

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

THOBIAS EDUARDO JOHANN

**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ALTERNATIVOS DE ENERGIA
APLICADOS A UMA ESTAÇÃO RETRANSMISSORA DE TELEVISÃO DIGITAL**

São Leopoldo

2018

THOBIAS EDUARDO JOHANN

**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ALTERNATIVOS DE ENERGIA
APLICADOS A UMA ESTAÇÃO RETRANSMISSORA DE TELEVISÃO DIGITAL**

Projeto de Pesquisa apresentado como
requisito parcial para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica, pelo
Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade do Vale do Rio dos Sinos -
UNISINOS

Orientador: Prof. MSc Leonel Augusto Calliari Poltosi

São Leopoldo

2018

AGRADECIMENTOS

Este trabalho representa a conclusão de uma jornada de quase uma década de muito esforço, empenho e dedicação. Porém tudo isso não foi construído sozinho. Por esse motivo é necessário agradecer a todos que de alguma forma contribuíram para tornar tudo isso fosse possível.

À minha família, que desde o início me proporcionou uma ótima formação educacional e me incentivou a superar todos os desafios.

À minha amável namorada Marina, que sempre acreditou no meu potencial. Fazendo-me sonhar com os melhores resultados quando os desafios eram cada vez maiores. Pela paciência e compreensão durante os momentos mais turbulentos, prestando apoio e carinho nesse período.

Aos professores que transmitiram uma parcela de seus conhecimentos ao longo de minha formação. Desde o ensino fundamental cursado na Escola Estadual 10 de Setembro, passando pela Fundação Liberato, a partir de onde meus conhecimentos se expandiram exponencialmente. Ao período na faculdade SATC em Criciúma, até finalmente a Unisinos. Em especial ao MSc. Leonel Augusto Calliari Poltosi, que mais do que orientar este trabalho, foi um grande entusiasta e incentivador para que fosse possível atingir os objetivos. Suas sugestões e os ensinamentos transmitidos contribuíram muito para este trabalho e para minha formação.

Aos colegas de trabalho, por toda experiência e conhecimento compartilhado ao longo desses anos, pela convivência e contribuição na minha carreira profissional.

Aos amigos do São Beijado, com os quais compartilho a muitos anos os mais diversos momentos de descontração, risadas, vitórias e derrotas.

Enfim, a todas as pessoas que de alguma maneira contribuíram e fizeram parte desta caminhada.

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise de confiabilidade de diversos sistemas de energia aplicados a uma estação retransmissora de televisão (RTV). Tendo em vista que o principal causador de indisponibilidade de uma RTV é a falta de energia elétrica para alimentar os equipamentos, a proposta deste trabalho é contribuir para o aumento de confiabilidade do sinal transmitido. Primeiramente é realizada a análise de falhas da rede de distribuição de energia em estações retransmissoras de televisão digital no estado. Estas indisponibilidades de energia são modeladas quanto à duração e tempo entre as falhas. O uso da técnica de Monte Carlo neste projeto reproduz aleatoriamente as falhas de energia conforme sua respectiva distribuição de probabilidade. Para cada momento de falha é avaliada a contribuição das fontes alternativas de energia utilizando os dados de irradiância solar, temperatura e velocidade dos ventos. O sistema implementado em Matlab/Simulink[®] é executado sempre que ocorre uma falha no fornecimento de energia. As falhas aleatórias são geradas por um *script* no Matlab[®] e verificam ao longo de um ano o tempo em que a RTV ficou indisponível. Variações na topologia do sistema são empregadas para então obter a disponibilidade média do sinal transmitido ao longo do ano para cada caso. Ao fim, é realizada uma comparação entre os casos analisados para verificar a contribuição de cada componente na confiabilidade do sistema. O método proposto permite um embasamento técnico no que se refere ao aporte de investimento em fontes alternativas de energia e armazenamento de forma a atender os requisitos funcionais da operação de uma RTV. Dentre os estudos realizados, foi possível identificar que os sistemas alternativos, eólico e solar, contribuem significativamente na confiabilidade do sistema. Porém, quando avaliado o investimento necessário para implantação, a rede elétrica com um banco de armazenamento de grande capacidade mostrou-se o sistema mais indicado para aplicação em estação retransmissora de televisão digital.

Palavras-chave: Estação Retransmissora de TV Digital. Disponibilidade. Confiabilidade. Energia Solar Fotovoltaica. Energia Eólica. Simulação de Monte Carlo.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama em blocos do Transmissor Tecsys TS6200.....	19
Figura 2 - Modulações QPSK, 64QAM e 16QAM.....	20
Figura 3 - Reforçador de sinal (<i>Gap Filler</i>)	23
Figura 4 - Bateria ventilada FVLA	25
Figura 5 - Bateria regulada por válvula (VRLA).....	26
Figura 6 - Exemplo de carga periódica.....	27
Figura 7 - Sistema CA simples	31
Figura 8 - Sistema CA com GMG.....	32
Figura 9 - Sistema CC.....	32
Figura 10 - Sistema CA/CC com dupla conversão	33
Figura 11 - Sistema CA/CC com dupla conversão e by-pass	33
Figura 12 - Estrutura básica de uma célula solar fotovoltaica	38
Figura 13 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica.....	39
Figura 14 - Sistema fotovoltaico autônomo	42
Figura 15 - Sistema fotovoltaico conectado à rede	43
Figura 16 - Sistema híbrido de geração de energia	47
Figura 17 - Diferenças entre métricas de falha.....	49
Figura 18 - Diagrama de blocos de um sistema série	51
Figura 19 - Diagrama de blocos de arranjos em paralelo (a) puro (b) com <i>standby</i> ..	52
Figura 20 – Diagrama da Metodologia	53
Figura 21 - Proposta de sistema híbrido de energia.....	58
Figura 22 - Aerogerador Eletrovento ELV-H3.1 - 1 kW	59
Figura 23 - Índice de radiação solar anual	66
Figura 24 - Diagrama completo do Simulink®	68
Figura 25 - Bloco de carga com potência constante	70
Figura 26 - Bloco Retificador / Flutuador.....	70
Figura 27 - Bloco do sistema fotovoltaico.....	71
Figura 28 - Configuração do <i>PV Array</i>	72
Figura 29 - Bloco do sistema eólico	73
Figura 30 - Bloco do tempo de indisponibilidade.....	73
Figura 31 - Configuração do banco de baterias	74

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano.	37
Gráfico 2 - Curva característica I-V de uma célula solar	39
Gráfico 3 - Curva de potência do aerogerador Eletrovento ELV-H3.1 - 1 kW	45
Gráfico 4 - Distribuição de Weibull	46
Gráfico 5 - Curva I-V Painel Solar Canadian CSI CS6K-270P	59
Gráfico 6 – Tempo para a falha.....	62
Gráfico 7 - Histograma de TTF.....	62
Gráfico 8 - Duração das falhas.....	63
Gráfico 9 - Histograma de TTR	64
Gráfico 10 - Histograma da velocidade dos ventos	67
Gráfico 11 - Curva de potência do aerogerador	67
Gráfico 12 – Resultados de disponibilidade dos casos analisados	79
Gráfico 13 – Comparativo entre os casos	79
Gráfico 14 - Investimento x Disponibilidade	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise do tempo entre as falhas (TTF)	61
Tabela 2 - Análise da duração das falhas (TTR)	63
Tabela 3 – Resultados dos tempos de indisponibilidade das simulações	77
Tabela 4 – Resultados do percentual de disponibilidade das simulações.....	78
Tabela 5 - Probabilidade de sucesso de cada componente	80
Tabela 6 – Comparação das probabilidades Simuladas x Calculadas.....	81
Tabela 7 - Custos dos equipamentos.....	81

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATS	Chave de Transferência Automática (<i>Automatic Transfer Switch</i>)
BJT	Transistor de Junção Bipolar (<i>Bipolar Junction Transistor</i>)
BT	Baixa Tensão
BTS	Fluxo de Transporte de Transmissão (<i>Broadcast Transport Stream</i>)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FI	Frequência Intermediária
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FV	Fotovoltaico
FVLA	Bateria de Chumbo-ácido de Ventilação Livre (<i>Free Vented Lead Acid</i>)
GPRS	Serviço de Rádio de Pacote Geral (<i>General Packet Radio Service</i>)
GSM	Sistema Global para Comunicações Móveis (<i>Global System for Mobile Communications</i>)
GTO	Tiristor de Desativação da Porta (<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>)
HD	Alta Definição (<i>High Definition</i>)
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
IP	Protocolo de Internet (<i>Internet Protocol</i>)
ISDB-t	Serviços Integrados de Radiodifusão Digital Terrestre (<i>Integrated Services Digital Broadcasting – Terrestrial</i>)

LD MOS	MOSFET Difuso Lateral (<i>Laterally Diffused MOSFET</i>)
MFN	Rede Multi-frequências (<i>Multi Frequency Network</i>)
MOSFET	Transistor de Efeito de Campo do Semicondutor do Óxido de Metal (<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>)
MT	Média Tensão
MTBF	Tempo Médio entre Falhas (<i>Mean Time Between Failures</i>)
MTTF	Tempo Médio para a Falha (<i>Mean Time To Failure</i>)
MTTR	Tempo Médio para Reparo (<i>Mean Time To Repair</i>)
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
NiCd	Níquel-Cádmio
OFDM	Multiplexação de Divisão de Frequência Ortogonal (<i>Orthogonal Frequency Division Multiplexing</i>)
Prodíst	Procedimentos de Distribuição
PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
QAM	Modulação de Amplitude em Quadratura (<i>Quadrature Amplitude Modulation</i>)
QPSK	Chaveamento de Mudança de Fase em Quadratura (<i>Quadrature Phase Shift Keying</i>)
RF	Radiofrequência
RTV	Estação Retransmissora de TV
SCR	Retificador Controlado de Silício (<i>Silicon Controlled Rectifier</i>)
SNMP	Protocolo Simples de Gerenciamento de Rede (<i>Simple Network Management Protocol</i>)
SOC	Estado da Carga (<i>State of Charge</i>)
TCP	Protocolo de Controle de Transmissão (<i>Transmission Control Protocol</i>)
TRIAC	Triodo para Corrente Alternada (<i>Triode for Alternating Current</i>)
UHF	Ultra Alta Frequência (<i>Ultra High Frequency</i>)
UR	Unidade Retificadora
VCO	Oscilador Controlado por Tensão (<i>Voltage-Controlled Oscillator</i>)
VHF	Frequência Muito Alta (<i>Very High Frequency</i>)
VRLA	Bateria de Chumbo-Ácido Regulada por Válvula (<i>Valve Regulated Lead Acid</i>)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 TEMA	12
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	13
1.3 PROBLEMA	13
1.4 OBJETIVOS	13
1.4.1 Objetivo Geral	13
1.4.2 Objetivos Específicos	14
1.5 JUSTIFICATIVA	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1 TRANSMISSÃO DE TV TERRESTRE	16
2.1.1 Estação Geradora de Televisão ou Emissora de Televisão	16
2.1.2 Estação Retransmissora de Televisão	17
2.1.3 Transmissor de TV Digital	18
2.1.3.1 Modulação.....	19
2.1.3.2 Amplificação	21
2.1.3.3 Supervisão	22
2.1.4 Reforçador de Sinal (<i>Gap Filler</i>)	22
2.2 BANCO DE ESTOCAGEM DE ENERGIA.....	23
2.2.1 Bateria	23
2.2.1.1 Baterias de Chumbo-ácido	25
2.3 RETIFICADOR	26
2.4 CONTROLADOR DE CARGA.....	27
2.5 INVERSORES.....	28
2.6 CHAVE DE TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA	29
2.7 SISTEMA SUPERVISÓRIO	30
2.7.1 Telemetria	30
2.8 SISTEMAS DE ENERGIA EM TELECOMUNICAÇÕES	31
2.8.1 Sistema CA Simples	31
2.8.2 Sistema CA com GMG	31
2.8.3 Sistema CC	32
2.8.4 Sistema CA/CC com Dupla Conversão	32
2.8.5 Sistema CA/CC com Dupla Conversão e By-pass	33

2.9 REDE ELÉTRICA DE ENERGIA.....	34
2.9.1 Distribuição de Energia Elétrica	34
2.9.2 Indicadores de Continuidade de Energia Elétrica	35
2.10 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	36
2.10.1 Célula Fotovoltaica.....	37
2.10.1.1 Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica	38
2.10.1.2 Curva Característica I-V	39
2.10.2 Módulos Fotovoltaicos	41
2.10.3 Sistemas Fotovoltaicos	41
2.10.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos.....	41
2.10.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	42
2.11 ENERGIA EÓLICA	43
2.12 SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA ELÉTRICA	46
2.13 CONFIABILIDADE	47
2.13.1 Medidas de Confiabilidade	48
2.13.2 Análise de Sistemas Série-Paralelo.....	50
2.13.2.1 Sistemas Série	50
2.13.2.2 Sistemas Paralelo.....	51
2.13.2.3 Sistemas Mistos	52
3 METODOLOGIA	53
3.1 AQUISIÇÃO DE DADOS.....	54
3.1.1 Disponibilidade da Rede Elétrica	54
3.1.2 Índices de Radiação Solar	55
3.1.3 Condição dos Ventos.....	56
3.2 PROPOSTA DE TOPOLOGIA DO SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA	57
3.3 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS	58
3.3.1 Gerador Eólico.....	59
3.3.2 Gerador Solar	59
3.4 SIMULAÇÕES.....	60
4 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS	61
4.1 AQUISIÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS.....	61
4.1.1 Disponibilidade da Rede Elétrica	61
4.1.1.1 Tempo para a falha (TTF)	61
4.1.1.2 Duração das falhas (TTR)	63

4.1.1.3 Distribuição de probabilidade das falhas da rede	64
4.1.2 Disponibilidade da Geração Fotovoltaica	65
4.1.3 Disponibilidade da Geração Eólica.....	66
4.2 SIMULAÇÃO	68
4.2.1 Bloco de Carga com Potência Constante	69
4.2.2 Bloco Retificador / Flutuador	70
4.2.3 Bloco do Sistema Fotovoltaico	71
4.2.4 Bloco do Sistema Eólico.....	72
4.2.5 Bloco do Tempo de Indisponibilidade.....	73
4.2.6 Bloco do Banco de Baterias.....	74
4.2.7 Script do Matlab®	75
4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS	76
4.3.1 Investimento para implantação.....	81
5 CONCLUSÃO	83
5.1 TRABALHOS FUTUROS	84
REFERÊNCIAS.....	85
APÊNDICE A – PROGRAMA.....	87
APÊNDICE B – SIMULAÇÕES	90

1 INTRODUÇÃO

A TV é o meio de comunicação em massa predominante entre os brasileiros. Segundo a Pesquisa Brasileira de Mídia, levantamento que busca conhecer os hábitos de consumo de mídia da população brasileira, a TV é o meio preferido de 63% dos brasileiros para se informar. Por razões culturais ou financeiras, a televisão é uma das principais formas de entretenimento da população, pois leva informação e cultura de forma gratuita. Conforme dados do IBGE, a televisão estava presente em 97,1% dos 67 milhões de domicílios brasileiros em 2015.

Atualmente o Brasil está passando pela maior mudança nesta área desde a chegada da TV em cores. O padrão analógico de TV está sendo substituído pelo padrão de TV Digital, que possui maior qualidade de áudio e vídeo além de novos recursos. As transmissões de TV Digital iniciaram no Brasil em São Paulo no dia 2 de dezembro de 2007. Em Porto Alegre, o novo padrão começou a ser transmitido em novembro de 2008. Atualmente, a maior emissora de televisão do Rio Grande do Sul conta com 71 estações de TV Digital no estado.

É grande o desafio para a digitalização nos próximos anos. Por se tratar de pequenas cidades que ainda faltam ser digitalizadas, é necessário um número maior de estações para atingir uma população significativa. Em paralelo ao processo de digitalização, ocorre o desligamento da televisão analógica (switch-off). Regulamentado pela portaria nº378, de janeiro de 2016, o desligamento do sinal analógico ocorre por etapas em todo o Brasil. Na região de Porto Alegre o desligamento do sinal analógico ocorreu no dia 15 de março de 2018.

É importante salientar que a migração do sistema analógico para digital não pode afetar nenhuma camada da população, pois a televisão funciona como um importante fator de integração social. Com o desligamento da TV analógica, o sinal digital passa a ter a responsabilidade de entregar conteúdo com qualidade. A disponibilidade do sinal é fundamental neste processo e a nova tecnologia precisa ganhar a confiança da população.

1.1 TEMA

Com o desligamento do sinal analógico de televisão, a TV Digital vem ganhando cada vez mais importância entre os meios de comunicação em massa no

Brasil. No entanto, esta nova tecnologia ainda tem algumas barreiras a serem quebradas. Além da qualidade de vídeo e áudio superior ao padrão analógico, o sinal digital deve mostrar-se estável e confiável no que se refere à disponibilidade. Esta é uma forma do telespectador adquirir confiança no novo padrão de TV.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

A proposta deste trabalho é contribuir para o aumento de confiabilidade e disponibilidade do sinal digital de uma Estação Retransmissora de Televisão (RTV). Tendo em vista que o principal causador de indisponibilidade do sinal em uma estação é a falta de energia elétrica para alimentar os equipamentos de transmissão. Torna-se necessário buscar alternativas que possam ser aplicadas em estações retransmissoras a fim de ter energia disponível sempre que esta for demandada. O método proposto permite um embasamento técnico no tocante ao aporte de investimento em fontes alternativas de energia, de forma a atender os requisitos funcionais de manutenção da operação.

1.3 PROBLEMA

Como a inclusão de fontes alternativas de energia pode influenciar na confiabilidade e disponibilidade de um sinal digital de uma estação retransmissora de televisão.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

Analisar a contribuição de sistemas alternativos e capacidade de armazenamento de energia na confiabilidade de uma estação retransmissora de televisão digital.

1.4.2 Objetivos Específicos

- a) Coletar dados de disponibilidade da rede elétrica, índices de radiação solar e velocidade dos ventos para uma determinada estação ou grupo de estações;
- b) Dimensionar um sistema de geração de energia fotovoltaica e/ou eólica;
- c) Modelar os índices de falha de cada fonte de energia para geração aleatória conforme distribuição de probabilidade.
- d) Realizar simulações de operação do sistema com diversas configurações de fontes e armazenamento de energia;
- e) Avaliar a contribuição das fontes alternativas de energia para a confiabilidade do sistema e disponibilidade do sinal digital da estação retransmissora.

1.5 JUSTIFICATIVA

Com o desligamento da TV analógica aberta, o sinal digital passa a ter a responsabilidade de entregar conteúdo com qualidade de forma estável e confiável a toda população. A disponibilidade do sinal é fundamental neste processo. A nova tecnologia ainda busca ganhar a confiança da população.

O principal causador de indisponibilidade do sinal em uma estação é a falta de energia elétrica para alimentar os equipamentos de transmissão. Pensando nisso, este projeto busca responder como a inclusão de fontes alternativas de energia pode influenciar na confiabilidade e disponibilidade de um sinal digital de uma estação retransmissora de televisão.

O aumento da confiabilidade de uma estação de TV traz benefícios para a população de modo geral. Visto que o telespectador terá disponível de forma gratuita conteúdo de qualidade que traz informação, cultura e entretenimento.

Não é possível mensurar o prejuízo de uma indisponibilidade em uma estação retransmissora, isso porque não há nenhuma penalidade aplicada pelo órgão responsável (ANATEL), pelo tempo em que a RTV permanece sem transmitir o seu sinal. Porém, algumas metas são aplicadas, assim como a cobrança dos telespectadores e anunciantes por manter o sinal disponível.

Metas de disponibilidade são aplicadas aos técnicos responsáveis pela manutenção das estações retransmissoras de TV. Emissoras afiliadas a grandes grupos de televisão são responsáveis pela distribuição do conteúdo produzido. Algumas exigências técnicas como manutenção preventiva, sistema supervisor e equipamentos para suprir falta de energia são solicitadas em contrato como forma de garantir maior disponibilidade do conteúdo produzido.

Os anunciantes são os clientes de um canal de televisão, e visto que o sinal é distribuído de forma gratuita, são os anunciantes que investem em comerciais e marketing injetando recursos financeiros neste que ainda é o maior meio de publicidade e propaganda. Ao investir em uma propaganda, o anunciante espera que seu comercial seja vinculado em toda a rede de televisão contratada. Assim, a audiência, a abrangência e a confiabilidade de uma estação de TV são fatores decisivos na escolha da rede de televisão que o anunciante irá contratar, a fim de que seu produto alcance seu público alvo.

Atualmente a utilização de fontes de energia alternativa em RTVs limita-se ao uso de *no-breaks* e geradores de combustível fóssil. Além dos custos envolvidos com a manutenção destes equipamentos que exigem manutenção periódica e abastecimento de combustível, os geradores são prejudiciais ao meio ambiente. A queima de combustível derivado do petróleo lança na atmosfera dióxido de carbono e diversos outros poluentes que causam doenças respiratórias. A queima de combustível fóssil também é responsável por elevar a temperatura do planeta, contribuindo para o efeito estufa.

A utilização de energias renováveis como eólica e solar, além de contribuir com o meio ambiente, não necessitam de manutenção periódica com a mesma frequência que geradores a diesel. Para instalação do sistema eólico e/ou solar, é necessário um investimento inicial, porém a utilização destes sistemas gera uma economia na conta de energia elétrica. Ao longo dos anos, esta tecnologia irá trazer retorno financeiro a quem investe neste tipo de geração.

Tendo em vista a grande importância que o sinal digital apresenta no novo cenário de mídia brasileiro, é fácil reconhecer que a disponibilidade é um fator decisivo para o telespectador. Assim, torna-se importante fazer a análise de confiabilidade de um sistema onde não pode haver falta de energia elétrica, visando maior disponibilidade do sinal transmitido por uma estação retransmissora de televisão digital.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem por finalidade apresentar os principais conceitos relacionados aos assuntos abordados neste trabalho e os conhecimentos básicos acerca do tema.

2.1 TRANSMISSÃO DE TV TERRESTRE

O sistema de televisão terrestre convencional constitui-se de um sistema de radiodifusão, *Broadcasting*, no qual um único transmissor emite sinais modulados de sons e imagens que serão recebidos por vários receptores, o qual é conhecido como TV aberta. A canalização é responsável pela divisão do espectro destinado a estes serviços. Os canais são distribuídos para as emissoras de TV de tal forma que um canal não interfira no outro. O canal ocupa uma banda de 6MHz dentro do espectro eletromagnético.

A TV aberta no Brasil utiliza o espectro de frequências da faixa de VHF (*Very High Frequency*, canais 2 ao 13) e UHF (*Ultra High Frequency*, canais 14 ao 68). Porém, a faixa do canal 52 ao 68 será destinada aos serviços de telecomunicações de 4G, assim que ocorrer o processo de digitalização dos canais de TV, conforme resolução da ANATEL nº625 de 2013. O órgão responsável pela legislação e outorga dos canais de televisão no Brasil é a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL).

O padrão escolhido para televisão digital no Brasil é o sistema ISDB-t (*Integrated Services Digital Broadcasting – Terrestrial*) com a modulação BST-OFDM (*Band Segmented Transmission – Orthogonal Frequency Division Multiplexing*) baseado no padrão Japonês. Para a transmissão digital terrestre são utilizados os canais da faixa de UHF.

2.1.1 Estação Geradora de Televisão ou Emissora de Televisão

Uma estação geradora ou emissora de televisão é uma organização, companhia ou empresa que gera, processa e transmite sinais modulados de sons e imagens por radiodifusão. A Emissora de TV também é chamada de Geradora, pois produz conteúdo audiovisual e por meio de um transmissor e uma antena transmite

aos seus telespectadores. A Geradora de determinado canal de TV, é onde abriga seus estúdios e equipamentos necessários ao seu funcionamento.

O termo “estação de televisão” geralmente é utilizado para se referir a estações de TV aberta, e não a estações transmissoras de televisão a cabo ou televisão via satélite.

De acordo com ANATEL, Resolução 284 (2001, p.06),

É o conjunto de equipamentos, dispositivos e instalações acessórias, destinado a gerar, processar e transmitir sinais modulados de sons e imagens.

2.1.2 Estação Retransmissora de Televisão

As emissoras de TV sempre buscam cobrir a maior área povoada possível com seu sinal, a fim de atingir o maior número de telespectadores, aumentando sua cobertura efetiva. Porém, devido ao relevo e a distância, o sinal principal de uma emissora de televisão não é capaz de cobrir determinadas áreas povoadas. Deste modo, para complemento de cobertura da emissora foram criadas as Estações Retransmissoras de TV (RTVs) para cobrir locais aonde o seu sinal principal não chega. É importante salientar que uma RTV não produz conteúdo algum, apenas retransmite o sinal proveniente da geradora.

Assim como uma emissora, as RTVs possuem essencialmente um transmissor e uma antena, além de outros dispositivos e acessórios para o seu funcionamento. Porém, as estações retransmissoras não geram nenhum conteúdo, apenas retransmitem imagens e sons para determinada localidade onde estão instaladas, com o intuito de expandir a cobertura da emissora.

De acordo com ANATEL, Resolução 284 (2001, p.06),

É o conjunto de equipamentos transmissores e receptores, além de dispositivos, incluindo as instalações acessórias, capaz de captar sinais de sons e imagens e retransmiti-los para recepção, pelo público em geral, em locais não atingidos diretamente pelos sinais da estação geradora de televisão ou atingidos em condições técnicas inadequadas (ANATEL, Resolução 284, 2001).

O sinal a ser transmitido pode ser enviado à estação retransmissora por meio de enlaces de micro-ondas, enlaces de VHF/UHF, fibra ótica ou por satélite.

Para o sistema analógico de televisão, cada estação utiliza um canal diferente para transmissão e retransmissão em determinada região, ou seja, o canal utilizado pela geradora não poderia ser o mesmo canal da estação retransmissora. Assim, a faixa de frequência referente a um canal, em qualquer área, deveria ser coberta apenas por um único sinal. Isso ocorre devido às características de modulação do sinal analógico e a dificuldade de se construir filtros simples, então se adotou uma rede de multifrequências (MFN) para sistemas de televisão.

Com a chegada do sistema digital de TV, cada estação, geradora ou retransmissora, necessitaria de outro canal para transmitir na nova tecnologia, tornando a disputa por canais vagos em grandes centros populacionais ainda maior. Porém, as características de modulação do sistema digital, permitindo a operação em frequência única (*Single Frequency Network* ou SFN), ajudaram na solução deste problema. As características do sinal digital ISDB-t permitem que um sinal seja recebido e retransmitido exatamente no mesmo canal. Para o telespectador, a recepção de sinais de diferentes estações no mesmo canal, desde que sincronizadas dentro de um intervalo de tempo, podem se tornar uma interferência construtiva, ajudando na recepção do sinal. Para o bom funcionamento de uma rede SFN, é necessário o perfeito sincronismo entre as estações. Devido a necessidade de equipamentos dedicados para sua sincronização, a instalação de redes SFN tem custos elevados quando comparados aos de uma estação reforçadora de sinal (*Gap-Filler*).

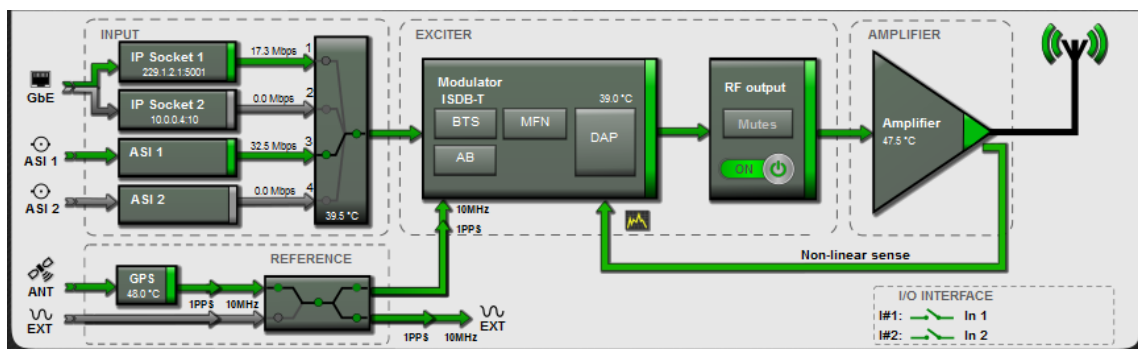
2.1.3 Transmissor de TV Digital

O Transmissor é o equipamento fundamental em uma estação retransmissora. No caso do transmissor digital, ele é o responsável pelo tratamento do sinal, modulação e amplificação, conforme diagrama em blocos da Figura 1. Na grande maioria dos equipamentos, o receptor de sinal fica embutido ao transmissor, seja recepção por enlace de UHF, satélite ou IP. Independente do meio de recepção, o sinal que entra em um transmissor é conhecido como *Broadcast Transport Stream* (BTS). Este sinal possui em sua grande maioria, dois serviços disponíveis, o *High Definition* (HD) e *Low Definition* (*One-seg*). A classificação *one-seg* é destinada aos receptores do tipo portátil, especialmente recomendados para telas de exibição de dimensões reduzidas, enquanto o HD é destinado às telas

maiores devido a sua alta resolução. Para cada um dos serviços disponíveis, o BTS carrega as informações de vídeo, canais de áudio, *closed caption*, interatividade, além de informações sobre modulação, dados da estação geradora, canal e tabelas necessárias para a transmissão e decodificação do sinal por parte do receptor (ABNT NBR 15601, 2007).

A taxa do BTS padrão é 32,5079365 Mbps, divididos em pacotes de 204 bytes. Para o transporte do BTS em rádios de micro-ondas, satélite ou fibra-óptica costuma-se comprimir o sinal descartando os pacotes nulos, visto que a taxa útil de um BTS varia entre 10 e 17 Mbps dependendo da compressão de vídeo utilizada.

Figura 1 - Diagrama em blocos do Transmissor Tecsys TS6200



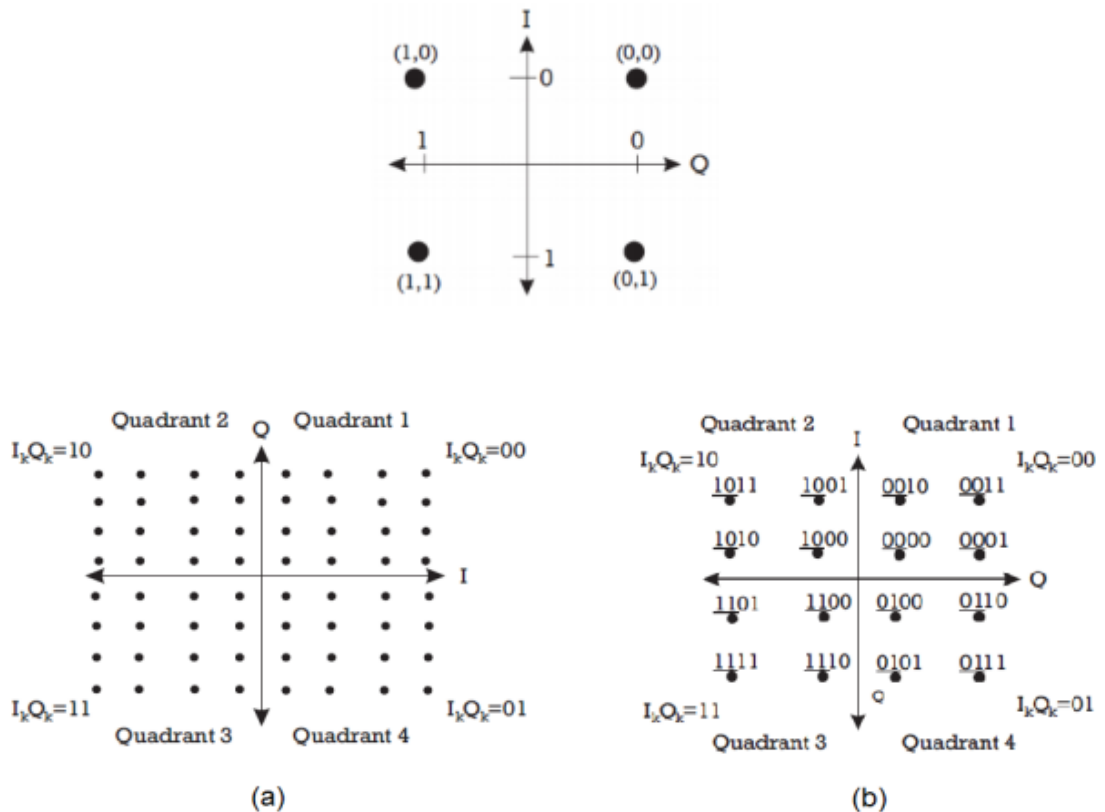
Fonte: TECSYS (2012, p. 20).

2.1.3.1 Modulação

A modulação de sinais digitais ocorre de diversas maneiras com técnicas distintas, onde a informação é inserida numa portadora de sinais. Numa transmissão convencional analógica, os símbolos são enviados em sequência através de uma única portadora, que ocupa toda faixa de frequências disponível. Para a transmissão digital utiliza-se a técnica de Multiplexação por Divisão de Frequências Ortogonais (OFDM). Esta consiste na transmissão paralela de dados em diversas subportadoras moduladas em PSK (*Phase Shift Keying*) ou Modulação de Amplitude em Quadratura (QAM), possibilitando a diminuição das taxas de transmissão por subportadoras. A redução na taxa de transmissão e o correspondente aumento na duração dos símbolos transmitidos implicam numa diminuição da sensibilidade à seletividade em frequência (dispersão no tempo) causada por multipercurso (Pinto e Albuquerque, 2002).

No Brasil, as modulações mais utilizadas para *broadcasting* do sinal HD são 16-QAM e 64-QAM, onde é possível transmitir quatro e seis bits por símbolo respectivamente. Enquanto a modulação utilizada pelo sinal *one-seg* é a QPSK, mais robusta, porém permite a transmissão de apenas um bit por símbolo. A constelação de cada modulação digital pode ser vista na Figura 2.

Figura 2 - Modulações QPSK, 64QAM e 16QAM



Fonte: Adaptado de ABNT NBR 15601 (2007).

O distanciamento dos bits formadores dos quadrantes é importante para evitar erros de transmissão, por isso, em certos casos prefere-se a modulação 16QAM devido a sua segurança e robustez. Por outro lado, a modulação 64QAM permite a transmissão de um sinal com taxa mais elevada e conseqüentemente maior qualidade de vídeo.

O modulador, presente em um transmissor digital, entrega um sinal em frequência intermediária (FI) para o módulo de *Upconverter*, responsável por converter a FI para uma frequência central de saída na faixa de UHF. Este processo ocorre através de um circuito misturador, que é controlado por um VCO (Oscilador Controlado por Tensão). Uma vez convertido para a frequência de saída, o sinal

passa por um filtro de seguimento UHF e então é amplificado para ajustar o nível e impedância, conforme nível de saída requerido pelo módulo amplificador.

2.1.3.2 Amplificação

O amplificador de potência é um elemento ativo, de natureza predominantemente não-linear, cuja principal função é entregar em sua saída um sinal com amplitude maior que o de entrada. A diferença entre a amplitude de saída e a amplitude de entrada é chamada de ganho do amplificador (DE SOUZA LIMAA e BALESTRASSIB, 2010).

A principal função do amplificador de potência em transmissores de TV é amplificar a saída de RF (radiofrequência) da placa de sinais. Este componente é diretamente responsável pela área de cobertura da estação retransmissora, ou seja, quanto maior a área que se deseja cobrir com a estação, maior é a potência de saída do transmissor.

Normalmente os amplificadores são banda larga, pois operam em toda a banda de frequência UHF. A definição do canal e o controle de potência do amplificador são realizados pela placa de sinais. Os amplificadores devem atender dois requisitos básicos, linearidade e eficiência. De acordo com DE SOUZA LIMAA e BALESTRASSIB (2010, p.03),

Uma questão relevante é a linearidade dos amplificadores de RF. O grau de linearidade de um amplificador pode ser expresso através de sua intermodulação de saída. Quanto mais linear for um amplificador, menores serão as intermodulações em sua saída. Entretanto, para que um amplificador seja comercializado, não basta que o mesmo seja apenas linear, devendo possuir também uma boa eficiência.

Os módulos de potência tipicamente utilizam amplificadores de classe AB de banda larga, porém a eficiência média alcançada é limitada. Uma técnica econômica que tem sido recentemente utilizada em transmissores de TV digital para melhor eficiência é a amplificação Doherty de banda larga. Esta tecnologia de amplificação é capaz de reduzir o consumo de energia do amplificador sem comprometer a linearidade do mesmo, utilizando transistores de potência LDMOS (*Laterally Diffused MOSFET*) (GOUMAS, 2017).

O amplificador de potência ainda deve possuir funções de autoproteção e monitoramento, tais como proteção de alta temperatura e de potência refletida, assim como monitoramento da potência de saída.

2.1.3.3 Supervisão

Os transmissores digitais de televisão, além do acesso local via painel, permitem acesso remoto via interface Ethernet. Assim é possível configurar um endereço IP de gerência para acessar remotamente, via *web browser*, as informações do transmissor e alterar parâmetros do equipamento.

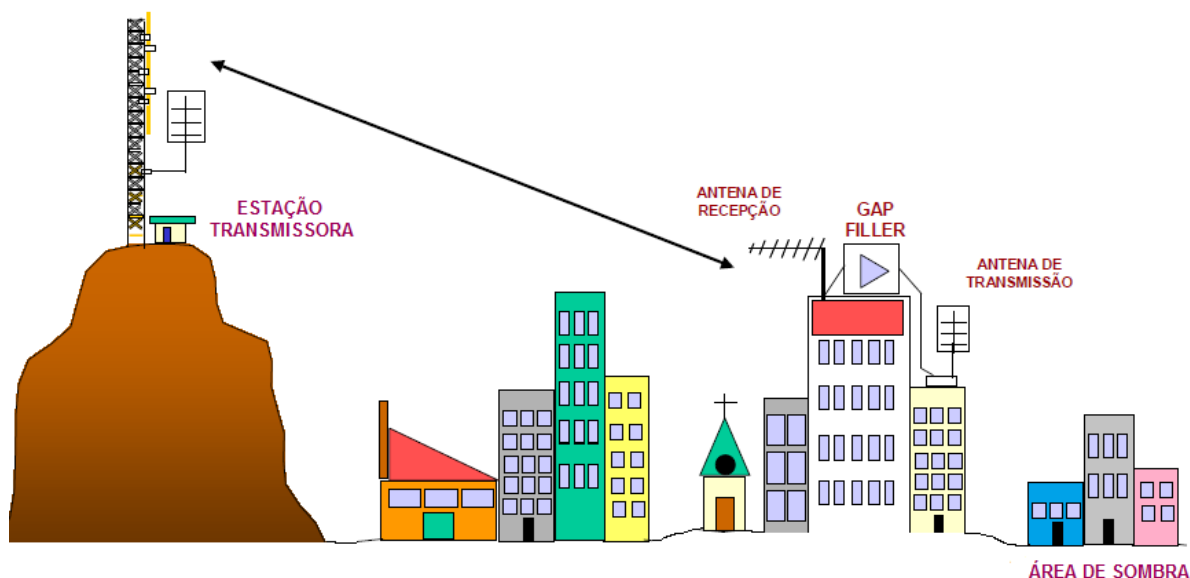
O uso do protocolo SNMP (*Simple Network Management*) facilita no acompanhamento remoto das informações do transmissor e está presente na maioria dos equipamentos de transmissão digital. O SNMP é um protocolo padrão de gerência, bastante simples e em tempo real. Desta forma, é possível monitorar informações de *status*, medidas e alarmes além de enviar comandos ao equipamento.

2.1.4 Reforçador de Sinal (*Gap Filler*)

Semelhante ao transmissor digital, o *Gap Filler* tem a função de receber um sinal e retransmitir para uma determinada área. Porém este apenas recebe um sinal de RF, amplifica e retransmite. O reforçador de sinal, como o nome já diz, tem a função reforçar a cobertura de um determinado canal de TV.

O *Gap Filler* é uma alternativa para cobrir áreas de sombra dentro da área de cobertura de um determinado canal de TV, onde não é possível instalar outro transmissor em outro canal, devido a questões legais.

Possui alguns ajustes para evitar a realimentação do sinal recebido pelo sinal transmitido, chamado de *Echo Canceller*. Além disso, para evitar a realimentação, deve haver um afastamento e isolamento entre as antenas de recepção e transmissão, normalmente apontadas para direções opostas. A Figura 3 mostra um exemplo de aplicação para o reforçador de sinais.

Figura 3 - Reforçador de sinal (*Gap Filler*)

Fonte: Adaptado de LINEAR (2011, p.25).

2.2 BANCO DE ESTOCAGEM DE ENERGIA

O armazenamento de energia vem para suprir duas necessidades para o sistema. Sem armazenamento, a geração deveria atender toda a demanda de energia elétrica, ou seja, a energia seria consumida ao mesmo tempo em que é gerada. Outro ponto é em relação às falhas físicas do sistema que impediriam que a energia gerada chegasse aos pontos de demanda. Isso porque as fontes de energia são instaladas geralmente distantes dos locais onde a energia é consumida (DAROS, 2013).

Ao se utilizar de um banco de estocagem, é possível armazenar a energia quando a produção excede à demanda, e utilizar esta energia quando a demanda é maior que a geração ou quando ocorre uma falha de fornecimento. Na maior parte dos casos, o armazenamento de energia pode ser visto como uma bateria, carregando ou descarregando de acordo com as demandas do sistema elétrico.

2.2.1 Bateria

As baterias, também chamadas de acumuladores eletroquímicos, transformam a energia elétrica em energia potencial química durante o processo de

carga. No processo de descarga ocorre o processo inverso, isto é, a energia acumulada é convertida em energia elétrica.

As baterias são associações em série ou paralelo de células unitárias acumuladoras de energia, o que permite obter os valores de tensões ou correntes elétricas desejados. Uma bateria permite acumular energia, conservá-la e restituí-la mais tarde. Assim, representando uma fonte autônoma de energia (CHAGAS, 2007).

Uma bateria possui dois polos, um positivo (ânodo) e um negativo (cátodo), por onde circula a corrente elétrica. As baterias podem ser acopladas em série ou paralelo formando um banco de baterias para armazenar energia em grandes quantidades. A tensão gerada pelo banco de baterias é contínua, assim como a corrente que circula em um circuito fechado.

As baterias são divididas em duas categorias principais, as primárias são aquelas que não podem ser recarregadas, pois produzem a sua energia a partir de uma reação eletroquímica, geralmente irreversível, o que as inutiliza. As baterias secundárias são aquelas que podem ser recarregadas por uma fonte de alimentação externa (CHAGAS, 2007).

Para análise de um banco de baterias algumas situações são controladas, como a corrente de carga, a corrente de descarga e o SOC (*State of Charge* – ou estado da carga), que é um fator que determina a quantidade de carga da bateria em relação a sua capacidade máxima de armazenamento (BASTOS, 2013). O estado da carga da bateria é 100% para uma bateria totalmente carregada e 0% para uma bateria completamente descarregada. O SOC pode ser calculado através da equação 1, conhecida como “Contagem de Coulomb”.

$$SOC = 100. \left(1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t). dt \right) \quad (1)$$

Onde:

Q é capacidade nominal da bateria [Ah]

$i(t)$ é a corrente de carga ou descarga da bateria [A];

t é o tempo

Na descarga, a medida que a bateria fornece corrente elétrica em sua saída, a diferença de potencial entre seus eletrodos diminui. No processo inverso, a carga,

a passagem de corrente no sentido oposto decompõe a água e as reações químicas são sucedidas por um aumento da diferença de potencial entre os polos da bateria (DAROS, 2013).

2.2.1.1 Baterias de Chumbo-ácido

Existem dois principais tipos de baterias de chumbo-ácido: as ventiladas (FVLA, do inglês *Free Vented Lead Acid*) e as reguladas por válvula (VRLA, do inglês *Valve Regulated Lead Acid*) (CHAGAS, 2007).

As baterias FVLA, como da Figura 4, são as mais comuns dentre as baterias de chumbo-ácido. Possuem a desvantagem de que é necessário o enchimento com água deionizada em intervalos regulares. Por conta da emissão de gases perigosos como o hidrogênio e o vapor de ácido sulfúrico, estas devem ser instaladas em salas exclusivas. Sistemas especiais de controle do ar ambiente e instalação elétrica da iluminação à prova de explosão devem ser usados nestas salas. As baterias estacionárias ventiladas possuem uma vida útil esperada de aproximadamente 12 a 15 anos dependendo da temperatura de armazenamento. Considera-se o fim da vida útil quando a capacidade da bateria atinge 80% da capacidade nominal (CHAGAS, 2007).

Figura 4 - Bateria ventilada FVLA



Fonte: CHAGAS (2007, p. 12).

As baterias VRLA, como da Figura 5, podem ser de eletrólito gel ou eletrólito absorvido nos separadores. Estas baterias permitem a recombinação da maior parte dos gases produzidos durante o seu funcionamento, o que reduz as perdas de água.

Figura 5 - Bateria regulada por válvula (VRLA)



Fonte: CHAGAS (2007, p. 14).

Aplicações estacionárias são os principais usos das baterias VRLA. Com capacidade variando de poucos Ah até vários milhares de Ah, são encontradas em sistemas de telecomunicações e *no-breaks* de diversos tamanhos. Considerada a melhor opção em muitas aplicações devido ao baixo custo e à manutenção reduzida.

Ao contrário das baterias chumbo-ácido ventiladas, as baterias seladas são projetadas para operarem em condições de baixa sobre-tensão, de forma a evitar a formação excessiva de gases durante a carga. A carga em excesso pode sobrecarregar o sistema de recombinação de gases e acentuar a depleção de água (CHAGAS, 2007).

As baterias chumbo-ácido não estão sujeitas ao denominado efeito memória. Pode-se deixar a bateria em carga flutuante por um período de tempo prolongado sem causar nenhum dano. Possui a melhor retenção de carga entre todas as baterias recarregáveis. Enquanto que as baterias NiCd levam três meses para se auto descarregar aproximadamente 40 % da sua energia armazenada, a bateria VRLA leva um período de um ano para a mesma descarga. As baterias VRLA sempre devem ser armazenadas carregadas. Deixar a bateria descarregada causa sulfatação irreversível das placas, uma condição que torna difícil, se não impossível a posterior recarga das mesmas (CHAGAS, 2007).

2.3 RETIFICADOR

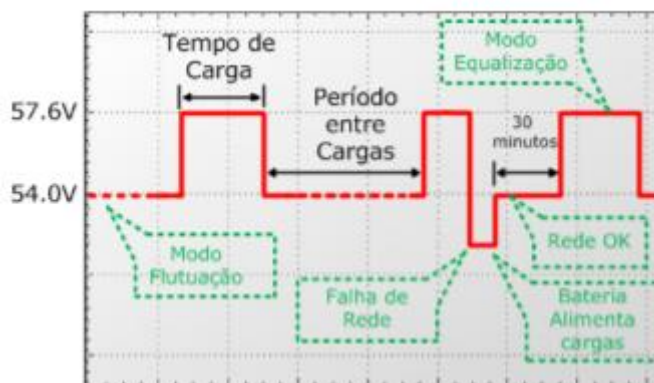
As Unidades Retificadoras (URs) convertem a energia elétrica de corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC) com a finalidade de alimentar os consumidores CC e carregar o banco de baterias simultaneamente, operando de formar redundante. Na ausência da rede elétrica, as cargas são alimentadas pelo

banco de baterias instantaneamente, sem interrupção devido a comutação mecânica ou eletrônica.

O retificador pode ser configurado de acordo com a bateria utilizada, podendo executar as funções de carga automática para baterias abertas e carga periódica para baterias seladas. É responsável por garantir o carregamento do banco de baterias de forma a aumentar sua vida útil, limitando a corrente, protege o banco de ser carregado com correntes acima do especificado. Este possui outras funções como controlar a tensão de saída em função da temperatura das baterias, controlar o relé para desconexão do banco em caso de descarga profunda e funções de controle e supervisão remota (GAIDZINSKI e PEREIRA, 2016).

Com as baterias carregadas, o retificador entra em modo de flutuação. Quando um comando de carga de bateria acontece, a tensão de saída do sistema é elevada do valor de flutuação para o de equalização, aumentando a corrente para a carga das baterias. A Figura 6 exemplifica graficamente um modo de carga periódica.

Figura 6 - Exemplo de carga periódica



Fonte: GAIDZINSKI e PEREIRA (2016).

2.4 CONTROLADOR DE CARGA

O controlador de carga é um equipamento gerenciador de carga e descarga das baterias. Tem o objetivo de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, a fim de aumentar sua vida útil. Em muitos casos o seu uso é considerado indispensável, pois sua utilização permite uma otimização do dimensionamento do banco de baterias e do seu carregamento, desconexão de

cargas quando a bateria sofrer uma descarga profunda e maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo ou uma intervenção do usuário (PINHO e GALDINO, 2014).

O controlador de carga deve permitir o ajuste de seus parâmetros para adaptá-los a diferentes tipos de baterias. Os controladores de carga associados a sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados para que seja possível utilizar a máxima corrente do sistema para carga do banco de baterias. Existem diferentes tipos de controladores de carga voltados a painéis fotovoltaicos. Eles diferem basicamente quanto à grandeza utilizada para o controle, forma de desconexão e estratégia de controle adotada. Para o controle podem ser utilizadas grandezas como o estado de carga (SOC – *state of charge*), tensão e densidade do eletrólito da bateria.

Quando a bateria apresenta carga plena, o controlador deve desconectar o painel fotovoltaico da bateria. Em controladores do tipo paralelo (*shunt*), um dispositivo de estado sólido ou relé eletromecânico é responsável por desligar ou reduzir o fluxo de corrente para a bateria. Um controlador série pode usar um relé eletromecânico ou um dispositivo semicondutor de chaveamento para desconectar a bateria.

Os controladores mais simples são do tipo liga-desliga (*On-Off*), que aplicam diretamente a tensão e a corrente dos painéis fotovoltaicos sobre a bateria, sem nenhuma regulação. Equipamentos mais modernos operam em PWM e efetuam a carga da bateria em três estágios: grossa, absorção e flutuação, podendo ainda incluir a quarta fase, a equalização. Os controladores mais sofisticados adotam a estratégia de seguimento do ponto de potência máxima do painel fotovoltaico (MPPT), a fim de aumentar a eficiência do processo de carga. Para isso, operam em uma tensão mais elevada do que controladores convencionais e um conversor CC-CC é incluído no primeiro estágio, visando alcançar um melhor casamento entre a curva de corrente e tensão do painel e as baterias (PINHO e GALDINO, 2014).

2.5 INVERSORES

Os inversores são dispositivos eletrônicos capazes de converter um sinal elétrico de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Para isso utilizam uma fonte de energia CC, que pode ser um banco de baterias, painéis fotovoltaicos

ou células a combustível. A amplitude e frequência da tensão de saída devem ser adequadas a carga que se deseja alimentar em CA. Caso deseje-se conectar o sistema à rede elétrica, é necessário que a tensão de saída do inversor seja sincronizada com a tensão da rede.

No caso dos inversores destinados a sistemas fotovoltaicos, podem ser classificados de acordo com a aplicação, podendo eles serem autônomos (*Off-Grid*) e conectado à rede (*Grid-Tie*). Embora ambos compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento, os inversores conectados à rede possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição, no que se refere à segurança e qualidade de energia injetada na rede (PINHO e GALDINO, 2014).

Em algumas aplicações a função do inversor é alimentar equipamentos que requerem funcionamento ininterrupto, independente de eventuais falhas ou variações na rede elétrica. Visto que os armazenadores de energia mantêm o inversor funcionando, mesmo com as variações da rede elétrica.

Os inversores são construídos com o auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que operam como chaves eletrônicas controláveis, podendo ser colocados em estado de condução ou bloqueio por meio de um sinal de controle. Os componentes utilizados para chaveamento em inversores são os tiristores, como SCR, TRIAC e GTO ou transistores do tipo BJT, MOSFET e IGBT.

2.6 CHAVE DE TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA

Conhecida como ATS, a chave de transferência automática é um dispositivo eletrônico capaz de realizar comutações entre duas fontes de energia elétrica CA distintas para garantir o fornecimento de energia às cargas. Devido a rapidez da comutação de alguns modelos de ATS, é bastante utilizada em *Data Centers*, pois em caso de falha da fonte de alimentação principal a comutação quase instantânea garante a não interrupção da alimentação à carga. Tem como prioridade aumentar a confiabilidade e a disponibilidade de energia de modo que as transferências de cargas possam ser feitas de forma autônoma.

Normalmente utiliza a rede elétrica como fonte de energia principal e outra fonte como um gerador a diesel ou a saída de um inversor como fonte alternativa. Desta forma, existem diversas possibilidades de integrar duas fontes de energia

elétrica e aumentar a disponibilidade, sem gerar interrupções perceptíveis à carga. Esta configuração pode ser comparada a um *nobreak off-line*.

2.7 SISTEMA SUPERVISÓRIO

Uma estação remota com equipamentos eletrônicos exige um sistema de monitoramento e controle, efetuando medições automáticas, à distância, das variáveis da estação. O sistema supervisório permite acessar as informações remotas, em tempo real, através de uma central técnica a fim de diagnosticar de forma eficaz os problemas e realizar manutenções preventivas.

A monitoração a distância se destaca pela facilidade de acesso de equipamentos, centralizando o controle de vários pontos do processo em um mesmo local. Ao manter uma constante monitoração dos equipamentos e das condições do ambiente é possível diminuir o gasto com manutenções corretivas e melhorar o processo com manutenção preventiva.

2.7.1 Telemetria

Uma unidade remota de telemetria é capaz de realizar a monitoração através de contatos elétricos com entradas digitais (*status* de nível lógico alto ou baixo), entradas analógicas (nível de tensão variando de 0 a 20V), comunicação serial e SNMP. Além de realizar telecomandos de acionamento por contato seco, automatizando tarefas diárias. O uso dos sensores adequados torna possível a monitoração de diversos tipos de equipamentos instalados em uma planta.

A monitoração através de uma interface Ethernet permite o uso do protocolo SNMP (*Simple Network Management*). SNMP é um protocolo de gerência para acompanhamento simples, fácil e em tempo real do estado da rede, podendo ser utilizado para gerenciar diferentes tipos de sistemas. Esta tecnologia permite o monitoramento e transmissão de informações de *status*, medidas e alarmes entre vários equipamentos em uma rede TCP/IP.

Além da comunicação Ethernet uma unidade remota de telemetria pode utilizar a comunicação GPRS. Através de módulo GSM/GPRS integrado, aumenta a confiabilidade e a praticidade da instalação e configuração do equipamento na

estação, pois utiliza a rede de telefonia celular para troca de informações, não sendo necessário um link de dados dedicado para este fim.

Para a central técnica, faz-se necessário um software de monitoração. Este permitirá o acesso remoto instantâneo, informando em tempo real os principais dados do sistema, sejam eles pontos elétricos ou outros equipamentos com protocolo SNMP.

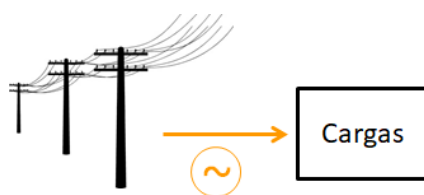
2.8 SISTEMAS DE ENERGIA EM TELECOMUNICAÇÕES

Existem diversas configurações de sistemas de energia voltados para o meio das telecomunicações. Desde sistemas mais simples que necessitam de um pequeno investimento financeiro até complexos sistemas que garantem maior disponibilidade de energia.

2.8.1 Sistema CA Simples

O sistema CA simples faz uso da rede elétrica de energia para alimentar as cargas em corrente alternada. Este sistema está vulnerável a qualquer falha na rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, é um sistema bastante simples e barato. A representação do sistema CA simples pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 - Sistema CA simples

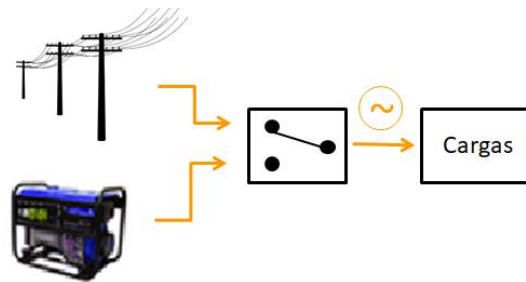


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.8.2 Sistema CA com GMG

O sistema CA com GMG (Grupo Motor Gerador) faz uso de um gerador de combustível fóssil para alimentar as cargas em caso de falha na rede elétrica, conforme Figura 8. Apesar do uso do gerador ser sazonal, este é um equipamento que requer manutenção preventiva frequente e abastecimento do combustível sempre que necessário.

Figura 8 - Sistema CA com GMG

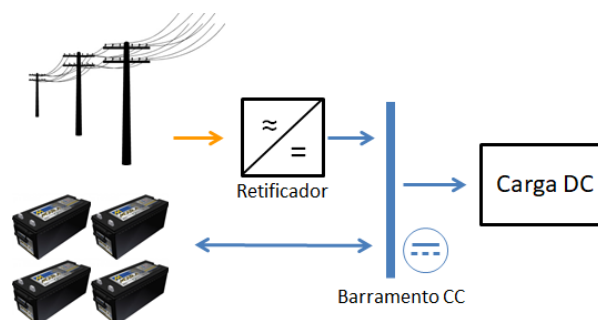


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.8.3 Sistema CC

Alguns equipamentos, como o transmissor de TV digital, têm opção de ser alimentado em CC. Esta opção deve ser informada no momento da compra do equipamento. Neste sistema a carga não está sujeita a variações e falhas na rede elétrica, desde que a duração da falha seja menor que a autonomia do banco de baterias. O banco de baterias é dimensionado conforme a tensão da carga e a autonomia que se deseja. A desvantagem deste sistema é que em caso de falha no retificador não é possível realizar o *by-pass*, pois a fonte do equipamento é alimentada somente em CC. A Figura 9 exibe o diagrama deste tipo de sistema.

Figura 9 - Sistema CC



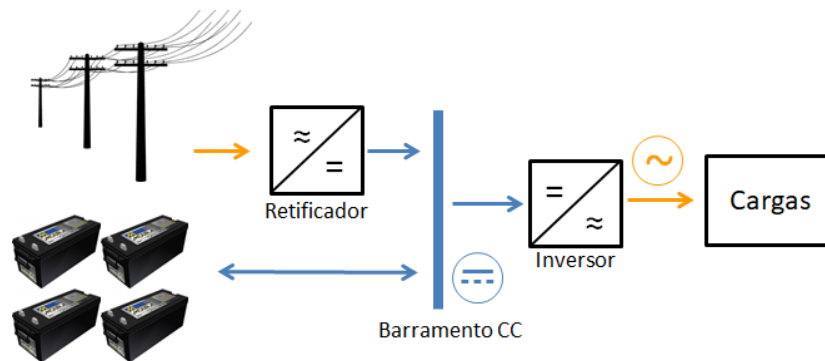
Fonte: Elaborado pelo autor.

2.8.4 Sistema CA/CC com Dupla Conversão

O sistema com dupla conversão tem a vantagem de isolar a rede elétrica das cargas, tornando o sistema imune a variações da rede. Em caso de falha da rede elétrica o banco de baterias é dimensionado para a autonomia desejada. Com este

o sistema é possível alimentar a carga diretamente na rede elétrica, caso ocorra a falha do retificador ou do inversor. A desvantagem é que este *by-pass* deve ser realizado manualmente. O sistema CA/CC com dupla conversão pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 - Sistema CA/CC com dupla conversão

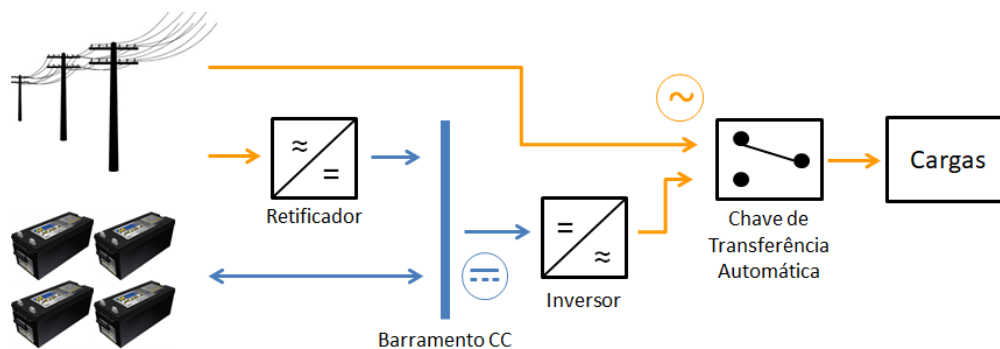


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.8.5 Sistema CA/CC com Dupla Conversão e By-pass

O sistema CA/CC com dupla conversão e *by-pass*, como mostra a Figura 11, possui todas as vantagens do sistema anterior além de possuir uma chave de transferência automática. Com a ATS (chave de transferência automática), é possível realizar o *by-pass* automático do retificador e do inversor em caso de falha de um destes equipamentos.

Figura 11 - Sistema CA/CC com dupla conversão e *by-pass*



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.9 REDE ELÉTRICA DE ENERGIA

Os sistemas elétricos de potência têm a função essencial de fornecer energia elétrica aos usuários. Esta energia deve ter qualidade adequada e deve ser fornecida no instante em que for solicitada. Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- Geração: o qual tem a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- Transmissão: que é responsável pelo transporte de energia elétrica das geradoras até os consumidores.
- Distribuição: que distribui aos consumidores a energia elétrica recebida do sistema de transmissão.

2.9.1 Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição de energia se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega da energia elétrica ao consumidor final. Responsável por rebaixar a tensão proveniente do sistema de transmissão, conectar-se às centrais geradoras e fornecer energia elétrica aos consumidores. As linhas de distribuição operam sob níveis de tensão denominados de “média tensão” (MT), entre 1kV e 35kV. Alguns consumidores são alimentados em média tensão. Os transformadores de distribuição instalados próximo a cada consumidor rebaixam a tensão para valores na faixa de 220V a 380V, denominada de “baixa tensão” (BT). As redes de distribuição disponibilizam energia aos consumidores localizados nos mais diferentes locais, seja nos centros urbanos ou em área rural.

Os sistemas de distribuições podem operar nas configurações: radial, em anel ou em malha, além de suas derivações. Na configuração em anel, o alimentador parte do barramento da subestação, percorre uma determinada região e retorna ao mesmo. Na configuração em malha, os alimentadores são conectados a mais de uma subestação. Deste modo aumenta a confiabilidade do sistema, porém possui custos de implantação e operação mais elevados. O sistema radial possui fluxo de corrente em um único sentido. Essa configuração, apesar de menos confiável, justifica-se pelo baixo custo de implementação e operação, além da facilidade de

implementação do sistema de proteção de sobrecorrente e controle de tensão (Ferreira, 2009).

Quanto à forma de instalação dos condutores, os alimentadores podem ser subterrâneos, aéreos ou mistos. A rede subterrânea, além de melhor visual estético, possui menos taxa de falhas, visto que os condutores não estão expostos à ação humana e condições ambientais. Porém possuem custos de instalação e operação mais elevados e maior tempo de reparo.

As redes aéreas são as mais comuns nos sistemas de distribuição. Estas possuem variações quanto ao tipo de condutor. A rede aérea com cabo nu é a mais utilizada, porém apresenta maior índice de falhas devido à exposição do condutor. Outras variações como a rede aérea com cabo protegido e rede aérea protegida compacta são utilizadas em centros urbanos e locais de muita vegetação. Condutores protegidos apresentam maior confiabilidade devido ao isolamento do condutor.

Alguns dispositivos são utilizados nas redes de distribuição para sua proteção. Normalmente são as chaves fusíveis, seccionadores e religadores. Dispositivos de proteção contra sobrecorrentes podem ser empregados para a proteção de linhas e de equipamentos. A proteção das linhas, visa proteger circuitos primários e secundários contra correntes de falta ou sobrecargas. A proteção de equipamentos tem a finalidade de proteger exclusivamente um equipamento, como um transformador, capacitor e outros.

A normatização e padronização das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica está descrita nos procedimentos de distribuição (PRODIST), que são documentos elaborados pela ANEEL.

2.9.2 Indicadores de Continuidade de Energia Elétrica

Alguns indicadores são utilizados para avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, por meio do controle das interrupções do serviço (ANEEL, 2017).

São indicadores de continuidade individuais:

- DIC: Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão.

- FIC: Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão.
- DMIC: Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão.
- DICRI: Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão.

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras são:

- DEC: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.
- FEC: Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.

2.10 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

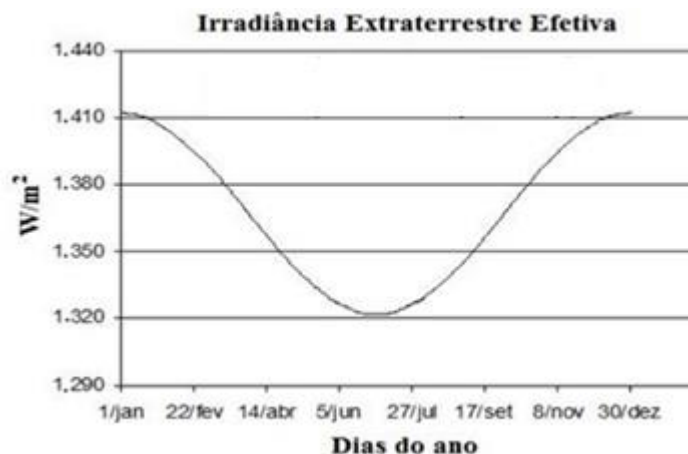
O sol é a principal fonte de energia para a Terra. Constitui-se em uma fonte de energia inesgotável, tanto de calor como de luz. O aproveitamento desta energia é uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover energia necessária ao desenvolvimento humano.

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz solar em eletricidade (Efeito Fotovoltaico). O dispositivo fabricado com material semicondutor, chamado de célula fotovoltaica, é a unidade fundamental deste processo de conversão (PINHO e GALDINO, 2014).

Para realizar a conversão direta, são utilizadas células solares formadas por duas camadas de materiais semicondutores uma positiva e outra negativa. Ao atingir a célula, os fótons, provenientes da radiação solar, excitam os elétrons, gerando eletricidade. Quanto maior a intensidade da radiação solar, maior o fluxo de eletricidade. Porém, as variações na intensidade solar, levam a prováveis flutuações na tensão gerada, que em alguns casos podem interferir na qualidade da tensão gerada (Pereira, 2017).

Os níveis de radiação solar em um plano horizontal na superfície da Terra variam com as estações do ano, devido principalmente à inclinação do seu eixo de rotação em relação ao plano da órbita em torno do Sol. Assim, a irradiância solar extraterrestre, ou seja, que atinge a Terra no topo da camada atmosférica, possui uma curva característica com variação ao longo do ano, como a ilustrado no Gráfico 1.

Gráfico 1- Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano.



Fonte: CRESESB (2014)

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera, devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Assim, a radiação solar que chega a superfície da terra ou incidente sobre a superfície de um módulo fotovoltaico, é constituída por uma parcela de radiação direta e por uma componente difusa. A radiação direta é proveniente diretamente da direção do sol, enquanto a radiação difusa é aquela recebida indiretamente, proveniente da ação da difração da atmosfera. Ainda há uma terceira componente, chamada de radiação albedo. Esta é a radiação refletida pelo ambiente quando a superfície estiver inclinada com relação a horizontal. A resultante da soma destas três parcelas é denominada de radiação global.

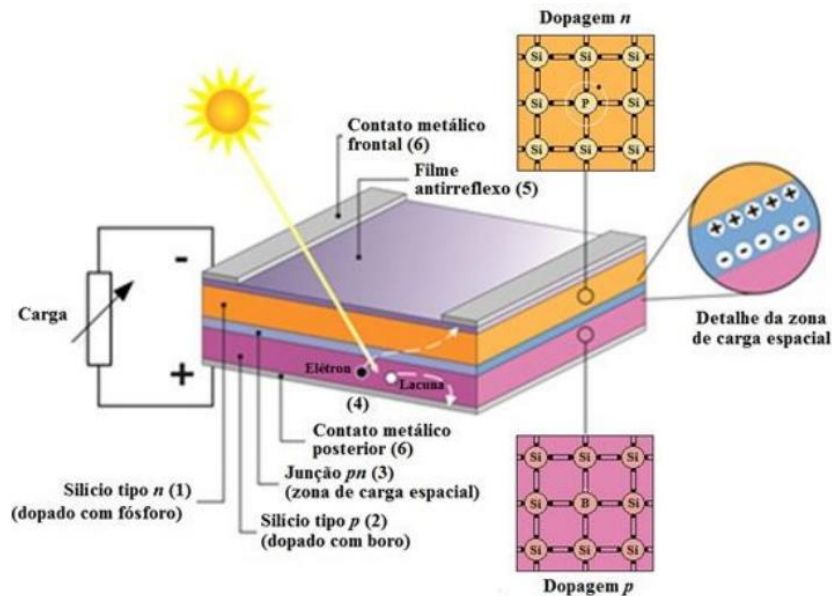
Além da irradiância, a produção de energia elétrica depende das relações geométricas de posicionamento dos módulos fotovoltaicos. Destacam-se o ângulo de inclinação (β), que é o ângulo formado pelo plano da superfície em questão e a horizontal. Podendo variar de 0° a 90° . O ângulo azimutal do Sol (γ_s) é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte/sul.

2.10.1 Célula Fotovoltaica

A estrutura mais básica de uma célula solar fotovoltaica, como mostra a Figura 12, é composta de uma lâmina de silício na qual são introduzidas impurezas

doadoras, tipo n, ou lacunas, receptoras de carga, tipo p, e de contatos metálicos em ambas as faces, frontal e posterior. (Moehlecke e Zanesco, 2005).

Figura 12 - Estrutura básica de uma célula solar fotovoltaica



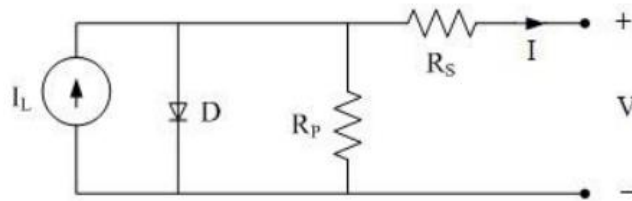
Fonte: Moehlecke e Zanesco (2005).

Uma célula solar de silício possui uma tensão de saída em torno de 0,5 a 0,6V. Devido à baixa tensão de cada célula, costuma-se conectar diversas células em série para que o nível de tensão de saída do conjunto seja compatível com a aplicação que será utilizada. Pode-se também associar as células em paralelo, aumentando assim a capacidade de fornecimento de corrente do conjunto.

2.10.1.1 Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica

É possível representar uma célula solar através de um circuito equivalente, conforme a Figura 13. A fonte de corrente representa a corrente gerada a partir da geração fotovoltaica, o diodo D representa a participação da junção *pn* no escuro, R_s e R_p representam as resistências série e paralelo.

Figura 13 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica

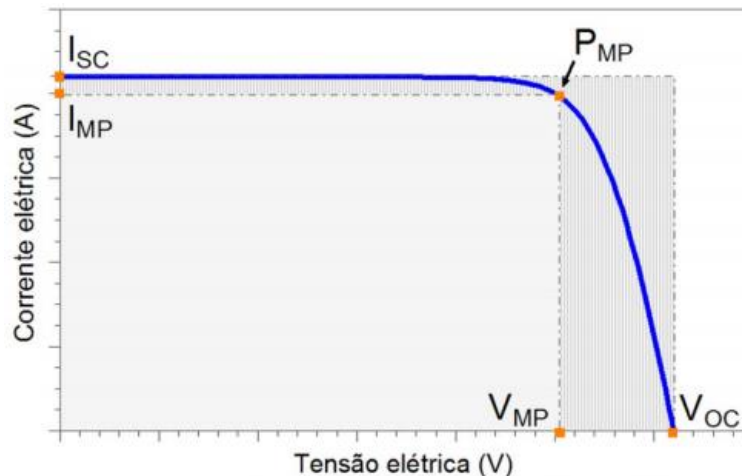


Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.10.1.2 Curva Característica I-V

A curva característica, ou curva I-V como mostra o Gráfico 2, é a representação dos valores de corrente de saída de uma célula fotovoltaica, em função da tensão no dispositivo, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação (ABNT 2006). Esta curva representa a eficiência, desempenho e qualidade da célula solar e por meio dela pode-se determinar alguns parâmetros elétricos que caracterizam a célula fotovoltaica.

Gráfico 2 - Curva característica I-V de uma célula solar



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}): A tensão de circuito aberto é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há nenhuma corrente circulando sobre ela. Essa também é a tensão máxima que a célula solar pode produzir nas condições preestabelecidas de temperatura e de radiação. Esse valor pode ser obtido diretamente através de um voltímetro nos terminais do gerador fotovoltaico. A

tensão de circuito aberto depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura. Este valor varia conforme a tecnologia utilizada nas células.

Corrente de Curto-Circuito (I_{SC}): A máxima corrente que pode ser obtida em uma célula solar é chamada de corrente de curto-circuito. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo, assim a tensão elétrica nos terminais é igual a zero. Esta corrente depende, principalmente, da área da célula fotovoltaica, da irradiância solar e de sua distribuição espectral.

Ponto de Potência Máxima (P_{MP}): Também conhecido como ponto de Máxima Transferência de Potência (MPP), é o ponto da curva em que se obtém a maior potência da célula. I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima. O ponto de operação de uma célula fotovoltaica depende diretamente da carga que está conectada a ela. Se a carga aplicada demanda pouca corrente, a tensão de saída permanecerá próxima ao valor de tensão de circuito aberto. Porém, se a carga necessita de muita corrente, a tensão nos terminais da célula solar será menor. No entanto, existe um ponto no qual o produto da tensão e da corrente de saída da célula solar é o máximo possível. Ou seja, esse ponto corresponde ao máximo valor de potência que a célula pode fornecer em determinada condição de temperatura e de radiação (Pereira, 2017).

Eficiência (η): A eficiência define o quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida e a potência solar incidente na célula fotovoltaica.

Resistência Série (R_s) e Resistência Paralelo (R_p): As resistências possuem influências importantes no comportamento de uma célula fotovoltaica. A resistência série (R_s) se origina na resistência do próprio material semicondutor, nos contatos, e na junção metal-semicondutor. Sua influência contribui para reduzir a corrente de curto-circuito, mas não afeta a tensão no circuito aberto. A resistência paralelo (R_p) é causada por impurezas e defeitos na estrutura que produzem um caminho interno para uma corrente de fuga, reduzindo a corrente efetiva produzida pela célula solar. O efeito da resistência paralelo consiste em reduzir a tensão de circuito aberto sem influenciar na corrente de curto-circuito. Observa-se que a influência de R_s sobre o desempenho da célula solar é maior do que R_p , assim a manutenção da R_s em um valor baixo é decisiva para um melhor rendimento (Pinho e Gaudino, 2014).

2.10.2 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é um arranjo de células fotovoltaicas conectadas eletricamente e montada sobre uma estrutura que garante resistência mecânica para a proteção das células. Normalmente as células estão dispostas em associação série para produzir tensão e corrente suficientes para utilização prática da energia. Normalmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), os módulos de silício cristalino são os mais comuns dentre os disponíveis no mercado. Costumam ter eficiência que varia de 13 a 18%.

Devido a sua característica modular, os módulos fotovoltaicos podem ser associados tanto em série como em paralelo, a fim de atender melhor cada necessidade. Quando conectados em série as tensões dos módulos são somadas enquanto que suas correntes permanecem as mesmas. Na associação em paralelo a tensão do conjunto permanece a mesma enquanto que as correntes são somadas. Uma grande vantagem dos módulos fotovoltaicos é que estes necessitam de pouca manutenção devido à inexistência de qualquer peça móvel, diferente de outros sistemas de geração de energia.

2.10.3 Sistemas Fotovoltaicos

Existem duas categorias principais de sistemas fotovoltaicos: autônomos e conectados à rede elétrica. Quando combinados com outras fontes de energia são chamados de híbridos

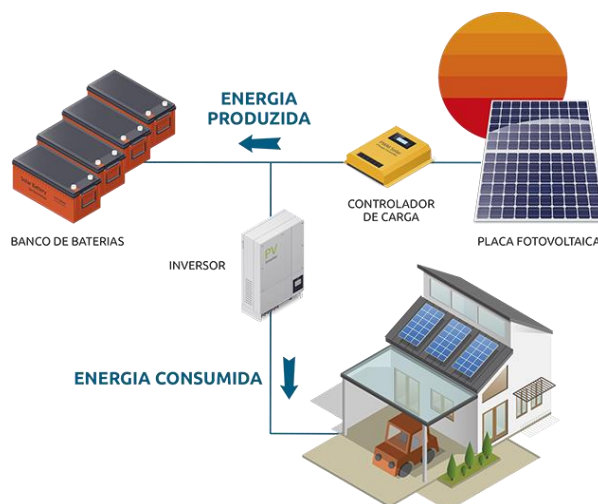
2.10.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Os sistemas fotovoltaicos autônomos, ou isolados, são sistemas que não estão interligados à rede elétrica. Utilizados, principalmente, como solução em aplicações onde não há acesso à rede elétrica. Podem dispor somente da energia solar ou ser híbrido, combinado à outra fonte de energia alternativa, como eólica ou gerador movido a combustível fóssil.

Devido ao fato de que a energia solar só é produzida durante algumas horas do dia, na maioria das aplicações se faz necessário o uso de métodos para armazenar essa energia para ser consumida nos períodos em que não há geração.

Para isso, utilizam-se baterias e um controlador de carga para gerenciar o carregamento das mesmas. Para alimentar as cargas em corrente alternada (CA) é utilizado um inversor, que converte a tensão contínua dos painéis fotovoltaicos em tensão alternada. A representação de um sistema fotovoltaico autônomo pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 - Sistema fotovoltaico autônomo



Fonte: INOVACARE (2017).

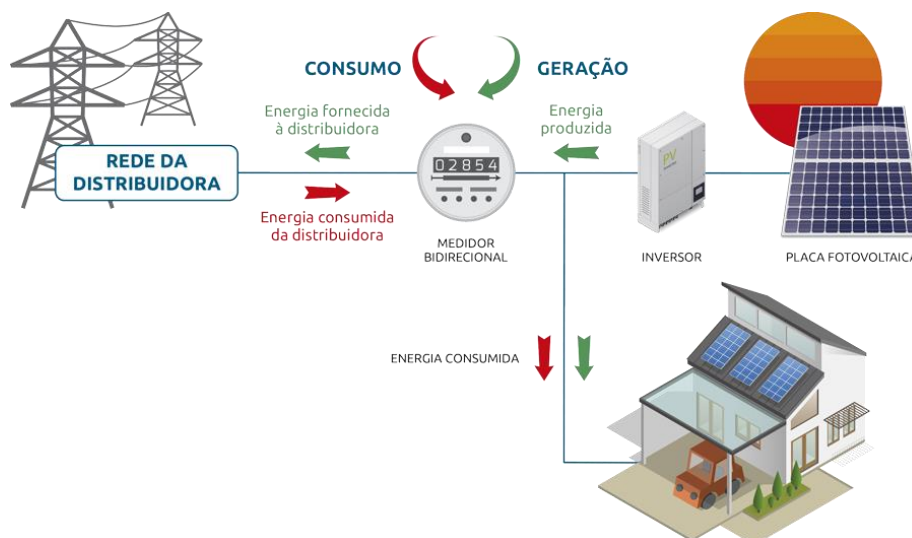
Os sistemas autônomos são regulamentados pela ANEEL através da resolução de N° 493/2012 (ANEEL, 2012), que estabelece as normas e procedimentos que devem ser seguidos para Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica.

2.10.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) são aqueles em que a energia gerada pelos painéis solares pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica convencional. Desta forma, dispensa-se o uso de baterias para armazenar a energia excedente produzida pelos painéis fotovoltaicos. Nesta configuração, torna-se uma fonte de energia complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado. No entanto, é indispensável que se utilize um inversor que satisfaça exigências de qualidade de energia e segurança, para que não degrade a qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerador fotovoltaico.

O excesso de energia, ou seja, a energia que foi gerada pelo sistema fotovoltaico e não foi consumida, gera créditos junto à concessionária. Estes créditos são descontados da conta de energia. Um medidor bidirecional deve ser utilizado para registrar o consumo de energia e a produção do sistema fotovoltaico, como mostra a Figura 15.

Figura 15 - Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: INOVACARE (2017).

2.11 ENERGIA EÓLICA

O vento, também conhecido como atmosfera em movimento, consiste no movimento de ar em grande quantidade. As diferenças de pressão e temperatura existentes na superfície da Terra, além do movimento de rotação da Terra, provocam a migração de massas de ar, ou seja, o vento. As principais características do vento são velocidade e densidade dos gases envolvidos.

A energia eólica surge a partir do aproveitamento da energia cinética presente neste deslocamento de ar. A conversão da energia eólica em energia mecânica é realizada pelo contato do vento com as pás de um aerogerador. O movimento da hélice produz um campo magnético na turbina responsável por produzir energia elétrica. A geração de energia elétrica a partir dos ventos é uma alternativa aos combustíveis fósseis, de elevada disponibilidade, renovável e limpa.

Os primeiros registros confirmados do aproveitamento da força do vento em máquinas motoras remontam ao século X, na Pérsia. Porém a geração helioelétrica

em grande escala, conectada ao sistema elétrico com o emprego de turbinas de grande porte, iniciou-se durante as décadas de 1940 e 1950. A crise do Petróleo em 1970 motivou a pesquisa para geração eólica em vários países, incluindo o Brasil. Na década de 1980, novos esforços governamentais incentivaram o mercado, o que levou, progressivamente, à redução do custo do quilowatt instalado, à produção em escala industrial e ao aperfeiçoamento da tecnologia (AMARANTE, 2014).

A quantidade de energia produzida depende tanto de fatores naturais como fatores de construção do aerogerador. Dos fatores naturais, deve-se considerar o vento que incide entre às pás e a densidade do ar da região. O diâmetro do rotor e a eficiência do conjunto gerador/transmissão também são incluídos no cálculo da energia produzida. De acordo com Amarante (2001), a equação (2) mostra que a potência elétrica é função do cubo da velocidade de vento:

$$P(W) = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (2)$$

Onde:

ρ é a densidade do ar em $\frac{Kg}{m^3}$;

A_r é $\pi \cdot D \cdot \frac{D}{4}$, em que D é o diâmetro do rotor;

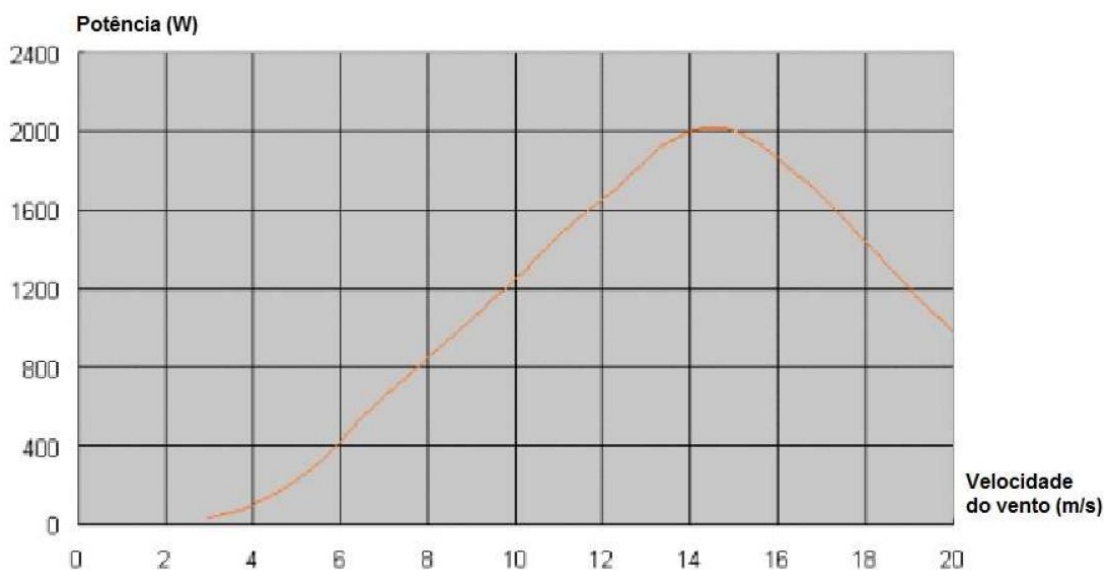
v é a velocidade do vento na altura do rotor em m/s.

C_p é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η é a eficiência do conjunto gerador/transmissão.

A capacidade de geração de um aerogerador pode ser relacionada com a velocidade do vento incidente sobre ele. Na curva de potência do aerogerador Eletrovento ELV-H3.1 de 1 kW, exibido no Gráfico 3, nota-se que há geração de energia elétrica a partir de velocidades do vento de 3 m/s. Para velocidades abaixo deste valor o conteúdo energético não é satisfatório para produzir energia.

Gráfico 3 - Curva de potência do aerogerador Eletrovento ELV-H3.1 - 1 kW



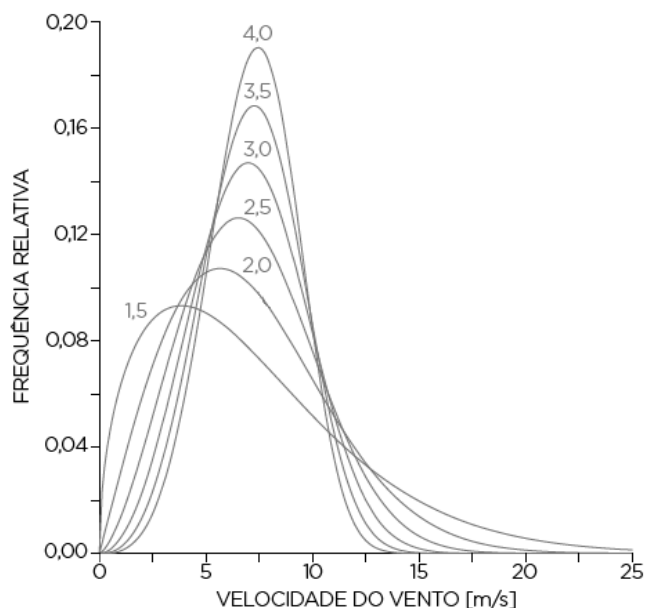
Fonte: ELETROVENTO (2017).

Porém, acreditar que quanto mais vento, mais energia é gerada, está equivocado. Nota-se uma saturação da geração de energia para velocidades próximas à capacidade nominal da máquina. Um sistema automático de limitação de potência é acionado para velocidades superiores à nominal do aerogerador. Esse sistema pode ser por controle do ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo da turbina (AMARANTE, 2001). Velocidades de vento muito superiores a nominal (acima de 25 m/s, por exemplo), proporcionam turbulência prejudicial à máquina. Nestes casos um sistema de proteção reduz a velocidade de rotação das pás e desconecta o sistema elétrico do gerador da rede elétrica (DAROS, 2013).

O cálculo da energia gerada, anual ou mensal, é realizado pela multiplicação dos valores de potência gerada pelo tempo de duração de ocorrência associado a intervalos de velocidades de vento.

O vento possui características estocásticas e sua velocidade é uma variável aleatória contínua. A função de densidade de probabilidade que mais se ajusta à distribuição do vento é chamada de distribuição de Weibull (PINTO, 2014). Equações estatísticas, como Rayleigh ou Weibull, estimam a duração de ocorrência de uma velocidade. Através do Gráfico 4 é possível verificar a distribuição de Weibull para diferentes parâmetros de forma (k) e parâmetros de escala de 8,0 m/s.

Gráfico 4 - Distribuição de Weibull

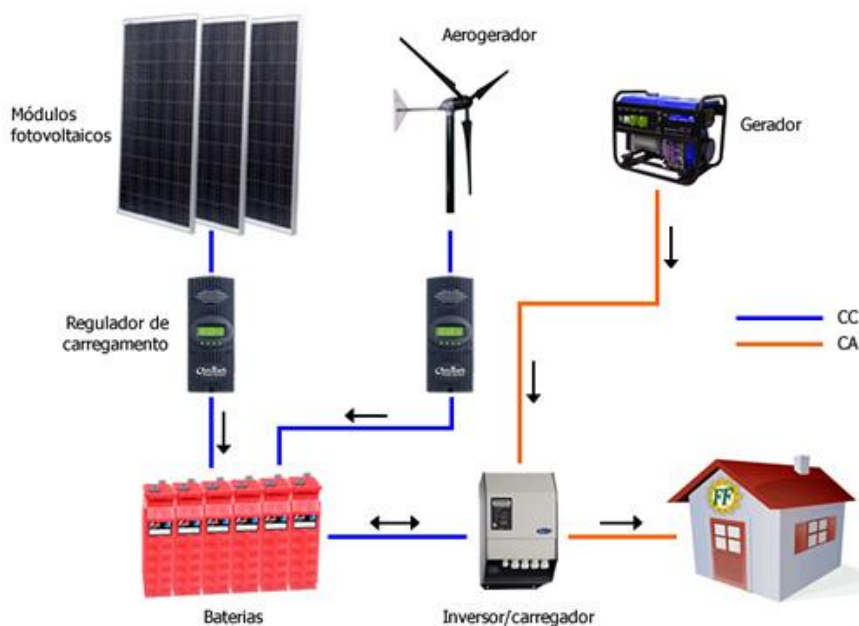


Fonte: AMARANTE (2014).

2.12 SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Quando um sistema utiliza mais de uma fonte de energia, diz-se que é um sistema híbrido. Bastante utilizado em sistemas autônomos onde não pode haver falta de energia, a utilização de uma segunda, ou terceira fonte de energia, garante maior disponibilidade. Um sistema híbrido pode ser composto por um sistema de geração solar, geração eólica, gerador hídrico, gerador de combustível fóssil e a própria rede elétrica quando disponível. É possível configurar um sistema híbrido que utiliza somente corrente contínua (CC), sistemas que utilizam formas mistas de corrente (CC/CA) e sistemas que utilizam somente corrente alternada (CA). A Figura 16 apresenta um modelo híbrido de energia que utiliza módulos fotovoltaicos, aerogerador, gerador de combustível fóssil e ainda um acumulador de energia (banco de baterias).

Figura 16 - Sistema híbrido de geração de energia



Fonte: FF SOLAR (2017).

2.13 CONFIABILIDADE

Confiabilidade está associada à operação bem-sucedida de um produto ou sistema. Em análises de engenharia, é necessária uma definição quantitativa de confiabilidade, em termos de probabilidade. Essa definição, proposta por Leemis (1995), explica:

A confiabilidade de um item corresponde à sua probabilidade de desempenhar adequadamente o seu propósito especificado, por um determinado período de tempo e sob condições ambientais predeterminadas.

Pode ser entendida como a probabilidade de um componente ou sistema não apresentar falhas durante o tempo de duração específico.

Por ser definida como uma probabilidade, significa que todas as confiabilidades devem apresentar valores entre 0 e 1 e que os princípios de clássicos de probabilidade podem ser aplicados em cálculos de confiabilidade (FOGLIATTO, 2009).

Confiabilidade é definida em função de um período de tempo. Isso implica em consequências como: Uma unidade de tempo deve ser definida para a realização

das análises; Os modelos que descrevem os tempos até falha utilizam a variável aleatória T para descrever o tempo até falha de um item; Em muitos casos outras variáveis (como distância, ciclos e outros) podem representar o tempo até a falha de um item, portanto o termo tempo não deve ser interpretado literalmente; O conceito de confiabilidade deve ser associado a um período de tempo ou duração de missão; A determinação do que deveria ser usado para medir a vida de um item nem sempre é óbvia (FOGLIATTO, 2009).

Conforme a definição de confiabilidade, as condições ambientais de uso do item são outro aspecto considerado. Isso porque um mesmo produto pode apresentar diferente desempenho dependendo das condições climáticas de uso. Outros conceitos associados à confiabilidade são: qualidade e disponibilidade conceitos definidos com base no texto das normas NBR ISO-8482 (1994) e 5462 (1994).

A qualidade pode ser definida como o cumprimento as especificações de um produto ou serviço com menor variabilidade possível. Disponibilidade é definida como a capacidade de um item desempenhar sua função requerida em um determinado período de tempo. Em unidades reparáveis, os possíveis estados da unidade em um tempo t de análise são funcionando ou em manutenção. A disponibilidade é dada pela probabilidade de o equipamento estar operante quando necessitado. A confiabilidade, definida em função da taxa de falha, pode ser obtida através da expressão exponencial exibida na equação 3.

$$R_{(t)} = e^{-\lambda.t} \quad (3)$$

Sendo:

λ – taxa de falhas;

t – intervalo de tempo considerado.

2.13.1 Medidas de Confiabilidade

Algumas medidas são utilizadas para análise para análise de confiabilidade em unidades reparáveis. As mais comumente usadas são o tempo médio até a falha, MTTF (*Mean Time To Failure*), o tempo médio de reparo, MTTR (*Mean Time To Repair*), o tempo médio entre as falhas, MTBF (*Mean Time Between Failures*) e a disponibilidade, A (*availability*). O tempo médio para falha (MTTF), é o valor

esperado do tempo decorrido até ocorrer a falha. Basicamente é o inverso da taxa de falha λ .

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot \lambda \cdot e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (4)$$

Tempo médio de reparo (MTTR), é o tempo médio em que a unidade fica indisponível para reparo.

$$MTTR = \frac{\text{Total de horas de parada causadas por falhas}}{\text{Número de falhas}} \quad (5)$$

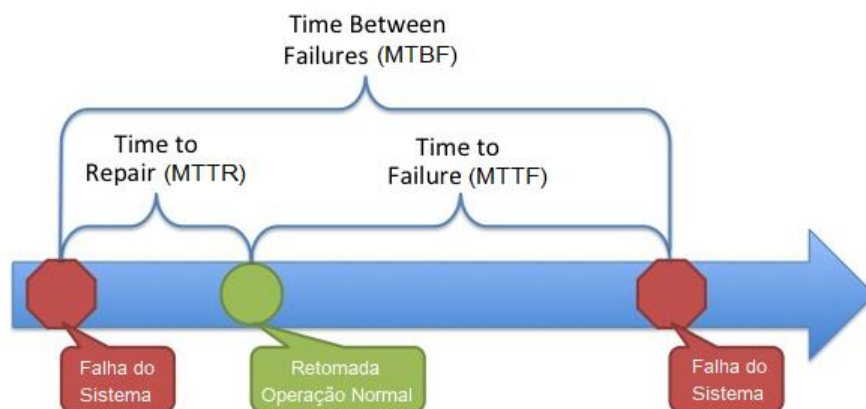
Tempo médio entre falhas (MTBF), é o tempo médio entre uma falha e outra.

$$MTBF = \frac{\text{Tempo total de funcionamento}}{\text{Número de falhas}} \quad (6)$$

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (7)$$

As diferenças entre as métricas de falha podem ser vistas na Figura 17.

Figura 17 - Diferenças entre métricas de falha



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A disponibilidade média da unidade (A) é a relação entre o tempo disponível e o tempo total de operação.

$$A = \frac{\textit{Tempo disponível}}{\textit{Tempo disponível} + \textit{Tempo indisponível}} \quad (8)$$

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (9)$$

2.13.2 Análise de Sistemas Série-Paralelo

Sistema é todo conjunto de componentes interconectado segundo um projeto predeterminado, de forma a realizar um conjunto de funções de maneira confiável e com bom desempenho. A forma mais comum de representação de um sistema utiliza diagrama em blocos. Tal diagrama representa graficamente a forma como os componentes do sistema estão conectados entre si (FOGLIATTO, 2009). A forma com que estes componentes estão conectados afeta o desempenho e confiabilidade do sistema.

Nas análises de confiabilidade os sistemas e seus componentes são analisados em um tempo t específico. Os componentes seguem uma distribuição de probabilidade com parâmetros conhecidos.

Notação utilizada:

x_i = evento do i -ésimo componente em um estado operante;

\bar{x}_i = evento do i -ésimo componente em um estado não-operante;

$P(\cdot)$ = probabilidade de ocorrência de um evento, tal que $P(x_i) = R_i$ e

$P(\bar{x}_i) = \bar{R}_i$;

R_i = confiabilidade do i -ésimo componente no momento da análise;

$\bar{R}_i = 1 - R_i$ = não confiabilidade de i -ésimo componente no momento

da análise;

R_S = Confiabilidade do sistema no momento da análise;

$\bar{R}_S = 1 - R_S$ = não confiabilidade do sistema no momento da análise;

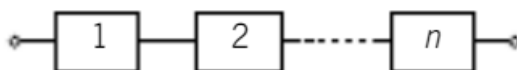
λ = taxa de falha (ocorrência / por unidade de tempo).

2.13.2.1 Sistemas Série

Em um sistema série, os componentes estão conectados de tal forma que a falha de qualquer componente resulta na falha de todo o sistema, como exibido na

Figura 18. Ou seja, todos os componentes devem estar operantes para que o sistema esteja operante.

Figura 18 - Diagrama de blocos de um sistema série



Fonte: Fogliatto (2009).

Conforme Fogliatto (2009), a confiabilidade do sistema é expressa pela seguinte equação, também conhecida como a regra do produto em confiabilidade:

$$R_S = P(x_1) \times P(x_2) \times \dots \times P(x_n) = \prod_{i=1}^n P(x_i) \quad (10)$$

Em um sistema série, a confiabilidade do sistema diminui à medida que o número de componentes aumenta. O limite superior na confiabilidade do sistema é dado pelo componente menos confiável no arranjo série.

2.13.2.2 Sistemas Paralelo

Em sistemas em paralelo, somente a falha de todos os componentes faz com que o sistema falhe. De acordo com Fogliatto (2009), a confiabilidade de um sistema em paralelo de componentes independentes é determinada a partir de sua não-confiabilidade:

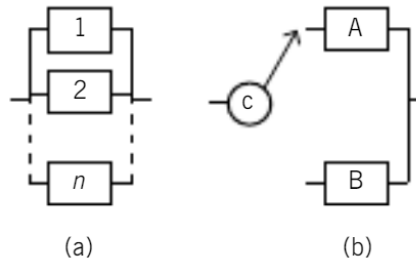
$$\overline{R}_S = P(\overline{x}_1) \times P(\overline{x}_2) \times \dots \times P(\overline{x}_n) \quad (11)$$

A confiabilidade do sistema é dada pela probabilidade complementar:

$$R_S = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (12)$$

A análise apresentada serve para sistemas com arranjo paralelo puro. Na prática outros arranjos são mais utilizados, como o arranjo em paralelo com redundância *standby* e com carga compartilhada, como pode ser visto na Figura 19.

Figura 19 - Diagrama de blocos de arranjos em paralelo (a) puro (b) com *standby*



Fonte: Adaptado de Fogliatto (2009).

Em um sistema com redundância *standby*, o componente em *standby* só é ativado se um dos componentes em operação vier a falhar. A chave de troca representa um dispositivo automático ou um operador que executa a troca quando demandada. Este tipo de sistema deve ser analisado como sistemas dinâmicos.

Considerando que todos os componentes apresentam uma taxa de falha constante (λ), a confiabilidade resultante de um sistema de n componentes com *standby* pode ser expressa por:

$$R_S^n(t) = e^{-\lambda t}(1 + \lambda t) \quad (13)$$

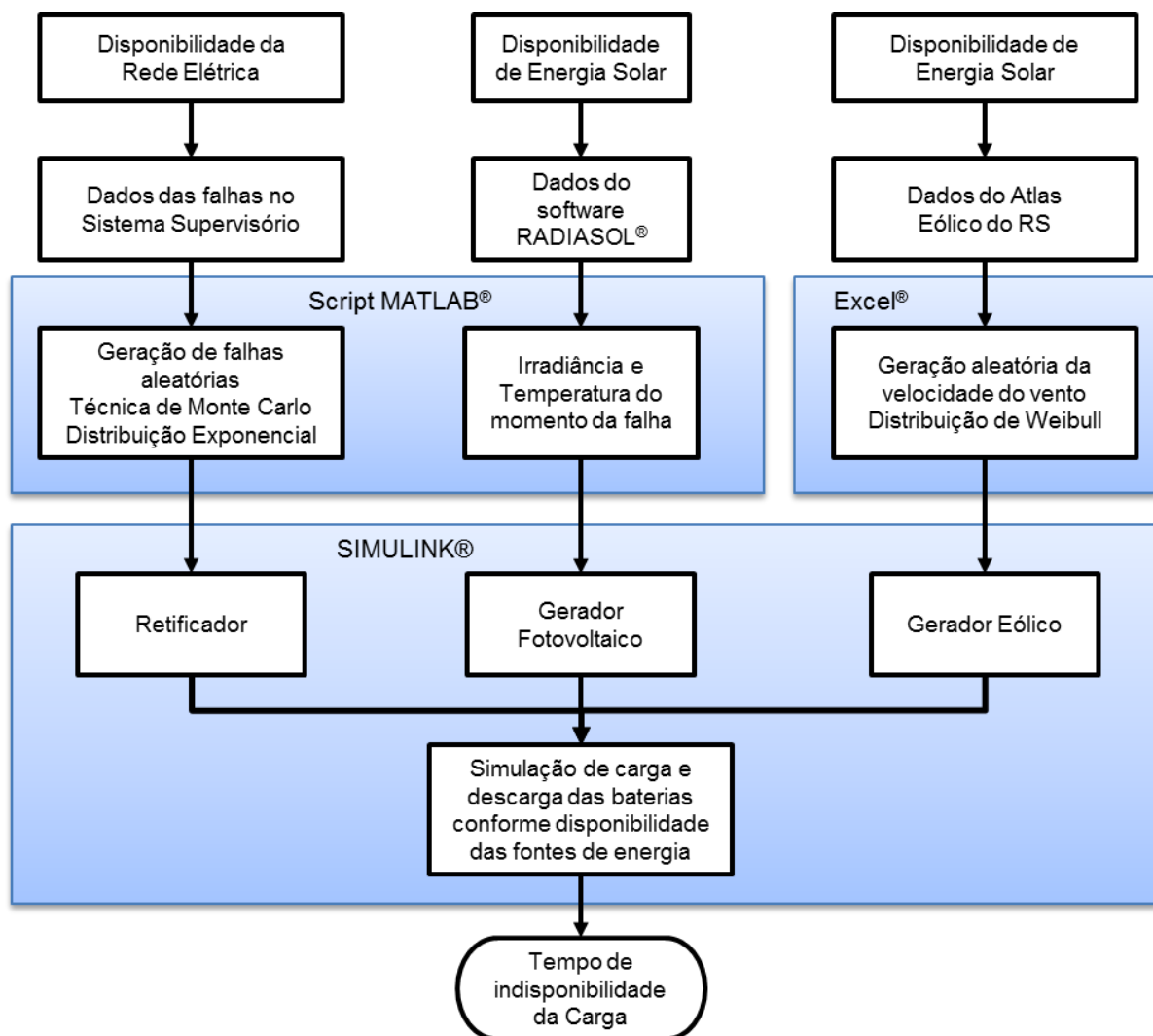
2.13.2.3 Sistemas Mistos

Na prática, a maioria dos sistemas são compostos por combinações de subsistemas em série e paralelo. Assim, para analisar este tipo de sistema é necessário reduzir os subsistemas em componentes em série ou paralelo.

3 METODOLOGIA

Estudada a fundamentação teórica e adquiridos os conhecimentos básicos necessários acerca do tema, faz-se necessário elaborar a metodologia que será utilizada para a realização do projeto proposto. Neste capítulo serão apresentados os métodos, ferramentas e procedimentos utilizados para realizar os objetivos propostos deste estudo. Na Figura 20 é apresentado um diagrama completo da metodologia adotada.

Figura 20 – Diagrama da Metodologia



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1 AQUISIÇÃO DE DADOS

Primeiramente, o estudo consiste em reunir os dados necessários de disponibilidade da rede elétrica das estações retransmissoras. Para as outras grandezas variantes no tempo, tais como a geração eólica e a geração solar, é necessário utilizar softwares e métodos para aquisição dos dados necessários.

3.1.1 Disponibilidade da Rede Elétrica

Os dados de disponibilidade da rede de distribuição de energia nas estações retransmissoras serão obtidos através de uma análise das falhas ocorridas no último ano. Estas falhas estão registradas no sistema supervisorio das RTVs. Com isso, é possível determinar quantas falhas realmente ocorreram neste período, a duração das falhas e o tempo total de indisponibilidade da rede elétrica em cada estação retransmissora. Estes dados podem ser comparados com os indicadores de qualidade da energia elétrica, como o DIC, FIC e DICRI.

Para esta análise, serão consideradas seis estações retransmissoras de TV instaladas em municípios da região de cobertura da emissora de Porto Alegre. Os dados serão importados para uma planilha eletrônica, onde se pode filtrar os alarmes de falha na rede elétrica. Cada alarme tem o registro da data e hora, de início e fim da falha. Com isso é possível calcular a duração de cada falha. Indisponibilidades com duração inferior a três minutos serão desconsideradas, isto porque variações de curta duração não são o foco deste trabalho. Além do mais, falhas com curta duração serão supridas pelo banco de baterias e assim não irão gerar simulações desnecessárias.

Basicamente serão realizadas duas análises com os dados obtidos: A análise de tempo até a falha (TTF) e o tempo de duração da falha (TTR). Para encontrar o tempo médio para a falha (MTTF) será calculado o tempo decorrido entre uma falha e outra de todas as falhas ocorridas durante o período analisado. Calculando a média de todos os tempos, obtemos o tempo médio para a falha:

$$MTTF_{GERAL} = \frac{\sum TTF}{N^{\circ} \text{ de falhas}} \quad (14)$$

Como este tempo é calculado com base nas falhas de seis estações retransmissoras, para obtermos o tempo médio para falha em cada estação é necessário multiplicar este tempo pelo número de RTVs analisadas.

$$MTTF = MTTF_{GERAL} \times N^{\circ} \text{ de RTVs} \quad (15)$$

A taxa média de falhas é o inverso do tempo médio para a falha:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (16)$$

O tempo médio de duração das falhas é calculado através da razão entre o somatório dos tempos de duração de cada falha (TTR) e o número total de falhas consideradas:

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N^{\circ} \text{ de falhas}} \quad (17)$$

A taxa média de reparo é o inverso do tempo médio de duração das falhas:

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (18)$$

Outro fator importante a ser analisado é a distribuição das falhas. É necessário analisar a frequência que as falhas ocorrem em cada intervalo de tempo. Com esta avaliação é possível identificar qual distribuição de probabilidade mais se aproxima da realidade.

3.1.2 Índices de Radiação Solar

Os dados de intensidade da radiação solar podem ser obtidos através de medições e avaliação do local ou também gerados por softwares específicos, como o RADIUSOL[®]. Desenvolvido pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, este software determina o efeito da inclinação da superfície receptora e da anisotropia da radiação solar em suas componentes direta e difusa. Através do RADIUSOL[®] é possível obter os dados médios da irradiância e

temperatura, de hora em hora, ao longo de um ano inteiro. Curvas e tabelas podem ser exportadas para serem utilizadas para cálculos em projetos de geração fotovoltaica.

Os dados obtidos pelo software podem ser comparados com dados reais obtidos da estação de geração solar instalada no campus da UNISINOS. A comparação é importante para avaliar os dias em que as condições climáticas não são favoráveis para a geração solar.

Com estes dados, podemos traçar a curva de geração solar diária e as variações ocorridas em cada estação do ano. Durante o inverno o período de exposição à radiação solar é menor, conseqüentemente a produção de energia solar fotovoltaica é menor. Mesmo levando em consideração que as altas temperaturas do verão prejudicam a geração fotovoltaica.

3.1.3 Condição dos Ventos

Para os cálculos da possível energia eólica gerada é necessário analisar as condições dos ventos no local que será instalado o aerogerador. O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul traz informações sobre os regimes dos ventos no estado. As medições de ventos realizadas em diversos pontos e por longos períodos servem para gerar estimativas de potencial eólico e dos regimes dos ventos. Para caracterizar as estatísticas da velocidade do vento, faz-se uso da função densidade de probabilidade de Weibull.

$$CDF \text{ ou } f(x) = \frac{K}{C} \left(\frac{x}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{x}{C}\right)^K} \quad (19)$$

Onde:

K – fator de forma (declividade de Weibull);

C – fator de escala.

Segundo o Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE, 2001), o fator de forma K anual, varia tipicamente entre 2 e 3. Sendo que valores maiores de K indicam maior constância dos ventos próximos à velocidade média, com menor ocorrência de

valores extremos. O fator de escala C tem relação com a velocidade média. Uma boa aproximação para C quando os valores de K estão entre 2 e 3 é dada por:

$$\bar{v} \approx 0,9.C \quad (20)$$

A distribuição cumulativa inversa da equação de Weibull é representada pela equação 20, também chamado de Quantil. Com esta equação podemos obter a velocidade do vento aleatoriamente com base na distribuição de probabilidade. O termo Z refere-se à utilização de números pseudo-aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1

$$Q = C(-\ln(1 - Z))^{\frac{1}{K}} \quad (21)$$

.Com os dados das condições dos ventos de determinada localidade e as informações do aerogerador a ser utilizado, pode-se calcular a energia elétrica gerada pela força dos ventos. De forma simplificada, pode-se utilizar a curva de potência do aerogerador para determinar a energia elétrica produzida em função da velocidade do vento incidente sobre ele. Essa simplificação considera a máxima transferência de potência do sistema eólico.

3.2 PROPOSTA DE TOPOLOGIA DO SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA

A topologia proposta para o aumento da disponibilidade do sinal digital consiste em um sistema híbrido de energia composto por quatro fontes de energia: rede elétrica, energia eólica, energia solar e banco de baterias. A integração entre as fontes de energia utilizará o método CC, devido a compatibilidade com o sistema proposto e a simplicidade deste método, pois não há necessidade de sincronismo.

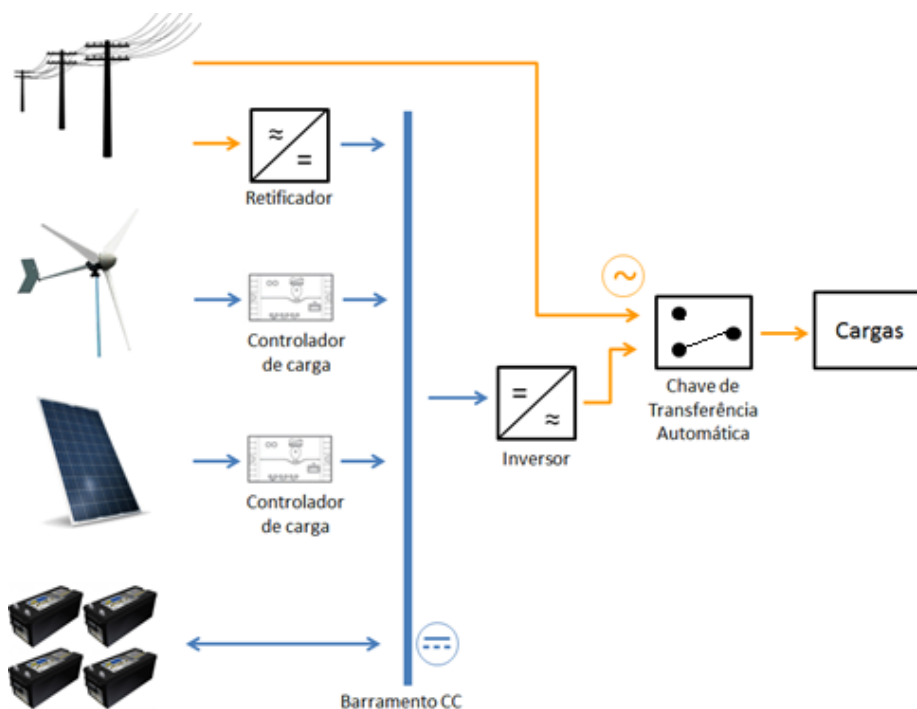
Para interligar as fontes em um mesmo barramento CC é necessário retificar a energia CA proveniente da rede de distribuição de energia elétrica. O retificador é responsável por manter uma saída fixa em $48V_{CC}$ e controlar o carregamento do banco de baterias. Para o sistema eólico e o sistema solar, faz-se necessário o uso de um controlador de carga. Visto que a geração eólica e a geração solar variam constantemente, o controlador de carga mantém a saída fixa no mesmo padrão de tensão do retificador. Desta forma pode-se conectar as três fontes de energia em um

mesmo barramento CC de 48V e utilizar a energia de cada uma delas para o carregamento do banco de baterias.

O padrão adotado para o transmissor digital, principal carga da RTV, utiliza fonte de alimentação em corrente alternada. Desta forma, faz-se necessário a utilização de um inversor para converter a tensão do barramento 48V_{CC} em 220V_{CA}.

A fim de dar maior confiabilidade ao sistema e evitar um ponto único de falha, uma chave de transferência automática será inserida ao sistema. Com a ATS é possível realizar um *by-pass* automático do sistema CC e energizar diretamente as cargas com a rede elétrica. Assim, uma falha no inversor não causaria a indisponibilidade do sistema. A topologia proposta para o sistema híbrido de energia pode ser vista na Figura 21.

Figura 21 - Proposta de sistema híbrido de energia



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS

Um dimensionamento inicial será proposto para o sistema de geração solar e eólico, considerando a potência da carga de uma estação retransmissora de TV Digital. Este dimensionamento pode sofrer alterações para otimização do sistema conforme vão sendo realizadas as simulações.

3.3.1 Gerador Eólico

O gerador eólico escolhido tem potência nominal 1 kW e potência máxima de 2 kW. Com pás de 3,1 m de diâmetro, o modelo do aerogerador Eletrovento ELV-H3.1, como mostra a Figura 22, é dimensionado para ser instalado em uma torre de 8 metros. Considerando uma velocidade média anual do vento de 6m/s, este aerogerador tem capacidade de gerar 150 kWh por mês.

Figura 22 - Aerogerador Eletrovento ELV-H3.1 - 1 kW

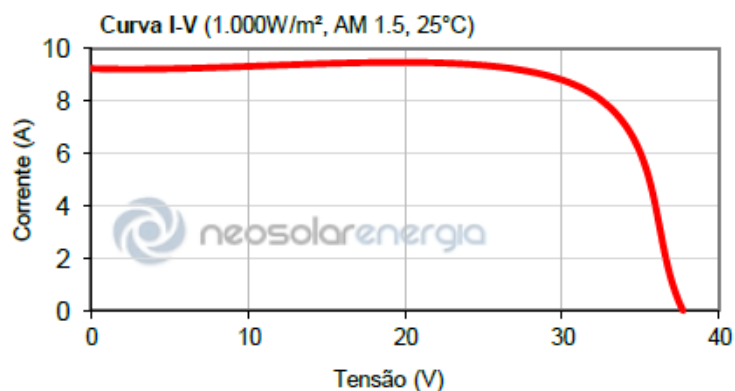


Fonte: ELETROVENTO (2017).

3.3.2 Gerador Solar

Os painéis fotovoltaicos escolhidos são do tipo policristalino com potência nominal de 270 Wp. Montados em um arranjo de quatro painéis em paralelo e dois painéis em série, o sistema possui potência nominal de 2160 Wp. A curva I-V do painel pode ser vista no Gráfico 5.

Gráfico 5 - Curva I-V Painel Solar Canadian CSI CS6K-270P



Fonte: NEOSOLAR (2017).

O controlador de carga a ser utilizado é o Schneider XW-MPPT60/150. Possui processo de controle com seguimento do ponto de máxima potência. A máxima tensão FV é de 140 V e corrente máxima de 60 A. Possui eficiência de 98% operando em 48V e a máxima potência de saída é 3500 W.

3.4 SIMULAÇÕES

Para as simulações, faz-se necessário o uso de um método que avalie a probabilidade modelada das falhas de energia e informe os dados de disponibilidade aleatoriamente. A técnica de Monte Carlo é um método de cálculo de probabilidade baseado em simulações aleatórias. Utilizado na solução de experimentos onde se tem conhecimento das distribuições de probabilidade das variáveis envolvidas. A aplicação do algoritmo de Monte Carlo neste trabalho tem como finalidade obter as informações de disponibilidade de energia. Assim, as simulações devem comparar os dados de armazenamento e geração alternativa para avaliar o atendimento à carga.

Variações da capacidade de armazenamento serão simuladas para identificar o melhor dimensionamento do sistema. Assim poderá ser avaliado se a autonomia do banco de estocagem é suficiente para suprir as falhas de geração e distribuição de energia. Softwares como o Matlab[®], Simulink[®] e Excel[®] serão utilizados como ferramentas para realizar estas simulações.

4 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

A partir dos conceitos apresentados na fundamentação teórica e dos métodos analisados, foram realizados os procedimentos experimentais conforme está descrito neste capítulo.

4.1 AQUISIÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS

Os meios utilizados para adquirir os dados de cada uma das fontes de energia são apresentados neste capítulo. Posteriormente estes dados são analisados quanto a sua distribuição e modelados para geração aleatória.

4.1.1 Disponibilidade da Rede Elétrica

A fim de obter os dados de disponibilidade da rede elétrica, foram analisados os dados do sistema supervisorio que monitora os alarmes das estações retransmissoras de televisão no estado do Rio Grande do Sul. O sistema mantinha guardados os dados que compreendem um período de 231 dias. Estes dados foram importados em uma planilha eletrônica para filtrar as estações de interesse, os alarmes de falha de energia e as falhas com duração superior a três minutos. Sendo assim, ocorreram 63 eventos de indisponibilidade de energia nas seis estações analisadas.

4.1.1.1 Tempo para a falha (TTF)

Verificando o tempo entre as falhas (TTF) das seis RTVs, foram obtidos os dados conforme Tabela 1.

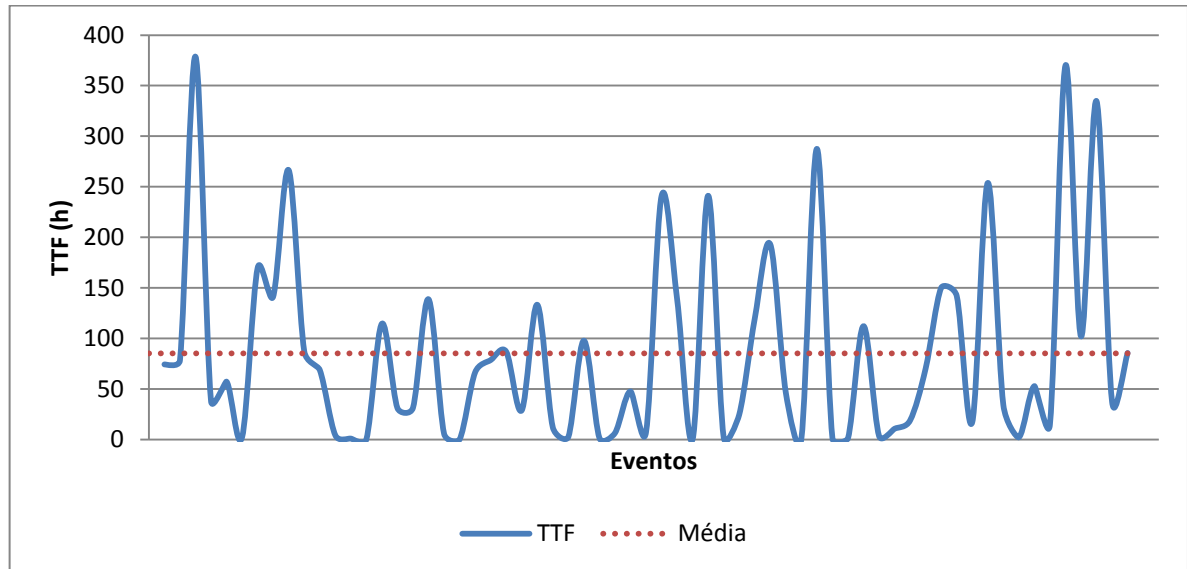
Tabela 1 - Análise do tempo entre as falhas (TTF)

TTF Mínimo	4,9 minutos
TTF Máximo	378,66 horas
Média (MTTF)	85,23 horas
Taxa de falha (λ)	0,0117 falhas/hora

Fonte: Elaborado pelo autor.

O gráfico com o tempo para as falhas de todos os eventos analisados, pode ser visto no Gráfico 6.

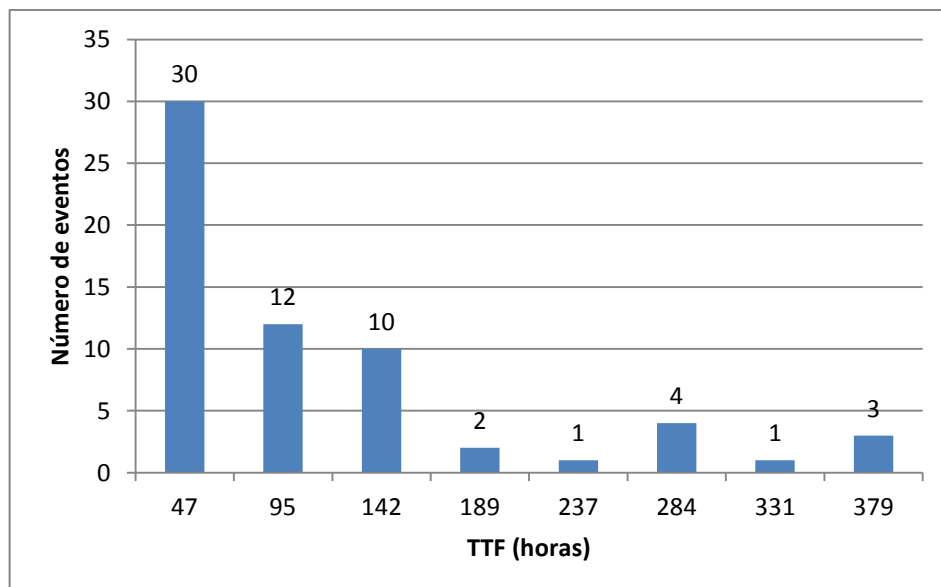
Gráfico 6 – Tempo para a falha



Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando uma única RTV, o MTTF é seis vezes maior do que considerando as seis estações. Assim, o MTTF é de 511,38 horas. A fim de identificarmos a distribuição de probabilidade que ocorrem as falhas, foi traçado o histograma destas falhas, que pode ser visto no Gráfico 7.

Gráfico 7 - Histograma de TTF



Fonte: Elaborado pelo autor.

Percebe-se que a distribuição de probabilidade é uma exponencial. Ou seja, há uma frequência maior de ocorrências em que o tempo para a falha é menor.

4.1.1.2 Duração das falhas (TTR)

Verificando a duração das falhas (TTR), foram obtidos os dados conforme Tabela 2.

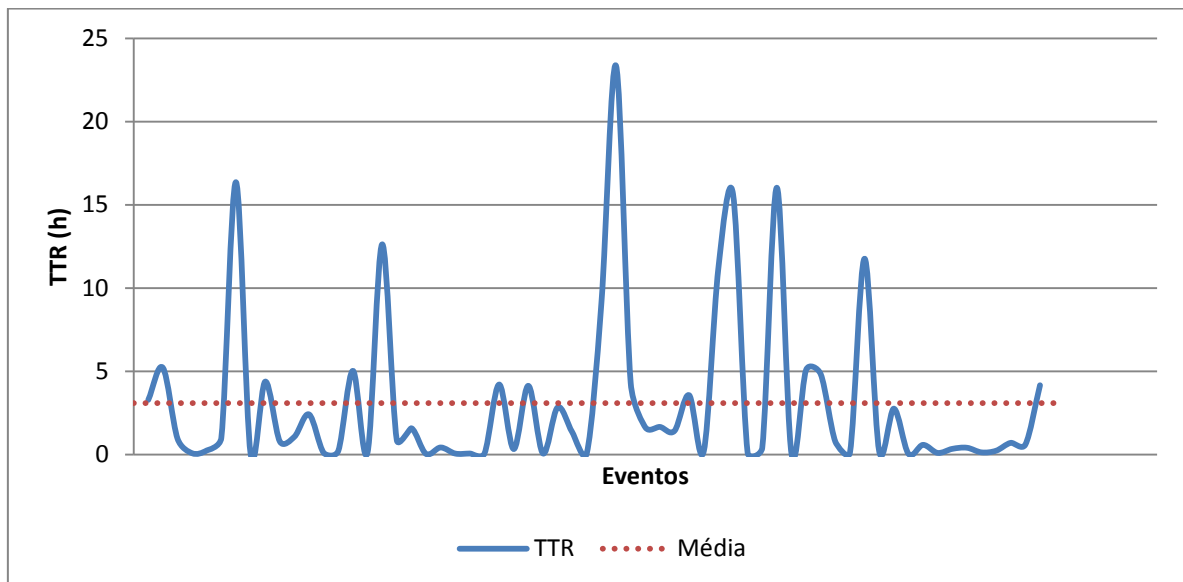
Tabela 2 - Análise da duração das falhas (TTR)

TTR Mínimo	3,01 minutos
TTR Máximo	23,34 horas
Média (MTTR)	3,0995 horas
Taxa de reparo (μ)	0,3226 reparos/hora

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se ver no Gráfico 8 a duração de todos os eventos de falhas analisadas.

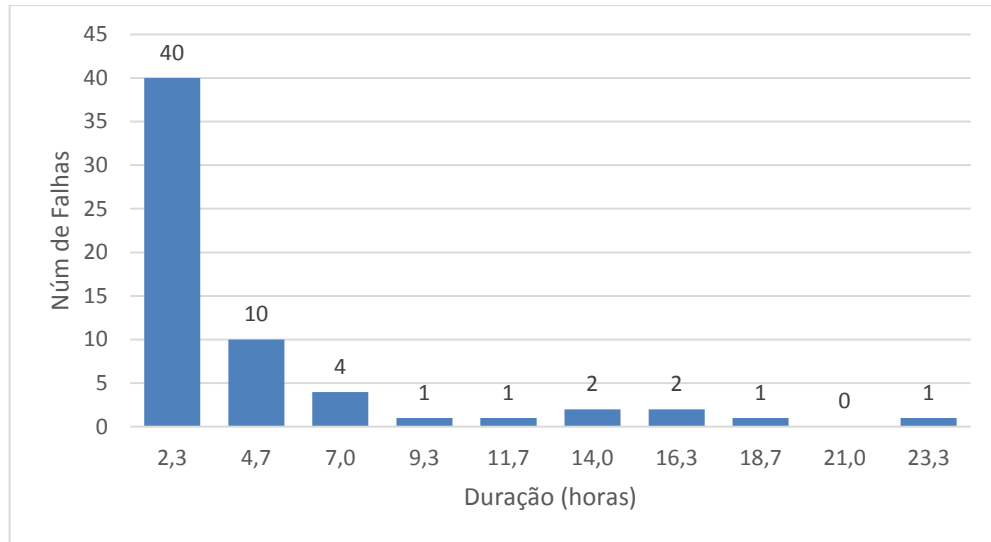
Gráfico 8 - Duração das falhas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o histograma de TTR, percebe-se que a distribuição exponencial de probabilidade representa muito bem a duração das falhas. Mais uma vez eventos com menor duração possuem uma ocorrência muito maior que eventos com duração prolongada, como pode ser visto no Gráfico 9.

Gráfico 9 - Histograma de TTR



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em posse do tempo médio para a falha (MTTF), da duração média das falhas (MTTR) e da distribuição de probabilidade que representa cada uma destas variáveis, é possível gerar aleatoriamente as falhas para as simulações.

4.1.1.3 Distribuição de probabilidade das falhas da rede

A simulação de Monte Carlo foi utilizada para estimar as falhas na rede de distribuição de energia. O princípio consiste em gerar amostras de uma variável aleatória X (TTF, TTR...), obedecendo a distribuição de probabilidade $F(x)$. Usando uma amostra da variável pseudo-aleatória igualmente distribuída entre 0 e 1, é possível realizar a transformação inversa: $X_i = F^{-1}(Z_i)$.

Considerando que a função $F(x)$ da distribuição exponencial é:

$$Z = 1 - e^{-\lambda \cdot X} \quad (22)$$

Onde:

Z é a variável pseudo-aleatória distribuída entre 0 e 1;

λ é a taxa de falhas ou $\lambda = \frac{1}{MTTF}$;

X é a variável aleatória que obedece a distribuição exponencial.

Para gerar amostras aleatórias com base na distribuição exponencial, foi utilizado o método da transformada inversa desta função de probabilidade, dada por:

$$X = -\frac{\ln(1 - Z)}{\lambda} \quad (23)$$

Onde: $(1 - Z)$ e Z tem a mesma distribuição.

Desta forma, utilizando as equações (24) e (25), foi possível gerar aleatoriamente o tempo para a falha e o tempo de duração da falha de acordo com suas respectivas distribuições de probabilidade.

$$TTF = -\frac{\ln(Z)}{\lambda} \quad (24)$$

$$TTR = -\frac{\ln(Z)}{\mu} \quad (25)$$

Onde:

TTF é o tempo para a falha;

Z é a variável pseudo-aleatória distribuída entre 0 e 1;

λ é a taxa de falhas ou $\lambda = \frac{1}{MTTF}$;

TTR é a duração da falha;

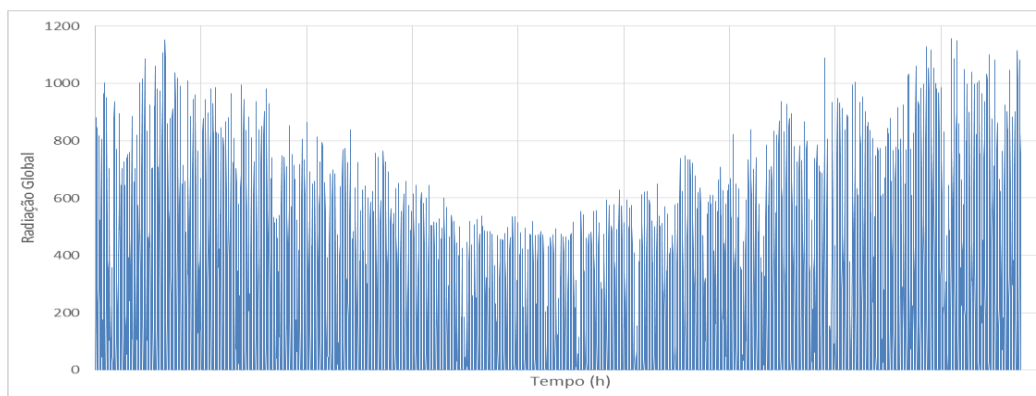
μ é a taxa de reparo ou $\mu = \frac{1}{MTTR}$.

4.1.2 Disponibilidade da Geração Fotovoltaica

Os dados necessários para calcular a geração fotovoltaica foram obtidos através do software RADIASOL[®]. Indicando as coordenadas geográficas do local de interesse, foram extraídos os dados médios da irradiância e temperatura, de hora em hora, ao longo de um ano inteiro. Estas informações foram exportadas para uma planilha eletrônica a fim de serem usadas pelo software de simulação nos momentos de indisponibilidade de energia da rede de distribuição. Aos valores da irradiância solar, ao longo de um ano, são exibidos na Figura 23.

Não foi gerado um modelo de distribuição para estes dados, pois as informações obtidas do RADIASOL[®] já representam dados médios para cada hora.

Figura 23 - Índice de radiação solar anual



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.3 Disponibilidade da Geração Eólica

Com o uso de uma planilha eletrônica foram inseridos na primeira coluna o tempo, em segundos, de hora em hora até o total das 8760 horas presentes em um ano. Na segunda coluna, foi gerado números aleatórios entre 0 e 1 através da função “ALEATÓRIO()”. Na terceira coluna, foi inserida a equação da distribuição cumulativa inversa da equação de Weibull, como pode ser visto na equação 26:

$$Q = C(-\ln(1 - Z))^{\frac{1}{K}} \quad (26)$$

Onde:

Q - Distribuição cumulativa inversa da equação de Weibull;

C - Fator de escala;

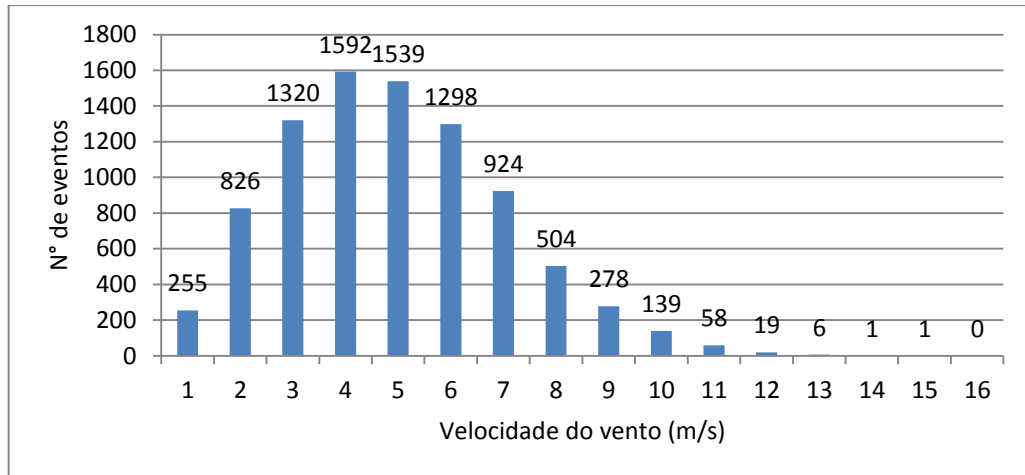
K - Fator de forma (declividade de Weibull);

Z - Números aleatórios entre 0 e 1.

O valor utilizado do fator de forma K foi de 2,23 e do fator de escala C foi de 5 m/s. Estes valores foram adotados baseados nos dados do atlas eólico do Rio Grande do Sul e nas indicações dos fornecedores de aerogeradores, para o local de interesse.

Assim os dados presentes da terceira coluna “ C ” representam a velocidade do vento, de hora em hora, durante todo o ano. Estes dados obedecem a distribuição de probabilidade de Weibull, como pode ser visto no histograma 10.

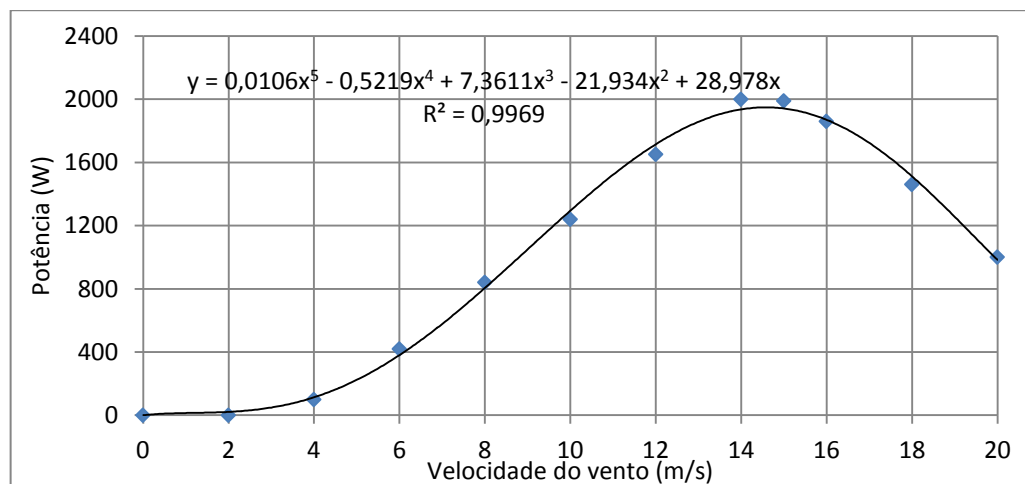
Gráfico 10 - Histograma da velocidade dos ventos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para converter a velocidade do vento em potência elétrica, foi utilizada a curva de potência do aerogerador, traçando uma linha de tendência, conforme Gráfico 11.

Gráfico 11 - Curva de potência do aerogerador



Fonte: Elaborado pelo autor.

A equação que representa a linha de tendência é um polinômio, descrito na equação 27.

$$P = 0,0106 \cdot v^5 - 0,5219 \cdot v^4 + 7,3611 \cdot v^3 - 21,934 \cdot v^2 + 28,978 \cdot v \quad (27)$$

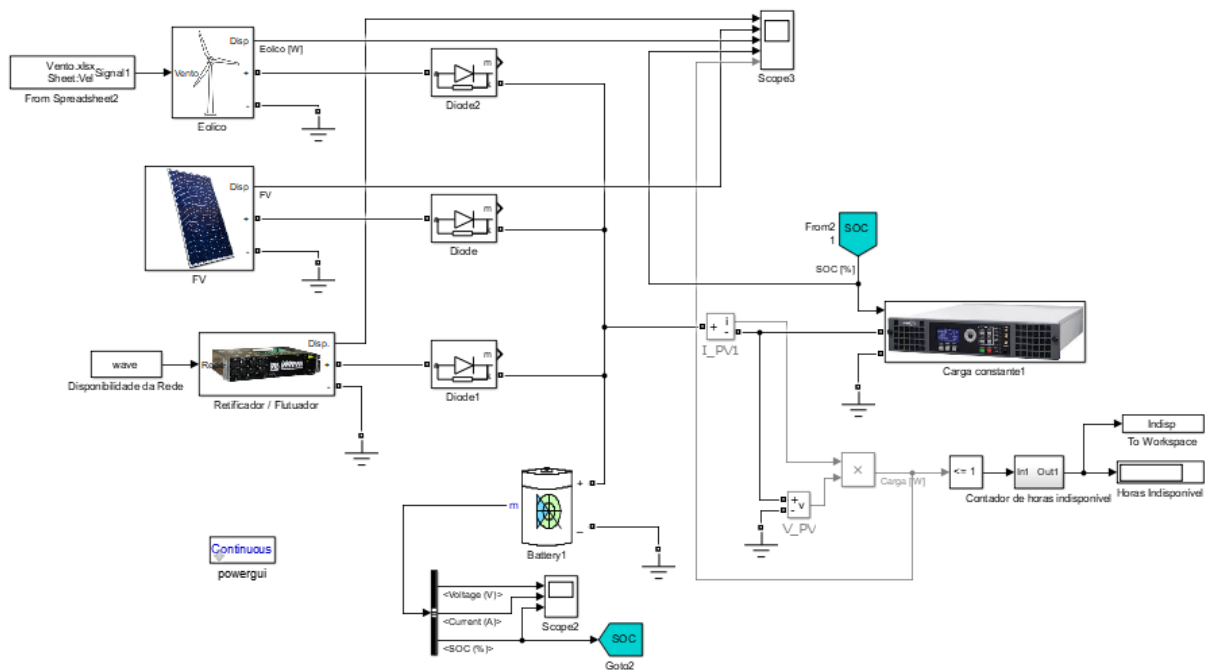
4.2 SIMULAÇÃO

A simulação baseia-se no processo de carga e descarga das baterias conforme a disponibilidade das fontes de energia. Devido ao fato da disponibilidade de energia da rede elétrica ser um evento aleatório conforme distribuição de probabilidade, um *script* solicita a simulação da energia das baterias conforme a necessidade.

O sistema de carga e descarga de baterias foi implementado em Matlab/Simulink[®]. Foi utilizado o método de integração automático para a resolução das equações de estado do sistema. Este método é simples, robusto e apresentou tempo adequado para as simulações. Passo variável e tolerância relativa de 1 ms foram utilizados nas configurações.

O tempo de parada utilizado para cada simulação foi de 129600 segundos, ou seja, 36 horas. Este tempo foi escolhido pois uma falta de energia poderia durar, em torno, de até 24 horas e ainda assim poderia ocorrer outra falha logo em seguida quando as baterias ainda não estivessem totalmente carregadas. Portanto este tempo se adequou bem as simulações de descarga e carga das baterias. O diagrama completo, implementado no Simulink[®], pode ser visto na Figura 24.

Figura 24 - Diagrama completo do Simulink[®]



Fonte: Elaborado pelo autor.

Variáveis como a potência da carga, a disponibilidade da rede elétrica, eólica e fotovoltaica, o estado da carga das baterias (SOC), a corrente e a tensão do banco de baterias foram constantemente monitoradas em todas as simulações. Diversas topologias e configurações foram utilizadas nas simulações. Para cada caso foi necessário realizar algumas alterações, dentre elas: remover o sistema eólico e/ou fotovoltaico e alterar a capacidade do banco de baterias. A seguir segue uma breve descrição do funcionamento de cada um dos blocos utilizados no Simulink®.

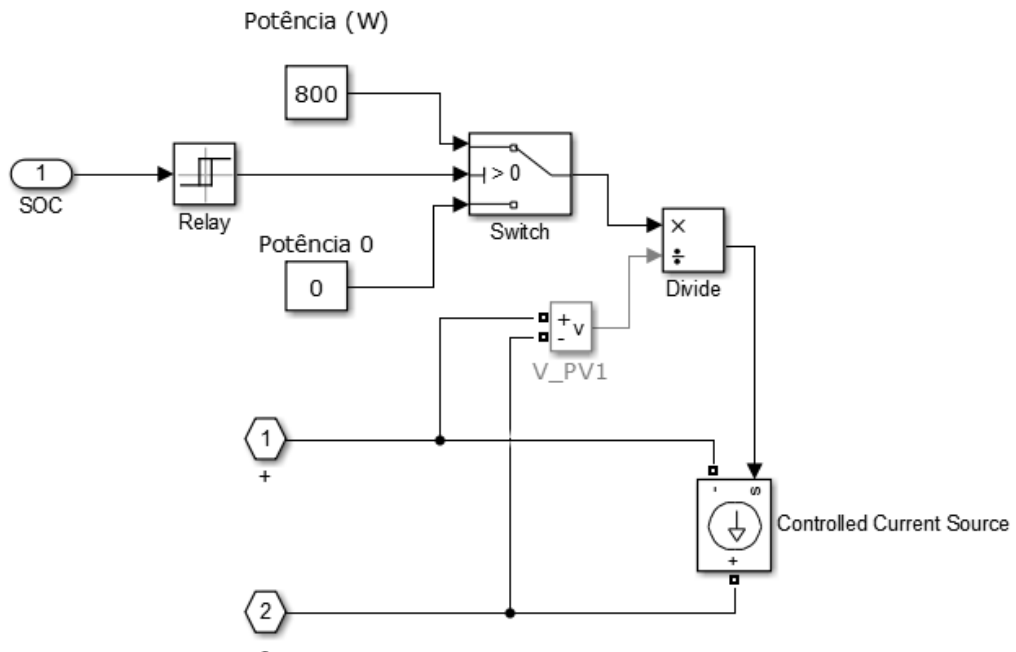
4.2.1 Bloco de Carga com Potência Constante

A fim de manter a carga com potência constante, foi utilizada uma fonte de corrente controlada para executar tal função. Visto que a tensão do banco de baterias varia conforme o estado da carga, a fonte de corrente era controlada pela potência constante da carga dividida pela tensão do banco.

A potência consumida pela carga utilizada nas simulações foi de 800W. Este valor corresponde a um transmissor digital de 100W de potência transmitida, sistema de telemetria e sistema de exaustão com ventilação forçada para retirar o calor produzido pelo transmissor.

Outra função implementada neste bloco, foi a desconexão da carga quando o estado da carga das baterias (SOC%) atingisse o limite de 20%. Para isso, foi inserido um bloco “Relay”. Este bloco avalia o SOC% do banco de baterias e possui uma histerese que conecta novamente a carga quando o SOC% ultrapassa os 30%. O bloco que representa a carga com potência constante pode ser visto na Figura 25.

Figura 25 - Bloco de carga com potência constante

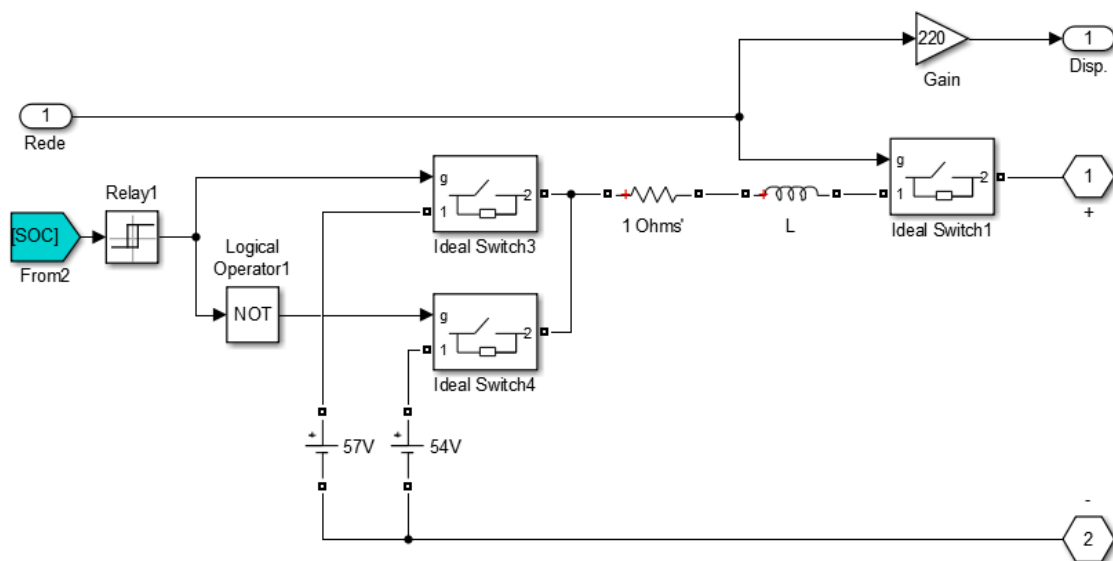


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Bloco Retificador / Flutuador

Para simular um retificador com flutuação de tensão, foi implementado o circuito conforme Figura 26.

Figura 26 - Bloco Retificador / Flutuador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma fonte de tensão de 57V é conectada ao barramento CC quando a energia da rede está disponível. Esta conexão é feita pelos *switches* 1 e 3. A tensão de 57V simula a condição de equalização da tensão do banco de baterias. Quando o SOC% atinge 97% da carga, a fonte de 57V é desconectada e uma fonte de 54V é conectada, simulando a tensão de flutuação para o banco de baterias. Nesta condição os *switches* 1 e 4 estão fechados. Um resistor e um indutor foram inseridos no circuito para evitar a oscilação de tensão nos chaveamentos.

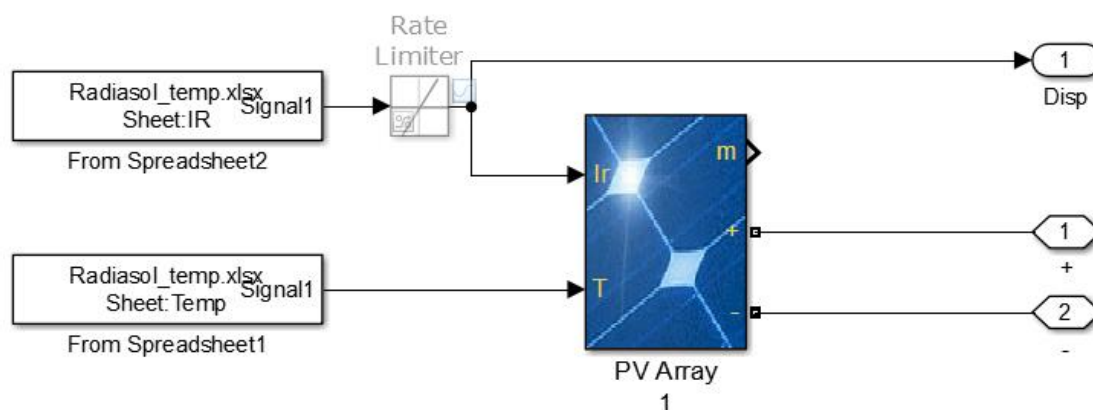
4.2.3 Bloco do Sistema Fotovoltaico

Para implementação do sistema fotovoltaico, foi utilizado o bloco *PV Array* disponível no Simulink® a partir da versão R2015a. Este bloco implementa uma matriz de módulos fotovoltaicos.

O bloco *PV Array* é um modelo de cinco parâmetros usando uma fonte de corrente IL (corrente gerada pela luz), diodo (parâmetros I_0 e nI), resistência série R_s e resistência *shunt* R_{sh} para representar as características IV dependentes da irradiância e temperatura dos módulos. Na Figura 27 é exibido o bloco do sistema fotovoltaico.

As informações de irradiância e temperatura foram importadas de uma planilha eletrônica através do bloco “*From Spreadsheet*”. Estas planilhas possuem dados coletados do software RADIASOL®. O horário ao longo do ano em que as informações são usadas é definida por um *script* do Matlab®.

Figura 27 - Bloco do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

A configuração do bloco *PV Array* foi realizada conforme manual do painel fotovoltaico da marca Canadian, modelo CS6K-270P. Foi utilizado um arranjo com 4 painéis em paralelo e 2 painéis em série. A configuração pode ser vista na Figura 28.

Figura 28 - Configuração do *PV Array*

Block Parameters: PV Array 1

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m², and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters **Advanced**

Array data

Parallel strings: 4

Series-connected modules per string: 2

Module data

Module: User-defined

Maximum Power (W)	Cells per module (Ncell)
198.9	72
Open circuit voltage Voc (V)	Short-circuit current Isc (A)
29	8.19
Voltage at maximum power point Vmp (V)	Current at maximum power point Imp (A)
26	7.65
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)
-0.27	0.06

Model parameters

Light-generated current IL (A): 8.1901

Diode saturation current I0 (A): 2.8238e-07

Diode ideality factor: 1.0012

Shunt resistance Rsh (ohms): 96.2967

Series resistance Rs (ohms): 0.10422

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 1000 W/m² & specified temperatures

T_cell (deg. C) [45 25]

Plot

Fonte: Elaborado pelo autor.

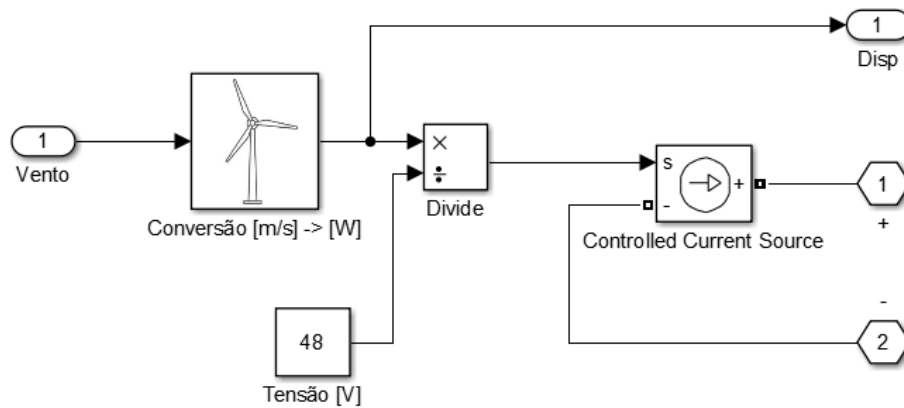
4.2.4 Bloco do Sistema Eólico

O sistema de geração eólico foi implementado de forma simplificada utilizando uma equação para converter a velocidade do vento em potência elétrica, conforme Figura 29. Os dados de velocidade do vento eram importados da planilha eletrônica, mencionada no capítulo 4.1.3. A cada simulação, os valores de velocidade eram diferentes devido a função “ALEATÓRIO()” utilizada nesta planilha.

A potência elétrica disponível, de acordo com a velocidade do vento, foi dividida pela tensão do banco de baterias (48V). Assim, resultando a corrente que

controla uma fonte de corrente. Este método é bastante simplificado e reproduz satisfatoriamente um controlador de carga com máxima transferência de potência.

Figura 29 - Bloco do sistema eólico

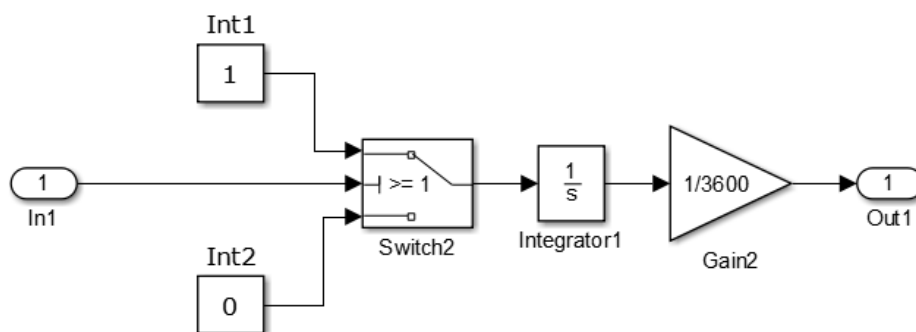


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.5 Bloco do Tempo de Indisponibilidade

A fim de que a simulação conte o tempo em que a carga ficou indisponível, o circuito da Figura 30 foi utilizado para exercer tal função.

Figura 30 - Bloco do tempo de indisponibilidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

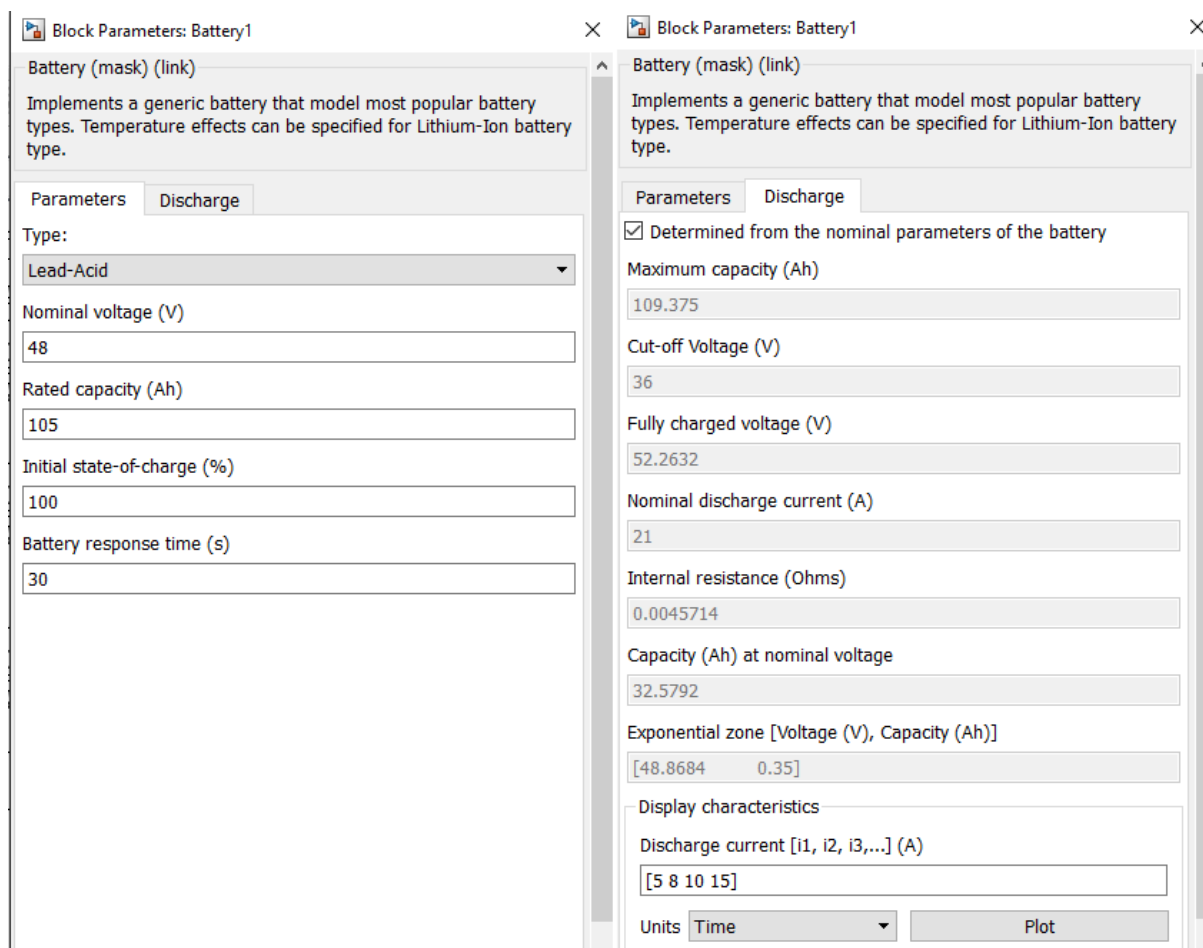
Toda vez que a potência da carga é menor ou igual a 1, uma chave é acionada fazendo com que um integrador incremente a cada unidade de tempo. Como a unidade de tempo utilizada na simulação é segundos, a saída deste integrador é dividida por 3600 para exibir o tempo indisponível em horas.

Este tempo é enviado para a área de trabalho do Matlab® como uma variável.

4.2.6 Bloco do Banco de Baterias

Para o banco de baterias foi utilizado o bloco Battery disponível no Simulink®. Este bloco possui diversos tipos de baterias. A bateria utilizada nas simulações é de chumbo-ácido. Para alterar a capacidade do banco de baterias bastava mudar o campo *Rated capacity (Ah)*. Os parâmetros de descarga foram utilizados conforme as predefinições disponíveis. Valores como a resistência interna da bateria foram comparados com os dados do manual de baterias disponíveis no mercado. Os valores do software estão muito próximos dos encontrados nos manuais. A configuração completa do bloco *battery* pode ser vista na Figura 31.

Figura 31 - Configuração do banco de baterias



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.7 Script do Matlab®

A simulação de carga e descarga das baterias implementada no Simulink® faz a análise de uma única falha de energia na rede elétrica. Porém, o objetivo é rodar diversas falhas, com tempos aleatórios, durante o período de um ano. Para isso, um *script* foi desenvolvido no Matlab. Este *script* carrega as informações de tempo médio para as falhas, tempo médio de duração das falhas e dados de irradiância e temperatura extraídos do RADIASOL®.

Utilizando a função `exprnd(MTTF)`, foi possível determinar aleatoriamente o tempo em que a rede elétrica fica disponível, conforme a distribuição de probabilidade exponencial. Então, utilizando a mesma função para o tempo médio de duração das falhas (MTTR), é possível determinar aleatoriamente o tempo de duração da falha.

Os dados de irradiância e temperatura, durante o tempo da falha, são lidos da planilha eletrônica do RADIASOL® e então escritos em uma planilha temporária. Esta planilha temporária será lida pelo Simulink®, sempre atualizada para a hora do ano em que está ocorrendo a indisponibilidade.

Um vetor com o tamanho do tempo total da simulação de carga e descarga das baterias é preenchido com “1”, utilizando a função `ones()`. Durante o tempo em que a rede está indisponível, um laço de repetição preenche este vetor com zeros.

Utilizando novamente a função `exprnd()`, é determinado o tempo da próxima interrupção. Caso ela ocorra em menos de 24 horas, um novo laço de repetição preenche novamente o vetor com zeros durante o tempo da segunda indisponibilidade, para ser executado na mesma simulação da falha anterior.

Este vetor é salvo como um sinal e a função `sim()` solicita que a simulação do Simulink® seja executada. Ao final da simulação, um vetor registra o tempo em que a carga ficou indisponível e outro vetor registra o tempo em que a rede ficou indisponível. Estes vetores são então somados para calcular o tempo total de indisponibilidade da carga e da rede.

O tempo em que a rede ficou disponível até então é somado ao tempo da próxima disponibilidade. Assim um laço de repetição roda todo este processo, desde o tempo zero, até que atinja um tempo total de 365 dias de simulação.

Ao final de um ano de simulação, os dados de indisponibilidade da carga, da rede elétrica e o número de falhas durante o ano são exportados para uma planilha eletrônica utilizando a função `xlswrite()`.

O fluxograma e o código completo desenvolvido em Matlab[®] podem ser consultados no apêndice A.

4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção são apresentadas as análises e interpretações dos resultados obtidos no projeto em estudo.

Os resultados das diferentes configurações foram comparados entre si, para então encontrar o modelo mais adequado, levando em conta a relação investimento x confiabilidade do projeto. Os casos estudados foram:

- Rede elétrica + banco de baterias de 63 Ah;
- Rede elétrica + banco de baterias de 105 Ah;
- Rede elétrica + banco de baterias de 150 Ah;
- Rede elétrica + banco de baterias de 220 Ah;
- Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 63 Ah;
- Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 105 Ah;
- Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 150 Ah;
- Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 220 Ah;
- Rede elétrica + eólico + banco de baterias de 63 Ah;
- Rede elétrica + eólico + banco de baterias de 105 Ah;
- Rede elétrica + eólico + banco de baterias de 150 Ah;
- Rede elétrica + eólico + banco de baterias de 220 Ah;
- Rede elétrica + eólico + fotovoltaico + banco de baterias de 105 Ah.

Para cada um dos 13 casos analisados, foram realizadas 29 simulações, totalizando 377 simulações. Visto que o número de falhas ao longo de um ano varia em cada simulação, a média foi de 18 interrupções por ano. Ao total, foram analisadas 6959 interrupções da rede elétrica. Alguns exemplos de

indisponibilidades dos casos analisados estão exibidos e comentados no apêndice B deste relatório.

Ao final das 29 simulações realizadas para cada caso, foi obtida a média do tempo de carga indisponível, a média do tempo de rede indisponível, o percentual da disponibilidade da carga no ano e o desvio padrão para cada dimensionamento do sistema.

Para o tempo médio da indisponibilidade, foi calculada a média aritmética simples, somando todos os tempos da indisponibilidade e dividindo pelo número de simulações. A Tabela 3 apresenta os resultados dos tempos médios de indisponibilidade de cada caso analisado.

Tabela 3 – Resultados dos tempos de indisponibilidade das simulações

Caso	Tempo médio de carga indisponível (h)	Tempo médio de rede indisponível (h)
Rede + bat 63 Ah	22,06	56,02
Rede + bat 105 Ah	11,58	57,11
Rede + bat 150 Ah	6,73	55,04
Rede + bat 220 Ah	1,28	58,67
Rede + FV + bat 63 Ah	11,98	59,18
Rede + FV + bat 105 Ah	5,76	63,15
Rede + FV + bat 150 Ah	2,36	53,31
Rede + FV + bat 220 Ah	0,37	58,80
Rede + eólico + bat 63 Ah	11,71	56,51
Rede + eólico + bat 105 Ah	4,60	51,55
Rede + eólico + bat 150 Ah	1,23	56,23
Rede + eólico + bat 220 Ah	0,38	57,11
Rede + Híbrido + bat 105 Ah	2,05	59,75

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o cálculo do percentual de disponibilidade da carga no ano foi utilizada a equação 28.

$$Disp (\%) = 100\% - \left(\left(\frac{TCI}{T} \right) \cdot 100\% \right) \quad (28)$$

Onde:

TCI – Tempo de Carga Indisponível;

T – Tempo total analisado.

A disponibilidade média é dada por:

$$Disp_{méd(\%)} = \frac{\sum_1^N Disp(\%)}{N} \quad (29)$$

Tabela 4 – Resultados do percentual de disponibilidade das simulações

Caso	Disponibilidade da carga durante as falhas (%)	Disponibilidade da carga no ano (%)	Desvio Padrão σ
Rede + bat 63 Ah	62,96%	99,748%	0,129%
Rede + bat 105 Ah	82,02%	99,868%	0,119%
Rede + bat 150 Ah	89,10%	99,923%	0,068%
Rede + bat 220 Ah	98,33%	99,985%	0,037%
Rede + FV + bat 63 Ah	80,78%	99,863%	0,089%
Rede + FV + bat 105 Ah	91,61%	99,934%	0,069%
Rede + FV + bat 150 Ah	96,26%	99,973%	0,036%
Rede + FV + bat 220 Ah	99,54%	99,996%	0,010%
Rede + eólico + bat 63 Ah	80,84%	99,866%	0,078%
Rede + eólico + bat 105 Ah	92,52%	99,948%	0,059%
Rede + eólico + bat 150 Ah	98,29%	99,986%	0,028%
Rede + eólico + bat 220 Ah	99,54%	99,996%	0,018%
Rede + Híbrido + bat 105 Ah	97,10%	99,977%	0,035%

Fonte: Elaborado pelo autor.

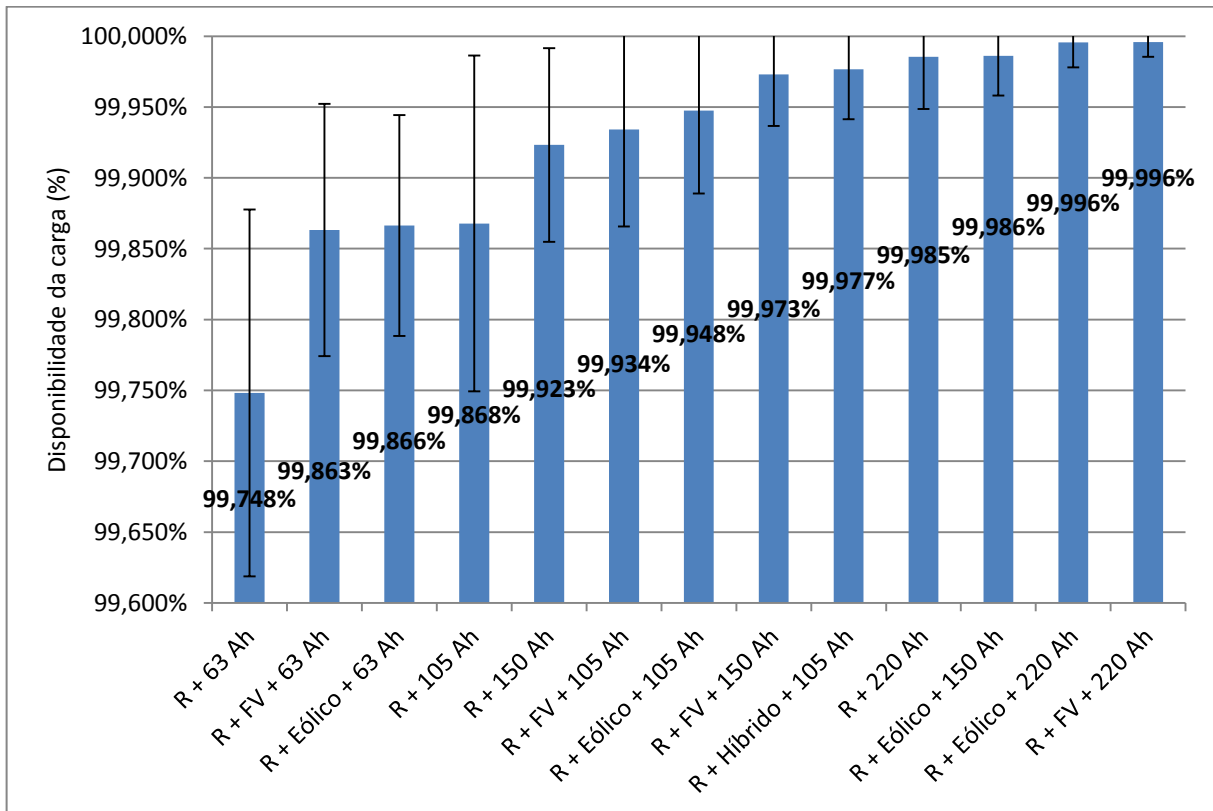
O Gráfico 12 exibe o percentual de disponibilidade ao longo de um ano para cada um dos casos analisados. O Gráfico 13 exibe os mesmos resultados, desta vez em ordem de disponibilidade, para comparação dos casos.

Gráfico 12 – Resultados de disponibilidade dos casos analisados



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 13 – Comparativo entre os casos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através dos dados das simulações apresentados nas tabelas 3 e 4, foi possível determinar a probabilidade de sucesso e falha para cada um dos componentes do sistema. Para isso foram utilizadas as equações:

$$P_{(falha)} = \overline{Rs} = P_{(x1)} \times P_{(x2)} \quad (30)$$

$$P_{(x2)} = \frac{\overline{Rs}}{P_{(x1)}} \quad (31)$$

$$Rs = 1 - (P_{(x1)} \times P_{(x2)}) \quad (32)$$

Onde:

\overline{Rs} é a probabilidade de falha do sistema;

Rs é a probabilidade de sucesso do sistema;

$P_{(x1)}$ é a probabilidade de falha do componente 1;

$P_{(x2)}$ é a probabilidade de falha do componente 2.

Tabela 5 - Probabilidade de sucesso de cada componente

	Bat 63 Ah	Bat 105 Ah	Bat 150 Ah	Bat 220 Ah
Rede	99,35%	99,35%	99,35%	99,35%
Bateria	62,96%	82,02%	89,10%	98,33%
FV	48,12%	53,33%	65,74%	72,41%
Eólico	48,26%	58,38%	84,31%	72,42%
Hibrido	73,16%	80,58%	94,62%	92,39%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, foi possível calcular a probabilidade de sucesso e falha de diversas configurações do sistema, comparando com os dados simulados.

Tabela 6 – Comparação das probabilidades Simuladas x Calculadas

Caso	Simulado		Calculado	
	P(sucesso)	P(falha)	P(sucesso)	P(falha)
Rede	99,348%	0,652%	-	-
Rede + 63 Ah	99,748%	0,252%	99,759%	0,241%
Rede + 105 Ah	99,868%	0,132%	99,883%	0,117%
Rede + 150 Ah	99,923%	0,077%	99,929%	0,071%
Rede + 220 Ah	99,985%	0,015%	99,989%	0,011%
Rede + FV + 63 Ah	99,863%	0,137%	99,875%	0,125%
Rede + FV + 105 Ah	99,934%	0,066%	99,945%	0,055%
Rede + FV + 150 Ah	99,973%	0,027%	99,976%	0,024%
Rede + FV + 220 Ah	99,996%	0,004%	99,997%	0,003%
Rede + Eólico + 63 Ah	99,866%	0,134%	99,875%	0,125%
Rede + Eólico + 105 Ah	99,948%	0,052%	99,951%	0,049%
Rede + Eólico + 150 Ah	99,986%	0,014%	99,989%	0,011%
Rede + Eólico + 220 Ah	99,996%	0,004%	99,997%	0,003%
Rede + Híbrido + 63 Ah	-	-	99,935%	0,065%
Rede + Híbrido + 105 Ah	99,977%	0,023%	99,977%	0,023%
Rede + Híbrido + 150 Ah	-	-	99,996%	0,004%
Rede + Híbrido + 220 Ah	-	-	99,999%	0,001%

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.1 Investimento para implantação

Para a avaliação dos custos de implantação necessários para cada um dos sistemas propostos nas simulações, foram realizados alguns orçamentos com empresas nacionais. A Tabela 7 apresenta o resumo dos orçamentos especificando o valor dos componentes do sistema.

Tabela 7 - Custos dos equipamentos

Sistema de Armazenamento de Energia						
Equipamento	Marca	Modelo	Capacidade	Valor	Qtd.	Valor Total
Bateria	Moura	12MN63	63 Ah	R\$ 285,43	4	R\$ 1.141,72
Bateria	Moura	12MN105	105 Ah	R\$ 455,98	4	R\$ 1.823,92
Bateria	Moura	12MN150	150 Ah	R\$ 678,38	4	R\$ 2.713,52
Bateria	Moura	12MN220	220 Ah	R\$ 994,08	4	R\$ 3.976,32
Retificador	PHB	SR15A-48V	15A	R\$ 2.700,00	1	R\$ 2.700,00
Retificador	PHB	SR30A-48V	30A	R\$ 3.600,00	1	R\$ 3.600,00

Sistema Fotovoltaico

Equipamento	Marca	Modelo	Capacidade	Valor	Qtd.	Valor Total
Painel Solar	Canadian	CSK6k-270P	270 Wp	R\$ 575,04	8	R\$ 4.600,32
Controlador Carga	Schneider	XW-MPPT60	60 A	R\$ 3.681,87	1	R\$ 3.681,87
Estrutura Metálica			8 painéis	R\$ 3.000,00	1	R\$ 3.000,00

Sistema Eólico

Equipamento	Marca	Modelo	Capacidade	Valor	Qtd.	Valor Total
Aerogerador	Eletrovento	ELV-H3.1	1 KW	R\$ 34.300,00	1	R\$ 34.300,00

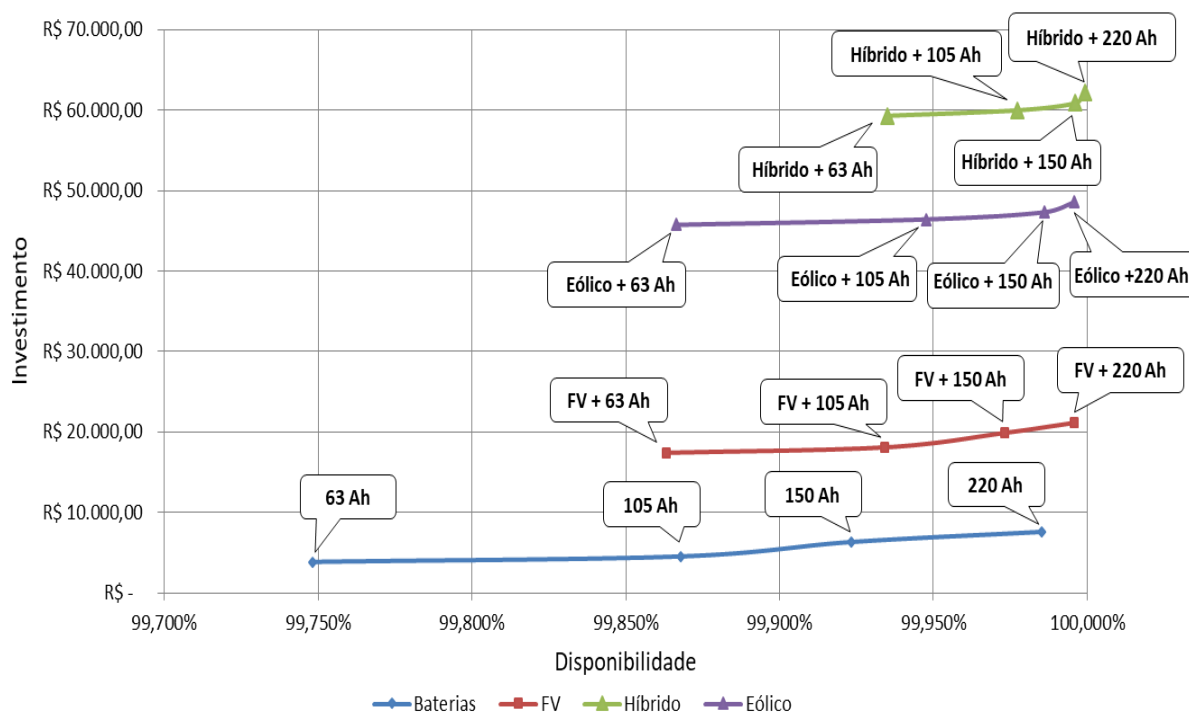
Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema eólico, fornecido pela empresa Eletrovento, acompanha a torre estaiada de 8m de altura e controlador de carga/inversor *off-grid*.

Os custos relativos à instalação dos sistemas foram inseridos no cálculo do valor total. Para isso foi considerado que o custo da instalação corresponde a 30% do valor do equipamento.

A comparação entre o investimento necessário e a disponibilidade da estação retransmissora pode ser vista no Gráfico 14.

Gráfico 14 - Investimento x Disponibilidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÃO

Através da análise dos conceitos abordados neste trabalho e nos resultados encontrados, é possível concluir que o trabalho atingiu os objetivos propostos. Dentre os quais, estudar o comportamento das falhas da rede elétrica em estações retransmissoras de televisão, modelando o índice de falhas para simulações aleatórias.

A utilização da técnica de Monte Carlo para geração de números aleatórios referentes às falhas da rede de distribuição de energia mostrou-se bastante válida. Reproduzindo as falhas com características semelhantes à realidade encontrada nas estações retransmissoras.

O software utilizado, Matlab/Simulink[®], é uma ótima ferramenta para implementar o sistema com todas suas variações e determinar a contribuição de cada fonte de energia utilizada.

Para o caso analisado, no qual a velocidade média anual dos ventos foi de 5 m/s, a produção de energia do sistema eólico foi muito semelhante à do sistema fotovoltaico. Quando comparada a contribuição de cada uma das energias renováveis, percebemos que a probabilidade de sucesso percentual agregada ao sistema é muito próxima nos dois casos.

Devido a característica exponencial da duração das falhas, percebe-se que a energia do banco de armazenamento possui uma contribuição mais efetiva para a diminuição das indisponibilidades da carga. Isso porque grande parte das falhas ocorrem por um tempo que o banco de estocagem de energia é capaz de suprir. Enquanto que os sistemas de geração de energia renováveis podem não estarem disponíveis pelo fato de algumas falhas ocorrerem durante a noite ou em momentos que não há vento. Ou seja, a sazonalidade dos fatores naturais responsáveis pela geração de energia eólica e fotovoltaica impede que sua contribuição seja maior.

Por outro lado, em algumas falhas de maior duração, acabam por esgotar a energia do banco de armazenamento. Nestes casos, os sistemas alternativos, eólico e solar, contribuíram significativamente na confiabilidade do sistema. Mantendo a carga disponível ou até mesmo recarregando o banco de baterias.

Dentre os estudos dos diversos sistemas de energia, identificou-se a rede elétrica com um banco de estocagem de grande capacidade, como o sistema mais

indicado para aplicação nas estações retransmissoras de televisão digital analisadas, quando avaliado o investimento necessário para implantação.

O sistema de geração fotovoltaico apresenta vantagens em relação ao sistema eólico. Este último, necessita um aporte de investimento maior, além de se restringir a áreas onde a média anual da velocidade do vento é suficiente para geração de energia. Portanto, é possível afirmar que os objetivos específicos deste trabalho foram atendidos em sua totalidade e as dúvidas existentes relacionadas ao tema foram respondidas.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Durante a realização deste trabalho, foram identificadas algumas oportunidades de estudo a serem aplicadas em futuros projetos relacionados a este trabalho. São elas:

- Realizar medições de velocidade dos ventos de uma determinada estação litorânea para obter dados específicos desta localidade;
- Estudar os efeitos da sazonalidade dos ventos em cada estação do ano;
- Inserir um bloco de controlador de carga com MPPT na simulação do sistema fotovoltaico;
- Realizar uma análise econômica, levando em conta o valor economizado devido a instalação dos sistemas alternativos de energia e os custos para substituição dos bancos de baterias, quando estes atingem sua vida útil;
- Aplicar os conceitos deste trabalho na prática em uma determinada estação retransmissora de TV Digital.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 15601. Televisão digital terrestre - Sistema de transmissão. 2007.

AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. J. L. Atlas eólico: Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2014.

AMARANTE, Odilon A. et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: Atlas do potencial eólico brasileiro. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás, 2001.

ANATEL. Resolução n. 284, de 7 de dezembro de 2001. Regulamento Técnico para a Prestação do Serviço de Radiodifusão de Sons e Imagens e do Serviço de Retransmissão de Televisão. Disponível em: <<http://www.anatel.gov.br/legislacao/resolucoes/2001/270-resolucao-284>>. Acesso em: 09/10/2017.

ANEEL, PRODIST. Módulo 8 – “Qualidade da Energia Elétrica”. Revisão 10, Resolução Normativa, n. 794, 2017.

BASTOS, Renan Fernandes. Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída. 2013. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

CHAGAS, MARCOS WILSON PEREIRA. Novas tecnologias para avaliação de baterias. Mestrado Profissionalizante, IEP/LACTEC, 2007.

DAROS, Higor Bruschi. Integração de fontes de energia renováveis. 2013.

DE SOUZA LIMA, Vanessa Borsato; BALESTRASSIB, Pedro Paulo; DE PAIVAC, Anderson Paulo. Otimização do desempenho de amplificadores de radiofrequência banda larga: uma abordagem experimental. SciELO Brasil, 2010.

DIAS, Ricardo Machado. Instalação de uma microrrede fotovoltaica conectada/isolada com estocagem e monitoramento com controle da carga alimentada. 2015.

ELETROVENTO. Modelo ELV-H3.8 – 2 kW. Disponível em: <<http://www.eletrovento.com.br/produto/modelo-elv-h3-8-2-kw/8>>. Acesso em: 06/11/2017.

FERREIRA, Gustavo Dorneles et al. Otimização da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de proteção e manobras. 2009.

FF SOLAR. Sistemas Autônomos. Disponível em: <<http://www.ffi-solar.com/index.php?lang=PT&page=sistemas-autonomos>>. Acesso em: 06/11/2017.

FOGLIATTO, Flavio; RIBEIRO, Jose. Confiabilidade e manutenção industrial. Elsevier Brasil, 2009.

GAIDZINSKI, Paulo; PEREIRA, Rogério V. Manual técnico do Sistema Retificador PHB Modelo SR30A-48V. 2016.

GOUMAS, Bill; FORTH, Peter. Ultra-Wideband Doherty Amplifier for Digital TV Transmitters. Microwave Journal, v. 60, n. 6, 2017.

GRUPO, DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. GTES-Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPL-CRESESB, Rio de Janeiro, 1999.

INOVACARE SOLAR. Tecnologia. Disponível em: <<http://www.inovacare.solar/tecnologia>>. Acesso em: 06/11/2017.

KREZINGER, Arno. LABSOL - Laboratório de Energia Solar. Escola de Engenharia da UFRGS. Porto Alegre - RS. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br>>. Acesso em: 15/11/2017.

LINEAR, Manual de instruções Gap Filler Modelo: ISG710LA. 2011.

NBR, ABNT. 5462 Confiabilidade e Manutenibilidade—Terminologia. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1994.

NEOSOLAR. Paine Solar Fotovoltaico Canadian CSI CS6K-270P (270Wp) Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/paine-solar-fotovoltaico-270wp-canadian-csi-cs6k-270wp.html>>. Acesso em: 16/11/2017.

PEREIRA, Ricardo dos Santos. Acionamento de inversor multilevel para aplicação fotovoltaica através de algoritmo de minimização de THD. 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

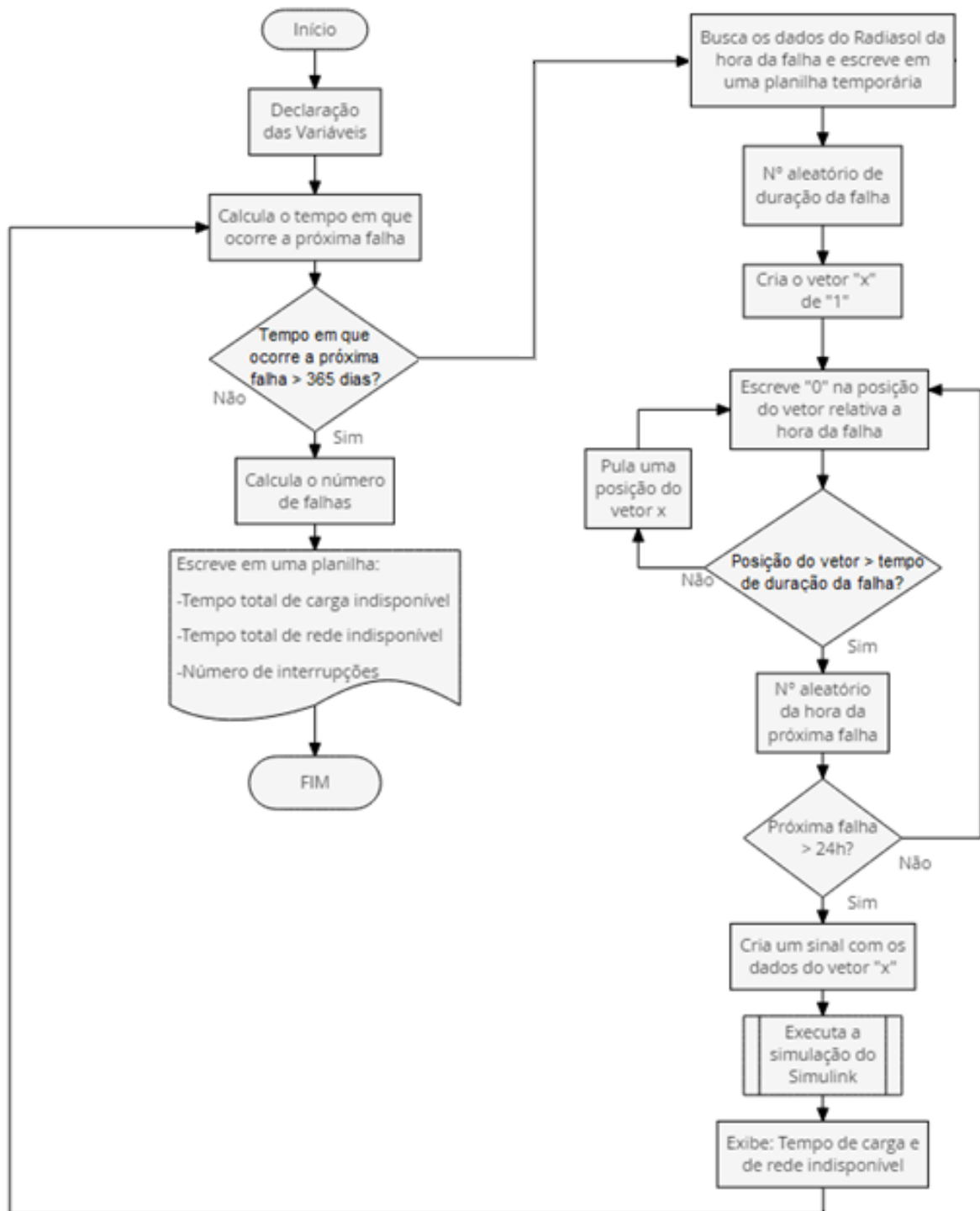
PINTO, Ernesto Leite; DE ALBUQUERQUE, Claudio Penedo. A técnica de transmissão OFDM. Revista Científica, v. 1516, p. 2338, 2002.

PINTO, Milton de Oliveira. Fundamentos de Energia Eólica. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

TECSYS DO BRASIL IND. LTDA. Manual de instruções Transmissor Tecsys TS6200. 2016.

APÊNDICE A – PROGRAMA

Este apêndice apresenta o fluxograma e o código Matlab[®] utilizado para as simulações realizadas neste trabalho. O script é responsável pela geração aleatória das falhas e executar as simulações do Simulink[®] quando necessário.




```

tic
clc
clear
%Definição das variáveis
MTTF=1840967,9047619; %tempo médio para a falha
MTTR=11158,0322580645; %tempo médio de reparo
Tup(1)= exprnd(MTTF);
n=1;
d=0
irad=xlsread('RdiasolMat.xlsx','IR');
temp=xlsread('RdiasolMat.xlsx','Temp');
while Tup(n)<(365*24*3600) %laço de 365 dias
    hdn=exprnd(MTTR); %Nº número aleatório MTTR
    Tdn(n)=hdn/3600; %Tempo da rede indisponível
    time=fix(Tup(n)/3600);
    irad_t=irad(time:(time+60),2);
    temp_t=temp(time:(time+60),2);
    xlswrite('Rdiasol_temp.xlsx',irad_t,'IR','B2');
    xlswrite('Rdiasol_temp.xlsx',temp_t,'Temp','B1');
    x=ones(1,(60*3600)); %Vetor de 1
    x=x';
    for t=1:hdn %Laço de 0 para o tempo indisponível
        x(t)=0;
    end
    hup=exprnd(MTTF); %Nº aleatório MTTF
    if hup < (24*3600) %verifica se o tempo até a próxima falha é menor que 24h
        hup2=int32(hup);
        hdn2=hup2+exprnd(MTTR); %Nº aleatório MTTR
        %Tempo da rede indisponível quando ocorre duas falhas
        Tdn(n)=(hdn+(hdn2-hup2))/3600;
        for i=hup2:hdn2 %Laço de 0 para o tempo indisponível
            x(i)=0;
        end
    end
    d=d+1;
end

```

```

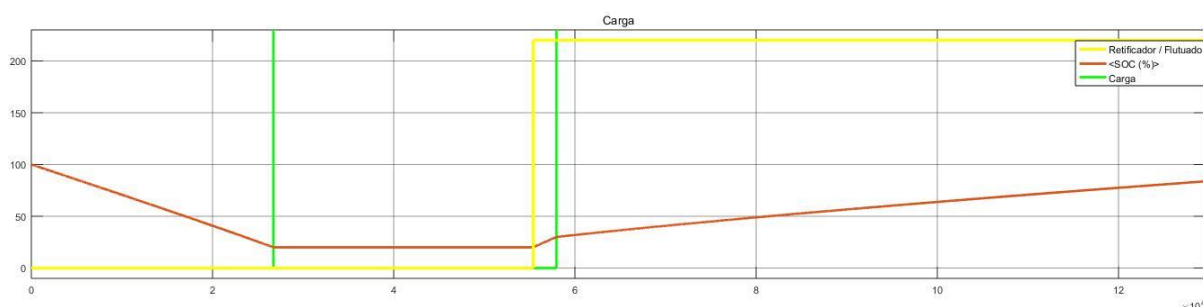
end
t = [0:(60*3600-1)];
wave.time = t;
wave.signals.values = [x];
wave.signals.dimensions = 1;
%Executa a simulação do Simulink
simOut=sim('Sim11');
%Tempo máximo de cada indisponibilidade da carga
Tcarga_ind(n)=max(Indisp);
%Soma os tempos de cada indisponibilidade da carga
Total_carga_ind=sum(Tcarga_ind);
%Soma os tempos de indisponibilidade da rede
Trede_ind=sum(Tdn);
%Tempo em que ocorre a próxima falha
Tup(n+1)=Tup(n)+hup;
n=n+1;
end
num_int=(n-1)+d; %Número de interrupções no ano
xlswrite('Resultado.xlsx',Total_carga_ind,'Plan1','A2');
xlswrite('Resultado.xlsx',Trede_ind,'Plan1','B2');
xlswrite('Resultado.xlsx',num_int,'Plan1','D2');
toc

```

APÊNDICE B – SIMULAÇÕES

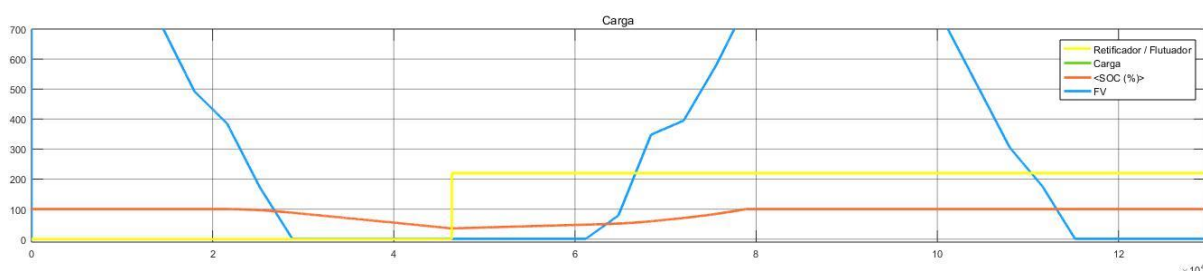
Visualização do *scope* do Simulink® em diversos casos. Os sinais analisados são: a disponibilidade de rede elétrica alimentando o Retificador, o percentual de carga das baterias (SOC%), a irradiância solar aplicada ao sistema fotovoltaico, a potência gerada pelo sistema eólico e a disponibilidade da carga.

Rede elétrica + banco de baterias de 105 Ah



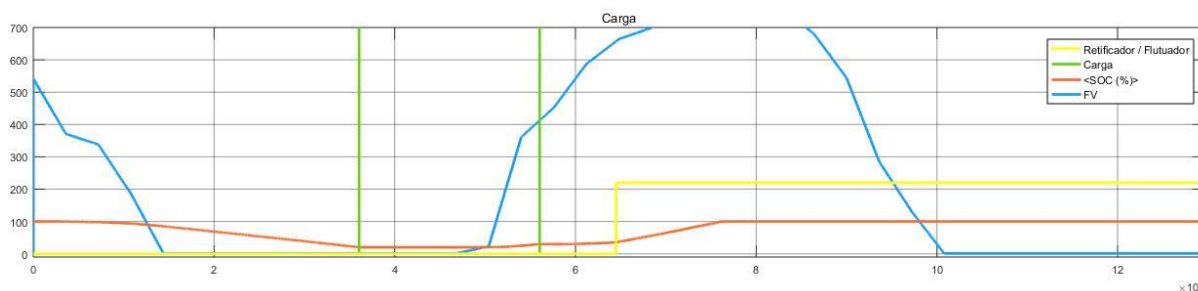
Neste exemplo é possível visualizar a descarga do banco de baterias (laranja) no momento da indisponibilidade da rede elétrica para alimentar o retificador (amarelo). Ao ocorrer o esgotamento da carga das baterias, a carga fica indisponível pelo período compreendido entre as barras em verde. Com o retorno da rede elétrica, as baterias passam a ser carregadas, e então a carga fica novamente disponível.

Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 105 Ah



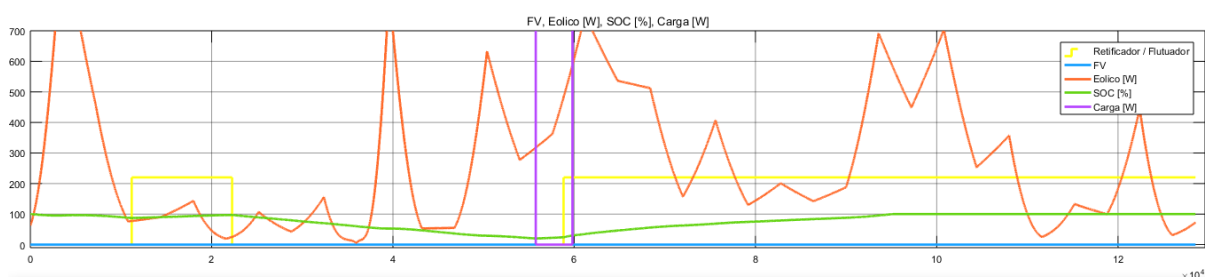
No Segundo exemplo, ao ocorrer a falha na rede elétrica (amarelo), o sistema fotovoltaico (azul) mantém a carga das baterias (laranja) enquanto há disponibilidade de sol. No período noturno começa a ocorrer o descarregamento do banco de baterias, porém a rede elétrica volta a ficar disponível para alimentar o retificador antes do esgotamento da carga das baterias. Assim não ocorre indisponibilidade da carga.

Rede elétrica + fotovoltaico + banco de baterias de 105 Ah



Neste exemplo, a indisponibilidade da rede elétrica ocorre em período noturno e o sistema fotovoltaico não é capaz de manter a carga das baterias. Com o esgotamento das baterias ocorre uma indisponibilidade da carga, com duração conforme as barras verdes do gráfico. Assim que há disponibilidade de geração solar, o sistema fotovoltaico volta a carregar o banco de baterias e a disponibilizar energia para alimentar a carga até o retorno a rede elétrica.

Rede elétrica + eólico + banco de baterias de 105 Ah



No exemplo acima, ocorrem duas indisponibilidades da rede elétrica em menos de 24 horas, assim as duas falhas são exibidas na mesma simulação (amarelo). O sistema eólico (laranja) não é capaz de manter a carga das baterias (verde) no momento da indisponibilidade, devido às condições desfavoráveis do vento. Ao ocorrer o esgotamento das baterias, a carga fica indisponível pelo período conforme as barras em lilás. Ao retornar a disponibilidade da rede elétrica, as baterias passam a ser carregadas, e a carga fica disponível.