

Hugo Guilherme Maestri

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
AUTÔNOMO PARA ALIMENTAÇÃO DE UM DISPOSITIVO DE
MONITORAMENTO DE PARÂMETROS ELÉTRICOS EM
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Santa Catarina para a
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Mauro Augusto
da Rosa

Coorientador: MEng. Gabriel Bolacell

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Maestri, Hugo Guilherme

Dimensionamento de um sistema fotovoltaico
autônomo para alimentação de um dispositivo de
monitoramento de parâmetros elétricos em linhas de
transmissão / Hugo Guilherme Maestri ; orientador,
Mauro Augusto da Rosa, coorientador, Gabriel
Bolacell, 2018.

101 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Sistema fotovoltaico autônomo. I.
Rosa, Mauro Augusto da. II. Bolacell, Gabriel. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

Hugo Guilherme Maestri

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
AUTÔNOMO PARA ALIMENTAÇÃO DE UM DISPOSITIVO DE
MONITORAMENTO DE PARÂMETROS ELÉTRICOS EM
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica e aprovado em sua forma final pela
Banca Examinadora

Florianópolis, 8 de fevereiro de 2018.

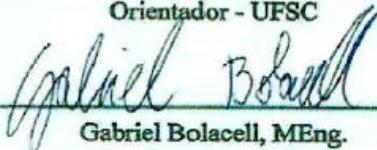


Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Coordenador do Curso
Universidade Federal de Santa Catarina

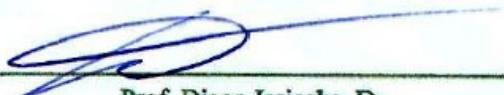
Banca Examinadora:



Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Orientador - UFSC



Gabriel Bolacell, MEng.
Coorientador - UFSC



Prof. Diego Issicaba, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Idemar Cassana Decker, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais,
minha namorada Mariana, familiares e
amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por todo o apoio, incentivo e conselhos dados durante todos esses anos. Agradeço a minha namorada Mariana pelo apoio, paciência, amor e persistência demonstrado. Sem dúvidas que sem o apoio de vocês, não seria possível chegar até aqui.

Agradeço também ao meu orientador Prof. Mauro Augusto da Rosa e ao Gabriel Bolacell por todo o tempo a mim dedicado, por todos os ensinamentos transmitidos, pela confiança e principalmente pela oportunidade de participar deste projeto.

A todos os professores do curso de engenharia elétrica que possibilitaram o conhecimento para chegar até aqui e abriram um grande leque de áreas a serem estudadas.

Agradeço a todos meus amigos que fiz durante a graduação, em especial ao Gustavo e ao Márcio pela ajuda e conselhos. À equipe Ampera e todos os seus membros por me permitir trabalhar com pessoas tão excepcionais e me fazer crescer muito profissionalmente.

E minha sincera gratidão a empresa Rakia que possibilitou meu contato com a área de energia fotovoltaica e por todo o apoio dado durante o meu estágio e a realização deste trabalho.

“When something is important enough, you do it
even if the odds are not in your favor.”

Elon Musk, 2017

RESUMO

Este trabalho visa o dimensionamento dos componentes de um sistema fotovoltaico autônomo. Para tanto, estuda-se os sistemas de energia solar fotovoltaica, focando nos sistemas autônomos. Além disso, também é feita uma análise dos principais componentes do sistema projetado, de modo a gerar o embasamento necessário para dimensionar o projeto. A fim de complementar o trabalho e acrescentar informações ao projeto global no qual este trabalho faz parte, é realizada uma comparação de dois sistemas fotovoltaicos autônomos que já estão em operação. Por fim, após obtidos os devidos conhecimentos teóricos e entendido as adversidades encontradas nos protótipos em operação, dimensiona-se o sistema fotovoltaico autônomo em questão. Esse dimensionamento consiste na especificação do módulo fotovoltaico utilizado e sua forma de conexão, da capacidade do banco de baterias, dos parâmetros principais do controlador de carga, do cabeamento e das proteções.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Sistema fotovoltaico autônomo. Bateria lítio-íon.

ABSTRACT

This work aims to sizing the components of a standalone photovoltaic system. Therefore, a study of photovoltaics solar system focusing on the autonomous systems is made. Furthermore, an analysis of the main components of the designed system is devised in order to establish the necessary base to size the project. For the purpose to complement the work and aggregate more information to the project, it is done a comparison between two autonomous photovoltaics systems that is already in operation. Finally, after have obtained the theoretical knowledge and have understood the adversities found in the prototypes in operation, the standalone photovoltaic system in question is sized. This design consists of the photovoltaic module's specification and its connection type, specification of the battery bank capacity, main parameters of the charge controller, wire size and electrical protections.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Standalone solar system. Lithium-ion battery.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Projeção do consumo de energia e matriz energética mundial.	27
Figura 2. Projeção do consumo de energia elétrica até 2030.	28
Figura 3. Matriz energética brasileira.....	29
Figura 4. Intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN em 2016. (MW médio).....	30
Figura 5. Composição do espectro da radiação solar.	34
Figura 6. Espectro eletromagnético da radiação solar.	34
Figura 7. Movimentos de translação e rotação da Terra.....	35
Figura 8. Perfil de irradiância solar com diferentes condições climáticas e valores equivalentes em Horas Sol Pico - HSP.	36
Figura 9. Representação dos ângulos zenital e azimutal ao longo da trajetória solar.....	37
Figura 10. Componentes da irradiância solar.....	37
Figura 11. Engenheiro da <i>Bell Labs</i> testando uma célula solar em 1954.	39
Figura 12. Junção P-N.....	41
Figura 13. Efeito fotovoltaico em um semicondutor.....	41
Figura 14. Classificação dos sistemas fotovoltaicos.	42
Figura 15. Ilustração de um SFCR.....	42
Figura 16. Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i> com armazenamento.	44
Figura 17. Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i> sem armazenamento.....	44
Figura 18. Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i> híbrido.....	45
Figura 19. Sistema fotovoltaico híbrido.....	46
Figura 20. Componentes de uma célula fotovoltaica.	46
Figura 21. Célula fotovoltaica de silício monocristalino.....	47
Figura 22. Célula fotovoltaica de silício policristalino.....	48
Figura 23. Composição de um módulo fotovoltaico.	50
Figura 24. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	50
Figura 25. Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico.....	51
Figura 26. Curva P-V de um módulo fotovoltaico.....	51
Figura 27. Influência da irradiância na curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células.....	51
Figura 28. Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células.....	52
Figura 29. Comparação de curvas I-V de 4 módulos em série.....	53
Figura 30. Exemplos de associações de módulos fotovoltaicos e suas respectivas curvas I-V.	54
Figura 31. Controlador de carga do tipo ON-OFF série.....	56

Figura 32. Controlador de carga do tipo ON-OFF paralelo.	56
Figura 33. Controlador de carga MPPT.	57
Figura 34. Capacidade de uma bateria de lítio-íon em função do número de ciclos e tensão final de carregamento.	59
Figura 35. Capacidade de uma bateria de lítio-íon em função do número de ciclos e diferentes estados de carga.	59
Figura 36. Capacidade de energia disponível de acordo com a taxa de descarga.	60
Figura 37. Eficiência de carga e descarga para uma bateria de lítio-íon.	60
Figura 38. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiCoO_2	61
Figura 39. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiMn_2O_4	62
Figura 40. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiNiMnCoO_2	62
Figura 41. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiFePO_4	63
Figura 42. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiNiCoAlO_2	64
Figura 43. Diagrama de blocos simplificado do sistema fotovoltaico implementado.	68
Figura 44. Processo de carga CC-CV.	69
Figura 45. Sistema fotovoltaico autônomo instalado na UFMA e UFSC.	70
Figura 46. Corrente consumida pela carga no sistema da UFMA e da UFSC.	71
Figura 47. Corrente da geração fotovoltaica no sistema da UFMA e da UFSC.	72
Figura 48. Potência consumida pela carga no sistema da UFMA e da UFSC.	72
Figura 49. Potência da geração fotovoltaica no sistema da UFMA e da UFSC.	73
Figura 50. Tensão de saída do banco de baterias do sistema da UFMA e da UFSC.	73
Figura 51. Média diária de irradiação global horizontal durante 12 meses em Maranhão e em Florianópolis.	75
Figura 52. Comparação da irradiação global horizontal e inclinada, em um plano a 40° , na cidade de Lages.	78
Figura 53. Média de geração diária de energia utilizando 4 módulos de 95 W.	82
Figura 54. Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico autônomo dimensionado.	82
Figura 55. Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico autônomo dimensionado.	90
Figura 56. Especificações do cabo solar considerado.	99

Figura 57. Capacidade de condução de corrente para diferentes bitolas de cabo EPR e diferentes métodos de instalação.	100
Figura 58. Seção transversal mínima para cabeamento em função de sua utilização.	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação da eficiência das células fotovoltaicas.....	49
Tabela 2. Ciclo de vida em função da profundidade de descarga.	58
Tabela 3. Ciclo de vida e energia disponível em função da tensão de carregamento.	59
Tabela 4. Principais parâmetros da bateria LiCoO_2	61
Tabela 5. Principais parâmetros da bateria LiMn_2O_4	62
Tabela 6. Principais parâmetros da bateria LiNiMnCoO_2	63
Tabela 7. Principais parâmetros da bateria LiFePO_4	64
Tabela 8. Principais parâmetros da bateria LiNiCoAlO_2	64
Tabela 9. Parâmetros do protótipo em operação.	69
Tabela 10. Parâmetros do banco de baterias.	69
Tabela 11. Parâmetros do módulo fotovoltaico.....	70
Tabela 12. Ângulo de inclinação recomendado do módulo fotovoltaico de acordo com a latitude.	77
Tabela 13. Principais características dos 4 módulos fotovoltaicos analisados.	80
Tabela 14. Energia diária média gerada por cada módulo fotovoltaico analisado.....	80
Tabela 15. Quantidade de módulos fotovoltaicos necessária.	81
Tabela 16. Tensões máximas e mínimas dos módulos fotovoltaicos.	81
Tabela 17. Capacidade do banco de baterias em função da quantidade de dias de autonomia.....	84
Tabela 18. Resumo do cabeamento para cada seção do sistema.	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
HSP	Horas sol pleno
PV	<i>Photovoltaic</i>
UV	Ultravioleta
IR	Infravermelho
UC	Unidade consumidora
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
BMS	<i>Battery management system</i>
DoD	<i>Depth of discharge</i>
SoC	<i>State of charge</i>
DPS	Dispositivo de proteção contra surto
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
CC-CV	<i>Constant current – constant voltage</i>
STC	<i>Standard test conditions</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
P&D	Pesquisa e desenvolvimento

LISTA DE SÍMBOLOS

E	Energia [J]
h	Constante de Plank-Einstein [J.s]
f	Frequência [Hz]
c	Velocidade da luz no vácuo [m/s]
λ	Comprimento de onda [m]
γ rays	Raios gama
δ	Declinação solar [°]
θ_z	Ângulo zenital [°]
θ_a	Ângulo azimutal [°]
G_0	Irradiância extraterrestre [W/m ²]
G_{dif}	Irradiância difusa horizontal [W/m ²]
G_{dir}	Irradiância direta horizontal [W/m ²]
G	Irradiância global horizontal [W/m ²]
I_g	Corrente de geração [A]
D	Diodo
P_{max}	Potência máxima [W]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
I_d	Corrente de diodo [A]
R_p	Resistência paralelo [Ω]
I_p	Corrente na resistência em paralelo [A]
R_s	Resistência série [Ω]
I_{pv}	Corrente de saída da célula fotovoltaica [A]
V_{pv}	Tensão de saída da célula fotovoltaica [V]
ΔV_{oc}	Varição da tensão de circuito aberto [V]
ΔT	Varição da temperatura [°]
V_{max}	Tensão máxima [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
$\beta_{V_{oc}}$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [V]
T_{max}	Temperatura máxima [°]
V_{min}	Tensão mínima [V]
I_{mp}	Corrente de máxima potência [A]
V_{mp}	Tensão de máxima potência [V]
$\beta_{V_{mp}}$	Coefficiente de temperatura da tensão de máxima potência [V]
T_{min}	Temperatura mínima [°]
Wp	Watt pico
$P_{max,op}$	Potência máxima de operação [W]

V_b	Tensão da bateria [V]
η_{op}	Eficiência do módulo fotovoltaico para o ponto de operação
η_{pm}	Eficiência do módulo fotovoltaica para a potência máxima
PR	Performance ratio [%]
H_{inc}	Irradiação incidente no plano do módulo [kWh/m ² .dia]
E_L	Energia consumida pela carga [Wh]
P_L	Potência da carga [W]
h	Tempo de uso da carga [h]
C_{bb}	Capacidade do banco de baterias [Ah]
D_a	Dias de autonomia [dias]
η_b	Eficiência da carga e descarga da bateria
$I_{max,cabo}$	Máxima corrente suportada pelo cabo [A]
$I_{cabo,pv}$	Máxima corrente de geração corrida [A]
$I_{con,corrigida}$	Corrente de saída corrigida dos controladores em paralelo [A]
FA	Fator de correção devido ao agrupamento
FT	Fator de correção devido a temperatura

SUMÁRIO

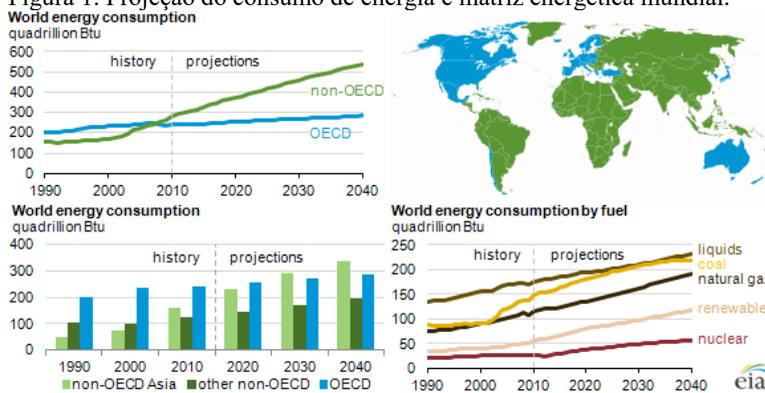
1	INTRODUÇÃO	27
1.1	OBJETIVOS	31
1.1.1	Objetivo Geral	31
1.1.2	Objetivos Específicos	31
1.2	MOTIVAÇÃO	31
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	32
2	RADIAÇÃO SOLAR	33
2.1	MOVIMENTOS DA TERRA.....	34
2.2	IRRADIAÇÃO SOLAR.....	35
3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	39
3.1	HISTÓRICO	39
3.2	EFEITO FOTOVOLTAICO	40
3.3	CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ..	41
3.3.1	Sistema fotovoltaico conectado à rede – <i>On grid</i>	42
3.3.2	Sistema fotovoltaico desconectado da rede – <i>Off-grid</i>	43
3.3.2.1	Sistema <i>off-grid</i> com armazenamento	43
3.3.2.2	Sistema <i>off-grid</i> sem armazenamento.	44
3.3.2.3	Sistema <i>off-grid</i> híbrido	45
3.3.3	Sistema fotovoltaico híbrido	45
3.4	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	46
3.4.1	Células fotovoltaicas	46
3.4.1.1	Célula de silício monocristalino.....	47
3.4.1.2	Célula de silício policristalino.....	47
3.4.1.3	Filme fino.....	48
3.4.2	Módulo fotovoltaico	48
3.4.3	Inversor fotovoltaico	54
3.4.4	Controlador de carga	55
3.4.5	Bateria	57

3.4.5.1	Óxido de lítio cobalto (LiCoO_2)	61
3.4.5.2	Óxido de lítio magnésio (LiMn_2O_4).....	61
3.4.5.3	Óxido de lítio níquel magnésio cobalto (LiNiMnCoO_2 ou NMC) 62	
3.4.5.4	Lítio ferro fosfato (LiFePO_4)	63
3.4.5.5	Óxido de lítio níquel cobalto alumínio (LiNiCoAlO_2 ou NCA) 63	
3.4.6	Proteções CC e CA.....	64
4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO	67
4.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	67
4.2	COMPARATIVO ENTRE OS PROTÓTIPOS	68
4.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO	76
4.3.1	Dimensionamento do arranjo fotovoltaico	76
4.3.2	Dimensionamento do banco de baterias.....	83
4.3.3	Dimensionamento do cabeamento e proteções	85
5	CONCLUSÃO.....	91
	REFERÊNCIAS.....	93
	ANEXO A – Datasheet cabo solar	99
	ANEXO B – Tabela de capacidade de condução de corrente	100
	ANEXO C – Tabela de seção mínima dos condutores...	101

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o desenvolvimento tecnológico possibilitou um maior acesso aos equipamentos eletroeletrônicos e também gerou novos usos desses equipamentos. Tal fato ocasionou um aumento na demanda energética, devido ao maior número de equipamentos conectados à rede elétrica e, também ao desenvolvimento do setor industrial. Segundo o *U.S. Energy Information Administration – EIA*, o consumo de energia global irá aumentar 56% até 2040 e o setor industrial continuará representando a maior parcela desse consumo. Além disso, apesar de todos os investimentos em eficiência energética, o consumo energético mundial aumentou 5,2% em 2016 e, desde de 1990, houve um aumento de aproximadamente, 100%, passando de 10.000 TWh/ano para 21.000 TWh/ano (*GLOBAL ENERGY STATISTICAL YEARBOOK*, 2017). Apesar desse expressivo aumento da demanda de energia, a principal parcela da matriz energética mundial tende a continuar sendo os combustíveis fósseis. Entretanto vale ressaltar que as fontes renováveis de energia foram as que apresentaram as maiores taxas de crescimento nos últimos 5 anos. Uma compilação dessas informações é apresentada na Figura 1.

Figura 1. Projeção do consumo de energia e matriz energética mundial.

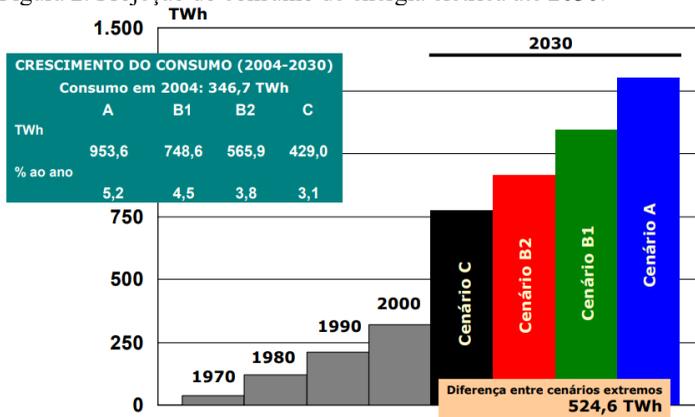


Fonte: U.S. Energy Information Administration (2013).

No Brasil essa tendência de aumento da demanda energética também é observada. Desde 1995 até 2016 houve um aumento de, aproximadamente, 89% do consumo de energia (EPE, 2017). E, de acordo com as projeções do Ministério de Minas e Energia e da Empresa de Pesquisa Energética, estima-se que, até 2030, o consumo energético

aumento em 70%, considerando o pior cenário econômico, conforme Figura 2.

Figura 2. Projeção do consumo de energia elétrica até 2030.



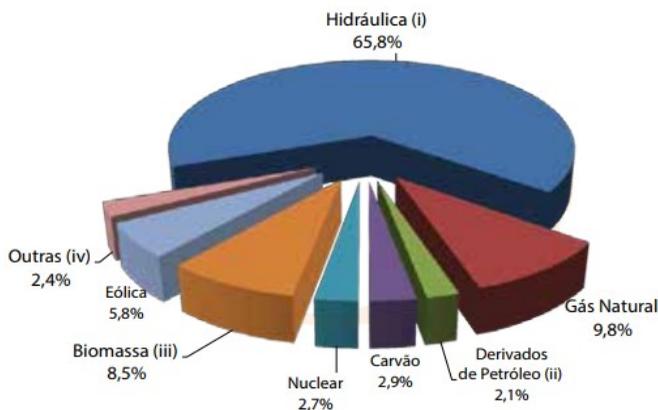
Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 – EPE (2006).

Devido ao potencial hídrico brasileiro, a matriz energética do Brasil é predominada por fontes renováveis, em que a fonte hidráulica é a de maior destaque, de acordo com a Figura 3. Entretanto a construção de novas usinas hidrelétricas está cada vez mais difícil devido aos impactos ambientais e sociais causados pela sua implantação e, também, devido ao esgotamento de regiões com potenciais hídricos de alta capacidade (HINATA, 2016). Além disso, os impactos ambientais causados pela emissão de gases poluentes já atingem escala elevada, portanto utilizar fontes de geração de energia providas de combustíveis fósseis também não é uma alternativa viável ambientalmente. Dessa forma, fontes alternativas de geração de energia ganham força, com destaque para a energia solar fotovoltaica.

A energia solar fotovoltaica faz uso do efeito fotovoltaico para converter a energia da radiação solar em energia elétrica. A energia solar fotovoltaica apresenta um grande potencial para desenvolvimento, afinal, diariamente, incide sobre a superfície da Terra mais energia vinda do sol do que a demanda total de todos os habitantes do planeta, em todo um ano (RÜTHER, 2004). Ainda segundo Rüter (2004), incide sobre a Terra uma potência solar instantânea de $1,75 \times 10^{17}$ W. Logo, em, aproximadamente, 12 minutos a energia incidente do sol sobre a Terra é suficiente para atender a demanda energética mundial anual. Além disso, a energia fotovoltaica é uma das fontes menos poluentes, mais silenciosa,

modular, de pouca manutenção e com possibilidade de instalação próxima à carga (SEGUEL, 2009).

Figura 3. Matriz energética brasileira



Notas: (i) Inclui autoprodução

(ii) Derivados do petróleo: óleo diesel e óleo combustível

(iii) Biomassa: Lenha, bagaço de cana e lixo

(iv) Outras: solar, recuperações, gás de coqueria

Fonte: EPE (2017).

No Brasil, os primeiros sistemas fotovoltaicos foram os autônomos, isto é, que fazem uso de baterias. Esses sistemas foram instalados em locais onde não se tinha acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica. E, foi graças a esses sistemas que locais remotos puderam ter acesso à energia elétrica. Apesar de a energia solar possuir uma variabilidade de geração em razão da sua dependência com as condições meteorológicas locais, os índices de radiação incidentes no Brasil favorecem a utilização desse tipo de energia (RÜTHER et al., 2017). Falando em termos qualitativos, o Brasil recebe elevados índices de irradiação solar em relação à países europeus, onde a geração de energia fotovoltaica é largamente disseminada. Em termos quantitativos, essa disponibilidade solar é ainda mais evidente de modo que, a menor irradiação incidente no Brasil é de 1300 MWh/m².ano, enquanto o maior nível de irradiação da Alemanha, país referência em energia solar, é de 1250 MWh/m².dia.

Em 2012, com a Resolução Normativa nº482/2012 foi possível instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica através de um sistema de compensação de energia. Entretanto, por ser um mercado recente, a energia fotovoltaica ainda possui uma contribuição muito

pequena na matriz energética brasileira, conforme observado na Figura 3. Apesar da baixa representatividade na geração energética brasileira, o setor fotovoltaico apresentou alto crescimento nos últimos anos. Até o final do segundo trimestre de 2017, foi instalado 88,79MWp, totalizando 11.152 unidades consumidoras com geração fotovoltaica (GREENER, 2017). Esses números representam, baseado no mesmo período de 2016, um aumento de 163% em relação a potência instalada e de 158% em relação ao número de unidades consumidoras com geração fotovoltaica (GREENER, 2017).

Com a ascensão da energia fotovoltaica será possível diversificar a forma de geração de energia no Brasil, além de aliviar os esforços das linhas de transmissão através da geração distribuída. Como a geração de energia no Brasil é caracterizada por geração centralizada de grande porte, as linhas de transmissão são fundamentais para levar energia elétrica, a partir das centrais geradoras, ao todo extenso território brasileiro, vide Figura 4. Entretanto, esse transporte de energia possui perdas que, em 2016, chegaram em 19,3% (EPE, 2017). Assim, a geração distribuída, caracterizada pela geração de energia próxima ao consumo, mostra-se como uma excelente alternativa para aliviar o Sistema Interligado Nacional e acrescentar robustez à matriz energética nacional (ZILLES, 2012).

Figura 4. Intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN em 2016. (MW médio)



Fonte: EPE (2017).

Dentro do conceito de geração distribuída, existem os sistemas conectados na rede, os autônomos e os híbridos. Este trabalho abordará os sistemas autônomos que, de modo simplificado, são aqueles desconectados da rede de distribuição e o excedente de energia gerada é armazenada em baterias. Esses sistemas tem a vantagem de levar energia elétrica em locais remotos onde não há uma rede de distribuição de energia e de apresentarem baixa necessidade de manutenção.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Dimensionar um sistema fotovoltaico *off-grid* autônomo (desconectado da rede), a fim de gerar a energia necessária para alimentar um módulo de comunicação e aquisição de dados em uma torre de linha de transmissão de alta tensão, localizada na região central de Santa Catarina.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Compreender a demanda energética da carga a ser alimentada;
- Estudar os componentes presentes em um sistema fotovoltaico;
- Estudar o funcionamento de um sistema fotovoltaico autônomo e de seus componentes;
- Comparar os dados dos protótipos já em operação e propor as devidas melhorias;
- Dimensionar o arranjo fotovoltaico, banco de baterias, cabeamento e proteções necessárias.

1.2 MOTIVAÇÃO

Conforme apresentado na Introdução, a matriz energética mundial é extremamente dependente dos combustíveis fósseis, causando grandes impactos ambientais. Dessa forma, muitas universidades e empresas privadas estão dedicando esforços para contribuir com a evolução das fontes renováveis de energia de baixo impacto ambiental. Dentro dessas fontes renováveis, as de maior destaque são a solar fotovoltaica e a eólica.

Tendo em vista essa nova tendência mundial de geração de energia e, através de um estágio desenvolvido na área de energia fotovoltaica, foi despertado um interesse de expandir os conhecimentos nessa área. Além disso, com o desejo de elaborar um trabalho que tenha aplicação prática, surgiu a oportunidade de integrar um projeto existente no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan, um laboratório conceituado na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Neste projeto, acima citado, havia a necessidade de projetar um sistema fotovoltaico autônomo para alimentar um módulo de monitoramento de parâmetros elétricos em linhas de transmissão. Portanto, unindo a necessidade do projeto, com o desejo de ampliar os conhecimentos na área fotovoltaica através de um projeto com aplicação, surgiu a ideia de elaborar este trabalho de conclusão de curso.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estruturação deste trabalho está fundamentada em quatro capítulos, de modo a apresentar a aplicação do trabalho, bases teóricas que fundamentaram o trabalho e o projeto propriamente dito que é o objeto principal deste trabalho.

O primeiro capítulo, formado pela presente Introdução, tem como objetivo apresentar a necessidade de diversificação da matriz energética mundial, bem como mostrar as projeções de expansão de demanda energética e as novas formas de geração que estão em destaque.

O segundo capítulo aborda, brevemente, as características da radiação solar e como os movimentos da Terra influenciam na radiação que incide no planeta.

No terceiro capítulo far-se-á um estudo mais aprofundado do efeito fotovoltaico, dos tipos de sistemas existentes e dos componentes empregados nesses sistemas.

E, por fim, o quarto capítulo destina-se a apresentar os detalhes do projeto realizado com o total dimensionamento do sistema fotovoltaico autônomo.

2 RADIAÇÃO SOLAR

A fonte primária de energia na geração fotovoltaica é a radiação solar. Dessa forma, é fundamental compreender os conceitos básicos referente a radiação solar.

A radiação solar é composta de ondas eletromagnéticas cuja energia é dada pela equação de Planck-Einstein, exposta na Equação 1, onde E é a energia em [J], h é a constante de Plank em [J.s] e f é a frequência [Hz]. Portanto, nota-se que a energia é diretamente proporcional à frequência da onda.

$$E = h \cdot f \quad (1)$$

Sendo que, a frequência e o comprimento de onda estão relacionados através de uma relação inversamente proporcional, como pode ser verificado na equação 2.

$$f = \frac{c}{\lambda} \quad (2)$$

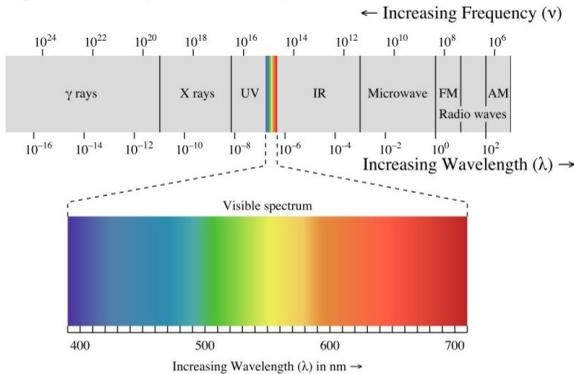
Onde, f é a frequência da onda em [Hz], c é a velocidade da luz no vácuo, cujo valor aproximado é 3×10^8 m/s e λ é o comprimento de onda em [m].

A radiação solar incidente na Terra é formada por um espectro maior que apenas a luz visível, conforme Figura 5. Apenas parte desse espectro contribui significativamente com a energia contida na radiação solar na atmosfera terrestre, pois ao penetrar na atmosfera a radiação solar sofre atenuações e espalhamentos, alternado o espectro eletromagnético, de acordo com a Figura 6. Nesta Figura 6, a curva em azul indica a irradiância incidente no topo da atmosfera e a área em verde é a irradiância, já atenuada, dentro da atmosfera terrestre. Nota-se que alguns comprimentos de onda são totalmente atenuados pela atmosfera e não incidem na superfície terrestre (RÜTHER et al., 2017). A distribuição de energia do espectro de radiação solar depende da localização geográfica, da hora do dia, do dia do ano, das condições climáticas, da composição da atmosfera, da altitude e de outros fatores (VILLALVA, 2015). Portanto, o nível de irradiância em cada local do planeta é diferente.

A radiação solar possui duas características fundamentais que possuem grande influência na geração de energia: intermitência e variabilidade no tempo (VERA, 2004). A intermitência está relacionada com as condições meteorológicas e com o movimento de rotação da

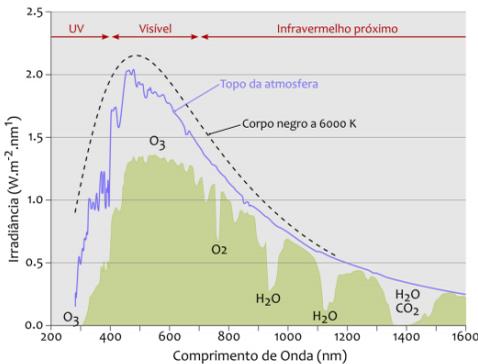
Terra. Já a variabilidade no tempo é consequência do movimento de translação e da declinação da Terra, que fazem com que a distância da Terra em relação ao Sol varie com o tempo, influenciando a intensidade da irradiação ao longo do ano.

Figura 5. Composição do espectro da radiação solar.



Fonte: L-Tron Corporation (2015).

Figura 6. Espectro eletromagnético da radiação solar.



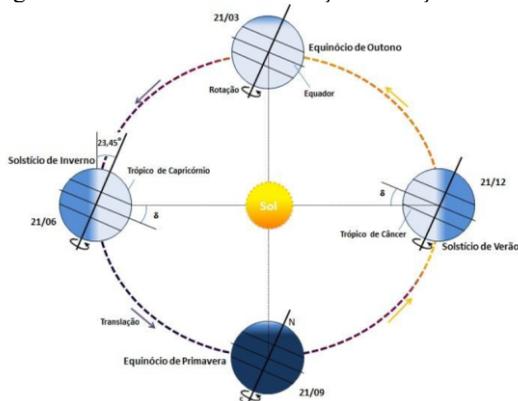
Fonte: Pereira et al. (2017).

2.1 MOVIMENTOS DA TERRA

A Terra descreve dois movimentos simultâneos em torno do Sol: o movimento de translação e o movimento de rotação, mostrados na Figura 7. O movimento de translação é caracterizado por uma trajetória elíptica em torno do Sol, com duração aproximada de 365 dias. Devido à trajetória

elíptica, há momentos em que a Terra se encontra mais próxima ou mais distante do Sol, variando a intensidade de radiação solar incidente. O movimento de rotação é caracterizado pela órbita em torno do seu próprio eixo, causando os dias e as noites o que resulta na intermitência da radiação solar em um determinado local. Além disso, o eixo de rotação da Terra é levemente inclinado, de tal forma que o eixo axial da Terra forma um ângulo de $23,45^\circ$ em relação ao eixo de rotação. Essa inclinação também impacta diretamente na irradiação solar ao longo do ciclo de translação.

Figura 7. Movimentos de translação e rotação da Terra.

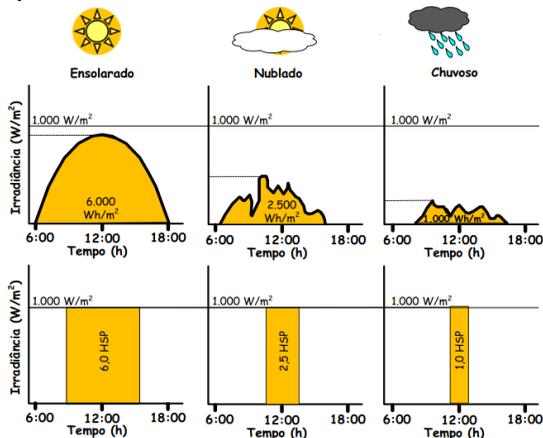


Fonte: Pinho; Galdino (2014).

2.2 IRRADIAÇÃO SOLAR

A irradiância solar é a potência de radiação solar incidente por unidade de área. Enquanto que, por definição, a irradiação solar é a energia incidente por unidade de área. Em virtude dos movimentos da Terra, a curva de irradiância solar é bem definida em um dia ensolarado, conforme Figura 8. Sendo que a sua intensidade varia conforme as condições climáticas, período do ano e localização. A área abaixo das curvas, hachurada em amarelo, representa a irradiação, ou seja, a energia proveniente da irradiância e, afeta diretamente a geração de energia fotovoltaica.

Figura 8. Perfil de irradiância solar com diferentes condições climáticas e valores equivalentes em Horas Sol Pico - HSP.



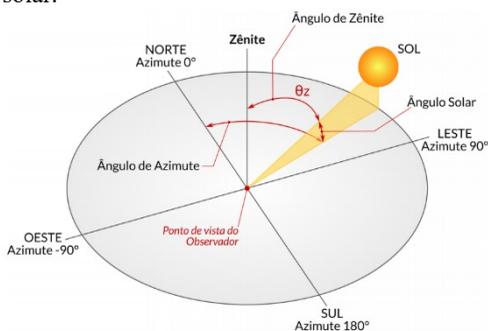
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Tanto no hemisfério sul quanto no hemisfério norte, o ângulo azimutal (ângulo formado entre os raios solares e o norte geográfico) varia de 90° a -90° . Isso implica que ao longo do dia o Sol descreve diferentes ângulos azimutais e, conseqüentemente, os raios solares seguem essa mesma variação, iniciando sua trajetória no Leste e finalizando no Oeste. Já o ângulo zenital representa o ângulo formado entre o sol e um plano perpendicular ao solo (VILLALVA, 2015) e difere para os dois hemisférios. No hemisfério norte o ângulo zenital varia entre 90° e 180° , ou seja, o Sol tem inclinação para o sul ao longo do ano. E, no hemisfério sul, o ângulo zenital varia entre 0° e 90° , ou seja, o Sol tem inclinação para o norte ao longo do ano. Esses ângulos e suas respectivas variações são observadas na Figura 9.

A radiação solar incidente em uma superfície é dividida em duas parcelas: direta e difusa, conforme Figura 10. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital. Já a radiação difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestres e objetos próximos (PINHO; GALDINO, 2014). Antes de cruzar a atmosfera, os raios solares são paralelos entre si e atingem a Terra em linha reta. Entretanto, ao cruzar a atmosfera parte desses raios são desviados, constituindo as duas parcelas de radiações expostas acima. A radiação difusa atinge as superfícies de maneira

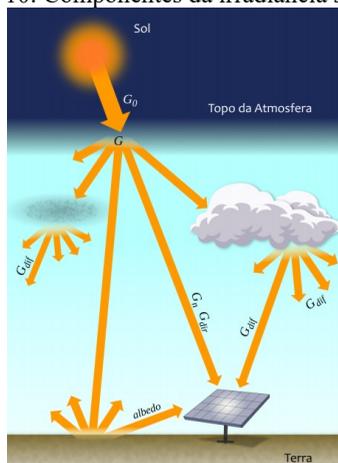
aleatória, contudo a radiação direta continua possuindo uma trajetória em linha reta (VILLALVA, 2015). A radiação direta, corresponde a maior parcela da radiação incidente em uma superfície e sua maior irradiância ocorre quando os raios solares atingem a superfície perpendicularmente. Como o ângulo azimutal e zenital do sol variam ao longo do dia e ano, respectivamente, para se ter uma máxima irradiância em uma superfície, esta necessita corrigir esses diferentes ângulos, de modo a garantir que os raios solares a atinjam sempre de maneira perpendicular.

Figura 9. Representação dos ângulos zenital e azimutal ao longo da trajetória solar.



Fonte: Pereira et al. (2017).

Figura 10. Componentes da irradiância solar.



Fonte: Pereira et al. (2017).

3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Este capítulo, em conjunto com o anterior, possui como objetivo trazer as bases teóricas que fundamentam a geração de energia fotovoltaica. Dessa forma, inicia-se abordando o efeito fotovoltaico, seguido pelos tipos de sistemas fotovoltaicos existentes e por fim comenta-se sobre os componentes utilizados nesses sistemas.

3.1 HISTÓRICO

O fenômeno de conversão fotovoltaica remete ao século XIX, quando alguns cientistas observaram fenômenos físicos que permitiam a conversão da luz em energia elétrica (ZILLES et al., 2017). Em 1839, Alexandre Becquerel, físico e cientista francês, constatou, após a incidência de luz, uma pequena diferença de potencial entre eletrodos de metal imersos em uma solução ácida. Em 1876, W.G Adams e R. E. Day, cientistas ingleses, observaram um efeito similar em um material sólido formado pela junção de selênio e platina. Em 1918, Czochralski desenvolveu um método de fabricação de cristais de silício que são a base para os materiais semicondutores utilizados nas células fotovoltaicas. Em 1950, pesquisadores dos Laboratórios Bell (*Bell Labs*) conseguiram introduzir impurezas em cristais de silício, tornando-os materiais semicondutores e, constatou-se que esse silício dopado também reagia à luminosidade. Assim, em 1954, o *Bell Labs* desenvolveu as primeiras células fotovoltaicas utilizando o silício como semicondutor, conforme Figura 11. A eficiência das células na época era de, aproximadamente, 6%.

Figura 11. Engenheiro da *Bell Labs* testando uma célula solar em 1954.



Fonte: The Porticus Centre (2001).

3.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

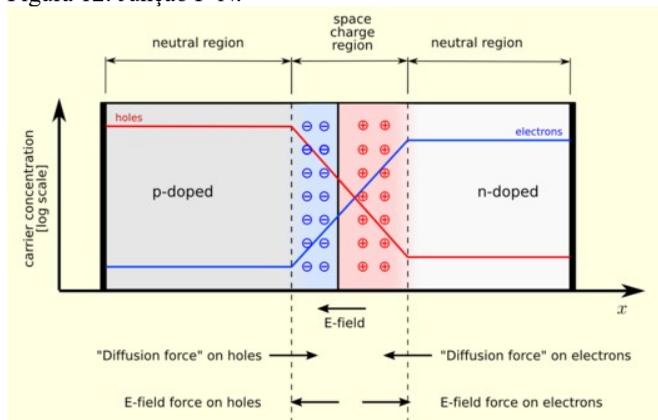
O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que permite a transformação direta da radiação solar em energia elétrica. Esse efeito ocorre em materiais com características específicas, como é o caso de alguns materiais semicondutores. Devido a abundância e custo da matéria prima e por ter um processo de fabricação já bastante consolidado, o silício dopado é o material semicondutor mais utilizado nas células fotovoltaicas.

Para tornar o silício um material semicondutor sensível à luz, primeiramente é necessário alterar suas características elétricas. Segundo Zilles (2017) e Villalva (2015), para tornar o silício sensível à luz, o cristal de silício puro é dopado com um material receptor de elétrons, fazendo com que haja uma deficiência de elétrons, chamada de lacunas, e criando uma região de densidade de carga positiva, a região do tipo P. Analogamente, é introduzido um outro material dopante, com característica de doador, possuindo, portanto, excesso de elétrons. Por sua vez, com a introdução desse novo material dopante, cria-se uma região de densidade de carga negativa, conhecida como região do tipo N. E, entre essas duas regiões forma-se a junção P-N. Com estas dopagens, a região tipo N possui um excesso de elétrons e a região tipo P possui um excesso de lacunas. Dessa forma os elétrons da região N tendem a migrar para a região P e as lacunas da região P tendem a migrar para a região N. Quando um elétron ou uma lacuna trocam de região, remanesce um íon positivo na região N e um íon negativo na região P. Esses íons formam um campo elétrico com origem nos íons positivos e término nos íons negativos e com direção oposta à direção original de difusão das cargas. Dessa forma, cria-se uma barreira de potencial entre as duas regiões, levando o material semicondutor a um equilíbrio elétrico. Essa região formada pelos íons e com um campo elétrico é chamada de região de depleção. Tal estado é mostrado, resumidamente na Figura 12.

Ainda segundo Zilles (2017) e Villalva (2015), a região superior do semicondutor é a do tipo N. Essa região permite que a radiação solar atinja a junção P-N e transfira a energia para os elétrons da banda de valência. Se a energia incidente for suficiente para libertar o elétron da sua ligação química, ele passa para a banda de condução e cria-se um par elétron-lacuna. Devido ao campo elétrico na região de depleção, o elétron é atraído para região N e a lacuna para a região P. Dessa forma, fica estabelecido uma diferença de potencial entre cada lado da junção. Portanto, se conectar os terminais de uma carga em cada lado da junção, se estabelece uma corrente elétrica, caracterizando o efeito fotovoltaico,

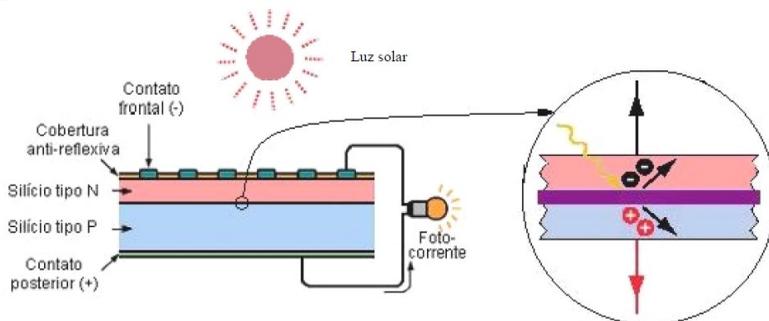
em que a energia contida na radiação solar é transformada em energia elétrica. A Figura 13 ilustra o efeito fotovoltaico discutido acima.

Figura 12. Junção P-N.



Fonte: Stack Exchange - Physics (2015).

Figura 13. Efeito fotovoltaico em um semiconductor.



Fonte: Vera (2004).

3.3 CLASSIFICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos dividem-se em três grandes grupos: sistema *on-grid* (também conhecido como sistema fotovoltaico conectados à rede – SFCR, *grid-tie*), sistema *off-grid* (também conhecido como desconectados da rede, isolados) e sistema híbrido, conforme

Figura 14. Cada grupo e subgrupo será melhor detalhado nas próximas três subsecções.

Figura 14. Classificação dos sistemas fotovoltaicos.

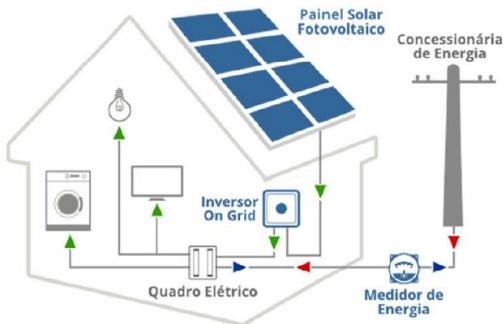


Fonte: Autor (2017).

3.3.1 Sistema fotovoltaico conectado à rede – *On grid*

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede caracterizam-se por estarem conectados à rede de distribuição da concessionária de energia e torna possível transformar uma unidade consumidora – UC em também uma unidade geradora, conforme Figura 15. Tal modo de operação implica que o gerador fotovoltaico opera em paralelo com a rede pública.

Figura 15. Ilustração de um SFCR.



Fonte: Renergy-Solar (2017).

Portanto, quando a geração de energia fotovoltaica for maior que o consumo local, o excedente de energia é injetado na rede e gera-se um crédito de energia para compensar a energia utilizada da rede em momentos em que a geração fotovoltaica não supre toda a demanda da

carga. Já quando o consumo local for maior que a geração fotovoltaica, parte da energia será provida do gerador em questão e a outra parcela virá da rede pública. Dessa forma, o consumidor pagará apenas a diferença do que foi consumido e gerado, respeitando as tarifas relacionadas à taxa de disponibilidade de cada UC. Vale ressaltar que, por motivos de segurança de pessoas que estejam fazendo manutenção no sistema de distribuição, quando a UC fica sem energia da rede pública, a geração fotovoltaica é automaticamente cessada.

Para ser possível mensurar a energia injetada e consumida da rede pública, utiliza-se um medidor de energia bidirecional, que contabiliza o fluxo de energia em ambos os sentidos. Essa operação em paralelo com a rede é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução Normativa nº 482/2012 e atualizada para a nº 687/2015. Essa resolução divide os geradores distribuídos em duas classes: microgeração distribuída, cuja potência instalada é menor ou igual a 75 kW e minigeração distribuída, cuja potência instalada é superior a 75 kW e inferior a 5 MW.

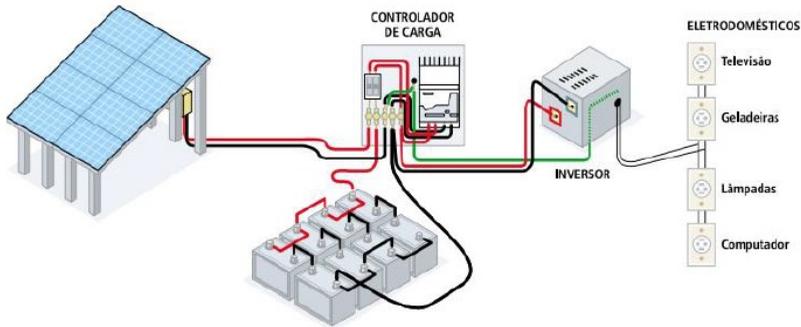
3.3.2 Sistema fotovoltaico desconectado da rede – *Off-grid*

Os sistemas fotovoltaicos *off-grid* são aqueles que não são conectados à rede de distribuição da concessionária de energia da região. Esses sistemas são divididos em três tipos, conforme observado na Figura 14.

3.3.2.1 Sistema *off-grid* com armazenamento

Também conhecido como sistema autônomo. Esse tipo de sistema tem como fonte de energia somente o sol e permite alimentar cargas tanto em momento em que há geração, como em momentos em que não há geração. Para isso, o excedente de energia gerada é armazenado em baterias, que têm a função de fornecer energia para a carga quando a geração fotovoltaica for insuficiente ou inexistente, como por exemplo à noite, e também de manter a estabilidade no fornecimento de energia. Para preservar a vida útil da bateria e não a deteriorar, em grande parte desses sistemas utiliza-se um controlador de carga que parametriza a energia gerada nos níveis suportados pela bateria. Além disso como a bateria armazena energia em corrente contínua, é necessário utilizar um conversor corrente contínua – corrente alternada – CC-CA caso se deseje alimentar cargas em corrente alternada. Uma configuração simplificada desse sistema é mostrada na Figura 16.

Figura 16. Sistema fotovoltaico *off-grid* com armazenamento.

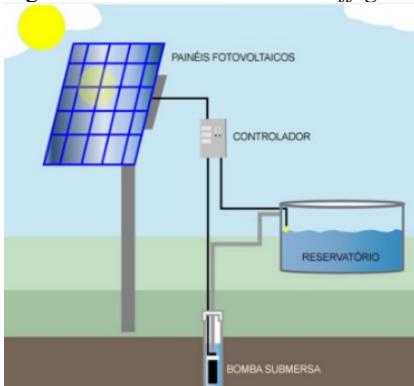


Fonte: Albratz (2017).

3.3.2.2 Sistema *off-grid* sem armazenamento.

Diferentemente dos sistemas fotovoltaicos off-grid com armazenamento, os sistemas sem armazenamento, exposto na Figura 17, só irão funcionar em momentos em que há irradiação solar incidindo nos módulos fotovoltaicos. Além disso, a potência disponível para ser utilizada está intimamente ligada a irradiação solar daquele momento. Dessa forma, no período noturno não há potência disponível para alimentar a carga e em dias de baixa irradiação, a potência disponível será reduzida. Esse tipo de sistema tem um custo inferior ao primeiro caso *off-grid* e é muito utilizado em sistemas de bombeamento de água.

Figura 17. Sistema fotovoltaico *off-grid* sem armazenamento.

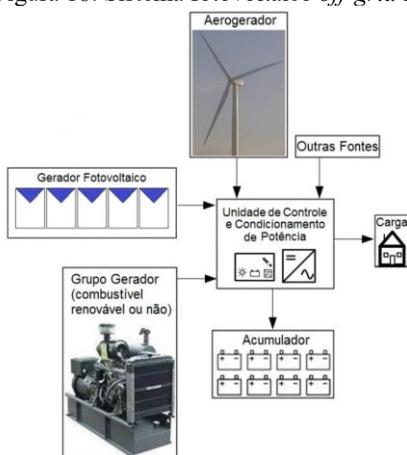


Fonte: Genesis energia solar (2017).

3.3.2.3 Sistema *off-grid* híbrido

O sistema fotovoltaico *off-grid* híbrido possui mais de uma forma de geração de energia além da radiação solar, como por exemplo um gerador à diesel, um aerogerador, entre outros. Além disso, a fim de acrescentar robustez ao sistema, ele também pode contar com um banco de baterias para armazenar energia no caso de falta das duas fontes primárias de energia, entretanto isso resulta em um maior custo. E, assim como nos sistemas *off-grid* com armazenamento, o banco de bateria pode garantir uma potência constante no caso de as fontes primárias serem sensíveis às condições climáticas.

Figura 18. Sistema fotovoltaico *off-grid* híbrido.



Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.3.3 Sistema fotovoltaico híbrido

O sistema fotovoltaico híbrido, é uma união do SFCR com o sistema *off-grid* com armazenamento, conforme apresentado na Figura 19. Dessa forma, em momentos em que há sol, a energia gerada é consumida localmente pela carga e o excedente pode ser injetado na rede elétrica ou utilizado para recarregar o banco de baterias. E, quando há uma falta na rede de energia, que faz com que a proteção anti-ilhamento do inversor atue, desconectando a carga da rede, entra um circuito secundário que alimenta parcialmente ou toda a carga, desde que o circuito alimentado esteja isolado da rede pública. Assim sendo, mesmo com o inversor fotovoltaico desligado e a rede de energia da

concessionária desenergizada, a carga pode continuar energizada. Esse chaveamento entre sistema *on-grid* e *off-grid* é realizado pelos inversores solares híbridos. Entretanto, esses sistemas são menos comuns, pois, assim como os sistemas *on-grid*, eles impactam diretamente na qualidade e segurança da rede elétrica pública, logo os equipamentos aqui utilizados necessitam possuir certificação do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO. Como poucos inversores híbridos possuem essa certificação eles são mais improváveis de se encontrar e tem um maior custo.

Figura 19. Sistema fotovoltaico híbrido.



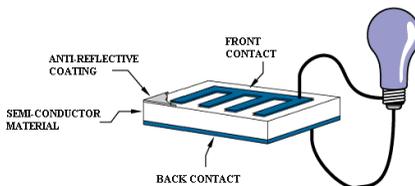
Fonte: Victron Energy (2017).

3.4 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.4.1 Células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica está presente em todos os tipos de sistemas fotovoltaicos e é nela que ocorre o efeito fotovoltaico, transformando a radiação solar em energia elétrica. Em sua superfície há uma grade metálica e na sua base há um plano metálico que são os terminais das células e que permitem que a corrente elétrica flua da célula para a carga, conforme Figura 20.

Figura 20. Componentes de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Science Nasa (2002).

Além disso, a célula fotovoltaica também possui uma camada de material antirreflexivo em sua superfície, de modo a diminuir as perdas por reflexão.

Atualmente existem três tecnologias de destaque na fabricação de células fotovoltaicas: silício monocristalino, silício policristalino e filme fino.

3.4.1.1 Célula de silício monocristalino

São produzidas a partir do método de fabricação de Czochralski, que produz um lingote de silício ultrapuro. Esse lingote é fatiado em lâminas de 0,2 mm a 0,3 mm de espessura e posteriormente elas são aparadas de modo a otimizar o espaço ocupado no módulo. Essas lâminas, também chamadas de *wafers*, são dopadas, com o objetivo de formar o material semiconductor sensível à luz.

As células de silício monocristalino possuem as maiores eficiências de conversão, podendo chegar até 18,5% em células comerciais e 24,7% em testes de laboratório (KAZMERSKI, 1999). Essas células possuem aparência característica, com tom azulado escuro ou preto e formato bem definido, conforme Figura 21.

Figura 21. Célula fotovoltaica de silício monocristalino.



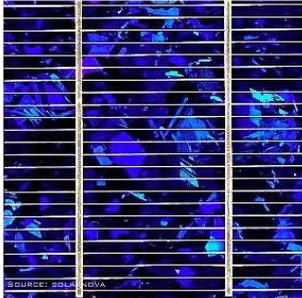
Fonte: Sino Voltaics (2011).

3.4.1.2 Célula de silício policristalino

Esse tipo de célula é produzido a partir do silício purificado que é fundido em blocos, tendo a formação natural de múltiplos cristais, conforme Figura 22. Uma vez solidificado, o bloco é serrado em cubos e, em seguida, fatiado em *wafers*. A eficiência é ligeiramente inferior ao silício monocristalino, atingindo até 17%, contudo, por ser um processo

de produção mais simples, o seu custo é inferior ao do monocristalino. É o tipo de célula de maior utilização (MAYCOCK, 2003).

Figura 22. Célula fotovoltaica de silício policristalino



Fonte: Deltavolt (2010).

3.4.1.3 Filme fino

Os filmes finos são uma tecnologia mais recente e são produzidos através de uma deposição de finas camadas de um material semicondutor sobre um substrato rígido ou flexível (VILLALVA, 2015). O custo de produção dos filmes finos é inferior às células de silício cristalino e, possuem eficiência de conversão também inferior. Os filmes finos podem ser de: silício amorfo que possuem eficiência de até 8% e foi a primeira tecnologia desse tipo desenvolvida; silício microcristalino cuja eficiência chega até 8,5%; telureto de cádmio (CdTe) cuja eficiência pode chegar até 9% entretanto são pouco utilizados, pois o cádmio é um material tóxico e o telúrio um material raro; e cobre-índio-gálio-selênio (CIGS) é o tipo de filme fino mais eficiente, porém tem um custo de produção muito elevado, portanto são pouco utilizados.

Na Tabela 1, apresentam-se dados comparativos dos três tipos de células citadas e resume as suas eficiências.

3.4.2 Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é a união de várias células fotovoltaicas englobadas por um encapsulamento. Uma célula sozinha tem uma tensão de saída muito baixa, na ordem de 0,6 V. Dessa forma, várias células são conectadas em série de modo a constituir um módulo. Os módulos mais comuns possuem 36, 60 e 72 células conectadas em série, variando suas

Tabela 1. Comparação da eficiência das células fotovoltaicas.

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial
Silício monocristalino	24,70 %	18,00 %
Silício policristalino	19,80 %	16,00 %
Silício amorfo	13,00 %	10,50 %
Silício microcristalino	19,20 %	9,50 %
CdTe	16,40 %	10,00 %
CIGS	18,80 %	14,00 %

Fonte: Adaptado de Villalva (2017).

potências de saída de 10 W até 350W. Os módulos fotovoltaicos são constituídos de 8 elementos:

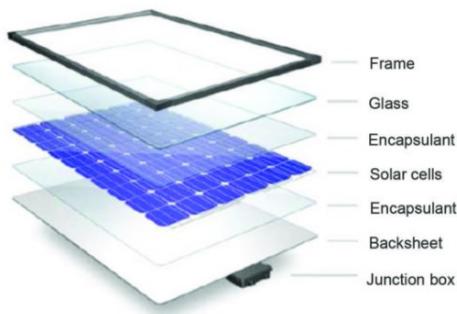
- Moldura de alumínio: fornece estabilidade estrutural;
- Vidro temperado de alta transparência: protege as células contra intempéries;
- Encapsulante: faz a adesão entre o vidro temperado, células e *backsheet*;
- Células fotovoltaicas: transforma a radiação solar em energia elétrica;
- *Bus bar*: contatos metálicos que conectam as células entre si até a saída do módulo;
- *Backsheet*: parte traseira do módulo que protege contra efeitos ambientais;
- Caixa de junção: garante vedação dos contatos elétricos e armazena os diodos de *by-pass*;
- Cabos e conectores: realizam a condução da corrente para a carga.

Alguns desses elementos são observados na Figura 23.

A célula fotovoltaica possui características específicas que a diferenciam de fontes tradicionais de energia. Portanto, para compreender os parâmetros elétricos de saída de um módulo fotovoltaico, é necessário conhecer o circuito equivalente de uma célula, exposto na Figura 24. A fonte de corrente I_g varia de acordo com a irradiação solar. Observando a Figura 24 percebe-se que a tensão de saída de um módulo fotovoltaico depende da corrente de saída e da impedância da carga. Essa relação entre tensão e corrente forma a curva característica de um módulo fotovoltaico, chamada de curva I-V, exposta na Figura 25. Nessa curva há três pontos

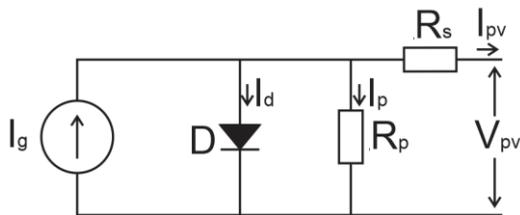
importantes: I_{sc} , corrente de curto-circuito, que é a máxima corrente de saída do módulo; V_{oc} , tensão de circuito aberto, que é a máxima tensão do módulo; P_{max} , potência máxima, que é a máxima potência do módulo, possuindo um valor de corrente e tensão associados; V_{mp} , tensão de máxima potência e I_{mp} , corrente de máxima potência. Além disso para cada curva I-V do módulo, existe uma curva P-V associada, exposta na Figura 26. Quando a carga é conectada diretamente no módulo fotovoltaico, é a impedância da carga que determinará o ponto de operação do módulo fotovoltaico, nas curvas I-V e P-V.

Figura 23. Composição de um módulo fotovoltaico.



Fonte: EE Publishers (2016).

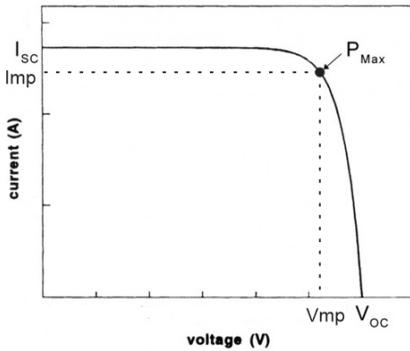
Figura 24. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Autor (2018).

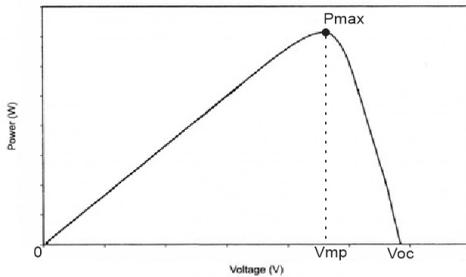
O desempenho dos módulos fotovoltaicos é dependente da irradiância e da temperatura. A irradiância possui influência sobre a corrente de geração e, quanto maior sua intensidade, maior será a corrente de geração que, por sua vez, é limitada pela corrente de curto-circuito do módulo. A influência que a radiação solar possui na corrente do módulo é demonstrada na Figura 27, nota-se que a tensão de máxima potência é pouca influenciada pelos diferentes níveis de irradiância.

Figura 25. Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico.



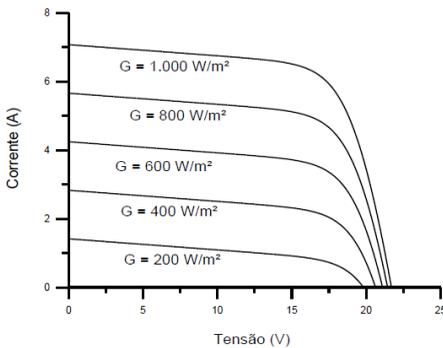
Fonte: Adaptado de SolarSES30, 2013.

Figura 26. Curva P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de SolarSES30, 2013.

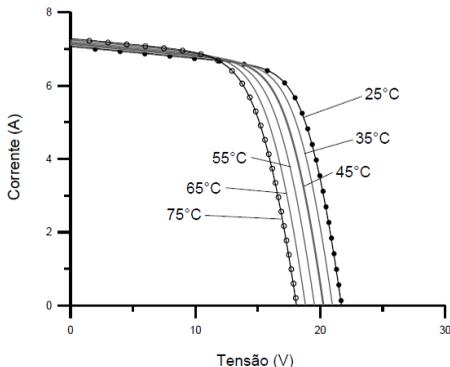
Figura 27. Influência da irradiância na curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células.



Fonte: CEPTEL-CRESESB, 2014.

Já a tensão de saída do módulo é influenciada pela temperatura das células, que varia de acordo com a temperatura ambiente e irradiância a qual está submetida. Conforme a temperatura aumenta, a tensão do módulo diminui, conforme exposta na Figura 28. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela queda de tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 28. Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células.



Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Para representar esse efeito de queda de tensão ou aumento de tensão conforme a temperatura, os *datasheets* dos módulos mostram o valor do coeficiente de variação da tensão de circuito aberto, denominado $\beta_{V_{oc}}$. Esse coeficiente também pode ser calculado a partir da Equação 3.

$$\beta_{V_{oc}} = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (3)$$

Sendo que ΔV_{oc} é a variação de tensão de circuito aberto em [V] e ΔT é a variação de temperatura da célula em [°C]. Dessa forma, para calcular a faixa de operação de tensão de um módulo utiliza-se as Equações 4 e 5.

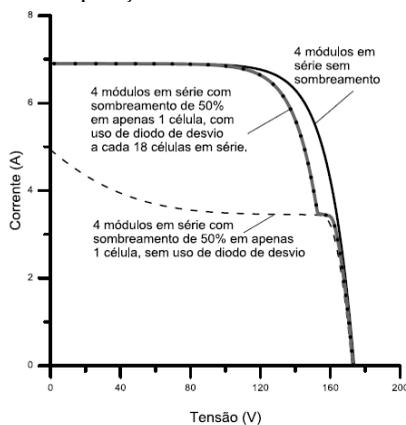
$$V_{max} = V_{oc} \cdot (1 - (\beta_{V_{oc}} \cdot (25 - T_{min}))) \quad (4)$$

$$V_{min} = V_{mp} \cdot (1 - (\beta_{V_{mp}} \cdot (25 - T_{max}))) \quad (5)$$

Onde, V_{oc} é a tensão de circuito aberto em [V], $\beta_{V_{oc}}$ é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto em [%/°C], T_{min} é a temperatura mínima da célula em [°C], V_{mp} é a tensão de máxima potência em [V], $\beta_{V_{mp}}$ é o coeficiente de temperatura da tensão de máxima potência em [%/°C] e T_{max} é a máxima temperatura da célula em [°C]. O número “25”, presente nas Equações 4 e 5, representa a temperatura de referência sob a qual os módulos foram submetidos durante os testes para obter seus parâmetros elétricos nominais.

Além da irradiância e da temperatura, o sombreamento também impacta na curva I-V do módulo, conforme Figura 29. Como, em um módulo fotovoltaico, as células estão conectadas em série, caso uma célula receba menos irradiação, sua corrente irá diminuir e limitará a corrente de todo o conjunto série. Para reduzir as consequências desse efeito causado pelo sombreamento, emprega-se diodos de *by-pass* nos módulos. Estes diodos são instalados em antiparalelo com um conjunto de células e oferece um caminho alternativo para a passagem de corrente quando ocorre o sombreamento de alguma célula, evitando, assim, que uma célula sombreada limite a corrente de todo o módulo.

Figura 29. Comparação de curvas I-V de 4 módulos em série.



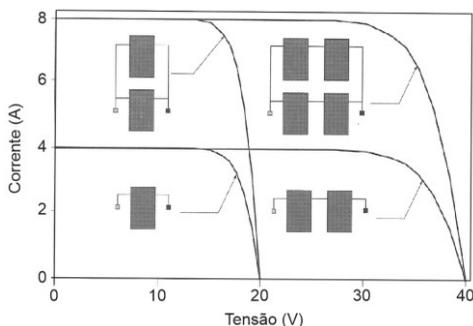
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Como a tensão de saída varia com a temperatura e a corrente de saída varia com a irradiância solar, para se otimizar a utilização de potência do módulo pode-se empregar um dispositivo de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*). Com esse dispositivo, desloca-se o ponto de operação do módulo de modo

a mantê-lo sempre no ponto de máxima potência, aproveitando o máximo de potência que o módulo tem a oferecer.

Por fim, para se elevar os níveis de tensão e corrente, associa-se os módulos em série e paralelo, respectivamente. A associação em série é feita para elevar a tensão de saída de um conjunto de módulos. A associação em paralelo é feita para elevar a corrente de saída de um conjunto. Quando se deseja elevar a tensão e a corrente de um conjunto de módulos, realiza-se uma associação mista série/paralelo. Uma associação de módulos em série e/ou paralelo é comumente chamada de arranjo fotovoltaico. Os efeitos da associação em série e/ou paralelo é visualizado na Figura 30.

Figura 30. Exemplos de associações de módulos fotovoltaicos e suas respectivas curvas I-V.



Fonte: Zilles et. al (2017).

3.4.3 Inversor fotovoltaico

O inversor é um conversor CC-CA que processa a energia gerada nos módulos fotovoltaicos. Ele é de uso obrigatório nos SFCR e de uso opcional nos sistemas *off-grid*, dependendo das características da carga. Assim, é através do inversor que ocorre a conversão da energia em corrente contínua, gerada nos módulos, para corrente alternada. Para realizar essa conversão, o inversor recebe a potência em corrente contínua e, por meio da comutação de interruptores, através de estratégias de modulação, ele converte essa corrente em corrente alternada, de modo a obter na saída uma onda senoidal com os mesmos parâmetros da onda senoidal da concessionária de energia, no caso dos SFCR.

Os inversores para os sistemas *off-grid*, por não impactarem na qualidade de energia da rede pública, possuem menos restrições elétricas quanto a sua saída. Entretanto ressalta-se que nem todos os inversores *off-*

grid são iguais, dessa forma é necessário conhecer o tipo de carga que será conectada ao inversor para a correta escolha dele. Há inversores *off-grid* de onda senoidal modificada que possuem um grande conteúdo de harmônicas na sua saída, causando um sobreaquecimento em cargas com características indutivas. Entretanto esses inversores funcionam muito bem para cargas com fator de potência unitário e possuem baixo custo. Há também inversores com onda senoidal pura, onde a estratégia de modulação, controle e filtragem são mais rigorosas, de forma a se obter uma senóide com baixo conteúdo de harmônicas, sendo esses indicados para cargas mais sensíveis às harmônicas. Além disso, como nos sistemas *off-grid*, a carga instalada será alimentada exclusivamente por esse tipo de inversor, ele deve ser dimensionado para suportar a potência de toda a carga instalada, inclusive seus picos de potência.

Já os inversores *grid-tie*, conectados à rede, possuem uma série de normas e requisitos que devem seguir para ser homologados pelo INMETRO, afinal a energia processada por eles será injetada diretamente na rede da concessionária, logo possui efeito direto na qualidade da energia da rede. Portanto, os principais requisitos para os inversores fotovoltaicos conectados à rede são: alto rendimento, anti-ilhamento, qualidade da energia gerada, compatibilidade com o arranjo fotovoltaico, *maximum power point tracker* e proteções contra sobrecorrente, sobretensão e correntes de fuga.

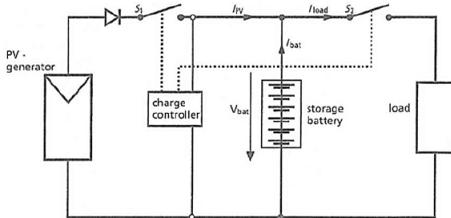
3.4.4 Controlador de carga

O controlador de carga é um dispositivo utilizado em sistemas fotovoltaicos autônomos a fim de proteger a bateria de danos irreversíveis causados por cargas e descargas excessivas, o que também auxilia no prolongamento da vida útil das baterias (PINHO; GALDINO, 2014). O controlador de carga deve ser específico para cada tipo de bateria devido ao perfil de carga de cada tipo. As baterias são elementos de alto custo e sensíveis à sobretensão, sobrecorrente, subtensão e sobretensão, portanto, a menos que o banco de baterias possua uma eletrônica própria para monitorar esses parâmetros, o uso de um controlador de carga é imprescindível para preservar o banco de baterias.

Existe mais de um tipo de controlador de carga e eles diferem entre si pela estratégia de controle utilizada, método de desconexão do arranjo fotovoltaico e parâmetro elétrico utilizado para o controle. O controlador mais comum e de menor custo é do tipo ON/OFF série ou paralelo, mostrados nas Figura 31 e Figura 32, respectivamente. No controlador

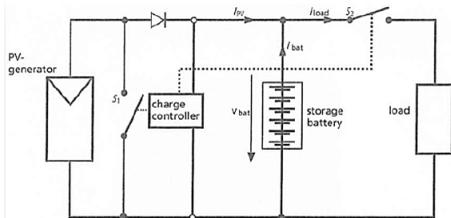
série, quando a tensão da bateria está abaixo da máxima, a chave S1 é fechada e o arranjo fotovoltaico fornece energia para recarregar a bateria.

Figura 31. Controlador de carga do tipo ON-OFF série



Fonte: Blue-sol (2016).

Figura 32. Controlador de carga do tipo ON-OFF paralelo.



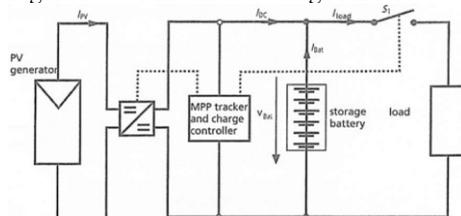
Fonte: Blue-sol (2016).

Quando a tensão da bateria atinge a tensão máxima, o controlador abre a chave S1 e não há mais transferência de energia entre o arranjo fotovoltaico e a bateria. A chave S2, tanto para o controlador série como para o paralelo garante que a bateria não seja descarregada excessivamente, porém nem todos os controladores possuem essa função. Assim, quando a tensão da bateria atinge o nível mínimo, a chave S2 abre e cessa a descarga da bateria na carga. O controlador paralelo possui um funcionamento muito semelhante ao controlador série, apenas alterando a posição da chave S1. Nesse caso, quando a bateria atinge a tensão máxima a chave S1 é fechada, fazendo com que a corrente de geração circule apenas pelo módulo fotovoltaico. E, quando a bateria está abaixo da tensão máxima, a chave S1 permanece aberta, fazendo com que a corrente de geração carregue a bateria. Além disso esses controladores podem adotar uma estratégia de modulação para a comutação do interruptor de modo a se obter o perfil de carregamento mais indicado para a bateria em uso. Contudo, isso acrescenta custos ao projeto, como é o caso de controladores com *Pulse Width Modulation* – PWM e *Constant Current*

– *Constant Voltage* – CC-CV. Salienta-se que nos controladores ON-OFF, devido a topologia do circuito, o módulo fotovoltaico opera na tensão da bateria.

Além do controlador série e paralelo, existe também os controladores com MPPT, conforme Figura 33. A entrada desse tipo de controlador utiliza um conversor corrente contínua – corrente contínua – CC-CC com um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência dos módulos. Como não há uma conexão direta das baterias com o módulo fotovoltaico, é o algoritmo de MPPT quem impõe a tensão de operação do módulo, fazendo com que ele atue no ponto de máxima potência. Este tipo de controlador é o que melhor utiliza a energia que um módulo pode gerar, entretanto é o que apresenta o maior custo.

Figura 33. Controlador de carga MPPT.



Fonte: Blue-sol (2016).

3.4.5 Bateria

A bateria é um componente presente nos sistemas híbridos e autônomos e são elas as responsáveis por armazenar o excedente de energia para ser utilizado em momentos em que a geração fotovoltaica não é o suficiente para suprir a carga. O tipo de bateria mais utilizada nos sistemas fotovoltaicos autônomos é a de chumbo ácido devido ao seu menor custo. Esse tipo de bateria apresenta uma baixa densidade de energia em relação as baterias de lítio. Como optou-se em utilizar baterias de lítio-íon, esse tipo será o foco do estudo dessa seção.

As baterias de lítio-íon apresentam algumas vantagens, em relação às baterias de chumbo ácido, expostas abaixo:

- Menor tempo de carregamento;
- Algoritmo de carregamento simples;
- Alta densidade de energia e de potência;
- Maior ciclo de vida;
- Livre de manutenção, se utilizar um BMS;
- Baixa resistência interna;

- Baixa taxa de auto-descarga.

Em meio a tantas vantagens, a sua principal desvantagem continua sendo seu custo elevado. Entretanto para aplicações onde a confiabilidade do sistema deve ser alta, as baterias de lítio-íon são excelentes candidatas.

Segundo artigos publicados pela *Battery University* (2016 e 2017), o desempenho de uma bateria é mensurado por sua capacidade e o jeito mais comum de estimar a vida útil de uma bateria é através de ciclos. Entretanto esse método não é conclusivo, pois o que constitui um ciclo não é bem definido e cada processo de carga e descarga pode ser parcial e não completo. Os fatores que mais influenciam na vida útil da bateria são: profundidade de descarga (Depth of Discharge – DoD), temperatura, corrente de descarga e máxima tensão de carga. Submeter a bateria a grandes profundidades de descarga, altas temperaturas, correntes de descarga elevadas e ultrapassar o limite de tensão no carregamento da bateria geram estresse e, conseqüentemente, diminuem a vida útil da bateria. As baterias de lítio-íon não possuem efeito memória, dessa forma, cargas e descargas parciais não as prejudicam e até prolongam a sua vida útil. As Tabela 2 e Tabela 3 mostram uma estimativa da contagem de ciclos disponíveis em uma bateria de lítio-íon para determinados DoDs e tensão de carregamento. Além disso, a capacidade de energia da bateria também diminui com o número de ciclos, conforme Figura 34 e Figura 35. Não obstante, a capacidade nominal de energia de uma bateria varia com a taxa de descarga, de tal modo que quando a taxa de descarga for pequena em relação à capacidade, ocorre uma elevação na capacidade de energia da bateria, conforme Figura 36. Ainda em relação a figura 36, observa-se que a capacidade nominal da bateria em estudo é 3,2 Ah e o final da descarga se dará quando a tensão alcançar 3 V. Para esse tensão de corte de 3 V, ela possui uma capacidade de 2,3 Ah se descarregá-la com 2C (6,4 A), de 2,9 Ah para descarga de 1C (3,2 A) e de 3,3 Ah se descarregá-la com 0,2C (0,64 A).

Tabela 2. Ciclo de vida em função da profundidade de descarga.

DoD	Ciclos de descarga disponíveis
10%	De 10.000 a 15.000
20%	De 3.000 a 9.000
40%	De 1.500 a 3.000
60%	De 600 a 1.500
80%	De 400 a 900
100%	De 300 a 600

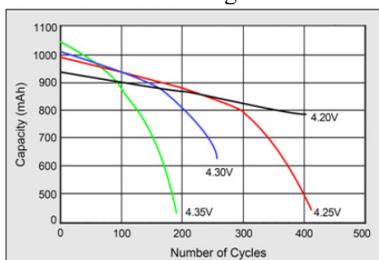
Fonte: Adaptado de *Battery University* (2017).

Tabela 3. Ciclo de vida e energia disponível em função da tensão de carregamento.

Tensão final de carga	Ciclos de descarga disponíveis	Energia armazenada disponível
4,30 V	150-250	110-115%
4,25 V	200-350	105-110%
4,20 V	300-500	100%
4,15 V	400-700	90-95%
4,10 V	600-1.000	85-90%
4,05 V	850-1.500	80-85%
4,00 V	1.200-2.000	70-75%
3,90 V	2.400-4.000	60-65%

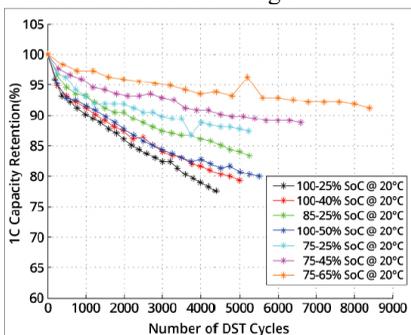
Fonte: Adaptado de *Battery University* (2017).

Figura 34. Capacidade de uma bateria de lítio-íon em função do número de ciclos e tensão final de carregamento.



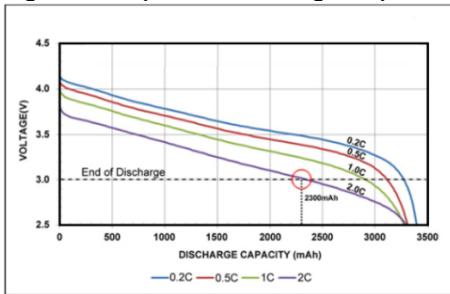
Fonte: *Battery University* (2017).

Figura 35. Capacidade de uma bateria de lítio-íon em função do número de ciclos e diferentes estados de carga.



Fonte: *Battery University* (2017).

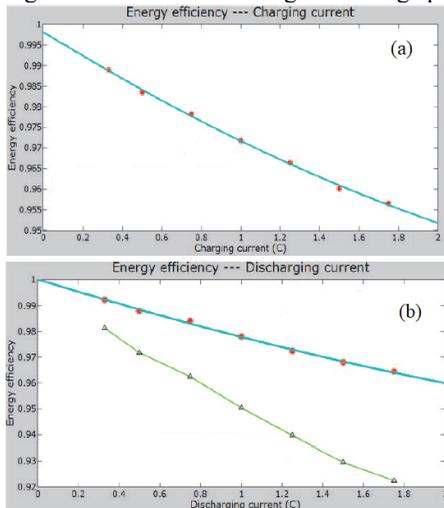
Figura 36. Capacidade de energia disponível de acordo com a taxa de descarga.



Fonte: *Battery University* (2016).

Como a bateria possui uma resistência interna, ela não possui uma eficiência de 100% durante a recarga e descarga. Quanto maior a taxa de corrente do carregamento e do descarregamento, menor será a eficiência desses processos, podendo variar de 80% a 99%, dependendo da taxa C utilizada (DULOUT, JAMES, ALONSO, 2017). A Figura 37(a) mostra a eficiência de carga para diferentes taxas de corrente de carregamento e, a Figura 37(b) mostra, em azul, a eficiência de descarga e, em verde, a eficiência de carga-descarga para diferentes taxas de corrente em uma bateria de lítio-íon.

Figura 37. Eficiência de carga e descarga para uma bateria de lítio-íon.



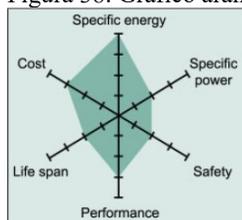
Fonte: Li, Tseng, (2015).

Existem 5 principais tipos de baterias de lítio que são brevemente descritas através de suas principais características e da demonstração do gráfico aranha hexagonal de cada tipo, que analisa os seis principais quesitos de uma bateria.

3.4.5.1 Óxido de lítio cobalto (LiCoO_2)

Tipo de bateria de grande popularidade em dispositivos eletrônicos devido a sua alta densidade de energia (BATTERY UNIVERSITY, 2017). Esse tipo de bateria não deve ser carregado e descarregado com uma corrente superior à sua taxa de carga, ou seja, uma bateria de 3 Ah deve ser carregada e descarregada com no máximo 3 A. A Figura 38 resume as suas principais características e a Tabela 4 resume seus principais parâmetros. Este tipo de célula de bateria foi a opção utilizado no sistema fotovoltaico autônomo dimensionado.

Figura 38. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiCoO_2 .



Fonte: *Battery University* (2015).

Tabela 4. Principais parâmetros da bateria LiCoO_2 .

Tensão nominal	3,7 V
Faixa de operação	3,0 V – 4,2 V
Energia específica típica	200 Wh/kg
Ciclo de vida	Até 1000 ciclos
Taxa de carga	0,7 – 1C
Taxa de descarga	1C

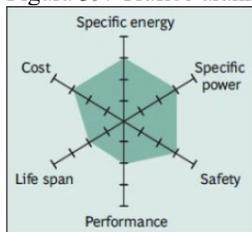
Fonte: *Battery University* (2015).

3.4.5.2 Óxido de lítio magnésio (LiMn_2O_4)

Sua principal característica é a baixa resistência interna, possibilitando carregamento rápido, altas correntes de descarga e

estabilidade térmica. A Figura 39 resume as suas principais características e a Tabela 5 resume seus principais parâmetros.

Figura 39. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiMn_2O_4 .



Fonte: *Battery University* (2015).

Tabela 5. Principais parâmetros da bateria LiMn_2O_4

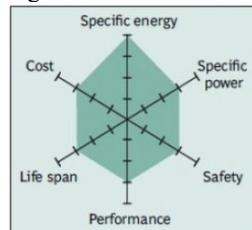
Tensão nominal	3,7 V
Faixa de operação	3,0 V – 4,2 V
Energia específica típica	150 Wh/kg
Ciclo de vida	Até 700 ciclos
Taxa de carga	Até 3C
Taxa de descarga	Até 30C por 5 s.

Fonte: *Battery University* (2015).

3.4.5.3 Óxido de lítio níquel magnésio cobalto (LiNiMnCoO_2 ou NMC)

Uma das baterias de características mais completas, ela é semelhante a bateria de LiMn_2O_4 , porém a combinação de cobalto e níquel, resulta em um aumento da densidade de energia e ciclo de vida. Ela pode ser utilizada como células de energia ou de potência. A Figura 40 resume as suas principais características e a Tabela 6 resume seus principais parâmetros.

Figura 40. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiNiMnCoO_2 .



Fonte: *Battery University* (2015).

Tabela 6. Principais parâmetros da bateria LiNiMnCoO₂.

Tensão nominal	3,6 V
Faixa de operação	3,0 V – 4,2 V
Energia específica típica	220 Wh/kg
Ciclo de vida	Até 2000 ciclos
Taxa de carga	1C
Taxa de descarga	2C.

Fonte: *Battery University* (2015).

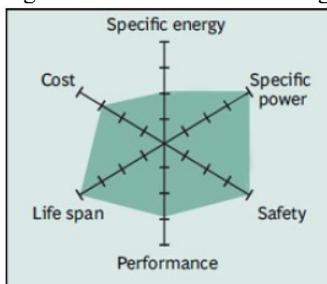
3.4.5.4 Lítio ferro fosfato (LiFePO₄)

Bateria muito conhecida por sua segurança, por ter a característica de apenas inflar quando submetida a uma situação de estresse. Por possuir uma baixa resistência interna, ela pode fornecer altas correntes de descarga, além de apresentar um longo ciclo de vida e uma boa estabilidade térmica. Entretanto, devido a sua tensão nominal por célula ser de 3,2 V, sua densidade de energia é inferior aos outros tipos. A Figura 41 resume as suas principais características e a Tabela 7 resume seus principais parâmetros.

3.4.5.5 Óxido de lítio níquel cobalto alumínio (LiNiCoAlO₂ ou NCA)

Apesar de não serem consideradas seguras e possuírem alto custo, elas possuem uma alta densidade de energia e um ciclo de vida considerado bom. A Figura 42 resume as suas principais características e a Tabela 8 resume seus principais parâmetros.

Figura 41. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiFePO₄.

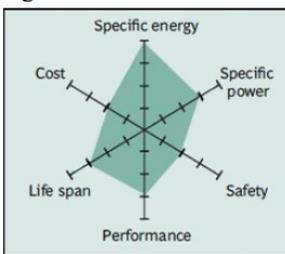


Fonte: *Battery University* (2015).

Tabela 7. Principais parâmetros da bateria LiFePO_4 .

Tensão nominal	3,3 V
Faixa de operação	2,5 V – 3,7 V
Energia específica típica	120 Wh/kg
Ciclo de vida	Até 2000 ciclos
Taxa de carga	1C
Taxa de descarga	40C por até 2 s.

Fonte: *Battery University* (2015).

Figura 42. Gráfico aranha hexagonal da bateria LiNiCoAlO_2 .

Fonte: *Battery University* (2015).

Tabela 8. Principais parâmetros da bateria LiNiCoAlO_2 .

Tensão nominal	3,6 V
Faixa de operação	3,0 V – 4,2 V
Energia específica típica	260 Wh/kg
Ciclo de vida	500 ciclos
Taxa de carga	0,7C
Taxa de descarga	1C

Fonte: *Battery University* (2015).

3.4.6 Proteções CC e CA

As proteções são essenciais para reduzir a probabilidade e as consequências das falhas. Apesar de apresentarem um custo a mais no projeto, as proteções acrescentam confiabilidade e robustez ao sistema. Os inversores para SFCR já possuem algumas proteções integradas como: anti-ilhamento, polaridade invertida, falta de fase, curto-circuito entre outras. Entretanto, algumas proteções adicionais fazem-se necessárias, tanto para os SFCR quanto para os sistemas isolados. As proteções adicionais fundamentais são: disjuntor para corrente contínua e corrente

alternada, dispositivo de proteção contra surto – DPS para corrente contínua e corrente alternada e sistema de aterramento. Os disjuntores têm a função de permitir a desconexão elétrica de determinado circuito e proteger o cabeamento e equipamentos contra curto-circuito. Em substituição aos disjuntores CC, há quem prefira utilizar fusíveis e chave seccionadora que, em conjunto, desempenham as mesmas proteções que os disjuntores. O DPS tem a função de proteger a instalação e os equipamentos de sobretensões elevadas, causada por descarga atmosférica, por exemplo. E, um sistema de aterramento eficiente é responsável por garantir o correto funcionamento do DPS e permitir a condução de correntes de fuga para a terra, diminuindo a probabilidade de ocorrer um choque elétrico no operador do sistema fotovoltaico.

4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO

4.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O presente trabalho compõe um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D – intitulado de Tecnologia de Sensores em Fibra Ótica para Supervisão, Controle e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica – TECCON II. Esse projeto de P&D está sendo desenvolvido em parceria com o INESC P&D Brasil, estando enquadrado no programa de P&D da Transmissora Brasileira de Energia – TBE, além de contar também com o apoio de várias universidades federais e estaduais. O TECCON II tem como objetivo desenvolver um isolador polimérico para ser utilizado em linhas de transmissão de alta tensão. O diferencial desse isolador que está sendo desenvolvido é a possibilidade de mensurar, em tempo real, grandezas elétricas das linhas de transmissão, o que proporciona grande ajuda no planejamento, operação e manutenção delas. O TECCON II está dividido em 10 módulos. O sistema fotovoltaico autônomo representa o módulo M6, sendo responsável pelo fornecimento de energia para o dispositivo de monitoramento. Como o projeto ainda está em andamento e não foi lançado comercialmente, não se entrará nos méritos de como as grandezas elétricas serão adquiridas e quais grandezas serão adquiridas pelo módulo de aquisição de dados. Apenas será considerado que para realizar as funcionalidades proposta no projeto global, a carga que deverá ser alimentada, demanda uma potência constante de 20 W.

Como o objetivo é medir os parâmetros elétricos em tempo real, o módulo de monitoramento deverá funcionar constantemente, ou seja, 24 horas por dia durante 7 dias da semana. Além disso, grande parte das linhas de transmissão encontram-se em locais isolados e com acesso restrito ao sistema de distribuição de baixa tensão. Dessa forma, optou-se em utilizar um sistema fotovoltaico autônomo para alimentar toda a eletrônica necessária para fazer a aquisição dos dados desejados. As vantagens desse sistema fotovoltaico é a sua modularidade, baixa necessidade de manutenção, durabilidade, confiabilidade e robustez.

Inicialmente esse isolador será instalado em uma linha de transmissão na cidade de Lages. Portanto o dimensionamento do sistema fotovoltaico autônomo proposto será baseado nas características dessa cidade.

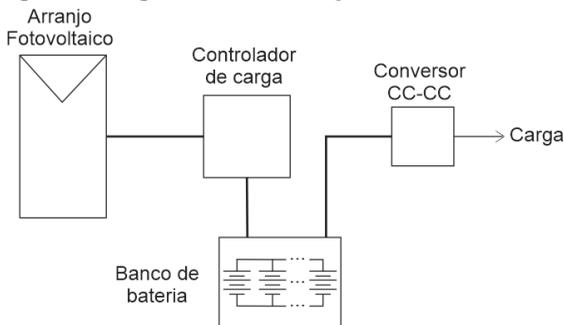
4.2 COMPARATIVO ENTRE OS PROTÓTIPOS

Dois protótipos do sistema fotovoltaico em questão já estão em funcionamento em duas universidades federais que participam do projeto: a Universidade Federal do Maranhão – UFMA e a Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

Esses dois protótipos foram dimensionados considerando um dia de autonomia para o banco de baterias, irradiação da cidade de Lages e uma potência da carga de 10 W, que era a potência inicial dimensionada. Apesar do dimensionamento ter sido feito para a cidade de Lages, os testes estão sendo realizados no Maranhão e em Florianópolis, que apresentam níveis de irradiação diferente de Lages. Optou-se em realizar os testes nessas duas cidades a fim de permitir um melhor acompanhamento do funcionamento do sistema, pois parte do desenvolvimento do projeto está sendo realizado nesses dois locais.

A concepção inicial do projeto é mostrada a partir do diagrama de blocos da Figura 43 e os parâmetros do sistema são mostrados na Tabela 9. Nesse sistema, os módulos fotovoltaicos geram energia que é utilizada para carregar o banco de baterias. Essa energia gerada é transferida para um controlador de carga que tem a função de limitar a corrente de carregamento de modo a reduzir o estresse na bateria durante o processo de carga. Além disso, o controlador de carga também parametriza a sua saída para se adequar no processo CC-CV. Esse processo é o tipo de carga indicado pelo fabricante da bateria, de forma que o início da carga começa com corrente constante, até a tensão da bateria atingir um valor próximo da máxima tensão, ponto o qual a corrente é reduzida e mantém-se a tensão de carregamento constante.

Figura 43. Diagrama de blocos simplificado do sistema fotovoltaico implementado.



Fonte: Autor (2017).

Esse processo pode ser melhor compreendido na Figura 44. A entrada do controlador de carga é conectada ao arranjo fotovoltaico e a sua saída é conectada à entrada do banco de baterias. O banco de baterias já possui proteções contra subtensão, sobretensão, sobrecorrente de descarga e sobretemperatura. A saída do banco de baterias é então conectada a um conversor CC-CC para reduzir a tensão de 11,1 V para 3,3 V e 5,0 V que são os níveis de tensão utilizados pela eletrônica do módulo de monitoramento.

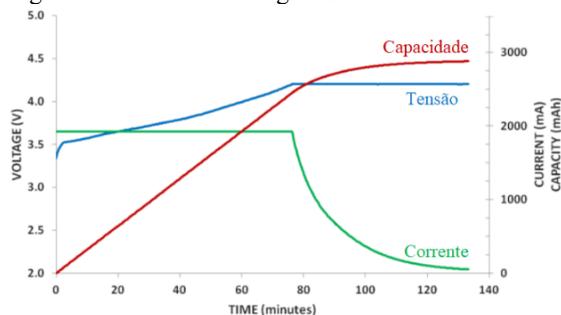
O banco de baterias utilizado é composto por células de bateria de LiCoO_2 e suas propriedades estão expostas na Tabela 10.

Tabela 9. Parâmetros do protótipo em operação.

Potência da carga	8 W
Tempo de uso da carga	24 h; 7 dias por semana
Capacidade do banco de baterias	22,5 Ah
Potência do arranjo fotovoltaico	110 Wp (2 x 55 Wp)
Área do arranjo fotovoltaico	0,83 m ²

Fonte: Autor (2017).

Figura 44. Processo de carga CC-CV.



Fonte: Adaptado de Panasonic (2012).

Tabela 10. Parâmetros do banco de baterias.

Tensão nominal	11,1 V
Tensão de corte	9,0 V
Tensão máxima	12,6 V
Ciclo de vida aproximado	600 ciclos
Massa	1,45 kg
Dimensões	[188 x 112 x 59] mm

Fonte: Autor (2018).

O arranjo fotovoltaico utiliza dois módulos em paralelo e suas características estão presentes na Tabela 11.

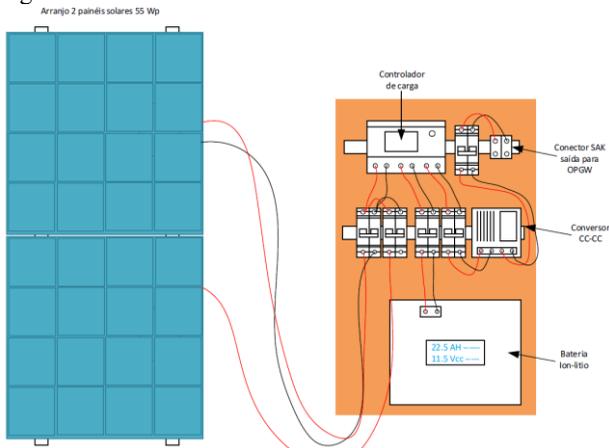
Tabela 11. Parâmetros do módulo fotovoltaico.

P_{max}	55 W
V_{mp}	17,83 V
I_{mp}	3,08 A
V_{oc}	22,07 V
I_{sc}	3,28 A
β_{Voc}	-0,33 %/°C
γ_{Pmax}	-0,45 %/°C
Eficiência	13,20 %
Área	0,416 m ²

Fonte: Autor (2018).

Além dos componentes expostos na Figura 43, também se utilizou disjuntores, com o objetivo de proteger o cabeamento e os componentes contra sobrecorrentes. Portanto, uma representação mais precisa do protótipo e de suas conexões encontra-se na Figura 45.

Figura 45. Sistema fotovoltaico autônomo instalado na UFMA e UFSC.



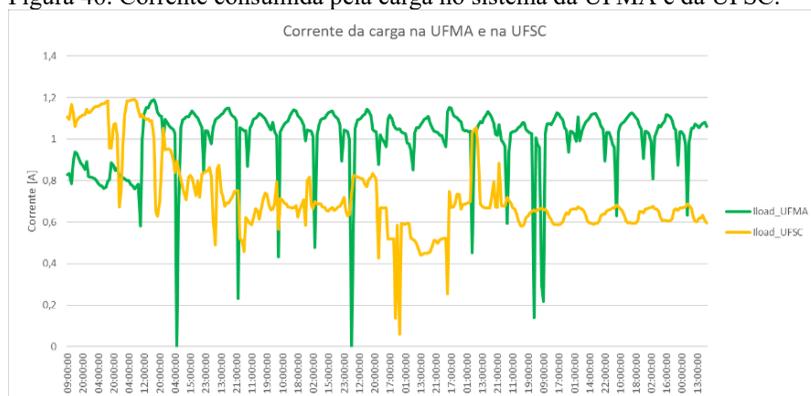
Fonte: Relatório módulo 6 - Teccon II (2017).

Os parâmetros expostos na Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11 são válidos tanto para o sistema instalado na UFMA como também para o instalado na UFSC. Em ambos os sistemas foi utilizado um *datalogger* com *Internet of Things* – IoT com o objetivo de monitorar, em tempo real,

e adquirir dados de tensão da bateria, potência de geração fotovoltaica, potência da carga, corrente de geração e corrente da carga. Esses dados foram utilizados para analisar o sistema e verificar sua adequabilidade aos requisitos propostos.

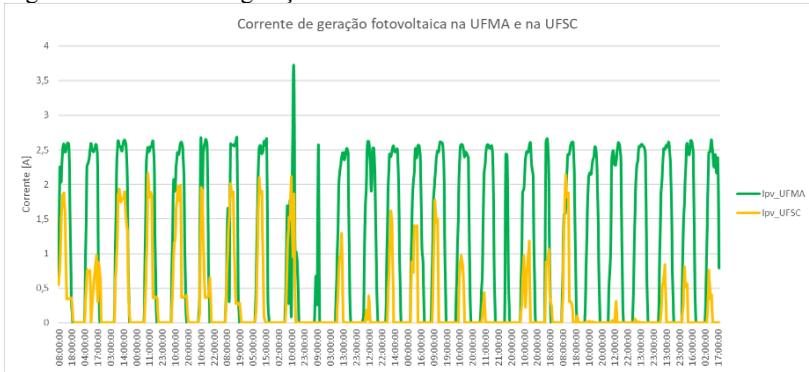
Da Figura 46 a Figura 50 encontram-se os dados, em forma gráfica, obtidos em cada sistema a fim de compreender inicialmente o perfil de geração e comparar os seus funcionamentos. Esses dados são referentes ao período de 16 de novembro de 2017 a 12 de dezembro de 2017. As curvas em verde representam os dados do sistema instalado na UFMA e as curvas em alaranjado representam os dados do sistema instalado na UFSC. Vale ressaltar que, como o protótipo de aquisição de dados, não estava finalizado para a realização dos testes do sistema fotovoltaico autônomo, foi utilizada uma carga resistiva na UFMA e uma lâmpada de LED no sistema da UFSC. Após a apresentação das figuras será feita uma análise desses dados.

Figura 46. Corrente consumida pela carga no sistema da UFMA e da UFSC.



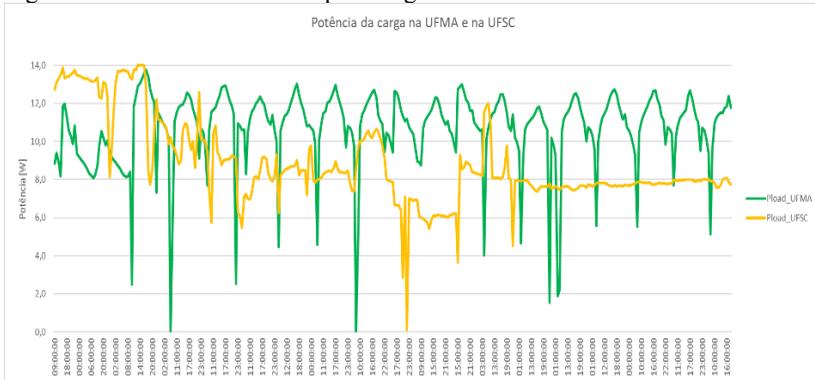
Fonte: Autor (2018).

Figura 47. Corrente da geração fotovoltaica no sistema da UFMA e da UFSC.



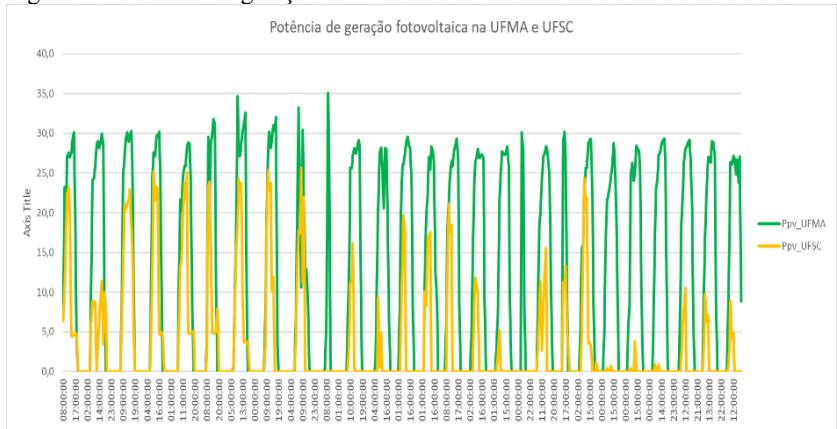
Fonte: Autor (2018).

Figura 48. Potência consumida pela carga no sistema da UFMA e da UFSC.



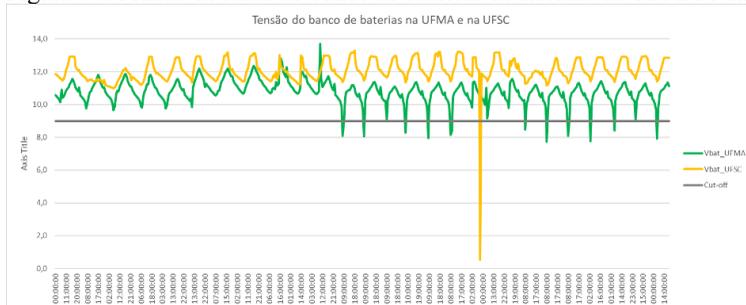
Fonte: Autor (2018).

Figura 49. Potência da geração fotovoltaica no sistema da UFMA e da UFSC.



Fonte: Autor (2018).

Figura 50. Tensão de saída do banco de baterias do sistema da UFMA e da UFSC.



Fonte: Autor (2018).

Analisando a Figura 46 nota-se que, como a carga não é alimentada diretamente por um conversor com tensão de saída constante, a corrente varia com a tensão do banco de baterias que, por sua vez, varia de acordo com o estado de carga do banco de baterias. Dessa maneira como a impedância da carga é constante, a corrente varia com a tensão do acumulador de carga. Além disso, a corrente média da carga utilizada na UFMA é superior à da carga da UFSC, ou seja, na UFMA foi utilizado uma carga de maior potência. Os grandes vales encontrados na curva da corrente da carga na UFMA são explicados devido ao banco de baterias ter atingido o valor de *cutoff* de tensão, estabelecido pelo fabricante, cessando, portanto, o fornecimento de corrente para a carga, de modo a

preservar a vida útil das baterias. Por fim, ainda na Figura 46, observa-se que a corrente na carga da UFSC estabilizou nos cinco últimos períodos da aquisição dos dados. Isso ocorreu, pois no início da amostragem os sensores estavam com mau contato e com um bug na sua calibração, o que fora solucionado no final do período de aquisição dos dados.

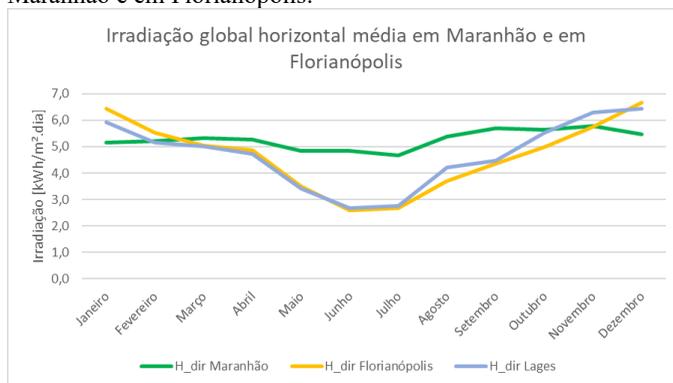
Já na Figura 47 constata-se um padrão bem definido na corrente de geração fotovoltaica. A corrente inicia com valores baixos de manhã cedo, devido aos níveis mais baixos de irradiância, atingindo seu pico próximo do meio dia e, voltando a decrescer com o entardecer. Ambos os sistemas utilizam dois módulos de 55Wp, cujas características estão expostas na Tabela 11. Entretanto, observa-se que nos dois sistemas a corrente de geração ficou abaixo da soma das correntes geradas pelos dois módulos em paralelo. Isso ocorre por dois motivos principais:

- Os dados apresentados no *datasheet* dos módulos foram obtidos para as condições padrões de teste (Standard Test Conditions - STC) cujas condições de contorno (temperatura de 25 °C, irradiância de 1000 W/m² e massa de ar de 1,5 AM) diferem das condições praticadas nos testes;
- O controlador de carga limita a máxima corrente de geração com o objetivo de diminuir o estresse no processo de carga das baterias.

Observa-se também que a corrente de geração fotovoltaica na UFSC foi inferior à UFMA. Tal fato é justificado pelas condições do microclima do local onde fora instalado os módulos na UFSC e pela média mensal da radiação, no mês de novembro, que em Florianópolis é levemente inferior à do Maranhão, conforme Figura 51. Assim como para a corrente da carga no sistema da UFSC, a aquisição da corrente de geração também enfrentou problemas com mau contato. Através da Figura 51 nota-se, também, que a irradiação global horizontal de Lages é similar à de Florianópolis, logo essas duas cidades terão um perfil de geração similar.

A potência da carga, apresentada na Figura 48, é uma consequência da corrente exposta na Figura 46. Entretanto, vale ressaltar que a potência da carga da UFMA é superior à da UFSC, o que exigiu uma maior energia do banco de baterias, fazendo com que ele chegasse ao nível mínimo, interrompendo o fornecimento de energia para a carga do Maranhão. Dessa forma, como em certos momentos não era injetado corrente na carga, a medição de potência atingiu zero Watts.

Figura 51. Média diária de irradiação global horizontal durante 12 meses em Maranhão e em Florianópolis.



Fonte: Dados de Swera/INPE, gráfico de Autor (2018).

Analogamente, a potência de geração fotovoltaica, exibida na Figura 49 está diretamente relacionada a corrente de geração apresentada na Figura 47. Vale ressaltar que as curvas exibem o perfil da potência de geração e integrando-as obtêm-se a energia gerada diariamente. Nota-se também que a potência de geração não atinge os 110Wp, provenientes da soma da potência dos dois módulos em paralelo. Isso se deve pelos dois motivos já citados na justificativa da menor corrente de geração fotovoltaica e também pelo fato do controlador de carga utilizado não possuir a função de MPPT, fazendo com que o módulo não opere no seu ponto de máxima potência. Além disso é o banco de bateria que impõe a tensão de operação do módulo, devido a topologia do controlador empregado, conforme as topologias bases apresentadas nas Figura 31 e Figura 32. Com isso, como a tensão imposta é menor que a tensão de máxima potência do módulo, o ponto de operação na curva IV, Figura 25, é deslocado para a esquerda reduzindo a máxima potência de saída do módulo.

Por fim, a Figura 50 traz informações muito relevantes na análise da autonomia do sistema. Como já explicado na subseção 3.3, o sistema autônomo depende exclusivamente de um banco de baterias para funcionar quando não há irradiação solar. Além disso, como também explicado na seção 3.4.5, a bateria de lítio-íon possui uma mínima tensão na qual pode operar de modo a não danificar permanentemente e, essa tensão foi especificada pelo fabricante e vale 9 V. Portanto, quando a tensão do banco de bateria atinge o valor de 9 V, corta-se a saída do banco de baterias para evitar uma profundidade de descarga demasiadamente

elevada fazendo com que o estado de carga da bateria atinja valores muito baixos. Essa tensão de 9 V é chamada de tensão de *cutoff* e está sinalizada em cinza na Figura 50. Assim, observa-se que, apesar do banco de baterias de ambos os sistemas terem a mesma capacidade, foram raras as vezes que a tensão da bateria atingiu a tensão de *cutoff* no sistema de Florianópolis. Isso porque, conforme observado na Figura 48, verifica-se que a potência da carga em Florianópolis, de 8 W médio, é inferior a potência da carga na UFMA e àquela inicialmente proposta de 10 W. Já no sistema da UFMA, a potência média da carga fica muito próxima aos 10 W e verifica-se que a tensão do banco de bateria atingiu o nível mínimo com frequência. Isso implica em uma interrupção no fornecimento de energia para a carga.

4.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO

A fim de cumprir os objetivos gerais do TECCON II, foi necessário aumentar a potência da carga, que será alimentada pelo sistema fotovoltaico autônomo, de 10 W para 20 W. Considerando que o isolador que contém os sensores para aquisição dos parâmetros elétricos, será instalado, inicialmente, em uma linha de transmissão na cidade de Lages, onde as condições climáticas apresentam maiores índices de precipitação e nebulosidade em relação ao Maranhão, notou-se a necessidade de redimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para gerar a energia demandada pela nova carga. Além disso, devido ao aumento da potência da carga e devido às interrupções no fornecimento de energia, conforme observado nos resultados dos protótipos também foi necessário redimensionar o banco de baterias.

4.3.1 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico

Tendo em vista a alta variação da irradiância de Lages, o dimensionamento da quantidade de módulos fotovoltaicos deve levar em conta o mês com menor irradiância, pois dessa forma garante-se que, mesmo nesse mês, haverá geração de energia suficiente para recarregar o banco de baterias.

Para calcular quantos módulos fotovoltaicos serão necessários, primeiramente é preciso conhecer a irradiação solar incidente, a eficiência do sistema e a área e eficiência do módulo que será utilizado.

O melhor aproveitamento da irradiação solar ocorre quando os raios incidem perpendicularmente à superfície do módulo (VILLALVA,

2015). Conforme visto na Seção 2, devido ao movimento de translação e rotação do sol, o ângulo de incidência dos raios solares varia ao longo do dia e ao longo do ano. Dessa forma, seria necessário instalar um sistema de rastreamento nos módulos para fazer com que eles acompanhem o movimento do sol. Entretanto a instalação desse sistema de rastreamento acrescenta custo ao projeto, além da necessidade de manutenção periódica, o que torna sua utilização inviável, para esta situação. Para o caso de ângulo de inclinação fixo dos módulos fotovoltaicos, a regra geral utilizada é exposta na Tabela 12. Porém, também é muito comum instalar os módulos fotovoltaicos com o ângulo de inclinação igual a latitude do local. Além disso, para o caso de módulos com orientação fixa, a melhor orientação é a voltada para o norte geográfico (ângulo azimutal igual a zero), devido ao ângulo zenital do sol no Hemisfério Sul.

Tabela 12. Ângulo de inclinação recomendado do módulo fotovoltaico de acordo com a latitude.

Latitude do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	10°
11° a 20°	Igual a latitude
21° a 30°	Latitude + 5°
31° a 40°	Latitude + 10°
41° ou mais	Latitude + 15°

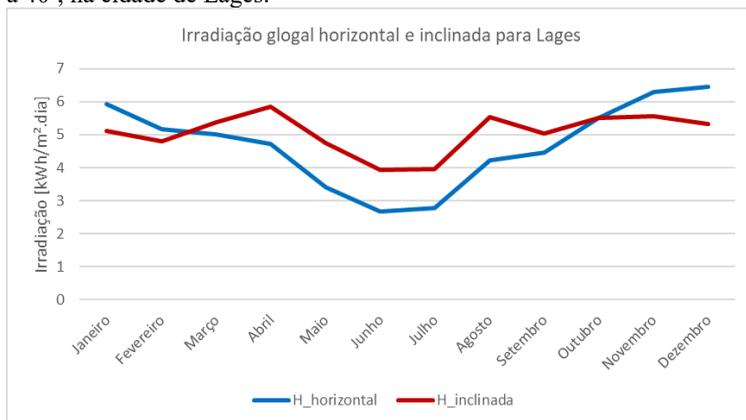
Fonte: Villalva (2015).

Dessa forma, como a cidade de Lages encontra-se na latitude $-27,819^\circ$, o ângulo de inclinação ideal varia de 27° a 33° . Entretanto, como o projeto se trata de um sistema autônomo, deseja-se otimizar a produção de energia nos meses de inverno, os quais possuem uma irradiação inferior aos meses de verão e o ângulo zenital do sol é superior. Dessa forma, instalando os módulos fotovoltaicos com uma inclinação superior a 33° obtém-se uma geração superior nos meses de inverno e inferior nos meses de verão. Assim sendo, considerou-se um ângulo de inclinação dos módulos de 40° em relação a horizontal. A Figura 52, compara a irradiação global horizontal, obtida pelo banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, e a irradiação global em um plano inclinado a 40° na cidade de Lages. O programa utilizado para essa simulação da irradiação global inclinada foi o Radiasol 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Portanto, nota-se que a irradiação que será considerada para o projeto é a do mês de junho e, caso

os módulos fossem instalados na horizontal, o seu valor seria de 2,69 kWh/m².dia, enquanto que, com a instalação com um ângulo de 40°, a menor irradiação vale 3,93 kWh/m².dia, otimizando, assim, a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários.

A eficiência típica de um sistema fotovoltaico é de, aproximadamente, 80% (IEEE STD 1562, 2007). Nessa eficiência são englobadas as perdas por temperatura, desvio azimutal e zenital, perdas por efeito Joule, acúmulo de sujeira nos módulos, *mismatch*, entre outras.

Figura 52. Comparação da irradiação global horizontal e inclinada, em um plano a 40°, na cidade de Lages.



Fonte: Autor (2018).

A área e a eficiência do módulo dependem do módulo que será utilizado e seus valores podem ser encontrados no seu *datasheet*. Entretanto, ressalta-se que como o controlador de carga que será utilizado não possui o recurso de MPPT, o módulo não operará no ponto de máxima potência. A tensão de operação do módulo será imposta pelo banco de baterias, cuja tensão nominal é de 11,1 V. Dessa forma, a eficiência do módulo não será aquela exposta no *datasheet*, que fora calculada levando em conta a potência máxima do módulo, pois como o módulo operará com a tensão da bateria, a sua potência de saída será inferior a potência máxima, calculada com a tensão e corrente de máxima potência.

O cálculo da eficiência de um módulo fotovoltaico é dado pela Equação 6. Nessa equação, P_{max} é o ponto de máxima potência do módulo em [W], A_m é a área do módulo em [m²] e 1000 é o valor padronizado da irradiação solar utilizada nos testes da STC para identificar a máxima potência de saída de um módulo fotovoltaico.

$$\eta_m = \frac{P_{max}}{A_m \cdot 1000} \quad (6)$$

E, P_{max} pode ser obtido direto do *datasheet* ou calculado pela Equação 7.

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (7)$$

Entretanto, como o ponto de operação do módulo será deslocado para a esquerda na curva IV, devido a imposição de tensão pelo banco de baterias, a máxima potência de operação do módulo é dada pela Equação 8. Sendo que V_b é a tensão nominal do banco de baterias em [V].

$$P_{max,op} = V_b \cdot I_{sc} \quad (8)$$

Logo, a eficiência do módulo, para este ponto de operação é dada na Equação 9.

$$\eta_{op} = \frac{V_b \cdot I_{sc}}{A_m \cdot 1000} \quad (9)$$

Conhecendo a menor irradiação no plano inclinado do módulo, a área do módulo, sua eficiência e a eficiência do sistema, a geração de energia do módulo é calculada pela Equação 10.

$$E_g = H_{inc} \cdot A_m \cdot \eta_{op} \cdot PR \quad (10)$$

Sendo que, E_g é a energia gerada pelo módulo [kWh/dia], H_{inc} é a irradiação incidente no plano inclinado do módulo [kWh/m².dia] e PR é chamado de *performance ratio* que representa a eficiência do sistema.

Analisaram-se 4 modelos de módulos fotovoltaicos a fim de verificar qual deles se enquadra melhor nas necessidades do projeto. As principais características desses módulos analisados encontram-se na Tabela 13.

Com todas as variáveis da Equação 10 definidas, é possível, a partir desta mesma equação, calcular a energia gerada por cada módulo. A

Tabela 14 mostra a energia que cada módulo gera diariamente. Essa geração é uma média diária levando em conta os dados obtidos no banco de dados do INPE corrigidos para o ângulo de inclinação dos

módulos fotovoltaicos (40°) e considerando sua orientação para o norte geográfico (desvio azimutal igual a zero).

Tabela 13. Principais características dos 4 módulos fotovoltaicos analisados.

Módulo	A	B	C	D
P_m	55 W	60 W	95 W	150 W
V_{mp}	17,83 V	18,50 V	18,18 V	18,50 V
I_{mp}	3,08 A	3,25 A	5,23 A	8,12 A
V_{oc}	22,07 V	22,9 V	22,5 V	22,9 V
I_{sc}	3,28 A	3,44 A	5,59 A	8,61 A
η_{Pm}	13,2%	13,5%	14,3%	15%
η_{op}	8,76%	9,18%	9,14%	9,56%
A_m	0,4158 m ²	0,4158 m ²	0,6666 m ²	0,9996 m ²
β_{Voc}	-0,33 %/°C	-0,37 %/°C	-0,33 %/°C	-0,37 %/°C
γ_{Pmax}	-0,45 %/°C	-0,45 %/°C	-0,45 %/°C	-0,45 %/°C
α_{Isc}	0,06 %/°C	0,06 %/°C	0,06 %/°C	0,06 %/°C

Fonte: Autor (2018).

Tabela 14. Energia diária média gerada por cada módulo fotovoltaico analisado.

Módulo	A	B	C	D
E_g	114,51 Wh	120,00 Wh	191,55 Wh	300,44 Wh

Fonte: Autor (2018).

Para calcular quantos módulos serão necessários, é preciso saber qual a demanda de energia diária. Essa demanda está relacionada com a energia requisitada pela carga, calculada na Equação 14, com a eficiência do processo de carga e descarga e com a DoD. Portanto, a Equação 11 expõe a demanda de energia diária que precisa ser gerada.

$$E_D = \frac{E_L}{\eta_b \cdot DoD}$$

$$E_D = \frac{480}{0,8 \cdot 0,8} \quad (11)$$

$$E_D = 750 \text{ Wh}$$

Logo, o número de módulos necessários é dado pela Equação 12.

$$n_m = \frac{E_D}{E_g} \quad (12)$$

A Tabela 16, apresenta quantos módulos serão necessários, de acordo com a sua potência.

Tabela 15. Quantidade de módulos fotovoltaicos necessária.

Módulo	A	B	C	D
Número de módulos necessários	7	7	4	3
Área necessária	2,91 m ²	2,91 m ²	2,67 m ²	3,00 m ²

Fonte: Autor (2018).

Com o número de módulos definido, é necessário definir a forma de conexão deles. Para isso é necessário conhecer a máxima e a mínima tensão que os módulos podem alcançar, logo utiliza-se as Equações 4 e 5. Essa informação é mostrada na Tabela 16. A máxima temperatura do módulo fotovoltaico utilizada para o cálculo foi 75 °C e a mínima foi 0 °C.

Tabela 16. Tensões máximas e mínimas dos módulos fotovoltaicos.

Módulo	A	B	C	D
V _{max}	23,89 V	25,09 V	24,36 V	25,09 V
V _{min}	13,82 V	14,34 V	14,09 V	14,34 V

Fonte: Autor (2018).

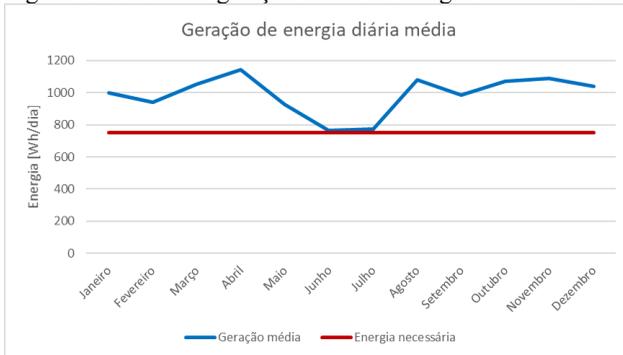
A faixa de tensão de entrada do controlador de carga varia de 7 V a 40 V. Dessa forma, nota-se que não é possível utilizar módulos em série, pois isso implicaria em uma tensão superior à da entrada do controlador de carga. Além disso, como é a bateria que impõe a tensão do módulo, a utilização de módulos em série não traria um real aumento da potência de geração, afinal o arranjo em série apresenta um aumento de potência devido a soma das tensões de saída. Entretanto, devido a topologia do controlador de carga, a tensão do arranjo em série continuaria limitada à tensão do banco de baterias. Com isso, a conexão dos módulos em paralelo é a melhor alternativa. Portanto, a corrente de saída do arranjo será a soma da corrente de todos os módulos em paralelo. Essa forma de conexão, além de atender aos requisitos de tensão de entrada do controlador de carga, ainda garante uma redundância na

geração, de modo que, em caso de defeito em um módulo, ainda há outro gerando energia.

Definido as opções disponíveis para escolha do módulo e o tipo de conexão que o arranjo deve apresentar, resta apenas verificar a melhor opção para o modelo de módulo e definir o controlador que será utilizado.

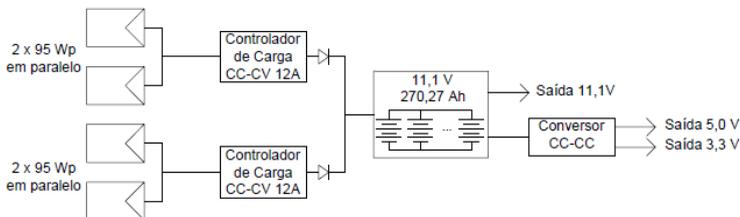
Devido à menor área de instalação e à acessibilidade limitada de controladores de carga disponibilizada pelo fabricante, o melhor aproveitamento da energia gerada e os menores custos envolvidos são obtidos utilizando módulos de 95 W e, dois controladores de carga CC-CV de 12 A, com tensão mínima de 7 V e tensão máxima de 40 V. Uma estimativa da média diária de geração de energia é apresentada na Figura 53. Portanto o arranjo fotovoltaico será composto de 4 módulos fotovoltaicos de 95 W, dividido em duas duplas em paralelo e, cada dupla alimenta um controlador de carga. Essas conexões podem ser visualizadas na Figura 54.

Figura 53. Média de geração diária de energia utilizando 4 módulos de 95 W.



Fonte: Autor (2018).

Figura 54. Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico autônomo dimensionado.



Fonte: Autor (2018).

4.3.2 Dimensionamento do banco de baterias

Optou-se em utilizar um banco de baterias de lítio-íon em detrimento à bateria de chumbo ácido, que apresenta um custo inferior, devido a maior densidade de energia das baterias de li-íon, maior ciclo de vida, menor necessidade de manutenção e melhor eficiência de carga e descarga. Além disso, como a tensão de alimentação da carga já está definida, a tensão nominal de saída do banco de baterias continuará sendo 11,1 V.

Algumas considerações devem ser feitas antes de realizar o dimensionamento da capacidade de energia do banco de baterias. A primeira consideração é relacionada a autonomia do sistema, ou seja, quanto tempo o sistema pode permanecer funcionando sem que haja geração de energia pelos módulos fotovoltaicos. O *trade-off* envolvido na autonomia do sistema é o custo e o tamanho do banco de baterias, ou seja, quanto maior o tempo de autonomia do sistema, maior será o banco de baterias e maior o seu custo. A segunda consideração está relacionada à profundidade de descarga, isto é, até qual percentual do estado de carga que a bateria será descarregada. Conforme visto na Seção 3.4.5, quanto maior a profundidade de descarga menor será o ciclo de vida da bateria. Dessa forma, optou-se em utilizar uma DoD de 80%, com o objetivo de equilibrar o tamanho e peso do banco de baterias com sua vida útil. Ressalta-se que, como o banco de baterias será projetado para mais de um dia de autonomia, essa DoD de 80% não será diária, mas sim para todo o período de autonomia projetado. A terceira e última consideração referente ao projeto do banco de baterias é a eficiência de carga e descarga. A partir da Figura 37, observa-se que quanto menor for a taxa C de carga e descarga, maior será a eficiência da bateria. A análise dessa eficiência é feita de modo iterativo, uma vez que para calcular a capacidade do banco de baterias é necessário estipular uma eficiência de carga e descarga e essa eficiência dependerá da capacidade do banco de bateria. Portanto, estipula-se, inicialmente, uma eficiência de 90%. Além disso, também existem as perdas, por efeito Joule, no cabeamento e conexões e as perdas relativas à eficiência do controlador CC-CV e do conversor CC-CC. Portanto, a eficiência do sistema, é estimada em 80%.

Assim, o primeiro passo para o cálculo da capacidade de energia do banco de baterias é conhecer a energia diária demandada pela carga. Esse cálculo é dado pela Equação 13, onde E_L é a energia consumida diariamente pela carga em [Wh], P_L é a potência da carga [W] e t é o tempo de uso por dia [h].

$$E_L = P_L \cdot t \quad (13)$$

Conforme já mencionado acima, a potência final da carga é de 20 W e o tempo que ela estará em funcionamento é 24 h, portanto a energia consumida pela carga é exibida na Equação 14.

$$\begin{aligned} E_L &= 20 \cdot 24 \\ E_L &= 480 \text{ Wh} \end{aligned} \quad (14)$$

Conhecendo a energia requisitada pela carga, a profundidade de descarga considerada e a eficiência do sistema, calcula-se a capacidade do banco de baterias, a partir da Equação 15.

$$\begin{aligned} C_{bb} &= \frac{E_L \cdot D_a}{V_b \cdot \eta_b \cdot DoD} \\ C_{bb} &= \frac{480 \cdot D_a}{11,1 \cdot 0,8 \cdot 0,8} \end{aligned} \quad (15)$$

onde C_{bb} é a capacidade do banco de baterias em [Ah], E_L é a energia demandada pela carga em [Wh], D_a é a quantidade de dias de autonomia, V_b é a tensão nominal do banco de baterias em [V], η_b é a eficiência do sistema e DoD é a profundidade de descarga considerada.

A quantidade de dias de autonomia representa quantos dias o sistema pode funcionar sem que haja geração de energia, considerando que o banco de bateria esteja totalmente carregado. Ressalta-se que a quantidade de dias de autonomia impacta no custo do banco de baterias. Portanto, a Tabela 17 apresenta a capacidade do banco de baterias para até 5 dias de autonomia, de acordo com a Equação 15.

Tabela 17. Capacidade do banco de baterias em função da quantidade de dias de autonomia.

Dias de autonomia	Capacidade do banco de baterias
1	67,57 Ah
2	135,14 Ah
3	202,70 Ah
4	270,27 Ah
5	337,84 Ah

Fonte: Autor (2018).

Com o cálculo da capacidade do banco de baterias definido, verifica-se se a escolha de 90% de eficiência de carga e descarga foi condizente. A corrente de descarga do banco de baterias é dada na Equação 9.

$$I = \frac{P_L}{V_B}$$

$$I = \frac{20}{11,1} \quad (16)$$

$$I = 1,80 \text{ A}$$

Nota-se que, com essa corrente, mesmo considerando-se um dia de autonomia, a taxa de descarga é de apenas 0,03C, aproximadamente. Logo a eficiência de descarga da bateria vale aproximadamente 99%, conforme Figura 37. Conforme calculado na Subseção 4.3.1, observa-se que a corrente de carregamento, pode chegar a um pico de 12 A, aproximadamente. Portanto, mesmo utilizando um banco de baterias para um dia de autonomia, essa corrente representa apenas 0,18C, representando uma eficiência em torno de 99,3%. Como a confiabilidade e robustez do sistema é essencial, de modo a evitar falta de energia e necessidade de manutenção, optou-se em permanecer com a escolha de 90% de eficiência de carga e descarga. Essa escolha não compromete o funcionamento do sistema, uma vez que representa apenas um pequeno sobredimensionamento na capacidade do banco de baterias e aumenta a confiabilidade do sistema.

Logo, a capacidade do banco de baterias mais indicada, do ponto de vista de confiabilidade, robustez e ciclo de vida é de 270,27 Ah ou de 337,84 Ah, onde o custo será a variável decisiva para a escolha entre esses dois valores.

4.3.3 Dimensionamento do cabeamento e proteções

Para finalizar o dimensionamento total do sistema fotovoltaico autônomo ainda resta dimensionar o cabeamento e suas proteções. Como ainda não há uma norma brasileira exclusiva para dimensionamento de cabeamento em sistemas fotovoltaicos, a base utilizada foi normas internacionais aliadas com a NBR 5410.

A primeira exigência é que os cabos que saem dos módulos fotovoltaicos tenham proteção ultravioleta e que suportem a temperatura de operação. Além disso, o seu nível de tensão de isolamento deve ser condizente com a máxima tensão do sistema. Recomenda-se que o cabeamento dos módulos fotovoltaicos tenha uma capacidade de condução de corrente 25% superior a corrente de curto-circuito dos módulos. Portanto, a corrente que o cabo deve suportar está exposta na Equação 17.

$$I_{cabo,pv} \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{cabo,pv} \geq 1,25 \cdot 5,59 \quad (17)$$

$$I_{cabo,pv} \geq 6,99 \text{ A}$$

A bitola do cabo é definida consultando o catálogo do fabricante do cabo. Optou-se em trabalhar com um fabricante nacional que possui 3 bitolas de cabos para aplicação fotovoltaica cujas especificações encontram-se no Anexo A. Considerando uma instalação em duto fechado e temperatura ambiente de 45 °C e, aplicando a correção sugerida no catálogo, a corrente suportada pelo cabo de menor bitola do fabricante é apresentada na Equação 18.

$$I_{max,cabo} = I_{max,duto} \cdot 0,87$$

$$I_{max,cabo} = 42 \cdot 0,87 \quad (18)$$

$$I_{max,cabo} = 36,54 \text{ A}$$

onde, $I_{max,cabo}$ é a máxima corrente suportada pelo cabo [A] e $I_{max,duto}$ é a máxima corrente suportada pelo cabo em um duto fechada com temperatura ambiente de 30 °C.

Tendo em vista o modo de conexão dos módulos, a corrente de saída de cada arranjo de dois módulos em paralelo é dada pela Equação 19.

$$I_{cabo,arranjo} = 2 \cdot I_{cabo,pv} \quad (19)$$

$$I_{cabo,arranjo} = 13,98 \text{ A}$$

Observa-se que a corrente de saída dos dois módulos que estão em paralelo está abaixo da corrente corrigida do cabo. Portanto, o cabo de

4mm² desse fabricante atende aos requisitos de corrente de saída dos módulos em paralelo e ao nível de tensão máxima dos módulos.

O cabeamento que interliga os controladores de carga até o banco de baterias e do banco de baterias para a carga estará em um local fechado onde encontra-se o restante da eletrônica. Todavia, o cabo utilizado nessas conexões não precisa possuir proteção ultravioleta – UV. Apesar do controlador ser de 12 A, a máxima corrente de saída de cada controlador será de 11,18 A, pois é referente à soma das correntes dos dois módulos em paralelo. Portanto, com a interligação em paralelo da saída dos dois controladores, a máxima corrente que chega ao banco de baterias é 22,36 A. Para definir os fatores de correção da corrente, é necessário identificar o método de instalação. Analisando a NBR 5410, constata-se que o método de instalação que mais se aproxima da situação do projeto é o B1: “Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede”. Além disso, considerando que cada eletroduto comportará dois circuitos, tem-se que o fator de correção relacionado a condutores agrupados vale 0,80. E, considerando o uso de cabos de isolamento de EPR e temperatura ambiente de 45 °C, o fator de correção de temperatura vale 0,87. Portanto, a corrente corrigida de saída no controlador de carga é dada pela Equação 20.

$$I_{con,corrigida} = \frac{2 \cdot I_{con}}{FA \cdot FT} \quad (20)$$

onde $I_{con,corrigida}$ é a máxima corrente de saída corrigida dos controladores [A], I_{con} é máxima corrente não corrigida de saída de cada controladores [A], FA é o fator de correção devido ao agrupamento de circuitos e FT é o fator de correção devido a temperatura.

Assim, a corrente de saída corrigida dos dois controladores em paralelo é apresentada na Equação 21.

$$I_{con,corrigida} = \frac{2 \cdot 11,18}{0,80 \cdot 0,87} \quad (21)$$

$$I_{con,corrigida} = 32,13 \text{ A}$$

Observando a Tabela 37 da NBR 5410, apresentada no anexo B, tem-se que, para o método de instalação B1 com dois condutores carregados, um cabo de 4 mm² atende à $I_{con,corrigida}$.

Por fim, resta dimensionar o cabeamento que interliga o banco de baterias com a carga. A corrente fornecida para a carga já foi previamente calculada na Equação 16 e vale 1,80 A. Aplicando os mesmos fatores de correção utilizados na Equação 21, calcula-se a corrente de carga corrigida a partir da Equação 22.

$$I_{con,corrigida} = \frac{1,80}{0,80 \cdot 0,87} \quad (22)$$

$$I_{con,corrigida} = 2,59 \text{ A}$$

Analogamente ao caso anterior, a partir da Tabela 37 da NBR 5410, nota-se que um cabo de 0,5 mm² atende a essa corrente da carga corrigida. Entretanto a Tabela 47 da NBR 5410, mostra a seção mínima dos condutores em função da utilização do circuito. Considerando o circuito da carga como um circuito de força, a seção mínima permitida é 2,5 mm². Portanto, esta seção de 2,5 mm² será a seção do cabeamento de saída do banco de baterias.

Com o cabeamento dimensionado, é possível especificar as proteções. A proteção que será utilizada são disjuntores para corrente contínua. A corrente de atuação desses disjuntores deve ser maior que a corrente corrigida que circulará pelo cabo e menor que a máxima corrente que o cabo suporta. Serão utilizados quatro disjuntores: o primeiro e o segundo entre os módulos fotovoltaicos e controlador de carga, o terceiro entre a saída dos controladores de carga e a entrada do banco de baterias e o quarto entre a saída do banco de baterias e a carga. Portanto, o primeiro disjuntor deve ser de 20 A e com tensão mínima de 30 V, o segundo disjuntor deve ser de 40 A e com tensão mínima de 30 V e o terceiro disjuntor deve ser de 16 A e com tensão mínima de 30 V. O cabeamento utilizado juntamente com sua máxima corrente suportada, máxima corrente de operação e disjuntores é mostrado na Tabela 18.

Com isso, todos os componentes do sistema fotovoltaico autônomo estão dimensionados e o diagrama unifilar do projeto é apresentado na Figura 55.

Tabela 18. Resumo do cabeamento para cada seção do sistema.

	Entre módulos e controlador de carga	Entre controlador de carga e banco de baterias	Entre banco de baterias e carga
Seção do cabo	4 mm ² , UV	4 mm ² , EPR	2,5 mm ² , EPR
Corrente de máxima de operação	13,98 A	32,13 A	2,59 A
Corrente máxima suportada	36,54 A	42,00 A	31,00 A
Disjuntor	20 A, 30 Vcc	40 A, 30 Vcc	16 A, 30 Vcc

Fonte: Autor (2018).

5 CONCLUSÃO

A partir dos dados expostos na introdução deste trabalho, notou-se que a geração de energia a partir do sol apresenta grande potencial de crescimento. Esse potencial é ainda maior quando se trata de gerar energia para alimentar cargas remotas. Como a fonte primária de energia da geração fotovoltaica, o sol, está acessível em todos os locais da superfície do planeta, a instalação de um gerador fotovoltaico autônomo, para alimentar um pequeno complexo de uma carga específica, tende a ser menos custosa e de mais fácil execução do que a expansão do sistema de distribuição. Tal situação se enquadra no objetivo geral deste trabalho que foi dimensionar um sistema fotovoltaico autônomo para ser instalado na cidade de Lages.

Para conseguir atingir esse objetivo foi preciso compreender o nível de irradiação solar do local da instalação, compreender o perfil de consumo energético da carga e conhecer as normas que regem o projeto fotovoltaico. Além disso, verificou-se também que o entendimento do funcionamento de um módulo fotovoltaico, controlador de carga e banco de baterias foi essencial para projetar o sistema.

A partir do comparativo de desempenho dos dois protótipos em operação, percebeu-se a necessidade de redimensionar o sistema fotovoltaico autônomo de modo a atender aos requisitos de projetos atualizados, tanto devido à nova potência da carga, como em detrimento do local de instalação.

Dessa forma, com a fundamentação teórica compreendida foi possível dimensionar um sistema fotovoltaico autônomo capaz de atender aos novos requisitos do projeto global. Constatou-se também que, por se tratar de um projeto autônomo, a utilização do menor nível de irradiação do ano é fundamental para evitar falta de energia no sistema em qualquer período do ano. Além disso verificou-se que um maior ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos favorece a geração de energia nos meses de menor irradiação, otimizando, assim, a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários. Em relação ao banco de baterias, notou-se a importância de considerar dias de autonomia para o sistema, de modo a agregar confiabilidade a ele. E, também se verificou a importância de considerar a profundidade de descarga do banco de baterias a fim de estender seu ciclo de vida.

Com todos esses fatos analisados, o sistema dimensionado utilizará 4 módulos fotovoltaicos de 95 W orientados para o norte geográfico, inclinados a um ângulo de 40° e divididos em dois grupos com dois módulos em paralelo em cada. Já o banco de baterias teve sua capacidade

de energia calculada para até cinco dias de autonomia. O *trade-off* entre confiabilidade e custo definirá a capacidade final do banco de baterias, podendo variar de 67,57 Ah a 337,84 Ah para 1 a 5 dias de autonomia, respectivamente. O controlador de carga especificado foi o modelo de 12 A com saída CC-CV. E, para finalizar o dimensionamento, especificou-se as seções transversais dos cabos e também as correntes nominais dos disjuntores CC para proteção contra sobrecorrente.

Por fim, como trabalhos futuros, pode-se analisar a viabilidade de utilizar um controlador de carga com MPPT e adquirir os materiais especificados, instalá-los e confirmar a funcionalidade do sistema fotovoltaico autônomo.

REFERÊNCIAS

ALVES, Guilherme Henrique. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial**. 2016. 106 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. 2 ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. 2009 p.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Ltc, 2016. 254 p. Tradução de Luiz Claudio de Queiroz Faria; Revisão técnica de Marco Aurélio dos Santos.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-204: How do Lithium Batteries Work?** 2017. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/lithium_based_batteries>. Acesso em: 19 out. 2017.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-205: Types of Lithium-ion**. 2017. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion>. Acesso em: 20 out. 2017.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-501: Basics about Discharging**. 2017. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/discharge_methods>. Acesso em: 20 out. 2017.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-501a: Discharge Characteristics of Li-ion**. 2016. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/discharge_characteristics_li>. Acesso em: 23 out. 2017.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-801b: How to Define Battery Life**. 2017. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_define_battery_life>. Acesso em: 20 out. 2017.

BATTERY UNIVERSITY (Richmond). **BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries**. 2017. Disponível em: <http://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries>. Acesso em: 20 out. 2017.

university.com/learn/article/lithium_based_batteries>. Acesso em: 01 nov. 2017.

BLUESOL ENERGIA SOLAR (São Pau). **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**: Introdução aos sistemas solares. São Paulo: Bluesol, 2017. 114 p.

CÂMARA, Carlos Fernando. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2011. 68 f. Monografia (Especialização) - Curso de Formas Alternativas de Energia, Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2011.

CIRIC, Rade M.. Off-grid photovoltaic system as a solution for sustainability of remote farms — An application in Engineering education. **2017 International Conference On Optimization Of Electrical And Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference On Electrical Machines And Power Electronics (ACEMP)**, Brasov, p.159-164, maio 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/optim.2017.7974964>.

DENGSHENG, Wu et al. Research and design of off-grid solar PV power generation LED display system. **2016 Chinese Control And Decision Conference (ccdc)**, Yinchuan, p.333-337, maio 2016. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ccdc.2016.7531005>.

DULOUT, Jeremy et al. Optimal sizing of a lithium battery energy storage system for grid-connected photovoltaic systems. **2017 IEEE Second International Conference On Dc Microgrids (ICDCM)**, Nuremburg, p.582-587, jun. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icdcm.2017.8001106>.

EIA (Washington). **EIA projects world energy consumption will increase 56% by 2040**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=12251>>. Acesso em: 03 jan. 2018.

Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**: Ano base 2016. Brasília: Epe, Mme, 2017. 232 p. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites/epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 04 jan. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: EPE, MME, 2006. 47 slides, color.

ENERDATA. **Global Energy Statistical Yearbook 2017**. Disponível em: <<https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>>. Acesso em: 03 jan. 2018.

GEHRING, Adriano de Araújo; LOPES, Lucas Fernando da Silva; DALMOLIN, Rodrigo Schweitzer. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede**: Acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implantação em residências. 2015. 85 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Industrial Elétrica, Departamento de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

GREENER. **Análise do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre 2017**. São Paulo, 2017. 99 slides, color.

GREENER. **O Mercado Fotovoltaico Brasileiro Geração Distribuída e Geração Centralizada: Relatório 3º Trimestre 2017**. São Paulo, 2017. 22 slides, color.

HINATA, Bruno. **Usinas hidrelétricas e seus Impactos ambientais**. 2016. Disponível em: <<http://www.engenharia-sustentavel.com/usinas-hidreletricas-e-seus-impactos-ambientais/>>. Acesso em: 04 jan. 2018.

LI, Kaiyuan; TSENG, King Jet. Energy efficiency of lithium-ion battery used as energy storage devices in micro-grid. **Iecon 2015 - 41st Annual Conference of The IEEE Industrial Electronics Society**, Yokohama, p.5235-5240, nov. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/iecon.2015.7392923>.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2002. 1179 p.

MOHANTY, Parimita et al. PV System Design for Off-Grid Applications. **Solar Photovoltaic System Applications**, [s.l.], p.49-83,

17 set. 2015. Springer International Publishing. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-14663-8_3.

PEREIRA, Alisson Cruz. **Geração de energia para condomínio utilizando sistema fotovoltaico autônomo: Estudo de caso em edifício residencial com seis pavimentos.** 2012. 46 f. Monografia (Especialização) - Curso de Especialização em Construção Civil, Departamento de Engenharia de Materiais e Construção, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. 88 p.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Rio de Janeiro). GTES, CEPEL, DTE, CRESESB (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 2. ed. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014. 530 p.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede Elétrica Pública no Brasil.** Florianópolis: Labsolar, 2004. 114 p.

SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital.** 2009. 222 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

THE PORTICUS CENTRE. **Bell Labs The Solar Battery (Photovoltaics).** Disponível em: <http://www.beatriceco.com/bti/porticus/bell/belllabs_photovoltaics.html>. Acesso em: 10 jan. 2018.

UFPR. **Movimentos da Terra, Estações.** Disponível em: <<http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-1.html>>. Acesso em: 21 dez. 2017.

VERA, Luis Horacio. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos.** 2004. 187 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas isolados e conectados à rede.** 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015. 224 p.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 208 p. (Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica).

ANEXO A – Datasheet cabo solar

Figura 56. Especificações do cabo solar considerado.

Dimensões Nominais

Seção (mm ²)	Condutor		Isolação Espessura (mm)	Cobertura		Peso Nominal (kg/km)	Raio mínimo de curvatura (mm)
	Diâmetro (mm)			Espessura (mm)	Diâmetro (mm)		
4	2,47		0,7	0,9	5,8	59,3	29
6	3,02		0,7	1,0	6,5	78,6	33
10	3,99		0,7	1,0	7,5	122	38

Parâmetros Elétricos

Seção (mm ²)	Resistência em CC (Ω/km)			Capacidades de Corrente (A)		
	20° C	90 °C	120° C	Ao ar livre	Em dutos	Dutos enterrados
4	5,09	6,49	7,09	50	42	44
6	3,39	4,32	4,72	65	54	56
10	1,95	2,49	2,72	90	75	73

Fatores de Correção da Capacidade de Corrente

Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Ar	1,15	1,12	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71
Solo	1,07	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65

Fonte: Condu spar (2017).

ANEXO B – Tabela de capacidade de condução de corrente

Figura 57. Capacidade de condução de corrente para diferentes bitolas de cabo EPR e diferentes métodos de instalação.

ABNT NBR 5410:2004

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1 014	908	923	826	1 332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767
Alumínio												
16	64	58	60	55	79	71	72	64	84	76	73	61
25	84	76	78	71	105	93	94	84	101	90	93	78
35	103	94	96	87	130	116	115	103	126	112	112	94
50	125	113	115	104	157	140	138	124	154	136	132	112
70	158	142	145	131	200	179	175	156	198	174	163	138
95	191	171	175	157	242	217	210	188	241	211	193	164
120	220	197	201	180	281	251	242	216	280	245	220	186
150	253	226	230	206	323	289	277	248	324	283	249	210
185	288	256	262	233	368	330	314	281	371	323	279	236
240	338	300	307	273	433	389	368	329	439	382	322	272
300	387	344	352	313	499	447	421	377	508	440	364	308
400	462	409	421	372	597	536	500	448	612	529	426	361
500	530	468	483	426	687	617	573	513	707	610	482	408
630	611	538	556	490	794	714	658	590	821	707	547	464
800	708	622	644	566	922	830	760	682	958	824	624	529
1 000	812	712	739	648	1 061	955	870	780	1 108	950	706	598

Fonte: NBR 5410 (2004).

ANEXO C – Tabela de seção mínima dos condutores

Figura 58. Seção transversal mínima para cabeamento em função de sua utilização.

Tabela 47 — Seção mínima dos condutores¹⁾

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾
		Circuitos a extraalta tensão para aplicações especiais	0,75 Cu

Fonte: NBR 5410 (2004).