



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA



Trabalho de Conclusão de Curso:
Avaliação Econômica do Sistema de Iluminação Externa do Bloco CJ

Jefferson de Albuquerque Barbosa

Matrícula: 113.111.117

Campina Grande, PB

Dezembro de 2018

Jefferson de Albuquerque Barbosa

Avaliação Econômica do Sistema de Iluminação Externa do Bloco CJ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Edmar Candeia Gurjão

Campina Grande, PB

Dezembro de 2018

Jefferson de Albuquerque Barbosa

Avaliação Econômica do Sistema de Iluminação Externa do Bloco CJ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em _____ / ____ / ____

Luis Reyes Rosales Montero
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Edmar Candeia Gurjão
Universidade Federal de Campina
Orientador

“Dedico este trabalho, primeiramente, a minha mãe Ericleide Maria, “In Memoriam”, mulher forte e que sempre lutou para criar seus filhos sozinha, o apoio para todas as horas, o meu exemplo e inspiração, a pessoa a quem devo o que sou e sem a qual não seria possível ter chegado até aqui.”

“Ao meu avô materno Domingos Vicente, “In Memoriam”, homem de caráter e persistência inquestionáveis, a quem considero como único e verdadeiro pai.”

“À minha noiva, Suzana Cinthia, que com sua paciência disfarçada consegue me aturar e esperar por tanto tempo, sempre me apoiando e me incentivando a seguir em frente”.

“À meu irmão, João Victor, amigo para todos os momentos, demais familiares e amigos, com quem compartilhei meus lamentos e nunca deixaram de me ouvir.”

AGRADECIMENTOS

Ao professor Edmar Gurjão, meu orientador e sem dúvidas uma das pessoas mais admiráveis que conheci durante a graduação. Sua dedicação ao ensino e sua orientação foi o que propiciou a construção deste trabalho, desde a sua concepção até sua conclusão.

Ao grupo de Inteligência em Energia, em especial a Yuri, que forneceu dados importantes para a confecção deste trabalho.

A universidade e ao Departamento de Engenharia Elétrica, por forneceram o campo de estudo.

“O que sabemos é uma gota, o que ignoramos é um oceano” (Isaac Newton)

RESUMO

Com os custos de energia aumentando, as preocupações com a eficiência energética se tornando cada vez mais evidente e a tendência de crescimento experimentada pela geração distribuída, no caso em especial da geração solar fotovoltaica. Este trabalho apresenta um estudo de caso envolvendo o bloco CJ da UFCG, com foco no projeto e avaliação econômica de um novo sistema de iluminação externa, alimentado por um gerador fotovoltaico *off-grid*. Para a elaboração do mesmo, foram usados dados do consumo do prédio, simulações em programa de modelagem e planilhas de cálculo, observando, sempre as normas e convenções vigentes. Os resultados obtidos no estudo mostraram que o sistema é economicamente viável, contribuindo para uma redução de até 15% da energia mensal consumida no prédio e economizando, ao longo de sua vida útil, pouco mais de 57 mil reais, sendo, cerca de 3,7 mil apenas no primeiro ano de funcionamento. Contudo observou-se que, frente ao gasto total com energia da instituição, essa economia equivaleria a uma redução mensal na conta de luz de apenas 0,11%, sendo necessário mais que esse projeto para se ter uma economia realmente expressiva.

Palavras-chave: Iluminação externa; Geração fotovoltaica *off-grid*; Análise econômica; Eficiência energética; Geração distribuída.

ABSTRACT

This work presents a case study involving the CJ building of the university, focusing on the design and economic evaluation of a new external lighting system, powered by an off-grid photovoltaic generator. With energy costs rising, concerns about energy efficiency becoming increasingly evident and the growing trend experienced by distributed generation, in the case in particular of photovoltaic solar generation, the possibility of doing a study combining these three situations, being the main motivation in the development of this work. For the elaboration of the same, were used data of the consumption of the building, simulations in modeling program and spreadsheets of calculation, always observing the norms and conventions in force. The results obtained in the study showed that, the system is economically feasible, contributing to a reduction of up to 15% of the monthly energy consumed in the building and saving, over its useful life, just over 57 thousand reais, being about 3,7 thousand only in the first year of operation. However, it was observed that, compared to the total energy expenditure of the institution, this economy would be equivalent to a monthly reduction in the electricity bill of only 0.11%, it takes more than this project to have a truly expressive economy.

Keyword: External lighting; Off-grid photovoltaic generation; Economic analyze; Energetic efficiency; Distributed generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Vida útil para os diversos tipos de lâmpadas	23
Figura 2.2 – Eficiência luminosa para os diversos tipos de lâmpadas	24
Figura 2.3 – Parâmetros do método ponto por ponto	28
Figura 3.1 – Circuito equivalente para o módulo fotovoltaico	34
Figura 3.2 – Curva I-V	35
Figura 4.1 – Representação do fluxo de caixa livre	51
Figura 5.1 – Modelo aproximado em três dimensões do bloco CJ	61
Figura 5.2 – Refletores: Bloco CJ	62
Figura 5.3 – Luminária em braço metálico: Bloco CJ	63
Figura 5.4 – Gráfico de consumo por fase – Bloco CJ	64
Figura 5.5 – Padrão repetitivo	64
Figura 5.6 – Disposição das luminárias	66
Figura 5.7 – Modelo com a distribuição dos observadores GR e tramas de cálculo	67
Figura 5.8 – Diagrama de falsas cores	68
Figura 5.9 – Resultado da simulação no Dialux para as tramas de cálculo unificadas	68
Figura 5.10 – Aspecto da iluminação do bloco	69
Figura 5.11 – Aba dimensionamento do gerador	70
Figura 5.12 – Aba dimensionamento das baterias	70
Figura 5.13 – Estrutura de fixação dos painéis	72
Figura 5.14 – Geração mensal do gerador fotovoltaico em kWh	74
Figura 5.15 – Diagrama unifilar do sistema	76
Figura 5.16 – Ciclo de vida das baterias Freedom DF3000	80
Figura 5.17 – Composição do custo inicial do projeto	81
Figura 5.18 – Fluxo de caixa livre do projeto	84
Figura 5.19 – Evolução do payback	86
Figura 5.20 – Distribuição de consumo em alguns blocos da UFCG	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais normas da ABNT aplicáveis a iluminação	24
Tabela 3.1 – Temperaturas média máximas para Campina Grande (1981-2010)	47
Tabela 3.2 – Tipo de estrutura de fixação e diferença de temperatura	48
Tabela 4.1 – Classificação dos consumidores	56
Tabela 5.1 – Classificação da iluminação	65
Tabela 5.2 – Irradiação para a inclinação de 7° (kWh/m ²)	71
Tabela 5.3 – Principais características: Painel YGE YL310P-35b	73
Tabela 5.4 – Principais características: Inversor SHI2000-42	75
Tabela 5.5 – Principais características: Controlador de cargas VS4048	75
Tabela 5.6 – Oçamento para o projeto luminotécnico	77
Tabela 5.7 – Oçamento para o projeto fotovoltaico	78
Tabela 5.8 – Investimento total do projeto	79
Tabela 5.9 – Tarifas grupo A, subgrupo A4, 13,8 kV	77
Tabela 5.10– Resumo dos recebimentos e desembolsos do projeto	83
Tabela 5.11 – Fluxo de caixa descontado e payback	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIMP	Bureau Internacional de Pesos e Medidas
CIE	<i>Comission Internationale de I'Eclairage</i>
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CLT	Consolidação das Leis Trabalhistas
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DALI	<i>Digital Addressable Lightinig Interface</i>
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos
DR	Disjuntor Residual
ELETRORAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fluxo de Caixa
FCL	Fluxo de Caixa Livre
FV	Fotovoltaico
GR	<i>Glare Rating</i>
HSP	Horas de sol pleno
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IL	Índice de Lucratividade
IPCA	Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo
IRC	Índice de Reprodução de Cores
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LED	Diodo Emissor de Luz
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum power Point</i>
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NR	Norma Regulamentadora
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social

PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
ROR	<i>Rate of Return</i>
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SI	Sistema Internacional de Unidades
SPPM	Seguidor de Ponto de Potência Máxima
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Condition</i>
TCC	Temperatura de Cor Correlata
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 01: INTRODUÇÃO	14
1.1	Introdução.....	14
1.2	Metodologia.....	16
1.3	Contextualização.....	16
2	CAPÍTULO 02: LUMINOTÉCNICA	17
2.1	Conceitos Básicos	17
2.2	Tipos de Lâmpadas	19
2.2.1	Lâmpadas Incandescentes	19
2.2.2	Lâmpadas de Descarga.....	20
2.2.2.1	Lâmpadas de Descarga em Baixa Pressão.....	20
2.2.2.2	Lâmpadas de Descarga em Alta Pressão	21
2.2.3	Lâmpadas de LED	22
2.4	Normas e Regulamentos	24
2.5	Metodologia para Projetos Luminotécnicos.....	25
2.5.1	Etapas de Projetos.....	26
2.5.2	Métodos de Cálculos de Iluminação Geral	27
2.5.2.1	Método Ponto por Ponto.....	27
2.5.3	<i>Softwares</i> de Simulação	29
3	CAPÍTULO 03: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	30
3.1	Conceitos Básicos	30
3.1.1	Radiação Solar.....	30
3.1.2	Conceitos Geométricos	30
3.2	Componentes do Sistema Fotovoltaico.....	32
3.2.1	Painéis Fotovoltaicos	33
3.2.1.1	Características Gerais	33
3.2.1.2	Características Elétricas.....	34
3.2.1.3	Influências Externas	35
3.2.2	Controladores de Carga.....	36
3.2.3	Banco de Baterias	36
3.2.4	Inversores	37
3.2.5	Outros Componentes.....	38
3.3	Metodologia para Projeto	38

3.3.1	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	39
3.3.2	Dimensionamento dos Acumuladores	42
3.3.3	Dimensionamento do Controlador de Cargas	44
3.3.4	Dimensionamento do Inversor de Frequência	45
3.4	Projeto Elétrico	45
3.5	Influência da Temperatura e Correção dos Valores Nominais.....	46
4	CAPÍTULO 04: ANÁLISE ECONÔMICA E ESTRUTURA TARIFÁRIA	50
4.1	Métodos de Análise Econômica	50
4.1.1.	Fluxo de Caixa Livre	50
4.1.2	Valor Presente Líquido	52
4.1.3	Taxa Interna de Retorno.....	52
4.1.4	Índice de Lucratividade.....	53
4.1.5	Tempo de “payback”.....	54
4.2	Tarifas e Classificação dos Consumidores.....	54
4.3	Estrutura Tarifária.....	56
4.3.1	Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde	57
4.3.2	Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul	58
4.4	Cobrança por Energia Reativa.....	59
5	CAPÍTULO 05: RESULTADOS	61
5.1	Descrição do Projeto	61
5.2	Projeto Luminotécnico	62
5.3	Projeto Fotovoltaico.....	70
5.4	Análise Econômica	77
5.4.1	Orçamento	77
5.4.2	Fluxo de Caixa.....	79
5.4.3	Análise do Fluxo de Caixa	84
5.5.	Considerações Finais Sobre o Projeto Proposto	86
6	CONCLUSÃO.....	89
	REFERÊNCIAS.....	90
	APÊNDICE A – DIAGRAMA MULTIFILAR.....	94
	APÊNDICE B – SUGESTÃO PARA O ABRIGO DE BATERIAS.....	95
	ANEXO A – DATASHEET DA LUMINÁRIA PHILIPS BRP 215	96
	ANEXO B – DATASHEET DO PAINEL YLE310P-35b.....	97

1 CAPÍTULO 01: INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Dados do anuário estatístico de energia elétrica, de 2017, mostram que o Brasil ocupava em 2014 a oitava posição no ranking dos países com maior capacidade de energia elétrica instalada, ficando atrás apenas da China, Estados Unidos, Japão, Índia, Rússia, Alemanha e Canadá, possuindo no referido ano uma potência instalada da ordem de 133,9 GW, correspondente a 2,2 % da capacidade instalada no mundo.

De toda essa capacidade a maior parte é de origem hidrelétrica, que corresponde a bagatela de 89,2 GW, dando ao Brasil a segunda posição em capacidade instalada, para esse tipo de geração, atrás apenas da China.

Dados mais recentes obtidos do Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2017, indicam que a capacidade instalada subiu para cerca de 150,3 GW, desses 64,5 % são de origem hidráulica, 9,4 % cuja origem é a biomassa, 6,7 % de origem eólica, 1,3 % de origem nuclear e os 18 % restantes são de origem não renovável. Desta maneira se pode afirmar que a matriz elétrica brasileira é, essencialmente, de origem renovável. Essa potência instalada caracterizou um aumento de 16,4 GW, quando comparado com o ano de 2014. Para se ter uma ideia da dimensão deste aumento, basta se observar que ele é maior do que a capacidade instalada de uma das duas maiores usinas brasileiras, Itaipu binacional e Belo Monte, com capacidade instalada, respectivamente, de 14 GW e 11,233 GW.

Ainda segundo o BEN de 2017 foi gerado 578,9 TWh no ano de 2016, mais o montante de 40,8 TWh importados, resultando em uma oferta de energia de 619,7 TWh, de modo que mesmo a produção sendo 0,4 % menor que no ano de 2015 a oferta foi 0,7 % maior, em contrapartida o consumo final fechou em 520,0 TWh, que é quase 1 % menor que no ano anterior.

Embora o Brasil possua um grande potencial para produção de energia elétrica a partir do aproveitamento solar fotovoltaico, dos 619,7 TWh de energia ofertada, apenas 0,01 % é de origem solar fotovoltaica. No entanto registra-se uma tendência de crescimento para este tipo de aproveitamento. O Plano Decenal de Expansão de Energia de 2026 (PDE 2026) prevê um aumento da capacidade instalada de 21 MW em 2016 para 9660 MW em 2026, só na produção centralizada de energia solar fotovoltaica. Para o cenário de geração distribuída o

caso é o mesmo, estima-se que os 81 MW de capacidade instalada em 2016, salte para 3,3 GWp em 2026, o que será suficiente para atender 0,6 % do consumo total do país.

Considerando os dados apresentados até aqui e levando em conta a enorme extensão do sistema de transmissão elétrico brasileiro, que sem dúvidas é um dos maiores, senão o maior sistema do mundo, percebe-se o quão grande desafio é planejar e manter em funcionamento o Sistema Integrado Nacional (SIN). Os gastos utilizados para sua expansão e manutenção são muito onerosos, o que fomenta a criação de programas voltados para a área de gerenciamento de energia e eficiência energética, a exemplo tem-se o tão conhecido Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

O PROCEL é um programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e executado pela Eletrobras, sua finalidade é promover o uso eficiente e evitar o desperdício de energia elétrica, estima-se que em 2016, devido a esse programa, foi economizado aproximadamente 15,15 bilhões de kWh, o equivalente a uma usina cuja potência instalada seria de 3,635 GW, em outras palavras, devido ao PROCEL deixou-se de construir mais uma usina hidroelétrica equivalente a de Xingó, em 2016.

No contexto apresentado até então, desenvolver programas de pesquisa voltados para a área de gerenciamento de energia e eficiência energética, como é o caso dos trabalhos desenvolvidos pelo grupo de Inteligência em Energia da UFCG, são de suma importância para o sistema elétrico, de modo que os resultados obtidos destes colaboram para a manutenção da continuidade do serviço bem como para economia de energia de modo geral.

Em última instância, a eficiência energética visa à redução dos custos com energia, pelo emprego de equipamentos mais eficientes do ponto de vista: consumo energético trabalho realizado, em engenharia elétrica não é diferente. Seja pela uso de motores de alto rendimento e alto fator de potência, seja pela conscientização dos usuários das instalações, seja pelo uso de iluminação de LED em detrimento as lâmpadas fluorescentes convencionais, em último caso a economia por trás é o verdadeiro fator motivante.

Lamberts, Dutra e Pereira (2013), baseados em dados da Eletrobras e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), afirmam que 14 % da energia elétrica utilizada em âmbito residencial é para alimentação do sistema de iluminação, sendo que tal porcentagem sobe para 22 % no setor comercial e 23 % em edifícios públicos. Dito isto, torna-se evidente que um projeto luminotécnico bem elaborado pode ser um fator contribuinte para a economia de energia e conseqüente redução da conta de luz.

Mais que estética a iluminação é um fator de necessidade humana, “[...] Prover iluminação adequada não é um luxo, mas é sobretudo satisfazer as necessidades do indivíduo

a todo momento, por meio de uma análise adequada da tarefa visual. [...]”, (COSTA, 2006, p. 34). Na iluminação externa não é diferente. Ambientes externos bem iluminados, são essenciais para garantir a ida e vinda das pessoas, além da segurança das mesmas.

E porque não aliar um projeto de iluminação exterior eficaz, à uma tendência crescente do uso de sistemas de geração distribuído, como o solar fotovoltaico? Sendo desta indagação que surge a ideia proposta para este trabalho de conclusão de curso.

1.2 Metodologia

Foi realizado um apanhado bibliográfico com ênfase nos tópicos: luminotécnica, energia solar fotovoltaica, métodos de avaliação de projetos e sistema tarifário, com posterior elaboração dos projetos de iluminação, com auxílio do software Dialux, e de seu sistema de alimentação composto por um conjunto de acumuladores e uma planta de geração fotovoltaica off-grid.

Foi ainda levantado os dados do sistema de iluminação existente, como informações sobre o consumo, o tipo de lâmpada e luminárias, e etc,. Sendo em seguida feito o estudo econômico dos projetos, consistindo da aplicação de métodos de avaliação comumente utilizados, como o VPL, o payback e a TIR.

O trabalho foi dividido em cinco capítulos, onde no primeiro é uma introdução tecendo breves comentários sobre o sistema de geração fotovoltaica e a iluminação, culminando no motivo para o estudo desenvolvido neste trabalho. Nos segundo, terceiro e quarto, capítulos será feito um embasamento teórico sobre os assuntos que serão abordados, sendo que no segundo capítulo, será comentado sobre luminotécnica, no terceiro sobre sistema fotovoltaico e no quarto sobre análise econômica e estrutura tarifária. No quinto e último capítulo, será explicado o projeto, as considerações feitas durante sua confecção e os resultados obtidos.

1.3 Contextualização

O trabalho que será apresentado nos próximos capítulos, trata-se de uma avaliação técnica-econômica da implantação de um sistema de iluminação externa, alimentada por um sistema de geração fotovoltaico *offgrid*, visando sempre buscar autonomia, economia e conforto visual para o sistema a ser proposto. O sistema foi desenvolvido para atender o bloco CJ, substituindo a iluminação já existente, por um sistema em LED.

2 CAPÍTULO 02: LUMINOTÉCNICA

2.1 Conceitos Básicos

O conhecimento das grandezas que regem a luminotécnica é requisito básico para qualquer pessoa que queira trabalhar com iluminação. O Sistema Internacional de Unidades (SI) é composto de sete grandezas básicas. Dessas sete, três são fundamentais e junto com uma quarta grandeza base formam o sistema de medidas para uma determinada ciência, que no caso da luminotécnica, esta quarta grandeza é a intensidade luminosa.

Segundo Costa (2006), é necessário ainda incluir mais duas grandezas geométricas para definir completamente a luminotécnica, estas seriam: o ângulo sólido¹ e o ângulo plano². As principais grandezas luminotécnicas serão definidas nos parágrafos seguintes.

Fluxo Luminoso, segundo a Osram (2005), é a radiação total compreendida entre os comprimentos de onda de 380 a 780 nm (radiação visível) é o que denomina-se de fluxo luminoso. De modo análogo Costa (2006) define fluxo luminoso como sendo: “[...] uma potência luminosa emitida ou observada, ou ainda, representa a energia emitida ou refletida, por segundo, em todas as direções, sob a forma de luz.” (COSTA, 2006, p 197). O fluxo luminoso, embora seja uma potência, tem a unidade de lúmen [lm], afim de denotar a natureza luminosa da grandeza que o originou.

A **intensidade luminosa (I)** é uma grandeza base do SI: “A intensidade luminosa é definida como a relação entre o fluxo elementar $d\Phi$ e o respectivo ângulo sólido $d\omega$, na direção α do eixo do feixe luminoso [...]” (COSTA, 2006, p. 205). Sua unidade é o candela³ [cd].

Costa (2006) define como sendo o melhor conceito para **iluminância (E)**: “[...] uma densidade de luz necessária para uma determinada tarefa visual.” (COSTA, 2006, p. 215), de modo mais preciso o mesmo autor pontua que: “[...] iluminância é o limite da razão fluxo luminoso $d\Phi$, incidente num elemento de superfície que contém o ponto dado, para a área dA desse elemento, quando essa área tende a zero.” (COSTA, 2006, p. 215).

¹ O ângulo sólido é definido como: “[...] quociente entre uma área A situada na superfície de uma esfera e o quadrado do seu raio R .” (COSTA, 2006, p. 191).

² O ângulo plano é definido como: “[...] quociente entre o comprimento de arco l e o raio da circunferência R .” (COSTA, 2006, p. 191).

³ Uma candela é a intensidade luminosa, numa dada direção, de uma fonte que emite uma radiação monocromática de frequência 540×10^{12} Hz e cuja intensidade energética, naquela direção, $1/683$ W por esterradiano. (COSTA, 2006, p. 206).

O conceito de **exitância luminosa** (M) é similar ao de iluminância, a diferença básica entre eles é que enquanto a iluminância é a densidade de fluxo luminoso que incide sobre a superfície, a exitância é aquela que é emitida por essa. “[...] é o limite da relação entre fluxo luminoso $d\Phi$ que sai de um elemento da superfície que contém o ponto dado, para a área dA deste elemento, quando este tende a zero.” (COSTA, 2006, p. 225), cuja unidade de medida é a candela por metro quadrado [cd/m^2].

O ser humano só consegue enxergar por conta da **luminância** (L). Basicamente a visão humana se processa por meio da comparação de luminâncias, é por conta dela que consegue-se distinguir o brilho e o relevo dos objetos, ou melhor, é por conta da diferença entre as luminâncias dos pontos do objeto. Define-se luminância como: “[...] a razão da intensidade luminosa dI , incidente num elemento de superfície que contém o ponto dado, para a área dA aparente vista pelo observador, quando esta área tende a zero.” (COSTA, 2006, p. 232).

A **eficácia luminosa** (η), também chamada de **eficiência luminosa** é uma relação de potências. A Osram (2005), define eficácia luminosa como a relação entre o fluxo luminoso emitido e a energia elétrica consumida por unidade de tempo por uma determinada fonte de luz.

A **temperatura de cor correlata** (TCC) ou apenas **temperatura de cor**, segundo a Osram (2005), é um critério comparativo, usado na avaliação da sensação de tonalidade de cor das lâmpadas. Define-se mais formalmente TCC como: “[...] a temperatura absoluta cuja cor percebida se assemelha ao mais próximo possível com aquela apresentada pela fonte luminosa.” (COSTA, 2006, p. 258). A unidade de medida da TCC é o Kelvin [K].

Fontes que apresentam temperaturas de cor diferentes, farão com que os aspectos da cor dos objetos iluminados sejam também diferentes, mesmo que as fontes possuam a mesma potência luminosa. Quanto mais alta for a TCC mais clara será a tonalidade da cor da luz, se aproximando dos tons azulados, dando a luz um aspecto, visualmente frio, enquanto que, quanto mais baixa for a TCC, mais escura é a tonalidade da luz, que se aproximará dos tons avermelhados, dando a sensação de uma luz, visualmente mais quente.

A temperatura de cor, por si só, não pode ser utilizada como um critério para avaliar a qualidade do sistema de iluminação, para que isso seja possível é necessário associar a ela outra grandeza, que é o chamado **índice de reprodução de cores**, ou apenas IRC. Para entender o que seria o IRC, é necessário diferenciar entre os conceitos de cor: cor percebida, cor psicofísica e cor objeto.

Segundo Costa (2006) a *cor percebida*, pode ser entendida como a percepção instantânea que se tem da cor do objeto ou fonte luminosa, ou seja, é a cor que vemos ao olhar. A *cor psicofísica* está atrelada a capacidade do observador de diferenciar conjuntos de luz de mesmo tamanho, forma e estrutura, em outras palavras, está ligada a noção de tonalidade da cor. A *cor do objeto*, é aquela que é refletida ou transmitida pelo objeto iluminado, está relacionada com o comprimento de onda do espectro luminoso visível, que é refletido.

Dito isso, definir uma forma de quantificar o grau de reprodução de cores torna-se uma tarefa difícil, pois a cor que o ser humano ver é a cor percebida, e esta depende não só das condições do meio, mas também do próprio indivíduo, mais especificamente em como o cérebro irá processar a cor, assim, o IRC é uma maneira de avaliação da cor percebida pelo cérebro. Mais formalmente define-se: “O índice de reprodução de cor é o valor percentual médio relativo à sensação de reprodução de cor, baseado em uma série de cores padrões, simplificando, IRC e sua unidade é percentual [%].” (COSTA, 2006, p. 265).

2.2 Tipos de Lâmpadas

Lâmpadas são elementos capazes de converter energia elétrica em energia luminosa, a luz, o princípio de funcionamento varia de acordo com a lâmpada em questão. O funcionamento da maior parte das lâmpadas baseia-se basicamente no princípio da incandescência e da luminescência.

2.2.1 Lâmpadas Incandescentes

Segundo a Eletrobras (2011b) a iluminação incandescente simboliza uma das mais antigas tecnologias de iluminação empregada, e seu funcionamento é baseado na passagem de uma corrente elétrica através de um filamento de tungstênio, que se aquecerá e emitirá calor e radiação luminosa, princípio da incandescência. Entre as principais características desse tipo de lâmpada, destaca-se a sua baixa vida útil, entre 600 e 1.000 horas, sua eficiência luminosa de 15 lm/W e o fato de serem dimerizáveis⁴. Sobre a vida útil, Mamede Filho (2007) ainda acrescenta que haverá uma redução dessa de 50 % para cada 10 % de sobretensão aplicada a lâmpada.

⁴ Diz-se que uma lâmpada é dimerizável quando é possível regular a intensidade de seu brilho.

A Eletrobras (2011b) identifica três variações significativas de lâmpadas incandescentes, sendo estas: as **lâmpadas incandescentes refletoras**; as **lâmpadas incandescentes halógenas**; e as **lâmpadas incandescentes halógenas dicroicas**.

2.2.2 Lâmpadas de Descarga

As lâmpadas de descarga funcionam regidas pelo princípio de excitação de um gás dentro de um tubo de descarga, que gera radiação, em sua maioria ultravioleta, em um processo chamado de luminescência, que depois é convertida em luz visível por uma camada de pó que reveste o seu invólucro de vidro. De acordo com Mamede Filho (2007), a vida útil de lâmpadas desse tipo, varia desde 7.500 horas em lâmpadas fluorescentes, até 24.000 horas em lâmpadas de vapor de sódio, possuindo um custo instalação, normalmente alto, porém um custo de manutenção baixo. As lâmpadas de descarga podem ainda ser de alta pressão de gás ou de baixa pressão de gás.

2.2.2.1 Lâmpadas de Descarga em Baixa Pressão

Neves, Scarazzato, e Granja (2011), pontuam que lâmpadas de descarga em baixa pressão possuem, no interior do seu bulbo, uma pressão equivalente a 3 ou 5 atmosferas, dentro desse ainda há um gás não condutor, que passa a conduzir corrente elétrica após sofrer uma excitação ou ionização devido à aplicação, sobre o mesmo, de uma diferença de potencial.

Dentre as lâmpadas de descarga em baixa pressão, sem dúvidas, as mais conhecidas são as lâmpadas fluorescentes, estas podem ser encontradas em dois formatos básicos, as lâmpadas fluorescentes compactas e as lâmpadas fluorescentes tubulares.

As **lâmpadas fluorescentes tubulares**, “São aquelas constituídas de um longo tubo de vidro, cujo interior é revestido por uma camada de fósforo de diferentes tipo.” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 46). Silva (2004) ressalta que devido ao revestimento de fósforo ela já foi conhecida como lâmpada “fosforescente”.

Para o acionamento das lâmpadas fluorescentes é necessário o emprego de equipamentos auxiliares, que são: os reatores. Esses equipamentos tem a finalidade básica de limitar a corrente da lâmpada. “O reator serve para dar a partida da lâmpada e também como um limitador de corrente, protegendo de certa forma o circuito como um todo”(SILVA, 2004, p. 49). Fora o já mencionado reator, alguns sistemas, utilizavam ainda o chamado *starter*, em

separado, que é um dispositivo usado para auxiliar a partida das lâmpadas fluorescentes de cátodo frio.

As **lâmpadas fluorescentes compactas** são baseadas no mesmo princípio das lâmpadas fluorescentes tubulares, porém possuem um formato mais compacto que essa última: “São lâmpadas fluorescentes, às quais foram agregadas todas as tecnologias das lâmpadas fluorescentes tubulares, consideradas de nova geração, porém de proporções menores.” (ELETROBRAS, 2011a, p. 23).

O fato é que as lâmpadas fluorescentes apresentam uma série de vantagens, quando comparadas às incandescentes. A Eletrobras (2011a) aponta as seguintes vantagens: consumo até 80 % menor; durabilidade até dez vezes maior; menor aquecimento, e conseqüentemente menor liberação de calor para o ambiente; excelente reprodução de cores, com IRC de até 85 %; e dependendo da composição da camada de fósforo, pode assumir tonalidades diferentes se adequando melhor aos mais variados ambientes.

Um dos tipos de **lâmpadas de vapor de sódio**, são outro exemplo de lâmpadas em baixa pressão, elas emitem uma luz quase monocromática, o que torna seu uso não recomendado para ambientes fabris, no entanto, apresentam uma alta eficiência luminosa.

2.2.2.2 Lâmpadas de Descarga em Alta Pressão

As lâmpadas de descarga em alta pressão funcionam de maneira similar àquelas em baixa pressão, ou seja, baseadas na descarga elétrica entre eletrodos disposto no interior do tubo de descarga da lâmpada. Segundo a Eletrobras (2011a), essas lâmpadas só funcionam mediante o uso de reatores, precisando, em alguns casos, usar ignitores para que a lâmpada parta. Ainda segundo ela, a tensão fornecida pelo ignitor pode chegar a 5.000 V, e as lâmpadas podem levar de 2 a 15 minutos para atingir o seu valor nominal de luminosidade.

As **lâmpadas de vapor de mercúrio em alta pressão** fazem parte dessa seleta família, são usadas em iluminação de vias públicas e áreas industriais, possuindo uma eficácia luminosa de até 55 lm/W, quase 4 vezes maior que a de uma lâmpada incandescente comum, e uma vida útil de 18.000 horas, em média. Quanto aos detalhes contrutivos, tem-se o seguinte: “São constituídas de um pequeno tubo de quartzo, onde são instalados nas extremidades, em geral, dois eletrodos e um eletrodo auxiliar ligados em série com uma resistência de valor elevado.” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 48). Mamede Filho (2007) afirma ainda que, no interior do tubo são adicionadas gotas de mercúrio juntamente com gás inerte,

argônio na maioria das vezes. Sendo esse tubo de quartzo envolvido por um invólucro de vidro que contém uma pequena quantidade de azoto⁵.

Outra lâmpada que merece ser citada dentro desse tópico, são as **lâmpadas de vapor de sódio em alta pressão**. “São constituídas de um tubo de vidro contendo um excesso de sódio que se vaporiza durante o período de acendimento em condições de saturação. É utilizado um gás inerte em alta pressão, o xenônio, para se obter uma baixa tensão de ignição” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 49). Mamede Filho (2007) ainda salienta que, diferentemente do que ocorre em lâmpadas de sódio em baixa pressão, elas possuem um espectro visível contínuo, o que permite uma melhor reprodução de cores, podendo ser usadas no interior dos recintos, desde que esse não abrigue uma tarefa que requeira uma grande fidelidade na reprodução de cor. A grande vantagem dessa lâmpada está, sem dúvidas, na sua eficiência luminosa, que como colocado pela Eletrobras (2011b) pode chegar a 130 lm/W. Ainda segundo ela sua grande vida útil pode chegar, em média, a 18.000 horas, o que permite intervalos de reposição maiores, e portanto um menor custo operacional.

As **lâmpadas de multivapores metálicos** também são um tipo de lâmpadas em alta pressão:

São lâmpadas que combinam iodetos metálicos, apresentando alta eficiência energética e excelente reprodução de cor. Sua luz, extremamente branca e brilhante, realça e valoriza espaços e ilumina com intensidade, além de apresentar longa durabilidade e baixa carga térmica. (ELETROBRAS, 2011a, p. 25).

Mamede Filho (2007) alega se tratar de um tipo especial de lâmpada de vapor de mercúrio além de possuir eficiência que pode chegar a 98 lm/W, e ter vida útil, em média, de 24.000 horas.

2.2.3 Lâmpadas de LED

O *Light Emitting Diode*, ou diodo emissor de luz, ou ainda simplesmente LED, nada mais é que um diodo semicondutor. Malvino (1997) o classifica como um dispositivo optoeletrônico e que por ser um diodo especial, o princípio de funcionamento de um LED, pode ser discutido partindo dos mecanismos básicos do diodo normal.

Sobre o princípio de funcionamento, Lorenz, Marques e Monteiro (2016), relatam que um semicondutor cristalino possui um conjunto de propriedades ligadas aos elétrons de

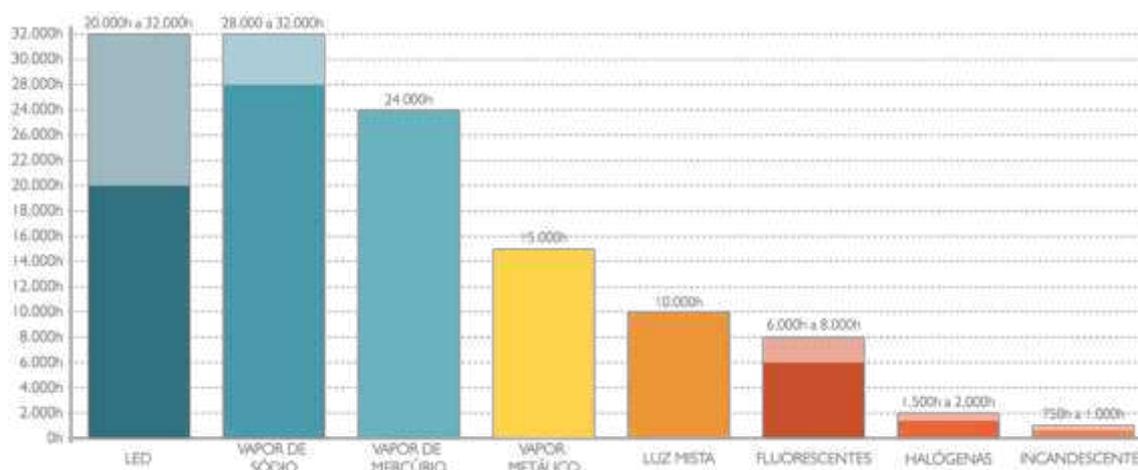
⁵ Era a forma antiga utilizada para nomear o nitrogênio.

valência dos seus átomos. Uma dessas propriedades é justamente a separação da energia atômica em níveis bem definidos, formando as chamadas banda de valência e banda de condução, que são separadas por uma zona sem elétrons, conhecida como *bandgap*. Eles continuam a discussão dizendo que esses materiais semicondutores podem ser dopados com átomos de valência diferente, o que cria os materiais do tipo-n, capaz de doar elétrons da banda de valência para a banda de condução, e do tipo-p que geram deficiência de elétrons na já referida banda de valência, as chamadas lacunas. Na junção dos materiais tipo-p e tipo-n em equilíbrio, a junção p-n, forma-se uma região de depleção, causada pela difusão dos portadores de carga no material, originando um campo elétrico. Quando da aplicação de uma tensão direta sobre o LED, a junção se desequilibra o que permite o fluxo de elétrons e lacunas pela camada de depleção, a recombinação de tais portadores de carga, pode gerar luz, num processo chamado de luminescência.

De acordo com a Eletrobras (2011b) as seguintes vantagens da iluminação em LED, podem ser relacionadas: **longa durabilidade; alta eficiência; variedade e controle dinâmico das cores; pequenas dimensões; sem emissão de ultravioleta ou infravermelho; ecologicamente correto; baixo custo de manutenção; baixo consumo de energia.**

As figuras 2.1 e 2.2 trazem uma comparação entre as tecnologias empregadas para iluminação no mercado, feitas pela Empalux⁶, considerando vida útil e eficiência luminosa, respectivamente.

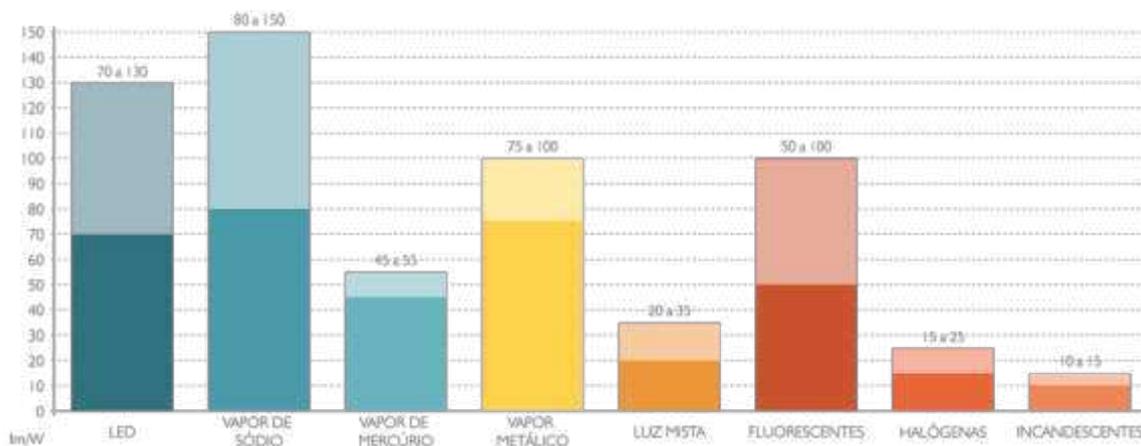
Figura 2.1 – Vida útil para os diversos tipos de lâmpadas



Fonte: Empalux

⁶ Disponível em: <<http://www.empalux.com.br/?a1=1>>. Acesso em: 05/11/2018.

Figura 2.2 – Eficiência luminosa para os diversos tipos de lâmpadas



Fonte: Empalux

2.4 Normas e Regulamentos

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), é a responsável por elaborar todo um conjunto de normas que devem ser seguidas nas mais diversas áreas de atuação profissional.

As principais normas da ABNT que deverão ser observadas, pelo profissional de iluminação, são resumidas na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Principais normas da ABNT aplicáveis a iluminação

Norma	Descrição
ISO/CIE 8995-1:2013 – Iluminação de Ambientes de Trabalho	Especifica os requisitos mínimos de iluminação para o interior dos locais de trabalho
NBR 5181:2013 – Iluminação de túneis – Requisitos	Especifica os mínimos requisitos de iluminação para túneis viários, incluindo a de emergência.
NBR 5961:1991 – Iluminação – Terminologia	Define termos relacionados a luminotécnica de um modo geral: radiação, medições, componentes de lâmpadas, etc.
NBR 5101:2012 – Iluminação pública – Procedimento	Especifica os requisitos mínimos para a iluminação de vias públicas.
NBR 5410:2004 – Instalações Elétricas em Baixa Tensão	Estabelecimento das diretrizes mínimas que uma instalação elétrica em baixa tensão deve seguir.

Fonte: ABNT

Além das normas citadas na tabela, a ABNT possui uma série de normas aplicáveis às lâmpadas ou equipamentos relacionados, como por exemplo as normas NBR 14538:2000 ou a

NBR 14539:2000, que definem os requisitos mínimos de segurança e desempenho, respectivamente, para lâmpadas fluorescentes com reator integrado a base (fluorescentes compactas).

Fora as normas da ABNT, as normas e padronizações internacionais podem ser consultadas (caso não haja uma norma brasileira equivalente), especialmente as normas da CIE e da ISO, organizações com grande renome. Além disso a iluminação é ainda comentada em alguns outros textos normativos, como é o caso da Consolidação das Leis Trabalhistas (CLT) e no texto da norma regulamentadora 17 – Ergonomia⁷ (NR 17), do MTE.

Claro é que, o Brasil possui pouco material normativo na área de iluminação, situação mais evidente para iluminação de exteriores, cujo material mais relevante sobre o tópico é a NBR 5101. Desse apontamento, o projeto luminotécnico desenvolvido neste trabalho será baseado em níveis mínimos apresentados pela já comentada NBR 5101, além de adaptações e convenções adotadas, de modo a conseguir, no final, um bom projeto.

2.5 Metodologia para Projetos Luminotécnicos

Um projeto luminotécnico não deve ter como único objetivo atingir um valor mínimo de iluminância pré-estabelecido, deve contemplar também aspectos como o conforto, a segurança e o desempenho visual, tal como preconiza a norma ISO/CIE 8995-1:2013, a iluminação assegura: O *conforto visual*, dando aos trabalhadores a sensação de bem-estar; o *desempenho visual*, dando a esses as condições necessárias a execução da atividade de maneira rápida e precisa; e a *segurança visual*, que tem haver com a detecção de perigo.

Como orientações gerais de projeto a Eletrobras (2011a) sugere que o projetista siga os seguintes passos: **determinação dos objetivos da iluminação e dos efeitos que se pretende alcançar; apuração de dados pertinentes ao ambiente; análise dos fatores de influência na qualidade da iluminação; cálculo da iluminação geral; adequação dos resultados ao projeto; cálculo da iluminância média; definição dos pontos de iluminação; e a avaliação do consumo energético.**

Observando o manual da Osram (2005) pode ser acrescentado mais dois passos aos anteriores, os quais são: **avaliação de custos** e o **cálculo da rentabilidade do projeto**. Esses passos embora tirados de manuais de iluminação interior, podem ser aplicados a iluminação exterior com pequenas alterações, que serão pontuadas posteriormente.

⁷ É o ramo a disciplina que trata das relações entre o ser humano e o ambiente em que está inserido.

2.5.1 Etapas de Projetos

Como foi definido no tópico anterior, a elaboração de um projeto luminotécnico, seja ele interior ou exterior, pode ser resumido em 10 passos. De acordo com a Eletrobras (2011a), na **determinação dos objetivos da iluminação**, se define como o sistema de iluminação deverá se comportar (relativo a temperatura de cor desejada, o grau de reprodução de cores, etc.), além de definir a finalidade dele (o que o sistema iluminará e qual a finalidade do recinto). Já na **apuração de dados pertinentes ao projeto**, o projetista deverá fazer uma análise do local da instalação, levantando dados como as dimensões, componentes e localidade das instalações elétricas, horário de funcionamento, tarifação e etc.

No passo que trata da **análise dos fatores que influenciam na qualidade da iluminação**, tanto a Osram (2005), quanto a Eletrobras (2011a), concordam que é nessa etapa que se verificam quais são os fatores que influenciam o sistema, de acordo com a tarefa que será executada, fatores como: nível mínimo de iluminamento; o índice de reprodução de cores; sistema de climatização; sombras e efeitos de luz; ofuscamento; e etc, são levantados nessa etapa.

Na parte de **cálculo da iluminação geral**, a Eletrobras (2011a) afirma que é onde se define quais as lâmpadas e as luminárias que serão utilizadas, além de determinar a quantidade dessas. Na etapa de **adequação dos resultados**, a mesma comenta que é feito apenas um arredondamento do número de luminárias obtidos no passo anterior, de modo que a distribuição das mesmas seja o mais uniforme possível.

Sobre o **cálculo da iluminância média**⁸, a Eletrobras (2011a) e a Osram (2005) dizem que esse está atrelado ao valor das duas etapas anteriores, basicamente se a quantidade de luminárias obtidas no arredondamento for diferente daquela obtida durante o cálculo da iluminação geral, o cálculo da iluminância média da nova distribuição deverá ser feito.

Na **definição dos pontos de iluminação** se definirá, com maior precisão a distribuição das luminárias no *layout* do recinto, tanto a Osram (2005) quanto a Eletrobras (2011a) recomendam que a distância entre as luminárias sejam o dobro da distância delas para as paredes. A **avaliação do consumo energético**, trata-se do levantamento da potência do sistema luminotécnico.

As duas últimas etapas, **avaliação de custos** e o **cálculo da rentabilidade do projeto**, são apresentadas apenas no manual Osram (2005), segundo ele para que o projeto fique

⁸ A Osram (2005) chama a etapa, cálculo de iluminância média de cálculo de controle

completo é necessário verificar quais os custos operacionais e de investimento que incorrerão no projeto, além de ser feito uma análise comparativa entre as várias opções para o sistema luminotécnico, a fim de, determinar qual aquele que é mais rentável.

Além dos passos, sucintamente explicados nos parágrafos anteriores, será adicionado mais um passo antes da avaliação de custos, o **dimensionamento da instalação elétrica**, esse tratará do dimensionamento dos condutores, eletrodutos, disjuntores, interruptores, e demais equipamentos, que alimentarão e controlarão as lâmpadas e luminárias, no caso de ainda não se ter uma instalação elétrica para esse fim.

2.5.2 Métodos de Cálculos de Iluminação Geral

Na iluminação de exteriores é utilizado, de maneira geral, o método ponto por ponto podendo ser utilizado algum outro método mais simples para situações mais específicas. O foco deste trabalho é um projeto de iluminação de exteriores, portanto apenas o método ponto por ponto será comentado em detalhes.

2.5.2.1 Método Ponto por Ponto

Basicamente, este método é utilizado na determinação da iluminação em cada ponto da superfície, face a contribuição de todas as fontes luminosas, cujo fluxo luminoso atinja o ponto. “Este método tanto pode ser utilizado para aplicações em ambientes interiores como em ambientes exteriores.” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 83), então pode-se afirmar que o método ponto por ponto é um método para aplicações mais gerais.

Mamede Filho (2007) aponta que, como fluxo luminoso da luminária é espalhado, ele pode atingir tanto o plano horizontal quanto o vertical, fato que define dois tipos de iluminamento, o horizontal e o vertical.

O iluminamento horizontal é definido matematicamente pela expressão 2.1. Sendo formalmente definido como: “[...] a soma das contribuições do fluxo luminoso de todas as luminárias num ponto do plano horizontal.” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 8).

$$E_h = \frac{I \cdot \cos^3 \alpha}{H^2} \quad (2.1)$$

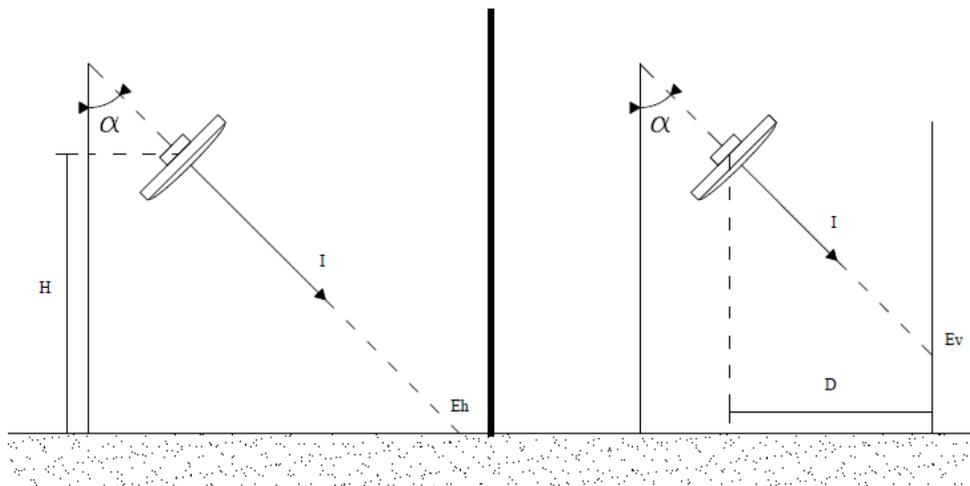
Onde, I é a intensidade luminosa em candelas, H é a altura vertical da luminária e α é o ângulo entre a direção do fluxo e a vertical que passa pelo centro da lâmpada. Quando se possui mais de uma luminária a iluminância horizontal será o resultado da soma das contribuições de cada luminária.

O iluminamento vertical é definido de maneira bem semelhante ao horizontal: “É a soma das contribuições do fluxo luminoso de todas as luminárias num ponto do plano vertical.” (MAMEDE FILHO, 2007, p. 84). Sua definição matemática é dada pela expressão 2.2.

$$E_v = \frac{I \cdot \text{sen}^3 \alpha}{H^2} \quad (2.2)$$

Onde o D é a distância, tomada na vertical, do ponto à luminária. As intensidades de fluxo luminoso é dada pelas, curvas de distribuição de intensidade luminosa, conhecidas também como curvas de isocandelas. Os parâmetros trazidos pelas equações 2.1 e 2.2 são mais claramente ilustrados na figura 2.3.

Figura 2.3 – Parâmetros do método ponto por ponto



Fonte: MAMEDE FILHO (2007)

2.5.3 *Softwares* de Simulação

Os *softwares* de simulação luminotécnicos, são ferramentas poderosas que auxiliam o projetista na concepção do projeto de iluminação. Sejam estes projetos de iluminação interior ou exterior. *Softwares* como o *Dialux*, o *Relux*, o *Softlux*, ou qualquer outro do gênero, permitem uma análise detalhada do sistema a ser implantado, alguns deles proporcionando a criação e renderização de modelos, que mostram como o mesmo se comportará na prática, facilitando na hora da apresentação dos projetos.

Softwares, como o *Dialux* e o *Relux*, são gratuitos e mantidos por grandes empresas do ramo, com a Philips e a OSRAM, por exemplo. Essas empresas fornecem seus catálogos aos programas através de *plugins*, disponibilizados em seus *websites*, o que permite aos projetistas ter sempre especificações precisas e atualizadas sobre as lâmpadas e luminárias, desses fabricantes.

Esses *softwares* são capazes de gerar variados relatórios. O *Dialux*, por exemplo, é capaz de criar uma malha de cálculo que pode calcular desde a iluminância média do ambiente, a uniformidade e ofuscamento causado pelas lâmpadas e luminárias. Desse modo os *softwares* mencionados, são ferramentas poderosas e de conhecimento necessário ao bom projetista, que fazendo seu uso correto pode obter projetos de excelente qualidade.

3 CAPÍTULO 03: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 Conceitos Básicos

O bom entendimento sobre o assunto: geração fotovoltaica, recai, inevitavelmente sobre o conhecimento de alguns conceitos básicos, conceitos esses associados a radiação solar, sua distribuição pelo território, bem como a sua variabilidade com o tempo. Esses serão discutidos de maneira sucinta nos próximos tópicos.

3.1.1 Radiação Solar

Antes de mais nada cabe definir o que seria a radiação solar, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), traz a seguinte definição:

O termo “radiação Solar” é usado de forma genérica e pode ser refenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. (CRESESB, 2014, p. 70).

A energia solar incidente na superfície sofre influência de **fatores astronômicos**, que definem qual o nível de radiação solar que atinge o topo da atmosfera, esses serão comentados no próximo tópico, e de **fatores físicos**, tais como o espalhamento e absorção, que a atenuam no decorrer do percurso entre o topo da atmosfera e a superfície. Esse conjunto de influências faz com que a irradiância incidente na superfície atinja seu máximo, de aproximadamente 1000 W/m², ao meio dia solar⁹.

A irradiância que atinge a superfície é composta, segundo Pereira *et al.* (2017), por suas componentes direta e difusa, sendo que: a primeira é a parcela que não sofreu nenhuma atenuação, ou seja, não sofreu espalhamento e absorção; e a segunda é a composição de toda a radiação proveniente das demais direções, que se originam do processo de espalhamento.

3.1.2 Conceitos Geométricos

“[...] A rigor, a energia solar proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra.” (PEREIRA

⁹ Chama-se de meio dia solar, o momento do dia em que o sol está na posição mais elevada.

et al., 2017, p. 15). Segundo Pereira *et al.* (2017), o Sol emite uma potência da ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W, sendo a energia irradiada por ele responsável por todos os processos térmicos, químicos e dinâmicos, naturais ou artificiais, que ocorrem na face da Terra.

Nem toda a energia irradiada pelo sol atinge a Terra, tal como exposto por Rüter (2004), a energia radiante incidente na superfície é da ordem de $1,75 \times 10^{17}$ W, que quando ponderada pela área da superfície terrestre, resulta em uma radiação solar no topo da atmosfera de 1353 W/m^2 , valor esse chamado de constante solar.

Esse valor de irradiação é apenas uma média, sendo, a energia solar incidente e a própria duração do dia, dependente do ciclo diário e do ciclo anual do Sol. O primeiro ciclo está ligado ao movimento de rotação da Terra, ou seja, passagem do dia para a noite e vice versa. O segundo está, de acordo com Pereira *et al.* (2017), associado à inclinação em $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em relação ao sol. A variação da duração do dia dá-se devido a essa inclinação, sendo que ocorre nos solstícios¹⁰ o momento em que o dia e a noite tem durações iguais.

Para Pereira *et al.* (2017), os conceitos geométricos são essenciais para descrever os dois ciclos da variabilidade da radiação solar e serão pontuados brevemente a seguir.

Declinação solar (δ): é o ângulo formado pela inclinação do plano equatorial da Terra e a linha de direção Sol-Terra.

Ângulo horário solar (ω): “[...] é o deslocamento angular do sol, no sentido Leste-Oeste, à partir do meridiano local, devido ao movimento de rotação da Terra.” (BLUESOL, 2016, p. 22). Pereira *et al.* (2017), acrescenta mais, que tal ângulo varia entre -180° e 180° , sendo por convenção, de manhã negativo e a noite positivo, e que cada hora corresponde a 15° .

O ângulo azimutal do Sol (α_s), que é conhecido também como azimute solar: “[...] é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador).” (CRESESB, 2014, p. 72). Pereira *et al.* (2017), acrescenta que seu valor varia entre -180° e 180° , sendo positivo no sentido horário a partir da direção Norte geográfico no meridiano local.

Outra definição importante é a de **ângulo zenital solar (θ_z):** “[...] representa o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol.” (PEREIRA *et al.*, 2017, p. 17) sendo o inverso da chamada

¹⁰ Segundo Pereira *et al.* (2017) o solstício é o momento em que o sol, em seu movimento na esfera terrestre, atinge a maior declinação em latitude, medida a partir do Equador.

altura solar. Essa **Altura solar (α)**, por sua vez, é definida pela Bluesol (2016) como o ângulo entre os raios solares e projeção desses sobre a horizontal.

Os ângulos, anteriormente mencionados, são responsáveis pela variabilidade da radiação solar no topo da atmosfera, a esses ainda se pode acrescentar alguns conceitos geométricos referentes a posição do painel solar em si, seriam estes: a **inclinação da superfície de captação (β)**, que segundo o Cresesb (2014), trata-se do ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal; o **ângulo de incidência (θ)**, que o Cresesb (2014) coloca como sendo aquele formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação; e o **ângulo azimutal da superfície (γ)**, que é, ainda segundo o mesmo autor, o ângulo entre a projeção normal ao plano da superfície e o plano horizontal Norte-Sul, esse ângulo obedece as mesmas convenções adotadas para o ângulo azimutal do sol.

3.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

De modo geral a energia elétrica, a partir da radiação solar, pode ser produzida de duas formas: por meio do aquecimento da água utilizando concentradores ópticos; ou por meio de painéis semicondutores que convertem, diretamente, a radiação solar incidente sobre a sua superfície em energia elétrica, através do efeito fotoelétrico¹¹.

Sistemas fotovoltaicos, são aqueles que usam os painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica. São classificados de acordo com a sua forma de geração e quanto a maneira que entregam energia a rede. Quanto a forma de entrega de energia, eles podem ser *on-grid*, ligados a rede, ou *off-grid* (ou sistemas isolados), isolados da rede.

Segundo a Bluesol (2016), os sistemas isolados se subdividem em: **Sem armazenamento**, que não utilizam acumuladores; **autônomos**, que fazem uso de um sistema de acumuladores; e **híbridos**, que além da geração fotovoltaica também incluem alguma geração de outro tipo (eólica por exemplo).

O sistema idealizado para este trabalho é um sistema isolado e autônomo. Para esse a Bluesol (2016) lista os seguintes componentes essenciais: **painel fotovoltaico; controlador de cargas; banco de baterias; inversor de frequência; cargas.**

¹¹ A incidência de fótons sobre um material semicondutor que possui determinadas características elétricas, pode gerar uma tensão elétrica, ou corrente elétrica correspondente, sobre esse material, fenômeno esse chamado de efeito fotoelétrico.

3.2.1 Painéis Fotovoltaicos

Os painéis ou módulos fotovoltaicos são os principais componentes do sistema fotovoltaico, sendo que de acordo com Rütther (2004), o arranjo em série ou paralelo, é o que define, respectivamente a tensão e a corrente do barramento CC. Os painéis são compostos por uma associação de células fotovoltaicas: “[...] uma única célula não é suficiente para gerar potências elétricas elevadas, os fabricantes associam várias células, e as encapsulam para proteção, formando os módulos fotovoltaicos” (BLUESOL, 2016, p. 32). No mercado existem alguns tipos comerciais de células, que se agrupam em células de silício cristalino e células de película fina.

As **células de silício cristalino (c-Si)** utilizam o silício como matéria prima básica, esse possui um elevado grau de pureza, cerca de 99,9999 %. Rütther (2004) comenta que, os módulos desse tipo possuem espessuras entre 300 e 400 μm , e se subdividem em **células de silício monocristalino (m-Si)** e **policristalino (p-Si)**, dependendo, respectivamente, se são formados de um único cristal ou de vários cristais de silício.

Nas **células de películas finas** o custo de produção é menor que as células de cristal de silício, possuindo uma espessura, no entorno de 0,1 μm . No entanto sua eficiência é bem mais baixa, além de alguns dos materiais que são usados em sua fabricação serem raros, tóxicos ou os dois, tal como colocado por Rütther (2004).

3.2.1.1 Características Gerais

De acordo com a Bluesol (2016) e o Portal energia (2004), os módulos fotovoltaicos comerciais são, de maneira geral, quadrados, não são tão pesados, e embora pareçam rígidos, suportam pequenas deformações. **Os módulos standard**, são fabricados com 18, 36, ou 72 células, possuindo, respectivamente, tensões nominais de 6, 12 e 24 V, tais módulos são aplicados sempre que não existam condições especiais de forma e dimensão, sendo os mais adequados para aplicações em sistemas isolados.

O Portal energia (2004) ainda traz mais dois tipos de módulos: os chamado **módulos especiais**, que são fabricados em massa para determinadas situações; e os **módulos específicos**, que são fabricados, unicamente, para uma situação. Esse último tipo apresenta uma flexibilidade enorme, sendo suas características definidas pelo projetista para atender a necessidade especificada, dentre as possibilidades de personalização que o módulo oferece, o

referido autor cita: o tipo, a cobertura, o formato, e a face de contato da célula; a dimensão, o formato e o tipo do vidro. Cada um desses fatores é tratado minuciosamente na já referida bibliografia, sendo que a aparência final do módulo depende das escolhas supracitadas.

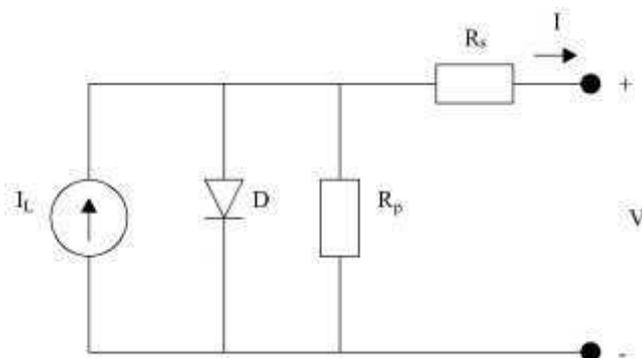
3.2.1.2 Características Elétricas

O Cresesb (2014) demonstra que a célula fotovoltaica possui um comportamento igual ao de um diodo, sendo que seu circuito equivalente consiste da associação de uma fonte de corrente com um diodo e dois resistores, tal como mostrado na figura 3.1. “A corrente em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar.” (CRESESB, 2014, p. 116). Tal corrente é descrita pela equação 3.1, e sua curva característica é denominada curva I-V.

$$I = I_L - I_o \left[e^{\left(\frac{qV}{nkT}\right)} - 1 \right] \quad (3.1)$$

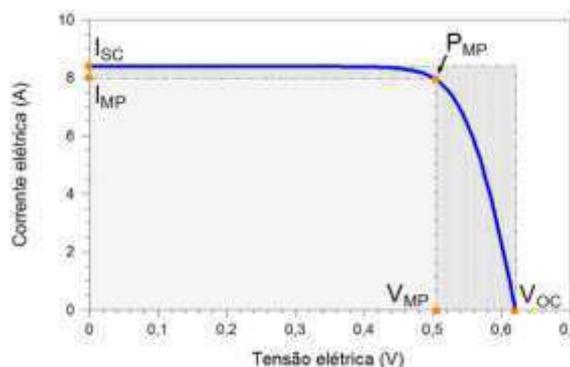
Onde I_L é a corrente fotogerada; I_o é a corrente de saturação reversa do diodo; n é o fator de não idealidade; q é a carga do elétron; k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura absoluta.

Figura 3.1 – Circuito equivalente para módulo fotovoltaico



Quanto as características elétricas dos módulos fotovoltaicos, pode-se afirmar que elas são determinadas, a partir da curva I-V, apresentada na figura 3.2, sendo que as principais características, segundo o Cresesb (2014) e a Bluesol (2016), são: a **tensão de circuito aberto** (V_{oc}); a **corrente de curto-circuito** (I_{sc}); o **fator de forma (FF)**; e a **eficiência (η)**.

Figura 3.2 – Curva I-V



Fonte: CRESESB (2014)

Além dos parâmetros citados no parágrafo anterior, a Bluesol (2016) acrescenta ainda: A **corrente em máxima potência (I_{mp})**, que corresponde a máxima corrente que o módulo consegue fornecer a uma carga; e a **potência máxima**, sobre essa versa a Bluesol (2016): “Um módulo estará fornecendo a máxima potência, quando o circuito externo possuir uma resistência tal, que determine os valores máximos de tensão e corrente e, portanto o seu produto será máximo.” (BLUESOL, 2016, p. 45). O ponto de máxima potência é comumente conhecido como MPP, acrônimo de *Maximum Power Point*.

3.2.1.3 Influências Externas

Fatores como sombreamento, temperatura e irradiância influenciam diretamente no desempenho do módulo. Informações do Cresesb (2014), mostram que tanto uma alta como uma baixa irradiância modificam os valores das resistências internas dos módulos, o que afeta diretamente sua eficiência. No caso da temperatura, o referido autor, comenta que essa tem grande influência sobre a tensão dos módulos e quase nenhuma sobre a corrente, o que também reduz a eficiência do mesmo.

A questão do sobreamento é pontuada pela Bluesol (2016): “Sob determinadas condições de operação, uma célula fotovoltaica, ao receber uma sombra, pode aquecer tanto, que o material semicondutor pode ser danificado pelo calor.” (BLUESOL, 2016, p. 50). Este fato ocorre porque o módulo deixa de gerar e passa a funcionar como uma carga, ou seja, passa a receber energia.

A Bluesol (2016) ainda menciona algumas formas de mitigar os efeitos de sobreamento, e evitar a criação dos pontos quentes, uma delas é o uso dos diodos de *by-pass* que servem para desviar a corrente das células sombreadas evitando os pontos quentes. E a outra é usar, também, os chamados diodos de bloqueio, esses são utilizados para evitar que o sobreamento de um módulo, transforme todo o conjunto de módulos da fileira, em que está instalado, em uma carga.

3.2.2 Controladores de Carga

Controladores de carga são equipamentos destinados a fazer o interfaceamento, entre o conjunto de módulos fotovoltaicos, e o banco de baterias. Sua principal função é proteger as baterias contra eventuais sobrecargas e descargas profundas. “Controladores de carga são componentes críticos em sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), pois, caso venham a falhar, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis.” (CRESESB, 2014, p. 203).

A Bluesol (2016) e o Cresesb (2014) concordam que o uso de controladores de carga otimizam o dimensionamento do banco de baterias, além de prolongar a vida útil dessas, ao controlar os ciclos de carga e descarga das mesmas. Para a Bluesol (2016) as funções básicas do controlador de carga são: controle da perfeita recarga do banco de baterias; proteção contra sobrecargas indevidas; proteção contra descargas excessivas; e informações do nível de carga do banco de baterias.

3.2.3 Banco de Baterias

Os bancos de baterias são uma parte vital de um sistema de geração solar autônomo, garantindo a este a autonomia para funcionar em períodos de nenhuma, ou de baixa incidência solar, sendo que o período de dias sem sol, também deve ser observado na hora do dimensionamento do banco.

A Bluesol (2016), lista as principais funções que um banco de baterias deve garantir, estas são: **autonomia**, que consiste em supri o consumo na hora em que os módulos não estão

produzindo; **estabilização da tensão**, como as baterias possuem uma faixa de tensão mais estreita, evitam que a carga, ligada a elas, seja submetida a tensões muito elevadas ou muito baixas, que possivelmente, seria o caso se fosse ligada diretamente aos módulos; e **fornecimento de corrente elevada**, como alguns equipamentos necessitam de uma corrente elevada na partida, como é o caso dos motores, o banco de baterias deverá ser responsável por garantir o fornecimento de tal corrente. Dois tipos se destacam em aplicações para sistemas autônomos fotovoltaicos, as baterias de chumbo-ácido e as baterias de níquel-cádmio, sendo essa última, segundo a Bluesol (2016), utilizadas em sistemas que requeram alta confiabilidade, isto devido ao alto custo e baixa disponibilidade dessas baterias..

3.2.4 Inversores

“Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (c.a.) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (c.c.)” (CRESESB, 2014, p. 216). Um inversor também atende pelo nome de conversor CC/CA, são usados para atender cargas CA ou para ligação à rede de distribuição. Existe uma distinção entre os inversores ligados a rede e os inversores, ditos, autônomos.

Os conversores ligados à rede devem possuir um sistema de controle de tensão e frequência muito sofisticado, a fim de manter o nível de tensão de saída igual ao da rede e manter o sincronismo com a mesma. Os equipamentos responsáveis por fazer essa ligação são os inversores *grid-tie*.

Sobre os inversores autônomos, cabe ressaltar algumas qualidades que eles devem possuir, a fim de garantir o bom funcionamento do sistema, estas são exemplificadas pela Bluesol (2016) como: **boa eficiência de conversão**; acima de 80 %; **alta capacidade de sobrecarga**, essa característica visa favorecer cargas que exigem uma alta corrente para partida; **tolerância para flutuações de tensão das baterias**; **baixo alto consumo**; **proteção contra curto-circuito na saída CA**; **baixa taxa de distorção harmônica**; **proteção contra surtos**.

Com relação a eficiência Rüther (2004) ressalta que, na eficiência do inversor, um diferencial de 1 %, pode resultar em até 10% a mais de energia gerada.

3.2.5 Outros Componentes

Alguns outros componentes são essenciais para o funcionamento do sistema, são eles: as fiações, os interruptores DC e os equipamentos de proteção CA.

A fiação, como o nome sugere, são os fios que comporão as ligações do sistema. O Portal Energia (2004) divide os cabos em três grupos: **o cabo do gerador**, também chamados de cabos de módulo ou de fileira, que consiste do cabo que estabelece a ligação entre os módulos individuais e a caixa de junção do gerador, sendo que os mesmos devem ser resistentes a esforços mecânicos e climáticos, além de possuir proteção contra contatos acidentais; **o cabo principal DC**, que são os fios que ligam a caixa de junção dos geradores ao inversor, podem ser utilizados os mesmos tipos de fios que o cabo do gerador; e **o cabo de ligação CA**, que é um fio comum, usado na ligação entre a saída do inversor e as cargas CA.

Os interruptores DC, como comentado pelo Portal Energia (2004), são equipamentos utilizados para seccionamento do trecho DC entre o inversor e o gerador fotovoltaico, deve ser capaz de poder abrir o circuito CC com segurança, além disso devem ser dimensionado para a tensão máxima em vazio dos módulos.

Na parte de proteção CA, temos equipamentos muito familiares como disjuntores termomagnéticos, responsáveis por proteger o circuito contra sobrecargas e curto-circuitos; além dos disjuntores residuais, ou simplesmente DR, que são aparelhos que, de acordo com a diferença entre a corrente que deixa o inversor e aquela que retorna a ele, atuará, ou não.

3.3 Metodologia para Projeto

Antes de começar o projeto dos componentes do sistema fotovoltaico, propriamente ditos, é importante observar dois itens: qual é a disponibilidade solar no local da instalação dos painéis e qual é o valor e o comportamento da carga que o sistema alimentará.

Para a avaliação da disponibilidade solar um conceito muito relevante é o de horas de sol pleno (HSP), essa é definida como a energia total acumulada no dia, dividida por 1.000 W/m², como expresso pela equação 3.2, mostrada a seguir:

$$\text{HSP} = \frac{\text{Energia Acumulada no Dia [Wh/m}^2\text{]}}{1000 [W/m}^2\text{]}} \quad (3.2)$$

A metodologia que será adotada, no projeto, é a abordada pelo Cresesb (2014). O método apresentado por ele é chamado de método do mês crítico e consiste em projetar o sistema para o mês cujas condições sejam as mais desfavoráveis e será explicada sucintamente nos próximos tópicos. De modo geral, o referido autor, define a seguinte metodologia para projetos de sistemas solares fotovoltaicos isolados (SFI): **levantamento do recurso solar; localização e configuração do sistema; levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica; dimensionamento do gerador fotovoltaico; dimensionamento dos elementos de condicionamento de potência; e dimensionamento dos acumuladores.**

3.3.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Dimensionar o gerador consiste em determinar a potência ativa necessária para os painéis, bem como o número desses. Conforme o Cresesb (2014), inicialmente determina-se a energia ativa necessária pelas cargas diariamente, essa é expressa pela equação 3.3, a seguir:

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} \quad (3.3)$$

Onde L_{ca} é a energia em CA consumida diariamente; η_{bat} é a eficiência da bateria e η_{inv} é a eficiência do inversor.

É feito então uma média da energia diária mensal, a partir dos resultados obtidos pela expressão anterior, sendo então calculada a potência que os painéis deverão ter, esse cálculo é feito através da equação 3.4:

$$P_{max} = \max_{i=1}^{12} \frac{L_i}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \quad (3.4)$$

Onde P_{max} é potência máxima do gerador; L_i é a energia consumida diariamente no mês i ; Red_1 e Red_2 são fatores de redução de potência, o primeiro relativo a deposição de poeira, tolerância do fabricante, degradação e perdas devido a temperatura, e o segundo é reativos às perdas do sistema, fiação, controlador, diodos e etc.

O número de módulos bem como seu arranjo (série e paralelo) dependerá do tipo de controlador de cargas utilizado. Trantando-se de um controlador sem seguidor de máximo ponto de potência, o Cresesb (2014) comenta que, o número de módulo em série dependerá da tensão nominal do sistema e da tensão do ponto de máxima potência, ponderados por um fator de 1,2:

A equação 3.5, a seguir, mostra a forma de calcular o número de módulos em série.

$$N_{serie} = \frac{1,2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmax}} \quad (3.5)$$

Onde V_{sist} é a tensão nominal do barramento CC e V_{mpTmax} é a tensão de máxima potência dos módulos trabalhando a temperatura mais alta que ele pode ser submetido na localidade em questão.

Para obter o número de painéis em paralelo, deve-se antes determinar a corrente máxima que esses devem alimentar, essa é dada matematicamente pela equação 3.6, sendo posteriormente determinado o número de painéis em paralelo através da expressão 3.7, ambas mostradas a seguir.

$$I_m = \frac{P_{max}}{V_{sist}} \quad (3.6)$$

$$N_{Paralelo} = \frac{I_m}{I_{mp}} \quad (3.7)$$

Onde I_{mp} é a corrente de cada módulo no ponto de máxima potência, nas condições de ensaio.

No caso do uso de um controlador seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) o número de módulos em série deve ser tal que a tensão resultante da combinação esteja entre a faixa de trabalho do controlador: “[...] o número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de operação do controlador recomendada pelo fabricante” (CRESESB, 2014, p. 311). Matematicamente pode ser explicitado essa condição a partir da expressão 3.8:

$$\frac{V_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N_{serie} < \frac{V_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (3.8)$$

Onde $V_{SPPMmin}$ e $V_{SPPMmax}$ são, respectivamente, as tensões mínimas e máximas de operação do controlador SPPM, e V_{mpTmax} e V_{mpTmin} são as tensões de máxima potência dos módulos, para as, respectivas temperaturas máxima e mínima de operação.

No cálculo dos módulos em paralelo utiliza-se a potência calculada pela equação 3.4, anteriormente apresentada, aplicando tal valor a expressão 3.9, a seguir:

$$N_{paralelo} = \frac{P_{max}}{N_{serie} \cdot P_{mod}} \quad (3.9)$$

Onde P_{mod} é a potência nominal do módulo selecionado.

Um último detalhe sugerido pelo Cresesb (2014) é verificar a adequação dos painéis com o controlador em questão, isso é feito calculando a corrente do arranjo, aplicando a equação 3.10 e comparando-a com aquela que o fabricante recomenda para o controlador.

$$I_m = N_{paralelo} \cdot I_{mp} \quad (3.10)$$

Além das preocupações com a quantidade de módulo necessários para atender o sistema, fatores como a inclinação e orientação dos módulos, bem como com relação a sua localização no terreno são de grande importância para o bom aproveitamento do potencial solar.

Quanto à localização deve-se buscar os locais mais afastados de objetos que possam vir a provocar seu sombreamento, além de um local próximo aos bancos de baterias e das cargas, afim de evitar perdas com cabeamento longo.

Quanto a orientação, o Cresesb (2014) orienta o seguinte:

Em geral, para uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador. Nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro. [...] (CRESESB, 2014, p. 366).

Como o Norte Verdadeiro nem sempre coincide com o Norte Magnético, apontado pela bússola, deve-se atentar para corrigir tal inclinação.

Quanto a inclinação do módulo tem-se a seguinte recomendação: “Para geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico (...) deve ser igual à latitude¹² do local onde o sistema está instalado. [...]” (CRESESB, 2014, p. 367). Porém o próprio ainda recomenda que a inclinação do gerador não seja menor que 10°, afim de evitar acúmulo de água ou poeira.

A Bluesol (2016) apresenta uma metodologia mais clara para considerar a inclinação dos módulos no dimensionamento do gerador fotovoltaico. Ela dispõe que a inclinação dos módulos podem ser estimados pela equação 3.11, a seguir, ou ainda a utilização das inclinações fornecidas pelo banco de dados *sundata* do Cresesb.

$$\beta = latitude + \frac{latitude}{4} \quad (3.11)$$

Com a posterior correção do valor da HSP, correspondente ao valor de irradiância no plano inclinado, para o projeto serão utilizados dados do *sundata* do Cresesb, que fornecem uma fonte confiável de dados para a elaboração do mesmo.

3.3.2 Dimensionamento dos Acumuladores

O dimensionamento dos acumuladores é um fator que deve observado com extremo zelo, pois ele define a autonomia dos sistemas isolados e por conseguinte determinará a qualidade do fornecimento de energia as cargas, visto que é responsável pela continuidade do fornecimento de eletricidade em tempos sem irradiação solar. Seu dimensionamento baseia-se na energia líquida máxima que o sistema irá requerer e que é determinada pela equação 3.3, já apresentada. A determinação da energia líquida máxima irá requerer a aplicação da equação 3.3 em todos os meses do ano, afim de se verificar o maior valor que será obtido. O Cresesb (2014) apresenta um conjunto de duas equações para determinação da capacidade do banco de

¹² O Cresesb (2014) acrescenta ainda que essa inclinação pode sofrer variações de 10° para mais ou para menos, sem que haja alterações significativas com relação ao desempenho do módulo.

baterias, as equações 3.12 e 3.13, tais equações consideram um regime de descarga¹³ das baterias em 20 h e são apresentadas a seguir:

$$CB_{20}(Wh) = \frac{L_{max}N}{P_d} \quad (3.12)$$

$$CBI_{20}(Ah) = \frac{C_{20}(Wh)}{V_{sist}} \quad (3.13)$$

Onde P_d é a profundidade de descarga adotada e N é a autonomia requerida pelo banco.

A autonomia do sistema é determinada em função da disponibilidade solar, o Cresesb (2014) comenta que para o Brasil um valor típico para N é entre 2 e 4 dias, mas que as recomendações variam de acordo com os autores, podendo ser de 2 a 3 dias para cargas comuns e de 5 a 7 dias para cargas críticas, sendo que ainda é possível utilizar a expressão 3.14 para estimar o valor de N quando esse não tiver sido definido experimentalmente.

$$N = -0,48 \cdot HSP_{min} + 4,58 \quad (3.14)$$

O número de baterias em paralelo é definido pela relação entre a capacidade do banco e a capacidade das baterias, expressão 3.15, o Cresesb (2014) recomenda um máximo de 4 a 6 baterias ligadas em paralelo.

$$N_{batParalelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (3.15)$$

¹³ O regime de descarga está relacionado a corrente que a bateria pode fornecer no período de tempo considerado, assim se uma bateria tiver capacidade de corrente de 100 Ah em regime de descarga de 20h, quer dizer que ela será capaz de fornecer, constantemente 5 A durante as 20 h.

Onde CBI é a capacidade do banco de baterias, dado pela equação 3.13 para o regime de descarga em 20 h, e CBI_{bat} é a capacidade da bateria selecionada para o projeto, no mesmo regime de descarga do CBI .

Por fim, à obtenção do número de baterias em série é feita pela expressão 3.16. que denota a dependência desse valor com a tensão nominal do sistema.

$$N_{batSerie} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (3.16)$$

Salienta-se ainda, que as baterias devem ser abrigadas de intempéries e instaladas em locais onde pessoas não autorizadas não possam acessá-las. Devem ser colocadas em locais secos e ventilados, não devendo serem montadas diretamente sobre o solo, sendo comumente, organizadas sobre prateleiras de madeira.

3.3.3 Dimensionamento do Controlador de Cargas

O dimensionamento desse componente consiste apenas em observar os limites máximos de tensão e corrente que o controlador deve suportar, salienta-se que a corrente de projeto é a corrente de curto circuito do painel e não a nominal, em conformidade: “Para o dimensionamento da corrente máxima do controlador (I_c) é considerada a corrente de curto circuito do painel fotovoltaico acrescida de um fator mínimo de segurança de 25% [...]” (CRESESB, 2014, p. 314). A formulação matemática para o projeto se resume a equação 3.17:

$$I_{cont} = 1,25 * I_m \quad (3.17)$$

Existirão casos em que a corrente e/ou a tensão do gerador serão muito elevadas, de modo que os controladores existentes no mercado podem não ser compatíveis, ou serão caros demais, assim, para esses casos pode-se associar controladores em série ou paralelo para conseguir lidar com esses valores elevados.

3.3.4 Dimensionamento do Inversor de Frequência

O dimensionamento do inversor consiste em determinar qual a sua tensão de saída CA (220 V ou 127 V em 60 Hz), a sua tensão de entrada CC (igual ao banco de baterias) e a potência máxima que irá alimentar. Essa última será a máxima potência observada na curva de carga da residência a ser alimentada, ou de maneira mais conservadora, como salienta o Cresesb (2014), será superior à potência instalada.

Deve-se optar sempre por um inversor de alta eficiência em toda faixa de operação, pois a eficiência impacta diretamente na autonomia do sistema. No caso da carga que será objeto desse trabalho, ou seja, de iluminação externa, essa somente funcionará a noite e com toda carga em funcionamento, o que exigirá uma boa eficiência do conjunto inversor, controlador, afim de garantir a autonomia necessária ao sistema.

3.4 Projeto Elétrico

Cabe salientar que, o projetista deverá observar também alguns outros pontos como os cabamentos, diodos de bloqueio e desvio, fusíveis e demais equipamentos de proteção que permitirão o pleno funcionamento do sistema e garantirão, entre outras coisas, a segurança dele. Devem sempre ser observados os critérios postos por normas, em especial a NBR 5410/2004 que define os requisitos de projetos em baixa tensão.

Os diodos de desvio e bloqueio são necessários para lidar com o problema de sombreamento, segundo o Cresesb (2014), os módulos atuais já possuem um ou mais diodos de desvio, sendo dispensável para o projetetista a adição deles ao projeto, sobre o projeto dos diodos:

A especificação dos diodos de bloqueio é feita através da determinação da corrente máxima de operação (função do número de módulos em paralelo) e da tensão reversa máxima (função do número de módulos em série), que depende da tecnologia e do material de fabricação dos módulos FV. (CRESESB, 2014, p. 339).

Os fusíveis são uma opção aos diodos de bloqueio, usados quando se tem mais de duas fileiras de painéis, seu dimensionamento é feito com base na corrente reversa da fileira (projetado para ser menor que essa corrente).

Para dimensionamento dos fios pode-se utilizar a NBR 5410 para avaliar a bitola do cabo em função do comprimento, tensão nominal e queda de tensão. O Cresesb (2014) ainda

saliente que: “[...] Recomenda-se o dimensionamento e cabos da instalação de acordo com a temperatura efetiva de trabalho e o método escolhido de proteção dos condutores utilizando-se o fator de correção de temperatura contido na NBR 5410.” (CRESESB, 2014, p 340).

De maneira geral, toda estrutura metálica exposta deve ser aterrada, isso inclui o suporte dos módulos e das baterias, bem como a caixa dos equipamentos, sendo feito de modo a permitir a equipotencialização de todos os corpos condutores do sistema. Como recomendação o Cresesb (2014) sugere a consulta do manual dos equipamentos, a fim de se verificar o procedimento adequado de aterramento.

3.5 Influência da Temperatura e Correção dos Valores Nominais

Nos tópicos anteriores foi mostrado como dimensionar o gerador fotovoltaico, de acordo com o método do mês crítico explanado pelo Cresesb (2014), todavia para o correto dimensionamento é necessário levar em conta as influências da temperatura do local de instalação, ou seja, a temperatura ambiente.

Como comentado superficialmente, em linhas anteriores, a temperatura é um fator externo de influência que ocasiona alterações em parâmetros de operação dos módulos, tais como tensão, corrente e/ou potência, de modo que é interessante dedicar um trecho do trabalho para mostrar como corrigir esses parâmetros.

Basicamente os módulos fotovoltaicos são testados e têm suas características elétricas tomadas a partir de uma referência de temperatura, na maioria dos casos, para a temperatura de operação das células de 25 °C, além disso tais características são tomadas para uma irradiância padrão de 1000 W/m². Essas condições são chamadas de STC (*standard test conditions*).

Fato é, que é difícil encontrar locais que reproduzam exatamente as mesmas condições sob as quais os módulos foram testados, de modo que é necessário corrigir as características de acordo com as condições locais, especialmente no caso da temperatura.

Assim deve-se corrigir os valores nominais dos módulo para os viores operacionais. Para as correções deve-se considerar a temperatura média no local de instalação, estimativas das temperaturas médias das localidades podem ser obtidas em sites como o do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), ou em outras searas como banco de dados de prefeituras, universidades, aeroportos, intituições que fornecem previsões do tempo para prefeituras e/ou empresas.

Serão, como sugeridos por Di Souza (2015a), utilizados os dados de temperatura obtido no site do INMET, sobre essas temperaturas o já referido autor comenta o seguinte:

Os valores de temperaturas médias, máximas e mínimas, fornecidas pelo **INMET**, são/eram referentes ao “dia todo”, com a média puxada para cima” pela maior temperatura do dia, que ocorre entre as 14h e as 16h, devido à alta irradiância solar no começo da tarde e grande “carga térmica” já acumulada desde a manhã; e “puxada para baixo” pela menor temperatura que ocorre, geralmente, após as 4 horas da madrugada, quando o ar e o solo já se arrefeceram da “carga térmica” acumulada durante o dia. (DI SOUZA, 2015a, p. 10).

Devido ao fato, apresentado anteriormente, o autor acrescenta, que é costume entre os projetistas adotar os mapas de temperatura média máxima, quando estão trabalhando com os dados do INMET. Os dados obtidos do site permitem levantar, para a cidade de Campina Grande, as médias de temperatura apresentadas na tabela 3.1, abaixo apresentada.

Tabela 3.1 – Temperaturas médias máximas para Campina Grande (1981-2010)

Mês	Temperatura [°C]
Janeiro	30,70
Fevereiro	30,50
Março	30,10
Abril	29,10
Maio	27,70
Junho	26,00
Julho	25,60
Agosto	26,30
Setembro	28,00
Outubro	29,80
Novembro	30,50
Dezembro	30,80
Anual	28,80

Fonte: INMET¹⁴

Cabe ressaltar, que os módulos fotovoltaicos trabalham a uma temperatura maior que a temperatura ambiente. Internacionalmente é considerado um bom valor de referência a diferença média positiva de 25 °C entre a temperatura ambiente e a das células. Todavia este é só um valor global adotado como referência, essa diferença variará de acordo com a ventilação dos módulos, desse modo é capaz de estabelecer uma relação direta entre a estrutura de fixação do mesmo e a diferença de temperatura, tal como exposto na tabela 3.2, a seguir.

¹⁴ Disponível em: < <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisclimatologicas>>. Acesso em: 05 de novembro de 2018.

Tabela 3.2 – Tipo de estrutura de fixação e diferença de temperatura

Tipo de Fixação		ΔT
a	Estrutura totalmente elevada (solo)	+22 °C
b	Laje ou telhado (com espaço/inclinação)	+28 °C
c	Sobre o telhado (com ventilação)	+29 °C
d	Integrado	+ 32 °C

Fonte: DI SOUZA (2015a)

A correção da temperatura é feita usando uma temperatura de cálculo, essa sendo expressa como mostrada na equação 3.18.

$$T_{calc} = T_{amb} + (\Delta T - T_{ref}) \quad (3.18)$$

Onde T_{calc} é a temperatura considerada nos cálculos para determinar as diferenças entre os valores nominais e os de operação, T_{amb} é a temperatura ambiente do local da instalação, ΔT é a diferença de temperatura em conformidade com os métodos de instalação apresentados na tabela 3.2 e T_{ref} é a temperatura de referência, que como já explanado em linhas anteriores é aceita internacionalmente como 25 °C.

A compensação das características elétricas devido a temperatura, segue um passo a passo, seja qual for a grandeza tratada, consiste inicialmente em calcular a temperatura de cálculo, através da expressão 3.18.

Após a temperatura de cálculo ser determinada, calcula-se o que Di Souza (2015a) nomeia de diferença entre a característica real e o valor nominal, expresso pela equação 3.19.

$$L^{\circ}C_{Pmax} = {}^{\circ}C_{wp} \cdot T_{calc} \quad (3.19)$$

O termo ${}^{\circ}C_{wp}$ é chamado de coeficiente de temperatura, sendo que no caso exemplificado em 3.19, trata-se do coeficiente de temperatura da potência pico. No caso da determinação dos valores reais de tensão, máxima ou mínima, e da corrente de curto circuito e/ou de operação, a expressão para o cálculo do termo $L^{\circ}C_{Pmax}$, que é um percentual, é a

mesma, o que se faz é apenas alterar o índice desse, a fim de denotar a grandeza ao qual ele se refere, e utilizar o coeficiente de temperatura adequado.

Em posse do resultado dado por 3.19, parte-se ao terceiro passo, que é a determinação do rendimento da grandeza em questão, ou seja, tomando a potência pico como exemplo, aplica-se a equação 3.20, a seguir, para se determinar o chamado rendimento de potência.

$$R^{\circ}C_{Pmax} = 100\% - L^{\circ}C_{Pmax} \quad (3.20)$$

Basta-se, então, multiplicar o rendimento, obtido através da expressão anterior, pelo valor nominal para obter-se o valor real da grandeza, reintera-se aqui, que a mesma metodologia descrita nas linhas anteriores pode ser aplicada as demais grandezas, como corrente e tensão.

Para finalizar, serão feitas duas ressalvas, a primeira tem haver com a determinação da temperatura máxima em circuito aberto, sobre essa:

Para compensação da tensão, a fim de determinar o MAIOR valor de tensão em circuito aberto, utilizaremos como “**temperatura de cálculo**” o valor de 10° C, internacionalmente aceito como valor limite de temperatura ambiente as “horas sol” em ocalidade em que a “**irradiância solar**” tem valor mínimo para que os módulos fotovoltaicos alcancem, pelo menos, os valores nominais de laboratório de suas características elétricas. (DI SOUZA, 2015a, p.19).

E a segunda ressalva é que os cálculos envolvidos no dimensionamento do sistema, visto nas seções anteriores, deverão utilizar os valores corrigidos, conforme explicado nesta seção, desse modo o projeto do sistema pode ser mais preciso e consequentemente mais confiável.

4 CAPÍTULO 04: ANÁLISE ECONÔMICA E ESTRUTURA TARIFÁRIA

Em qualquer projeto de qualquer área, o ponto mais importante é o quanto ele custará e o quanto ele terá de retorno para o usuário, esse fato não é diferente, mesmo para um projeto como o apresentado neste trabalho. Para a avaliação de viabilidade econômica do projeto, que será proposto no próximo capítulo, será necessário levantar o preço de todos os componentes projetados, porém como trata-se de um sistema autônomo, ou seja, não ligado a rede da concessionária, será também avaliado como é feita a tarifação do cliente (universidade), a fim de determinar quais os retornos mensais gerados. Além disso, será feita uma comparação entre o sistema de iluminação externo, já existente, a fim de, se determinar qual é o mais rentável para a ocasião.

4.1 Métodos de Análise Econômica

Tais análises serão feitas através dos métodos clássicos apresentados pela engenharia econômica, tais como o do valor presente líquido (VPL), o índice de lucratividade (IL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno (*payback*), esses serão discutidos nos próximos itens, e aplicados sobre o fluxo de caixa dos projetos em análise, no próximo capítulo.

4.1.1. Fluxo de Caixa Livre

“As entradas (receitas) e saídas (custos) de capital são chamadas fluxos de caixa. [...]” (BLANK, TARQUIN, 2008, p. 11). Araújo, Texeira e Licório (2015), usando as palavras de Zdanowicz, comentam que o fluxo de caixa, nada mais é do que uma ferramenta que permite o planejamento, a organização, a direção, a coordenação e o controle dos recursos financeiros em questão.

O fluxo de caixa (FC) é uma ferramenta poderosa para a análise dos ativos de um investimento qualquer, ao permitir que o administrador tenha um vislumbre das entradas e saídas do projeto:

Por meio do fluxo de caixa, é possível ter uma visão antecipada das necessidades de numerários para atender pagamentos dos compromissos que a empresa costuma assumir, podendo o administrador financeiro planejar com antecedência os problemas que venham a surgir no decorrer das operações e direcionar possíveis excedentes.(SANTOS *et al*, 2010, p. 2).

Todos os métodos de análise econômicos que serão comentados, posteriormente, necessitam da estimação do FC para sua aplicação, porém, tal como afirma Blank e Tarquin (2008) é uma das coisas, em estudos de engenharia econômica, que é mais difícil de se estimar, segundo os mesmos: “[...] Estimativas de fluxo de caixa são simplesmente isto: estimativas a respeito de um futuro incerto. [...]” (BLANK, TARQUIN, 2008, p. 30).

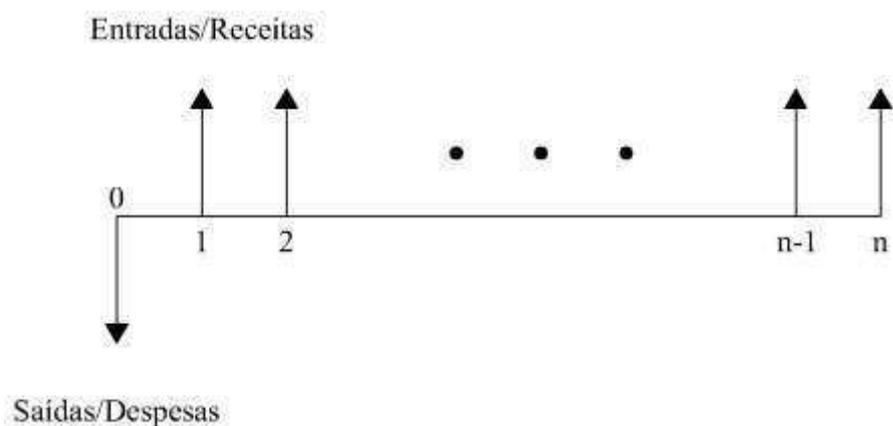
A estimação do fluxo de caixa, então consiste em determinar as entradas (recebimentos) e saídas (desembolsos) de caixa, podendo o fluxo de caixa livre (FCL) ser estimado como apresentado pela equação 4.1:

$$FCL = \text{recebimentos} - \text{desembolsos} \quad (4.1)$$

Por convenção se adota que os desembolsos e recebimentos, ocorrem apenas no fim do período, ou seja, todos as entradas e saídas, que ocorrem entre os períodos de juros, são tomadas como ocorrendo apenas no fim do referido intervalo de tempo.

O FCL é representado graficamente por um diagrama, que é um gráfico que traz as entradas e saídas espaçadas pelo período de juros considerado. A representação é constituída de setas, onde a seta vertical para cima representa um recebimento, enquanto a flecha vertical para baixo representa um desembolso, tal como esquematizado na figura 4.1. Também pode ser representado por gráfico de barras substituindo as setas, como na representação que será usada nesse trabalho.

Figura 4.1 – Representação do fluxo de caixa livre



4.1.2 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL) é um dos métodos mais usados e um dos mais confiáveis, para medir o quão viável é um investimento:

O valor presente líquido (VPL) considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo. É considerada uma técnica sofisticada de orçamento de capital. Todas as técnicas desse tipo descontam de alguma maneira os fluxos de caixa da empresa a uma taxa especificada. Essa taxa comumente chamada de taxa de desconto, retorno requerido, custo ou custo de oportunidade, consiste no retorno mínimo que um projeto precisa proporcionar para manter inalterado o valor de mercado da empresa. (GITMAN, 2010, p. 369).

Basicamente, o método do VPL é aplicado ao FCL, e consiste em verificar qual o valor do projeto no tempo presente, “[...] consiste em trazer as entradas e saídas de capital para a data zero do investimento, descontada a taxa de juros (“i”), denominada taxa mínima de atratividade (TMA). [...]” (RODRIGUES, ROZENFELD, 2015, p. 10). Matematicamente o VPL é descrito pela equação 4.2.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (4.2)$$

É consenso entre os autores que se o resultado da equação 4.2 for positivo o projeto é considerado financeiramente viável, enquanto o contrário, ou seja, se o VPL obtido for menor que zero, o projeto será considerado inviável. Cabe salientar ainda, que se os projetos forem mutuamente excludentes, aqueles onde a escolha de um resulta, necessariamente, na exclusão do outro, o projeto que deverá ser o escolhido é aquele que possuir o maior valor de VPL.

4.1.3 Taxa Interna de Retorno

O método da taxa interna de retorno (TIR), ou ainda a taxa de retorno (*rate of return - ROR*), pode ser considerado um método derivado do VPL, esse método consiste em achar o valor para a taxa “i” que zere o VPL, de modo mais formal pode-se entender a TIR como sendo:

Taxa de retorno (ROR) é a taxa paga sobre o saldo não liquidado – saldo devedor – de uma quantia tomada por empréstimo, ou a taxa ganha sobre o saldo não recuperado – saldo credor – de um investimento, de forma que o pagamento ou recebimento final faça com que o saldo seja exatamente igual a zero, com os juros considerados. (BLANK, TARQUIN, 2008, p. 240).

Matematicamente a TIR ou a ROR pode ser calculada através da equação 4.3:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 = 0 \quad (4.3)$$

Quanto aos critérios de avaliação do projeto, a TIR é comparada ao valor da TMA, tal como exposto por Rodrigues e Rozenfeld (2015):

- TIR maior que a TMA: Investimento economicamente viável.
- TIR menor que a TMA: Investimento economicamente inviável.
- TIR igual à TMA: Indiferente.

Ainda segundo os autores supracitados, a TIR possui como desvantagem o fato de não poder ser usada quando os fluxos de caixa forem não convencionais¹⁵, além do mais dependendo do projeto este pode apresentar mais de uma TIR, situação em que não é possível determinar se o projeto é, ou não, economicamente viável.

O cálculo analítico da equação 4.3 pode não ser facilmente realizável, ou até mesmo ser impossível de ser feito, porém seu valor pode ser obtido através de métodos numéricos como o de Newton-Raphson, ou o de tentativa e erro.

4.1.4 Índice de Lucratividade

Segundo Rodrigues e Rozenfeld (2015), o método avalia a relação entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, conforme expresso pela equação 4.4.

$$IL = \frac{VP_{entradas}}{VP_{saídas}} \quad (4.4)$$

¹⁵ Fluxos de caixa não convencionais são aqueles que possuem mais de uma saída de caixa.

“O índice de lucratividade (IL) é medido pela relação entre o valor atualizado dos fluxos operacionais líquidos de entrada de caixa e os de saída de caixa (investimentos).” (ASSAF NETO, 1992, p. 4).

Assaf Neto (1992) acrescenta ainda que, se o IL for maior que 1, o VPL do projeto será positivo e, portanto, o investimento é economicamente viável, caso este seja menor que 1, o VPL equivalente será negativo, sendo o projeto economicamente inviável.

4.1.5 Tempo de “*payback*”

O método do *payback*, basicamente pode ser entendido como o tempo que o investimento leva para ser recuperado, de maneira mais formal: “Corresponde ao prazo necessário para que o valor atual dos reembolsos (retorno de capital) se iguale ao desembolso com o investimento efetuado, visando à restituição do capital aplicado.”(REBELATTO, 2004 *apud* RODRIGUES; ROZENFELD, 2015).

Basicamente existem dois tipos de *payback*, o chamado *payback* simples, e o *payback* descontado, sendo que a diferença entre ambos é o fato do *payback* simples não considerar o valor do dinheiro no tempo. Matematicamente, o *payback* descontado é expresso, pela equação 4.5.

$$Payback_{descontado} = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j}; \quad 1 \leq t \leq n \quad (4.5)$$

Onde I é o investimento inicial, R_j é a receita no período j , C_j é o custo no período j , i é a TMA, e j é o índice que representa o período considerado.

Assaf Neto (1992), pontua duas deficiências do *payback*, a primeira: não considerar o fluxo de caixa após o período de *payback*; e a segunda: não leva em conta, nem a magnitude e nem a distribuição do fluxo de caixa antecedente ao período de *payback*.

4.2 Tarifas e Classificação dos Consumidores

Segundo informações do portal jus.com, tarifas são definidas como o preço cobrado por uma prestação de serviços públicos por empresas públicas, sociedades de economia mista,

empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, e nesses, incluí-se a energia elétrica.

De acordo com portal da Aneel, a tarifa de energia elétrica é composta de três custos: o custo com a geração, o custo com a transmissão e os encargos setoriais¹⁶. E acrescenta-se ainda, aos custos já citados, os impostos que os governos, federal e estadual, cobram na conta de luz, o PIS/COFINS e o ICMS, respectivamente, além da contribuição para a iluminação pública paga ao governo municipal.

Ainda segundo a Aneel, para fins de cálculo, os custos das distribuidoras podem ser distribuídos em duas parcelas: a Parcela A (não gerenciáveis), referente a compra da energia, transmissão e encargos setoriais, essa parcela corresponde a cerca de 53,5% do valor final da energia; e a Parcela B (gerenciáveis), referente a distribuição de energia, que corresponde a 17% do custo final da energia. Sendo os outros 29,5% referentes às tributações já citadas.

O Dieese (2015), pontua que, os custos da parcela A são integralmente repassados aos consumidores, sendo essa parcela calculada com base nas projeções do mercado no que tange a demanda e oferta de energia elétrica, sendo que eventuais distorções são corrigidas mediante autorização da Aneel, por meio de três modalidades de correção tarifárias: o Reajuste Tarifário Anual (RTA) – reajuste feito ao longo do ano, segundo um calendário estabelecido pela Aneel; a Revisão Tarifária Periódica (RTP) – são redefinições das tarifas que ocorrem em todas as distribuidoras, em geral a cada quatro anos; e a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) – pode ser realizada a qualquer momento, por pedido da concessionária, por motivo de significativo desequilíbrio econômico para a concessão.

“No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos: Grupo A, que tem tarifa binômica¹⁷ e Grupo B, que tem tarifa monômica¹⁸.” (ELETROBRAS, 2011c, p. 10). Essa classificação é feita conforme o nível de tensão de alimentação, além disso, tanto os consumidores do grupo A quanto os do grupo B são subdivididos em outros grupos, conforme resumido na tabela 4.1.

¹⁶ Encargos setoriais são, segundo a Aneel, custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição e instituídos por lei, sua finalidade é fomentar o desenvolvimento do setor elétrico e subsidiar as políticas energéticas do governo federal.

¹⁷ Diz-se que a tarifa é binômica quando são aplicados preços tanto ao consumo quanto a demanda

¹⁸ Diz-se que a tarifa é monômica quando os consumidores são cobrados apenas por seu consumo.

Tabela 4.1 – Classificação dos consumidores

Grupo	Sub-Grupo	Descrição	Nível de Tensão
A	A1	Industrial, <i>Shoppings Centers</i> , Alguns Edifícios Comerciais	230 kV ou mais
	A2		88 a 138 kV
	A3		69 kV
	A3a		30 a 44 kV
	A4		2,3 a 25 kV
	AS		Sistema Subterrâneo
B	B1	Residencial e Residencial de Baixa Renda	Inferior a 2300 V
	B2	Rural e Cooperativa de Eletrificação Rural	
	B3	Demais Classes	
	B4	Iluminação Pública	

Fonte: ELETROBRAS (2011c)

4.3 Estrutura Tarifária

“Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento.” (ELETROBRAS, 2011c, p. 11). A UFCG, provavelmente, é classificada como um consumidor do grupo A, e portanto, é do interesse deste trabalho, apenas as estruturas tarifárias aplicáveis a esse grupo de consumidores, tais estruturas se resumem a duas: a estrutura tarifária horo-sazonal verde e a estrutura tarifária horo-sazonal azul.

Antes de tecer comentários sobre a tarifação verde e azul, cabe destacar algumas definições que são de vital importância para o entendimento da composição de tais estruturas, a primeira delas é a definição de horário de ponta.

O horário ponta é, definido pela Aneel, como um intervalo de três horas consecutivas estabelecido pela concessionária de acordo com sua curva de carga, e aprovado pela referida agência reguladora, com validade sobre toda a área de concessão, nesse período a tarifação de energia é mais cara. De maneira mais prática, o horário de ponta representa o intervalo de tempo onde a utilização da rede da concessionária é maior, ou seja, é o período de maior consumo na rede. Ressalta-se ainda, sobre o horário de ponta, que esse é estabelecido excetuando-se os sábados, domingos e feriados nacionais.

Outra definição importante é a de período úmido e período seco, e como sugere o nome, tem relação com o regime de chuvas das bacias hidroclógicas dos rios que abastecem as hidroelétricas. De maneira formal define-se período seco, segundo a Eletrobras (2011c), como

o período de sete meses, em geral de pouca chuva, compreendido entre os meses de maio a novembro. Já o período úmido, de acordo com a mesma, é o período dos cinco meses restantes, geralmente chuvoso, que vai de dezembro a abril.

Por fim, cabe fazer a diferenciação entre demanda e consumo. Demanda pode ser entendida como a potência total (ativa ou reativa) que a instalação utiliza em dado momento, sobre demanda a Eletrobras (2011c) a define como: “Média das potências ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela de carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.” (ELETROBRAS, 2011c, p. 8), enquanto que o consumo, seria a quantidade de potência consumida (kW) no intervalo de tempo de utilização:

[...] No caso de um equipamento elétrico o valor é obtido através do produto da potência do equipamento pelo seu tempo de utilização e, em uma instalação residencial, comercial ou industrial, através da soma do produto da demanda medida pelo período de integração. (ELETROBRAS, 2011c, p.8).

4.3.1 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde

Segundo a Eletrobras (2011c), essa estrutura tarifária é aplicável aos consumidores do grupo A, nos sub-grupos A3a, A4 e AS, ou seja, é aplicada para consumidores com um nível de tensão de alimentação inferior a 44 kV (sub-grupos A3a e A4), ou alimentados por ramais subterrâneos (sub-grupo AS). Sobre a tarifa horo-sazonal verde pode-se afirmar que:

[..] é sempre de caráter opcional e apresenta dois preços para a demanda (um para a demanda contratada e outro para a demanda de ultrapassagem) e quatro preços para o consumo (dois para os períodos de ponta seca e úmida e dois para os períodos fora de ponta seca e úmida). [...] (COSTA, 2006, p. 121).

A Eletrobras (2011c) acrescenta que a fatura dos consumidores que utilizam esse tipo de tarifação pode ser resumida na soma de três fatores, um referente ao consumo, outro a demanda e outro a ultrapassagem, resumido pela equação 4.6, a seguir:

$$Fatura = P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem} \quad (4.6)$$

A parcela de consumo é calculada tomando-se o consumo na ponta e fora dessa, e multiplicando ele pelo valor da respectiva tarifa, e tal como comentado por Costa (2006), anteriormente, tal tarifa pode assumir valores diferentes para os períodos úmidos ou secos. A parcela referente a demanda é tomada como o resultado da multiplicação da tarifa de demanda pelo valor da demanda contratada ou da demanda medida, qual for maior (desde que a demanda medida não seja 10% superior que a demanda contratada). E por fim a parcela relativa a ultrapassagem, é cobrada apenas quando ocorre da demanda medida ser 10% maior que a demanda contratada. A equação 4.7, a seguir, sintetiza o que foi sucintamente explicado nas linhas anteriores.

$$Fatura = [TCP \times CMP + TCFP \times CMFP] + [TD \times DC] + [TU \times (DM - DC)] \quad (4.7)$$

Onde TCP é a tarifa de consumo na ponta, CMP é o consumo medido na ponta, TCFP é a tarifa de consumo fora de ponta, CMFP é o consumo medido fora de ponta, TD é a tarifa de demanda, DC é a demanda contratada e DM a demanda medida.

4.3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul

A tarifa azul tem caráter mais geral que a verde, anteriormente comentada, podendo ser de aplicação obrigatória ou optativa dependendo do sub-grupo do qual o consumidor faz parte. Nessa estrutura tarifária o consumidor deverá contratar além de dois valores de consumo, na ponta e fora de ponta (tal como ocorre na tarifação verde), dois valores de demanda contratadas, um para a ponta e outro para fora da ponta. Além disso as tarifas podem apresentar valores diferenciados, dependendo do período do ano (período úmido ou seco). De modo mais sintético:

[...] apresenta quatro preços para a demanda (dois para a máxima – período seco e úmido – e outros dois para a de ultrapassagem – períodos seco e úmido) e quatro preços para o consumo (dois para os períodos de ponta seca e úmida e dois para os períodos fora da ponta seca e úmida). [...] (COSTA, 2006, p. 120).

De acordo com a Eletrobras (2011c), a tarifa azul é de aplicação obrigatória aos consumidores dos sub-grupos A1, A2 e A3 e opcional para aqueles que fazem parte dos sub-

grupos A3a, A4 e AS. Sendo composta, basicamente, de três parcelas, uma relativa ao consumo, outra relativa à demanda e a outra, à ultrapassagem, caso essa ocorra, de modo que a fatura se resume àquela apresentada pela equação 4.6.

De fato, o que se verifica é que a tarifa verde, na verdade, é uma simplificação da tarifa azul, ao passo que traz um única demanda contratada para ponta e fora de ponta, bem com uma uma tarifa de demanda única. Desse modo pode-se resumir a tarifa azul através da equação 4.8.

$$\begin{aligned}
 \text{Fatura} = & [TCP \times CMP + TCFP \times CMFP] \\
 & + [TDP \times DCP + TDFP \times DCFP] \\
 & + [TUP \times (DMP - DCP) + TUFP \times (DMFP - DCFP)]
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Onde TCP é a tarifa de consumo na ponta, CMP é o consumo medido na ponta, TCFP é a tarifa de consumo fora de ponta, CMFP é o consumo medido fora de ponta, TDP é a tarifa de demanda na ponta, DCP é a demanda contratada na ponta, TDFP é a tarifa de demanda fora da ponta, DCFP é a demanda contratada fora da ponta, TUP é a tarifa de ultrapassagem na ponta, DMP é a demanda medida na ponta, TUFP é a tarifa de ultrapassagem fora da ponta e DMFP é a demanda medida fora de ponta.

Para a tarifa de ultrapassagem cabe ressaltar que, ela somente será cobrada no caso em que a demanda medida supere a demanda contratada em um limiar definido. A Eletrobras (2011c) indica que esta será cobrada se a demanda medida for 5% superior a demanda contratada, no caso de consumidores dos sub-grupos A1, A2 e A3, e 10% para os demais sub-grupos.

4.4 Cobrança por Energia Reativa

Um outro fator incidente sobre a fatura de energia elétrica, é a cobrança por excesso de reativos, injetados ou absorvidos do sistema elétrico da concessionária pelo cliente.

A energia consumida por determinado cliente, na verdade é composta de duas parcelas diferentes, uma ativa, que executa o trabalho útil, e outra reativa que é necessária para a formação dos campos elétricos e magnéticos dos equipamentos. Essa energia reativa apenas onera o sistema elétrico, ocupando um espaço que poderia ser utilizado para se fornecer mais energia ativa, o que compromete a eficiência do mesmo. Assim a Aneel estipula um limite de consumo de reativos que pode ser adimitido, “O limite é indicado de forma indireta, através

de um parâmetro denominado ‘fator de potência’, que reflete a relação entre as energias ativas e reativas consumidas. [...]” (ELETROBRAS, 2011c, p. 17). Sendo estabelecido, pela Aneel, que o fator de potência não deve ser inferior a 0,92 (capacitivo ou indutivo).

A cobrança pela energia reativa somente ocorre quando o limite, acima citado, não é respeitado. Para os consumidores do grupo A, tanto para a tarifação verde como para a tarifação azul, aparecerá um novo termo na equação 4.6, como mostrado na expressão 4.9, que levará em conta a quebra do limite estabelecido pela Aneel.

$$Fatura = P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem} + P_{reativo} \quad (4.9)$$

Onde esse termo adicional será expresso pelas equações 4.10 e 4.11, quando se tratar, respectivamente, da tarifa verde e azul.

$$P_{reativo} = [TCP \times UFERP + TCFP \times UFDRFP] + [TD \times UFDR] \quad (4.10)$$

Onde TCP é a tarifa de consumo na ponta, UFERP é o consumo de energia reativa na ponta, TCFP é a tarifa de energia fora de ponta, UFERFP é o consumo de energia reativa fora de ponta, TD é a tarifa de demanda e UFDR é a demanda reativa.

$$P_{reativo} = [TCP \times UFERP + TCFP \times UFDRFP] + [TDP \times UFDRP + TDFP + UFDRFP] \quad (4.11)$$

Onde TDP é a tarifa de demanda na ponta, UFDRP é a demanda de reativos na ponta, TDFP é a tarifa de reativos fora da ponta e UFDRFP é a demanda de reativos fora de ponta.

A Eletrobras (2011c) destaca ainda que não há cobrança de ultrapassagem para demanda de reativos.

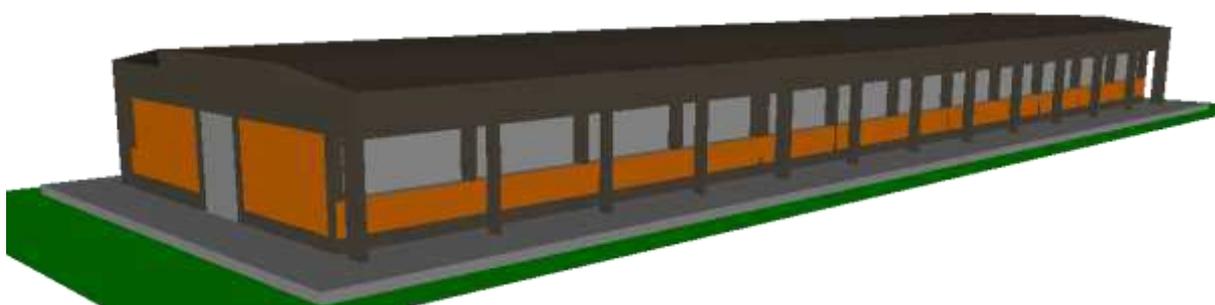
5 CAPÍTULO 05: RESULTADOS

5.1 Descrição do Projeto

Nos capítulos anteriores foram apresentadas as teorias que embasaram a construção do projeto que será apresentado neste capítulo. O objeto de estudo do trabalho é o bloco CJ, mais especificamente seu sistema de iluminação externo. O projeto proposto surgiu de uma ideia dentro do grupo de Inteligência em Energia da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), coordenado pelo professor Edmar Gurjão, e visa ser uma alternativa, de medida interventiva, para o sistema de monitoramento de energia, pelo grupo estudado, buscando aliar uma maior eficiência energética e luminotécnica, associada a redução de consumo do bloco e dentro de um patamar econômico que seja viável de implantação.

O bloco CJ é um prédio do setor C da UFCG, pertencente ao Departamento de Engenharia Elétrica, da referida universidade, nele são abrigados salas de aulas, auditórios, salas de professores, laboratórios e a sala do PET-Elétrica. Possui, dimensões de, aproximadamente, 13x50 m, com altura de cerca de 4 m, cujo o aspecto é tal como aquele apresentado na figura 5.1.

Figura 5.1 – Modelo aproximado em três dimensões do bloco CJ



Fonte: Autor

O projeto proposto consiste de três etapas, o projeto luminotécnico, o projeto fotovoltaico que o alimentará e a análise de viabilidade econômica destes, sendo as três etapas e os resultados, delas obtidos, detalhados a seguir.

5.2 Projeto Luminotécnico

Atualmente a iluminação externa do bloco CJ é feita por intermédio de um sistema de iluminação antigo e ineficiente, composto de 11 luminárias, dentre elas 7 refletores e 4 luminárias em braços metálicos, com lâmpadas de vapor de mercúrio e/ou multivapor metálico, o que caracteriza uma potência instalada de cerca de 1200 W. As figuras 5.2 e 5.3, a seguir, mostram algumas dessas luminárias.

Figura 5.2 – Refletores: Bloco CJ



Fonte: Autor

Figura 5.3 – Luminária em braço metálico: Bloco CJ

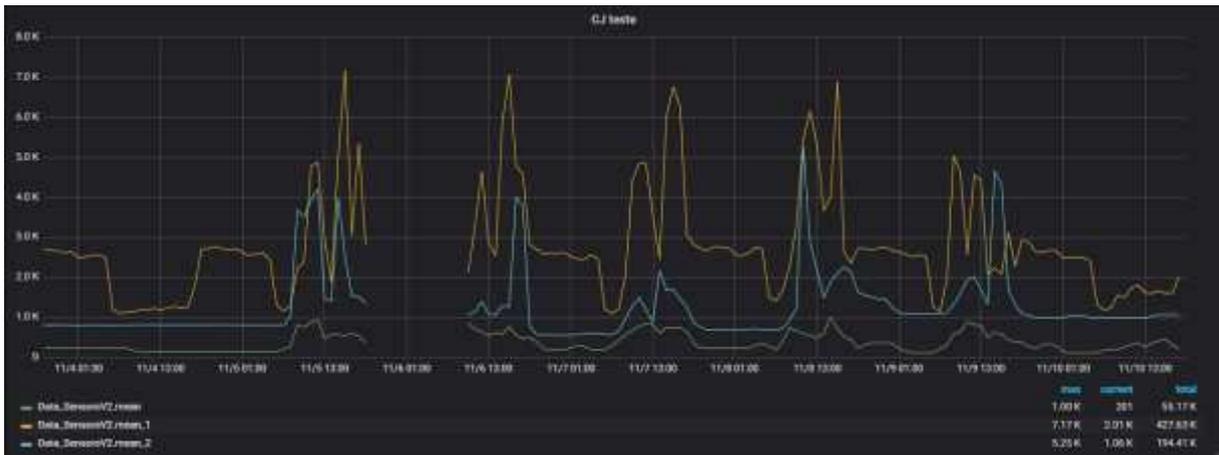


Fonte: Autor

O uso do sistema antigo, por si só, já justificaria um estudo no sentido de avaliar a troca por um sistema em LED, de modo a se verificar qual a economia que seria gerada e a melhora da iluminação do ambiente, por um uso de um sistema, não só mais eficiente, como com um IRC maior, como no caso dos LEDs.

A potência instalada foi estimada observando o gráfico de consumo do bloco, que é monitorado por medidores, projetados pelo já referido grupo, e disponibilizado em um banco de dados do mesmo. O gráfico de consumo usado na análise foi de um intervalo de sete dias. Sendo este apresentado na figura 5.4.

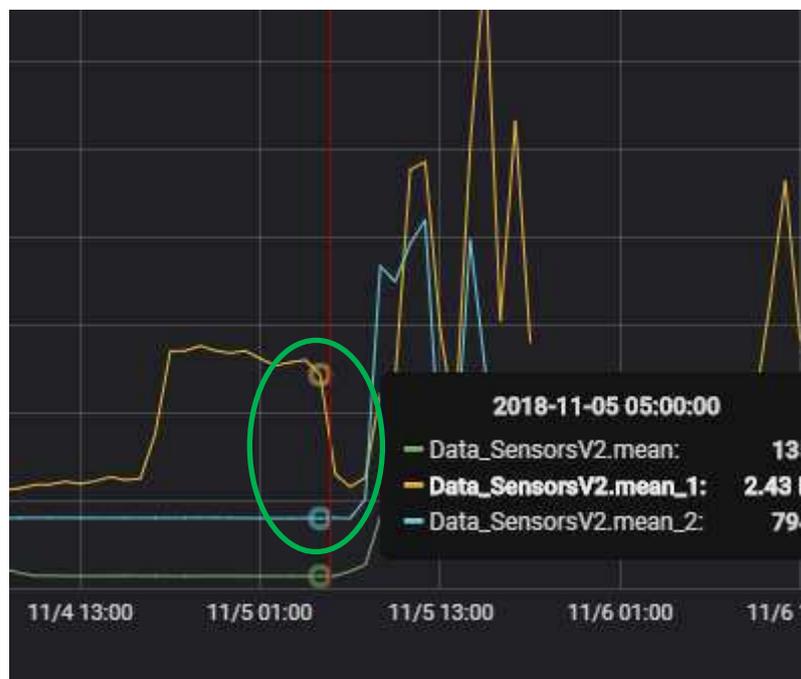
Figura 5.4 – Gráfico de consumo por fase – Bloco CJ



Fonte: Grupo de Inteligência em Energia, UFCG

Do gráfico apresentado na figura acima, é possível verificar um padrão que se repete diariamente, na fase em amarelo, por volta das cinco da manhã, como mostrado na figura 5.5. Este padrão repetitivo corresponde exatamente ao horário de desligamento da iluminação externa do prédio, de modo que é perfeitamente plausível admitir, que esta variação corresponda a potência de iluminação externa, ali instalada.

Figura 5.5 – Padrão repetitivo



Fonte: Grupo de Inteligência em Energia, UFCG

Ao avaliar os padrões verificados no gráfico, concluiu-se que, em média, a variação corresponde a potência de 1205 W, o que foi arredondado para 1200 W. O sistema funciona por cerca de 12 horas por dia, totalizando um consumo mensal de 432 kWh.

A proposta para a iluminação é fazer a substituição das lâmpadas e luminárias existentes, por luminárias em tecnologia LED, que além de serem mais eficientes, possuem uma vida útil muito superior e uma reprodução de cores melhor. O projeto foi feito com o auxílio do software Dialux permitindo a simulação do sistema proposto e comparação com os valores mínimos estabelecidos em norma. A NBR 5101:2012, estabelece os critérios mínimos exigidos para iluminação pública, incluindo ambientes com predominância de pedestres, como é o caso de praças, calçadas e etc.

A referida NBR estabelece que em ambientes com predominância de pedestres, na superfície da via não deve haver pontos com iluminância menor que 1 lux, sendo que para o reconhecimento da face, um mínimo de iluminância média é de 3 lux, podendo este nível variar até 40 lux, de acordo com a utilização do ambiente.

Na falta de uma norma brasileira mais específica para iluminação externa de prédios e suas calçadas, a elaboração do projeto luminotécnico baseou-se na NBR em questão, de modo que as calçadas do bloco foram consideradas vias de tráfego de pedestres. Para tais vias a norma propõe as classificações apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Classificação da iluminação

Descrição da via	Classe de Iluminação
Vias de uso noturno intenso por pedestres	P1
Vias de grande tráfego noturno de pedestres	P2
Vias de uso noturno moderado por pedestres	P3
Vias de pouco uso por pedestres	P4

Fonte: NBR 5101:2012

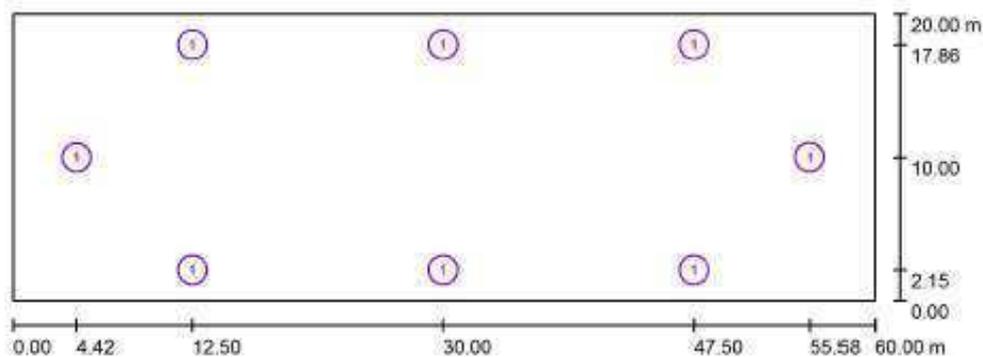
Frente a tal classificação e considerando o fato de que pós 18h não há um uso tão intenso do bloco, cessando praticamente a passagem de pessoas por seus passeios após as 21h ou 22h, optou-se pela classificação P3, para as calçadas. Essas classificações pontuadas na tabela 5.1, conduzem a níveis mínimos de iluminância e uniformidade que podem ser consultados na norma. Para a P3, a NBR 5101:2012, estabelece um nível mínimo de iluminância horizontal média de 5 lux e uma uniformidade de 0,2.

A norma brasileira não fala nada com relação aos níveis de ofuscamento para vias de tráfego de pedestres, no entanto usou-se uma recomendação do CIE trazido no portal de

documentação do AGi32¹⁹, indicando que para área de movimento onde existirá apenas passagem de pedestres o ofuscamento velante (GR) não deve ultrapassar 55.

Depois de analisar inúmeros cenários, com inúmeras luminárias, de várias potências, modelos e fabricantes, optou-se, para o projeto, pela utilização de 8 luminárias de LED da Philips, modelo BRP215, cujo datasheets pode ser consultado nos anexos, com potência dos LEDs de 18 W cada uma, totalizando uma potência instalada de 144 W, o que caracteriza um consumo mensal, levando em conta 12h de funcionamento diário, de 51,84 kWh. Tal consumo, é apenas 12% daquele que é gerado pelo sistema, atualmente em funcionamento, porém atende aos requisitos definidos anteriormente, até com certa folga, como demonstrado nas simulações do Dialux. A disposição das luminárias é mostrada na figura 5.6, e sua altura de montagem foi definida como 4 m.

Figura 5.6 – Disposição das luminárias



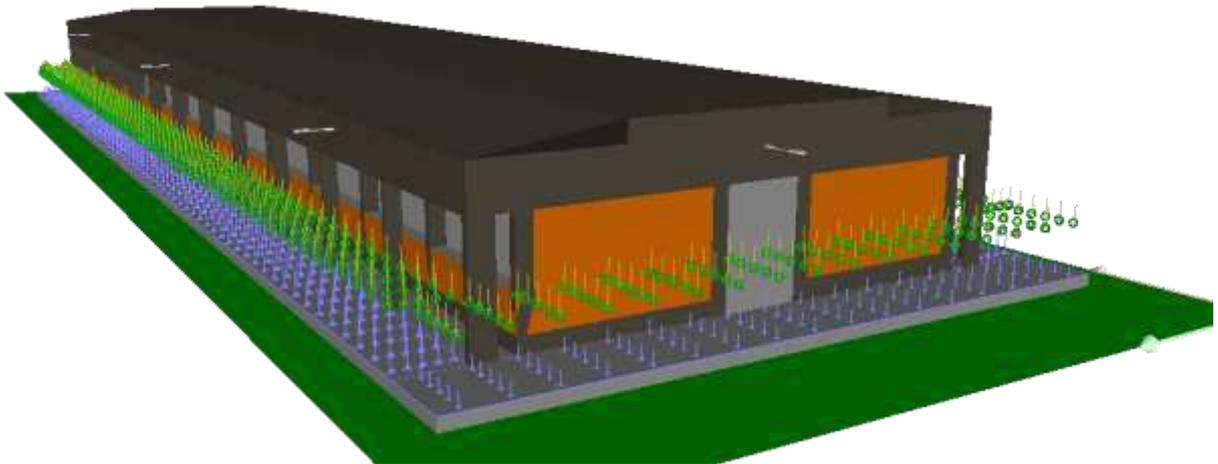
Fonte: Autor

O modelo no Dialux foi construído a partir de blocos básicos. Para o cálculo da iluminância média e da uniformidade foram utilizadas quatro tramas de cálculo, dispostas sobre a superfície das calçadas, já para a simulação do ofuscamento, GR, foram utilizados observadores GR, a uma altura de 1,6 m da superfície, simulando o nível dos olhos de uma pessoa. No total foram 770 pontos de cálculo, somando as quatro tramas, e a mesma quantidade de observadores GR. Chegou-se a essa quantidade de pontos de cálculo tentando-se atender as exigências da, já comentada, NBR 5101, que estabelece que entre duas luminárias, em uma via com uma faixa de rolamento, devará ter 85 pontos de cálculo (uma malha de 5 por 17 pontos). Como utilizou-se três luminárias nos lados de maior comprimento chegou-se a conclusão que 300 pontos em cada lado seria suficiente. E nos lados de menor

¹⁹ AGi32 é um software de simulação e projeto de sistemas luminotécnicos.

comprimento, por possuir apenas uma luminária, foi usado 85 pontos em cada lado, totalizando os 770 pontos. A figura 5.7 mostra os aspectos do modelo usado já constando a distribuições das tramas e dos observadores.

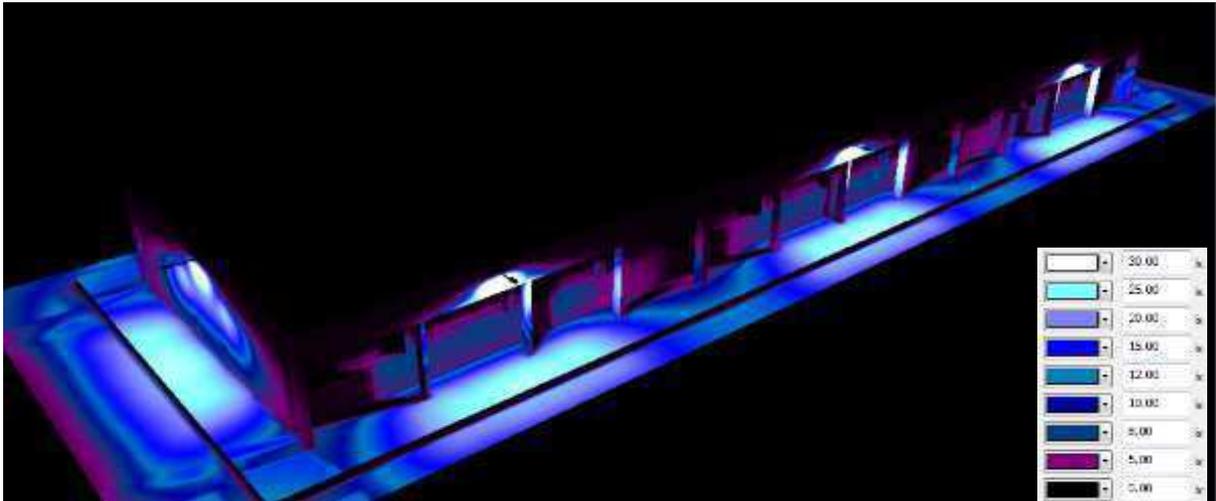
Figura 5.7 – Modelo com a distribuição dos observadores GR e tramas de cálculo



Fonte: Autor

Após feita as simulações, os resultados indicaram que os valores da iluminância média horizontal, usando a distribuição indicada em 5.4, é 19 lux em todas as quatro tramas, superando em quase quatro vezes o valor mínimo recomendado por norma, além disso a uniformidade da iluminação está em acordo como o valor normatizado, sendo superior a este nas calçadas maiores, onde vale 0,31, e nas menores onde vale 0,41. O diagrama de falsas cores apresentado em 5.8, ilustra como a iluminação se distribuirá pela superfície e dá uma ideia da uniformidade da mesma.

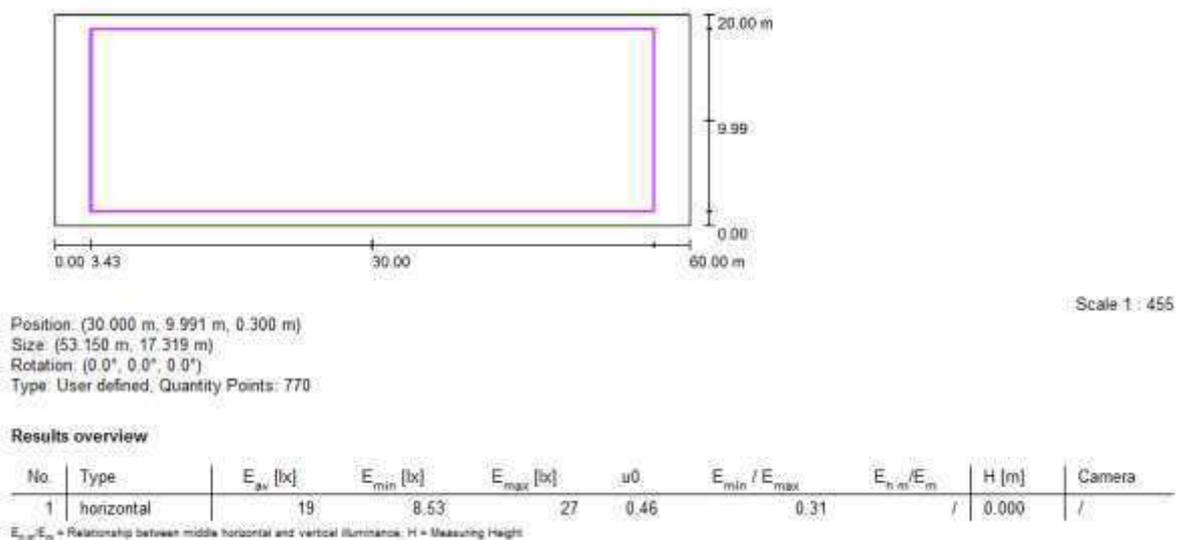
Figura 5.8 – Diagrama de Falsas Cores



Fonte: Autor

Unindo as referidas tramas e refazendo a simulação, encontrou-se um iluminância média horizontal, considerando toda a calçada, de 19 lux com uniformidade de 0,31, que atende de maneira satisfatória o predisposto em norma. Sendo a menor iluminância média obtida de 8,53 lux e a máxima 27 lux. A figura 5.9 apresentada a seguir traz os valores de saída obtido na simulação pelo Dialux.

Figura 5.9 – Resultado da simulação no Dialux para as tramas de cálculos unificadas



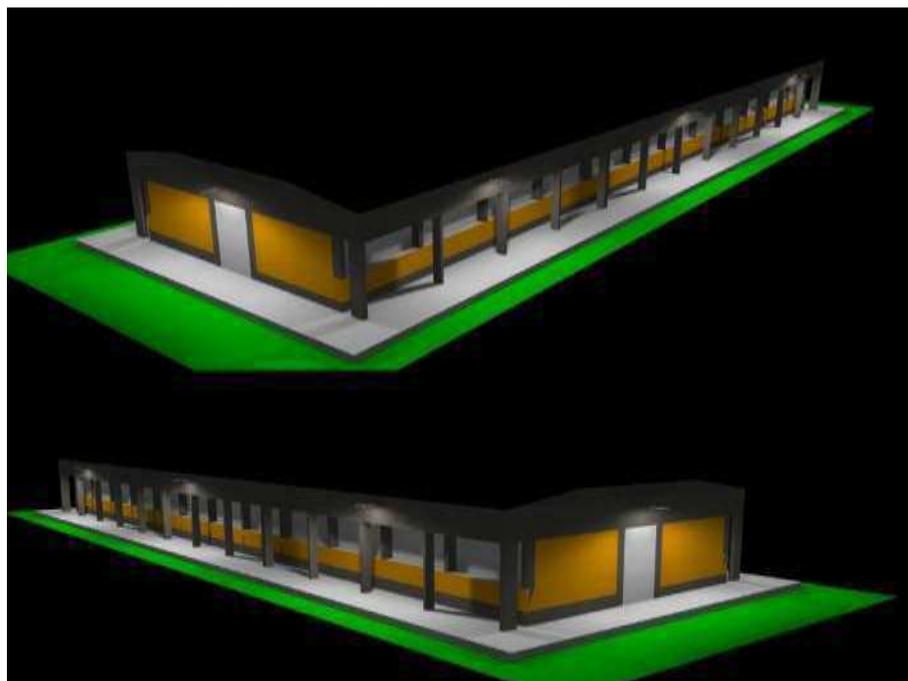
Fonte: Autor

Com relação ao ofuscamento, avaliando os resultados mostrados nos observadores GR, verificou-se que a grande maioria dos pontos possuía o ofuscamento GR menor que o

limite máximo recomendado pelo CIE, isto é, menor que 55, sendo que os menores índices foram verificados em localidades próximas as luminárias, e os maiores em regiões afastadas, onde a uniformidade da iluminação era menor, devido, especialmente, ao encontro dos feixes luminosos de diferentes luminárias. Ainda foi possível verificar alguns poucos pontos onde o ofuscamento chegou a 57, na região de sombra provocada pelos pilares, porém devido a serem poucos pontos, de um modo geral, não influenciarão na qualidade da iluminação.

Do exposto até então, o projeto luminotécnico elaborado se mostrou viável, do ponto de vista técnico, pois atende os requisitos estabelecidos em normas e orientações, além disso o fato dos LEDs apresentarem um bom índice de reprodução de cores, tornará o aspecto da iluminação bastante agradável, como indica a figura 5.10, onde é mostrado o aspecto do bloco iluminado.

Figura 5.10 – Aspecto da iluminação do bloco CJ



Fonte: Autor

O sistema será alimentado em 220 V, em corrente alternada, e controlado por uma fotocélula que será localizada no alto do prédio. O circuito de alimentação será percorrido por uma corrente, não superior a 655 mA, sendo suficiente para sua condução a utilização de fios de cobre de 1,5 mm² com isolamento em PVC, seccionados por um disjuntor termomagnético de 16 A, e alocados dentro de um eletroduto rígido ou flexível, em PVC, de diâmetro de 25 mm, embutido na parede.

5.3 Projeto Fotovoltaico

Como comentado no capítulo teórico, o método de projeto usado para dimensionar o gerador fotovoltaico é o mesmo adotado pelo Cresesb (2014). Para o projeto foi desenvolvida uma planilha no Excel, responsável pelos cálculos das expressões comentadas no capítulo três. Nas figuras 5.11 e 5.12, são mostradas o aspectos das abas responsáveis pelo cálculo do gerador e do banco de baterias.

Figura 5.11 – Aba dimensionamento do gerador

Módulos										
Descrição	Máxima Tensão a Temperatura de Operação (V)	Tensão do Sistema Nominal do Sistema (V)	Número de Módulos em Série*	Corrente Máxima In (A)	Corrente do Módulo no Pico e Mínima Potência (kg (A)	Número de Módulos em Paralelo	Corrente no Sistema In (A)	Inclinação (°)	Total de Módulos	Corrente de Curto-Circuito de 55°C (A)
VGE VL310P-33b	30,96	48	Valor** Arredondado 1,86 2,00	13,06	8,65	Valor*** Arredondado 1,74 2	17,31	7	4,00	1,99

*No caso de se usar um controlador de carga com SPPM verificar que o número de módulos em série está limitado a falta de operação do conversor.
 **Se a parte decimal for menor que 0,5 deve-se procurar outro módulo afin de se evitar sobredimensionamento.
 ***Se a parte decimal for menor que 0,5 deve-se procurar outro módulo afin de se evitar sobredimensionamento.

Características Elétricas de Módulo Paralelo	
Tensão de Circuito Aberto	43,6
Corrente de Curto-Circuito	8,66
Tensão de Pico de Mínima Potência	36,3
Corrente de Pico de Mínima Potência	8,53
Coefficiente de Temperatura de Mínima Potência	-0,42
Coefficiente de Temperatura Para a Tensão de Circuito Aberto	-0,37
Coefficiente de Temperatura para a Tensão de MPP	-0,42
Coefficiente de Temperatura para In	0,97

Fonte: Autor

Figura 5.12 – Aba dimensionamento das baterias

Baterias									
Autonomia - N (Dias)	Profundidade de Descarga (percentual)*	Capacidade do Banco de Baterias (Wh)**	Capacidade do Banco de Baterias (Ah)**	Bateria	Capacidade da Bateria Selecionada (Ah)**	Tensão da Bateria (V)	Número de Baterias em Paralelo***	Número de Baterias em Série	Total de Baterias
2	60,00%	7.050,38	146,88	Freedom DF 1000	170	12	Valor Arredondamento 3,98	4,00	4

* Varia de acordo com a aplicação e o tipo de bateria
 ** Cálculo baseado no regime de descarga em 20 h
 *** O Cresesb recomenda que este valor esteja no máximo entre 4 a 6

Fonte: Autor

O sistema *off-grid* dimensionado foi pensado para ter uma autonomia de até dois dias, para uma profundidade de descarga das baterias de 60%, ou três dias para uma profundidade de descarga de 80%, sendo o conjunto de painéis dimensionado para a cidade de Campina

Grande, cuja latitude é 7°13'50" Sul e a longitude é de 35°52'52" Oeste. As médias de temperatura para a cidade foram disponibilizadas na tabela 3.1.

A primeira coisa a se fazer, quando do dimensionamento do gerador, é analisar a incidência solar na cidade, isto é, avaliar o recurso solar disponível na mesma, para tanto, foi utilizado o banco de dados Sundata²⁰, do Cresesb. Nele notou-se que Campina possui, em seus arredores, 3 estações de coleta de dados, medindo, em cada uma delas, a radiação no plano horizontal, a radiação para a inclinação igual a da latitude local (7°), a radiação para a inclinação de maior média anual e a radiação para a inclinação de menor média anual. A tabela 5.2 traz os valores da radiação sobre o plano de inclinação da latitude local, isto é a irradiação para a inclinação de 7°.

Tabela 5.2 – Irradiação para a inclinação de 7° (kWh/m²)

Estação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	5,32	5,54	5,76	5,37	4,85	4,30	4,38	5,07	5,54	5,66	5,77	5,50
2	5,61	5,75	5,95	5,49	4,88	4,36	4,46	5,19	5,71	5,87	5,95	5,68
3	5,51	5,64	5,81	5,44	4,84	4,34	4,46	5,17	5,60	5,73	5,80	5,64
Média	5,48	5,64	5,84	5,43	4,86	4,33	4,43	5,14	5,62	5,75	5,84	5,61

Fonte: Sundata Cresesb

A fim de atender as recomendações do Cresesb (2014), os painéis deverão possuir uma inclinação de 10°, no mínimo, de modo a facilitar a sua limpeza e evitar acúmulo de água e poeira. Da avaliação do telhado, percebeu-se que o mesmo é composto de duas águas, uma com face virada para norte, e outra com face virada para o sul, sem praticamente nenhum desvio azimutal, isto quer dizer que os painéis deverão ser instalados, preferencialmente, na água norte e que será possível instalá-los com um desvio azimutal de, praticamente, 0°, otimizando assim a geração. Os módulos serão fixados ao telhado através de trilhos, como no esquema apresentado na figura 5.13.

²⁰ O banco de dados Sundata é disponibilizado no seguinte endereço: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>

Figura 5.13 – Estrutura de Fixação dos Painéis



Fonte: DI SOUZA (2015a)

A rigor deveria-se corrigir os valores da irradiação para o plano de inclinação de 10° , porém a diferença será pequena, especialmente porque, o desvio azimutal considerado é de 0° , de forma que a utilização da irradiância média, apresentada na tabela 5.2, para a inclinação de 7° , é suficientemente precisa para o projeto. Além disso, cabe ressaltar que, os dados contidos nela são equivalentes ao valor do HSP disponível na cidade.

O gerador foi projetado para alimentar um banco de baterias 48 V de tensão nominal. Tal valor de tensão foi definido visando a minimização das perdas pela diminuição da corrente que atravessa os fios, dito isto, e baseado nos dados do mês de junho, mês de menor incidência solar, e na eficiência de conversão do inversor escolhido, o qual será descrito mais adiante, é possível determinar a potência necessária ao gerador fotovoltaico, em acordo com a metodologia de projeto apresentado pelo Cresesb (2014) e descrita no capítulo três. Assim foi estimado que o gerador fotovoltaico deve ter, no mínimo 723,10 W de potência instalada.

Dos diversos modelos de placas fotovoltaicas avaliadas, a escolhida para o projeto foi a YGE YL310P-35b, da fabricante chinesa Yingli Solar, cujas principais características são apresentadas na tabela 5.3, sendo mais detalhes colocados no manual do fabricante, em anexo.

O projeto considera as temperaturas médias mensais, de modo a se obter os menores valores de tensão e corrente de operação dos módulos, fatores esses que determinam a quantidade de módulos em série e paralelo. A motivação para a escolha dos módulos da tabela 5.3, foi obter o menor número de painéis possível para o gerador. Usando painéis com

potência inferior a 300 Wp, era necessário um conjunto de seis deles, para atender os requisitos de potência e tensão do sistema, no entanto o uso de painéis com potência superior a 300 Wp conduziu a um gerador com apenas quatro módulos.

Tabela 5.3 – Principais características: Painel YGE YL310P-35b

Característica	Valor
Potência Nominal	310 Wp
Células	72
Tecnologia	Silício Policristalino
Tensão de Máxima Potência	36,3 V
Corrente de Máxima Potência	8,53 A
Tensão de Circuito-Aberto	45,6 V
Corrente de Curto-Circuito	8,99 A
Coefficiente de Temperatura para Potência	-0,42 %/°C
Coefficiente de Temperatura para Tensão de Circuito Aberto	-0,32 %/°C
Coefficiente de Temperatura para a Corrente de Curto-Circuito	0,05 %/°C
Coefficiente de Temperatura para a Tensão de Máxima Potência	-0,42 %/°C

Fonte: YINGLI SOLAR

Os cálculos indicaram que os módulos YL310P apresentarão uma tensão mínima de operação para o mês de dezembro e máxima para o mês de julho, onde valerão, respectivamente, 30,96 V e 31,88 V, quanto a corrente mínima de operação, esta ocorrerá no mês de julho, onde valerá 8,65 A, já a corrente máxima ocorre no mês de dezembro, valendo 8,68 A.

Sendo assim o gerador fotovoltaico projetado terá 4 painéis de 310 Wp, totalizando uma potência instalada de 1240 Wp, sendo composto de duas fileiras de dois módulos, ligadas em paralelo. A corrente máxima de operação será de 17,36 A, que corresponde a menor tensão de operação de 61,92 V, já a corrente mínima será de 17,30 A, correspondendo a tensão máxima de operação de 63,76 V. A geração de energia mensal associada ao gerador descrito, é mostrada na figura 5.14.

Figura 5.14 – Geração mensal do gerador fotovoltaico em kWh



Fonte: Autor

Para compor o banco de baterias foram escolhidas baterias estacionárias de chumbo ácido, com capacidade de 170 Ah, C@20h²¹, Freedom DF3000. O banco deverá ter uma capacidade, considerando a tensão nominal do mesmo de 48 V, de no mínimo 146,88 Ah, tendo em vista que as baterias deverão suportar um consumo de até 7.050,18 Wh, o banco deverá possuir 4 baterias ligadas em série, para atender o especificado.

Esse consumo, que o banco deverá suportar, foi calculado tomando o consumo da iluminação durante dois dias de funcionamento autônomo, considerando 12h de funcionamento diário e uma profundidade de descarga das baterias de 60%, além da eficiência do sistema de inversão, de baterias, e a consideração dos fatores de redução, tal como explicado na seção 3.3.2.

Quanto ao inversor e o controlador de carga, esses devem ser escolhidos de modo que se adequem ao sistema delineado até então, ou seja, deverão ser adequados aos níveis de tensão CC, nominal e máxima, que valem respectivamente, 48 V e 63,76 V, e a corrente máxima que o barramento poderá conduzir, acrescido de uma margem de segurança de 25%.

O barramento CC poderá conduzir até 17,98 A (duas vezes a corrente de curto-circuito dos módulos), que quando acrescida de 25% valerá cerca de 22,48 A. Assim para o projeto definiu-se a utilização do inversor Epever SHI2000-42 e do controlador Epever VS4048, cujas características são resumidas nas tabelas 5.4 e 5.5, respectivamente.

²¹ C@20 é a terminologia usada para denotar que a capacidade da bateria é referida a um regime de descarga de 20h.

Tabela 5.4 – Principais características: Inversor SHI2000-42

Característica	Valor
Tensão Nominal do Banco de Baterias	48 V
Faixa da Tensão de Operação CC	43,2 V ~ 64 V
Potência Nominal	2000 W
Forma de Onda da Saída	Senoidal Pura
Tensão de Operação CA	220V/230V
Frequência de Operação CA	50/60 Hz
Taxa de Distorção Harmônica (THD)	< 3%
Eficiência Máxima	95%

Fonte: Manual do Fabricante

Tabela 5.5 – Principais características: Controlador de Cargas VS4048

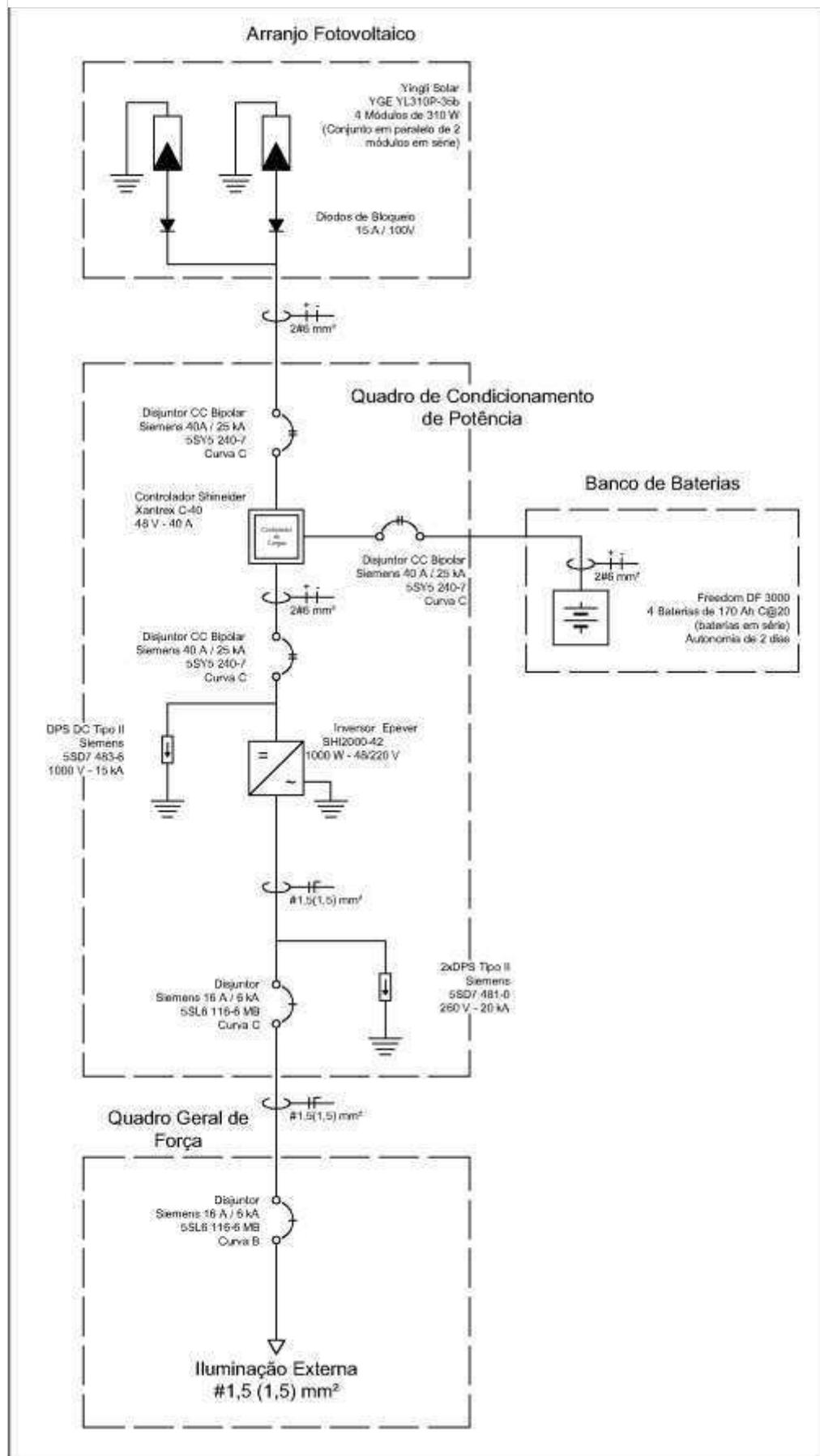
Característica	Valor
Tensão Nominal	12 V/ 24 V/ 48 V
Tensão Máxima dos Módulos	96 V
Tensão Máxima das Baterias	64 V
Corente Máxima	40 A

Fonte: Manual do Fabricante

Além dos componentes já citados, o sistema projetado também contempla diodos, disjuntores, DPS's e cabos. Os diodos, projetados para uma corrente de 15 A, com a finalidade de evitar que uma das fileiras de módulos se torne uma carga, o disjuntor, bipolar, servirá tanto como elemento de proteção contra curto-circuito e sobrecorrente como elemento seccionador. Os DPS's, atuarão servindo como proteção contra distúrbios de tensão ocorridos na rede ou no gerador, já os cabos, são propícios ao trabalho em corrente contínua e radiação solar, sendo de preferência em cobre estanhado. Na página seguinte será mostrado o diagrama unifilar da instalação, na figura 5.15. Contemplando todos os componentes e ligações a serem feitas.

Alguns detalhes, como a sugestão para o abrigo do banco de baterias e do quadro de conversão, que abrigará o inversor, controlador, os componentes de seccionamento e proteção do sistema, além do diagrama multifilar do mesmo, são trazidos nos apêndices colocados no fim deste trabalho.

Figura 5.15 – Diagrama unifilar do sistema



Fonte: Autor

5.4 Análise Econômica

A análise econômica do projeto se resumiu em três partes. A primeira consistiu em um levantamento do preço dos componentes, estimando assim o orçamento do projeto e, portanto o investimento inicial. Enquanto a segunda parte consistiu no levantamento do fluxo de caixa do mesmo. A terceira, e última, foi a avaliação do fluxo de caixa levantado, através dos métodos clássicos da análise econômica.

As três partes serão descritas nos tópicos a seguir:

5.4.1 Orçamento

O orçamento consiste em levantar o preço dos componentes, instalação e demais custos que são necessários à implantação do projeto. O levantamento do orçamento deste projeto foi baseado em pesquisas em sites de empresas especializadas em vendas de material para sistemas solares, como o portal neosolar.com.br, e até mesmo em sites especializadas em vendas e anúncios de diversos itens, como o caso do argentino Mercado Livre.

Para se fazer o orçamento foi necessário levantar os materiais empregados, bem como a quantidade e o preço unitário de cada um deles, sendo os resultados resumidos nas tabelas 5.6, 5.7 e 5.8.

Tabela 5.6 – Orçamento para o projeto luminotécnico

Código	Descrição	Un.	Qt.	Pr. Unitário	Pr. Total
#0-01	Luminária Philips BRP 215 - 18W	Luminária	8	R\$ 300,00	R\$ 2.400,00
#0-02	Braço para Lum. Aço Galvanizado 90cm x 25mm	Barra	8	R\$ 33,90	R\$ 271,20
#0-03	Barra Roscada 20cm x 3/16"	Barra	8	R\$ 4,00	R\$ 32,00
#0-04	Cabo Flexível Azul 1,5 mm ²	Peça	3	R\$ 77,90	R\$ 233,70
#0-05	Cabo Flexível Vermelho 1,5 mm ²	Peça	3	R\$ 77,90	R\$ 233,70
#0-06	Disjuntor Monopolar Siemens tipo DIN 16A	Peça	1	R\$ 13,00	R\$ 13,00
#0-07	Fotocélulas	Unidade	8	R\$ 20,00	R\$ 160,00
Total			39		R\$ 3.343,60

Fonte: Autor

Tabela 5.7 – Orçamento para o projeto fotovoltaico

Código	Descrição	Un.	Qt.	Pr. Unitário	Pr. Total
#1-01	Painel Solar 310 Wp YGE YL310P-35b	Unidade	4	R\$ 719,00	R\$ 2.876,00
#1-02	Bateria Estacionária Freedom DF3000	Unidade	4	R\$ 820,00	R\$ 3.280,00
#1-03	Inv. de Frequência Epever SHI1000-42	Unidade	1	R\$ 2.600,00	R\$ 2.700,00
#1-04	Controlador de Carga Epever VS4048	Unidade	1	R\$ 750,00	R\$ 750,00
#1-05	Perfil em Alumínio Anodizado Forseti	Metro	16	R\$ 44,30	R\$ 708,80
#1-06	Presilha Para Fixação Lateral Forseti	Unidade	8	R\$ 10,00	R\$ 80,00
#1-07	Presilha Para Fixação Central Forseti	Unidade	8	R\$ 10,00	R\$ 80,00
#1-08	Gancho Para Fixação em Telhado Forseti	Unidade	12	R\$ 58,00	R\$ 696,00
#1-09	Conector MC4 para Painel Solar	Par	4	R\$ 12,00	R\$ 48,00
#1-10	Parafuso Allem M8 x 20mm	Unidade	16	R\$ 1,90	R\$ 30,40
#1-11	Porca T para Perfil	Unidade	16	R\$ 1,50	R\$ 24,00
#1-12	Parafuso Sextavado M8 x 50 mm	Unidade	24	R\$ 1,50	R\$ 36,00
#1-13	Porca Serrilhada M8	Unidade	24	R\$ 0,90	R\$ 21,60
#1-14	Haste de Aterramento 16x2400 mm	Unidade	2	R\$ 25,00	R\$ 50,00
#1-15	Caixa de Inspeção de Aterramento	Unidade	2	R\$ 15,00	R\$ 30,00
#1-16	Fio Rígido de Cobre Nú 6 mm ²	Metro	10	R\$ 0,75	R\$ 7,50
#1-17	Disj. Monopolar Siemens tipo DIN 16A	Unidade	1	R\$ 13,00	R\$ 13,00
#1-18	Disjuntor Bipolar CC Siemens 40 ^a	Unidade	3	R\$ 55,00	R\$ 165,00
#1-19	DPS CC Siemens Tipo II 1000V 15 kA	Unidade	1	R\$ 169,00	R\$ 169,00
#1-20	DPS CA Siemens Tipo II 260 V	Unidade	2	R\$ 150,00	R\$ 300,00
#1-21	Cabo Solar Cortex Vermelho 4 mm ²	Metro	10	R\$ 3,45	R\$ 34,50
#1-22	Cabo Solar Cortex Preto 4 mm ²	Metro	10	R\$ 3,45	R\$ 34,50
#1-23	Fio Flexível 10 mm ² XLPE Vermelho	Metro	20	R\$ 3,60	R\$ 72,00
#1-24	Fio Flexível 10 mm ² XLPE Preto	Metro	20	R\$ 3,60	R\$ 72,00
#1-25	Fio Flexível 4 mm ² XLPE Vermelho	Metro	20	R\$ 1,50	R\$ 30,00
#1-26	Fio Flexível 4 mm ² XLPE Preto	Metro	20	R\$ 1,50	R\$ 30,00
#1-27	Trilho Para Fixação de Disj. tipo DIN	Metro	1,5	R\$ 8,00	R\$ 12,00
#1-28	Canaleta de PVC 50x50 mm	Barra	2	R\$ 13,50	R\$ 27,00
#1-29	Barramento 8 Furos M5	Barramento	5	R\$ 10,00	R\$ 50,00
#1-30	Fio Flexível 4 mm ² XLPE Verde	Metro	20	R\$ 1,50	R\$ 30,00
Total					R\$ 12.357,30

Fonte: Autor

Tabela 5.8 – Investimento total do projeto

Sistema		Total
Luminotécnico	Fotovoltaico	R\$ 15.700,90
R\$ 3.343,60	R\$12.357,30	

Fonte: Autor

Após o resumo orçamentário, mostrado nas tabelas anteriores, cabe ressaltar que foi tomado o custo com mão de obra nulo, pois foi considerado que os funcionários, do setor responsável por gerir o sistema elétrico da universidade, poderiam proceder com a instalação.

5.4.2 Fluxo de Caixa

Como explicado no capítulo pertinente, o fluxo de caixa é um fator de extrema importância para o estudo econômico de qualquer empreendimento, esse tópico visa elucidar as considerações que foram feitas para o levantamento do fluxo de caixa do projeto, o qual será mostrado em um gráfico de barras exibido ao final da seção.

Determinar o fluxo de caixa do projeto consiste em prever quais as saídas e quais as entradas de caixa, que o mesmo apresentará, e para tanto foi necessário saber qual o custo da energia, em outras palavras, determinar quais são as tarifas pagas pela UFCG.

Dados sobre as tarifas de energia foram pegos em uma conta referente ao mês de junho de 2018, fornecidas pelo pesquisador Yuri Loia de Medeiros, membro do grupo de inteligência em energia. Nela constatou-se que a UFCG contrata uma demanda única e paga por consumo fora de ponta e na ponta, caracterizando a modalidade tarifária horo-sazonal verde, além disso é um cliente trifásico, pertencente ao grupo A, subgrupo A4 (Serviços públicos), alimentado em 13,8 kV, cujas tarifas mais atuais, segundo dados da Energisa, são apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Tarifas grupo A, subgrupo A4, 13,8 kV

Descrição	Valor
Tarifa Sem Tributo – Consumo na Ponta	R\$ 1,5688
Tarifa Com tributos – Consumo na Ponta	R\$ 2,25383
Tarifa Sem Tributos – Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,25613
Tarifa com Tributos – Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,36797
Tarifa Sem Tributos – Demanda na Ponta	R\$ 16,26000
Tarifa com Tributos – Demanda na Ponte	R\$ 23,36006
Tarifa Sem Tributos – Ultrapassagem	R\$ 38,28000
Tarifa Com tributos - Ultrapassagem	R\$ 54,99537

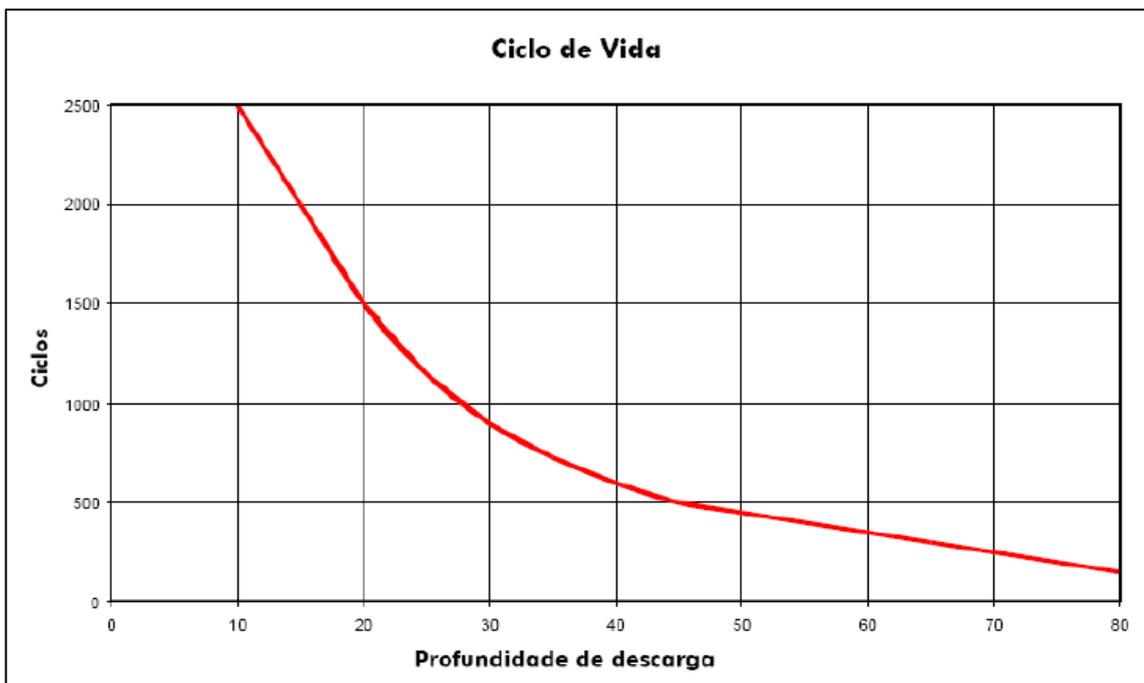
Fonte: Energisa²²

²² Disponível em < <https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/poder-publico/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>> Acesso em: 26/11/2018

Além do custo da energia, a vida útil dos componentes do projeto é outro fator que deve ser observado, pois foi com base nela que se definiu o tempo de análise. Basicamente os equipamentos de maior vida útil são os painéis solares, que possuem garantia do fabricante de 10 anos, além de uma garantia de 25 anos de que sua eficiência ainda será cerca de 80% da original, sendo uma vida útil de 30 anos um valor razoável de ser usado como referência, esse também foi o tempo de análise escolhido para o projeto, ou seja, a análise econômica foi feita numa perspectiva de 30 anos, assim é necessário analisar a vida útil dos demais componentes, a fim de, determinar quantas substituições, dos mesmos, serão feitas durante o período de análise.

Para os demais equipamentos foi verificada a seguinte situação, o sistema de iluminação possui uma vida útil de 50 mil horas, o que no regime de funcionamento proposto, carecerá de troca a cada 11 anos, os inversores e controladores de carga, possuem vida útil de 10 anos, e já as baterias, conforme gráfico retirado do manual do fabricante, apresentado na figura 5.16, possui vida útil de, aproximadamente, 1000 mil ciclos, ou algo em torno de 3 anos, considerando que na maior parte do tempo existirá radiação solar suficiente, para que o gerador carregue o banco diariamente, de modo que, as baterias estarão submetidas a uma profundidade de descarga diária inferior a 30%.

Figura 5.16 – Ciclo de vida das baterias Freedom DF3000



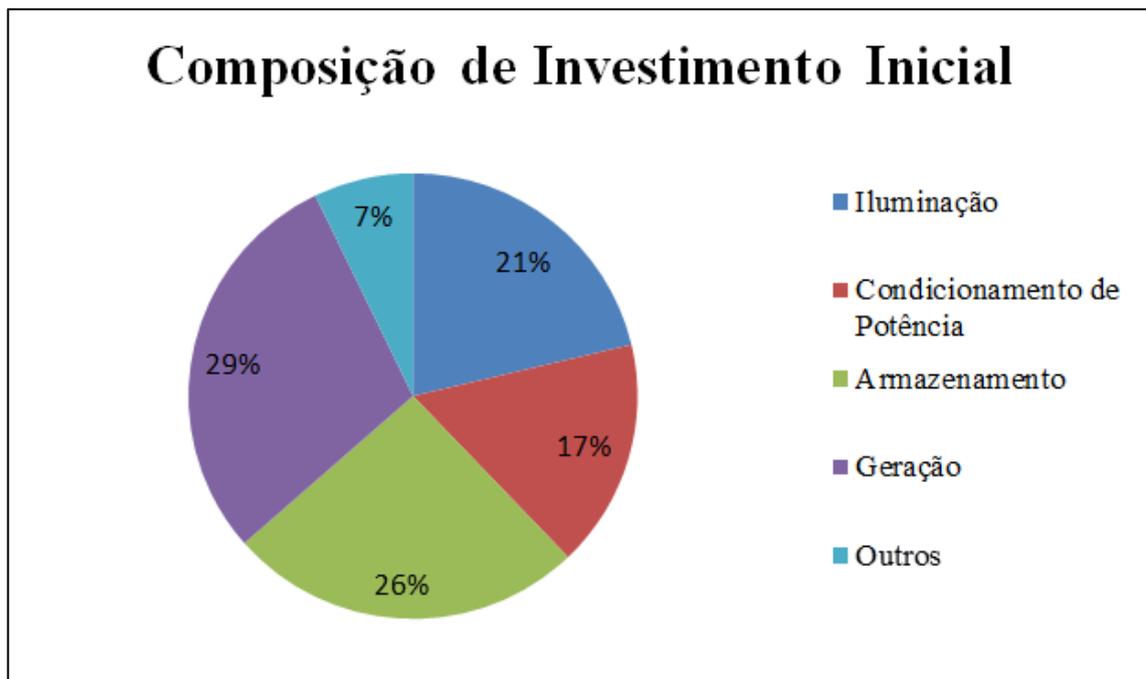
Fonte: ENERTEC (2008)

Baseado no parágrafo anterior, avaliou-se que para o tempo de 30 anos de funcionamento, será necessário trocar as baterias 10 vezes, os inversores e controladores 3 vezes e a iluminação duas vezes. Essas informações são importantes pois elas determinam as saídas de caixa, que no caso dos equipamentos será ponderada pela inflação acumulada (IPCA), que segundo Di Souza (2015b), no período de 1995 à 2014 ficou na casa dos 6,4 %.

Basicamente foi considerado na composição das saídas de caixa, o preço que o produto deverá ter no ano de sua substituição, considerando os valores atuais e descontado a taxa de inflação acima dada. Além desse componente, nas saídas de caixa foi considerado um custo de manutenção, que o autor supracitado recomenda ser suposto de 0,5% a 1% ao ano, do custo inicial do projeto. Esse para o caso em estudo foi tomando como 0,5%, pelo tamanho do projeto ser pequeno, custo esse também corrigido anualmente pela taxa de inflação.

O investimento inicial foi tomado, justamente, como o orçamento pontuado na seção anterior, isto é R\$ 15.700,90, nele verifica-se que o maior custo inicial é, ainda, referente ao sistema de geração, aqui tomado como os painéis e estruturas para sua fixação no telhado, respondendo por 29% do custo inicial, seguido do sistema de armazenamento, que são as baterias e o controlador de carga, correspondente, a cerca de 26% do custo inicial, como pode ser verificado no gráfico apresentado na figura 5.17.

Figura 5.17 – Composição do custo inicial do projeto



Fonte: Autor

O projeto pode ser classificado como um projeto de substituição, cujo novo sistema não trará custos de energia, haja vista, se tratar de um sistema autônomo, este fato, faz com que as entradas de caixa do projeto, sejam, justamente, o valor que se deixaria de pagar pelo consumo do sistema atualmente instalado. Esse valor que se deixaria de pagar, é composto de duas únicas partes, uma devido ao funcionamento em horário de ponta, que são 3 horas diárias, excetuando-se os sábados e os domingos, e a outra devido ao horário fora de ponta, que são as 9 horas diárias restantes, com exceção do sábado e domingo, onde se contarão as 12 horas, de funcionamento, fora do horário de ponta. Cabe ainda ressaltar, que não é necessário considerar na análise a tarifação por demanda, devido a natureza de substituição do projeto.

Assim determinar as entradas de caixa consiste em tomar o consumo, na ponta e fora dessa, do sistema que está atualmente instalado, multiplicar pelas tarifas de consumo correspondente, ao período em questão (fora de ponta e na ponta). Assim o consumo mensal estimado, na ponta, para o sistema, é de 79,20 kWh²³, que vale mensalmente R\$ 178,50, já consumo estimado fora de ponta, é de 352,8 kWh²⁴, que gerará um retorno mensal de R\$ 129,82, totalizando R\$ 308,32 ao mês, ou R\$ 3.699,88 ao ano, em valores da tarifa atual e já incluso o imposto. Determinando assim o valor da economia no primeiro ano da instalação e portanto a primeira entrada de caixa.

As próximas entradas de caixa são determinadas baseadas na inflação energética, que representa o percentual de aumento do custo da energia, Di Souza (2015b), traz a informação de que entre os anos de 1995 até 2014, este índice ficou na média de 9,6%, de modo que essa taxa será usada como correção que indicará qual o valor das entradas de caixa no ano em questão.

Determinadas as entradas e as saídas de caixa, o FCL é simplesmente a diferença entre os valores das entradas e das saídas. A tabela 5.10, a seguir resume as entradas e saídas de caixa, além do correspondente fluxo de caixa livre, para o período de análise estipulado, 30 anos.

²³ Resultado da expressão $C_{mp} = \frac{3 \cdot 22 \cdot 1200}{1000}$, equivalente a 22 dias úteis, sem contar fins de semana.

²⁴ Resultado da expressão $C_{mp} = \frac{9 \cdot 22 \cdot 1200}{1000} + \frac{12 \cdot 8 \cdot 1200}{1000}$, equivalente a 22 dias úteis, mais os fins de semana.

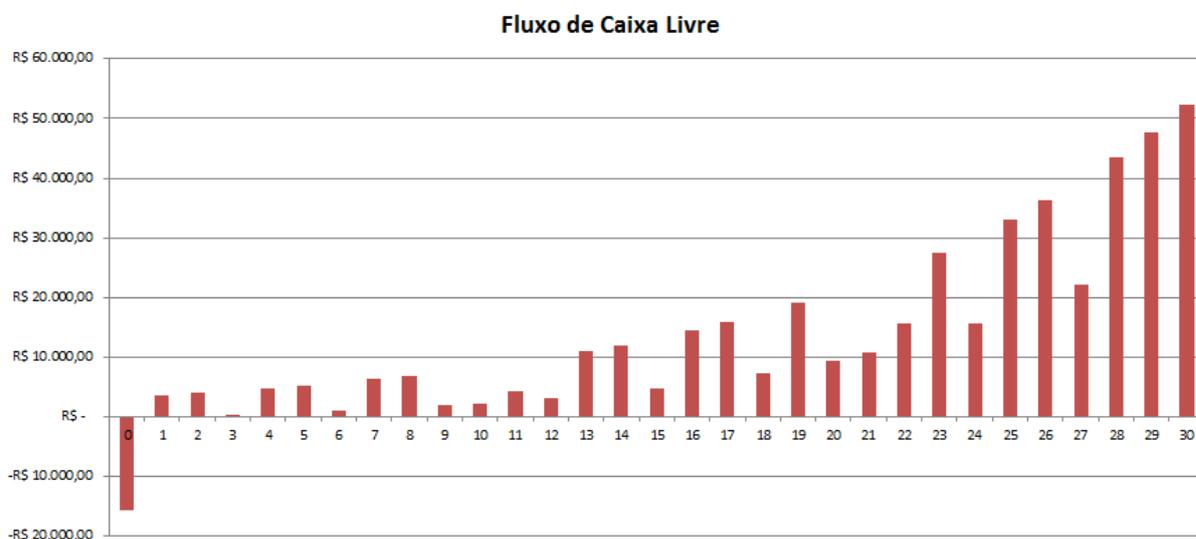
Tabela 5.10 – Resumo dos recebimentos e desembolsos do projeto

Ano	Recebimentos	Desembolsos	FCL
0		R\$ 15.700,90	-R\$ 15.700,90
1	R\$ 3.699,88	R\$ 78,50	R\$ 3.621,38
2	R\$ 4.055,07	R\$ 83,53	R\$ 3.971,54
3	R\$ 4.444,36	R\$ 4.039,80	R\$ 404,56
4	R\$ 4.871,02	R\$ 94,56	R\$ 4.776,45
5	R\$ 5.338,63	R\$ 100,61	R\$ 5.238,02
6	R\$ 5.851,14	R\$ 4.866,14	R\$ 985,00
7	R\$ 6.412,85	R\$ 113,91	R\$ 6.298,95
8	R\$ 7.028,49	R\$ 121,20	R\$ 6.907,29
9	R\$ 7.703,22	R\$ 5.861,51	R\$ 1.841,71
10	R\$ 8.442,73	R\$ 6.366,82	R\$ 2.075,91
11	R\$ 9.253,23	R\$ 4.894,62	R\$ 4.358,61
12	R\$ 10.141,54	R\$ 7.060,48	R\$ 3.081,06
13	R\$ 11.115,13	R\$ 165,27	R\$ 10.949,86
14	R\$ 12.182,18	R\$ 175,85	R\$ 12.006,34
15	R\$ 13.351,67	R\$ 8.504,71	R\$ 4.846,97
16	R\$ 14.633,43	R\$ 199,08	R\$ 14.434,36
17	R\$ 16.038,24	R\$ 211,82	R\$ 15.826,43
18	R\$ 17.577,91	R\$ 10.244,34	R\$ 7.333,57
19	R\$ 19.265,39	R\$ 239,80	R\$ 19.025,60
20	R\$ 21.114,87	R\$ 11.839,65	R\$ 9.275,23
21	R\$ 23.141,90	R\$ 12.339,83	R\$ 10.802,07
22	R\$ 25.363,52	R\$ 9.684,50	R\$ 15.679,02
23	R\$ 27.798,42	R\$ 307,33	R\$ 27.491,09
24	R\$ 30.467,07	R\$ 14.863,94	R\$ 15.603,13
25	R\$ 33.391,91	R\$ 347,93	R\$ 33.043,98
26	R\$ 36.597,53	R\$ 370,20	R\$ 36.227,33
27	R\$ 40.110,89	R\$ 17.904,36	R\$ 22.206,53
28	R\$ 43.961,54	R\$ 419,10	R\$ 43.542,44
29	R\$ 48.181,85	R\$ 445,92	R\$ 47.735,92
30	R\$ 52.807,31	R\$ 474,46	R\$ 52.332,84

Fonte: Autor

O fluxo de caixa é apresentado em sua forma mais convencional, um gráfico, na figura 5.18.

Figura 5.18 – Fluxo de caixa livre do projeto



5.4.3 Análise do Fluxo de Caixa

A análise do fluxo de caixa baseia-se na aplicação dos métodos de avaliação econômica, afim de demonstrar a viabilidade do projeto, do ponto de vista financeiro. De uma análise apenas visual do FLC apresentado em 5.16, constatou-se que os recebimentos ou entradas de caixa são todos positivos e ascendentes, o que reflete uma condição, pelo menos otimista, da viabilidade do projeto, porém, como será demonstrado, o mesmo se mostra atraente do ponto de vista financeiro, embora resulte em uma economia global pequena.

Começa-se analisando o VPL do projeto, que como comentado em local propício, trata-se de trazer as entradas e saídas de caixa para o tempo presente, somando os valores para averiguar o lucro ou prejuízo que o projeto dará. No caso do projeto desenvolvido neste trabalho, verificou-se que o VPL resultante foi de R\$ 57.373,06, que por ser positivo indica que o mesmo é economicamente viável.

O VPL também indica o quanto de lucro o projeto dará, no decorrer do período de análise, no caso em questão o quanto o mesmo economizará na conta de energia, de modo que é possível afirmar que, em 30 anos. o sistema irá economizar, cerca de, R\$ 57.373,06, em cotação presente, o que corresponde um lucro de 365,41% sobre o capital inicial, que é o chamado índice de lucratividade (IL).

A taxa mínima de atratividade, conhecida por sua sigla, TMA, foi definida, seguindo recomendação de Di Souza (2015b), como sendo igual a taxa de inflação energética

considerada, isto é 9,6%. Este valor para a TMA reforça ainda mais no sentido de viabilidade do projeto, pois a engenharia econômica postula que para que haja viabilidade o IL deve ser maior que a TMA, que é o caso, para este trabalho.

O retorno ou *payback* ocorrerá entre o sexto e o sétimo ano de funcionamento do sistema, como facilmente pode ser verificado na tabela 5.11.

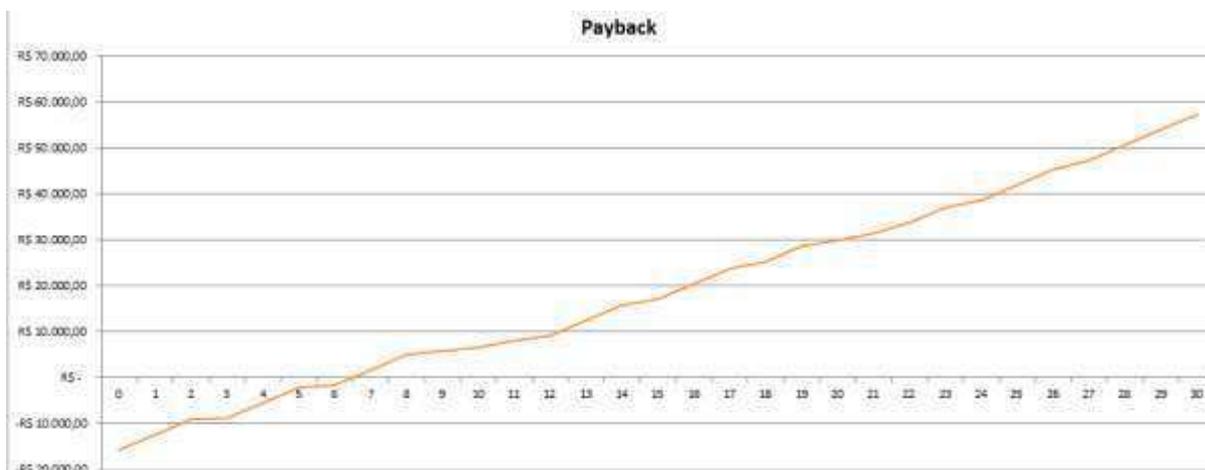
Tabela 5.11 – Fluxo de caixa descontado e *payback*

Ano	Payback
0	- R\$ 15.700,90
1	- R\$ 12.396,72
2	- R\$ 9.090,45
3	- R\$ 8.783,16
4	- R\$ 5.472,89
5	- R\$ 2.160,71
6	- R\$ 1.592,42
7	R\$ 1.723,43
8	R\$ 5.041,02
9	R\$ 5.848,12
10	R\$ 6.678,17
11	R\$ 8.268,30
12	R\$ 9.293,89
13	R\$ 12.619,50
14	R\$ 15.946,57
15	R\$ 17.172,07
16	R\$ 20.501,95
17	R\$ 23.833,17
18	R\$ 25.241,57
19	R\$ 28.575,35
20	R\$ 30.058,26
21	R\$ 31.634,00
22	R\$ 33.720,83
23	R\$ 37.059,31
24	R\$ 38.788,17
25	R\$ 42.128,80
26	R\$ 45.470,46
27	R\$ 47.339,40
28	R\$ 50.683,02
29	R\$ 54.027,58
30	R\$ 57.373,06

Fonte: Autor

O gráfico apresentado na figura 5.19 traz, visualmente, a evolução do retorno dos projetos, o que mostra que o *payback* se situa próximo aos seis anos e meio, ou cerca de, 78 meses.

Figura 5.19 – Evolução do payback



Fonte: Autor

Para finalizar e reforçar ainda mais a viabilidade econômica do projeto desenvolvido, será destacado mais um indicador favorável. Como o fluxo de caixa é convencional, isto é, não muda de sinal, a taxa interna de retorno, ou TIR, do projeto será única e nesse caso conclusiva, assim cálculos levam a uma TIR de 26% que sendo maior que a TMA escolhida, indicando que o projeto é viável de implantação, do ponto de vista econômico.

5.5. Considerações Finais Sobre o Projeto Proposto

Embora todos os indicadores apontem no sentido da viabilidade do projeto, é possível notar, que o mesmo pode não ser tão atrativo para implantação, se considerado apenas o aspecto redução na conta de energia, ao impactar de modo insignificante na mesma, isto, obviamente, se considerarmos o funcionamento isolado deste projeto, pois, tomando, a conta referente ao mês de junho, onde a UFCG pagou R\$ 275.869,04, a redução mensal, que como mostrado equivale a R\$ 308,32, responderia por uma percentagem de, apenas, 0,11%, o que de fato é irrisório frente ao montante, mensalmente pago.

Porém se o foco sair do bloco CJ, fazendo deste um projeto-piloto, e almejar a expansão aos demais blocos da universidade a conclusão sobre a insignificância da redução da conta de energia pode mudar completamente.

A figura 5.20, traz o consumo do mês de novembro de 2018, de alguns blocos da universidade. O bloco CJ, em particular, consumiu 2,824 MWh, ou 2824 kWh. A iluminação atual, como visto, consome mensalmente 432 kWh, o que corresponde a 15,30 % da energia consumida no mês pelo bloco, tal percentual passaria para 0 % quando da implantação do sistema proposto. Extrapolando, a princípio, esse percentual de iluminação externa aos demais blocos, seria plausível pressupor que a implementação de projetos similares em cada um resultaria, concomitantemente, na redução em cerca de 15,30 % do valor da conta da energia da UFCG, ou seja, uma redução em R\$ 42.207,963, por mês.

Figura 5.20 – Distribuição do Consumo em Alguns Blocos da UFCG



Fonte: Grupo de Inteligência em Energia

Assim, um trabalho avaliando, de maneira mais fidedigna a explanação anterior, ou seja, a redução dos custos com a conta de energia, quanto da expansão do projeto aos demais blocos, eliminando, ou reduzindo ao máximo, do consumo da UFCG a parcela referente a iluminação externa, parece algo bem interessante de ser estudado como continuação direta deste trabalho.

Cabe ressaltar ainda, que a proposta inicial, incluía também o desenvolvimento de um sistema em hardware, que conseguisse passar dados pertinentes ao projeto, tais como consumo, nível de baterias, estados dos pontos de luz, tempo de funcionamento, e etc. para o sistema de monitoramento do já comentado grupo de inteligência, porém a ideia acabou não sendo tocada para frente, pois se achou que fugiria um pouco do escopo que foi traçado

durante a confecção do trabalho. A ideia inicial era que este hardware, além de monitorar, seria capaz de ser um meio ativo, atuando fazendo pequenas alterações no sistema projetado, como por exemplo, o desligamento de parte das lâmpadas quando de muitos dias sem sol, afim de preservar um mínimo de iluminação.

Ademais, estudar a implementação de um sistema de monitoramento, que permita o controle remoto do sistema de iluminação, possibilitaria a alteração pré-programada dos níveis da iluminação em tempos definidos, ajudando na melhora do desempenho, quer seja em um sistema de iluminação como o do caso em análise neste trabalho, alimentado por um gerador fotovoltaico *off-grid*, quer seja em um sistema cuja a proposta seja, tão somente, fazer o *retrofit* da iluminação existente, haja vista que poderiam ser definidos vários níveis de iluminação para o sistema, que funcionariam em horários diferentes, e seriam definidos em função da utilização do ambiente.

6 CONCLUSÃO

Sintetizando o que fora escrito nas últimas páginas, considera-se que o estudo proposto e o projeto elaborado, cumpriram bem o que almejaram, o estudo trazendo um apanhado teórico abrangente e conciso, e o projeto em si se mostrando uma alternativa viável do ponto de vista técnico e econômico.

Mas mesmo propiciando uma economia de energia, verificou-se que essa redução, frente ao valor da conta, é irrisória. De fato, a característica mais atrativa do projeto, é a autonomia dada a iluminação externa que o sistema propiciará, permitindo que a mesma funcione de modo independente da rede da concessionária, funcionando mesmo durante possíveis faltas de energia.

Além disso pequenas alterações podem ser feitas ao projeto original, como o desenvolvimento de um sistema de monitoramento e controle do mesmo, inclusive usando o sistema de medidores, já desenvolvido pelo grupo de inteligência em energia, o que permitiria não só o controle e monitoramento dos sistema de iluminação proposto, mas também a sua programação, o que tornaria o sistema um campo de estudo bem completo e abrangente para entusiastas da energia solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia e iluminação.

Uma série de trabalhos ainda podem ser feitos, usando como base os dados do sistema de geração fotovoltaico, como o estudo do comportamento da radiação solar ao longo de um determinado período de tempo, ou a influência de fatores externos na geração, como o sombreamento por exemplo.

Enfim, as possibilidades de trabalhos são muitas. Sendo necessário apenas um pouco de criatividade e determinação para adentrar no mundo fascinante da iluminação e da geração solar fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

AGI32. **Calculations Glare Rating Concepts**. [20--?] Disponível em: <https://docs.agi32.com/AGi32/Content/adding_calculation_points/Calculations_Glare_Rating_Concepts.htm>. Acesso em: 10 jul. 2018.

ARAÚJO, A.; TEXEIRA, E.M.; LICÓRIO, C. A Importância da Gestão no Planejamento de Fluxo de Caixa para o Controle Financeiro de Micro e Pequenas Empresas. **Redeca**, São Paulo, v. 2, n. 2, p. 73-88, jul./dez. 2015. Disponível em : <<https://revistas.pucsp.br/index.php/redeca/article/viewFile/28566/20053>>. Acesso em: 30 jun. 2018.

ASSAF NETO, A. Os Métodos Quantitativos de Análise de Investimentos. **Caderno de estudos**, São Paulo, n. 6, out. 1992. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/cest/n6/n6a01.pdf>>. Acesso em: 01 jul. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5101**: Iluminação pública – Procedimento. Rio de Janeiro, RJ, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5410**: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, RJ, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR ISO/CIE 8995-1**: Iluminação de ambientes de trabalho – Parte 1. Rio de Janeiro, RJ, 2013.

BLANK, L.; TARQUIN; A. **Engenharia Econômica**. São Paulo: McGraw Hill, 2008.

BLUESOL. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**: Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto, SP, [2016?]. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 11 maio 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**: Ano base 2016. Brasília: EPE, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional 2017**: Ano base 2016 – Relatório Final. Brasília: EPE, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-en/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-82/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 23 maio 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026.pdf/474c63d5-a6ae-451c-8155-ce2938fbf896>>. Acesso em: 10 jul. 2018.

BUREAL INTERNACIONAL DE PESOS E MEDIDAS – BIPM. Comitê Consultivo de Unidades – CCU. **Resumo do Sistema Internacional de Unidades – SI**. Tradução por: Instituto Nacional de Metrologia (Inmetro). [S.I.], 2006. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pdf/Resumo_SI.pdf>. Acesso em: 05 maio 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESEB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ, 2014. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

COSTA, G. J. C. **Iluminação Econômica**: Cálculo e Avaliação. 4 ed. Porto Alegre, RS: EDIPUCSR, 2006.

DIEESE. **Nota Técnica 147**: Comportamento das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil. São Paulo, 2015. Disponível em: <<https://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.html>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

DI SOUZA, R. **Unidade Didática 02**: Inversor Interativo: Seleção e Análise das Características Técnicas – Módulos Fotovoltaicos: Compensação de Características Elétricas por Fator de Temperatura. Ribeirão Preto: BlueSol Energia Solar, 2015a.

DI SOUZA, R. **Unidade Didática 06**: Análise Financeira Simplificada de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Ribeirão Preto: BlueSol Energia Solar, 2015b.

ELETROBRAS. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel. **Manual de Iluminação**. Rio de Janeiro, 2011a. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/MANUAL+DE+ILUMINACAO+-+PROCEL_EPP+-AGOSTO+2011.pdf/d42d2f36-0b90-4fe0-805f-54b862c9692c;jsessionid=A7AE9AD7FFE410D97E371853D50763B0.srv154>. Acesso em: 05 maio 2018.

ELETROBRAS. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel. **Procel Edifica: Iluminação Natural e Artificial**. Rio de Janeiro, RJ, 2011b.

ELETROBRAS. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, RJ, 2011c.

ELETROBRAS. **Resultados PROCEL 2017**: Ano base 2016. Rio de Janeiro: 2017.

EMPALUX. **Informações Luminotécnicas**. [20--?] Disponível em <<http://www.empalux.com.br/?a1=l>>. Acesso em: 11 maio 2018.

ENERTEC. **Manual Técnico: Bateria Estacionária Freedom**. Sorocaba, SP, 2008.

GITMAN, L. J.; **Princípios de Administração Financeira**. Tradução Allan Vidigal Hasting; revisão técnica Jean Jacques Salin. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Normal Climatológica do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima (°C)**. [201?]. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisclimatologicas>>. Acesso em: 05 nov. 2018.

ITAIM. **Catálogo Geral de Produtos 2008**. [S.I. : s.n.], 2008. Disponível em: <http://www.itaimiluminacao.com.br/downloads/itaim_catalogo_2008.pdf>. Acesso em: 24 maio 2018.

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**, 3. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2013.

LORENZ, K.; MARQUES, J.G.; MONTEIRO, T. Diodos Emissores de Luz e Iluminação. **Gazeta da Física**, Lisboa, Portugal, v. 39, n. 1/2, p. 50-54, jun. 2016. Disponível em: <<https://www.spf.pt/magazines/GFIS/119/pdf>>. Acesso em: 24 maio 2018.

MALVINO, A. P. Diodos para Aplicações Especiais. In: _____ . **Eletrônica**. 4 ed. São Paulo: Pearson Education, 1997. v.1, cap. 5, p. 149-193.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 7. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2007.

NEVES, G.D.; SCARAZZATO, P.S.; GRANJA, A. D. Estudo Comparativo Entre Fontes de Iluminação Artificial em Edificações (Lâmpadas de Descarga em Baixa Pressão) – Análise Econômica. In: ENCONTRO NACIONAL DE CONFORTO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 11., 2011, Búzios-RJ. **Anais eletrônicos...** Búzios, [s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.infohab.org.br/encac/files/2011/topico6artigo12.pdf>>. Acesso em: 10 maio 2018.

OSRAM. **Manual Luminotécnico Prático**. [S.I. s.n.]; [2005?]. Disponível em: <<http://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/Livros/ManualOsram.pdf>>. Acesso em: 5 maio 2018.

PEREIRA, E.B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos, SP: INPE, 2017.

PORTAL ENERGIA. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre Tecnologias, Projectos e Instalação**. [S.I. : s.n.], 2004. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 11 maio 2018.

REZENDE, D.C.; LISITA JÚNIOR, O. Fundamentos para Projetos Luminotécnicos Comerciais: Enfoque em Livrarias. **Revista Eletrônica de Engenharia Civil**, Goiás, v. 9, n. 1, p. 1-21, ago. 2014. Disponível em : <<https://www.revistas.ufg.br/reec/article/view/25841/17039>>. Acesso em: 24 maio 2018.

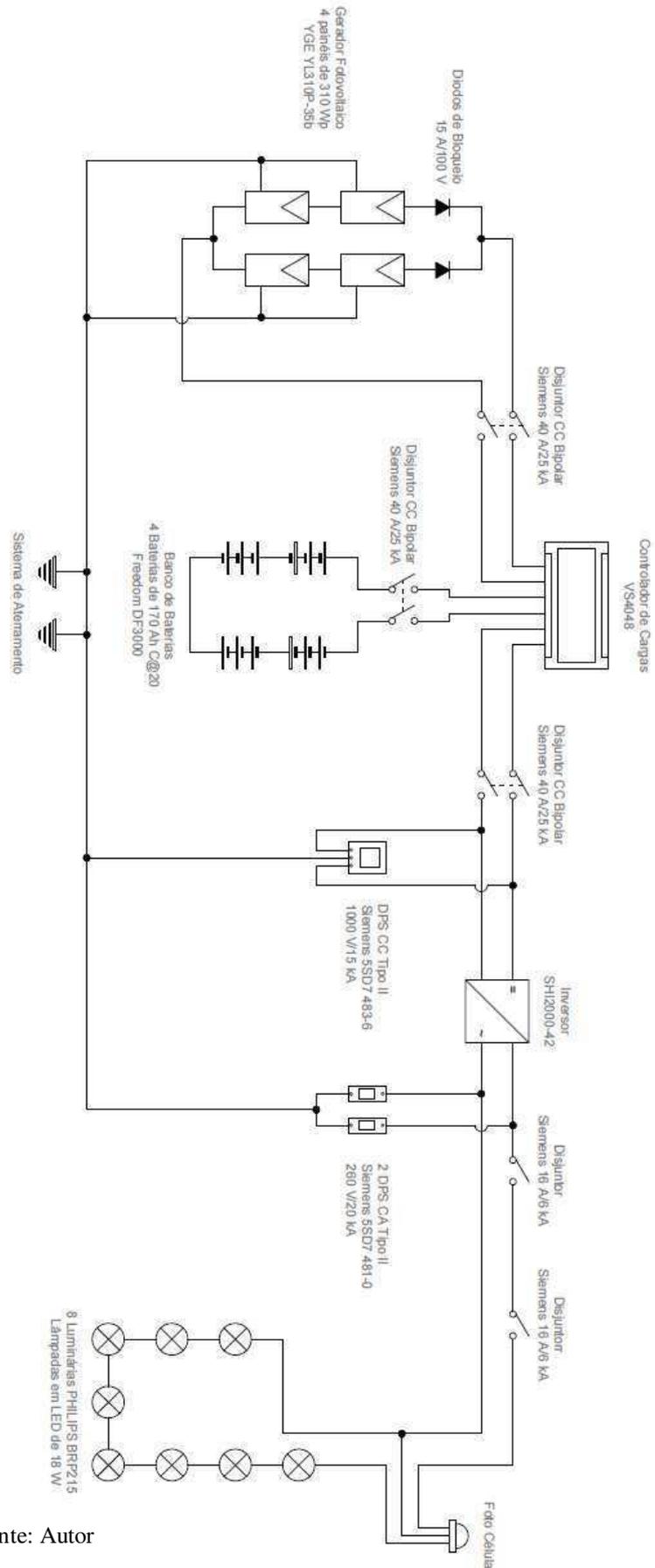
RODRIGUES, K. F. C.; ROZENFELD, H. **Análise de Viabilidade Econômica**. Grupo de Engenharia Integrada e Engenharia de Integração. Departamento de Engenharia de Produção. Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos: USP, 2015. Disponível em: <http://www.portaldeconhecimentos.org.br/index.php/por/content/download/11664/114678/file/Analise%20de%20viabilidade%20econ%C3%B4mica_portal%20de%20conhecimentos.p>. Acesso em: 20 jun. 2018.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares: O potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis, SC: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SANTOS, C.A.A. et al. Fluxo de Caixa. **Universitária: Revista Científica do Unisalesiano**, Lins-SP, v. 1, n. 1, jan/jun. 2010. Disponível em : <<http://www.salesianolins.br/universitaria/docs/modeloArtigo.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2018.

SILVA, M. L. **Luz, Lâmpadas e Iluminação**. Rio de Janeiro, RJ: Editora Ciência Moderna Ltda, 2004.

APÊNDICE A – DIAGRAMA MULTIFILAR



Fonte: Autor

ANEXO A – DATASHEET DA LUMINÁRIA PHILIPS BRP 215

Projecto 1

DIALux

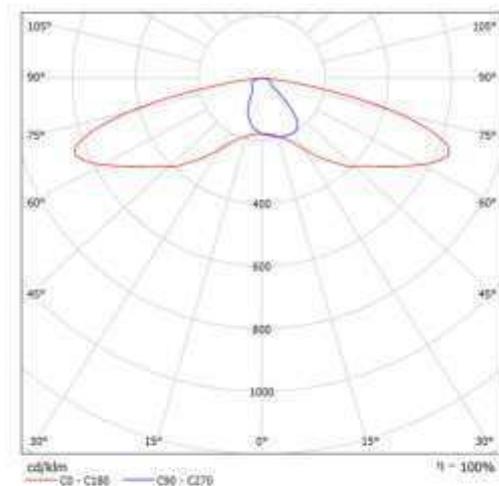
01.12.2018

Operator Jefferson
Telephone
Fax
e-Mail

PHILIPS BRP215 1xLED23/740 DW3 / Luminaire Data Sheet



Luminous emittance 1:



Luminaire classification according to CIE: 100
CIE flux code: 31 65 94 100 100

Your streets, your star The Philips StreetStar LED luminaire brings outstanding light quality, visual comfort and safety to local road and residential lighting projects. An optimized and reliable solution that helps maximize operations and maintenance savings, this luminaire is the perfect combination of performance, features and lasting value. StreetStar offers a perfect fit for one-to-one retrofit projects. It provides crisp, brilliant light that surpasses existing HID and fluorescent luminaire performance while offering a long lifespan. Backed by the Philips reliability promise, StreetStar ensures mechanical strength and excellent thermal performance, providing continuous operation and unparalleled safety and protection. StreetStar is the perfect cost-effective solution for any city, municipality or utility lighting project that requires optimum quality, performance, and low maintenance.

Due to missing symmetry properties, no UGR table can be displayed for this luminaire.

ANEXO B – DATASHEET DO PAINEL YLE310P-35b

YGE 72 CÉLULAS SÉRIE 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parâmetros Eléctricos para STC		YLE310P-35b (com P _{max})						
Tipo de módulo								
Potência de saída	P _{max}	W	335	330	325	320	315	310
Tolerância	ΔP _{max}	W	0 / + 5					
Eficiência do módulo	η _m	%	17,3	17,0	16,7	16,5	16,2	16
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	37,6	37,4	37,3	37,0	36,8	36,3
Intensidade em P _{max}	I _{mp}	A	8,91	8,84	8,72	8,64	8,56	8,53
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	46,7	46,4	46,3	46,0	45,7	45,6
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	9,34	9,29	9,24	9,18	9,12	8,99

STC: 1000 W/m² irradiância, temperatura do módulo de 25 °C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3,3% de eficiência relativa de 200 W/m² de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Eléctricos em Temperatura de Operação (NOCT)

Potência de saída	P _{max}	W	244,4	240,7	237,1	233,4	229,8	226,1
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	34,3	34,0	34,0	33,8	33,6	33,1
Corrente em P _{max}	I _{mp}	A	7,13	7,07	6,98	6,91	6,85	6,82
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	42,1	42,8	42,8	42,5	42,2	42,1
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	7,55	7,51	7,47	7,42	7,37	7,27

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20 °C e de velocidade de vento de 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura nominal da célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{oc}	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	β _{sc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mp}	β _{mp}	%/°C	-0,42

CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO

Tensão máxima do sistema	1000V _{DC}
Valor máximo do fusível em série	15A
Limitação da corrente inversa	15A
Faixa de temperatura em funcionamento	-40°C to 85°C
Carga estática máxima frontal (neve)	5400Pa
Carga estática máxima inversa (vento)	2400Pa
Máximo impacto por granizo (diâmetro/velocidade)	25mm / 23m/s

MATERIAIS

Proteção frontal (material / espessura)	O vidro temperado contém baixo teor de ferro / 4 mm
Célula solar (número / tipo / tamanho / número de busbar)	72 / Silício Multicristalino / 156mm x 156mm / 2 ou 3
Quadro (material / cor / anodização / bordas de vedação)	Alumínio anodizado / prata / claro / adesivo
Caixa de junção (grau de proteção)	≥ IP65
Cabo de ligação (comprimento / secção) (tipo / grau de proteção)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo/grau de proteção)	MC4 / IP67 ou YTDI-1 / IP67 ou Amphenol H4 / IP68

* Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria do produto, informações e especificações citadas nesta ficha técnica estão sujeitas a alterações sem aviso prévio. As especificações podem ser ligeiramente diferentes e não estão garantidas.
 * Os dados não se referem a um único módulo e não faz parte da oferta, servem para comparação entre diferentes tipos de módulos.

QUALIFICAÇÕES E CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, NRE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000
 Consultar os modelos já homologados pelo Iemetro



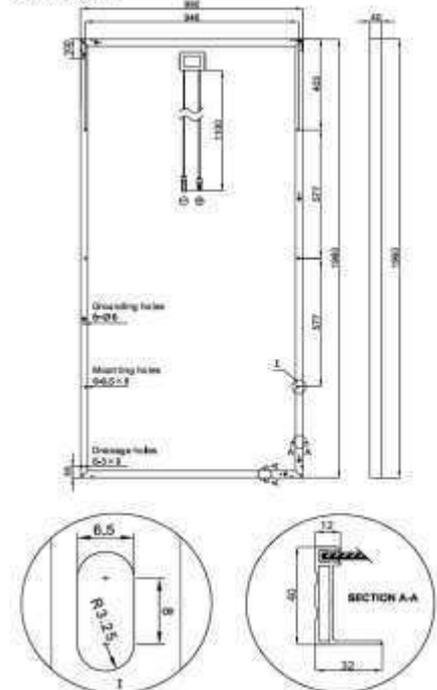
CARACTERÍSTICAS GERAIS

Dimensões (C / L / A)	1960mm / 990mm / 40mm
Peso	25,9kg

ESPECIFICAÇÕES DA EMBALAGEM

Número de módulos por palete	26
Número de paletes por contêiner	24
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1995mm / 1145mm / 1170mm
Peso do palete	707kg

Unidade: mm



Aviso: Leia o Manual de Instalação e de Operação em sua totalidade antes de utilizar, instalar e operar módulos Yingli Solar.

Parceiros da Yingli Solar:

Yingli Green Energy do Brasil, S.A.

brasil@yingli.com

Tel: +55 (19) 3707-1605

YINGLISOLAR.COM

