

**Júlia Xavier Magno Nunes**

**ESTUDO DOS IMPACTOS CAUSADOS POR  
SOMBREAMENTO E ANÁLISE DA INTERFERÊNCIA  
ELETROMAGNÉTICA EM MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM TORRES DE  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph. D.

Florianópolis

2019

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

Nunes, Júlia Xavier Magno

Estudo dos impactos causados por sombreamento e análise da interferência eletromagnética em módulos fotovoltaicos instalados em torres de transmissão de energia elétrica / Júlia Xavier Magno Nunes ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, 2019.

125 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Módulos Fotovoltaicos. 3. Torre de Transmissão. 4. Sombreamento. 5. Interferência Eletromagnética. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Júlia Xavier Magno Nunes

**Estudo dos impactos causados por sombreamento e análise da interferência eletromagnética em módulos fotovoltaicos instalados em torres de transmissão de energia elétrica**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 09 de julho de 2019.



---

**Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.**

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

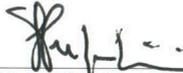
**Banca Examinadora:**



---

**Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph. D.**  
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



---

**Prof.ª Helena Flávia Napolini, Dr.ª**  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

**Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.**  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado aos familiares,  
amigos, colegas e professores que me  
acompanharam nessa jornada.



## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Carlos e Marilís, por todo amor e dedicação, e por me darem a oportunidade de realizar meus sonhos. Obrigada por fazerem parte da minha vida. Ao meu irmão Bolívar, por me animar em alguns dos momentos mais difíceis dessa caminhada. Agradeço também ao meu tio Roberto, pelo exemplo de conquista e por toda a ajuda direta e indireta durante o curso.

Agradeço ao Professor Mauro Augusto da Rosa, que além de possibilitar minha participação no projeto TECCON II me orientou neste trabalho (e em tantos outros momentos).

Agradeço aos Professores, Professoras e servidores do departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da UFSC. Em especial, agradeço ao Professor Renato Lucas Pacheco, por toda ajuda e gentileza nesses anos.

Agradeço aos amigos e amigas, que mesmo sem muito contato ainda são uma parte essencial da minha vida. Aos colegas e amigos da Engenharia Elétrica e do LabPlan, por me acompanharem (e contribuírem mais do que possam imaginar) nessa jornada.



"Nada na vida é para ser temido, apenas sim  
para ser entendido."

Marie Skłodowska Curie



Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D ANEEL "Tecnologia de Sensores em Fibra Óptica para Supervisão, Controle e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica (TECCON II)", da empresa "Transmissoras Brasileiras de Energia (TBE)", código: PD-2651-0011/2015.



## RESUMO

Este trabalho estuda a implementação de módulos fotovoltaicos em torres de transmissão, a fim de analisar os possíveis impactos no desempenho desses equipamentos. Dois efeitos são examinados em maior detalhe: o sombreamento causado pela torre e pelos elementos adjacentes à sua estrutura, e a interferência eletromagnética originada pela passagem de corrente alternada através dos condutores da linha de transmissão associada. Três propostas de posicionamento são avaliadas, considerando dois módulos com características elétricas e dimensionais distintas.

**Palavras-chave:** Módulos Fotovoltaicos. Sombreamento. Interferência Eletromagnética. Torre de Transmissão.



## **ABSTRACT**

This work studies the implementation of photovoltaic modules in transmission towers, with the intent to analyze the possible impacts in these equipments' performance. Two effects are examined in greater detail: the shading caused by the tower and the elements adjacent to its structure, and the electromagnetic interference originated by the alternating current passing through the conductors of the associated transmission line. Three positioning proposals are evaluated, considering two modules with distinct electrical and dimensional characteristics.

**Keywords:** Photovoltaic Modules. Shading. Electromagnetic Interference. Transmission Tower.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Dimensões do módulo YL55P. . . . .	36
Figura 2 – Dimensões do módulo YL95P. . . . .	37
Figura 3 – Arranjo para simulação de um módulo. . . . .	39
Figura 4 – Arranjo parcial para simulação do conjunto 2xYL55P. . .	40
Figura 5 – Modelo equivalente de célula ou módulo fotovoltaico. . .	40
Figura 6 – Curva I-V com condições iniciais. . . . .	43
Figura 7 – Curva P-V com condições iniciais. . . . .	44
Figura 8 – Configuração do bloco " <i>Solar module</i> " do PSIM - YL55P.	45
Figura 9 – Configuração do bloco " <i>Solar module</i> " do PSIM - YL95P.	46
Figura 10 – Curvas I-V do conjunto 2xYL55P, situação normal. . . .	48
Figura 11 – Curvas P-V do conjunto 2xYL55P, situação normal. . . .	48
Figura 12 – Curvas I-V do módulo YL95P, situação normal. . . . .	49
Figura 13 – Curvas P-V do módulo YL95P, situação normal. . . . .	49
Figura 14 – Diagrama da circulação de corrente ( $I_{pv}$ ) em um módulo com 36 células em situação normal. . . . .	51
Figura 15 – Diagrama da circulação de corrente ( $I_{pv}$ ) em um módulo no qual a célula 19 (C19) deixa de produzir (situação de descasamento). . . . .	52
Figura 16 – Torre BGAT (extensão de 12 m e pé de 9 m) com indicação dos eixos. . . . .	54
Figura 17 – Torre BGAT, indicação das propostas de posicionamento.	56
Figura 18 – Anomalias na curva I-V de um módulo fotovoltaico. . . .	59
Figura 19 – Curvas I-V para 4 módulos conectados em série. . . . .	60
Figura 20 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (normal).	61
Figura 21 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (sombreamento de uma célula em condição normal). . . . .	61
Figura 22 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (sombreamento de uma célula em condição de ponto quente). . . . .	62
Figura 23 – Modelos de sombreamento parcial. . . . .	62
Figura 24 – Curvas características de uma célula em condição normal.	63

Figura 25 – Curvas características de uma célula em condição de ponto quente. . . . .	63
Figura 26 – Arranjo de teste com uma célula intencionalmente mantida em sombreamento parcial por uma fita adesiva (circulada em vermelho). . . . .	64
Figura 27 – Análise térmica (fotografia infra vermelho) do arranjo de teste com o uso de diodo de desvio tradicional. . . . .	64
Figura 28 – Curvas I-V do módulo YL55P, situação de descasamento. . . . .	66
Figura 29 – Curvas P-V do módulo YL55P, situação de descasamento. . . . .	66
Figura 30 – Curvas I-V do conjunto 2xYL55P, situação de descasamento parcial. . . . .	67
Figura 31 – Curvas P-V do conjunto 2xYL55P, situação de descasamento parcial. . . . .	67
Figura 32 – Curvas I-V do módulo YL95P, situação de descasamento. . . . .	68
Figura 33 – Curvas P-V do módulo YL95P, situação de descasamento. . . . .	68
Figura 34 – Vista isométrica do conjunto 2xYL55P com as hastes de apoio. . . . .	72
Figura 35 – Vista isométrica do módulo YL95P com as hastes de apoio. . . . .	73
Figura 36 – Exemplo de vista lateral dos módulos. . . . .	74
Figura 37 – Vista lateral do módulo YL55P. . . . .	74
Figura 38 – Vista lateral do módulo YL95P. . . . .	75
Figura 39 – Torre BGAT em campo. . . . .	76
Figura 40 – Vista aérea da torre de instalação. . . . .	77
Figura 41 – Vista superior da torre BGAT indicando os eixos $x$ e $z$ . . . . .	78
Figura 42 – Modelo tridimensional utilizado para a projeção de sombras. . . . .	79
Figura 43 – Modelo tridimensional do grão de silício policristalino. . . . .	86
Figura 44 – Curvas I-V para diferentes valores de $B$ . . . . .	87
Figura 45 – Curvas P-V para diferentes valores de $B$ . . . . .	87
Figura 46 – Silhueta parcial (tronco comum e cabeça) da torre BGAT, indicando os cabos. . . . .	92
Figura 47 – Silhueta parcial (tronco comum e cabeça) da torre BGAT, indicando as distâncias entre o ponto de cálculo e os condutores. . . . .	93
Figura 48 – Magnitude do campo magnético. . . . .	95

Figura 49 – Características técnicas - MCM 20,9 a MCM 211,3. . . .	121
Figura 50 – Características técnicas - MCM 1033,5 a MCM 2515,0. . .	122
Figura 51 – Características técnicas - MCM 1033,5 a MCM 2515,0. . .	123



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Sombreamento dos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta	
1. . . . .	82
Quadro 2 – Sombreamento dos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta	
2. . . . .	83
Quadro 3 – Sombreamento do módulo YL95P - Proposta 1. . . . .	84
Quadro 4 – Sombreamento do módulo YL95P - Proposta 2. . . . .	84
Quadro 5 – Comparação das propostas de posicionamento. . . . .	98



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros elétricos do módulo YL55P. . . . .	37
Tabela 2 – Parâmetros elétricos do módulo YL95P. . . . .	38
Tabela 3 – Exemplos de correspondência entre terminologias. . . . .	38
Tabela 4 – Tensão, corrente e potência do módulo YL55P. . . . .	47
Tabela 5 – Tensão, corrente e potência do conjunto 2xYL55P. . . . .	47
Tabela 6 – Tensão, corrente e potência do módulo YL95P. . . . .	47
Tabela 7 – Propostas de posicionamento dos módulos fotovoltaicos. . . . .	55
Tabela 8 – Potência e eficiência do módulo YL55P. . . . .	69
Tabela 9 – Potência e eficiência do conjunto 2xYL55P. . . . .	69
Tabela 10 – Potência e eficiência do módulo YL95P. . . . .	70
Tabela 11 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo. . . . .	71
Tabela 12 – Número de células sombreadas nos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 1. . . . .	80
Tabela 13 – Número de células sombreadas nos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 2. . . . .	80
Tabela 14 – Número de células sombreadas no módulo YL95P - Proposta 1. . . . .	81
Tabela 15 – Número de células sombreadas no módulo YL95P - Proposta 2. . . . .	81
Tabela 16 – Posição dos cabos - Torre BGAT. . . . .	91
Tabela 17 – Valores de $B_{total}$ - Módulo YL55P. . . . .	94
Tabela 18 – Valores de $B_{total}$ - Módulo YL95P. . . . .	94



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	<i>Air Mass coefficient</i> (Índice de Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CAA	Cabo de Alumínio com alma de Aço
CC	Corrente Contínua
DB	Diodo de <i>Bypass</i> (Diodo de Desvio)
EMF	<i>Electromagnetic Field</i> (Campo Eletromagnético)
LT	Linha de Transmissão
MFV	Módulo Fotovoltaico
SCR	<i>Space Charge Region</i> (Região de Carga Espacial)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)



## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_u$	Área útil de célula ou módulo fotovoltaico [m <sup>2</sup> ]
$B$	Campo Magnético [T]
$C_t$	Coefficiente de temperatura para corrente de curto circuito [A/°C]
$f$	Frequência da rede elétrica [Hz]
$G$	Irradiância solar [W/m <sup>2</sup> ]
$I_{mpp}$	Corrente fotovoltaica no ponto de máxima potência [A]
$I_{ph}$	Fotocorrente do gerador fotovoltaico [A]
$I_{pv}$	Corrente de saída de célula ou módulo fotovoltaico [A]
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito ( <i>short circuit</i> ) de módulo fotovoltaico [A]
$P_{max}$	Potência fotovoltaica no ponto de máxima potência [W]
$P_{pv}$	Potência de saída de célula ou módulo fotovoltaico [W]
$R_p$	Resistência em paralelo de célula ou módulo fotovoltaico [Ω]
$R_s$	Resistência série de célula ou módulo fotovoltaico [Ω]
$T_j$	Temperatura de junção da célula fotovoltaica [°C]
$V_d$	Tensão no diodo do gerador fotovoltaico [V]
$V_{mpp}$	Tensão fotovoltaica no ponto de máxima potência [V]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto ( <i>open circuit</i> ) de módulo fotovoltaico [V]

$V_{pv}$	Tensão de saída de célula ou módulo fotovoltaico [V]
Wp	Watt-pico
$\alpha_{incl}$	Ângulo de inclinação do módulo em relação ao plano horizontal [°]
$\alpha_{orient}$	Ângulo de orientação da torre [°]
$\alpha_{defl}$	Ângulo de deflexão da cadeia de isoladores [°]
$\delta$	Profundidade da imagem dos condutores no solo [m]
$\gamma$	Coefficiente de temperatura de máxima potência [%/°C]
$\mu$	Permeabilidade magnética do solo [H/m]
$\mu_0$	Permeabilidade magnética do ar [H/m]
$\eta\%$	Eficiência percentual [%]
$\rho$	Resistividade do solo [ $\Omega.m$ ]
$\Re(z)$	Componente real de um número complexo $z$
$\Im(z)$	Componente imaginária de um número complexo $z$

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>1.2</b>	<b>Motivação</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b> . . . . .	<b>34</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> . . . . .	<b>35</b>
<b>2.1</b>	<b>Módulos Fotovoltaicos</b> . . . . .	<b>35</b>
<b>2.1.1</b>	<b>Características dos módulos</b> . . . . .	<b>35</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Simulação no PSIM</b> . . . . .	<b>39</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Diodos de Desvio</b> . . . . .	<b>50</b>
<b>2.2</b>	<b>Aspectos da Instalação em Torres de Transmissão</b> . . . . .	<b>53</b>
<b>2.2.1</b>	<b>Propostas de Posicionamento na Estrutura</b> . . . . .	<b>53</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Sombreamento</b> . . . . .	<b>57</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Interferência Eletromagnética</b> . . . . .	<b>58</b>
<b>3</b>	<b>SOMBREAMENTO</b> . . . . .	<b>59</b>
<b>3.1</b>	<b>Efeitos do Sombreamento no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos</b> . . . . .	<b>59</b>
<b>3.2</b>	<b>Modelos Tridimensionais das Estruturas</b> . . . . .	<b>70</b>
<b>3.3</b>	<b>Simulações da Projeção de Sombras</b> . . . . .	<b>76</b>
<b>4</b>	<b>CAMPO ELETROMAGNÉTICO</b> . . . . .	<b>85</b>
<b>4.1</b>	<b>Efeitos do Campo Eletromagnético no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos</b> . . . . .	<b>85</b>
<b>4.2</b>	<b>Cálculo do Campo Eletromagnético nas Torres de Transmissão</b> . . . . .	<b>88</b>
<b>4.3</b>	<b>Resultados das Simulações Computacionais</b> . . . . .	<b>94</b>

<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>97</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICES</b>	<b>103</b>
	<b>APÊNDICE A – <i>SCRIPT</i> MATLAB EMF . . . . .</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE B – PROJEÇÃO DE SOMBRAS - CONJUNTO 2XYL55P, PROPOSTA 1 . . . . .</b>	<b>109</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>111</b>
	<b>ANEXO A – <i>SCRIPT</i> PARÂMETROS MFV . . . . .</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXO B – SILHUETA TORRE BGAT . . . . .</b>	<b>117</b>
	<b>ANEXO C – CARACTERÍSTICAS DOS DIODOS DE DESVIO . . . . .</b>	<b>119</b>
	<b>ANEXO D – CARACTERÍSTICAS CONDUTORES CAA . . . . .</b>	<b>121</b>
	<b>ANEXO E – CADEIA DE ANCORAGEM DUPLA PARA CABO BLUEJAY TIPO AD12 . . . . .</b>	<b>125</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica, que transforma o recurso solar em energia elétrica, tem presença cada vez maior na matriz energética mundial. No Brasil, ainda que sua contribuição seja comparativamente pequena em relação às outras fontes renováveis de energia (tais como hidráulica, derivados da cana-de-açúcar e até mesmo eólica), a capacidade instalada de geração elétrica em usinas solares passou de 24 MW no ano de 2016 para 935 MW em 2017 (EPE, 2018).

A tecnologia de conversão fotovoltaica teve como principal impulsionador a demanda energética de sistemas e equipamentos instalados em localidades remotas, inicialmente por empresas do setor de telecomunicações e, logo após, pela necessidade de alimentação de eletroeletrônicos no espaço, onde segue até hoje sendo a opção de menor custo e peso e maior segurança (PINHO; GALDINO, 2014).

Por serem de instalação relativamente simples, se comparados a geradores eólicos ou outros geradores síncronos, cada vez mais os módulos fotovoltaicos têm sido empregados na geração distribuída, em micro e mini usinas que podem tanto ser construídas em regiões "abertas" quanto instaladas em edifícios residenciais ou comerciais, em áreas urbanas com grande densidade populacional (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Além de sistemas conectados à rede elétrica, de transmissão ou distribuição, os módulos fotovoltaicos podem constituir a unidade geradora de energia em sistemas isolados, possibilitando a instalação em locais de difícil acesso do ponto de vista geográfico (em comunidades isoladas) e operacional, uma vez que a manutenção do gerador em si normalmente é restrita à limpeza da superfície.

Visto que a implementação de módulos fotovoltaicos em torres de transmissão, devido à grande incidência de radiação solar nessas estruturas, ao baixo custo de manutenção e à característica isolada do local, já havia sido citada em trabalhos anteriores (MAESTRI, 2018; AYOUB, 2018), este trabalho propõe analisar os principais problemas, do ponto de vista do funcionamento dos módulos, eventualmente decorrentes de tal escolha.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Determinar os possíveis impactos, sob o ponto de vista operacional, da instalação de módulos fotovoltaicos, que alimentam os componentes da solução TECCON II – Tecnologia de Sensores em Fibra Ótica para Supervisão, Controle e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica, para diversos pontos da estrutura, em uma torre de transmissão de ancoragem.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Determinar as principais consequências da implementação de módulos fotovoltaicos em torres de transmissão, analisando as condições físicas e elétricas às quais o equipamento será submetido.
- b) Estimar e analisar os impactos mais relevantes ao funcionamento do módulo fotovoltaico, por meio de simulações computacionais e dados encontrados em pesquisas já existentes.
- c) Avaliar os locais mais apropriados para a instalação dos equipamentos dentre três propostas de posicionamento, comparando os critérios de interesse em cada caso.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

O presente trabalho teve como motivação inicial analisar a viabilidade do uso de módulos fotovoltaicos com a proposta de instalação em uma torre de transmissão existente, tendo como premissa dois estudos relacionados previamente realizados.

O estudo realizado por [Ayoub \(2018\)](#) propunha dois posicionamentos distintos em torres de transmissão dos tipos BGAT, BGSE e BGS� para módulos fotovoltaicos de 95 Wp da fabricante Yingli, analisando também as perdas associadas às conexões entre os módulos e os outros componentes do sistema instalado nas torres.

O estudo realizado por [Maestri \(2018\)](#), por sua vez, dimensionava os componentes de um sistema fotovoltaico autônomo, citando um arranjo formado por dois módulos fotovoltaicos de 55 Wp cada (da mesma fabricante), mas não sugeria propostas de posicionamento.

Os módulos farão parte de um sistema fotovoltaico, constituído por um arranjo fotovoltaico, um controlador de carga e um banco de baterias. Na saída desse sistema (nos terminais do banco de baterias) será conectada uma placa onde serão embarcados um conversor CC-CC, com a função de reduzir a tensão para os níveis adequados, e os componentes eletrônicos, alimentados nesses níveis reduzidos, do módulo de monitoramento da solução TECCON II.

O arranjo fotovoltaico, composto por um ou mais módulos (conforme a demanda de potência), será conectado à entrada de um controlador de carga que regula a corrente injetada no banco de baterias, de modo a garantir o apropriado processo de carregamento.

Devido ao fato de essa estrutura servir como suporte para seis condutores fase transmitindo corrente alternada em alta tensão (além de dois cabos para-raios), surgiu a preocupação com que tipos de condições tal situação implicaria (e se alguma dessas condições poderia até inviabilizar a aplicação proposta), e foi decidido realizar um estudo mais aprofundado sobre tais consequências.

Por ser uma tecnologia normalmente utilizada em locais onde não existe grande preocupação com a possível interferência eletromagnética – como em telhados de residências ou edifícios, em plantas de geração fotovoltaica relativamente isoladas ou em satélites orbitais – não foi possível encontrar pesquisas prévias sobre a aplicação de campos criados pela passagem de corrente em alta tensão como aqueles criados em torno de condutores em linhas de transmissão. Todavia, foram encontrados estudos que indicam efeitos prejudiciais caso o campo magnético ultrapasse certos limites, interferindo na capacidade de geração de corrente (e, conseqüentemente, de potência) em células fotovoltaicas.

Outro aspecto da instalação que poderia resultar na redução da potência gerada é a sombra projetada pela estrutura, bem como pelos condutores, ferragens, entre outros equipamentos diversos que, dependendo da composição

de células e diodos de desvio (também chamados de diodos de *bypass*) dentro do módulo, resultaria em uma interrupção parcial ou total da geração de energia pelo mecanismo de proteção contra polarização reversa, que ocorre quando uma ou mais das células em uma série fotovoltaica (em inglês, *string*) deixam de receber radiação solar e passam a ter comportamento resistivo, especialmente em horários de irradiância intensa, quando as sombras são mais acentuadas.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em quatro capítulos, definindo o interesse da pesquisa, os métodos e conhecimentos empregados para desenvolvê-la e o exame aprofundado dos aspectos determinados de maior relevância.

No primeiro capítulo, no qual essa introdução está inclusa, apresenta-se uma breve descrição da utilização de geração fotovoltaica como fonte de energia e a motivação para o estudo da viabilidade na presente aplicação.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica a partir da qual os critérios objetivados foram desenvolvidos, estabelecendo as bases comparativas dos equipamentos, as propostas de posicionamento e as definições pertinentes aos seguintes estudos.

O terceiro capítulo trata do sombreamento de módulos fotovoltaicos, analisando as conseqüentes alterações no desempenho dos equipamentos e usando modelos tridimensionais da estrutura da torre e seus componentes adjacentes para simular a projeção de sombras, a fim de comparar a gravidade desse efeito em cada proposta.

O quarto (e último) capítulo aborda a interferência eletromagnética nas imediações da torre, brevemente apresentando o impacto negativo no desempenho de células fotovoltaicas e determinando a intensidade do campo magnético nos pontos de interesse.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica do trabalho, com os principais pontos estudados e o embasamento a partir do qual eles foram desenvolvidos.

Os principais *softwares* utilizados no desenvolvimento deste trabalho foram o MATLAB (*matrix laboratory*, do desenvolvedor MathWorks), para os *scripts* de simulações matemáticas (cálculos de campos e determinação de parâmetros por equações não-lineares), o PSIM (pacote de simulação de circuitos eletrônicos, do desenvolvedor Powersim), para as simulações do desempenho de módulos fotovoltaicos (geração de gráficos e determinação de valores operacionais), e o AutoCAD (ferramenta de desenho auxiliada por computador, do desenvolvedor Autodesk), para a elaboração dos modelos tridimensionais (estruturas da torre, ferragens, etc.) e a projeção de sombras nesses mesmos modelos, definindo as coordenadas do local e período do dia, mês e ano.

### 2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A geração de energia por meio da conversão da radiação solar em eletricidade, graças ao efeito fotovoltaico que ocorre em uma célula composta por material semicondutor (por exemplo, o silício monocristalino ou policristalino), apresenta-se como uma opção muito interessante para locais onde é necessária a produção de energia de forma isolada, também podendo ser implementada em sistemas conectados à rede (PINHO; GALDINO, 2014).

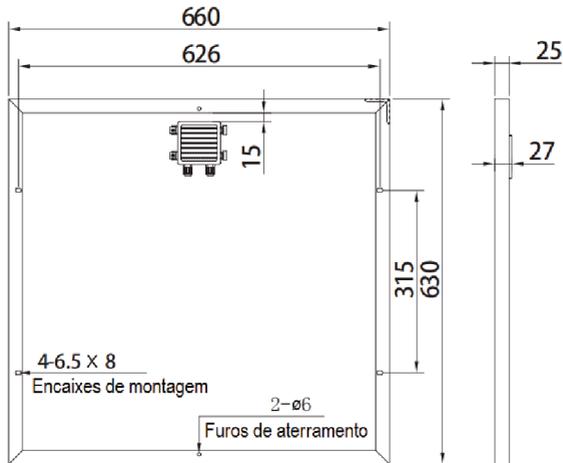
Os módulos fotovoltaicos são formados pela associação, normalmente em série, dessas células, podendo incluir dispositivos de proteção tais como os diodos de desvio, e esta seção trata desses equipamentos e componentes.

#### 2.1.1 Características dos módulos

Neste trabalho dois módulos de silício policristalino da fabricante Yingli serão considerados: o modelo YL55P-17b, de 55 Wp e dimensões [660x630x25]mm, conforme indicado na Figura 1, e o modelo YL95P-17b, de 95 Wp e dimensões [1010x660x25]mm, conforme indicado na Figura 2.

Os dois modelos são constituídos por 36 células divididas em duas *strings* associadas em série, com um diodo de desvio conectado em paralelo a cada *string* de 18 células.

Figura 1 – Dimensões do módulo YL55P.



Fonte: Adaptado de YINGLI (2013a).

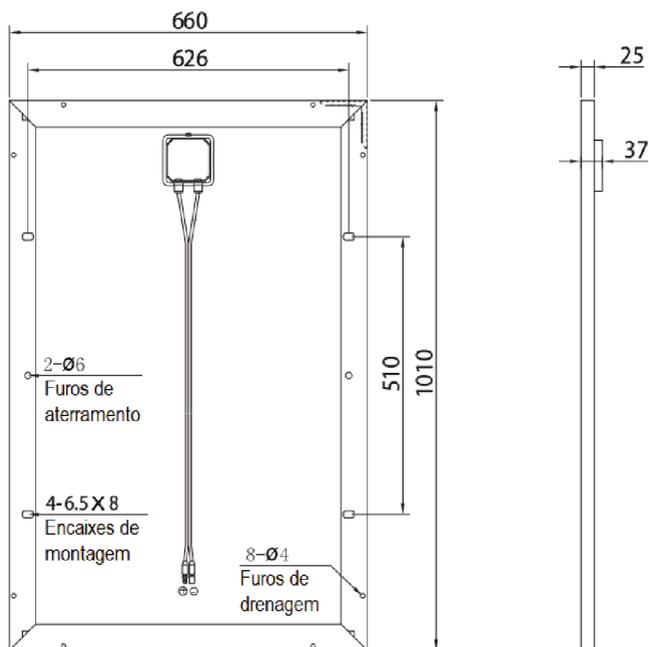
As principais características elétricas para cada um dos módulos, nas condições padrão de teste (também chamadas de STC, *Standard Test Conditions*), são apresentadas nas Tabelas 1 e 2.

As condições STC são:

- $T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$ ;
- $G = 1000\text{ W/m}^2$ ;
- $AM = 1,5$ .

Para ter capacidade de geração de potência semelhante à do módulo YL95P (usando o trabalho de Maestri (2018) como base), dois módulos tipo YL55P foram associados em paralelo, mantendo os mesmos níveis de tensão ( $V_{pv}$ ,  $V_{mpp}$  e  $V_{oc}$ ) e duplicando os níveis de potência ( $P_{pv}$  e  $P_{max}$ ) e corrente ( $I_{pv}$ ,  $I_{mpp}$  e  $I_{sc}$ ) na saída desse conjunto. Doravante, essa associação será representada por "conjunto 2xYL55P".

Figura 2 – Dimensões do módulo YL95P.



Fonte: Adaptado de YINGLI (2013b).

Tabela 1 – Parâmetros elétricos do módulo YL55P.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Potência máxima de saída	$P_{max}$	W	55
Tolerância de $P_{max}$	$\Delta P_{max}$	%	+/- 5
Eficiência do módulo	$\eta_m$	%	13,2
Tensão em $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	17,83
Corrente em $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	3,08
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	V	22,07
Corrente de curto circuito	$I_{sc}$	A	3,28

Fonte: Adaptado de YINGLI (2013a).

Convém aqui indicar que a terminologia para sistemas fotovoltaicos utilizada no presente trabalho não corresponde rigorosamente aos termos e símbolos definidos pela norma brasileira NBR 10899 (ABNT, 2013).

Tabela 2 – Parâmetros elétricos do módulo YL95P.

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Valor
Potência máxima de saída	$P_{max}$	W	95
Tolerância de $P_{max}$	$\Delta P_{max}$	%	+/- 5
Eficiência do módulo	$\eta_m$	%	14,3
Tensão em $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	18,18
Corrente em $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	5,23
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$	V	22,50
Corrente de curto circuito	$I_{sc}$	A	5,59

Fonte: Adaptado de YINGLI (2013b).

A Tabela 3 apresenta a correspondência entre alguns dos termos e símbolos utilizados no trabalho e aqueles definidos na norma NBR 10899 (ABNT, 2013)<sup>1</sup>.

Tabela 3 – Exemplos de correspondência entre terminologias.

Termo ou símbolo		Descrição
Utilizado	ABNT	
$A_u$	$A_{CM}$	Área útil/ área das células do módulo fotovoltaico
<i>String</i>	Série fotovoltaica	Associação em série de células fotovoltaicas/ módulos fotovoltaicos <sup>1</sup>
$P_{max}$	$P_{PM}$	Potência máxima (corresponde à potência de pico ou nominal nas STC)
$\alpha_{incl}$	$\beta$	Inclinação do módulo/ inclinação de uma superfície

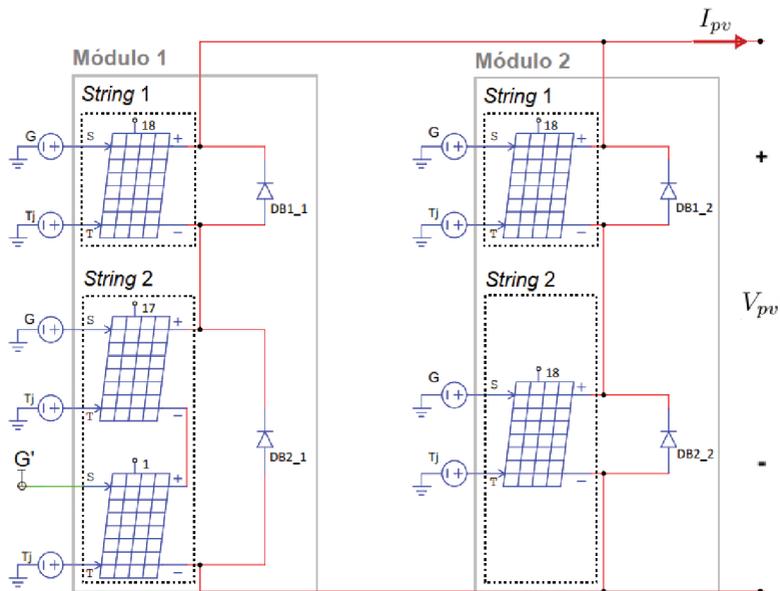
Fonte: Autora (2019).

<sup>1</sup> A correspondência entre "string" e "série fotovoltaica" não é direta, uma vez que a NBR 10899:2013 define como série fotovoltaica a associação em série de módulos fotovoltaicos, todavia, no presente trabalho definiu-se que o termo *string* designa a associação de células em série (dentro de um módulo fotovoltaico).



parcialmente exibido na Figura 4.

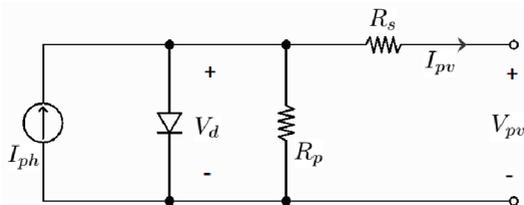
Figura 4 – Arranjo parcial para simulação do conjunto 2xYL55P.



Fonte: Autora (2019), adaptado de captura de tela do PSIM.

A Figura 5 apresenta o modelo equivalente da célula ou do módulo fotovoltaico, onde  $R_p$  representa a resistência de fuga de corrente, consequente da recombinação dos elétrons antes de atravessar a junção, ficando confinados no semicondutor, e  $R_s$  representa a resistência de contato, a qual modela a queda de tensão nos contatos metálicos entre células.

Figura 5 – Modelo equivalente de célula ou módulo fotovoltaico.



Fonte: Autora (2019), adaptado do editor online EasyEDA.

Os parâmetros necessários para a configuração do bloco "*Solar module*" determinados nas especificações do programa (com a simbologia original entre parênteses), são:

- $n_s$  (Ns): número de células conectadas em série do módulo fotovoltaico, adimensional;
- $G_{STC}$  (S0): irradiância padrão nas condições padrão de teste [ $\text{W}/\text{m}^2$ ];
- $T_{ref}$  (Tref): temperatura nas condições padrão de teste [ $^{\circ}\text{C}$ ];
- $R_{s/cel}$  (Rs): resistência série de cada célula [ $\Omega$ ];
- $R_{p/cel}$  (Rsh): resistência *shunt*/em paralelo de cada célula [ $\Omega$ ];
- $I_{sc/cel}$  (Isc0): corrente de curto circuito de cada célula [A], na temperatura  $T_{ref}$ ;
- $I_{sat/cel}$  (Is0): corrente de saturação do diodo de cada célula [A], na temperatura  $T_{ref}$ ;
- $E_g$  (Eg): energia de banda proibida, em torno de 1,12 para silício cristalino e 1,75 para silício amorfo [eV];
- $A_{cel}$  (A): fator de idealidade de cada célula, em torno de 2 para silício cristalino e menor que 2 para silício amorfo, adimensional;
- $C_t$  (Ct): coeficiente de temperatura [ $\text{A}/^{\circ}\text{C}$ ];
- $K_s$  (Ks): coeficiente que determina como a irradiância afeta a temperatura da célula, adimensional.

Nas condições padrão de teste, para um módulo composto por 36 células de silício policristalino em série, tem-se os seguintes valores:

- $n_{s(mod)} = 36$  para o módulo inteiro, ou o número de células simuladas pelo bloco em questão (por exemplo, para uma *string*,  $n_{s(str)} = 18$ );
- $G_{STC} = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ;
- $T_{ref} \equiv T_j = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- $E_g = 1, 12 \text{ eV}$ .

O coeficiente  $K_s$  relaciona a temperatura ambiente  $T_a$  e a irradiância  $G$  (referida pelo PSIM como "S") com a temperatura (da junção) da célula  $T_{cel}$  segundo a Equação 2.1.

$$T_{cel} = T_j = T_a + K_s \cdot G \quad (2.1)$$

Contudo, como a temperatura injetada no terminal "T" do bloco *Solar module* já é aquela da junção da célula (25 °C nas condições padrão de teste),  $K_s$  será igual a zero.

Para a obtenção dos restantes parâmetros de configuração do bloco foi utilizado o *script* apresentado no Anexo A (KNABBEN, 2017).

O trecho de código a seguir contém as informações necessárias para a determinação de tais parâmetros, onde  $VMPref = V_{mpp}$ ,  $IMPref = I_{mpp}$ ,  $VCAref = V_{oc}$  e  $ICCref = I_{sc}$ , sendo esses os valores apresentados nas Tabelas 1 (página 37) e 2 (página 38) para os módulos YL55P e YL95P, respectivamente.

Tem-se também que  $n_s = n_{s(mod)}$  (número de células em série do módulo),  $n_p = 1$  (número de células em paralelo), já que todas as células estão conectadas em série, e  $Tref = T_{ref}$  (temperatura de referência).

```
%=====
%Módulo YL55P

ns = 36; %número de células em série
np = 1; %número de células em paralelo
VMPref = 17.83; %tensão no ponto de máxima potência
IMPref = 3.08; %corrente no ponto de máxima potência
VCAref = 22.07; %tensão de circuito aberto
ICCref = 3.28; %corrente de curto circuito
Tref = 25; %temperatura de referência

% Condições iniciais
x0 = [ICCref 1 36 1.4 90]; % [Icc Io A Rs Rp]
%=====
%Módulo YL95P

ns = 36; %número de células em série
np = 1; %número de células em paralelo
VMPref = 18.18; %tensão no ponto de máxima potência
IMPref = 5.23; %corrente no ponto de máxima potência
VCAref = 22.5; %tensão de circuito aberto
ICCref = 5.59; %corrente de curto circuito
Tref = 25; %temperatura de referência

% Condições iniciais
x0 = [ICCref 1 36 0.9 51]; % [Icc Io A Rs Rp]
%=====
```

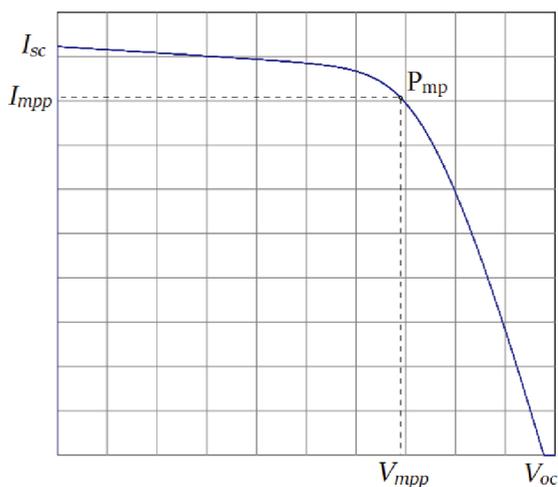
Nas condições iniciais<sup>2</sup>,  $A$  é numericamente igual ao número de células do módulo,  $n_{s(mod)}$ , enquanto que  $R_S = R_p$  e  $R_p = R_s$  são obtidos com as aproximações determinadas pelas Equações 2.2 e 2.3, respectivamente, onde os termos de tensão e corrente correspondem aos valores nominais dados pelo fabricante.

$$R_p = \frac{V_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} \quad (2.2)$$

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (2.3)$$

Os termos  $I_{sc}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$  e  $V_{oc}$  são indicados na curva I-V apresentada na Figura 6, enquanto que a Figura 7 exhibe a curva P-V nas mesmas condições (nas duas figuras,  $P_{mp}$  indica o ponto de máxima potência).

Figura 6 – Curva I-V com condições iniciais.

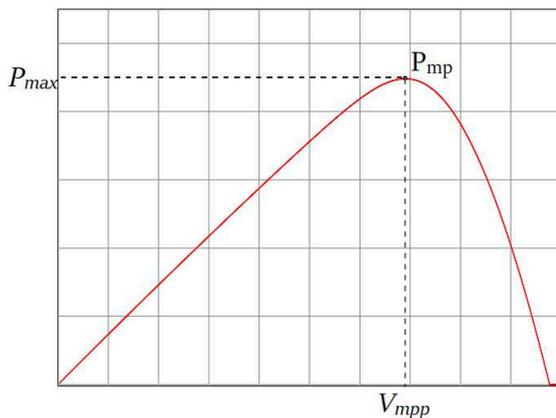


Fonte: Autora (2019), adaptado de gráfico gerado no PSIM.

<sup>2</sup> % Condições iniciais

x0 = [ICCref 1 36 0.9 51]; % [Icc Io A Rs Rp]

Figura 7 – Curva P-V com condições iniciais.



Fonte: Autora (2019), adaptado de gráfico gerado no PSIM.

No trecho de código a seguir são apresentados os resultados da execução do *script*, tal que os valores indicados por A, RS e RP serão divididos pelo número total de células (36 no caso dos dois módulos em estudo), resultando nos parâmetros do bloco "*Ideality Factor*" (A), "*Series Resistance*" (Rs) e "*Shunt Resistance*" (Rsh), respectivamente.

```
%=====
%Módulo YL55P

IPHref = 3.280212
I0ref = 3.093800e-09
A = 41.336574 %fator de idealidade do módulo
RS = 0.407525 %resistência série do módulo
RP = 6303.991577 %resistência paralelo do módulo
%=====
%Módulo YL95P

IPHref = 5.590546
I0ref = 1.711898e-08
A = 44.675202 %fator de idealidade do módulo
RS = 0.219490 %resistência série do módulo
RP = 2248.069950 %resistência paralelo do módulo
%=====
```

O coeficiente de temperatura de máxima potência  $\gamma$ , dado em  $[\%/^{\circ}\text{C}]$ , determina o valor de  $C_t$ , em  $[\text{A}/^{\circ}\text{C}]$ , segundo a Equação 2.4. Para os dois módulos,  $\gamma = -0,45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , sendo que  $I_{sc} = I_{PHref}$  (no trecho de código), assumindo um valor diferente para cada um deles.

$$C_t = \frac{|\gamma|}{100} \cdot I_{sc} \quad (2.4)$$

As Figuras 8 e 9 apresentam as configurações do bloco no PSIM, simulando uma das *strings* (18 células) do módulo YL55P e YL95P, respectivamente.

Figura 8 – Configuração do bloco "Solar module" do PSIM - YL55P.

Solar module (physical model)		Help
		Display
Name	Str 1	<input type="checkbox"/>
Number of Cells Ns	18	<input checked="" type="checkbox"/>
Standard Light Intensity S0	1000	<input type="checkbox"/>
Ref. Temperature Tref	25	<input type="checkbox"/>
Series Resistance Rs	0.407525/36	<input type="checkbox"/>
Shunt Resistance Rsh	6303.99/36	<input type="checkbox"/>
Short Circuit Current Isc0	3.28	<input type="checkbox"/>
Saturation Current Is0	2n	<input type="checkbox"/>
Band Energy Eg	1.12	<input type="checkbox"/>
Ideality Factor A	1.148	<input type="checkbox"/>
Temperature Coefficient Ct	0.01476	<input type="checkbox"/>
Coefficient Ks	0	<input type="checkbox"/>

Fonte: Autora (2019), captura de tela do PSIM.

Os gráficos com as curvas I-V gerados no PSIM têm como eixos horizontal e vertical, respectivamente, a tensão indicada pela *label* "VPV" e as medidas de corrente indicadas pela *label* "IPV" na Figura 3 (página 39), enquanto que os gráficos com as curvas P-V possuem o mesmo eixo horizontal, com o eixo vertical sendo o resultado do produto ponto a ponto de VPV e IPV, ou seja,  $PPV = VPV \cdot IPV$ .

Figura 9 – Configuração do bloco "Solar module" do PSIM - YL95P.

Solar module (physical model)		Display
Name	Str 1	<input type="checkbox"/>
Number of Cells Ns	18	<input checked="" type="checkbox"/> ▾
Standard Light Intensity S0	1000	<input type="checkbox"/> ▾
Ref. Temperature Tref	25	<input type="checkbox"/> ▾
Series Resistance Rs	0.219490/36	<input type="checkbox"/> ▾
Shunt Resistance Rsh	2248.07/36	<input type="checkbox"/> ▾
Short Circuit Current Isc0	5.59	<input type="checkbox"/> ▾
Saturation Current Is0	2n	<input type="checkbox"/> ▾
Band Energy Eg	1.12	<input type="checkbox"/> ▾
Ideality Factor A	1.241	<input type="checkbox"/> ▾
Temperature Coefficient Ct	0.02516	<input type="checkbox"/> ▾
Coefficient Ks	0	<input type="checkbox"/> ▾

Fonte: Autora (2019), captura de tela do PSIM.

Os cinco níveis de irradiância utilizados, resultando nas curvas IPV\_(índice) e PPV\_(índice), foram:

- $G = 200 \text{ W/m}^2$ , correspondente ao índice "01.01";
- $G = 400 \text{ W/m}^2$ , correspondente ao índice "02.01";
- $G = 600 \text{ W/m}^2$ , correspondente ao índice "03.01";
- $G = 800 \text{ W/m}^2$ , correspondente ao índice "04.01";
- $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , correspondente ao índice "05.01".

As Figuras 10 e 11 apresentam as curvas I-V e P-V, respectivamente, do conjunto 2xYL55P, enquanto que as Figuras 12 e 13 apresentam as mesmas curvas para o módulo YL95P.

Os resultados de tensão, corrente e potência nos pontos de máxima potência, para cada nível de irradiância simulado, do módulo YL55P e do conjunto 2xYL55P são exibidos nas Tabelas 4 e 5, respectivamente, e na Tabela 6 os resultados para o módulo YL95P são apresentados.

Tabela 4 – Tensão, corrente e potência do módulo YL55P.

$G$ [W/m <sup>2</sup> ]	$V_{mpp}$ [V]	$I_{mpp}$ [A]	$P_{max}$ [W]
200	17,56	0,616	10,808
400	18,04	1,234	22,263
600	18,22	1,852	33,751
800	18,28	2,469	45,152
1000	18,30	3,084	56,409

Fonte: Autora (2019).

Tabela 5 – Tensão, corrente e potência do conjunto 2xYL55P.

$G$ [W/m <sup>2</sup> ]	$V_{mpp}$ [V]	$I_{mpp}$ [A]	$P_{max}$ [W]
200	17,56	1,232	21,617
400	18,04	2,468	44,526
600	18,22	3,704	67,503
800	18,28	4,938	90,305
1000	18,30	6,168	112,818

Fonte: Autora (2019).

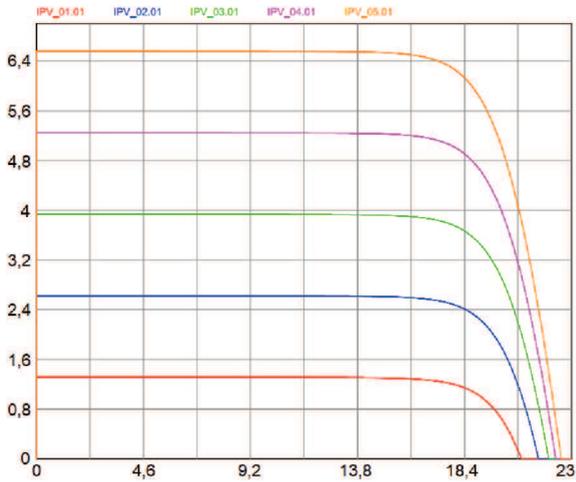
Tabela 6 – Tensão, corrente e potência do módulo YL95P.

$G$ [W/m <sup>2</sup> ]	$V_{mpp}$ [V]	$I_{mpp}$ [A]	$P_{max}$ [W]
200	19,64	1,048	20,576
400	20,20	2,105	42,526
600	20,45	3,161	64,640
800	20,56	4,216	86,693
1000	20,60	5,270	108,578

Fonte: Autora (2019).

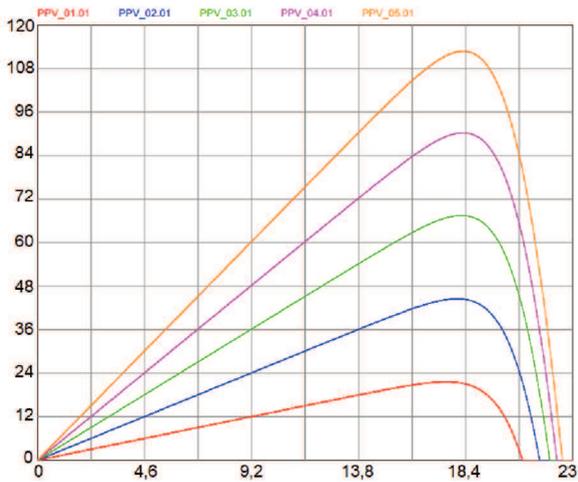
É possível perceber na última linha das Tabelas 4 e 6, comparando com os valores apresentados dados nas Tabelas 1 (página 37) e 2 (página 38), que a potência máxima obtida em simulação é superior àquela especificada pelo fabricante, especialmente para o caso do módulo YL95P, onde a diferença é de mais de 13 W, excedendo a tolerância de 5% indicada. Este trabalho, todavia, é focado na comparação do desempenho dos módulos, e portanto foi considerado que a simulação representa satisfatoriamente os equipamentos de potencial instalação.

Figura 10 – Curvas I-V do conjunto 2xYL55P, situação normal.



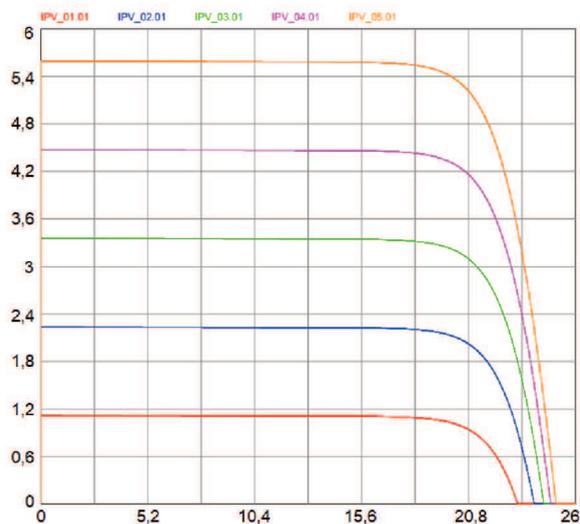
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 11 – Curvas P-V do conjunto 2xYL55P, situação normal.



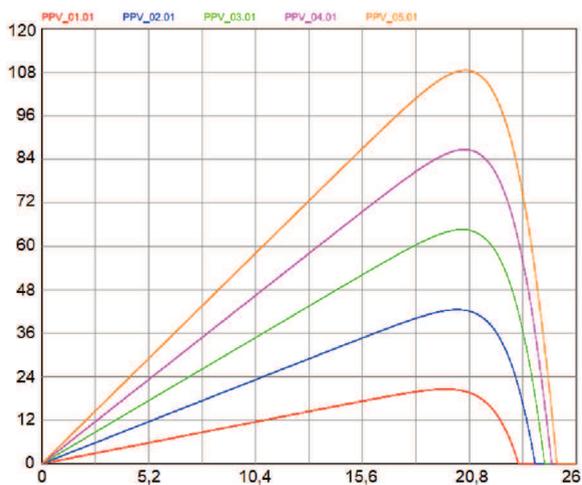
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 12 – Curvas I-V do módulo YL95P, situação normal.



Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 13 – Curvas P-V do módulo YL95P, situação normal.



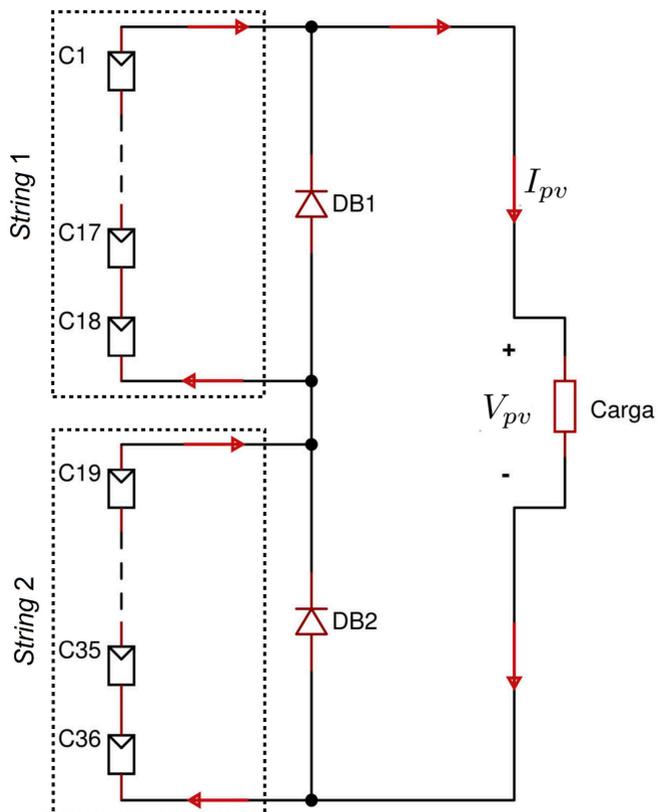
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

### 2.1.3 Diodos de Desvio

Os diodos de desvio – também chamados de diodos de *bypass*, normalmente abreviados por "DB" – são importantes componentes dos módulos fotovoltaicos, pois têm a função de isolar do "circuito" *strings* que estejam conduzindo menos corrente do que aquela planejada ([ELECTRONICS TUTORIALS, 2014?](#)). Tal situação normalmente ocorre quando uma das células da *string* deixa (por diversos motivos) de produzir corrente, possivelmente estando sujeita a polarização reversa, o que por sua vez pode danificar permanentemente o substrato, prejudicando (ou até inutilizando) a sua capacidade de geração.

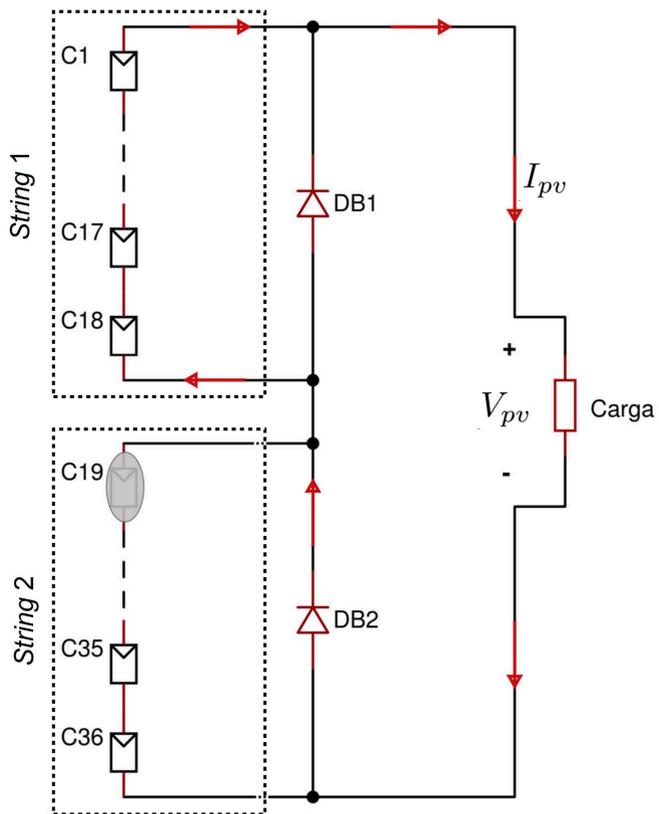
As Figuras 14 e 15 – onde as células C1 a C18 compõem a primeira *string* e as células C19 a C36 compõem a segunda *string* – exemplificam o funcionamento do módulo com todas as células em situação normal e a "remoção" da *string* na qual uma das células deixou de produzir corrente (e o DB, havendo sido polarizado diretamente, passou a conduzir), respectivamente.

Figura 14 – Diagrama da circulação de corrente ( $I_{pv}$ ) em um módulo com 36 células em situação normal.



Fonte: Autora (2019), adaptado do editor online *EasyEDA*.

Figura 15 – Diagrama da circulação de corrente ( $I_{pv}$ ) em um módulo no qual a célula 19 (C19) deixa de produzir (situação de descasamento).



Fonte: Autora (2019), adaptado do editor online *EasyEDA*.

## 2.2 ASPECTOS DA INSTALAÇÃO EM TORRES DE TRANSMISSÃO

Ao instalar equipamentos em suportes de linhas de transmissão deve-se ter o cuidado com o posicionamento dos condutores, isoladores (cadeias ou bastões), ferragens e outros acessórios, de modo a não interferir no funcionamento correto destes, além de garantir a preservação da integridade física da estrutura, não denegrindo as propriedades mecânicas definidas no projeto dela, e de seus componentes (chapas e parafusos de fixação, etc.).

Também é importante observar os limites de balanço dos condutores, conforme indicado em desenhos técnicos (ENGETOWER; Alusa, 2006a) e/ou definido pela norma NBR 5422 (ABNT, 1985), uma vez que, caso haja contato entre condutores fase carregados e qualquer objeto não isolado, podem ocorrer danos ao objeto, ao condutor e até mesmo à estrutura.

Além dos aspectos construtivos e espaciais da instalação, certas particularidades de um ambiente próximo a linhas de alta tensão devem ser consideradas, destacando-se a interferência eletromagnética. Outros possíveis fenômenos, como a possível abertura de arcos elétricos entre fases (e outras anomalias) ou o efeito corona – e como esses fenômenos poderiam influenciar o funcionamento dos módulos –, não serão aqui estudados, já que não foi encontrada pesquisa extensiva associando essas interações específicas em relação a módulos fotovoltaicos.

### 2.2.1 Propostas de Posicionamento na Estrutura

A torre para a qual esse estudo foi desenvolvido é a denominada BGAT<sup>3</sup>, torre de ancoragem (que suporta deflexão no traçado da linha) para circuito duplo, com fixações para três condutores fase e um cabo para-raios (alternativamente chamado de cabo guarda) em cada lado. A silhueta frontal dessa estrutura pode ser vista no Anexo B.

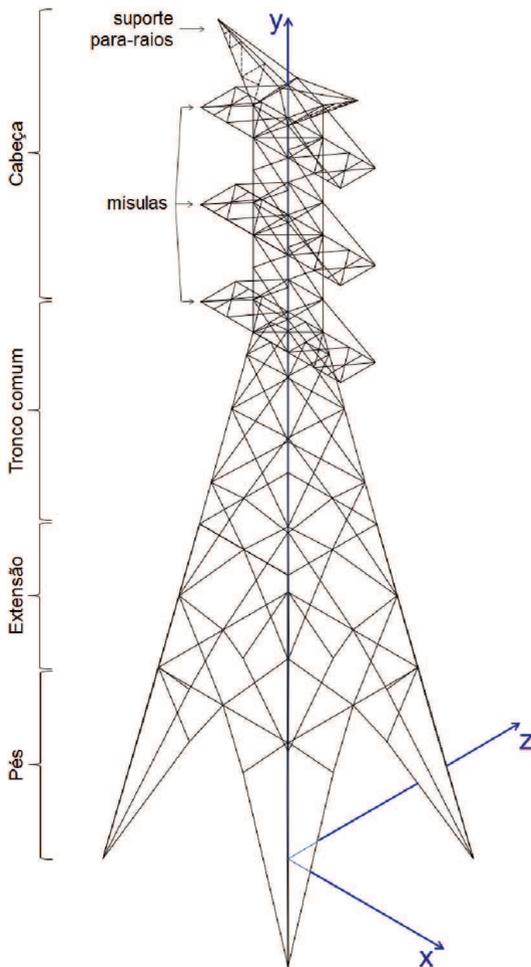
Foram definidos três eixos, conforme apresenta a Figura 16, com valores em metros, a saber:

- Eixo **x**, paralelo à extensão das mísulas, correspondente à distância horizontal até o centro da torre;

<sup>3</sup> Torre autoportante de ancoragem tipo tronco piramidal.

- Eixo  $y$ , correspondente à distância vertical até o solo (altura) e perpendicular a  $x$ ;
- Eixo  $z$ , normal ao plano formado por  $x$  e  $y$ , usado também para definir deflexão da LT e da torre.

Figura 16 – Torre BGAT (extensão de 12 m e pé de 9 m) com indicação dos eixos.



Fonte: Autora (2019).

As três propostas de posicionamento dos módulos têm as coordenadas do "ponto comum" (a todos módulos) no plano  $x$ - $y$  apresentadas na Tabela 7, sendo que no caso da proposta 1 o ponto comum corresponde à aresta superior e no caso das propostas 2 e 3, à aresta inferior.

Em todas as propostas o módulo (ou o conjunto de módulos) está "centralizado" lateralmente, isto é, o meio das arestas horizontais está na coordenada  $z = 0$ . A Figura 17 ilustra as três propostas, quando utilizado o módulo YL95P, sendo o tronco comum e a cabeça da estrutura realçados em cinza escuro.

Tabela 7 – Propostas de posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

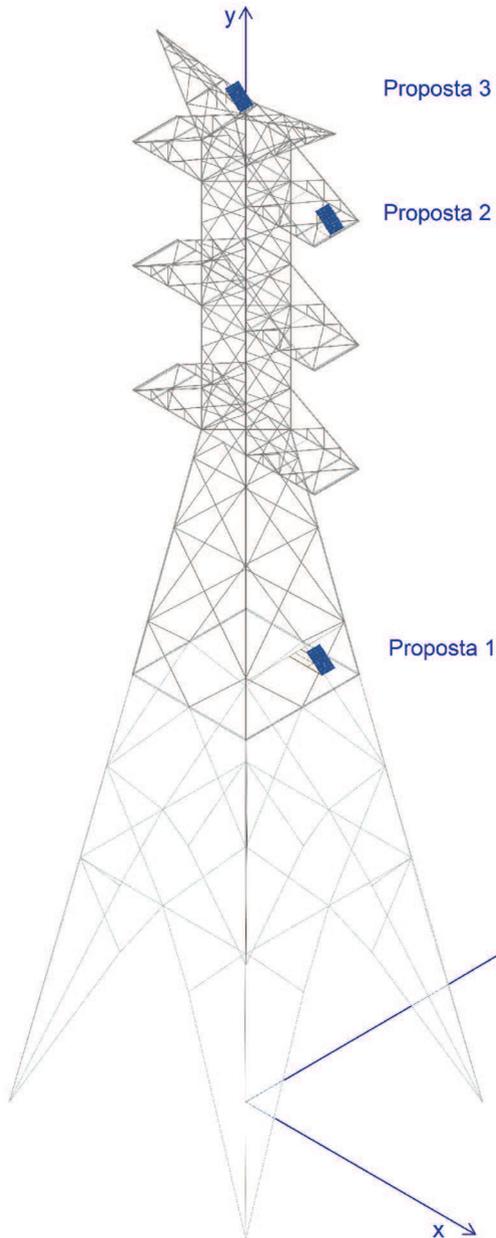
<b>Proposta</b>	<b>Local</b>	<b>x [m]</b>	<b>y [m]</b>
1	Lateral do tronco comum	3,78	23,98
2	Extremidade externa da mlsula mais superior	5,00	45,15
3	Centro da cabeça, suporte para-raios	0	48,55

Fonte: Autora (2019).

É importante mencionar que, enquanto que as propostas 1 e 2 já foram analisadas por Ayoub (2018) do ponto de vista de perdas elétricas na conexão entre a unidade geradora (módulo ou conjunto de módulos) e a "carga" (controladores, banco de baterias, etc.) alimentada, a alteração na distância entre esses componentes no caso da proposta 3, e as possíveis perdas adicionais associadas a isso, não foram contabilizadas.

Outro aspecto a ser considerado na escolha do melhor posicionamento do módulo é a facilidade de manutenção do equipamento, bem como de monitoramento da integridade da superfície, com o intuito de evitar e/ou solucionar os problemas descritos em 2.2.2, ponderando também a possibilidade de vandalismo ou furto dos componentes.

Figura 17 – Torre BGAT, indicação das propostas de posicionamento.



Fonte: Autora (2019).

### 2.2.2 Sombreamento

A redução da incidência de radiação solar na superfície, mais especificamente na área útil (capaz de gerar potência), de um módulo fotovoltaico pode ter diversas causas, tais como o depósito de folhas e excrementos de pássaros, o acúmulo de poeira, areia e outras partículas finas e o sombreamento causado por árvores e estruturas próximas ao equipamento.

Quando a redução é homogênea em toda a superfície (como é o caso do acúmulo de poeira), ainda que possam existir perdas de até 10% no desempenho do equipamento, todas as células funcionais (não danificadas) continuarão gerando potência. Por outro lado, quando a redução ocorre de forma não homogênea (como é o caso do depósito de objetos opacos e de padrões bem delineados de sombreamento), mesmo que somente pequenas porções da área útil sejam afetadas, o impacto na potência gerada é consideravelmente maior (PINHO; GALDINO, 2014).

A obstrução total da incidência de radiação em parte da superfície do módulo, em proporções eventualmente tão baixas quanto apenas 1,39% da área útil – equivalente a 50% de sombreamento em uma única célula de um módulo com 36 células – pode implicar na supressão de até metade da potência na saída, uma vez que o diodo de desvio (DB) associado impedirá a circulação de corrente pela *string* na qual ocorre a obstrução, conforme ilustrado na Figura 15 (página 52).

Um possível recurso para mitigar a supressão de células não afetadas pelo sombreamento seria aumentar o número de diodos de desvio por grupo de células, efetivamente dividindo o módulo em mais *strings*, possibilitando assim a continuidade da geração nas partes não afetadas.

Todavia, uma vez que a quantidade de diodos de desvio é normalmente fixa pelo fabricante nos módulos comercialmente disponíveis, torna-se relevante a observação da projeção de sombras ao longo do dia na escolha do posicionamento do módulo, tendo em conta também a inclinação do equipamento, de modo a garantir que a irradiância direta atinja a superfície, no máximo de tempo possível, perpendicularmente.

### 2.2.3 Interferência Eletromagnética

Segundo estudos (DIENG et al., 2011; ZOUNGRANA et al., 2012; MANE et al., 2017), a interferência de campos magnéticos – como aqueles criados pela passagem de corrente alternada em sistemas de potência – pode impactar negativamente o funcionamento de células fotovoltaicas, e, conseqüentemente, dos módulos formados por estas.

Uma vez que não foi possível encontrar estudos explicitamente relacionando a incidência de campos elétricos e alterações no desempenho de módulos fotovoltaicos, as pesquisas e cálculos se concentraram no campo magnético.

Diferentemente da redução na irradiância, que pode ser verificada por meio de inspeção visual, os campos magnéticos não são visíveis (ou mensuráveis sem o uso de equipamentos especializados) a olho nu. Entretanto, como a magnitude do campo depende principalmente da corrente que o origina, o estabelecimento de uma estimativa teórica é possível.

Vale salientar que os termos "interferência eletromagnética" e "campo eletromagnético" se referem a efeitos e campos magnéticos de origem elétrica, e não necessariamente à combinação de campos elétricos e magnéticos.

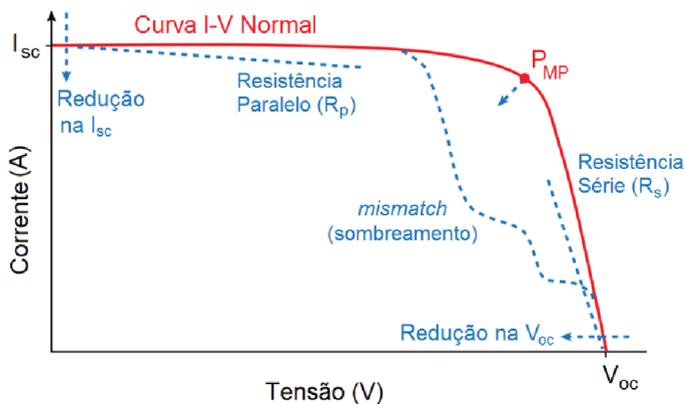
### 3 SOMBREAMENTO

Este capítulo trata da obstrução de luz visível, causada pela projeção de sombras (sombreamento), na superfície do módulo. Inicia-se com alguns dos possíveis efeitos de tal situação no desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos, seguido pela apresentação do modelo tridimensional da estrutura, construído para estudar as perspectivas de sombreamento, e terminando com a análise das simulações de projeção de sombras para as três propostas de posicionamento descritas em 2.2.1 (página 53).

#### 3.1 EFEITOS DO SOMBREAMENTO NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A Figura 18 exibe (linha pontilhada) as possíveis alterações na curva I-V de um módulo fotovoltaico.

Figura 18 – Anomalias na curva I-V de um módulo fotovoltaico.



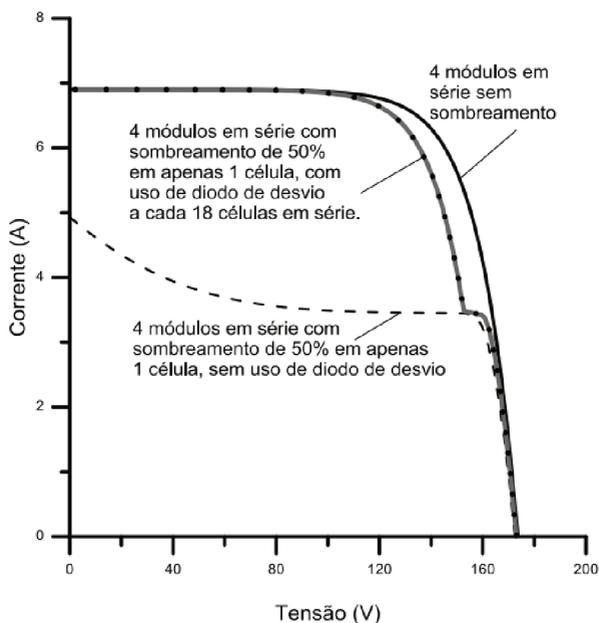
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O trecho do gráfico indicado como *mismatch* (também chamado de descasamento) corresponde ao efeito de determinadas células assumirem comportamento que não o de fonte de tensão, seja por sombreamento, acúmulo de sujeira (ou outras obstruções à incidência de luz na superfície útil), degradação, ou pelo mau funcionamento de diodos de desvio (isolando

determinadas *strings*, que não necessariamente apresentam comportamento anômalo, do módulo) (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 19 apresenta em maior detalhe o "degrau" na curva I-V quando há sombreamento de metade de uma célula, exibindo a diferença entre a presença de diodos de desvio (que causam uma diminuição na corrente apenas em tensões elevadas) e a falta deles (que causa a diminuição da corrente em toda faixa de tensão). Mesmo se tratando de quatro módulos associados, por estarem conectados em série, a corrente (reduzida) que circula em apenas uma das *strings* é imposta em todas as outras (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 19 – Curvas I-V para 4 módulos conectados em série.



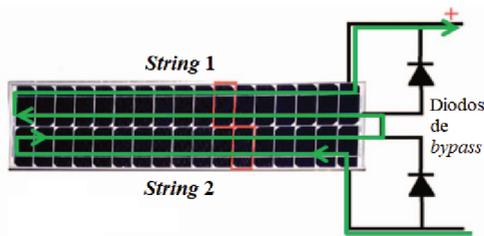
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Uma representação da circulação de corrente em um módulo com duas *strings*, cada uma com um diodo de desvio conectado em paralelo, com todas células sob irradiância normal (sem sombreamento), é dada na Figura 20. O caso no qual uma célula de uma das *strings* é sombreada, forçando a passagem de corrente pelo diodo de desvio associado a essa *string*, é ilustrado

na Figura 21.

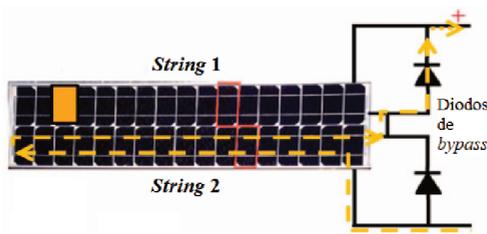
Quando uma célula em condição de ponto quente (que já não produz quantidade significativa o suficiente de corrente na *string* na qual se encontra) é sombreada, mesmo havendo diodo de desvio, a *string* não é isolada, como mostra a Figura 22 (ITAKO et al., 2015).

Figura 20 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (normal).



Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

Figura 21 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (sombreamento de uma célula em condição normal).

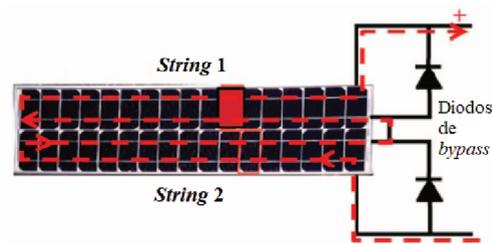


Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

Diferentes proporções entre as superfícies sombreada e sob irradiação do módulo, como aquelas exibidas na Figura 23, implicam diferentes alterações na curva I-V, como mostram as Figuras 24 e 25.

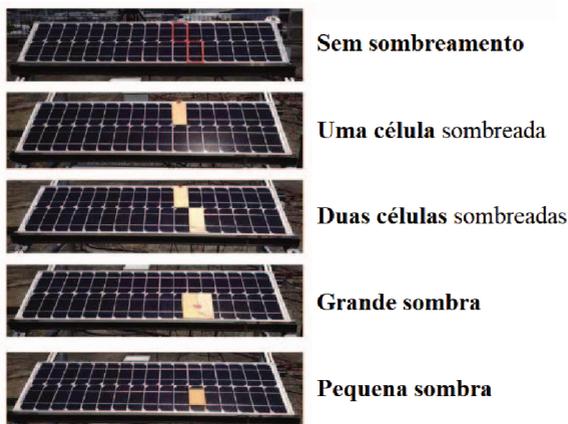
O sombreamento parcial de células pode, além de somente reduzir a geração de energia, causar uma anomalia comumente chamada de "Hot Spot" – pontos de aquecimento isolado, normalmente envolvendo pequenas áreas do módulo onde a temperatura é muito maior que a do equipamento inteiro, podendo ocorrer também quando células associadas em série estão danificadas (ANJOS, 2016).

Figura 22 – Circulação da corrente no módulo fotovoltaico (sombreamento de uma célula em condição de ponto quente).



Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

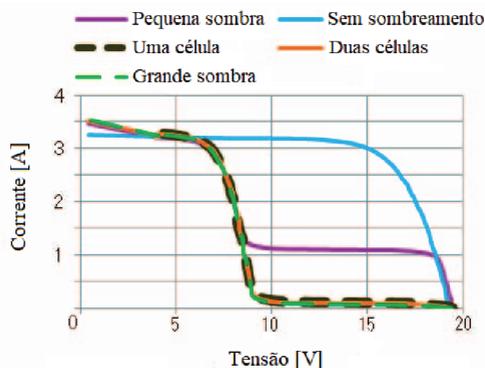
Figura 23 – Modelos de sombreamento parcial.



Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

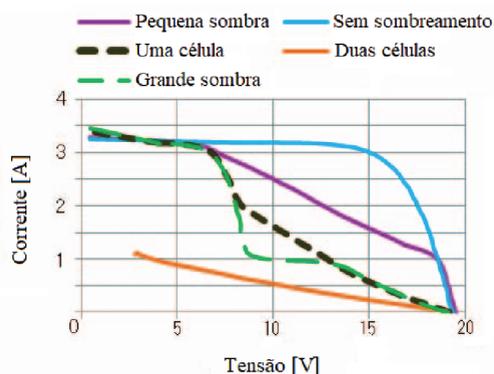
A Figura 26 apresenta, para um módulo fotovoltaico de silício policristalino composto por 36 células divididas em dois "sub módulos" de 18 células cada, um exemplo de caso de sombreamento parcial em uma das células, enquanto que a Figura 27 ilustra o aumento de temperatura da célula parcialmente sombreada. O módulo está em condição de curto circuito, de maneira que a corrente  $I_{sc}$  circule nele, e por essa corrente ser maior do que aquela gerada pela célula sombreada, essa se torna reversamente polarizada, dissipando potência em forma de aquecimento (GUERRIERO et al., 2017).

Figura 24 – Curvas características de uma célula em condição normal.



Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

Figura 25 – Curvas características de uma célula em condição de ponto quente.



Fonte: Adaptado de Itako et al. (2015).

Como já mencionado em 2.1.3, quando um DB se torna diretamente polarizado (como ocorre quando nem todas células operam com a mesma corrente, graças à obstrução da luz solar ou a defeitos e danos nas células) toda a *string* à qual ele está paralelamente conectado é retirada do circuito, mesmo que a maior parte dela ainda produza corrente.

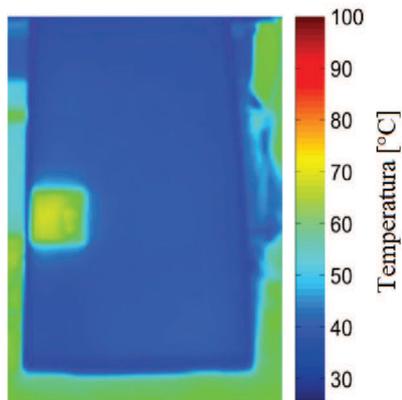
Percebe-se então que, caso fossem desconsiderados os custos e impedimentos construtivos, idealmente cada célula possuiria um DB conectado em paralelo, evitando assim a retirada desnecessária de células em operação adequada do circuito, e a consequente redução de eficiência máxima.

Figura 26 – Arranjo de teste com uma célula intencionalmente mantida em sombreamento parcial por uma fita adesiva (circulada em vermelho).



Fonte: Guerriero et al. (2017).

Figura 27 – Análise térmica (fotografia infra vermelho) do arranjo de teste com o uso de diodo de desvio tradicional.



Fonte: Adaptado de Guerriero et al. (2017).

A máxima eficiência percentual de uma célula ou módulo fotovoltaico pode ser determinada com a Equação 3.1, onde  $A_u$  é a área útil da célula ou módulo em análise, dada em [m<sup>2</sup>] e  $G$  é a irradiância solar incidente na célula ou módulo em análise, dada em [W/m<sup>2</sup>] (ANJOS, 2016).

$$\eta\% = \frac{P_{max}}{A_u \cdot G} \cdot 100 \% \quad (3.1)$$

Vale ressaltar que esse valor somente é válido no ponto de máxima potência, ou seja, é uma aproximação razoável da operação real quando existe um mecanismo para o rastreamento desse ponto.

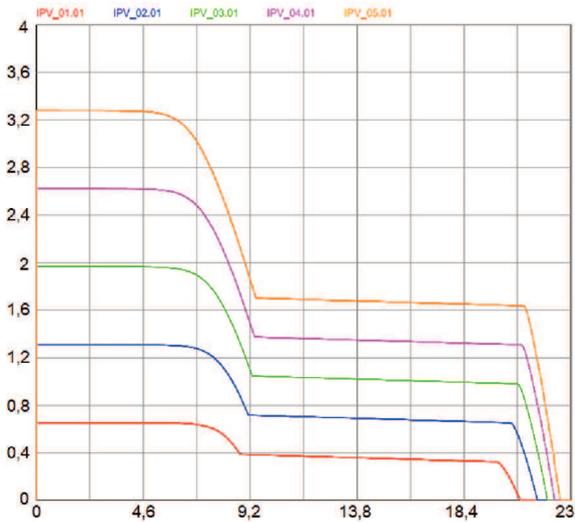
Na Figura 28 são apresentadas as curvas I-V do módulo YL55P quando uma das dezoito células da segunda *string* é sombreada e recebe metade da irradiância à qual as outras células do módulo estão submetidas.

As curvas P-V para essa mesma situação são apresentadas na Figura 29, onde é possível notar, em torno de 9,2 V, o ponto onde o DB deixa de conduzir, uma vez que a corrente da célula não sombreada iguala-se à corrente de curto circuito da célula sombreada. Nesse ponto a corrente volta a circular na segunda *string*, ainda que consideravelmente reduzida.

No caso do conjunto 2xYL55P, quando apenas um desses é afetado pelo descasamento, ou seja, um dos módulos está em situação normal, com irradiância homogênea em toda sua superfície, as curvas I-V e P-V são apresentadas nas Figuras 30 e 31, respectivamente, onde o efeito do DB continua sendo observado em torno de 9,2 V.

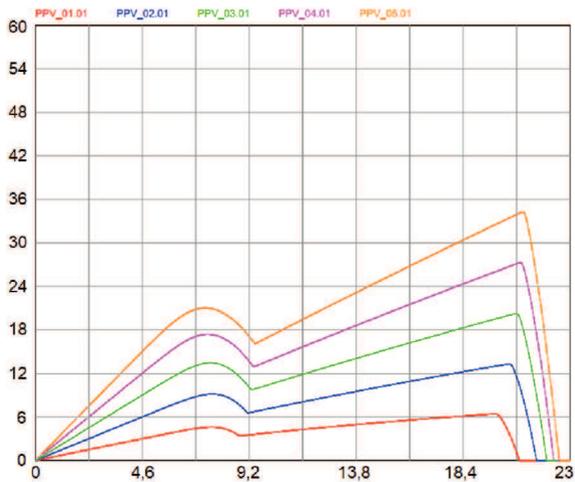
As curvas I-V e P-V do módulo YL95P para o mesmo cenário são apresentadas nas Figuras 32 e 33, respectivamente. A influência do DB pode ser observada, de maneira análoga ao módulo supracitado, em torno de 10,4 V.

Figura 28 – Curvas I-V do módulo YL55P, situação de descasamento.



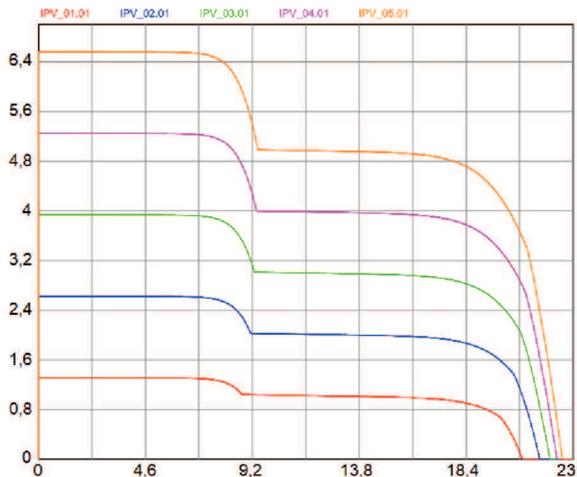
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 29 – Curvas P-V do módulo YL55P, situação de descasamento.



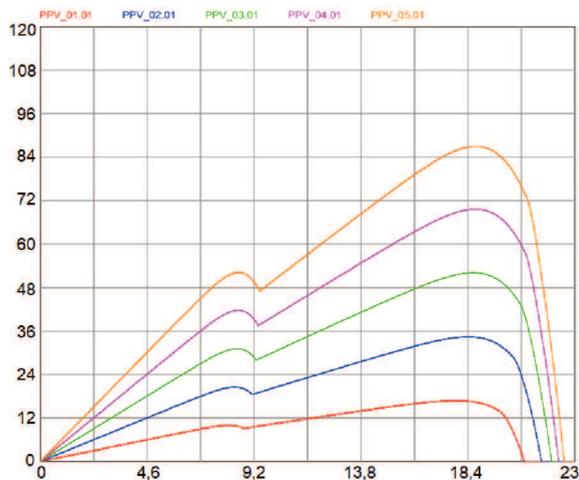
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 30 – Curvas I-V do conjunto 2xYL55P, situação de descasamento parcial.



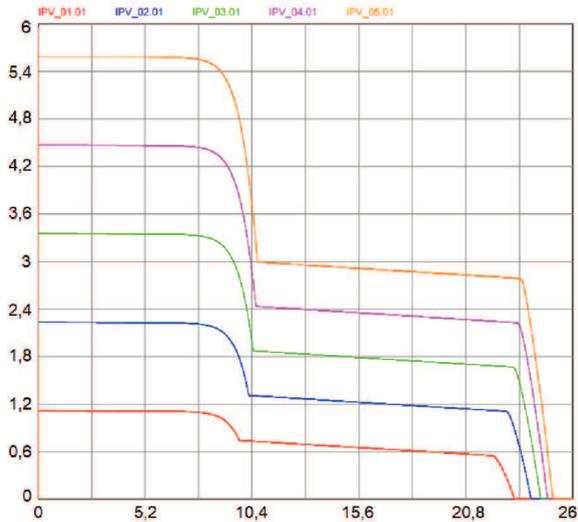
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 31 – Curvas P-V do conjunto 2xYL55P, situação de descasamento parcial.



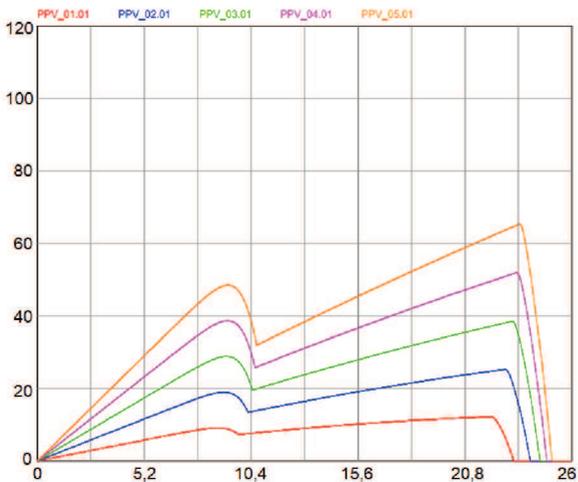
Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 32 – Curvas I-V do módulo YL95P, situação de descasamento.



Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Figura 33 – Curvas P-V do módulo YL95P, situação de descasamento.



Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no PSIM.

Segundo o fabricante, cada célula do módulo YL55P tem dimensões de [156x62,4]mm, resultando em uma área de 0,0097344 m<sup>2</sup>. Considerando todas as 36 células, tem-se uma área (supostamente) útil  $A_u = 0,3504384$  m<sup>2</sup>. Esse valor que deve ser multiplicado pelo número de módulos considerados, ou seja, para o conjunto 2xYL55P tem-se  $A_u = 0,7008768$  m<sup>2</sup>. Já para o módulo YL95P, onde cada célula tem dimensões de [104x156]mm, tem-se uma área útil total  $A_u = 0,584064$  m<sup>2</sup>.

Os resultados nos pontos de máxima potência para os cinco valores de irradiância, para as situações normal (sem sobreamento) e descasamento (uma célula parcialmente sombreada), onde a eficiência percentual foi calculada segundo a Equação 3.1, são dados na Tabela 8 para o módulo YL55P, na Tabela 9 para o conjunto 2xYL55P e na Tabela 10 para o módulo YL95P.

Tabela 8 – Potência e eficiência do módulo YL55P.

Situação $G$ [W/m <sup>2</sup> ]	Normal		Descasamento	
	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]
200	10,808	15,421	6,439	9,187
400	22,263	15,882	13,311	9,496
600	33,751	16,052	20,280	9,645
800	45,152	16,106	27,281	9,731
1000	56,409	16,097	34,283	9,783

Fonte: Autora (2019).

Tabela 9 – Potência e eficiência do conjunto 2xYL55P.

Situação $G$ [W/m <sup>2</sup> ]	Normal		Descasamento	
	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]
200	21,617	15,421	16,790	11,978
400	44,526	15,882	34,408	12,273
600	67,503	16,052	52,088	12,386
800	90,305	16,106	69,649	12,422
1000	112,818	16,097	87,008	12,414

Fonte: Autora (2019).

Tabela 10 – Potência e eficiência do módulo YL95P.

Situação $G$ [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	Normal		Descasamento	
	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]	$P_{max}$ [W]	$\eta\%$ [%]
200	20,574	17,613	12,178	10,425
400	42,522	18,201	25,247	10,807
600	64,636	18,444	38,527	10,994
800	86,687	18,552	51,895	11,106
1000	108,569	18,589	65,293	11,179

Fonte: Autora (2019).

### 3.2 MODELOS TRIDIMENSIONAIS DAS ESTRUTURAS

A fim de estimar a projeção das sombras ao longo do dia, em coordenadas predefinidas, os componentes julgados de maior impacto (do ponto de vista de obstrução da luz solar) foram modelados tridimensionalmente no *software* AutoCAD, tomando como referência os desenhos técnicos, componentes do projeto estrutural elaborado pelas empresas Engetower e Alusa, da torre BGAT (ENGETOWER; Alusa, 2006a).

As barras utilizadas para a construção da torre foram representadas por cilindros de diâmetro aproximadamente igual à maior largura do perfil (por se tratar da seleção do posicionamento, as dimensões exatas não são de importância crítica no estudo).

A estrutura não foi modelada por completo, uma vez que não existe a possibilidade de instalação nas extensões ou nos pés. As partes inclusas no modelo foram a cabeça, tanto os suportes dos para-raios e as mísulas (ENGETOWER; Alusa, 2006b) quanto o tronco (ENGETOWER; Alusa, 2006c), e o tronco comum (ENGETOWER; Alusa, 2006d).

Cada fase do sistema é sustentada pela estrutura por meio de cadeias de ancoragem duplas, sendo cada uma delas composta por cadeias de isoladores tipo disco de vidro temperado, como é apresentado no Anexo E.

O condutor fase considerado, tanto para os modelos geométricos quanto para os cálculos do campo magnético, foi o cabo de alumínio com alma de aço (CAA) Bluejay, com diâmetro nominal de 31,98 mm para o cabo completo (alma de aço + fios de alumínio). O modelo inclui os segmentos de condutores afixados entre as cadeias de ancoragem e cinco metros de comprimento, tanto

a montante quanto a jusante da torre.

Segundo [Engetower \(2006\)](#), dois tipos de cabos para-raios são utilizados na LT 230 kV Barra Grande-Lages-Rio do Sul: o cabo de alumínio com alma de aço CAA-EF 110.8 MCM Minorca, de diâmetro externo igual a 12,2 mm, ou o cabo de aço galvanizado 3/8 EAR, de diâmetro externo igual a 9,52 mm. Foi considerado o cabo de maior diâmetro, aproximando-o no modelo por 12 mm. O modelo inclui dez metros de comprimento de cabo, tanto a montante quanto a jusante da torre.

A fixação do cabo para-raios foi representada simplesmente por um par de manilhas em cada ponto de fixação na cabeça da torre (em comparação às outras ferragens, as que prendem o cabo para-raios à torre são de dimensões diminutas).

Os módulos fotovoltaicos serão fixados na torre por quatro suportes (representados por hastes cilíndricas de aproximadamente 2 cm de diâmetro), e nos casos onde as hastes deverão ser presas diretamente à estrutura da torre, como nas propostas 2 e 3, considerou-se uma altura adicional de quinze centímetros de forma a acomodar possíveis ajustes.

Na determinação da inclinação da superfície dos módulos em relação ao plano do solo, primeiramente considerou-se o critério definido por [Villalva e Gazoli \(2012\)](#), apresentado na Tabela 11, que determina que para uma latitude de aproximadamente 28°, como é o caso da torre em estudo, deve-se ter um ângulo  $\alpha_{incl}$  de 33°.

Tabela 11 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo.

<b>Latitude geográfica do local</b>	<b>Ângulo de inclinação recomendado</b>
0° a 10°	$\alpha_{incl} = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha_{incl} = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha_{incl} = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha_{incl} = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha_{incl} = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: [Villalva e Gazoli \(2012\)](#).

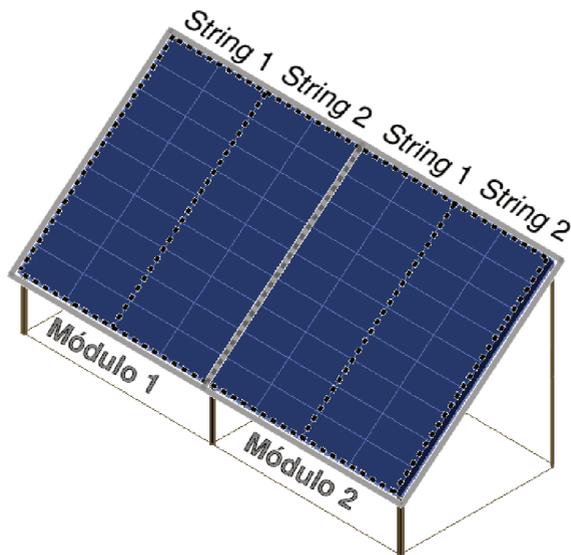
Todavia, sabendo que o sistema implementado será autônomo (sem conexão à rede para possivelmente suplementar um período de geração reduzida), e que nos meses de inverno o ângulo zenital do sol – ângulo

formado entre os raios do sol e a vertical local (zênite), a qual no caso em estudo corresponde ao eixo  $y$  – é maior, utilizou-se  $\alpha_{incl} = 40^\circ$ , que resulta em uma produção comparativamente menor durante o verão, porém maior durante o inverno (MAESTRI, 2018).

A face dos módulos deve, quando instalados no hemisfério sul, como é o presente caso, estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro (PINHO; GALDINO, 2014). Para este propósito, o posicionamento dos módulos na estrutura da torre deve considerar, além da inclinação da superfície (conhecendo-se a orientação da estrutura em si), a direção para a qual eles estarão voltados.

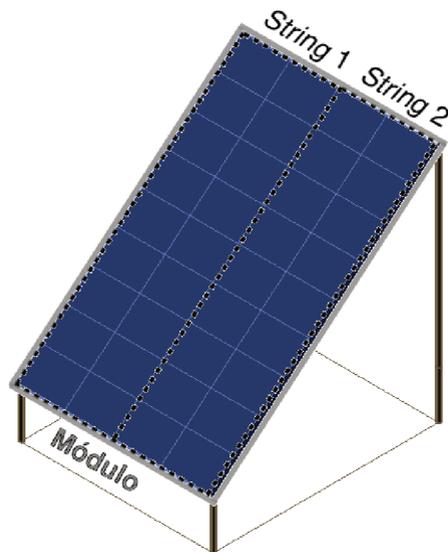
As Figuras 34 e 35 exibem uma vista isométrica do conjunto 2xYL55P e do módulo YL95P, respectivamente, apoiados pelas hastes supracitadas, sendo também indicados os elementos identificados nas Figuras 4 e 3 (páginas 40 e 39).

Figura 34 – Vista isométrica do conjunto 2xYL55P com as hastes de apoio.



Fonte: Autora (2019), modelo criado no AutoCAD.

Figura 35 – Vista isométrica do módulo YL95P com as hastes de apoio.



Fonte: Autora (2019), modelo criado no AutoCAD.

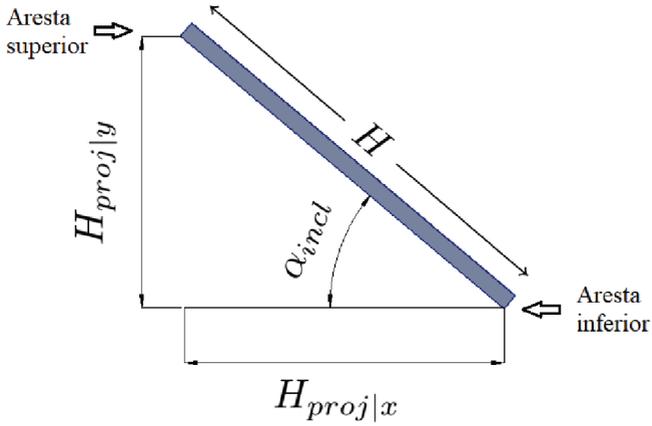
Uma vista lateral indicando a dimensão lateral de maior valor  $H$ , as projeções em  $x$  e  $y$   $H_{proj|x}$  e  $H_{proj|y}$ , respectivamente, o ângulo de inclinação  $\alpha_{incl}$  e as arestas superior e inferior do módulo é apresentada na Figura 36.

As Figuras 37 e 38 apresentam uma vista lateral dos módulos em estudo (dimensões dadas em milímetros), tal que  $H = 660$  mm no caso do módulo YL55P e  $H = 1010$  mm no caso do módulo YL95P. Os valores de  $H_{proj|x}$  e  $H_{proj|y}$  foram calculados com as Equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

$$H_{proj|x} = \cos(\alpha_{incl}) \cdot H \quad (3.2)$$

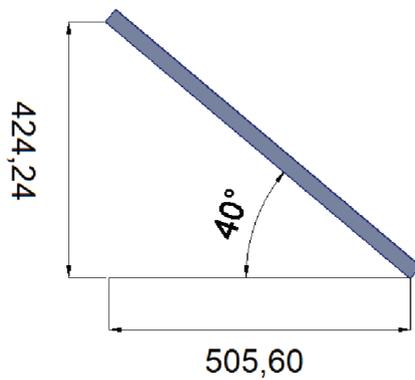
$$H_{proj|y} = \sin(\alpha_{incl}) \cdot H \quad (3.3)$$

Figura 36 – Exemplo de vista lateral dos módulos.



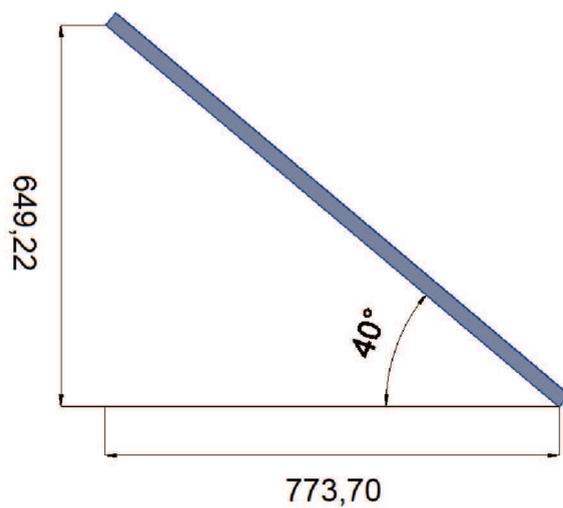
Fonte: Autora (2019), adaptado de modelo criado no AutoCAD.

Figura 37 – Vista lateral do módulo YL55P.



Fonte: Autora (2019), modelo criado no AutoCAD.

Figura 38 – Vista lateral do módulo YL95P.



Fonte: Autora (2019), modelo criado no AutoCAD.

### 3.3 SIMULAÇÕES DA PROJEÇÃO DE SOMBRAS

Inicialmente foram consideradas as torres da LT 230 kV Barra Grande-Lages-Rio do Sul (ANEEL, 2005) e do seccionamento das linhas de transmissão 230 kV Barra Grande – Lages C1/C2 (ANEEL, 2011).

Foi decidido usar como exemplo uma das torres do supracitado seccionamento, devido ao conhecimento prévio de suas coordenadas e à existência de imagens obtidas em campo (como aquela exibida na Figura 39), facilitando o reconhecimento da estrutura e de seus componentes.

Figura 39 – Torre BGAT em campo.

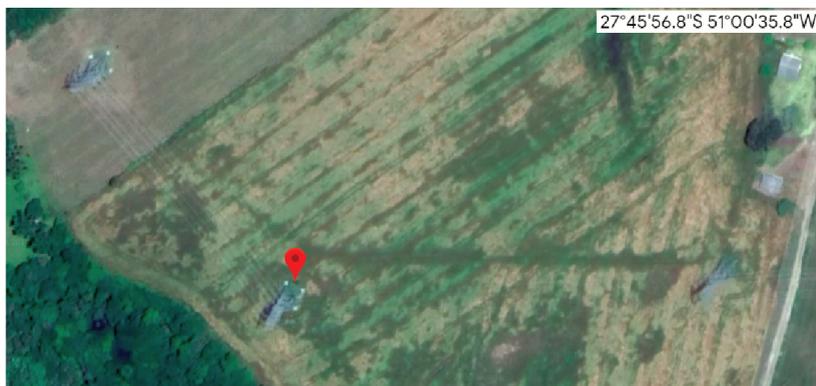


Fonte: Equipe TECCON II Florianópolis (2019).

As coordenadas, indicadas na imagem de satélite apresentada na Figura 40, inseridas no *software* AutoCAD para a localização do exemplo foram  $27^{\circ}45'56.8''\text{S}$  e  $51^{\circ}00'35.8''\text{W}$ , ou, na configuração do AutoCAD:

Latitude:-27.765765  
 Direção da latitude:Sul  
 Longitude:-51.009930  
 Direção da longitude:Oeste

Figura 40 – Vista aérea da torre de instalação.

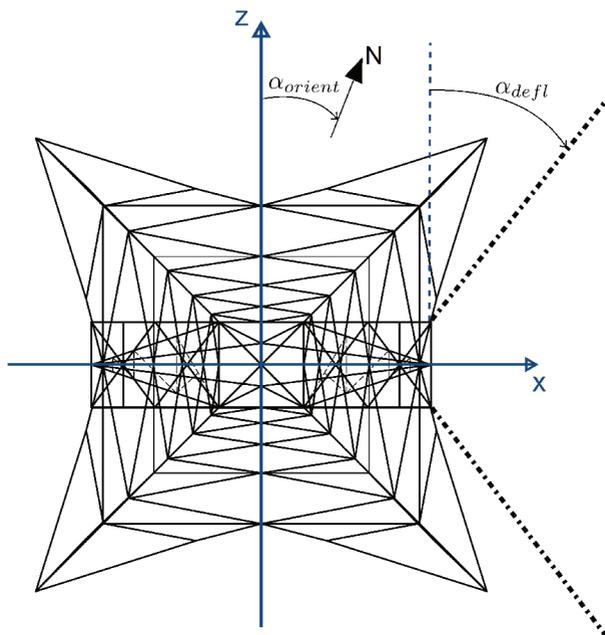


Fonte: DigitalGlobe (2019).

A orientação da torre estudada (em relação ao norte) é de  $\alpha_{orient} [^{\circ}]$ , sendo que a LT apresenta uma deflexão de  $2 \cdot \alpha_{defl} [^{\circ}]$  em relação ao eixo normal ao plano da torre, implicando em um desvio de  $\alpha_{defl} [^{\circ}]$  das cadeias de ancoragem em relação a esse mesmo eixo, onde duas delas estão mais afastadas, e as outras duas mais próximas, do centro da torre. Uma representação pictórica dos ângulos é dada na Figura 41.

Por medidas em campo foi determinado que  $\alpha_{orient} \cong 50^{\circ}$ . Por inspeção visual, a partir da imagem de satélite, determinou-se que  $\alpha_{defl} \cong 30^{\circ}$ .

O modelo tridimensional utilizado para a projeção de sombras, com os elementos especificados em 3.2 (com exceção dos módulos) e a representação dos eixos e ângulos  $\alpha_{defl}$  e  $\alpha_{orient}$ , é exibido na Figura 42.

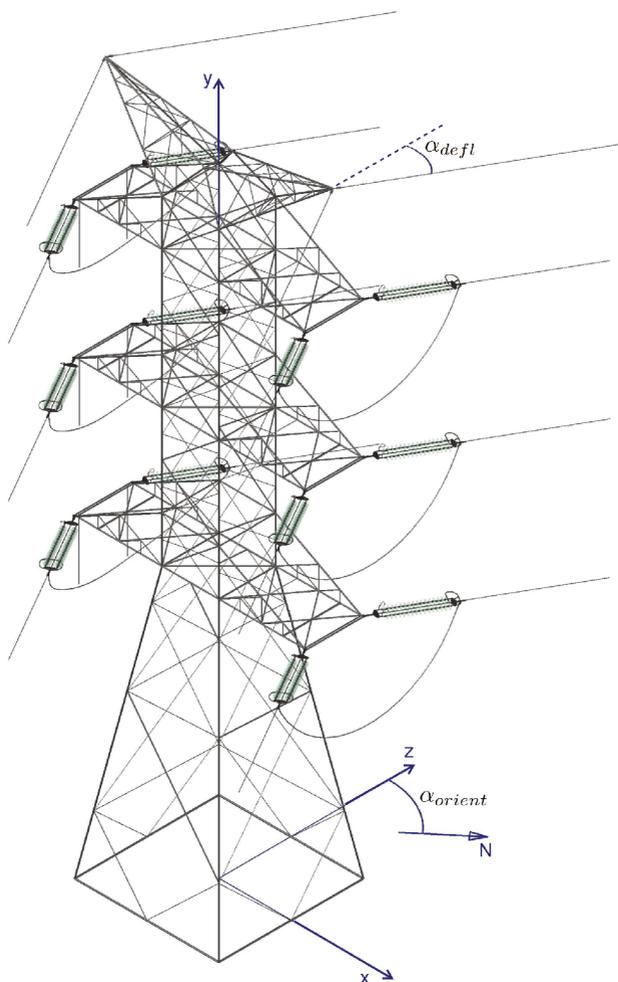
Figura 41 – Vista superior da torre BGAT indicando os eixos  $x$  e  $z$ .

Fonte: Autora (2019).

Para a faixa de horários entre as nove e as dezesseis horas, no primeiro dia do mês de fevereiro (ou seja, em pleno verão), foi analisada a projeção de sombras na superfície dos módulos, dividindo-a nas suas duas *strings* (cada uma com dezoito células) e quantificando o sombreamento de acordo com o número de células afetadas. Quando menos de um quarto da superfície da célula foi obstruída, considerou-se que a célula não é significativamente afetada.

Seguindo o critério definido no parágrafo anterior, as Tabelas 12 e 13 (no caso do conjunto 2xYL55P), e as Tabelas 14 e 15 (no caso do módulo YL95P) foram criadas, apresentando o número de células afetadas em cada *string* para as propostas 1 e 2, respectivamente. Cada horário listado corresponde ao intervalo entre ele mesmo e os quinze minutos seguintes.

Figura 42 – Modelo tridimensional utilizado para a projeção de sombras.



Fonte: Autora (2019), modelo criado no AutoCAD.

No caso da proposta 3, devido ao fato de não existirem obstruções à luz que poderiam afetar o módulo (fato esse verificado na simulação), não há sombreamento da superfície durante o dia, e, portanto, os resultados não são apresentados.

Tabela 12 – Número de células sombreadas nos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 1.

<b>Horário</b>	<b>Módulo 1</b>		<b>Módulo 2</b>	
	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
10h15	–	–	3	4
10h30	6	7	4	3
10h45	5	5	9	6
11h00	13	3	–	–
11h15	1	–	–	–
11h30	–	–	–	–
11h45	–	–	–	–
12h00	2	2	2	2
12h15	2	2	2	2
12h30	1	1	1	2
12h45	–	–	–	4
13h00	6	7	14	13
13h15	9	6	–	–

Fonte: Autora (2019).

Tabela 13 – Número de células sombreadas nos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 2.

<b>Horário</b>	<b>Módulo 1</b>		<b>Módulo 2</b>	
	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
09h45	–	–	–	4
10h00	–	–	3	4
10h15	–	3	4	4
10h30	3	4	4	1
10h45	4	5	3	–
11h00	4	4	–	–
11h15	5	2	–	–
11h30	4	–	–	–
11h45	2	–	–	–
12h00	–	–	–	–
12h15	–	–	–	–
12h30	–	–	–	3
12h45	–	–	4	4
13h00	1	4	4	2
13h15	4	5	–	–
13h30	2	–	–	–

Fonte: Autora (2019).

Tabela 14 – Número de células sombreadas no módulo YL95P - Proposta 1.

<b>Horário</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
10h00	–	3
10h15	4	4
10h30	7	2
10h45	7	8
11h00	6	2
11h15	1	–
11h30	–	–
11h45	–	–
12h00	2	2
12h15	2	2
12h30	2	2
12h45	2	2
13h00	4	10
13h15	8	6

Fonte: Autora (2019).

Tabela 15 – Número de células sombreadas no módulo YL95P - Proposta 2.

<b>Horário</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
10h00	–	3
10h15	2	4
10h30	2	2
10h45	4	4
11h00	4	4
11h15	4	4
11h30	4	3
11h45	4	1
12h00	2	–
12h15	1	–
12h30	2	4
12h45	3	3
13h00	4	4
13h15	4	1

Fonte: Autora (2019).

Para comparar de forma mais direta cada proposta do conjunto 2xYL55P e do módulo YL95P, respectivamente, os Quadros 1 e 2, e os Quadros 3 e 4 foram criados, incluindo o mesmo intervalo de horários para as duas propostas (independentemente da ocorrência de sombreamento). Os intervalos marcados com "X" indicam que ao menos uma célula da *string* foi significativamente afetada, enquanto que, como nas tabelas anteriormente apresentadas, os intervalos marcados com "-" indicam que não houve sombreamento considerado significativo.

O Apêndice B inclui imagens da projeção de sombras em alguns dos horários de interesse, para o caso do conjunto 2xYL55P instalado na proposta 1 (lateral do tronco comum).

Quadro 1 – Sombreamento dos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 1.

<b>Horário</b>	<b>Módulo 1</b>		<b>Módulo 2</b>	
	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
09h45	-	-	-	-
10h00	-	-	-	-
10h15	-	-	X	X
10h30	X	X	X	X
10h45	X	X	X	X
11h00	X	X	-	-
11h15	X	-	-	-
11h30	-	-	-	-
11h45	-	-	-	-
12h00	X	X	X	X
12h15	X	X	X	X
12h30	-	-	X	X
12h45	-	-	-	X
13h00	X	X	X	X
13h15	X	X	-	-
13h30	-	-	-	-

Fonte: Autora (2019).

Quadro 2 – Sombreamento dos módulos do conjunto 2xYL55P - Proposta 2.

<b>Horário</b>	<b>Módulo 1</b>		<b>Módulo 2</b>	
	<i>String 1</i>	<i>String 2</i>	<i>String 1</i>	<i>String 2</i>
09h45	–	–	–	X
10h00	–	–	X	X
10h15	–	X	X	X
10h30	X	X	X	X
10h45	X	X	X	–
11h00	X	X	–	–
11h15	X	X	–	–
11h30	X	–	–	–
11h45	X	–	–	–
12h00	–	–	–	–
12h15	–	–	–	–
12h30	–	–	–	X
12h45	–	–	X	X
13h00	X	X	X	X
13h15	X	X	–	–
13h30	X	–	–	–

Fonte: Autora (2019).

Quadro 3 – Sombreamento do módulo YL95P - Proposta 1.

<b>Horário</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
09h45	–	–
10h00	–	X
10h15	X	X
10h30	X	X
10h45	X	X
11h00	X	X
11h15	X	–
11h30	–	–
11h45	–	–
12h00	X	X
12h15	X	X
12h30	X	X
12h45	X	X
13h00	X	X
13h15	X	X
13h30	–	–

Fonte: Autora (2019).

Quadro 4 – Sombreamento do módulo YL95P - Proposta 2.

<b>Horário</b>	<b>String 1</b>	<b>String 2</b>
09h45	–	–
10h00	–	X
10h15	X	X
10h30	X	X
10h45	X	X
11h00	X	X
11h15	X	X
11h30	X	X
11h45	X	X
12h00	X	–
12h15	X	–
12h30	X	X
12h45	X	X
13h00	X	X
13h15	X	X
13h30	–	–

Fonte: Autora (2019).

## 4 CAMPO ELETROMAGNÉTICO

Este capítulo trata da influência do campo eletromagnético nos módulos fotovoltaicos, primeiramente apresentando os efeitos tangíveis dele no funcionamento do equipamento, seguido pelo cálculo do módulo do campo magnético no espaço de interesse, ou seja, na proximidade imediata da torre, e terminando com a apresentação dos resultados nos pontos de possível instalação, determinados em 2.2.1, considerando as extremidades da superfície do módulo conforme apresentadas em 3.2.

### 4.1 EFEITOS DO CAMPO ELETROMAGNÉTICO NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como já mencionado em 2.2.3, o campo eletromagnético (em específico, a intensidade da indução magnética) afeta adversamente o funcionamento de módulos fotovoltaicos. Com o intuito de evitar tais efeitos, foi decidido determinar teoricamente a magnitude dessa interferência em diversos pontos do plano perpendicular ao solo, com o eixo  $x$  correspondendo à distância horizontal até o centro da (fundação da) torre e o eixo  $y$  referindo-se à distância vertical a partir do nível do solo.

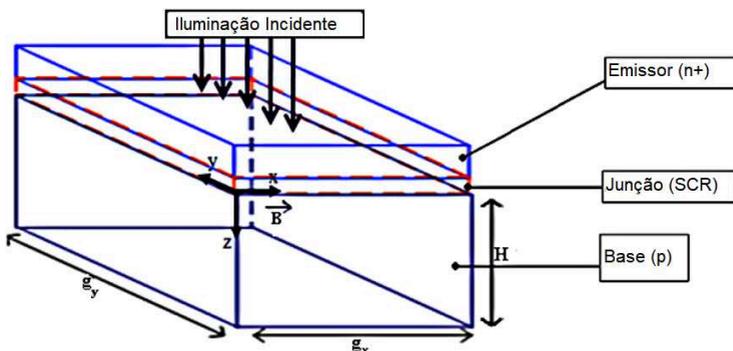
Existem estudos desenvolvidos na área de tecnologia de semicondutores associando diretamente a presença de um campo magnético com efeitos negativos nos parâmetros de células fotovoltaicas, tais como [Mane et al. \(2017\)](#) – que relaciona a redução do coeficiente de difusão de portadores de carga  $D$  com o campo magnético  $B$  e a temperatura  $T$ , e como um aumento de  $B$  causa maior sensibilidade à variação de  $T$ , para  $B \geq 3.10^{-4}$  T –, [Zoungrana et al. \(2012\)](#) – que relaciona a redução tanto da profundidade de difusão  $L$  quanto do coeficiente de difusão  $D$  com o aumento de  $B$ , para  $B \geq 9.10^{-5}$  T – e [Zerbo et al. \(2012\)](#) – que relaciona a redução da corrente fotogerada, mais intensa para menor velocidade de recombinação nas junções  $S_f$ , com o aumento de  $B$ , para  $B \geq 1.10^{-7}$  T.

Todavia, esse estudo se concentra na capacidade de geração observável externamente, isto é, a corrente e a tensão na saída da célula e módulo fotovoltaicos, e para tanto foi usado como base a pesquisa apresentada por

Dieng et al. (2011), a qual afirma que o campo magnético aplicado às células fotovoltaicas desvia os portadores de carga (elétrons) do caminho correto, ao diminuir a velocidade deles enquanto eles atravessam a base para atingir a junção, que por sua vez reduz a difusão eficaz dos portadores fotogerados no substrato e, conseqüentemente, a energia utilizável liberada pelos elétrons.

A Figura 43 apresenta o modelo tridimensional de um grão de silício policristalino, que por sua vez forma as células e os módulos fotovoltaicos aqui estudados.

Figura 43 – Modelo tridimensional do grão de silício policristalino.

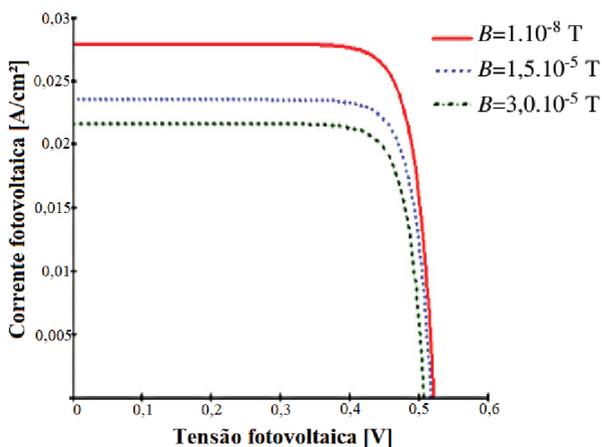


Fonte: Adaptado de Dieng et al. (2011).

As Figuras 44 e 45 exibem as curvas I-V e P-V, respectivamente, da célula fotovoltaica, para três valores de intensidade do campo magnético (no caso particular do estudo de Dieng et al. (2011)). Observa-se que os valores de corrente estão dados em  $[A/cm^2]$ , e os de potência, em  $[W/cm^2]$ , de forma que a área útil definirá o valor de corrente  $I_{pv}$  na saída da célula – indicada na Figura 5 (página 40) – e, por conseqüência, de  $P_{pv}$ , que é o produto de  $V_{pv}$  e  $I_{pv}$ .

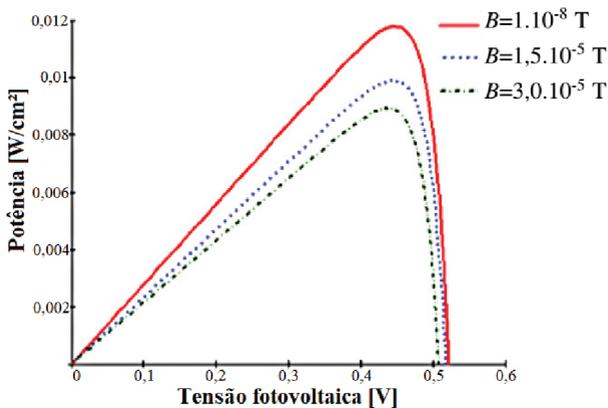
No caso em que  $B=1.10^{-8}$  T não há alteração nas características da célula, sendo o valor de potência no ponto de máxima potência, em torno de  $0,012 W/cm^2$ , tomado como o nominal, enquanto que para os casos em que  $B=1,5.10^{-5}$  T e  $B=3,0.10^{-5}$  T existe a redução de aproximadamente 16% e 24% na potência máxima da célula, respectivamente.

Figura 44 – Curvas I-V para diferentes valores de  $B$ .



Fonte: Adaptado de Dieng et al. (2011).

Figura 45 – Curvas P-V para diferentes valores de  $B$ .



Fonte: Adaptado de Dieng et al. (2011).

Então, de acordo com a pesquisa encontrada, há indícios de que o aumento do campo magnético acarretará uma redução na potência gerada, o que sugere que os melhores posicionamentos na estrutura serão aqueles onde exista a menor intensidade de  $B$ .

## 4.2 CÁLCULO DO CAMPO ELETROMAGNÉTICO NAS TORRES DE TRANSMISSÃO

O cálculo do campo eletromagnético, mais especificamente da magnitude do campo magnético  $B$ , foi feito com base nos procedimentos apresentados em (ZAFFANELLA, 2005) e (DUARTE, 2014).

Segundo Duarte (2014) (tradução nossa):

Da Lei de Ampère:

$$\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 \cdot i \quad (4.1)$$

Aplicando (4.1) em um condutor infinito, de superfície circular, tem-se:

$$\oint B \cdot dl = B \oint dl = B \cdot 2\pi r = \mu_0 \cdot i$$

Se a corrente é uniformemente distribuída, pode-se considerar a densidade de corrente  $J$ :

$$J = \frac{i}{A} = \frac{i_0}{A_0}$$

E a corrente então é:

$$i = \frac{A}{A_0} \cdot i_0 = \frac{\pi r^2}{\pi R^2} \cdot i_0 = \frac{r^2}{R^2} \cdot i_0$$

Substituindo na Lei de Ampère:

$$B \cdot 2\pi R = \mu_0 \cdot \frac{r^2}{R^2} \cdot i_0$$

[...]

$$B = \begin{cases} \mu_0 \cdot \frac{i_0 \cdot r}{2\pi R^2}, & \text{se } r < R \\ \mu_0 \cdot \frac{i_0}{2\pi r}, & \text{se } r > R \end{cases} \quad (4.2)$$

Uma vez que nesse estudo o foco está na influência do campo sobre objetos externos (ou seja, casos em que  $r$  é maior que  $R$ ), usou-se a segunda expressão de (4.2) como a equação genérica do campo magnético, sendo que  $r$  representa a distância (da superfície) de cada condutor carregado até o ponto considerado, e  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  [H/m] é a permeabilidade magnética do ar.

Vale observar também que a imagem dos condutores, com profundidade de aproximadamente  $\delta$  no solo conforme a Equação (4.3) (sendo  $\delta$  a profundidade pelicular da Terra) não foi considerada, uma vez que, de acordo com Zaffanella (2005) (tradução nossa):

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi f \mu}} \quad (4.3)$$

Onde:

$f$  é a frequência da rede;

$\rho$  é a resistividade do solo;

$\mu$  é a permeabilidade do solo.

[...] Na maioria dos casos práticos, a permeabilidade do solo é próxima daquela do ar ( $\mu = 4\pi \cdot 10^{-7}$  H/m). Por exemplo, para uma frequência de 60 Hz e uma resistividade do solo de 100  $\Omega$ .m, a profundidade da imagem é 850 m. Essa é uma distância tão grande que, para muitos propósitos práticos, a contribuição do condutor imagem ao campo magnético pode ser negligenciada.

Os valores instantâneos da corrente em cada uma das três fases são dados pelo conjunto de Equações (4.4).

$$\begin{aligned} i_a(t) &= \sqrt{2} \cdot I_{nom} \cdot e^{j \cdot \omega t} \\ i_b(t) &= \sqrt{2} \cdot I_{nom} \cdot e^{j \cdot (\omega t - \frac{2\pi}{3})} \\ i_c(t) &= \sqrt{2} \cdot I_{nom} \cdot e^{j \cdot (\omega t + \frac{2\pi}{3})} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Onde:

$I_{nom}$  é a corrente nominal que a linha transporta (alternativamente, pode ser usada a corrente máxima admissível do condutor);

$\omega = 2\pi f$  é a frequência angular da rede. Para o caso em estudo,  $f = 60$  Hz, ou seja,  $\omega = 2\pi 60$  rad/s.

Considerando as componentes real e imaginária da corrente tem-se as expressões dadas por (4.5) e (4.6), tal que o índice  $n$  corresponde à fase (a, b ou c) e o índice  $m$  corresponde ao circuito (1 ou 2).

$$B_{nmr} = \mu_0 \cdot \frac{\Re(i_{nm})}{2\pi|r_{nmp}|} \quad (4.5)$$

$$B_{nmi} = \mu_0 \cdot \frac{\Im(i_{nm})}{2\pi|r_{nmp}|} \quad (4.6)$$

Nessas expressões,  $r_{nmp}$  é a distância do condutor até o ponto de cálculo, sendo definida em (4.7). Seu módulo é dado pela Equação 4.8. Os pontos foram descritos como números complexos a fim de facilitar a representação de suas componentes horizontal e vertical.

$$r_{nmp} = P_{nm} - P_{pto} \quad (4.7)$$

Onde

$$P_{nm} = x_{nm} + j \cdot y_{nm} \quad \text{e} \quad P_{pto} = x_{pto} + j \cdot y_{pto} ,$$

ou seja:

$$|r_{nmp}| = |P_{nm} - P_{pto}| = \sqrt{(x_{nm} - x_{pto})^2 + (y_{nm} - y_{pto})^2} \quad (4.8)$$

A Tabela 16 apresenta os valores de  $x_{nm}$  e  $y_{nm}$  para o caso da torre BGAT. A Figura 46 ilustra o posicionamento dos cabos (tanto condutores fase quanto para-raios) e os eixos  $x$  e  $y$ . Vale notar que o eixo  $y$  representado tem origem na altura de 21 m até o topo da fundação (solo), já que estão sendo considerados a extensão de 12 m e o pé de 9 m.

A Figura 47 mostra a representação das distâncias  $r_{nmp}$  entre os condutores fase e um possível ponto de cálculo.

Tabela 16 – Posição dos cabos - Torre BGAT.

<b>Cabo</b>	<b><i>n</i></b>	<b><i>m</i></b>	<b><math>P_{nm}</math></b>	<b><math>x_{nm}[\text{m}]</math></b>	<b><math>y_{nm}[\text{m}]</math></b>
Fase a do circuito 1	a	1	Pa1	5,0	42,3
Fase b do circuito 1	b	1	Pb1	5,0	36,3
Fase c do circuito 1	c	1	Pc1	5,0	30,3
Para-raios do circuito 1	pr	1	Ppr1	5,0	49,8
Fase a do circuito 2	a	2	Pa2	-5,0	42,3
Fase b do circuito 2	b	2	Pb2	-5,0	36,3
Fase c do circuito 2	c	2	Pc2	-5,0	30,3
Para-raios do circuito 2	pr	2	Ppr2	-5,0	49,8

Fonte: Autora (2019).

Somando então as contribuições das componentes reais e das componentes imaginárias de cada condutor fase, tem-se

$$B_r = B_{a1r} + B_{b1r} + B_{c1r} + B_{a2r} + B_{b2r} + B_{c2r}$$

e

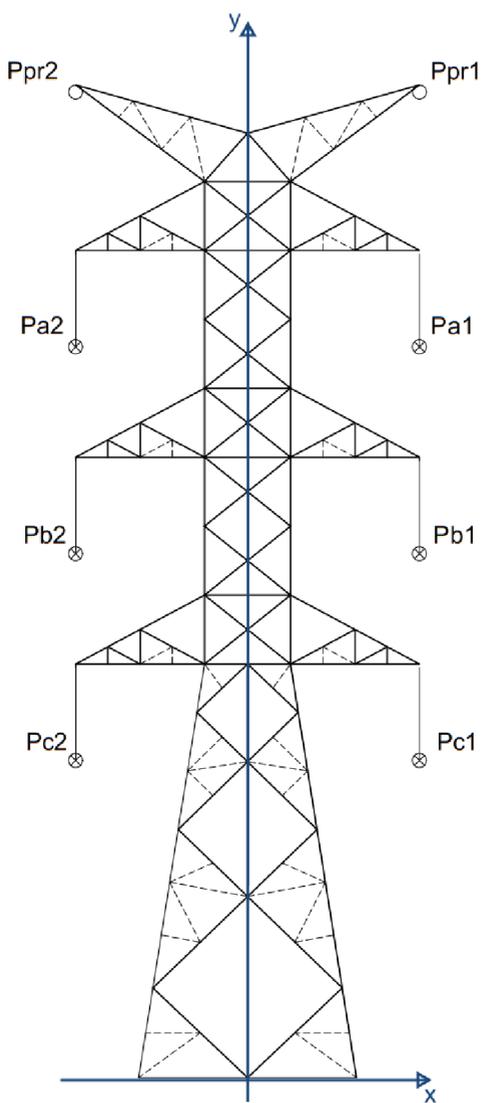
$$B_i = B_{a1i} + B_{b1i} + B_{c1i} + B_{a2i} + B_{b2i} + B_{c2i},$$

o que resulta na magnitude do campo magnético total no ponto de cálculo dado pela Equação 4.9.

$$B_{total} = \sqrt{B_r^2 + B_i^2} \quad (4.9)$$

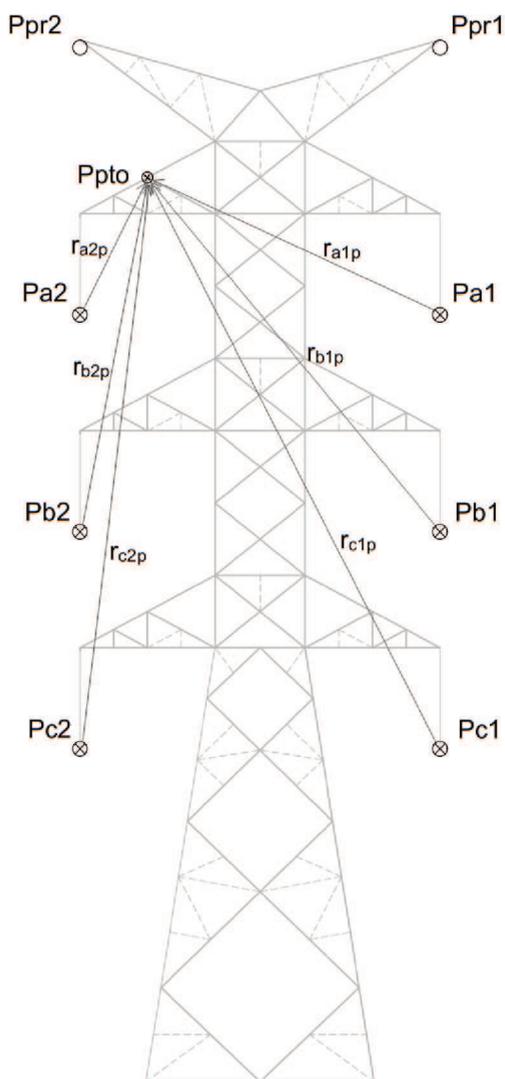
A magnitude do campo  $B_{total}$  calculado é conceitualmente equivalente ao campo representado por  $B$  na pesquisa apresentada como base em 4.1.

Figura 46 – Silhueta parcial (tronco comum e cabeça) da torre BGAT, indicando os cabos.



Fonte: Autora (2019).

Figura 47 – Silhueta parcial (tronco comum e cabeça) da torre BGAT, indicando as distâncias entre o ponto de cálculo e os condutores.



Fonte: Autora (2019).

### 4.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

As simulações foram feitas calculando o campo magnético em uma malha (que representa o plano normal à torre) com um ponto de cálculo a cada dez centímetros (0,01 metros). Os limites de plotagem foram selecionados de forma a facilitar a visualização da estrutura e seus componentes sobre o mapa de cores.

De acordo com os Anexos Técnicos dos editais nº001/2005 (ANEEL, 2005) e nº006/2011 (ANEEL, 2011) da ANEEL (que especificam as capacidades operativas mínimas das linhas de transmissão associadas a cada lote) para os casos de uma LT de 230 kV em circuito duplo, a corrente de longa duração a ser considerada é de 879 A.

Os resultados obtidos com o equacionamento descrito em 4.2, sendo aplicado no *script* dado no Apêndice A, para os principais pontos de interesse (nas arestas inferiores e superiores dos módulos YL55P e YL95P) são apresentados nas Tabelas 17 e 18, respectivamente.

Tabela 17 – Valores de  $B_{total}$  - Módulo YL55P.

Proposta	Descrição	$x_{pto}$ [m]	$y_{pto}$ [m]	$B_{total}$ [T]
1	Aresta inferior	4,28	23,56	$2,948.10^{-5}$
1	Aresta superior	3,78	23,98	$3,185.10^{-5}$
2	Aresta inferior	5,00	45,15	$7,380.10^{-5}$
2	Aresta superior	4,49	45,57	$6,350.10^{-5}$
3	Aresta inferior	0,00	48,55	$3,174.10^{-5}$
3	Aresta superior	-0,51	48,97	$3,064.10^{-5}$

Fonte: Autora (2019).

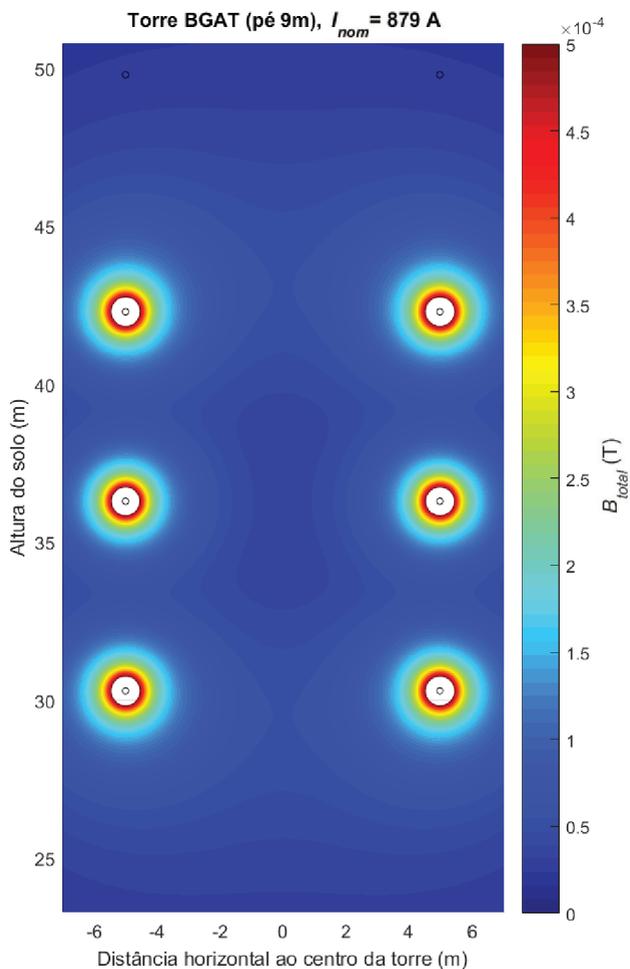
Tabela 18 – Valores de  $B_{total}$  - Módulo YL95P.

Proposta	Descrição	$x_{pto}$ [m]	$y_{pto}$ [m]	$B_{total}$ [T]
1	Aresta inferior	4,55	23,33	$2,823.10^{-5}$
1	Aresta superior	3,78	23,98	$3,185.10^{-5}$
2	Aresta inferior	5,00	45,15	$7,380.10^{-5}$
2	Aresta superior	4,23	45,65	$6,137.10^{-5}$
3	Aresta inferior	0,00	48,55	$3,174.10^{-5}$
3	Aresta superior	-0,77	49,20	$2,974.10^{-5}$

Fonte: Autora (2019).

A Figura 48 (onde os círculos em preto representam os pontos onde os cabos estão localizados) exibe o resultado da execução do *script* dado no Apêndice A, tal que a barra vertical com limites 0 e  $5 \times 10^{-4}$  associa a variação de cores com a magnitude do campo magnético.

Figura 48 – Magnitude do campo magnético.



Fonte: Autora (2019), gráfico gerado no MATLAB.



## 5 CONCLUSÃO

Nesse trabalho foram estudadas algumas das circunstâncias inerentes ao sítio de uma torre de transmissão que sustenta uma LT energizada, e em que âmbito afetariam o funcionamento de módulos fotovoltaicos ali instalados. Foi necessário ter em conta não apenas a estrutura e seus componentes, mas também as ferragens e acessórios instalados, bem como os cabos suportados.

Dois tópicos de interesse foram examinados em maior detalhe, havendo sido determinado que os efeitos do sombreamento e da interferência eletromagnética têm impacto suficiente no desempenho dos módulos para dificultar a instalação em alguns pontos da estrutura. Simulações e modelos computacionais foram empregados para a quantificação desses efeitos a partir dos parâmetros dimensionais, geográficos e elétricos da torre e da LT associada em estudo.

Verificando as simulações da projeção de sombras observou-se que quanto mais alto o posicionamento na estrutura menor será a probabilidade de obstrução da luz solar causada por objetos próximos, sendo, na faixa de horários analisada, inexistente no caso da proposta 3. Contudo, a eventual presença de outros objetos opacos não foi contabilizada e ainda que o depósito de folhas ou outros resíduos vegetais seja muito pouco provável (dado que não existem árvores suficientemente grandes e próximas da torre), os excrementos de pássaros podem se tornar uma preocupação futura, especialmente em períodos nos quais o volume de chuva não for suficiente para limpar a superfície.

Na análise da intensidade do campo magnético percebeu-se, como esperado, que quanto mais próximo dos condutores fase, maior será a magnitude, e mais significativa a interferência à qual os módulos estarão sujeitos. Seguindo esse critério, a proposta 2 pode ser desconsiderada quando comparada aos posicionamentos mais "seguros" das propostas 1 e 3.

Comparando os critérios supracitados, a proposta mais adequada, tanto do ponto de vista do sombreamento quanto da interferência eletromagnética, é a localizada no centro da cabeça da torre, no suporte do cabo para-raios. Ainda assim, devem ser ponderados os custos de instalação e manutenção, que podem ser elevados graças ao caráter insalubre do local (que é praticamente o

ponto mais alto da estrutura) e à proximidade dos condutores fase, os quais, em operação normal da LT, estarão energizados.

O Quadro 5 apresenta uma comparação das propostas apresentadas, de acordo com os critérios de sombreamento, interferência eletromagnética, facilidade de acesso e fixação na estrutura.

Quadro 5 – Comparação das propostas de posicionamento.

<b>Critério</b>	<b>Proposta 1 - Lateral do tronco comum</b>	<b>Proposta 2 - Extremidade da mísula mais superior</b>	<b>Proposta 3 - Centro do suporte para-raios</b>
<b>Sombreamento no período de interesse</b>	◦ Intenso (causado principalmente pelos condutores fase e cadeias de ancoragem)	◦ Intenso (causado principalmente pelos cabos para-raios e suas fixações no suporte)	◦ Não ocorre (não existem objetos que possam projetar sombras em alturas maiores que a do módulo)
<b>Interferência eletromagnética nos módulos</b>	Máxima magnitude do campo (aresta superior dos módulos): ◦ $B_{total} = 3,185 \cdot 10^{-5}$ T	Máxima magnitude do campo (aresta inferior dos módulos): ◦ $B_{total} = 7,380 \cdot 10^{-5}$ T	Máxima magnitude do campo (aresta inferior dos módulos): ◦ $B_{total} = 3,174 \cdot 10^{-5}$ T
<b>Facilidade de acesso</b>	◦ Maior facilidade de manutenção e monitoramento (mais próximo do solo) ◦ Maior susceptibilidade a vandalismo e/ou furtos	◦ Possível acesso durante troca de isoladores (quando feita durante desligamento da LT) ◦ Proximidade do condutor fase (normalmente energizado)	◦ Mais afastado dos condutores fase (do que na mísula) ◦ Mais difícil acesso e transporte de equipamentos (usando roldanas e ganchos)
<b>Fixação na estrutura</b>	◦ Necessidade de uma barra transversal para fixação dos suportes e hastes	◦ Mais possibilidades de fixação (nos perfis que compõem a mísula)	◦ Menor profundidade em z do suporte (a distância entre os perfis no topo é pequena)

Fonte: Autora (2019).

Cabe salientar que as simulações e modelos, com devidas modificações em dimensões e parâmetros utilizados como base, aceitam também outros módulos fotovoltaicos (ou outras associações dos equipamentos aqui expostos).

Visto que os dados apresentados nesse trabalho são teóricos, a verificação em campo dos efeitos e projeções simulados é de suma importância para a confirmação da validade dos resultados.

Como sugestão para trabalhos futuros, ficam o estudo detalhado dos efeitos da interferência eletromagnética no funcionamento e na durabilidade de módulos fotovoltaicos e o projeto das hastes, barras, parafusos e acessórios para a fixação dos módulos na estrutura da torre, tendo em conta também aspectos meteorológicos, como a velocidade e a direção do vento e o índice cerâmico, do local de instalação.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Edital de Leilão nº 001/2005 - ANEXO 6F – LOTE F – LT Barra Grande – Lages –Rio do Sul – 230 KV**, Agência Nacional de Energia Elétrica, IV, p. 401, 2005. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos/ANEXO%206F%20BarraGrande\\_Lages\\_RiodoSul\\_FINAL\\_1108.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/ANEXO%206F%20BarraGrande_Lages_RiodoSul_FINAL_1108.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 94.

ANEEL. **Edital de Leilão nº 006/2011 - ANEXO 6D – LOTE D – SE Abdon Batista - 525/230 KV; SE Gaspar 2 -230/138 KV**, Agência Nacional de Energia Elétrica, III, p. 303–304, 2011. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos/LOTE\\_D\\_Anexo\\_T%C3%A9cnico\\_SE\\_AbdonBatista\\_SE\\_Gaspar.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/LOTE_D_Anexo_T%C3%A9cnico_SE_AbdonBatista_SE_Gaspar.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 94.

ANJOS, R. S. d. **Análise e simulação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos**. Tese (Doutorado) — Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 65.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5422:1985 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 1985. Citado na página 53.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10899:2013 - Energia solar fotovoltaica — Terminologia**. Rio de Janeiro, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

AYOUB, D. M. **Propostas para instalação de um conjunto de medição óptica de grandezas físico-mecânicas e elétricas em torres de transmissão de energia: Classe 230 kV**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 55.

DIENG, A. et al. Three-dimensional study of a polycrystalline silicon solar cell: the influence of the applied magnetic field on the electrical parameters. **Semiconductor Science and Technology**, v. 26, p. 1–9, ago. 2011. Citado 3 vezes nas páginas 58, 86 e 87.

DIGITALGLOBE. Imagem de satélite. **Google Maps**, 2019. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/27%C2%B045'56.8%22S+51%C2%B000'35.8%22W/@-27.7656673,-51.0097348,240m/data=!3m1!1e3!>>

4m5!3m4!1s0x0:0x0!8m2!3d-27.765765!4d-51.00993>. Acesso em: 23 mai. 2019. Citado na página 77.

DUARTE, J. a. Electromagnetic Fields (EMF) in High Voltage Power Lines. **The Fragmentation Paradox**, 2014. Disponível em: <[http://thefragmentationparadox.blogspot.com/2014/03/electromagnetic-fields-emf-in-high\\_16.html](http://thefragmentationparadox.blogspot.com/2014/03/electromagnetic-fields-emf-in-high_16.html)>. Acesso em: 6 ago. 2018. Citado na página 88.

ELECTRONICS TUTORIALS. Bypass diodes in solar panels. **Electronics-Tutorials**, 2014? Disponível em: <<https://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html>>. Acesso em: 9 jun. 2018. Citado na página 50.

ENGETOWER. LT 230 kV C.D. BARRA GRANDE / LAGES / RIO DO SUL. **Engetower Engenharia**, 2006. Disponível em: <<http://engetower.com.br/tower/lt-230-kv-c-d-barra-grande-lages-rio-do-sul-2/>>. Acesso em: 14 mai. 2019. Citado na página 71.

ENGETOWER; Alusa. **Linha de Transmissão 230 KV Circuito Duplo Barra Grande/ Lages/Rio do Sul - Torre Tipo BGAT - Desenho de Silhueta - 23.07-D5000**, Engetower Engenharia, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 53, 70 e 117.

ENGETOWER; Alusa. **Linha de Transmissão 230 KV Circuito Duplo Barra Grande/ Lages/Rio do Sul - Torre Tipo BGAT - Cabeça: Para-raios e Mísulas - 23.07-D5001**, Engetower Engenharia, 2006. Citado na página 70.

ENGETOWER; Alusa. **Linha de Transmissão 230 KV Circuito Duplo Barra Grande/ Lages/Rio do Sul - Torre Tipo BGAT - Cabeça: Tronco - 23.07-D5002**, Engetower Engenharia, 2006. Citado na página 70.

ENGETOWER; Alusa. **Linha de Transmissão 230 KV Circuito Duplo Barra Grande/ Lages/Rio do Sul - Torre Tipo BGAT - Tronco Comum - 23.07-D5004**, Engetower Engenharia, 2006. Citado na página 70.

EPE. **Balanco Energético nacional 2018: Ano base 2017**, Empresa de Pesquisa Energética. - Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018\\_\\_Int.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf)>. Citado na página 31.

GENERAL CABLE. **CABO DE ALUMÍNIO COM ALMA DE AÇO (CAA)**, General Cable Brasil, 2016. Disponível em: <<https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/>

Brazil%20Site/03%20Products%20and%20Solutions/04%20Transmission%20and%20Distribution/Cabo-de-Aluminio-com-Alma-de-Aco-CAA-Web.pdf?ext=.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 121, 122 e 123.

GUERRIERO, P. et al. A voltage divider strategy for reducing the hot spot temperature in partially shaded solar panels. In: IEEE. **2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)**. [S.l.], 2017. p. 53–57. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 64.

ITAKO, K. et al. Development of real time hotspot detection system using scan-method for pv generation system. In: IEEE. **IECON 2015-41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.], 2015. p. 001032–001036. Citado 3 vezes nas páginas 61, 62 e 63.

KNABBEN, G. C. **Microinversor Fotovoltaico Não Isolado de Dois Estágios**. 227–228 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2017. Citado na página 42.

MAESTRI, H. G. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo para alimentação de um dispositivo de monitoramento de parâmetros elétricos em linhas de transmissão**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Citado 4 vezes nas páginas 31, 33, 36 e 72.

MANE, R. et al. Minority Carrier Diffusion Coefficient  $D^*(B, T)$ : Study in Temperature on a Silicon Solar Cell under Magnetic Field. **Energy and Power Engineering**, Scientific Research Publishing, v. 9, n. 01, p. 1–7, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 85.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 31, 35, 57, 59, 60 e 72.

RECTRON. Technical specification. **SILICON RECTIFIER 10A05 THRU 10A10**, RECTRON SEMICONDUCTOR, 2012. Disponível em: <[https://www.rectron.com/data\\_sheets/10a05-10a10.pdf](https://www.rectron.com/data_sheets/10a05-10a10.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 119 e 120.

SADEL. **Cadeia de ancoragem dupla para cabos Bluejay tipo AD12**, SADEL Indústria Metalúrgica, 2013. Citado na página 125.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. [S.l.]: Érica, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 71.

YINGLI. **YGE 55 SERIES**, Yingli Green Energy Holding Co. Ltd., 2013. Disponível em: <<http://www.vertechsolucoes.com.br/storage/datasheets/04%20-%20Yingli-Modulos-de-50-e-55W.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.

YINGLI. **YGE 95 SERIES**, Yingli Green Energy Holding Co. Ltd., 2013. Disponível em: <[http://www.solarbrasil.com.br/images/solarbrasil/downloads/Yingli\\_M%C3%B3dulo\\_de\\_95W.pdf](http://www.solarbrasil.com.br/images/solarbrasil/downloads/Yingli_M%C3%B3dulo_de_95W.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

ZAFFANELLA, L. E. Electric and magnetic fields. In: \_\_\_\_\_. **EPRI AC transmission line reference book - 200 kV and above**. 3. ed. Palo Alto: Electric Power Research Institute, 2005. cap. 7, p. 3–30. Citado 2 vezes nas páginas 88 e 89.

ZERBO, I. et al. Silicon solar cell under electromagnetic wave in steady state: effect of the telecommunication source's power of radiation. In: IOP PUBLISHING. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**. [S.l.], 2012. v. 29, n. 1, p. 1–11. Citado na página 85.

ZOUNGRANA, M. et al. 3D modelling of magnetic field and light concentration effects on a bifacial silicon solar cell illuminated by its rear side. In: IOP PUBLISHING. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**. [S.l.], 2012. v. 29, n. 1, p. 2–12. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 85.

## **Apêndices**



## APÊNDICE A – SCRIPT MATLAB EMF

```

%-----CÁLCULO E PLOTAGEM DO CAMPO MAGNÉTICO-----%
%-----ENTRADA DE DADOS DA LINHA-----%
prompt0 = {'I_{nominal} (A)', 'instante de tempo (ms)'};
tit0 = 'Dados da LT';
dims0 = [1 50];
defin0 = {'Inom', 't'};
opts.WindowStyle = 'normal';
        dadoslt = inputdlg(prompt0, tit0, dims0, defin0, opts);
Inom=str2num(dadoslt{1});
t=(str2num(dadoslt{2}))*(1e-3);

%-----CORRENTE NOS CONDUTORES-----%
wrede=(2*pi*60); %frequência angular da rede
ia=(sqrt(2))*Inom*exp(i*(wrede*t));
ib=(sqrt(2))*Inom*exp(i*((wrede*t)-(2*pi/3)));
ic=(sqrt(2))*Inom*exp(i*((wrede*t)+(2*pi/3)));

%-----SELEÇÃO DO TIPO DE TORRE-----%
%----- (se for usado outro tipo)-----%
fn = {'Torre BGAT (pé 9m)', 'Torre BGSE', ...
      'Torre BGS� (pé 9m)', 'Outra (manual)'};
[indx, tf] = listdlg('PromptString', 'Geometria torre (CD)', ...
                   'SelectionMode', 'single', ...
                   'ListString', fn);

tipot = (fn{indx});

if indx == 4
    prompt1 = {'x fase "a"', 'x fase "b"', 'x fase "c"', 'x PR' ...
              'y fase "a"', 'y fase "b"', 'y fase "c"', 'y PR'};
    tit1 = 'Circuito 1 (direita)';
    dims1 = [1 50];
    defin1 = {'x1a', 'x1b', 'x1c', 'xgw1', ...
              'y1a', 'y1b', 'y1c', 'ygw1'};
    opts.WindowStyle = 'normal';
        coordC1 = inputdlg(prompt1, tit1, dims1, defin1, opts);

        x1a=str2num(coordC1{1}); x1b=str2num(coordC1{2});
        x1c=str2num(coordC1{3}); xgw1=str2num(coordC1{4});
        y1a=str2num(coordC1{5}); y1b=str2num(coordC1{6});
        y1c=str2num(coordC1{7}); ygw1=str2num(coordC1{8});

```

```

else

    cx1a = {5,3.2,3.2};
    cx1b = {5,3.6,3.4};
    cx1c = {5,4.4,3.6};
    cxgw1 = {5,3.2,3.2};
    cy1a = {42.3,47.3,50.3};
    cy1b = {36.3,41.8,44.8};
    cy1c = {30.3,36.3,39.3};
    cygw1 = {49.8,52,55};

    x1a = (cx1a{indx}); x1b = (cx1b{indx});
    x1c = (cx1c{indx}); xgw1 = (cxgw1{indx});
    y1a = (cy1a{indx}); y1b = (cy1b{indx});
    y1c = (cy1c{indx}); ygw1 = (cygw1{indx});

end

%-----segundo circuito (esquerda), assumindo simetria
x2a=-x1a; x2b=-x1b; x2c=-x1c; xgw2=-xgw1;

y2a=y1a; y2b=y1b; y2c=y1c; ygw2=ygw1;

Pa1=x1a+(i*y1a); Pb1=x1b+(i*y1b);
Pc1=x1c+(i*y1c); Ppr1=xgw1+(i*ygw1);
Pa2=x2a+(i*y2a); Pb2=x2b+(i*y2b);
Pc2=x2c+(i*y2c); Ppr2=xgw2+(i*ygw2);

Pali=x1a-(i*y1a); Pbli=x1b-(i*y1b);
Pcli=x1c-(i*y1c); Pprli=xgw1-(i*ygw1);
Pa2i=x2a-(i*y2a); Pb2i=x2b-(i*y2b);
Pc2i=x2c-(i*y2c); Ppr2i=xgw2-(i*ygw2);

%-----montagem tabela
Condutor = {'1a';'1b';'1c';'PR1';...
            '2a';'2b';'2c';'PR2'};
X_torre = [x1a;x1b;x1c;xgw1;x2a;x2b;x2c;xgw2];
Y_torre = [y1a;y1b;y1c;ygw1;y2a;y2b;y2c;ygw2];
P_torre = [Pa1;Pb1;Pc1;Ppr1;Pa2;Pb2;Pc2;Ppr2];

torre=table(Condutor,X_torre,Y_torre,P_torre);

%-----malha para plotar em "3D"-----%

```

```

xlolim=x2c-2; xuplim=x1c+2;
ylolim=y1c-2; yuplim=ygw1+2;

[xpto3,ypto3] = meshgrid(xlolim:0.01:xuplim,ylolim:0.01:yuplim);

Pp3=xpto3+(i*ypto3); %pto de cálculo

%-----distâncias condutores/ponto (módulo)
ralp3=abs((Pa1-Pp3)); rblp3=abs((Pb1-Pp3)); rclp3=abs((Pc1-Pp3));
ra2p3=abs((Pa2-Pp3)); rb2p3=abs((Pb2-Pp3)); rc2p3=abs((Pc2-Pp3));

%-----B (contribuição somente dos conds. fase)
%-----primeiro circuito
Bali3=(2e-7)*imag(ia)*(ralp3.^-1); %cond fase "a", parte imag.
Balr3=(2e-7)*real(ia)*(ralp3.^-1); %cond fase "a", parte real
Bbli3=(2e-7)*imag(ib)*(rblp3.^-1);
Bblr3=(2e-7)*real(ib)*(rblp3.^-1);
Bcli3=(2e-7)*imag(ic)*(rclp3.^-1);
Bclr3=(2e-7)*real(ic)*(rclp3.^-1);

%-----segundo circuito (supondo sem transposição)
Ba2i3=(2e-7)*imag(ia)*(ra2p3.^-1);
Ba2r3=(2e-7)*real(ia)*(ra2p3.^-1);
Bb2i3=(2e-7)*imag(ib)*(rb2p3.^-1);
Bb2r3=(2e-7)*real(ib)*(rb2p3.^-1);
Bc2i3=(2e-7)*imag(ic)*(rc2p3.^-1);
Bc2r3=(2e-7)*real(ic)*(rc2p3.^-1);

%-----soma das contribuições
Bitot3=Bali3+Bbli3+Bcli3+Ba2i3+Bb2i3+Bc2i3;
Brtot3=Balr3+Bblr3+Bclr3+Ba2r3+Bb2r3+Bc2r3;
Btot3=i*Bitot3+Brtot3; % total, para ter magnitude

B3=abs(Btot3); %magnitude de B_total

%-----plotagem "3D" B_total-----%

limplot = [0 5e-4];

figure
surf(xpto3,ypto3,B3)
hold on;

```

```

title([tipot,' ', {\it I}_{nom})= ', num2str(Inom),' A'])
colormap jet
shading interp
axis equal
xlim([xlolim xuplim]);
ylim([ylolim yuplim]);
zlim(limplot);
c = colorbar;
c.Label.String = ({\it B}_{total}) (T)');
c.Label.FontSize = 11;
caxis(limplot);
xlabel('Distância horizontal ao centro da torre (m)');
ylabel('Altura do solo (m)');
zlabel('B_{total} (T)');
view(2)

%-----plotagem "3D" cabos-----%

Rcond=0.1; %maior que raio real, para visualização
Rpr=0.1;

[xcond,ycond,zc]=cylinder(Rcond);%condutores fase
[xcond,ycond,zpr]=cylinder(Rpr);%cabos PR

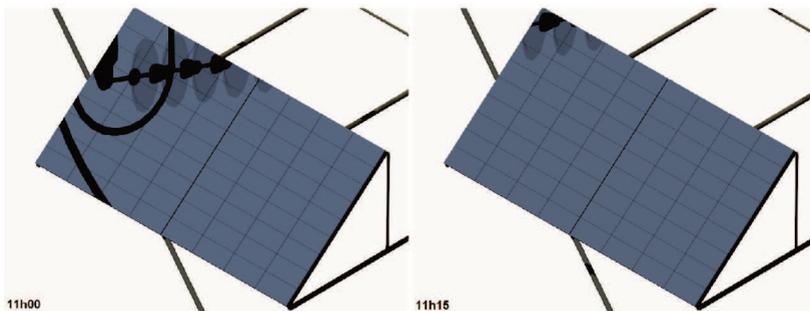
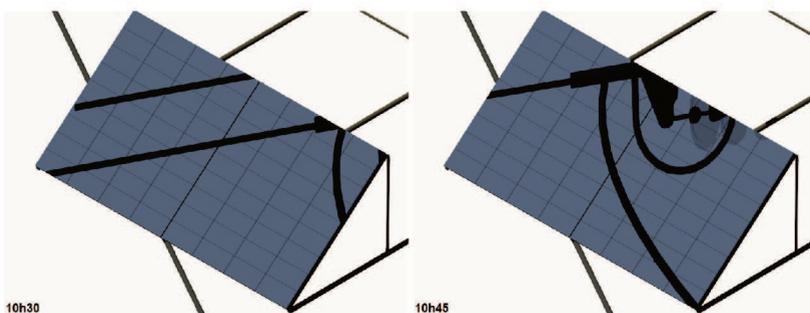
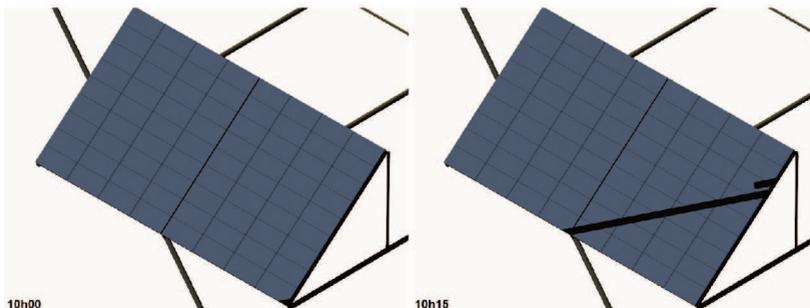
surf((xcond+x1a),(ycond+y1a),zc)
surf((xcond+x1b),(ycond+y1b),zc)
surf((xcond+x1c),(ycond+y1c),zc)
surf((xcond+xgw1),(ycond+ygw1),zpr)

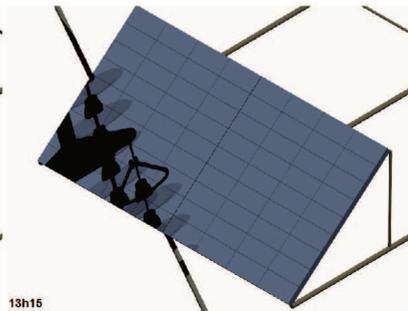
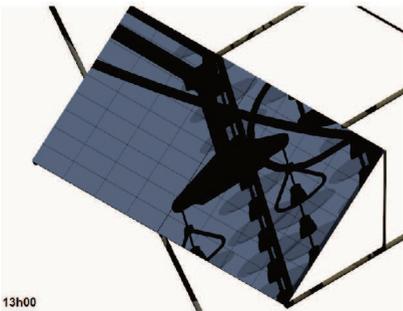
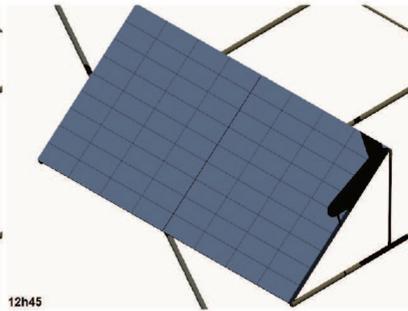
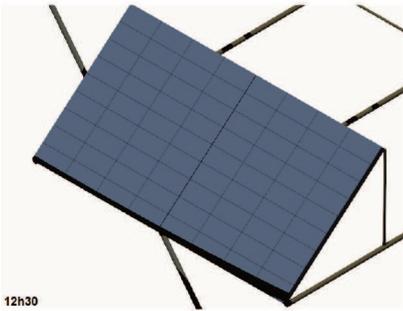
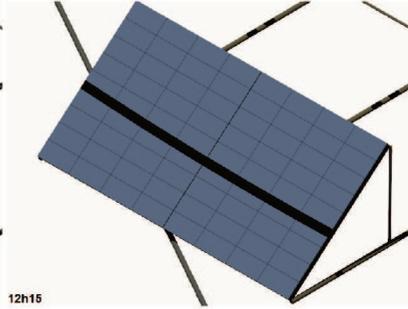
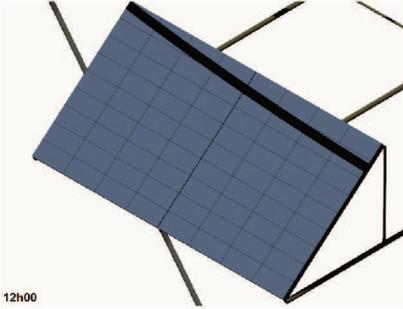
surf((xcond+x2a),(ycond+y2a),zc) % circuito 2
surf((xcond+x2b),(ycond+y2b),zc)
surf((xcond+x2c),(ycond+y2c),zc)
surf((xcond+xgw2),(ycond+ygw2),zpr)

hold off;

```

**APÊNDICE B – PROJEÇÃO DE SOMBRAS - CONJUNTO  
2XYL55P, PROPOSTA 1**





## **Anexos**



## ANEXO A – *SCRIPT* PARÂMETROS MFV

```

%=====
%Orientador: Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
%Autor: Gustavo Knabben - INEP
%Alterações: Thiago Pereira - INEP
%=====
%Descrição do Script
%=====
%Esse script permite obter os parâmetros do módulo
%fotovoltaico a partir das grandezas elétricas de catálogo
%=====
% Configurações iniciais
%=====
clear all; close all; clc;
%=====
% Parâmetros do Módulo Fotovoltaico
%=====
%Módulo YL055P

ns = 36;
np = 1;
VMPref = 17.83;
IMPref = 3.08;
VCAREf = 22.07;
ICCREf = 3.28;
Tref = 25;
%=====
% Conversão para grandezas da célula
%=====
I1 = ICCref;
V1 = 0;
I2 = IMPref;
V2 = VMPref;
I3 = 0;
V3 = VCAREf;
%=====
% Constantes
%=====
TKref = Tref+273.15;
k = 1.38064852e-23;
q = 1.60217662e-19;

```

```

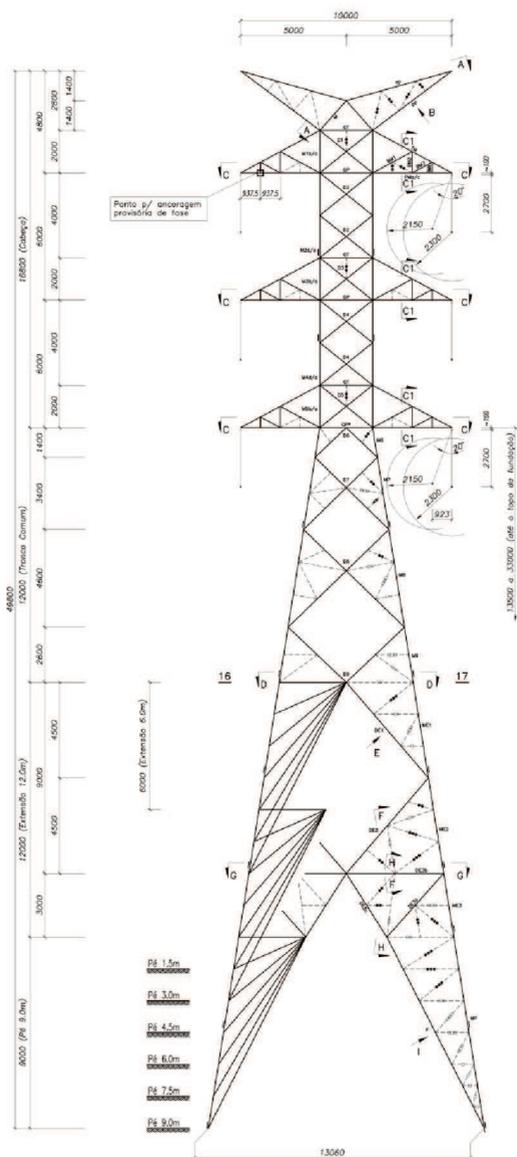
%=====
% Critérios de convergência
%=====
tol = 1e-9;
Maxinter = 20e6;
options = optimset('TolFun',tol,'TolX',tol,'MaxIter',...
    Maxinter,'MaxFunEvals',Maxinter);
%=====
% Sistema de equações não-lineares
%=====
fun = @(x) [ x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I1*x(4)+V1)/x(3)...
    /k/TKref)-1)-(I1*x(4)+V1)/x(5)-I1; %Curto-circuito
    x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I2*x(4)+V2)/x(3)...
    /k/TKref)-1)-(I2*x(4)+V2)/x(5)-I2; %MPP
    x(1)-x(2)*1e-9*(exp(q*(I3*x(4)+V3)/x(3)...
    /k/TKref)-1)-(I3*x(4)+V3)/x(5)-I3; %Circuito-aberto
    x(1)-2*V2/x(5)-x(2)*1e-9*((1+q/x(3)...
    /k/TKref*(V2-I2*x(4)))*exp(q/x(3)...
    /k/TKref*(I2*x(4)+V2))-1); %Derivada potência
    x(4)+x(2)*1e-9*q/x(3)/k/TKref*x(5)...
    *(x(4)-x(5))*exp(q/x(3)...
    /k/TKref*(I1*x(4)+V1))]; %Derivada Corrente/Tensão
%=====
% Condições iniciais
%=====
x0 = [ICCref 1 36 1.4 90]; % [Icc Io A Rs Rp]
%=====
% Solução numérica
%=====
sol = fsolve(fun,x0,options);
IPHref = sol(1);
I0ref = sol(2)*1e-9;
A = sol(3);
Rs = sol(4);
Rp = sol(5);
disp(' ===== Solução Numérica =====');
txt1 = sprintf(' IPHref = %f',IPHref);
disp(txt1);
txt2 = sprintf(' I0ref = %e',I0ref);
disp(txt2);
txt3 = sprintf(' A = %f',A);
disp(txt3);

```

```
txt4 = sprintf('RS = %f',Rs);  
disp(txt4);  
txt5 = sprintf('RP = %f',Rp);  
disp(txt5);  
%=====
```



## ANEXO B – SILHUETA TORRE BGAT



Fonte: Engetower e Alusa (2006a).



## ANEXO C – CARACTERÍSTICAS DOS DIODOS DE DESVIO

**MAXIMUM RATINGS** (@ TA=25 °C unless otherwise noted)

	RATINGS										UNITS	
	10A05	10A1	10A2	10A4	10A6	10A8	10A10	10A10	10A10	10A10		
Maximum Recurrent Peak Reverse Voltage	V <sub>RRM</sub>	50	100	200	400	600	800	1000	1000	1000	1000	Volts
Maximum RMS Voltage	V <sub>RMS</sub>	35	70	140	280	420	560	700	700	700	700	Volts
Maximum DC Blocking Voltage	V <sub>DC</sub>	50	100	200	400	600	800	1000	1000	1000	1000	Volts
Maximum Average Forward Rectified Current at TA = 50°C	I <sub>O</sub>	10										Amps
Peak Forward Surge Current (IM(surge); 8.3 ms single half sine-wave superimposed on rated load (JEDEC method))	I <sub>FSM</sub>	400										Amps
Typical Current Squared Time	t <sup>2</sup> T	664										A <sup>2</sup> S
Typical Thermal Resistance (Note 3)	R <sub>θJA</sub>	20										°C/W
Typical Thermal Resistance (Note 4)	R <sub>θJL</sub>	4										°C/W
Typical Thermal Resistance (Note 5)	R <sub>θJC</sub>	6										°C/W
Typical Junction Capacitance (Note 1)	C <sub>J</sub>	135										pF
Operating and Storage Temperature Range	T <sub>J</sub> , T <sub>STG</sub>	-55 to + 150										°C

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS (@T<sub>A</sub>=25 °C unless otherwise noted)**

CHARACTERISTICS		SYMBOL	10A05	10A1	10A2	10A4	10A6	10A8	10A10	UNITS
Maximum Forward Voltage at 10A DC		V <sub>F</sub>				1.1				Volts
Maximum DC Average Reverse Current at	@T <sub>A</sub> = 25°C					5				
Rated DC Blocking Voltage	@T <sub>A</sub> = 100°C					100				uAmps
Maximum Full Load Reverse Current Average Full Cycle		I <sub>R</sub>				50				
.375" (9.5mm) Lead Length at T <sub>L</sub> = 75°C										

- NOTES : 1. Measured at 1.0 MHz and applied average voltage of 4.0VDC  
 2. "Fully ROHS compliant", "100% Sn plating (Pb-free)".  
 3. Thermal Resistance: At 9.5mm lead lengths, PCB mounted.  
 4. Thermal Resistance Junction to lead  
 5. Thermal Resistance Junction to dice

2012-3  
REV:0

## ANEXO D – CARACTERÍSTICAS CONDUTORES CAA

Figura 49 – Características técnicas - MCM 20,9 a MCM 211,3.

Resistência Mecânica Extra Alta										
Denominação	Seção Transversal			Formação Nº de Fios X Diâmetro mm		Diâmetro Nominal mm		Peso kg/km		
	Alumínio		Total	Alumínio	Aço	Alma de Aço	Condutor Completo	Alumínio	Aço	Total
	AWG ou MCM	mm²	mm							
Magpie	20,9	10,59	24,71	3 x 2,12	4 x 2,12	-	6,36	29,1	111,4	140,5
Shrike	33,2	16,82	39,20	3 x 2,67	4 x 2,67	-	8,01	46,1	176,7	222,8
Snipe	52,8	26,75	62,44	3 x 3,37	4 x 3,37	-	10,11	73,4	281,4	354,8
—	70,4	35,67	62,44	4 x 3,37	3 x 3,37	-	10,11	97,9	211,1	309,0
Shoebill	57,5	29,14	68,12	3 x 3,52	4 x 3,52	-	10,56	80,1	307,0	387,1
—	76,6	38,81	68,12	4 x 3,52	3 x 3,52	-	10,56	106,8	230,3	337,1
Grouse	80,0	40,54	54,66	8 x 2,54	1 x 4,24	4,24	9,32	111,8	109,9	221,7
Petrel	101,8	51,58	81,71	12 x 2,34	7 x 2,34	7,02	11,70	143,0	235,3	378,3
Minorca	110,8	56,14	88,84	12 x 2,44	7 x 2,44	7,32	12,20	155,5	255,9	411,4
Leghorn	134,6	68,20	108,0	12 x 2,69	7 x 2,69	8,07	13,45	189,0	311,2	500,2
Guinea	159,0	80,56	127,2	12 x 2,92	7 x 2,92	8,76	14,60	222,6	366,2	588,8
Dotterel	176,9	89,64	141,6	12 x 3,08	7 x 3,08	9,24	15,40	247,7	408,1	655,8
Darking	190,8	96,68	152,8	12 x 3,20	7 x 3,20	9,60	16,00	267,4	440,1	707,5
Brahma	203,2	102,96	194,6	16 x 2,86	19 x 2,48	12,40	18,12	284,6	721,3	1006,1
Cochin	211,3	107,06	169,5	12 x 3,37	7 x 3,37	10,11	16,85	296,5	488,7	785,2

Fonte: General Cable (2016)

Figura 50 – Características técnicas - MCM 1033,5 a MCM 2515,0.

Denominação	Seção Transversal			Formação Nº de Fios X Diâmetro mm		Diâmetro Nominal mm		Peso kg/km		
	Alumínio		Total	Alumínio	Aço	Alma de Aço	Condutor Completo	Alumínio	Aço	Total
	AWG ou MCM	mm²	mm							
Ortolan	1033,5	523,67	560,2	45x3,85	7x2,57	7,71	30,81	1451	283,5	1735
Curlew	1033,5	523,67	590,2	54x3,51	7x3,51	10,53	31,59	1448	528,3	1976
Bluejay	1113,0	563,96	604,4	45x4,00	7x2,66	7,98	31,98	1567	303,9	1871
Finch	1113,0	563,96	636,6	54x3,65	19x2,19	10,95	32,85	1573	560,4	2133
Bunting	1192,5	604,24	647,6	45x4,14	7x2,76	8,28	33,12	1678	326,6	2005
Grackle	1192,5	604,24	679,7	54x3,77	19x2,27	11,35	33,97	1678	601,9	2280
Bittern	1272,0	644,52	689,1	45x4,27	7x2,85	8,55	34,17	1785	349,2	2134
Pheasant	1272,0	644,52	726,8	54x3,90	19x2,34	11,70	35,10	1796	639,4	2435
Dipper	1351,5	684,80	731,4	45x4,40	7x2,93	8,79	35,19	1896	368,7	2265
Martin	1351,5	684,80	772,1	54x4,02	19x2,41	12,05	36,17	1908	678,6	2587
Bobolink	1431,0	725,09	775,4	45x4,53	7x3,02	9,06	36,24	2009	391,3	2400
Plover	1431,0	725,09	818,7	54x4,14	19x2,48	12,40	37,24	2024	718,5	2743
Nuthatch	1510,5	765,37	817,0	45x4,65	7x3,10	9,30	37,20	2117	412,4	2529
Parrot	1510,5	765,37	863,1	54x4,25	19x2,55	12,75	38,25	2133	759,2	2892
Lapwing	1590,0	805,65	863,1	45x4,78	7x3,18	9,54	38,22	2237	434,2	2671
Falcon	1590,0	805,65	908,7	54x4,36	19x2,62	13,10	39,26	2245	802,2	3047
Chukar	1780,0	901,93	976,7	84x3,70	19x2,22	11,10	40,70	2541	575,3	3089
—	2034,0	1030,63	1076,0	72x4,27	7x2,85	8,55	42,71	2870	352,2	3222
Bluebird	2156,0	1092,44	1182,0	84x4,07	19x2,44	12,20	44,76	3043	696,6	3740
Kiwi	2167,0	1098,02	1147,0	72x4,41	7x2,94	8,82	44,10	3062	367,9	3430
Thrasher	2312,0	1171,49	1235,0	76x4,43	19x2,07	10,35	45,79	3260	500,9	3761
Joree	2515,0	1274,35	1344,0	76x4,62	19x2,16	10,80	47,76	3547	547,9	4095

Fonte: General Cable (2016)

Figura 51 – Características técnicas - MCM 1033,5 a MCM 2515,0.

Denominação	Porcentagem de Massa Total		Carga de Ruptura kN	Capacidade de Corrente A*	Resistência Elétrica Máxima em CC a 20 °C $\Omega$ /km	Código do Produto
	Alumínio	Aço				
Ortolan	83,7	16,3	123,3	1030	0,05532	00010.055.170
Curlew	73,25	26,75	161,4	1025	0,05532	00010.059.170
Bluejay	83,7	16,3	132,7	1060	0,05137	00010.055.172
Finch	73,7	26,3	174,6	1080	0,05162	00010.079.172
Bunting	83,7	16,3	142,3	1110	0,04795	00010.055.173
Grackle	73,7	26,3	186,9	1125	0,04818	00010.079.173
Bittern	83,7	16,3	151,7	1155	0,04495	00010.055.174
Pheasant	73,7	26,3	194,1	1175	0,04517	00010.079.174
Dipper	83,7	16,3	160,7	1205	0,04230	00010.055.176
Martin	73,7	26,3	206,1	1225	0,04251	00010.079.176
Bobolink	83,7	16,3	170,5	1250	0,03995	00010.055.177
Plover	73,7	26,3	218,4	1270	0,04015	00010.079.177
Nuthatch	83,7	16,3	177,6	1295	0,03785	00010.055.178
Parrot	73,7	26,3	230,5	1315	0,38036	00010.079.178
Lapwing	83,7	16,3	187,4	1335	0,03596	00010.055.180
Falcon	73,7	26,3	243,1	1360	0,03613	00010.079.180
Chukar	81,3	18,7	227,7	1435	0,03228	00010.085.181
—	89,2	10,8	208,4	1540	0,02825	00010.061.183
Bluebird	81,2	18,8	268,3	1615	0,02665	00010.085.184
Kiwi	89,2	10,8	221,1	1600	0,02651	00010.061.185
Thrasher	86,7	13,3	251,8	1670	0,02485	00010.083.188
Joree	86,7	13,3	274,5	1755	0,02284	00010.083.191

\* A capacidade de condução de corrente mostrada nas tabelas foi calculada considerando um aumento de temperatura no condutor de 40 °C sobre o ambiente de 40 °C, com vento transversal de 0,61 m/s e emissividade de 0,5 sem sol.

Fonte: General Cable (2016)



## ANEXO E – CADEIA DE ANCORAGEM DUPLA PARA CABO BLUEJAY TIPO AD12

