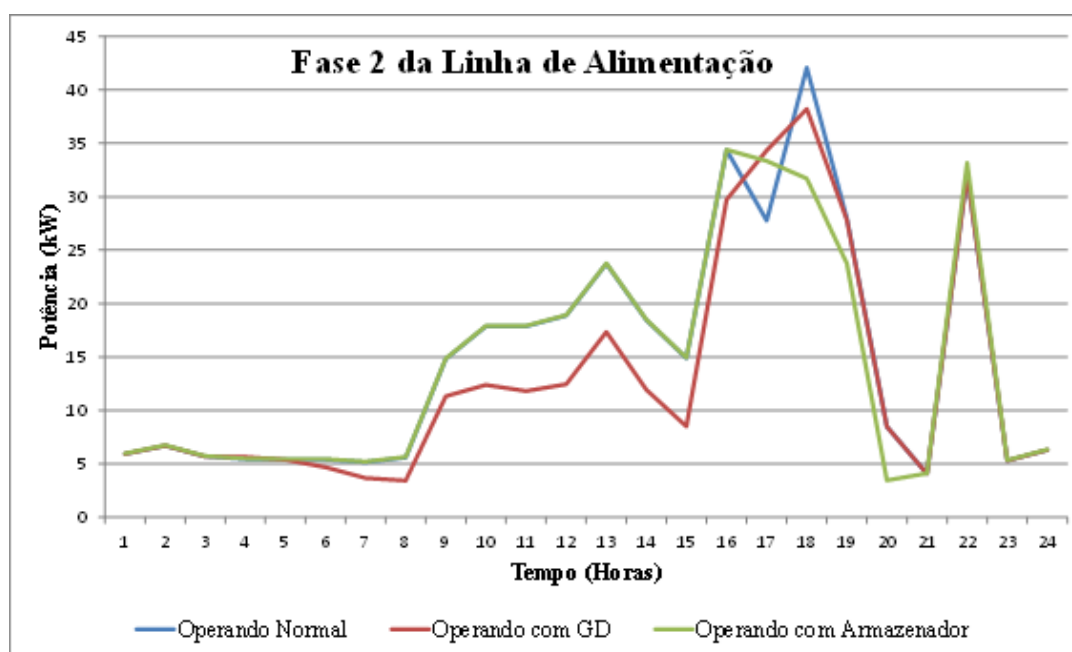
Estes resultados são discutidos com auxílio de gráficos em imagens capturadas no software OpenDss, onde em comparativo são mostrados os testes simulados em elementos do sistema.

Figura 42 - Potência de carregamento na Fase 1 da linha de transmissão (linha da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectada no barramento I.



Fonte: Autoral, 2019.

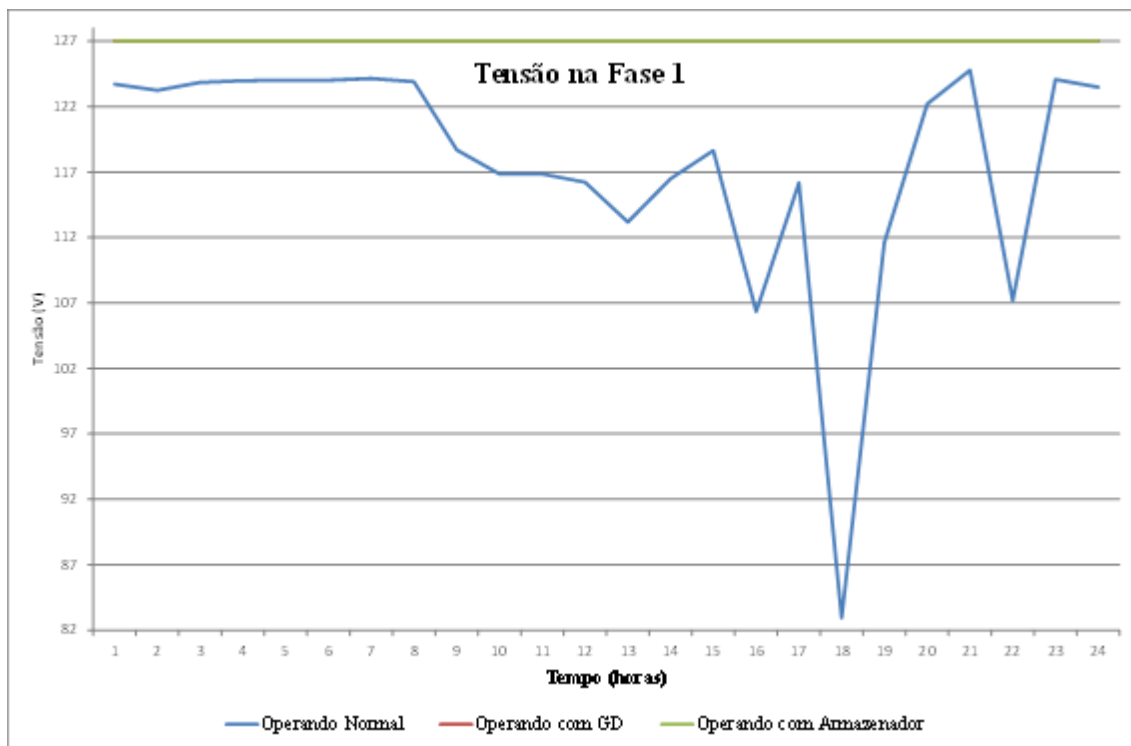
Figura 43 - Potência de carregamento na Fase 2 da linha de transmissão (linha da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectada no barramento I.



Fonte: Autoral, 2019.

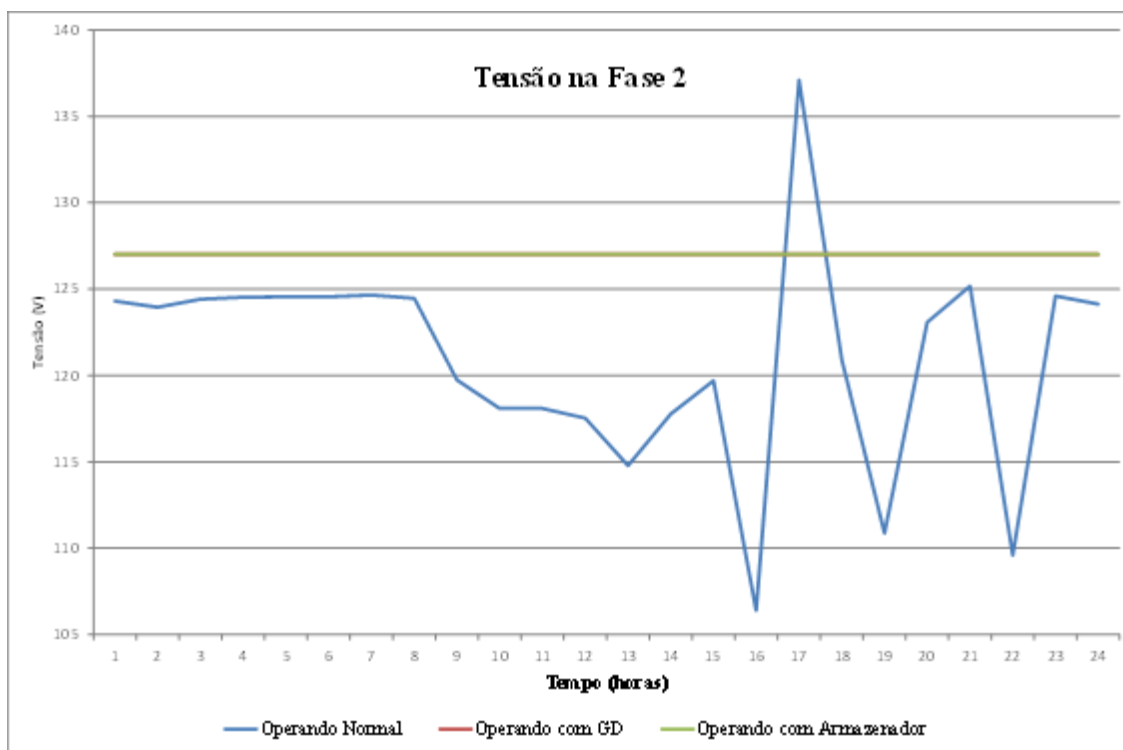
É possível ver na curva azul a característica do sistema com teste de operação normal (apenas com geração da fonte). A curva vermelho representa o despacho que um sistema fotovoltaico representaria, este apresenta característica bem definida nos horários de pico solar (segundo curva irradiação solar Figura 49). Na curva verde é possível ver a característica de descarga de uma bateria suavizando a potência da linha em horário de pico de carga.

Figura 44 - Tensão que possui a linha de transmissão (linha 1 da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais 'retas' verde e vermelha que encontram-se sobrepostas são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramento I.



Fonte: Autoral, 2019.

Figura 45 - Tensão que possui a linha de transmissão (linha 2 da fonte), o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento A. Já as demais "retas" verde e vermelha que encontram-se sobrepostas são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramento I.



É possível verificar na curva azul um grande desbalanço de tensão que chega a valores abaixo e acima dos limites aceitados pela Aneel. Após a adição de outras fontes, aconteceu uma suavização da curva de potência em relação a carregamento. Dessa forma o valor de tensão resultante foi de aproximadamente 127 V durante todo período do dia, vale lembrar que esta simulação considera clientes tipo (127/220 V).

Figura 46 - Potência de carregamento na Fase 1 da carga, no comparativo é mostrado a curva azul com a característica da carga que esta conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.

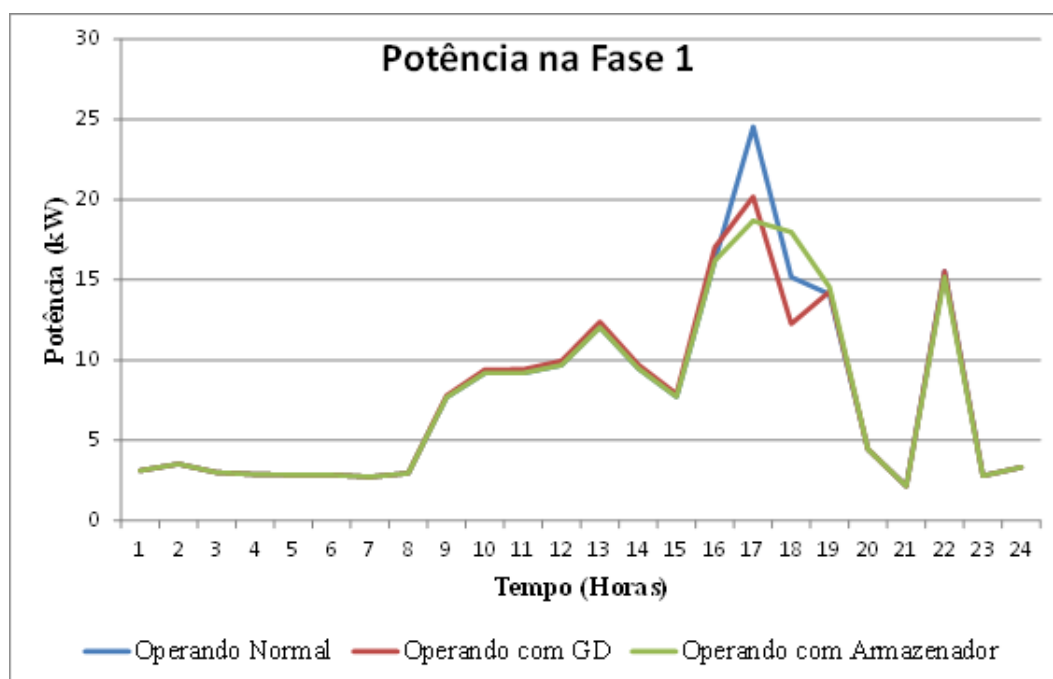
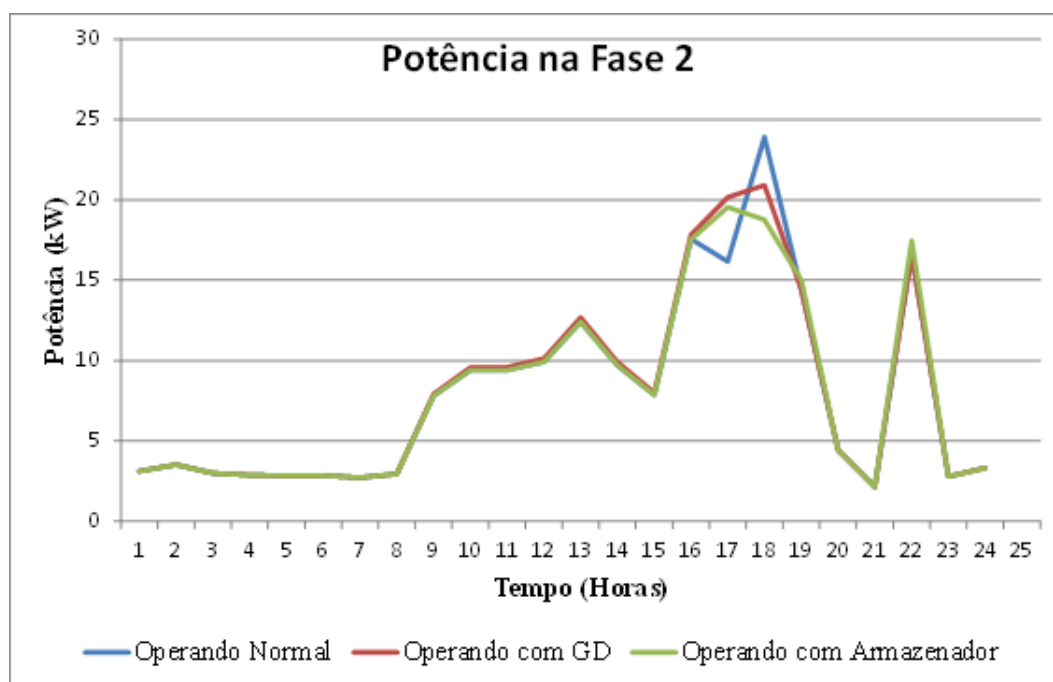


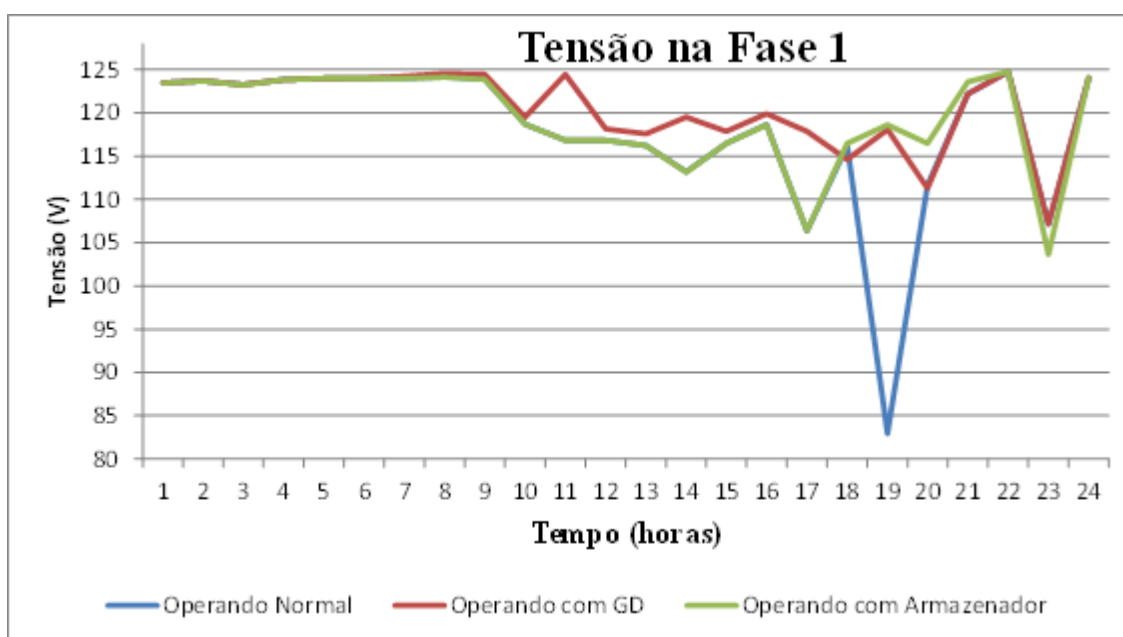
Figura 47 - Potência de carregamento na Fase 2 da carga, no comparativo é mostrado a curva azul com a característica da carga que esta conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramnto I.



Fonte: Autoral, 2019.

A geração fotovoltaica e a bateria adicionada no sistema realiza o despacho de potência para todas cargas conectadas no circuito (simulação de mini usinas com geração distribuída). Logo para obter uma redução mais acentuada em uma única carga é indicado a instalação própria para carga de conexão fotovoltaica junto da rede ou dimensionamento próprio com sistema para baterias de forma a abastecer toda potência.

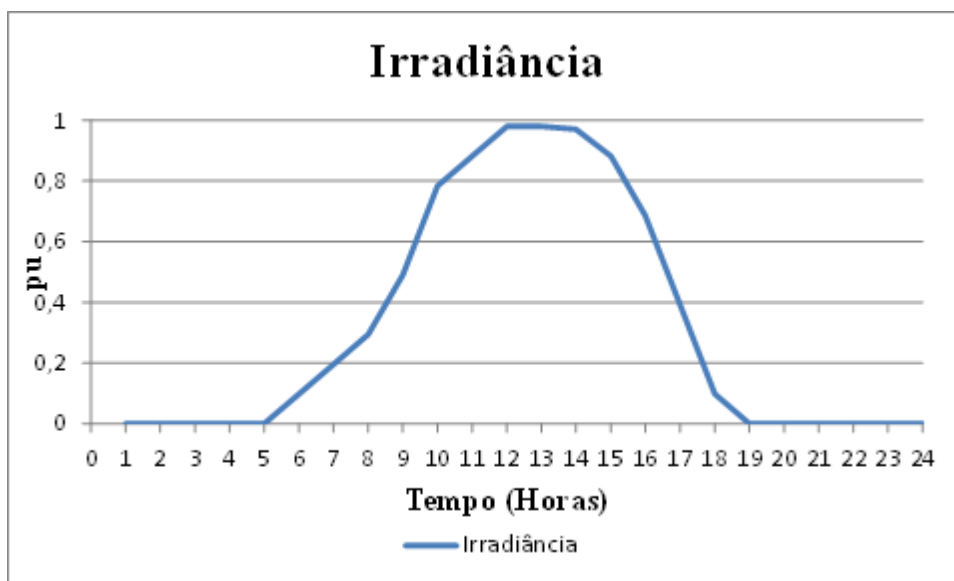
Figura 48 - Tensão que possui a carga conectada no barramento B, o comparativo mostra a curva azul com uma única alimentação conectada no barramento B. Já as demais curvas verde e vermelha são consecutivamente sistemas com adição de geração distribuída conectado no barramento I.



Fonte: Autoral, 2019.

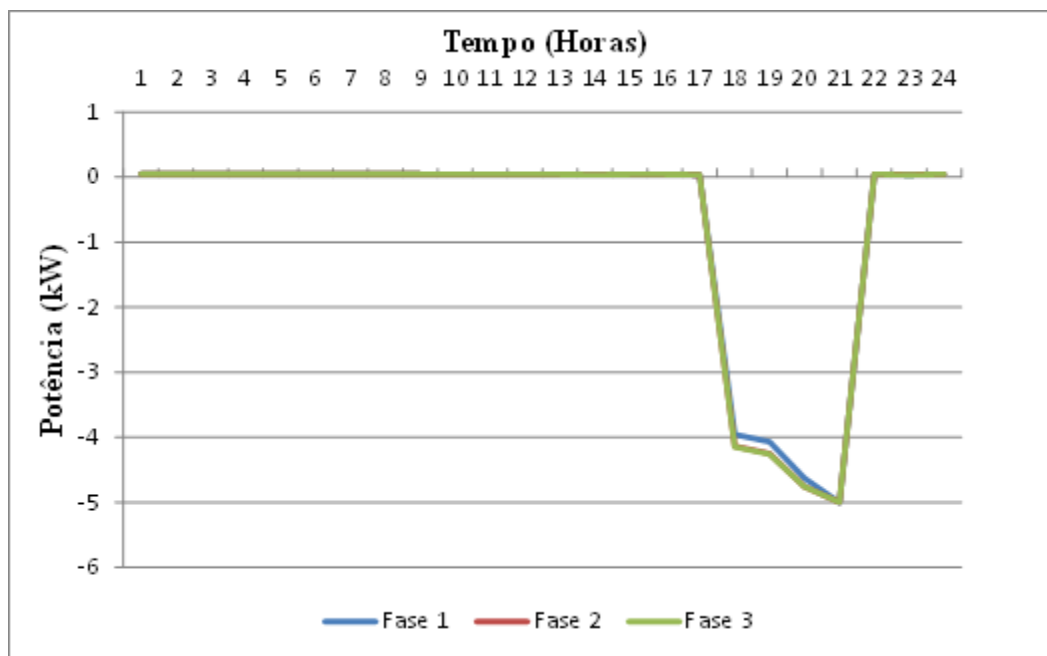
A tensão que a carga possui foi um pouco abaixo dos 127 V em todos os testes, todavia nos testes 2 e 3 apresentou um comportamento menos variante no ponto de pico da carga em relação a curva azul de operação normal.

Figura 49 - Curva de radiação solar captada pelo elemento PVSystem no período de 24 horas. É possível verificar o pico de irradiância bem definido principalmente em horários como 9 horas da manhã até as 18 horas. Esta simulação considera a interpretação que um painel fotovoltaico faria durante um dia.



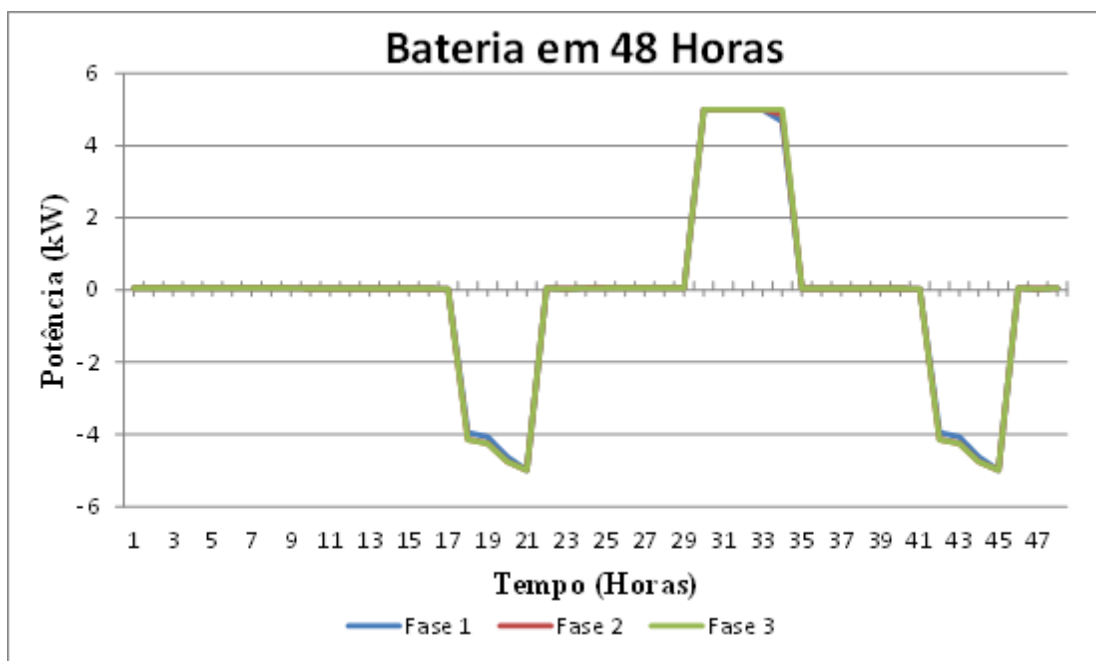
Fonte: Autoral, 2019.

Figura 50 - Potência de descarga da bateria segundo o elemento Storage. A configuração da bateria simula a energia armazenada durante um dia para painel fotovoltaico.



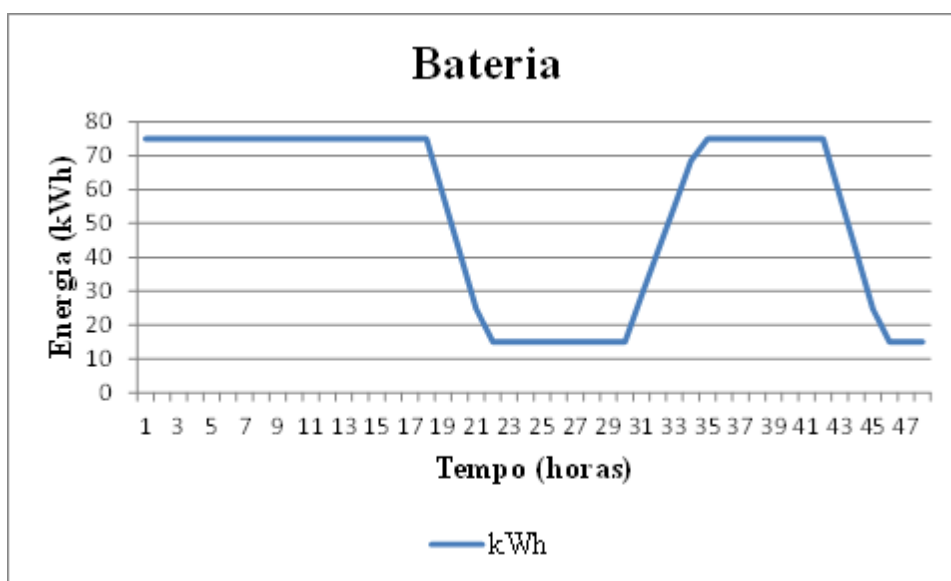
Fonte: Autoral, 2019.

Figura 51 - Esta simulação foi realizada para período de 48 horas, de forma mostrar o carregamento da bateria (parte positiva do eixo potência). Vale a ressalva que o OpenDSS considera em primeiro instante para elemento Storage bateria carregada.



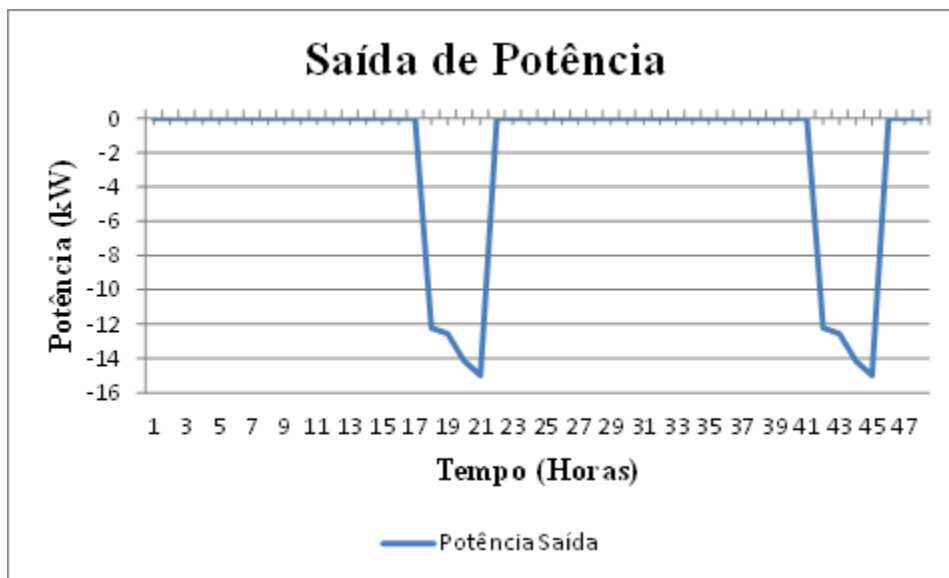
Fonte: Autoral, 2019.

Figura 52 - Na simulação foi possível monitorar a quantidade da energia de potência em kWh que o sistema de armazenamento fornece e absorve para o período de 48 horas, considerando a bateria inicialmente carregada.



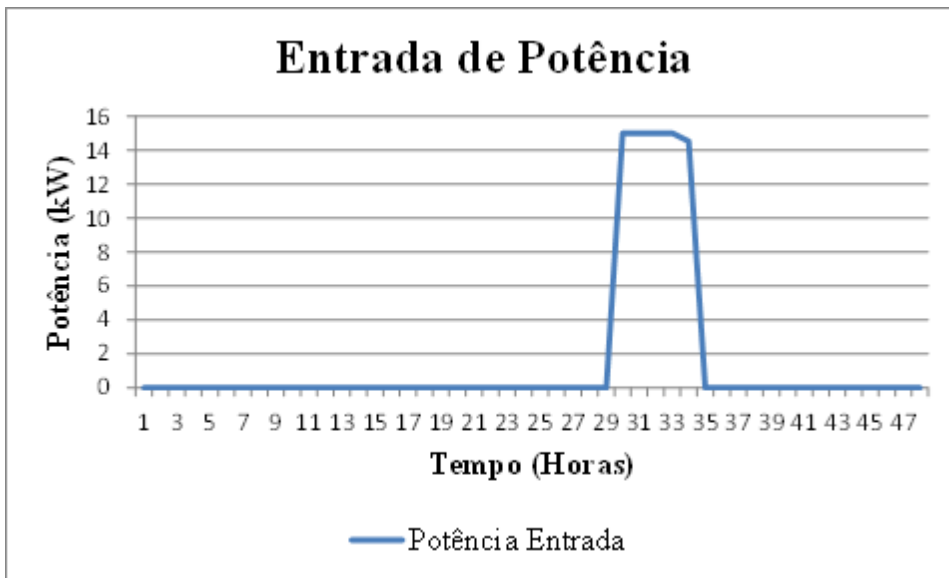
Fonte: Autoral, 2019.

Figura 53 - Saída de potência da bateria em 48 horas, mostrando dois descarregamentos. Uma vez que a bateria inicialmente esta carregada.



Fonte: Autoral, 2019.

Figura 54 - Entrada de potência da bateria no período de 48 horas é visto um carregamento apenas, uma vez que em simulação com o elemento Storage o primeiro dia considera bateria carregada.



Fonte: Autoral, 2019.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através do progresso da tecnologia fotovoltaica pesquisadores e estudiosos têm demonstrado interesse na aplicação de conhecimentos afim de proporcionar inovação tecnológica em inúmeras aplicações de engenharia elétrica. Esses avanços possibilitam o crescimento econômico e colocam sistemas com geração distribuída como tendência de sucesso no setor de energias.

Por meio da metodologia foi possível traçar e elaborar uma proposta de avaliação para o estudo de caso da Escola Eduardo Vargas, foram analisados diversos aspectos em dimensionamento de geração distribuída até o lado socio econômico. Esse estudo é de suma importância para segurança e responsabilidade com normas técnicas.

Foram obtidos resultados satisfatórios em todos os âmbitos de estudo, sendo possível verificar a viabilização de tarifas diferenciadas e impacto na rede elétrica através do software OpenDss.

Para clientes que esperam enquadrar-se na tarifa branca e visam resultados ainda melhores, é indicado uma mudança de hábitos em relação ao uso da energia com deslocamento de carga para horários de tarifa reduzida é visto como a melhor solução para diminuir o valor da fatura final.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros é sugerido:

- Estudo orçamentário para sistemas fotovoltaicos, bem como dimensionamento de fiação e condutos no projeto da escola Eduardo Vargas.
- Simulação com outros tipos de grupos consumidores, para análise de tarifas diferenciadas e impacto das novas gerações na rede elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT NBR 16149. Sistemas fotovoltaicos (FV)- Características de Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição. Publicado em Brasil, Rio de Janeiro no ano de 2013.
- Accácio R., Moysés R e Pelielo G., Smart Grids Redes Inteligentes, Departamento de Engenharia Eletrônica e Computação da Escola Politécnica UFRJ, 2016.
- AGEPOC, Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes – Uma abordagem para Reconfiguração de Rede, primeira edição, 2015.
- ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional”. PRODIST –Módulo 8- Qualidade da Energia Elétrica, publicado em 2017. Acesso em maio de 2018.
- ANEEL “Tarifa Branca”. Available em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> , publicado em 2015. Acesso em maio de 2018.
- BLANCO M. Z., Documentação de teste Baseado na Norma IEEE 829 – estudo de caso: “Sistema de Apoio a Tomada de Decisão”. T.I.S. São Carlos v.1, n.1, p. 91-97, jul 2012.
- BRUCKE P., Reactive Power Control in Utility Requirements and PV Inverter Capabilities - Scale PV, 2014.
- CHIA, C. M. I., Interface de Gestão Ativa de Consumo de Energia Elétrica para Smart Grids, Universidade Federal do Paraná, Curitiba-PR 2011.
- COP21 PARIS (2015). Disponível em: <http://www.cop21paris.org/> Acesso em 29 de junho de 2018.
- COPETTI, J. B. e MACAGNAN M. H., Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos, ABENS- Associação Brasileira de Energia Solar, Fortaleza, Fortaleza, Brasil- 11 de abril de 2007.
- ENGIE, Energia Solar em Números. Maior produtora independente de energia no mundo, publicado em 2016. Disponível em: <http://minhaenergiasolar.com.br/agradecimento/materiais/ebook-energia-solar-em-numeros-vale-a-pena.pdf>. Acesso em: jun de 2018.
- FRONIUS, Empresa de tecnologia inteligente de geração e gerenciamento, por Santana L para o renomado site de energia fotovoltaica do Brasil, Blue Sol em 17 de janeiro de 2017. Disponível em: <http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-funciona-a-noite>. Acesso: junho de 2018.
- Hogan J. D., Dinâmica Populacional e Mudança Ambiental: Cenário para o Desenvolvimento Brasileiro, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, dezembro de 2007.
- IEEE Periodicals: Transactions/Journals Department, IEEE Editorial Style Manual. Piscataway, NJ USA: IEEE, 2014, p. 52 [Online]. Available: http://www.ieee.org/documents/style_manual.pdf, acesso em 15 maio de 2018.
- Katiraei F., Irvani R., Hatziargyriou N., and A. Dimeas, “Microgrids management,” Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, 2008.
- LEMOS P. I., Medidor de Energia para Avaliação da Adesão à Tarifa Branca em Smart Grids, Pontifícia Universidade Católica (PUC), 2017.
- LEONE A. S., NETO P.D.B. e JUNIOR J.A.V., Study of Voltage Profile in Distribution Network using the Reactive Power Control in Distributed Generation, Universidade Federal do Paraná- UFP, 2006.
- LIMA, R. Redes Neurais Artificiais Aplicadas no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro, 2007. 103 p.
- MARTINS R. F., Abreu S.L.- Mapeamento dos Recursos de Energia Solar no Brasil, XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia, Flórida 2006. Evento Realizado no Brasil, Florianópolis 2006.
- MACHIAVELLI, J. A., Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para Gerenciamento da Curva de Carga, Universidade Federal do Pampa, 2018.
- OILIVEIRA, S. A., Fundamentos de Meteorologia e Climatologia, Universidade Federal do Recôncavo da Bahia, Julho de 2007.
- Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030): ano base 2016. Brasília: EPE, 2007.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.
- RADATZ, Paulo Ricardo Radatz de. Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS. 2015. 191 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

Relatório da Situação Mundial em Energias Renováveis (REN) 2016 - Global Status Report. Paris: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2016. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/11/REN21_GSR2016_KeyFindings_port_02.pdf . Acesso em: jun.2018.

RIBEIRO, L.C., SCHUMANN, J.P.O., BONATTO, B.D., Voltage Control Simulations in Distribution Systems with High Penetration of PVs Using the OpenDSS. Universidade Federal de Itajubá, 2018.

Tidwell, J. W., Weir, A. D. "Renewable Energy Resources". Abingdon: Taylor & Francis Group, 2006.

Web site da Blue Sol, site online com notícias atuais de energia solar fotovoltaica, SANTANA L., 17 de janeiro de 2017. Available: <http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-funciona-a-noite>, acesso em 25 de maio de 2018.

Web site da Prime Energy, Empresa que antecipa às tendências de mercado e otimiza os resultados no modo a garantir o menor custo R\$/kWh. Publicado em 20 de setembro de 2016. Available: <https://www.primeenergy.com.br/noticias/tarifa-branca-foi-aprovada-pela-aneel-para-comecar-em-2018>, figura da comparação das Tarifas Convencional e Tarifa Branca. Acesso, 10 junho de 2018.