

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA  
ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.

JAVIER IGNACIO NEIRA BRAVO

**ESTUDO TEÓRICO PROSPECTIVO DE RETROBOMBEAMENTO DE  
ÁGUA EM HIDRELÉTRICAS (PCH) MEDIANTE A UTILIZAÇÃO DE  
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

São Paulo

2020

JAVIER IGNACIO NEIRA BRAVO

**ESTUDO TEÓRICO PROSPECTIVO DE RETROBOMBEAMENTO DE  
ÁGUA EM HIDRELÉTRICAS (PCH) MEDIANTE A UTILIZAÇÃO DE  
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Monografia apresentada ao Programa de Educação  
Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias  
Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo

2020

JAVIER IGNACIO NEIRA BRAVO

**ESTUDO TEÓRICO PROSPECTIVO DE RETROBOMBEAMENTO DE  
ÁGUA EM HIDRELÉTRICAS (PCH) MEDIANTE A UTILIZAÇÃO DE  
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Fotovoltaica, Pequenas Centrais Hidrelétricas

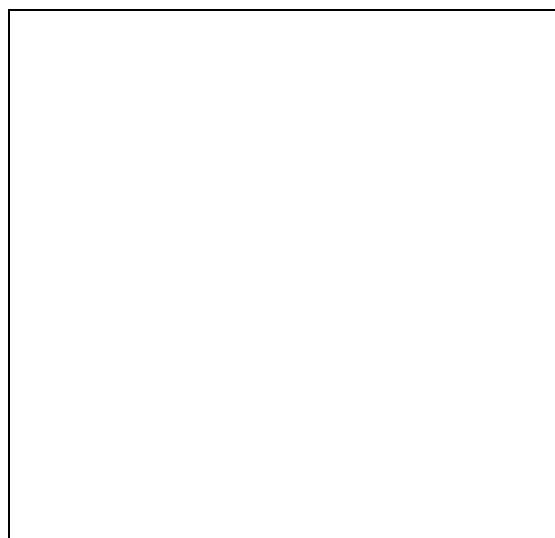
Orientador: Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo

2020

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

Catalogação na Publicação



Neira Bravo, Javier Ignacio. Estudo teórico prospectivo de retrobombeamento de água em hidrelétricas (PCH) mediante a utilização de energia solar fotovoltaica. São Paulo: Programa de Educação Continuada, Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo; 2020.

## RESUMO

A utilização tanto de pequenas centrais hidrelétricas quanto de usinas solares fotovoltaicas constitui uma parte fundamental da matriz energética brasileira, devido à presença significativa da geração hidrelétrica no país, ao grande potencial solar numa parte importante do território e pelo fato de tratar-se de fontes de energias consideradas como renováveis. O objetivo da presente monografia residiu em estudar a factibilidade técnica e a viabilidade econômica de tornar reversível uma pequena central hidrelétrica hipotética, mediante a utilização de energia solar fotovoltaica, de modo que se possa incrementar a geração de energia hidrelétrica durante o horário de ponta de operação, período no qual o preço da energia é maior. Para alcançar este objetivo, foram escolhidos dois locais situados em dois estados diferentes do Brasil, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, que contam com um importante potencial na utilização de ambas as fontes de energia, levando a cabo um estudo comparativo entre eles. Ademais de dispor de boas condições de geração solar fotovoltaica, parte-se do pressuposto que nestes locais não se apresentam restrições nem na superfície disponível para a instalação do sistema fotovoltaico nem nos aspectos sociais, ambientais ou legais envolvidos tanto na instalação deste sistema quanto no recondicionamento necessário para adaptar a pequena central hidrelétrica aos novos requerimentos de operação. Assim, os resultados obtidos neste estudo permitiram concluir que os principais fatores que influenciarão na decisão de efetuar um projeto destas características serão o investimento inicial no recondicionamento da pequena central e o preço de venda de energia no horário de pico. A análise aqui realizada poderá servir como referência para conduzir estudos preliminares da viabilidade em projetos destas características.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar fotovoltaica. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Pequenas centrais hidrelétricas. Usina reversível. Retrobombeamento.

Neira Bravo, Javier Ignacio. Prospective theoretical study of pump-back systems in small hydroelectric power plants through the use of photovoltaic solar energy. São Paulo: Programa de Educação Continuada, Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo; 2020.

## ABSTRACT

The use of both small hydroelectric power plants and solar photovoltaic plants constitutes a fundamental part of the Brazilian energy matrix, due to the significant presence of hydroelectric generation in the country, the great solar potential in an important part of the territory and the fact that they both are sources of energies considered as renewables. The objective of this thesis was to study the technical and the economic feasibility of making reversible a hypothetical small hydroelectric power plant, using photovoltaic solar energy, so that the generation of hydroelectric energy can be increased during peak hours, period in which the price of energy is higher. To achieve this purpose, two locations were chosen, located in two different states of Brazil, Minas Gerais and Rio Grande do Sul, both of which have an important potential in the use of these energy sources, performing a comparative study between them. The results showed that, under the assumption of having good conditions for photovoltaic solar generation and not having any restrictions neither in the surface available for the installation of the photovoltaic system nor in the social, environmental or legal aspects involved both in its installation and in the necessary reconditioning of the small hydroelectric plant for adapting it to the new operating requirements, the main factors that will influence the decision to execute a project of these characteristics will be the initial investment in refurbishing the small plant and the selling price of energy during peak hours. The analysis performed here can serve as a reference to implement preliminary feasibility studies on projects of these characteristics.

**KEYWORDS:** Photovoltaic solar energy. Grid-connected photovoltaic systems. Small hydroelectric power plants. Pumped hydroelectric energy storage. Pump-back system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Curvas características <i>I-V</i> e <i>P-V</i> de um painel fotovoltaico.....	31
Figura 2.2 - Influência da Irradiação Solar na Curva Característica <i>I-V</i> .....	33
Figura 2.3 - Influência da Temperatura na Curva Característica <i>I-V</i> .....	34
Figura 2.4 - Influência da Irradiação Solar e da Temperatura na Máxima Potência de um Painel Fotovoltaico. ....	35
Figura 2.5 - Curva Característica <i>I-V</i> de um Gerador Fotovoltaico. ....	36
Figura 3.1 - Curvas de Área Inundada e Volume de Água segundo a altura de água. ....	57
Figura 3.2 - Curva de permanência de vazões.....	58
Figura 3.3 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	80
Figura 3.4 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	80
Figura 3.5 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	81
Figura 3.6 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	81
Figura 3.7 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	82
Figura 3.8 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG). ....	82
Figura 3.9 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	83
Figura 3.10 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	84
Figura 3.11 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	85
Figura 3.12 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	85
Figura 3.13 - Faixa de tensões nos <i>strings</i> para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	86
Figura 3.14 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS). ....	86
Figura 3.15 - Esquema simplificado para o cálculo do espaçamento mínimo entre fileiras de painéis fotovoltaicos. ....	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Matriz Elétrica Brasileira por tipo de geração. ....	22
Tabela 2.2 - Quantidade e Potência Outorgada para PCH's por estado. ....	26
Tabela 2.3 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil.....	28
Tabela 2.4 - Níveis de Irradiação Solar por Região no Brasil.....	38
Tabela 2.5 - Quantidade e Potência Outorgada para UFV por estado. ....	39
Tabela 2.6 - Zonas climáticas do estado de MG.....	40
Tabela 2.7 - Capacidade Instalada no estado de MG por tipo de geração. ....	41
Tabela 2.8 - Estimativa da geração fotovoltaica anual para cada uma das mesorregiões de MG. ....	42
Tabela 2.9 - Tipos de clima no estado de RS. ....	43
Tabela 2.10 - Capacidade Instalada no estado de RS por tipo de geração.....	44
Tabela 2.11 - Valores médios diários para a radiação solar global horizontal em alguns municípios do estado de RS. ....	44
Tabela 2.12 - Valores médios diários para a radiação solar global horizontal no estado de RS. ....	46
Tabela 2.13 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo tipo de geração. ..	51
Tabela 2.14 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo classe de consumo. ....	51
Tabela 2.15 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo estado. ....	52
Tabela 2.16 - Tarifas Residenciais por estado.....	53
Tabela 3.1 - Definição de algumas características da PCH.....	57
Tabela 3.2 - Energia fornecida para a rede elétrica, situação base.....	59
Tabela 3.3 - Potência outorgada das fontes energéticas PCH e FV nos estados de MG e RS. ....	61
Tabela 3.4 - Radiação solar global para a microrregião de Itajubá (MG).....	62
Tabela 3.5 - Radiação solar global para o município de Santa Rosa (RS).....	62
Tabela 3.6 - Potências no horário de pico para diferentes cenários de geração. ....	64
Tabela 3.7 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 35% durante o horário de pico. ....	64
Tabela 3.8 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 40% durante o horário de pico. ....	66
Tabela 3.9 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 45% durante o horário de pico. ....	67
Tabela 3.10 - Vazões a ser bombeadas durante uma hora para incrementar a geração de energia elétrica no horário de pico.....	68
Tabela 3.11 - Energia requerida para o bombeamento durante uma hora das vazões necessárias para o acréscimo da energia gerada no horário de ponta. ....	68
Tabela 3.12 - Principais especificações do painel solar fotovoltaico escolhido.....	73
Tabela 3.13 - Cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP) nos locais em estudo. ....	74
Tabela 3.14 - Principais especificações dos inversores solares escolhidos. ....	75
Tabela 3.15 - Pré-dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. ....	76

Tabela 3.16 - Faixas de tensão operacionais nas temperaturas extremas, para cada local estudado.....	77
Tabela 3.17 - Faixa para o número de painéis fotovoltaicos por <i>string</i> .....	78
Tabela 3.18 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).....	79
Tabela 3.19 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).....	80
Tabela 3.20 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).....	81
Tabela 3.21 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	83
Tabela 3.22 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	84
Tabela 3.23 – Configuração de <i>strings</i> proposta para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	85
Tabela 3.24 - Cálculo do espaçamento mínimo entre fileiras de painéis fotovoltaicos nos locais analisados. ....	87
Tabela 3.25 - Área de terreno mínima ocupada pelo gerador fotovoltaico para os cenários analisados. ....	88
Tabela 3.26 - Orçamento da usina solar fotovoltaica para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).....	89
Tabela 3.27 - Orçamento da usina solar fotovoltaica para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).....	90
Tabela 3.28 - Orçamento do recondicionamento da PCH para os distintos casos analisados em Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS).....	91
Tabela 3.29 - Tarifas de energia elétrica empregadas para a avaliação econômica em Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS). ....	91
Tabela 3.30 – Avaliação econômica da geração diária de energia fotovoltaica para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).....	92
Tabela 3.31 - Avaliação econômica da geração diária de energia fotovoltaica para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).....	93
Tabela 3.32 - Avaliação econômica diária da mudança no regime de operação da PCH para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).....	94
Tabela 3.33 - Avaliação econômica diária da mudança no regime de operação da PCH para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).....	95
Tabela 3.34 - Método de Payback Simples para os distintos cenários analisados em Itajubá (MG).....	96
Tabela 3.35 - Método de Payback Simples para os distintos cenários analisados em Santa Rosa (RS). ....	96
Tabela 3.36 - Método de Payback Descontado para incremento de 30% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).....	96
Tabela 3.37 - Método de Payback Descontado para incremento de 35% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).....	98

Tabela 3.38 - Método de Payback Descontado para incremento de 40% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).....	99
Tabela 3.39 - Método de Payback Descontado para incremento de 45% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).....	100
Tabela 3.40 - Método de Payback Descontado para incremento de 30% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	101
Tabela 3.41 - Método de Payback Descontado para incremento de 35% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	102
Tabela 3.42 - Método de Payback Descontado para incremento de 40% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	104
Tabela 3.43 - Método de Payback Descontado para incremento de 45% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).....	105
Tabela 3.44 - Valor Presente Líquido VPL dos projetos nos cenários considerados.....	106
Tabela 3.45 - Taxa Interna de Retorno TIR dos projetos nos cenários considerados.....	107
Tabela 3.46 - Resumo dos indicadores econômicos obtidos para os cenários analisados em Itajubá (MG).....	107
Tabela 3.47 - Resumo dos indicadores econômicos obtidos para os cenários analisados em Santa Rosa (RS).....	108
Tabela 3.48 - Estimativa do máximo investimento inicial destinado ao condicionamento da PCH que possibilitaria rentabilizar os empreendimentos que foram considerados economicamente inviáveis num horizonte de tempo de 20 anos. ....	108

## LISTA DE SIGLAS

AC	Unidade Federativa do Acre
AL	Unidade Federativa de Alagoas
AM	Unidade Federativa do Amazonas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Unidade Federativa do Amapá
BA	Unidade Federativa da Bahia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Unidade Federativa de Ceará
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DF	Distrito Federal
EOL	Central Geradora Eólica
ES	Unidade Federativa de Espírito Santo
GFV	Gerador Fotovoltaico
GO	Unidade Federativa de Goiás
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
LEN	Leilões de Energia de Nova
LER	Leilões de Energia de Reserva
MA	Unidade Federativa de Maranhão
MDIC	Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços
MG	Unidade Federativa de Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Unidade Federativa do Mato Grosso do Sul
MT	Unidade Federativa do Mato Grosso
NOCT	Teste na condição de temperatura normal de operação da célula fotovoltaica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Unidade Federativa do Pará
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PB	Unidade Federativa da Paraíba
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PE	Unidade Federativa de Pernambuco
PI	Unidade Federativa de Piauí
PIS/PASEP	Tributo para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PNP	Plano de Nacionalização Progressiva

PR	Unidade Federativa de Paraná
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RGE	Rio Grande Energia
RJ	Unidade Federativa do Rio de Janeiro
RN	Unidade Federativa do Rio Grande do Norte
RN	Resolução Normativa
RO	Unidade Federativa de Rondônia
RR	Unidade Federativa de Roraima
RS	Unidade Federativa do Rio Grande do Sul
SC	Unidade Federativa de Santa Catarina
SE	Unidade Federativa do Sergipe
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIGA	Sistema de Informações de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	Unidade Federativa de São Paulo
SPMP	Sistema de Seguimento do Ponto de Máxima Potência
STC	Teste da célula fotovoltaica em condições standard
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TO	Unidade Federativa de Tocantins
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UF	Unidade Federativa
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS

$kW$	quilowatts
$MW$	megawatts
$km$	quilômetros
$P_{ef}$	potência efetiva
$H_{liq}$	queda líquida
$Q$	vazão de água
$\eta$	rendimento total do conjunto turbina e gerador
$m$	metros
$s$	segundos
$\rho$	densidade
$kg$	quilogramas
$W$	watts
$FCU_{uso}$	fator de capacidade de uso
$P_{média}$	potência média
$P_{máx}$	potência máxima
$FC$	fator de capacidade
$P_{instalada}$	potência instalada
$E_{anual}$	energia produzida durante um ano
$h$	horas
$hm$	hectômetros
$G_T$	irradiação ou irradiância
$I$	corrente

T	tensão
P	potência
$I_{SC}$	corrente de curto circuito
$V_{OC}$	tensão de circuito aberto
$Imp$	corrente no ponto de máxima potência
$V_{mp}$	tensão no ponto de máxima potência
$P_{mp}$	potência no ponto de máxima potência
$\gamma$	ângulo azimutal
$\beta$	ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos
FDI	fator de dimensionamento do inversor
MWp	megawatts pico
kV	quilovolts
P inst	potência instalada
A res	área do reservatório
$h_l$	altura de queda líquida
$Q_{PROJ}$	vazão de projeto
$E_{Bombeio}$	energia para o bombeamento de água
$\eta_{INV}$	rendimento do inversor de corrente
N	número de painéis fotovoltaicos
$E_{GFV}$	energia produzida pelo gerador fotovoltaico
HSP	horas de sol pleno
$E_{PFV}$	energia produzida pelo painel fotovoltaico
$A_{TOTAL}$	área total disponível
$\eta_{SPMP}$	eficiência do seguidor do ponto de máxima potência

TD	taxa de desempenho do gerador fotovoltaico
$P_{MP}^0$	potência máxima nominal do painel fotovoltaico (condições STC)
Tc	temperatura de célula fotovoltaica
°C	graus Celsius
Tamax	temperatura ambiente média máxima anual
mm	milímetros
$V_{MP}^0$	tensão máxima nominal do painel fotovoltaico (condições STC)
$I_{MP}^0$	corrente máxima nominal do painel fotovoltaico (condições STC)
$V_{OC}^0$	tensão de circuito aberto (condições STC)
$I_{SC}^0$	corrente de curto circuito (condições STC)
$Y_{mp}$	coeficiente de temperatura para potência máxima
$Y_{VOC}$	coeficiente de temperatura de circuito aberto
$Y_{ISC}$	coeficiente de temperatura de curto circuito
TNOC	temperatura nominal de operação da célula
Tref	temperatura da célula nas condições STC
$G_{REF}$	radiação solar nas condições STC
$H_T$	irradiação solar diária média
$P_{INV}^0$	potência nominal do inversor em corrente alternada
$V_{INV\ min}$	mínima tensão SPMP do inversor
$V_{INV\ max}$	máxima tensão SPMP do inversor
$I_{max\ inv}$	corrente máxima por inversor
Tmax	temperatura ambiente máxima
Tcmax	temperatura máxima da célula fotovoltaica
$V_{mpmin}$	tensão mínima de máxima potência

$T_{min}$	temperatura ambiente mínima
$T_{cmin\ D}$	temperatura mínima da célula fotovoltaica durante o dia
$T_{cmin\ N}$	temperatura mínima da célula fotovoltaica durante a noite
$V_{mpmax}$	tensão máxima de máxima potência
$V_{ocmax}$	tensão máxima de circuito aberto
$N_{série}$	número de painéis em série
$N_{//}$	número máximo de <i>strings</i> em paralelo por entrada do inversor
$I_{SC\ MAX}$	corrente de curto circuito máxima na entrada do inversor
$I_{max\ entrada}$	corrente máxima admitida pelo inversor em cada entrada
$V_{mp\ MIN}$	tensão mínima nos <i>strings</i> do inversor
$V_{mp\ MAX}$	tensão máxima dia nos <i>strings</i> do inversor
$V_{oc\ MAX}$	tensão máxima noite nos <i>strings</i> do inversor
$I_{MP\ total}$	corrente total de máxima potência
$I_{MAX\ total\ INV}$	corrente total máxima admitida no inversor
$a$	altura do painel fotovoltaico
$\phi$	latitude do local
$L$	longitude do local
$\beta$	inclinação do painel fotovoltaico
$\omega$	ângulo horário
$n$	dia do ano
$\delta$	declinação solar
$\Theta_z$	ângulo zenital
$h$	elevação do painel fotovoltaico
$s$	projeção em planta da altura do painel fotovoltaico

$\Delta$	espaçamento entre fileiras
$\Delta a$	espaçamento entre fileiras adotado
R\$	reais
AM	espessura da massa de ar
$\alpha$	ângulo de altitude solar
Ys	ângulo azimutal do sol
c	velocidade da luz no vácuo
$\lambda$	comprimento de onda
f	frequência
Hz	Hertz
E	energia
J	Joule
h	constante de Planck

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	20
1.1. Objetivo.....	20
1.2. Justificativa.....	20
1.3. Escopo.....	20
1.4. Metodologia .....	21
1.5. Capitulação.....	21
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.1. Matriz elétrica do Brasil.....	22
2.2. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) .....	23
2.2.1. Enquadramento de Aproveitamentos Energéticos como PCH.....	23
2.2.2. Obras Civis e Equipamentos que compõem uma PCH .....	24
2.2.3. Aspectos básicos do funcionamento de uma PCH .....	25
2.2.4. PCH's no Brasil.....	26
2.2.5. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil.....	27
2.3. Energia Solar Fotovoltaica.....	29
2.3.1. Geometria Solar.....	29
2.3.2. Energia Solar .....	30
2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica.....	30
2.3.4. Sistemas Fotovoltaicos.....	36
2.3.5. Configurações de Sistemas Fotovoltaicos.....	37
2.3.6. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.....	38
2.4. Caracterização do estado de Minas Gerais (MG).....	40
2.5. Caracterização do estado de Rio Grande do Sul (RS) .....	42
2.6. Complementaridade entre as fontes Hidráulica e Solar .....	47
2.7. Sistema de Tarifação no setor elétrico brasileiro .....	48
3. ESTUDO DE CASO.....	56
3.1. Definição de uma PCH hipotética .....	56
3.2. Definição de um regime de operação para um dia de estudo.....	59
3.3. Escolha de dois locais típicos no Brasil e seu potencial solar.....	60
3.4. Definição de uma fração a bombeiar .....	62
3.5. Energia solar para bombeamento .....	68

3.6. Análise de bombeamento em contraposição a injeção direta na rede. Vantagens e desvantagens na preservação da água .....	69
3.6.1. Vantagens e desvantagens na preservação da água em relação a manter o regime de operação base da PCH. ....	69
3.6.2. Vantagens e desvantagens em manter o regime de operação base da PCH em relação à preservação da água. ....	71
3.6.3. Aspectos a considerar comuns a ambos os casos analisados. ....	71
3.7. Pré-dimensionamento do sistema de bombeamento solar .....	71
3.8. Aspectos financeiros e econômicos .....	88
4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	109

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. OBJETIVO**

O objetivo desta monografia consiste em levar a cabo um estudo teórico prospectivo da implantação de um sistema solar fotovoltaico para complementar a operação de uma pequena central hidrelétrica (PCH), permitindo-lhe assim operar como uma usina reversível durante um tempo determinado no horário fora de ponta. Desta forma, o acúmulo de um volume adicional de água permitirá aumentar a geração de energia a injetar na rede elétrica no horário de pico, incrementando a receita. Será feito um estudo de caso que permitirá avaliar os aspectos técnicos envolvidos mais relevantes e realizar uma análise econômica preliminar da viabilidade do sistema proposto.

### **1.2. JUSTIFICATIVA**

O desenvolvimento deste trabalho pretende oferecer uma visão geral da utilização de maneira complementar de duas importantes fontes de energias renováveis, como são a energia hidrelétrica das PCH's e a energia solar fotovoltaica. Em particular, deseja-se determinar a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico para o retrobombeamento de água de maneira tal a atingir um nível mais alto de água no reservatório no momento de geração elétrica no horário de pico.

### **1.3. ESCOPO**

A presente monografia inclui a definição de um caso hipotético de geração de energia elétrica através de uma PCH operando de forma reversível com painéis fotovoltaicos e o desenvolvimento de uma análise comparativa entre a operação neste sistema e a injeção direta de energia na rede elétrica. Ademais, contém um pré-dimensionamento deste sistema fotovoltaico e uma análise financeira e econômica de sua implantação para dois locais típicos do Brasil, nos estados de Minas Gerais (MG) e Rio Grande do Sul (RS), os quais foram escolhidos, de um lado, pela similitude na proporção entre o componente da capacidade instalada em pequenas centrais hidrelétricas e a capacidade instalada total da matriz energética destes estados, e por outro lado, pelo manifesto contraste existente entre eles na produção de energia solar fotovoltaica, apesar de ambos terem excelentes condições de geração a partir desta fonte. O foco da geração solar fotovoltaica para Minas Gerais está nas

grandes usinas, enquanto que para Rio Grande do Sul se encontra na utilização de energia solar fotovoltaica através da geração distribuída.

#### **1.4. METODOLOGIA**

A metodologia deste trabalho envolve a definição de uma PCH hipotética típica com suas características mais relevantes como potência instalada, superfície inundada, vazão, altura de queda e regime de operação. Em continuação, a elaboração de uma análise das características da implantação de um sistema fotovoltaico para torná-la reversível, considerando seus prós e contras em relação à injeção direta na rede elétrica. Finalmente, o desenvolvimento de um pré-dimensionamento e de uma análise financeira econômica de um sistema de bombeamento solar aplicado em dois locais típicos do Brasil.

#### **1.5. CAPITULAÇÃO**

Ao longo do presente trabalho, os seguintes capítulos são desenvolvidos:

Capítulo 1. Introdução: Apresenta-se o tema da monografia e detalham-se o objetivo, a justificativa, o escopo e a metodologia dela.

Capítulo 2. Revisão Bibliográfica: Apresentam-se os conceitos mais relevantes envolvidos no trabalho, no que corresponde às PCH's, à energia solar fotovoltaica, à complementariedade entre elas e ao sistema de tarifação no setor elétrico brasileiro.

Capítulo 3. Estudo de caso: Apresenta-se o dilema da conveniência de transformar em reversível uma PCH hipotética para um melhor abastecimento de energia elétrica durante a hora de pico; a definição das características relevantes da PCH; o desenvolvimento da solução proposta mediante a utilização de painéis fotovoltaicos e sua aplicação em dois locais típicos do Brasil.

Capítulo 4. Conclusões e recomendações: Apresenta-se uma discussão dos resultados obtidos e as principais conclusões que podem ser extraídas do desenvolvimento do estudo de caso da monografia.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. MATRIZ ELÉTRICA DO BRASIL

A geração de energia elétrica no país é fortemente dominada pela geração das usinas hidrelétricas e termelétricas. Utilizando como referência os dados obtidos no Sistema de Informações de Geração (SIGA) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 13 de março de 2020, a matriz elétrica brasileira em fase de operação encontra-se composta pelos seguintes tipos de geração, segundo se pode ver na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 - Matriz Elétrica Brasileira por tipo de geração.**

Tipo de Geração	Potência Outorgada (kW)	Quantidade	Percentagem da Potência Outorgada
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	795.211,73	730	0,46%
Central Geradora Undelétrica (CGU)	50,00	1	0,00%
Central Geradora Eólica (EOL)	15.499.118,86	635	9,00%
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	5.355.080,49	422	3,11%
Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV)	2.687.046,35	3885	1,56%
Usina Hidrelétrica (UHE)	102.964.008,00	217	59,80%
Usina Termelétrica (UTE)	42.876.577,89	3053	24,90%
Usina Termonuclear (UTN)	1.990.000,00	2	1,16%
<b>TOTAL</b>	<b>172.167.093,32</b>	<b>8.945</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Capacidade de Geração do Brasil – Fase de Operação.

No que respeita aos aproveitamentos energéticos que utilizam o potencial hidráulico de um corpo de água para a geração (CGH, PCH e UHE), estes são diferenciados segundo a potência instalada que apresentem, como será explicado mais adiante no capítulo de enquadramento de aproveitamentos energéticos como PCH.

O sistema elétrico no Brasil está em grande parte integrado através do Sistema Interligado Nacional (SIN). Hoje em dia existem registradas somente 235 localidades que não estão conectadas a este sistema (95 no Amazonas, 82 em Roraima, 25 em Rondônia, 20 no Pará, nove no Acre, duas no Amapá, uma no Mato Grosso e uma em Pernambuco), as quais se prevê representarão em conjunto uma carga equivalente a apenas 0,7% da carga total do país para o ano 2020 (ONS, 2019).

## **2.2. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH'S)**

### **2.2.1. Enquadramento de Aproveitamentos Energéticos como PCH**

Para o enquadramento de um projeto de aproveitamento energético como PCH deve-se fazer referência à Resolução Normativa RN 673 de 4 de agosto de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Ela estipula que serão enquadrados como PCH aqueles empreendimentos hidrelétricos cuja potência instalada seja superior a 3,0 MW, com 30,0 MW como limite máximo. Além disso, estabelece que para uma usina hidrelétrica ser categorizada como PCH deve contar com uma área de reservatório de até 13 km<sup>2</sup>, excluindo a calha do leito regular do rio. Caso o projeto de aproveitamento hidrelétrico tenha uma superfície superior à indicada, a usina pode ser considerada como PCH se seu reservatório de regulação for no mínimo semanal, ou se for dimensionada com um propósito diferente ao de geração de energia elétrica.

Sendo assim, passam a catalogar-se como Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH's) aquelas usinas de aproveitamento hidrelétrico cujas potências instaladas não ultrapassam 3,0 MW, enquanto que, para potências superiores a 30,0 MW, classificam-se como Usinas Hidrelétricas (UHE's).

Vale ressaltar que foi levada a cabo uma audiência pública no dia 22 de maio de 2019 (Audiência 013/2019), a qual, entre outros aspectos, procurava discutir o aprimoramento da RN 673/2015 no que concerne ao limite inferior de potência para o qual um empreendimento hidrelétrico é considerado como PCH, aumentando este de 3,0 MW até 5,0 MW, segundo se pode extrair da nota técnica N°59 da ANEEL de junho de 2018. O propósito desta alteração consiste em adequar o texto da resolução com o previsto na Lei N°13.360/2016, a qual estabelece em 5,0 MW o limite de potência máxima no qual um empreendimento de aproveitamento de potencial hidráulico é caracterizado como de capacidade reduzida. Na data

de elaboração do presente trabalho, no mês de março de 2020, este ajuste encontrava-se pendente de aprovação.

### **2.2.2. Obras Civis e Equipamentos que compõem uma PCH**

A seguir listam-se algumas das obras civis e dos equipamentos que formam parte de uma PCH:

a) Barragem.

As barragens têm como função represar água nos reservatórios a montante e a jusante, se for o caso. Permitem ajustar a cota de água do reservatório para um melhor aproveitamento energético.

b) Vertedouro.

Os vertedouros permitem o descarregamento direto de água para jusante, de maneira tal a evitar que o nível de água ultrapasse a cota máxima permitida de água no reservatório.

c) Tomada de água.

As tomadas de água permitem a admissão desta no canal de adução da usina, impedindo a passagem de corpos estranhos ou materiais que possam danificar os equipamentos.

d) Canal de adução.

O canal de adução permite a condução da água até a câmara de carga.

e) Câmara de carga e chaminé de equilíbrio.

Na câmara de carga se leva a cabo a transição entre o canal de adução, a pressão atmosférica, e o conduto forçado, operando a secção plena. Pode estar provida de uma chaminé de equilíbrio que permita mitigar os impactos de mudança brusca da pressão.

f) Conduto forçado.

O conduto forçado transporta a água até a casa de força.

g) Casa de força.

Nas casas de força da usina são instaladas as turbinas hidráulicas, os geradores elétricos e outros equipamentos elétricos e mecânicos. As turbinas têm como função transformar a

energia hidráulica da água em energia mecânica, a qual por sua vez é transformada em energia elétrica pelo gerador.

h) Tubo de sucção e canal de fuga.

Os tubos de sucção e canais de fuga permitem a entrega da água de volta para seu leito natural, a jusante, após ter sido turbinada.

### 2.2.3. Aspectos básicos do funcionamento de uma PCH

a) Potência efetiva.

A potência efetiva de uma usina hidrelétrica ( $P_{ef}$ ) é determinada em função da queda líquida ( $H_{liq}$ ), a vazão de água ( $Q$ ) e o rendimento total do conjunto turbina e gerador ( $\eta$ ), segundo se pode apreciar na equação (2.1):

$$P_{ef} [kW] = 9,81 \left[ \frac{m}{s^2} \right] \times \eta \times H_{liq} [m] \times Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad (2.1)$$

É importante fazer notar que nesta equação a densidade da água  $\rho = 1.000 \text{ kg/m}^3$  encontra-se considerada de maneira implícita como um dos fatores da multiplicação que permitem obter a potência efetiva, já que ao simplificar ambos os lados da equação por este valor, a potência obtida será expressada em [kW] em vez de [W].

b) Fator de capacidade da usina.

O fator de capacidade de uso de uma usina ( $FCU_{uso}$ ) é definido como a razão entre a potência média dela num determinado período de tempo ( $P_{média}$ ) e a potência máxima fornecida ( $P_{máx}$ ), provendo assim informação a respeito da taxa de utilização da usina em relação ao máximo teórico, operando a capacidade plena durante o período de análise (equação (2.2)):

$$FCU_{uso} = \frac{P_{média} [kW]}{P_{máx} [kW]} \quad (2.2)$$

Da mesma forma, o fator de capacidade da usina ( $FC$ ) expressa a relação entre a potência média ( $P_{média}$ ) e a potência instalada ( $P_{instalada}$ ) para um determinado período de tempo, segundo é apresentado na equação (2.3):

$$FC = \frac{P_{média} [kW]}{P_{instalada} [kW]} \quad (2.3)$$

c) Energia produzida.

O cálculo da energia produzida por uma central durante o período de um ano ( $E_{anual}$ ) é obtido como se indica na equação (2.4):

$$\begin{aligned} E_{anual} [kWh] &= P \text{ média anual} [kW] \times \text{Horas anuais} [h] \\ &= (FCU \text{ uso} \times P \text{ máx anual} [kW]) \times \text{Horas anuais} [h] \end{aligned} \quad (2.4)$$

d) Curva de permanência de vazões.

A curva de permanência de uma usina fornece a proporção do tempo que a vazão vai ser maior ou igual a uma vazão determinada. No Brasil, a vazão outorgada para um projeto de PCH é definida como aquela vazão com permanência de 95%, isto é, a vazão de operação assegurada em 95% do tempo.

e) Regularização de vazões.

A regularização de vazões numa PCH permite a utilização em períodos de alta demanda de uma vazão de água superior a aquela que seria garantida pelo comportamento natural do rio. O aproveitamento do recurso hídrico deixa de ser a fio de água, propriamente dito. Esta regularização pode ser tanto total quanto parcial e pode precisar da utilização de uma fonte de energia complementar, como a solar fotovoltaica, para garantir o atendimento da demanda.

#### 2.2.4. PCH's no Brasil

No dia 12 de março de 2020 existiam em operação 422 PCH's no Brasil, totalizando 5.355.080,49 kW de potência outorgada (equivalente a aproximadamente 3,11% da capacidade total instalada no país). Encontram-se ademais 26 usinas deste tipo em construção (345.949,00 kW de potência outorgada) e 99 usinas numa situação de construção ainda não iniciada (1.371.689,05 kW de potência outorgada) (ANEEL, 2020). Na Tabela 2.2 apresentam-se estes dados segundo o estado no qual se encontram localizadas. Destacam-se os estados de Mato Grosso, Minas Gerais e Rio Grande do Sul como aqueles com maior potência outorgada no Brasil.

**Tabela 2.2 - Quantidade e Potência Outorgada para PCH's por estado.**

Estado	UF	Quantidade	Potência Outorgada (kW)
Alagoas	AL	1	1.250,00
Bahia	BA	7	89.750,00

Estado	UF	Quantidade	Potência Outorgada (kW)
Distrito Federal	DF	1	30.000,00
Espírito Santo	ES	14	221.932,00
Goiás	GO	23	476.332,00
Minas Gerais	MG	71	789.221,17
Mato Grosso do Sul	MS	13	271.968,00
Mato Grosso	MT	66	1.034.972,00
Pará	PA	3	60.000,00
Paraíba	PB	1	3.520,00
Pernambuco	PE	3	13.475,00
Paraná	PR	31	313.579,10
Rio de Janeiro	RJ	19	253.490,00
Rondônia	RO	17	151.171,00
Roraima	RR	1	5.000,00
Rio Grande do Sul	RS	49	602.838,30
Santa Catarina	SC	54	562.889,92
São Paulo	SP	33	297.258,00
Tocantins	TO	15	176.434,00
<b>TOTAL</b>		422	5.355.080,49

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados proporcionados pela ANEEL.

### 2.2.5. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil

Existem construídas no país quatro usinas hidrelétricas reversíveis, segundo informado no anuário da *International Water Power & Dam Construction* (2018), as quais são listadas na Tabela 2.3.

**Tabela 2.3 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil.**

Nome	UF	Data Inauguração	Equipam.	Máx. Pot. Turbina (MW)	Máx. Pot. Bomba (MW)	Queda máx. (m)	Ciclo de armazenam.
Edgard de Souza	SP	1955	1 Francis + 1 Bomba	14,8	13,3	24	Diário
Pedreira	SP	1939	6 Francis + 6 Bombas	78,5	42,6	25	Diário
Traição	SP	1940	4 Kaplan + 4 Bombas	7,3	9,4	4	Diário
Vigário	RJ	1952	4 Francis + 4 Bombas	90,8	72,0	36	Diário

Fonte: International Water Power & Dam Construction. Yearbook 2018.

Com o propósito de atender a crescente demanda energética de importantes polos industriais e residenciais como Cubatão e o Porto de Santos, no ano 1926 foi inaugurada a usina Cubatão, conhecida hoje em dia como usina Henry Borden, com 44 MW de potência, a qual aproveita os 720 m de desnível existentes entre o topo da Serra do Mar e o pé desta (SMA / CEA, 2010). O reservatório Billings, cuja construção começou um ano antes, alimenta esta usina através de uma barragem reguladora chamada Billings-Pedras. Segundo Canales et al. (2015) este reservatório dispõe de 1.200 hm<sup>3</sup> de capacidade, inundando uma superfície de até 130 km<sup>2</sup>. De acordo com Lima (2012), o rio Pinheiros foi canalizado e reversado mediante as usinas elevatórias de Traição e Pedreira, as quais abastecem o reservatório Billings. O autor especifica que hoje em dia a usina elevatória Traição possui quatro unidades geradoras reversíveis tipo Kaplan de eixo vertical, as quais totalizam 22 MW de potência e são acionadas por motores síncronos, sendo capazes de bombear até 280 m<sup>3</sup>/s desde o canal Pinheiros até a usina elevatória Pedreira, o que implica elevar a água aproximadamente cinco metros. No que se refere à usina elevatória a montante, a usina Pedreira, ela está composta por sete unidades geradoras reversíveis tipo Francis e uma bomba, as quais totalizam 100 MW de potência, sendo acionadas por motores síncronos e apresentando capacidade de bombeamento de 395 m<sup>3</sup>/s entre a usina Traição e o Reservatório Billings, permitindo assim elevar a água 25 metros aproximadamente. Sem embargo, este

autor afirma que o bombeamento contínuo de águas através destas usinas para o reservatório Billings foi suspenso por tempo indeterminado em 1992, produto do incremento da poluição das águas dos rios que alimentam o reservatório, o qual era utilizado desde 1958 para abastecimento público de alguns municípios da região. O bombeamento é efetuado exclusivamente quando o nível das águas do rio Tietê ou do canal Pinheiros constituem um risco de enchente para a região, em períodos de chuvas intensas (SMA / SSE, 2010). Esta decisão implica uma redução de aproximadamente 75% na capacidade de geração de energia do complexo Henry Borden, o qual atualmente apresenta potência instalada total em suas duas usinas (uma externa e a outra subterrânea) de 889 MW para uma vazão de 157 m<sup>3</sup>/s (Barros et al., 2009).

No que concerne à usina Edgard de Souza, inicialmente chamada Parnaíba, esta começou suas operações no rio Tietê em 1901, inicialmente com 2 MW de potência instalada mas expandindo-se até atingir 16 MW, com o objetivo de abastecer de energia elétrica a cidade de São Paulo, passando a transformar-se numa usina elevatória só em 1954 (CBDB, 2011). De acordo com Canales et al. (2015), esta usina foi desativada em 1984, devido a considerações ambientais.

Finalmente, com relação à usina reversível Vigário, situada no estado de Rio de Janeiro e inaugurada em 1952, esta opera elevando quase 36 metros desde o reservatório de Santana, no rio Piraí, até o reservatório Vigário. Para tanto, conta com quatro turbinas reversíveis de 22 MW de potência cada uma delas e com capacidade de transportar uma vazão máxima de 188,8 m<sup>3</sup>/s (Canales et al., 2015). As quatro unidades reversíveis utilizadas nesta usina correspondem às terceiras instaladas no mundo, depois daquelas empregadas nas usinas de Pedreira e Traição, no estado de São Paulo (CBDB, 2011).

## 2.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.3.1. Geometria Solar

A radiação solar incidente sobre qualquer ponto da superfície terrestre (Radiação Global) pode se decompor naquela radiação que chega em linha reta desde o sol (Radiação Direta) e na radiação que atinge indiretamente o ponto, produto da difração da luz na atmosfera e da reflexão de luz nos diferentes corpos presentes na massa de ar (Radiação Difusa).

As características desta radiação solar vão depender de determinados fatores geométricos que dizem respeito à localização relativa do sol em relação ao ponto de interesse e, no caso da

geração de energia solar fotovoltaica, à disposição dos painéis solares fotovoltaicos. Estes fatores são a Declinação Solar, o Ângulo Horário, o Ângulo Zenital, o Ângulo de Elevação Solar, o Ângulo Azimutal e o Ângulo de Incidência dos raios solares. Mais detalhes a respeito deste tema podem ser encontrados no Apêndice A.

### 2.3.2. Energia Solar

No Apêndice B são explicados alguns dos aspectos fundamentais na transferência de calor por radiação solar. A grandeza utilizada para quantificar a radiação proveniente do sol recebe o nome de Irradiação ou Irradiância ( $G_T$ ), a qual confere informação relativa à taxa de variação de energia no tempo, por unidade de superfície, sendo expressa em  $[\text{W/m}^2]$ . A irradiação solar acumulada num determinado período de tempo é chamada Insolação, sendo sua unidade expressa em  $[\text{Wh/m}^2]$ .

O efeito que as ondas eletromagnéticas vão ter sobre diferentes corpos e materiais ao incidirem sobre eles varia segundo as características destes últimos. Para corpos capazes de absorver radiação, aumentará sua energia térmica. Para outros tipos de corpos e materiais, as ondas eletromagnéticas induzirão a emissão de elétrons (efeito fotoelétrico). Sem embargo, existem também materiais que experimentarão uma variação na sua tensão, podendo originar correntes elétricas quando conectados a materiais com tensão diferente (efeito fotovoltaico).

Desta maneira, para o aproveitamento da energia proveniente do sol podem-se mencionar principalmente duas tecnologias que têm sido desenvolvidas e difundidas hoje em dia na indústria. A primeira delas corresponde à energia solar térmica, a qual utiliza a energia solar como fonte de calor tanto para aquecimento residencial (mediante a utilização de coletores solares nos telhados e de reservatórios que armazenam a água aquecida) quanto também para a geração de eletricidade numa usina solar térmica. Por outro lado, a segunda das tecnologias utiliza a conversão da luz solar para a produção de energia elétrica, através do fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico. O emprego desta última tecnologia, denominada como energia solar fotovoltaica, para o retrobombeamento de água numa PCH, forma parte do alvo desta monografia, motivo pelo qual será detalhada nos próximos capítulos.

### 2.3.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica corresponde àquela obtida do processo de conversão da luz solar em eletricidade através da utilização de células fotovoltaicas. A radiação eletromagnética do sol produz diferença de potencial entre os materiais semicondutores que

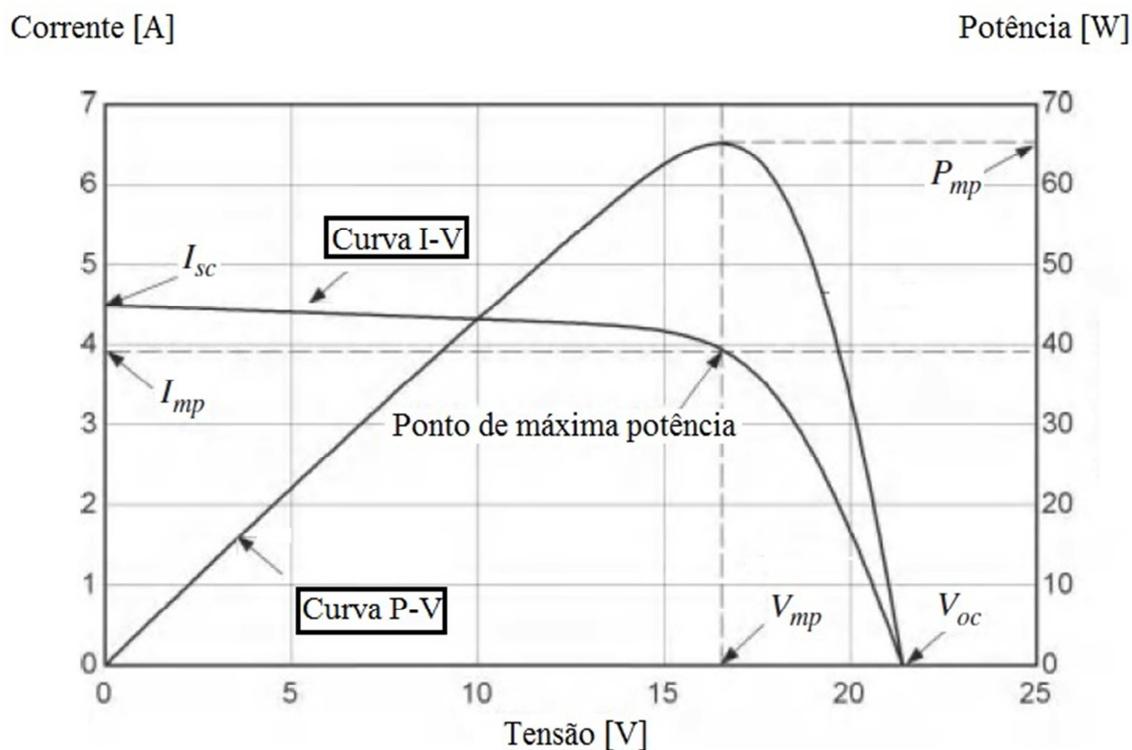
compõem a célula fotovoltaica, permitindo a criação de uma corrente elétrica que circula entre eles, quando conectados. Este fenômeno é conhecido como Efeito Fotovoltaico.

De acordo com Villalva (2015), a maior parte das células fotovoltaicas disponibilizadas no mercado está constituída de silício (material barato, abundante, não tóxico e de tecnologia de fabricação bem desenvolvida com relação a outros materiais semicondutores), podendo este ser monocristalino, policristalino ou de filme fino.

A associação de células fotovoltaicas constitui um painel solar fotovoltaico (também chamado módulo solar fotovoltaico ou placa solar fotovoltaica). Esta associação pode ser feita em série e em paralelo.

Os painéis fotovoltaicos apresentam curvas características, as quais oferecem informação relativa à relação existente entre a tensão e a corrente (Curva  $I-V$ ) e entre a tensão e a potência (Curva  $P-V$ ) nos seus terminais. Na Figura 2.1 são apresentadas as curvas características de um painel fotovoltaico qualquer.

**Figura 2.1 - Curvas características  $I-V$  e  $P-V$  de um painel fotovoltaico.**

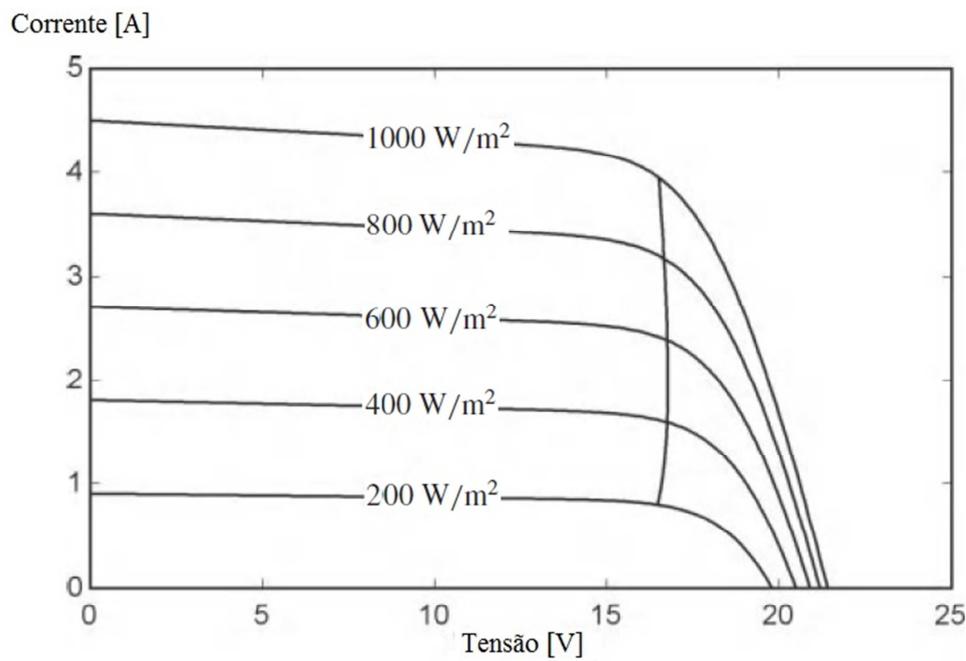


Fonte: Adaptado de Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 2013

Pode-se notar nas curvas características da figura precedente a existência de pontos de especial interesse. Quando a tensão é nula, está-se na presença da corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ), enquanto que quando se zera a corrente (ou seja, quando os terminais do painel fotovoltaico se desconectam), experimenta-se a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ). A corrente de curto circuito  $I_{SC}$  e a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  mostram-se relevantes para o dimensionamento de um gerador fotovoltaico (o qual corresponde à associação de painéis fotovoltaicos em série e em paralelo, como será visto mais adiante neste trabalho), posto que entregam informação referente à máxima corrente que o painel pode fornecer e a máxima tensão que este pode experimentar, dados que devem ser tidos sempre em consideração para respeitar as especificações dos equipamentos e dos componentes ligados aos painéis que compõem o gerador fotovoltaico. Já no ponto de máxima potência do painel fotovoltaico, a operação com corrente  $Imp$  e tensão  $Vmp$  permitem obter a potência máxima do painel  $Pmp$ .

A curva característica  $I-V$  de um painel fotovoltaico num momento determinado depende da Irradiação ou Irradiância Solar ( $G_T$ ) que o atinge naquele instante. Na Figura 2.2 pode-se observar que a corrente de curto circuito  $I_{SC}$  é praticamente proporcional à irradiação solar  $G_T$ , enquanto que a tensão de curto circuito  $V_{OC}$  é incrementada logaritmicamente com a irradiação. Nesta figura é apresentada também a curva de máxima potência de um painel fotovoltaico qualquer, para distintos níveis de irradiação solar.

**Figura 2.2 - Influência da Irradiação Solar na Curva Característica  $I-V$ .**

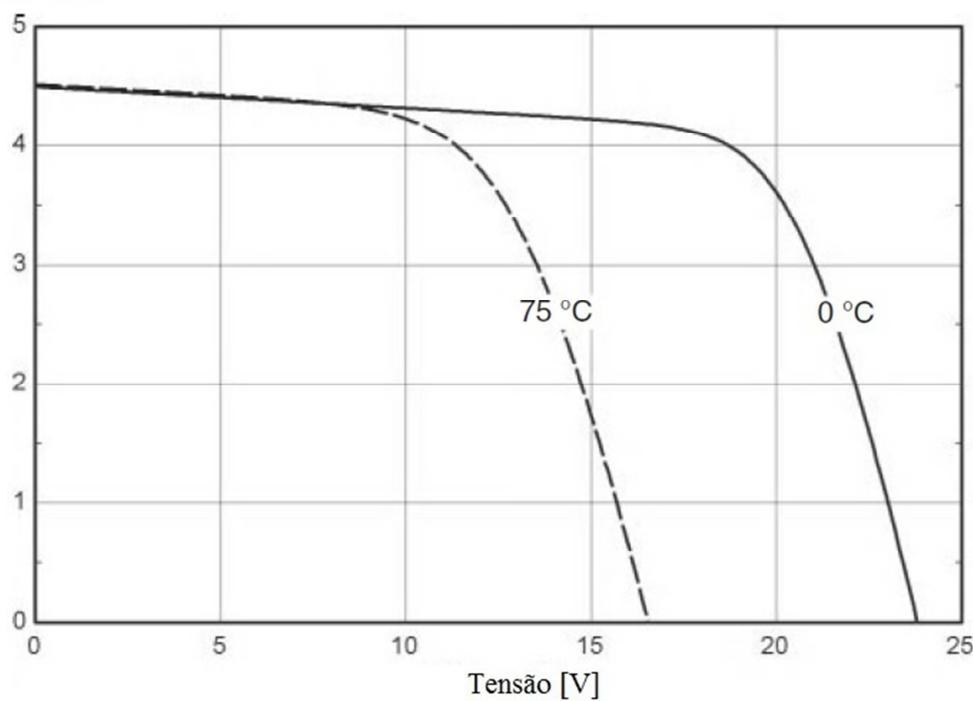


Fonte: Adaptado de Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 2013

A temperatura da célula fotovoltaica também exerce influência sobre a curva característica  $I-V$  de um painel fotovoltaico, especificamente na tensão nos seus terminais, a qual decresce com o aumento da temperatura, conforme se pode ver na Figura 2.3 para um painel fotovoltaico qualquer.

**Figura 2.3 - Influência da Temperatura na Curva Característica *I-V*.**

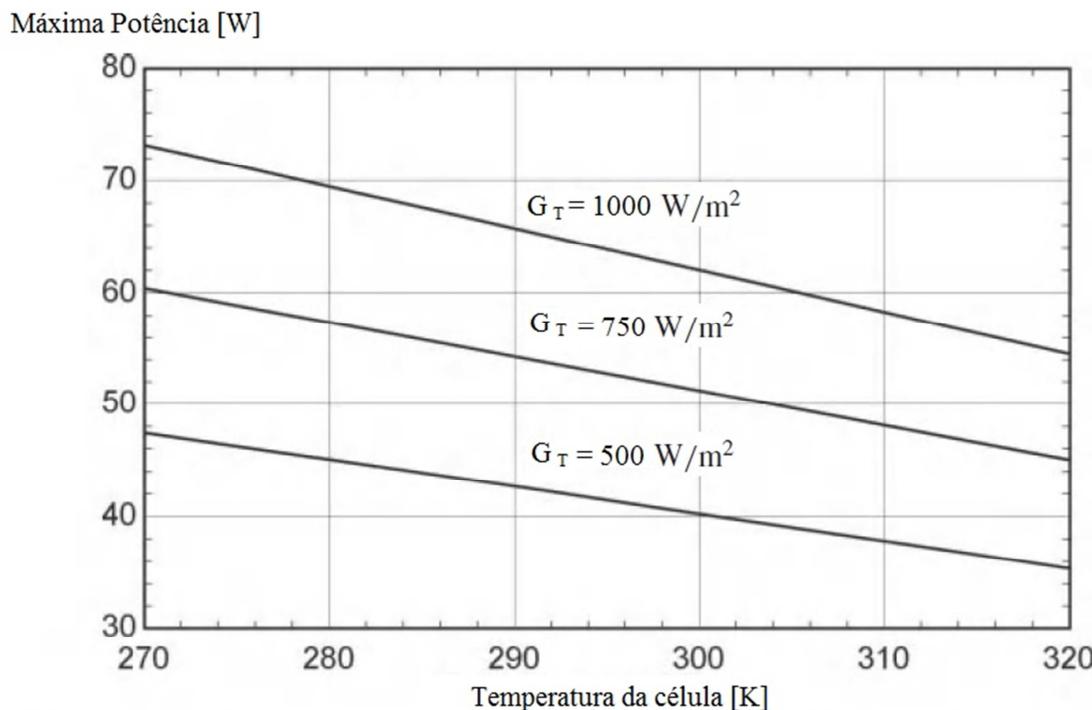
Corrente [A]



Fonte: Adaptado de Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 2013

Com relação à máxima potência que um painel solar fotovoltaico pode apresentar, esta é determinada então em função dos dois fatores anteriormente mencionados que influenciam a curva característica *I-V* de um painel fotovoltaico, a irradiação solar e a temperatura da célula, variando linearmente com esta última, como é apresentado na Figura 2.4 para um painel solar fotovoltaico qualquer.

**Figura 2.4 - Influência da Irradiação Solar e da Temperatura na Máxima Potência de um Painel Fotovoltaico.**



Fonte: Adaptado de Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 2013

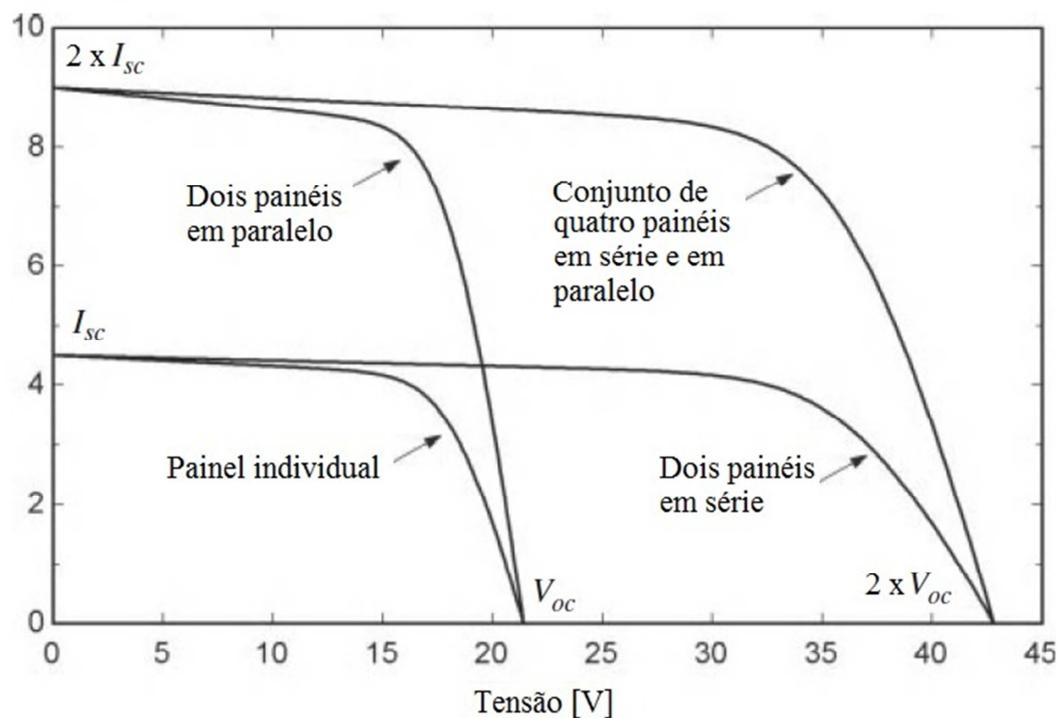
Os fabricantes de painéis solares fotovoltaicos comerciais disponibilizam para os potenciais compradores informação dos painéis oferecidos no que respeita às suas características elétricas, características mecânicas, características térmicas e todo tipo de informação que possa ser relevante para a instalação e utilização destes painéis. Em relação às características elétricas mencionadas, estas são obtidas sob duas condições de teste: teste em condições standard (*STC*) e teste na condição de temperatura normal de operação da célula (*NOCT*). A primeira delas, a condição de teste *STC*, considera a irradiação solar  $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$  e a temperatura da célula  $T_c = 25^\circ\text{C}$  como condições standard, permitindo deste modo a comparação das características elétricas de painéis provenientes de distintos fabricantes. Por outro lado, o teste na condição de temperatura normal de operação da célula *NOCT* fornece as características elétricas do painel fotovoltaico em condições reais de operação. Finalmente, no tocante às características térmicas, estas indicam a faixa de temperatura na qual o painel pode operar e o comportamento deste ante variações de temperatura.

### 2.3.4. Sistemas Fotovoltaicos

Um gerador fotovoltaico resulta da associação de painéis fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo. Cada conjunto de painéis em série é denominado “string”. Como descrito por Villalva (2015), dependendo da tensão requerida para abastecer uma determinada carga, preferem-se painéis ligados em série para tensões elevadas (rede elétrica) e ligados em paralelo para tensões baixas (sistemas isolados). A Figura 2.5 permite observar a variação da curva característica de um gerador solar fotovoltaico quando dois painéis idênticos são conectados em série, quando são ligados em paralelo e quando se forma um conjunto de quatro painéis idênticos conectados em série e em paralelo.

**Figura 2.5 - Curva Característica I-V de um Gerador Fotovoltaico.**

Corrente [A]



Fonte: Adaptado de Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 2013

Para um melhor aproveitamento da energia solar mediante a utilização de geradores fotovoltaicos fixos, recomenda-se para locais situados no hemisfério sul da Terra orientar seus painéis para o norte geográfico (ângulo azimutal da superfície  $\gamma = 180^\circ$ ), para assim maximizar a captação diária de energia. Como é mencionado no Apêndice A, de geometria solar, sugere-se também que os painéis solares fotovoltaicos tenham ângulo de inclinação  $\beta$

coincidente com a latitude geográfica do local onde serão instalados, considerando uma inclinação mínima de 10°. Adicionalmente, é conveniente verificar que, quando dispostos em fileiras, os painéis sejam instalados a uma distância entre eles de maneira tal que não façam sombra entre uma fileira e outra, respeitando o tamanho da área total disponível para a instalação destes painéis.

O gerador fotovoltaico, junto a todos os outros equipamentos necessários para a geração, transformação e aproveitamento energético, compõem um sistema fotovoltaico.

### 2.3.5. Configurações de Sistemas Fotovoltaicos

Os Sistemas Solares Fotovoltaicos podem ser diferenciados segundo se conectam à rede elétrica (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede *SFCR* ou *On-Grid*) ou não (Sistema Fotovoltaico Isolado, Autônomo ou *Off-Grid*). A possibilidade de operação em conjunto com a rede elétrica do sistema *On-Grid* permite reduzir ou inclusive eliminar o consumo de energia da rede elétrica de uma unidade consumidora e eventualmente injetar nesta rede uma parcela do excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico. No que concerne aos sistemas *Off-Grid*, eles são empregados principalmente em locais afastados da rede elétrica, não sendo atendidos por esta.

A Caixa de Conexões ou Caixa de Junção de um painel fotovoltaico é o componente que permite a conexão elétrica dos conjuntos de células fotovoltaicas em série. Neste componente são instalados os diodos de desvio (também conhecidos como diodos de passagem ou de *by-pass*) do painel, que permitem atenuar os efeitos de eventuais sombreamentos na placa solar fotovoltaica. Geralmente são localizados na parte traseira dos painéis e são inacessíveis para o usuário.

A conexão de painéis fotovoltaicos dispostos em série é levada a cabo através de conectores providos pelo fabricante, sendo os conectores MC4 os mais comumente utilizados para este fim (Villalva, 2015). No caso de conjunto de painéis ligados em paralelo, a conexão é feita com a ajuda das caixas de *strings* ou *string boxes*.

A utilização de inversores permite a conversão da corrente contínua CC gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada CA para alimentar a rede elétrica. Para conseguir um aproveitamento ótimo da potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, os inversores dispõem de um ou mais sistemas de seguimento de ponto de máxima potência (*SPMP* ou *MPPT* em inglês), os quais rastreiam de maneira contínua o ponto de máxima potência dos

painéis, permitindo assim maximizar a produção de energia, independentemente das condições que estejam afetando o desempenho deles num momento determinado.

### 2.3.6. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Conforme o exposto na segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais INPE (2017), a geração de energia elétrica de fontes fotovoltaicas apresentam um grande potencial no país. Afirma-se que, por exemplo, a geração fotovoltaica nos meses de verão nas regiões Sul e Sudeste contribuiria a atender os picos de demanda que se produzem nessa época para aquela zona. Na Tabela 2.4 são apresentados os valores médios de irradiação solar para as distintas regiões do país.

**Tabela 2.4 - Níveis de Irradiação Solar por Região no Brasil.**

Região	UF	Irradiação Global Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	Irradiação no Plano Inclinado (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	Irradiação Direta Normal (kWh/m <sup>2</sup> .ano)
Norte	AC, AM, AP, PA, RO, RR, TO	1.693	1.701	1.191
Nordeste	AL, BA, CE, MA, PB, PE, PI, RN, SE	2.003	2.015	1.844
Centro-Oeste	DF, GO, MS, MT	1.849	1.900	1.652
Sudeste	ES, MG, RJ, SP	1.846	1.918	1.733
Sul	PR, RS, SC	1.654	1.743	1.532

Fonte: INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2<sup>a</sup> Edição (2017).

Segundo se pode extrair da tabela anterior, a região do Brasil com os melhores índices de irradiação solar corresponde à região Nordeste. Esta região apresenta condições de radiação solar que são comparáveis com aquelas existentes nas localidades no mundo que são consideradas como as mais beneficiadas neste aspecto, ademais de contar com variações sazonais menores que muitas destas (Banco de Dados Terrestres, 2000).

No dia 12 de março de 2020, existiam no Brasil 3.885 usinas fotovoltaicas (UFV) em operação, as quais totalizam 2.687.046,35 kW de potência outorgada (equivalente a aproximadamente 1,56% da capacidade total instalada no país). Encontram-se também

cadastradas 19 usinas deste tipo em construção (682.578,00 kW de potência outorgada) e 194 usinas cuja construção ainda não foi iniciada (8.049.601,00 kW de potência outorgada) (ANEEL, 2020). A seguir, na Tabela 2.5, apresentam-se os dados das usinas fotovoltaicas cadastradas segundo o estado no qual se encontram localizadas. Neste apartado, sobressaem os estados de Bahia, Minas Gerais e Piauí.

**Tabela 2.5 - Quantidade e Potência Outorgada para UFV por estado.**

Estado	UF	Quantidade	Potência Outorgada (kW)
Amazonas	AM	14	176,04
Amapá	AP	1	4.039,20
Bahia	BA	31	779.367,80
Ceará	CE	8	218.000,00
Espírito Santo	ES	5	2.600,63
Maranhão	MA	2	51,93
Minas Gerais	MG	27	541.630,68
Mato Grosso do Sul	MS	1	1,38
Mato Grosso	MT	3	2.860,00
Pará	PA	3.708	3.802,00
Paraíba	PB	4	108.400,00
Pernambuco	PE	4	39.144,00
Piauí	PI	13	465.680,00
Paraná	PR	4	172,06
Rio de Janeiro	RJ	9	4.289,90
Rio Grande do Norte	RN	7	117.505,04
Rondônia	RO	2	1.020,48
Rio Grande do Sul	RS	11	4.318,61
Santa Catarina	SC	5	6.560,53
São Paulo	SP	25	382.426,07
Tocantins	TO	1	5.000,00
<b>TOTAL</b>		<b>3.885</b>	<b>2.687.046,35</b>

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados proporcionados pela ANEEL.

## 2.4. CARACTERIZAÇÃO DO ESTADO DE MINAS GERAIS (MG)

De acordo com o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2012), o território deste estado encontra-se localizado a uma grande altitude e é formado principalmente por áreas montanhosas, planaltos e vales. Sá Junior (2009) utiliza a classificação do sistema de Köppen para designar os principais grupos e subgrupos climáticos presentes neste estado, conforme exposto na Tabela 2.6.

**Tabela 2.6 - Zonas climáticas do estado de MG.**

Grupo Climático	Subgrupo Climático	Subdivisão Climática	Proporção da área total do estado
A (Clima Tropical Chuvoso)	Am (Clima tropical de monção)		0.03%
A (Clima Tropical Chuvoso)	Aw (Clima tropical de savana com estação seca de inverno)		67.24%
B (Clima Seco)	BS	BSh (Clima de estepe quente)	0.08%
C (Clima Temperado Chuvoso e Moderadamente Quente)	Cw (Clima temperado úmido com chuvas de verão e inverno seco)	Cwa (Clima temperado úmido com inverno seco e verão quente)	21.43%
C (Clima Temperado Chuvoso e Moderadamente Quente)	Cw (Clima temperado úmido com chuvas de verão e inverno seco)	Cwb (Clima temperado úmido com inverno seco e verão moderadamente quente)	11.22%

Fonte: Arionaldo de Sá Júnior. Aplicação da Classificação de Köppen para o Zoneamento Climático do Estado de Minas Gerais, 2009.

No volume II do Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (CEMIG, 2016) foi realizada uma estimativa do consumo energético para cada uma das microrregiões que compõem este estado para o ano 2010 (ano do último censo no país), segundo se pode ver no Anexo 1. A divisão do estado em microrregiões permaneceu vigente até o ano 2017, momento no qual o Instituto Brasileiro de Geografia e Estadística (IBGE) adotou uma nova divisão regional do território (IBGE, 2017).

Segundo dados da ANEEL (2020), a capacidade instalada no estado de Minas Gerais ao dia 13 de março de 2020 corresponde a 16.640.549,36 kW, para um número total de 753 empreendimentos, como se pode depreender da Tabela 2.7.

**Tabela 2.7 - Capacidade Instalada no estado de MG por tipo de geração.**

<b>Tipo de Geração</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Percentagem da Potência Outorgada Total</b>
CGH	166.909,78	164	1,00%
EOL	156,00	1	0,00%
PCH	789.221,17	71	4,74%
UFV	541.630,68	27	3,25%
UHE	12.576.941,00	53	75,58%
UTE	2.565.690,73	437	15,42%
<b>TOTAL</b>	<b>16.640.549,36</b>	<b>753</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Resumo Estadual. Capacidade Instalada – Estado de MG – Fase de Operação.

Para cada uma das microrregiões que compõem o estado de Minas Gerais, a CEMIG, no volume II do seu Atlas Solarimétrico deste estado (2016), levou a cabo um modelo que utiliza imagens feitas a partir de satélites para obter assim uma estimativa da radiação solar média diária mensal, resultados que são expostos no Anexo 2 deste trabalho.

Adicionalmente, a CEMIG (2016) proporciona uma estimativa da geração fotovoltaica para este estado, utilizando para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (*SFCRs*) os conceitos de Energia Específica (também chamada Produção Específica do Sistema ou *Final Yield* em inglês, obtida como a relação entre o valor médio da energia entregue à carga num determinado intervalo de tempo e a potência nominal do gerador fotovoltaico) e de Rendimento Global do Sistema (também conhecido como Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* em inglês, expressa o mesmo conceito de Energia Específica, porém

considerando todas as perdas envolvidas no *SFCR*, como as perdas no gerador, no conversor, no inversor, no cabeamento, etc., isto é, relaciona a produção real e a produção teórica do sistema fotovoltaico). As simulações computacionais foram efetuadas para seis cidades representativas de cada uma das mesorregiões de Minas Gerais, escolhidas de forma aleatória, e supõem para o *SFCR* uma orientação azimutal de superfície para o norte geográfico, uma inclinação equivalente à latitude do local, uma potência instalada de 500 kWp e a utilização de 1.960 módulos fotovoltaicos c-Si e de um inversor central de 570 kW de potência nominal (fator de dimensionamento do inversor *FDI* = 0,88). Os resultados da modelação são apresentados na Tabela 2.8.

**Tabela 2.8 - Estimativa da geração fotovoltaica anual para cada uma das mesorregiões de MG.**

Mesorregião	Energia Específica - Média Anual (kWh/kWp)	Rendimento Global do Sistema - Média Anual
Noroeste de Minas	1.469	0,80
Norte de Minas	1.489	0,80
Jequitinhonha	1.364	0,79
Vale do Mucuri	1.323	0,79
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	1.400	0,80
Central Mineira	1.407	0,80
Metropolitana de Belo Horizonte	1.322	0,79
Vale do Rio Doce	1.309	0,80
Oeste de Minas	1.341	0,79
Sul e Sudoeste de Minas	1.287	0,79
Campo das Vertentes	1.279	0,78
Zona da Mata	1.258	0,79
<b>MÉDIA ESTADUAL</b>	<b>1.354</b>	<b>0,79</b>

Fonte: CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Volume II, 2016.

## **2.5. CARACTERIZAÇÃO DO ESTADO DE RIO GRANDE DO SUL (RS)**

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia (1968) o estado de Rio Grande do Sul pode ser dividido em cinco grandes regiões geomorfológicas. Localizado ao norte do estado

encontra-se o Planalto Basáltico ou Meridional (composto pelo Planalto das Missões e a seção sul do Planalto das Araucárias), enquanto que de oeste a leste na região centro-sul do estado podem se distinguir a Cuesta do Haedo, a Depressão Central, o Escudo Sul – Riograndense (ou Serras de Sudeste) e a Planície Costeira.

Em relação ao clima do estado, no Atlas Solar do Rio Grande do Sul (Secretaria de Minas e Energia, 2018) afirma-se que este é caracterizado pela grande incidência de sistemas frontais presentes nesta zona e pela grande variabilidade nos fatores geográficos que o definem, como a continentalidade, a altitude, o relevo, as atividades econômicas aí desenvolvidas, etc., apresentando ademais as maiores amplitudes térmicas anuais do país. Segundo Rossato (2011), o estado apresenta clima temperado subtropical, com as características exibidas na Tabela 2.9.

**Tabela 2.9 - Tipos de clima no estado de RS.**

<b>Tipo de Clima Subtropical</b>		<b>Localização</b>
I Pouco Úmido	I a Pouco Úmido com Inverno Frio e Verão Fresco	Região do Escudo Sul – Riograndense e seção sul da Região Planície Costeira
	I b Pouco Úmido com Inverno Frio e Verão Quente	Secção oeste da Cuesta do Haedo
II Medianamente Úmido com variação longitudinal das temperaturas médias		Região da Depressão Central e seção média da Região Planície Costeira
III Úmido com variação longitudinal das temperaturas médias		Zona de escarpa da Região Planalto Basáltico e seção norte da Região Planície Costeira
IV Muito Úmido	IV a Muito Úmido com Inverno Fresco e Verão Quente	Seção noroeste da Região Planalto Basáltico
	IV b Muito Úmido com Inverno Frio e Verão Fresco	Seção leste da Região Planalto Basáltico

Fonte: Rossato. Os climas do Rio Grande do Sul: Variabilidade, Tendências e Tipologia, 2011.

A capacidade instalada no estado de Rio Grande do Sul, de acordo com informado no sistema SIGA da ANEEL (2020) no dia 13 de março de 2020, equivale a 9.471.834,54 kW para um total de 349 empreendimentos, segundo se pode ver em continuação, na Tabela 2.10.

**Tabela 2.10 - Capacidade Instalada no estado de RS por tipo de geração.**

<b>Tipo de Geração</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Percentagem da Potência Outorgada Total</b>
CGH	51.262,45	60	0,54%
EOL	1.831.866,98	81	19,34%
PCH	602.838,30	49	6,36%
UFV	4.318,61	11	0,05%
UHE	4.816.600,00	17	50,85%
UTE	2.164.948,20	131	22,86%
<b>TOTAL</b>	<b>9.471.834,54</b>	<b>349</b>	<b>100%</b>

Fonte: ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Resumo Estadual. Capacidade Instalada – Estado de RS – Fase de Operação.

No Atlas Solar do Rio Grande do Sul (Universidade Estadual do Rio Grande do Sul, 2018) foram estimados os valores médios mensais, sazonais e anuais para a radiação solar global horizontal em 34 municípios do estado, que contavam com medições válidas em estações meteorológicas automáticas de medição. Na Tabela 2.11 são apresentados os resultados obtidos ao nível sazonal e anual para cada um deles.

**Tabela 2.11 - Valores médios diários para a radiação solar global horizontal em alguns municípios do estado de RS.**

<b>Município</b>	<b>Radiação (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>				
	<b>Verão</b>	<b>Outono</b>	<b>Inverno</b>	<b>Primavera</b>	<b>Anual</b>
Alegrete	6,841	4,372	2,970	5,692	4,982
Bagé	6,912	4,316	2,891	5,544	4,927
Bento Gonçalves	6,208	3,996	2,876	5,118	4,544
Caçapava do Sul	6,654	4,172	2,867	5,333	4,767
Camaquã	5,924	3,704	2,502	4,730	4,214
Canela	5,862	3,866	2,837	5,012	4,388
Canguçu	6,158	3,887	2,642	4,944	4,360
Cruz Alta	6,569	4,322	3,116	5,262	4,814

Município	Radiação (kWh/m <sup>2</sup> /dia)				
	Verão	Outono	Inverno	Pri mavera	Anual
Dom Pedrito	6,887	4,286	3,001	5,824	5,042
Erechim	6,383	4,254	3,205	5,303	4,780
Frederico Westphalen	6,373	4,205	3,068	5,283	4,728
Jaguarão	6,490	3,830	2,499	5,108	4,500
Lagoa Vermelha	6,334	4,145	3,046	5,189	4,676
Mostardas	6,893	4,194	2,888	5,491	4,868
Palmeira das Missões	6,208	4,326	3,149	5,097	4,748
Passo Fundo	6,382	3,969	2,993	5,122	4,678
Porto Alegre	6,004	3,668	2,489	4,754	4,228
Quaraí	6,805	4,279	2,957	5,620	4,925
Rio Grande	6,330	3,865	2,577	5,144	4,373
Rio Pardo	6,382	3,951	2,639	4,970	4,489
Santa Maria	6,290	3,917	2,644	4,964	4,461
Santa Rosa	6,509	4,285	3,025	5,487	4,823
Santana do Livramento	6,464	3,947	2,762	5,358	4,633
Santiago	6,681	4,280	3,101	5,516	4,965
Santo Augusto	6,252	4,145	2,954	5,051	4,606
São Borja	6,754	4,441	3,145	5,672	5,007
São Gabriel	6,781	4,202	2,782	5,450	4,811
São José dos Ausentes	5,836	4,073	3,158	5,142	4,544
São Luiz Gonzaga	6,752	4,542	3,216	5,642	5,039
Soledade	6,384	4,101	2,975	5,562	4,749
Torres	6,087	4,012	2,872	5,049	4,501
Tramandaí	6,462	4,053	2,732	5,171	4,606
Uruguaiana	6,884	4,406	3,030	5,555	5,006
Vacaria	5,964	3,840	3,035	5,016	4,396

Fonte: Universidade Estadual do Rio Grande do Sul UERGS. Atlas Solar do Rio Grande do Sul, novembro de 2018.

Assim, neste Atlas foram obtidas estimativas dos valores diários médios de radiação solar global horizontal para todo o território do estado, como se pode ver na Tabela 2.12.

**Tabela 2.12 - Valores médios diários para a radiação solar global horizontal no estado de RS.**

	Radiação (kWh/m <sup>2</sup> /dia)		
	Mínima	Máxima	Média
Janeiro	5,99	7,11	6,64
Fevereiro	5,46	6,15	5,82
Março	4,80	5,50	5,12
Abril	3,85	4,54	4,18
Maio	2,59	3,33	3,01
Junho	2,27	2,75	2,51
Julho	2,43	3,07	2,76
Agosto	2,93	3,71	3,34
Setembro	3,77	4,54	4,14
Outubro	4,84	5,65	5,18
Novembro	6,05	6,78	6,44
Dezembro	6,14	7,53	6,89
Dez-Fev	5,93	6,83	6,44
Mar-Mai	3,83	4,45	4,10
Jun-Ago	2,54	3,16	2,87
Set-Nov	4,93	5,63	5,26
<b>ANUAL</b>	<b>4,36</b>	<b>5,01</b>	<b>4,67</b>

Fonte: Universidade Estadual do Rio Grande do Sul UERGS. Atlas Solar do Rio Grande do Sul, novembro de 2018.

Para cada uma das microrregiões que formam parte do estado de Rio Grande do Sul, foi estimada a produtividade fotovoltaica média, segundo corresponda a uma área apta urbana ou a uma área apta não urbana, considerando painéis horizontais e painéis com inclinação de 20° e orientados para o norte geográfico (Anexo 3 e Anexo 4). Para este propósito foi utilizado o conceito de taxa de ocupação, correspondente à média teórica de potência que pode ser instalada por unidade de área do projeto. Assim sendo, no que diz respeito à área apta urbana, a capacidade instalável teórica considera uma taxa de ocupação de 2 MWp/km<sup>2</sup> da área efetivamente integrada, enquanto que para a área apta não urbana esta taxa é de 20 MWp/km<sup>2</sup> da área efetivamente integrada (equivalente a 1% da área apta não urbana disponível do estado) (Secretaria de Minas e Energia, 2018).

É importante notar que, embora as caracterizações dos estados escolhidos difiram na forma, isto não impede a realização de uma análise comparativa adequada entre eles.

## 2.6. COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES HIDRÁULICA E SOLAR

É comum que em muitas ocasiões as usinas PCH não consigam sempre atender a demanda do sistema, sobretudo na hora de pico, motivo pelo qual muitas delas são adaptadas para funcionar como usinas reversíveis, outorgando maior confiabilidade e flexibilidade à operação do sistema.

Uma PCH reversível está composta por um reservatório superior (lado de montante), um reservatório inferior (lado de jusante), um grupo de turbinas, um grupo de bombas e as diferentes obras civis que compõem uma PCH típica. Em períodos de maior demanda de energia, a água é turbinada desde o reservatório superior até o inferior, enquanto que o resto do tempo uma parte dessa água pode ser bombeada de regresso ao reservatório superior, se resultar conveniente economicamente.

O bombeamento anteriormente descrito pode ser levado a cabo através da utilização de outra fonte energética, como a eólica ou a solar. Neste trabalho enfoca-se o emprego de painéis fotovoltaicos como fonte de energia para a transformação de uma PCH numa usina PCH reversível.

De acordo com o descrito no Plano Nacional de Energia 2030 (MME em colaboração com EPE, 2007), as grandes usinas reversíveis mais modernas apresentavam na época da sua edição uma relação de 3:4 entre a energia gerada por suas turbinas e a energia utilizada para o bombeamento para o reservatório a montante. Indica-se ademais que têm baixo fator de capacidade (entre 9% e 18%), devido a que estas procuram atender principalmente as cargas no horário de pico, não contribuindo em geral para o sistema elétrico o resto do tempo.

No esquema de operação de uma usina PCH reversível com energia solar fotovoltaica, apresenta-se um período fora de ponta que conta com insolação. Ao se tratar de um horário no qual a energia gerada tem um preço menor, pode resultar mais vantajoso economicamente bombear parte da água turbinada de regresso ao reservatório superior através da operação da usina fotovoltaica, para ser assim armazenada e utilizada posteriormente no horário de pico da demanda. Assim sendo, o volume de água disponível no reservatório superior para ser turbinado durante o período de ponta, no qual o preço da energia gerada é mais alto, aumenta,

outorgando-lhe potenciais benefícios econômicos à operação da usina. Devido às características próprias da geração com energia fotovoltaica, não resulta possível a geração de energia deste tipo durante o período noturno.

Schreiber (1978) faz diferenças na configuração de máquinas numa usina reversível, segundo a queda do projeto. Para quedas maiores que 600 m, recomenda-se um arranjo de três tipos de máquinas: turbinas do tipo Pelton, bombas e uma máquina elétrica que funcione como gerador quando acoplada à turbina e como motor quando acoplada à bomba. Esta configuração pode ser simplificada no caso de quedas menores que 600 m, mantendo o motor-gerador, porém substituindo a turbina e a bomba por uma turbina reversível que cumpre as funções das duas máquinas.

Segundo Pasquali (2006), os últimos avanços tecnológicos permitem às máquinas eletromecânicas de uma PCH reversível operar em modo síncrono quando estiverem gerando energia através das turbinas e em modo assíncrono quando estiverem bombeando ao reservatório a montante. Dessa maneira, Sallaberger (2012) explica que a utilização de bombas de velocidade variável providas de um conjunto motor-gerador assíncrono permite acompanhar as continuas mudanças de carga na rede, possibilitando assim outorgar maior estabilidade à rede elétrica. Sem embargo, este tipo de solução pode resultar custoso e na prática é utilizada principalmente para usinas em grande escala (Krenn, Keck, Sallaberger, 2013). Nesse sentido, a utilização de conversores eletrônicos de potência oferece uma alternativa mais confiável e econômica já que, em conjunto com a bomba de velocidade variável, porém desta vez com ajuda de um motor-gerador síncrono, permitem o bombeamento de água a velocidade variável, mantendo a frequência fixa na conexão com a rede (Basic, Silva, Dujic, 2018). Este arranjo do sistema proporciona maior flexibilidade na operação da usina.

## 2.7. SISTEMA DE TARIFAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Existem na literatura variadas definições para Geração Distribuída. A ANEEL, mediante a elaboração do documento dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), no seu módulo 1, define Geração Distribuída como a geração de energia elétrica de centrais geradoras com instalações conectadas diretamente à rede de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, independentemente de operarem isoladamente ou em paralelo, de serem despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da potência que elas apresentem. Não obstante, na apreciação

pessoal do autor do presente estudo, uma das que melhor representa o espírito deste conceito provém do *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc* (IEEE), o qual define Geração Distribuída como a geração elétrica em instalações que são suficientemente menores que as usinas que geram energia de maneira centralizada, de maneira que a interconexão pode ser levada a cabo em praticamente qualquer ponto do sistema de energia (Elmubarak, Ali, 2016). Isto quer dizer que a conexão entre a fonte de geração de energia e a carga pode ser feita perto desta última, com todas as vantagens que isso implica.

Mediante a Resolução Normativa RN 482 da ANEEL, de 17 de abril de 2012, estabelecem-se as condições gerais para as quais um cidadão no Brasil pode optar pelo benefício de gerar sua própria energia elétrica através da micro e da minigeração distribuída. Ademais, este organismo estipula também nas suas resoluções normativas RN 687 e RN 786 os intervalos de potência instalada nos quais uma central geradora de energia elétrica, que emprega cogeração qualificada ou gera a partir de fontes renováveis e é conectada na rede de distribuição através das unidades consumidoras, é catalogada como microgeração distribuída (potência instalada menor ou igual a 75 kW) ou como minigeração distribuída (potência instalada superior a 75 kW e com um limite máximo de 5 MW). Além disto, definem-se as condições de utilização dos chamados “créditos de energia”, os quais originam-se quando ocorre um excesso de energia gerada em comparação com a energia consumida num determinado período para a central geradora, e que podem ser aproveitados para abater o consumo da unidade num período de até 60 meses.

Como uma maneira de estimular a adoção desta forma de geração e consumo de energia, o Ministério de Minas e Energia (MME) elaborou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD), o qual foi lançado no mês de dezembro de 2015. Este programa tem como objetivo principal a implantação de ações que permitam a comercialização no mercado livre de energia dos excedentes energéticos gerados por uma unidade consumidora.

No Brasil, as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento energético proveniente de fontes solares contam também com o benefício de isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS), segundo o acordado no Convênio ICMS/CONFAZ 101/97 do Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ (1997) cujas disposições se encontram atualmente prorrogadas até 31 de dezembro de 2028 de acordo com o disposto no Convênio ICMS/CONFAZ 156/2017 (Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ, 2017).

Mediante o Convênio ICMS/CONFAZ 157/2015 (Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ, 2015) os estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul aderiram, assim como também fizeram os demais estados do país em distintas etapas, ao estabelecido pelo Convênio ICMS/CONFAZ 16/2015 (Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ, 2015) no que diz respeito à isenção, para empreendimentos de micro e mini geração distribuída, do imposto ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora numa quantidade equivalente ao que foi injetado na rede de distribuição por esta unidade consumidora. Os limites de potência instalada para os projetos que empregam micro e mini geração distribuída são regidos pelo disposto na Resolução Normativa RN 482 da ANEEL, quer dizer, com potência menor ou igual a 75 kW para microgeração e com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 1 MW no caso de minigeração distribuída, encontrando-se então estes convênios pendentes de atualização de acordo aos novos limites de potência estabelecidos na Resolução Normativa RN 687 da ANEEL.

Por outro lado, a Lei 13.169 de 2015 concede para empreendimentos de micro e mini geração distribuída a isenção dos tributos PIS/COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora a uma unidade consumidora, conforme à quantidade de energia ativa injetada por esta unidade consumidora na rede de distribuição, segundo os termos estabelecidos nas Resoluções Normativas RN 482 e RN 687 da ANEEL.

Outros instrumentos de apoio ao setor fotovoltaico ao nível federativo são listados no relatório final do grupo de trabalho fotovoltaico do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços MDIC (2018), dentre os quais podem se mencionar o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP) do BNDES e o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS), elaborados para fomentar o desenvolvimento da produção brasileira, o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) Fotovoltaico do INMETRO, o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e finalmente a realização de Leilões de Energia de Reserva (LER) e de Energia Nova (LEN), que permitiram estimular o desenvolvimento deste setor.

No caso do estado de Rio Grande do Sul, a Resolução CONSEMA 372/2018 (Secretaria do Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Governo do Estado Rio Grande do Sul, 2018) estabelece, através de um anexo acrescentado pela Resolução 379/2018, os empreendimentos e as atividades utilizadoras de recursos ambientais não incidentes de licenciamento ambiental,

dentre os quais destaca a autoprodução e geração distribuída de energia elétrica a partir de fonte solar, sujeito ao disposto pela Resolução Normativa RN 687 da ANEEL.

A ANEEL disponibiliza no seu sítio web diversos relatórios com informação relativa às unidades consumidoras com geração distribuída. Na Tabela 2.13 apresentam-se alguns dados destas, no que se refere ao tipo de geração de energia.

**Tabela 2.13 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo tipo de geração.**

<b>Unidades Consumidoras com Geração Distribuída</b>			
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Quantidade que recebe créditos</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>
Central Geradora Hidrelétrica	102	8.474	97.716,21
Central Geradora Eólica	61	105	10.401,86
Central Geradora Solar Fotovoltaica	199.754	250.946	2.321.917,78
Usina Termelétrica	218	4.533	67.485,54
<b>TOTAL</b>	<b>200.135</b>	<b>264.058</b>	<b>2.497.521,39</b>

Fonte: ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo por Tipo de Geração.

Por outro lado, este consumo pode ser também tabulado segundo a classe na qual pertence, conforme a Tabela 2.14.

**Tabela 2.14 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo classe de consumo.**

<b>Unidades Consumidoras com Geração Distribuída</b>			
<b>Classe</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Quantidade que recebe créditos</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>
Comercial	35.896	62.850	999.654,12
Iluminação pública	11	15	309,10
Industrial	5.338	7.673	257.520,06
Poder Público	785	1.092	33.918,43
Residencial	145.133	172.981	907.184,50

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída			
Classe	Quantidade	Quantidade que recebe créditos	Potência Instalada (kW)
Rural	12.890	19.361	296.419,31
Serviço Público	82	86	2.515,87
<b>TOTAL</b>	<b>200.135</b>	<b>264.058</b>	<b>2.497.521,39</b>

Fonte: ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo por Classe de Consumo.

Finalmente, esta informação é também apresentada segundo o estado do Brasil em que se encontra localizada, conforme a Tabela 2.15. Nota-se a relevância da Geração Distribuída em estados como Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo.

**Tabela 2.15 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída segundo estado.**

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída				
Estado	UF	Quantidade	Quantidade que recebe créditos	Potência Instalada (kW)
Acre	AC	225	230	3.102,98
Alagoas	AL	1.232	1.790	15.373,15
Amazonas	AM	725	868	9.098,06
Amapá	AP	197	242	4.568,04
Bahia	BA	4.773	7.195	53.350,50
Ceará	CE	5.471	6.798	89.599,99
Distrito Federal	DF	1.678	1.801	24.479,81
Espírito Santo	ES	3.761	4.676	45.920,84
Goiás	GO	8.108	10.466	111.803,64
Maranhão	MA	2.706	3.393	33.649,25
Minas Gerais	MG	42.303	68.558	503.262,26
Mato Grosso do Sul	MS	5.938	8.025	74.497,47
Mato Grosso	MT	9.318	10.451	180.780,99
Pará	PA	2.867	3.150	29.522,88
Paraíba	PB	3.388	5.466	46.041,19
Pernambuco	PE	3.330	4.968	54.502,66

Unidades Consumidoras com Geração Distribuída				
Estado	UF	Quantidade	Quantidade que recebe créditos	Potência Instalada (kW)
Piauí	PI	2.672	3.500	33.703,58
Paraná	PR	11.607	11.676	221.237,32
Rio de Janeiro	RJ	11.285	12.767	104.519,58
Rio Grande do Norte	RN	3.080	3.632	46.635,09
Rondônia	RO	432	558	13.877,63
Roraima	RR	52	75	899,74
Rio Grande do Sul	RS	27.616	33.320	326.722,49
Santa Catarina	SC	11.592	15.600	141.200,21
Sergipe	SE	1.126	1.297	12.409,97
São Paulo	SP	32.441	41.282	291.537,47
Tocantins	TO	2.212	2.274	25.224,60
<b>TOTAL</b>		<b>200.135</b>	<b>264.058</b>	<b>2.497.521,39</b>

Fonte: ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo Estadual.

No que diz respeito às tarifas residenciais de energia elétrica, a ANEEL oferece um relatório com as tarifas vigentes para cada estado, segundo se mostra na Tabela 2.16.

**Tabela 2.16 - Tarifas Residenciais por estado.**

Estado	UF	Tarifa média (R\$/kWh)
Acre	AC	0,570
Alagoas	AL	0,535
Amazonas	AM	0,665
Amapá	AP	0,537
Bahia	BA	0,552
Ceará	CE	0,529
Distrito Federal	DF	0,518
Espírito Santo	ES	0,525
Goiás	GO	0,534
Maranhão	MA	0,630

Estado	UF	Tarifa média (R\$/kWh)
Minas Gerais	MG	0,625
Mato Grosso do Sul	MS	0,609
Mato Grosso	MT	0,627
Pará	PA	0,684
Paraíba	PB	0,539
Pernambuco	PE	0,549
Piauí	PI	0,569
Paraná	PR	0,518
Rio de Janeiro	RJ	0,642
Rio Grande do Norte	RN	0,506
Rondônia	RO	0,577
Roraima	RR	0,618
Rio Grande do Sul	RS	0,544
Santa Catarina	SC	0,474
Sergipe	SE	0,543
São Paulo	SP	0,518
Tocantins	TO	0,600
Média no Brasil		0,557

Fonte: ANEEL. Ranking Nacional de Tarifas Residenciais (Grupo B1). Vigente no dia 27 de fevereiro de 2020.

Estas tarifas são homologadas pela ANEEL e vigentes no dia 27 de fevereiro de 2020 e não consideram nem impostos como ICMS (com exceção do estado do Rio de Janeiro), nem contribuições como PIS/PASEP ou COFINS, nem certas taxas como a Taxa de Iluminação Pública ou o adicional de Bandeira Tarifária.

Dependendo da tensão em que a energia seja fornecida, os consumidores de energia elétrica no Brasil podem-se enquadrar no grupo A (Alta e Média Tensão, superior a 2,3 kV) ou no Grupo B (Baixa Tensão, igual ou inferior a 2,3 kV). Dentro destes grupos existem diferentes subgrupos, segundo a tensão que apresentem. Diferente da tarifação para clientes no grupo B, a qual é definida como uma tarifação monômia baseada no consumo de energia (kWh), a tarifação para o grupo A corresponde a uma tarifação binômia, composta ademais pela potência demandada (kW).

O fornecimento de energia elétrica apresenta diferentes componentes, segundo se trate de consumidores livres ou consumidores cativos. No caso dos consumidores livres, que compram energia de produtores independentes, a tarifa está composta da tarifa de energia  $TE$ , da tarifa de uso do sistema de transmissão  $TUST$  ou da tarifa de uso do sistema de distribuição  $TUSD$ , segundo seja o caso, e dos tributos. Já no caso dos consumidores cativos, os quais realizam a compra de energia das concessionárias, a tarifa de energia elétrica considera a tarifa de energia  $TE$ , a tarifa de uso do sistema de distribuição  $TUSD$  e os tributos.

Adicionalmente, o consumidor de energia elétrica do grupo A pode optar de acordo com o seu padrão de demanda e de consumo por diferentes modalidades de tarifas horárias, azul ou verde, as quais se diferenciam segundo os preços unitários da demanda e da energia da  $TUSD$ , tanto para horário de ponta quanto para horário fora de ponta.

Finalmente, é importante mencionar que existe um sistema de bandeiras tarifárias, o qual estabelece acréscimos na tarifa de energia quando as condições de geração no SIN não são favoráveis. Na presença de condições favoráveis de geração, a bandeira é verde (tarifa normal, não sofre acréscimo). Quando as condições de geração são menos favoráveis, a bandeira tarifária será amarela e o preço da energia sofrerá um determinado acréscimo por cada unidade de energia consumida. Já para condições críticas de geração, estabelece-se a bandeira vermelha, condição na qual a tarifa experimenta acréscimos ainda maiores.

### 3. ESTUDO DE CASO

São analisados os aspectos técnicos e econômicos envolvidos no incremento da geração de energia durante o horário de pico de consumo de energia elétrica para uma pequena usina hidrelétrica operando a fio de água (PCH), através do bombeamento de água desde um reservatório a jusante para um reservatório a montante. Para conseguir este objetivo, propõe-se a utilização de turbinas reversíveis como aquelas descritas no Capítulo 2.6, as quais serão alimentadas diretamente da rede elétrica quando operarem como bombas. Como uma maneira de compensar este incremento de energia que vai ser consumida da rede, estuda-se o aproveitamento de energia solar mediante a instalação de painéis fotovoltaicos que alimentem esta rede. Leva-se a cabo também uma análise comparativa da solução proposta em relação à injeção direta de energia na rede elétrica.

#### 3.1. DEFINIÇÃO DE UMA PCH HIPOTÉTICA

Como foi mencionado no Capítulo 2.2.1, acerca do enquadramento de aproveitamentos energéticos como PCH, o empreendimento hidrelétrico deve apresentar potência instalada entre 3,0 e 30,0 MW, não obstante, eventualmente o limite mínimo pode sofrer no curto ou mediano prazo um incremento desde 3,0 até 5,0 MW. O reservatório da PCH deve contar, excluindo a calha do leito regular do rio, com uma superfície de até  $13 \text{ km}^2$ , salvo algumas exceções, dependendo da periodicidade da regulação e seu tipo de aproveitamento.

Trata-se então de uma PCH que será suposta como operando a fio d'água e que apresentará um pequeno reservatório a montante anexo ao reservatório principal, para assim prescindir de análises hidrológicas que não fazem parte do escopo desta monografia. A concepção da PCH do presente trabalho inclui a definição das características antes mencionadas, baseada em dados de PCH's reais e na experiência própria do autor desta monografia, assim como do volume de água suplementar que deverá ser armazenado a montante, para incrementar a potência da usina durante o horário de pico. A existência de um reservatório impermeável anexo, que será adaptado para permitir a acumulação das vazões bombeadas e a regularização das vazões a serem turbinadas, possibilitará que esta PCH possa continuar operando a fio d'água na cota que tenha sido originalmente estabelecida. Adicionalmente, esta usina disporá também de outro reservatório a jusante, natural ou artificial, permitindo assim a acumulação de uma fração do volume turbinado que poderá posteriormente ser bombeado a montante, conforme seja definido no regime de operação desta PCH. A altura de queda do projeto será

enquadra como média, segundo a classificação da Organização Latino-Americana de Energia OLADE (Carneiro, Coli, Dias, 2017). Desta maneira, a PCH hipotética terá as seguintes características, conforme apresentado na Tabela 3.1.

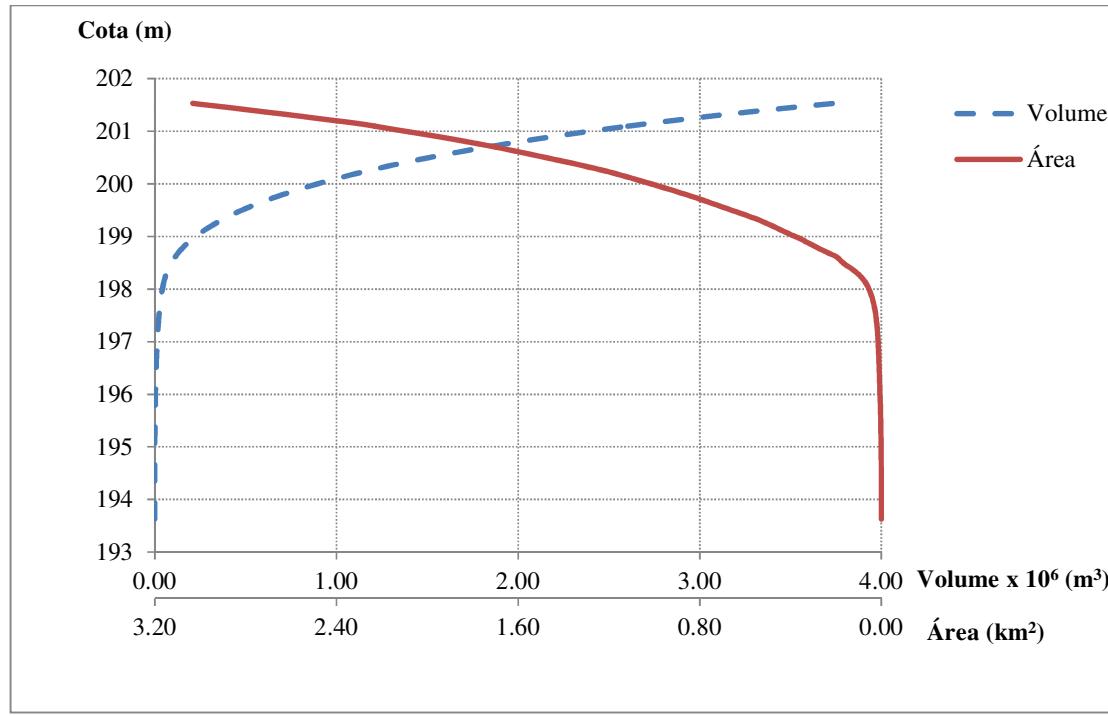
**Tabela 3.1 - Definição de algumas características da PCH.**

			Observações
<b>Potência Instalada</b>	$P_{inst}$	18,20 MW	$5 \text{ MW} < P_{inst} < 30 \text{ MW}$
<b>Área do reservatório</b>	$A_{res}$	$1 \text{ km}^2$	$A_{res} < 13 \text{ km}^2$
<b>Altura de queda líquida</b>	$h_l$	80 m	Considerada como média para $25 \text{ m} < h_l < 130 \text{ m}$

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 3.1 são apresentadas as curvas de área inundada e de volume de água que podem ser armazenados a montante, em função da cota de água.

**Figura 3.1 - Curvas de Área Inundada e Volume de Água segundo a altura de água.**



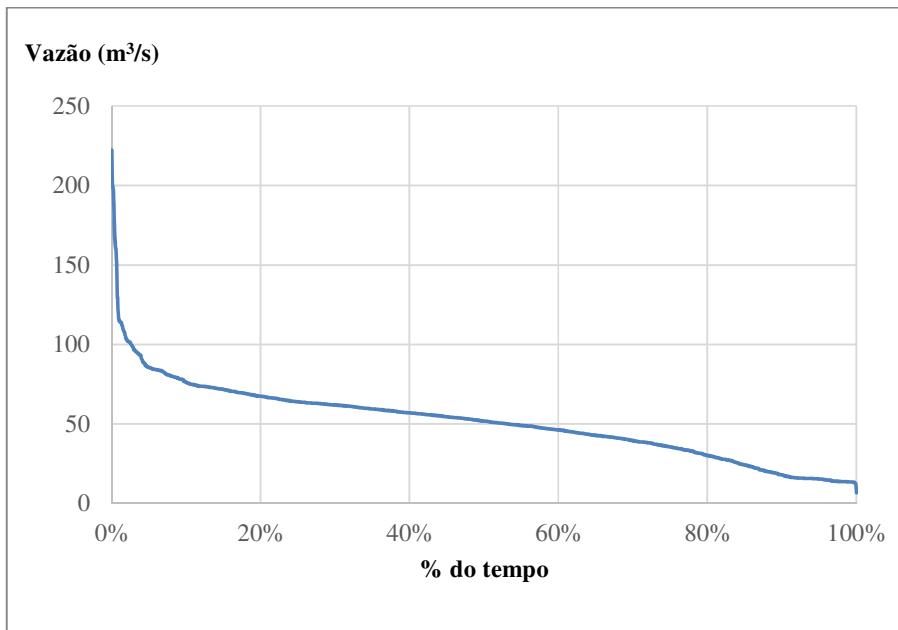
Fonte: Elaboração própria.

A cota do reservatório durante a operação normal da PCH será definida em 200 m, de acordo com a cota de coroamento da barragem, o que implica uma área inundada de  $1,0 \text{ km}^2$  e um volume armazenado de  $890.000 \text{ m}^3$ . A cota adotada é meramente ilustrativa e deverá ser

adaptada de acordo com a topografia real das localidades selecionadas em cada um dos estados.

Na Figura 3.2 é apresentada a curva de permanência de vazões (também chamada curva de duração, curva de persistência ou curva de frequência de vazões) suposta para esta PCH.

**Figura 3.2 - Curva de permanência de vazões.**



Fonte: Elaboração própria.

A vazão de projeto de uma PCH é definida como a vazão com permanência de 95%, quer dizer, a vazão assegurada 95% do tempo, conforme visto no Capítulo 2.2.3. Para esta PCH, a vazão de projeto será então  $Q_{PROJ} = 15,0 \text{ m}^3/\text{s}$ . Utilizando a equação (2.1) e assumindo rendimento global do sistema  $\eta = 85\%$ , obtemos potência firme  $P_{firme} = 10 \text{ MW}$ . Na fase de verificação preliminar do potencial hídrico de um local, pode-se adotar um fator de capacidade  $FC$  igual a 0,55 (Eletrobrás, 2000), portanto, empregando a equação (2.3), obtém-se uma potência instalada  $P_{instalada} = 18,20 \text{ MW}$ . O método determinístico aqui utilizado para a estimativa da potência instalada contrapõe-se ao método probabilístico, empregado quando se dispõem de suficientes séries de dados históricos de vazões que permitem elaborar um estudo hidrológico mais preciso a partir da simulação de cenários críticos (Caselato, 2019).

É importante indicar também que num caso real devem ser devidamente individualizadas e estimadas todas as perdas de energia que se produziriam em cada uma das seções que formam

parte deste sistema e levar em consideração a vazão ambiental que pode ser exigida num projeto destas características.

### 3.2. DEFINIÇÃO DE UM REGIME DE OPERAÇÃO PARA UM DIA DE ESTUDO

É estabelecido um regime simplificado de operação para a PCH definida no ponto anterior, isto é, define-se a cota de operação da usina no reservatório a montante, os volumes de água a serem turbinados (tanto para o horário de ponta quanto para o horário fora de ponta) e o montante de energia que é fornecida pela usina para a rede elétrica.

Para fazer uma estimativa da energia horária gerada por esta PCH, atendendo uma determinada carga hipotética num dia de vazão afluente médio equivalente a  $Q_{PROJ} = 15,0 \text{ m}^3/\text{s}$ , foi elaborada a Tabela 3.2, estabelecendo que, por se tratar de uma usina a fio d'água, a vazão afluente é igual à vazão turbinada, para cada intervalo horário.

**Tabela 3.2 - Energia fornecida para a rede elétrica, situação base.**

Intervalo horário		Vazão afluente	Vazão turbinada	Potência	Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
0:00	1:00	15,00	15,00	10,00	10,00
1:00	2:00	15,00	15,00	10,00	10,00
2:00	3:00	15,00	15,00	10,00	10,00
3:00	4:00	15,00	15,00	10,00	10,00
4:00	5:00	15,00	15,00	10,00	10,00
5:00	6:00	15,00	15,00	10,00	10,00
6:00	7:00	15,00	15,00	10,00	10,00
7:00	8:00	15,00	15,00	10,00	10,00
8:00	9:00	15,00	15,00	10,00	10,00
9:00	10:00	15,00	15,00	10,00	10,00
10:00	11:00	15,00	15,00	10,00	10,00
11:00	12:00	15,00	15,00	10,00	10,00
12:00	13:00	15,00	15,00	10,00	10,00
13:00	14:00	15,00	15,00	10,00	10,00
14:00	15:00	15,00	15,00	10,00	10,00
15:00	16:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Intervalo horário		Vazão afluente	Vazão turbinada	Potência	Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
16:00	17:00	15,00	15,00	10,00	10,00
17:00	18:00	15,00	15,00	10,00	10,00
18:00	19:00	15,00	15,00	10,00	10,00
19:00	20:00	15,00	15,00	10,00	10,00
20:00	21:00	15,00	15,00	10,00	10,00
21:00	22:00	15,00	15,00	10,00	10,00
22:00	23:00	15,00	15,00	10,00	10,00
23:00	0:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Fonte: Elaboração própria.

Ao se tratar de uma usina a fio d'água, foi suposta uma vazão turbinada constante ao longo do dia, em virtude da pouca diferença na vazão horária que muitas vezes apresentam estas usinas quando a intervenção antrópica a montante do reservatório não é significativa e quando a bacia hidrográfica que o alimenta apresenta um tamanho tal que consegue amortizar eventuais mudanças bruscas no regime hídrico.

Desta maneira, a energia diária total fornecida pela PCH para a rede elétrica será então de 240,15 MWh/dia.

A PCH operará sob um sistema de regularização diária de vazões com a ajuda de um reservatório impermeável anexo, permitindo assim suprir de melhor maneira a carga em períodos de ponta.

### **3.3. ESCOLHA DE DOIS LOCAIS TÍPICOS NO BRASIL E SEU POTENCIAL SOLAR**

Para a elaboração desta monografia, foram escolhidos dois locais típicos no Brasil, nos estados de Minas Gerais (MG) e Rio Grande do Sul (RS), baseado nas suas características hídricas e nas suas condições para o aproveitamento de energia solar fotovoltaica. No tocante as PCH's e segundo foi exposto na Tabela 2.2, na Tabela 2.7 e na Tabela 2.10, o estado de MG apresenta perto de 790 MW de potência outorgada (equivalente ao 4,74% do total no estado), enquanto que o estado de RS exibe em torno de 603 MW de potência outorgada (totalizando 6,36% do total no estado). Isso posiciona estes estados nos lugares 2º e 3º respectivamente, no que concerne à utilização de PCH's para geração de energia no país.

Por outro lado, no que se refere à energia solar fotovoltaica e de acordo ao indicado na Tabela 2.5, na Tabela 2.7 e na Tabela 2.10, o estado de MG mostra uma alta utilização de usinas fotovoltaicas, com aproximadamente 542 MW de potência outorgada (representando 3,25% do total no estado), destacando como o segundo estado que faz maior aproveitamento energético através da utilização deste tipo de fonte. Este fato dista bastante do apresentado pelo estado de RS, onde a potência outorgada para usinas fotovoltaicas ultrapassa apenas 4 MW, sendo então sua contribuição para o estado praticamente desprezível em relação a outras fontes energéticas (por volta de 0,05%). Sem embargo, ambos os estados de MG e RS encontram-se situados nos dois primeiros lugares no ranking nacional em utilização de geração distribuída, a qual é obtida no Brasil principalmente através de centrais geradoras solares fotovoltaicas, como se pode ver na Tabela 2.13. Conforme foi apresentado na Tabela 2.15, a potência instalada em unidades consumidoras de energia com geração distribuída ultrapassa os 500 MW em MG e os 325 MW no RS, dos quais aproximadamente 88% (Minas Gerais) e 98,5% (Rio Grande do Sul) provêm de fonte solar fotovoltaica, segundo se pode extrair da análise dos dados das unidades consumidoras com geração distribuída, fornecidos pela ANEEL (2020). As informações antes detalhadas são apresentadas na Tabela 3.3.

**Tabela 3.3 - Potência outorgada das fontes energéticas PCH e FV nos estados de MG e RS.**

Estado	PCH			UFV			GD – Fonte Fotovoltaica	
	Pot. Out. (MW)	% do total no estado	Ranking no país	Pot. Out. (MW)	% do total no estado	Ranking no país	Pot. Out. (MW)	Ranking no país
<b>MG</b>	789,22	4,74	2º	541,63	3,25	2º	442,87	1º
<b>RS</b>	602,84	6,36	3º	4,32	0,05	11º	321,82	2º

Fonte: Elaboração própria a partir da informação da revisão bibliográfica.

Para a elaboração deste trabalho, foram escolhidos locais situados em microrregiões que contam com a presença de ao menos uma PCH atualmente em operação e ademais apresentam potencial de geração fotovoltaica similares entre elas, com radiação solar global horizontal anual por volta de 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/dia, valor que se encontra dentro dos limites da faixa de radiação solar para os estados em estudo. Assim, o local escolhido para o estado de MG estará situado na microrregião de Itajubá, na mesorregião de Sul e Sudoeste de Minas. Quanto ao

estado do RS, o local selecionado pertence à microrregião de Santa Rosa, localizado na mesorregião Noroeste do Rio Grande do Sul.

De acordo com a informação compilada na revisão bibliográfica, a microrregião de Itajubá, situada ao sudoeste do estado de Minas Gerais, apresenta um clima temperado úmido com inverno seco e verão moderadamente quente. Sua mesorregião exibe uma estimativa de geração fotovoltaica anual de 1.287 kWh/ kWp, menor que a média estadual (1.354 kWh/kWp). O seu consumo de energia foi de 210 GWh no ano 2010. A radiação solar global desta microrregião, para cada um dos meses de um ano médio, é apresentada na Tabela 3.4.

**Tabela 3.4 - Radiação solar global para a microrregião de Itajubá (MG).**

Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)													
J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual	
4,7	5,2	4,8	4,8	4,2	4,0	4,1	4,9	5,1	5,3	5,0	4,9	4,8	

Fonte: Elaboração própria a partir da informação da revisão bibliográfica.

Com respeito à microrregião de Santa Rosa, situada no setor noroeste do estado do Rio Grande do Sul, e em conformidade com a pesquisa efetuada na revisão bibliográfica, pode se mencionar que se encontra localizada na seção do Planalto das Missões, a qual faz parte da região geomorfológica denominada como Plano Basáltico ou Meridional, com clima subtropical, muito úmido, com inverno fresco e verão quente. Esta microrregião apresenta irradiação global horizontal média de 4,799 kWh/m<sup>2</sup>/dia para área apta não urbana e estimativas de produtividade fotovoltaica média anual de 18,4 GWh/ano. Para o município de Santa Rosa, na Tabela 3.5 são apresentados os valores médios diários de radiação solar global horizontal, no nível mensal.

**Tabela 3.5 - Radiação solar global para o município de Santa Rosa (RS).**

Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)													
J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual	
6,8	5,9	5,3	4,4	3,1	2,6	2,9	3,6	4,3	5,6	6,5	6,9	4,8	

Fonte: Elaboração própria a partir da informação da revisão bibliográfica.

### 3.4. DEFINIÇÃO DE UMA FRAÇÃO A BOMBEAR

O bombeamento durante o horário fora de ponta de uma determinada fração da água turbinada para o reservatório a montante anexo à PCH analisada permitirá aumentar o nível de energia que poderá ser gerada no horário de pico. Este volume de água adicional no

reservatório a montante anexo estará limitado pela disponibilidade da área que pode ser destinada para este fim, definindo-se as cotas mínima e máxima de operação neste reservatório.

Desta maneira, são determinadas as frações de volume de água que precisam ser bombeadas para permitir um incremento de 35%, 40% e 45% de energia gerada pelas turbinas no horário de ponta e a energia solar fotovoltaica que será necessária para efetuar esse bombeio. Para incrementos percentuais menores de energia no horário de pico é dispensada a necessidade de bombeamento de água, dado que o volume de água afluente ao reservatório a montante que deixa de ser turbinado durante um intervalo de uma hora é suficiente para suprir este acréscimo na geração de energia.

No que tange ao consumo de energia elétrica, o horário de ponta é definido por cada uma das distribuidoras de eletricidade e deve ser aprovado pela ANEEL. Está composto por três horas diárias consecutivas, excetuando os finais de semana e feriados nacionais, em que a tarifa de energia corresponde à de fora de ponta. Adicionalmente, existe um horário intermediário que pode ser aplicado às unidades consumidoras pertencentes ao grupo B (atendidas em baixa tensão) que optem pela Tarifa Branca, abrangendo o período de tempo que vai entre uma hora e uma hora e meia antes e depois do horário de ponta. Não obstante, para as unidades consumidoras do grupo A (em alta ou média tensão), aplicam-se somente os horários de ponta e fora de ponta. No caso do município de Itajubá (MG), o qual é atendido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), o período de ponta se estende entre as 17h e as 20h. Já no município de Santa Rosa (RS), atendido pela distribuidora de energia elétrica Rio Grande Energia (RGE), o horário de pico se encontra na faixa das 18h às 21 h. Como uma maneira de simplificar o cálculo e obter resultados que permitam efetuar uma melhor análise comparativa entre as localidades escolhidas, será suposto que tanto Itajubá (MG) quanto Santa Rosa (RS) apresentam horário de pico na faixa horária que vai desde as 18h até as 21h.

Conforme foi exposto na Tabela 3.2, as potências fornecidas pela PCH para a rede elétrica durante o horário de ponta anteriormente definido (18h – 21h) são de  $P_{18-19h} = P_{19-20h} = P_{20-21h} = 10,00$  MW. Assim, para incrementos de 35%, 40% e 45% no montante de energia fornecida pela PCH neste intervalo horário, a potência deverá ser incrementada na mesma proporção, quer dizer, precisam-se das potências apresentadas na Tabela 3.6.

**Tabela 3.6 - Potências no horário de pico para diferentes cenários de geração.**

<b>Intervalo horário</b>	<b>Potência (MW)</b>			
	<b>Base</b>	<b>Incremento 35%</b>	<b>Incremento 40%</b>	<b>Incremento 45%</b>
18 – 19 h	10,00	13,50	14,00	14,50
19 – 20 h	10,00	13,50	14,00	14,50
20 – 21 h	10,00	13,50	14,00	14,50

Fonte: Elaboração própria.

Na prática, para conseguir operar com estas potências, para esta PCH deverá ser realizada uma reabilitação tal que permita utilizar as vazões maiores requeridas, seja mediante repotenciação ou modernização da usina.

Para este trabalho foi definido que a energia para executar o retrobombeamento será extraída diretamente da rede elétrica. Este processo terá uma duração de uma hora e será efetuado no intervalo horário que vai entre as 17h e as 18h. Sem embargo, o bombeamento pode se realizar em qualquer momento do intervalo fora de ponta, não ocasionando alterações na análise deste estudo de caso. Todavia, como durante o período de bombeamento o volume de água afluente ao reservatório a montante vai ser armazenado e não turbinado, o volume de água que precisará ser bombeado será obtido como a diferença entre o volume total de água necessário para o incremento na geração de energia no horário de pico e o volume de água não turbinado.

O detalhe do fornecimento de energia da PCH para a rede elétrica no caso de incremento de 35% durante o horário de pico é apresentado na Tabela 3.7.

**Tabela 3.7 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 35% durante o horário de pico.**

<b>Intervalo horário</b>		<b>Vazão turbinada atual</b>	<b>Nova vazão turbinada</b>	<b>Nova Potência</b>	<b>Nova Energia</b>
<b>Começo</b>	<b>Término</b>	<b>(m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>(m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>(MW)</b>	<b>(MWh)</b>
0:00	1:00	15,00	15,00	10,00	10,00
1:00	2:00	15,00	15,00	10,00	10,00
2:00	3:00	15,00	15,00	10,00	10,00
3:00	4:00	15,00	15,00	10,00	10,00
4:00	5:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Intervalo horário		Vazão turbinada atual	Nova vazão turbinada	Nova Potência	Nova Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
5:00	6:00	15,00	15,00	10,00	10,00
6:00	7:00	15,00	15,00	10,00	10,00
7:00	8:00	15,00	15,00	10,00	10,00
8:00	9:00	15,00	15,00	10,00	10,00
9:00	10:00	15,00	15,00	10,00	10,00
10:00	11:00	15,00	15,00	10,00	10,00
11:00	12:00	15,00	15,00	10,00	10,00
12:00	13:00	15,00	15,00	10,00	10,00
13:00	14:00	15,00	15,00	10,00	10,00
14:00	15:00	15,00	15,00	10,00	10,00
15:00	16:00	15,00	15,00	10,00	10,00
16:00	17:00	15,00	15,00	10,00	10,00
17:00	18:00	15,00	0,00	0,00	0,00
18:00	19:00	15,00	20,30	13,50	13,50
19:00	20:00	15,00	20,30	13,50	13,50
20:00	21:00	15,00	20,30	13,50	13,50
21:00	22:00	15,00	15,00	10,00	10,00
22:00	23:00	15,00	15,00	10,00	10,00
23:00	0:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Fonte: Elaboração própria.

Para dispor destas novas potências no horário de pico, precisa-se turbinar vazões maiores durante este intervalo horário, o que implicará armazenar previamente um volume aproximado de 56.700 m<sup>3</sup>. Executando o retrobombeamento de água, será necessário bombear somente a diferença entre o volume requerido antes exposto e o volume que deixou de ser turbinado neste período de tempo (equivalente a 54.000 m<sup>3</sup> quando a vazão afluente ao reservatório a montante é de 15 m<sup>3</sup>/s). Desta maneira, a vazão que precisará ser bombeada durante uma hora será de 0,75 m<sup>3</sup>/s.

No caso de incremento de 40% do fornecimento de energia durante o horário de pico, apresenta-se a Tabela 3.8.

**Tabela 3.8 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 40% durante o horário de pico.**

Intervalo horário		Vazão turbinada atual	Nova vazão turbinada	Nova Potência	Nova Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
0:00	1:00	15,00	15,00	10,00	10,00
1:00	2:00	15,00	15,00	10,00	10,00
2:00	3:00	15,00	15,00	10,00	10,00
3:00	4:00	15,00	15,00	10,00	10,00
4:00	5:00	15,00	15,00	10,00	10,00
5:00	6:00	15,00	15,00	10,00	10,00
6:00	7:00	15,00	15,00	10,00	10,00
7:00	8:00	15,00	15,00	10,00	10,00
8:00	9:00	15,00	15,00	10,00	10,00
9:00	10:00	15,00	15,00	10,00	10,00
10:00	11:00	15,00	15,00	10,00	10,00
11:00	12:00	15,00	15,00	10,00	10,00
12:00	13:00	15,00	15,00	10,00	10,00
13:00	14:00	15,00	15,00	10,00	10,00
14:00	15:00	15,00	15,00	10,00	10,00
15:00	16:00	15,00	15,00	10,00	10,00
16:00	17:00	15,00	15,00	10,00	10,00
17:00	18:00	15,00	0,00	0,00	0,00
18:00	19:00	15,00	21,00	14,00	14,00
19:00	20:00	15,00	21,00	14,00	14,00
20:00	21:00	15,00	21,00	14,00	14,00
21:00	22:00	15,00	15,00	10,00	10,00
22:00	23:00	15,00	15,00	10,00	10,00
23:00	0:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Fonte: Elaboração própria.

As maiores vazões que serão turbinadas durante o intervalo horário de pico implicarão um volume de armazenamento aproximado de 64.800 m<sup>3</sup>. Similar ao caso anterior, será preciso bombear somente a diferença entre o volume necessário e o volume que deixou de ser

turbinado neste período de tempo. Desta maneira, a vazão a bombear durante uma hora será de 3,00 m<sup>3</sup>/s.

Finalmente, no caso de incremento de 45% do fornecimento de energia durante o horário de pico, apresenta-se em continuação a Tabela 3.9.

**Tabela 3.9 - Energia fornecida para a rede elétrica no caso de incremento de 45% durante o horário de pico.**

Intervalo horário		Vazão turbinada atual	Nova vazão turbinada	Nova Potência	Nova Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
0:00	1:00	15,00	15,00	10,00	10,00
1:00	2:00	15,00	15,00	10,00	10,00
2:00	3:00	15,00	15,00	10,00	10,00
3:00	4:00	15,00	15,00	10,00	10,00
4:00	5:00	15,00	15,00	10,00	10,00
5:00	6:00	15,00	15,00	10,00	10,00
6:00	7:00	15,00	15,00	10,00	10,00
7:00	8:00	15,00	15,00	10,00	10,00
8:00	9:00	15,00	15,00	10,00	10,00
9:00	10:00	15,00	15,00	10,00	10,00
10:00	11:00	15,00	15,00	10,00	10,00
11:00	12:00	15,00	15,00	10,00	10,00
12:00	13:00	15,00	15,00	10,00	10,00
13:00	14:00	15,00	15,00	10,00	10,00
14:00	15:00	15,00	15,00	10,00	10,00
15:00	16:00	15,00	15,00	10,00	10,00
16:00	17:00	15,00	15,00	10,00	10,00
17:00	18:00	15,00	0,00	0,00	0,00
18:00	19:00	15,00	21,80	14,51	14,51
19:00	20:00	15,00	21,80	14,51	14,51
20:00	21:00	15,00	21,80	14,51	14,51
21:00	22:00	15,00	15,00	10,00	10,00
22:00	23:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Intervalo horário		Vazão turbinada atual	Nova vazão turbinada	Nova Potência	Nova Energia
Começo	Término	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	(MWh)
23:00	0:00	15,00	15,00	10,00	10,00

Fonte: Elaboração própria.

O volume a ser armazenado no reservatório nesta oportunidade corresponderá a 72.900 m<sup>3</sup>. Utilizando o mesmo raciocínio dos casos anteriores, conclui-se que a vazão a ser bombeada durante uma hora será de 5,25 m<sup>3</sup>/s.

A seguir, na Tabela 3.10, é apresentado um resumo das vazões que precisarão ser bombeadas durante uma hora para o aumento da geração de energia no intervalo horário de pico.

**Tabela 3.10 - Vazões a ser bombeadas durante uma hora para incrementar a geração de energia elétrica no horário de pico.**

Incremento de energia fornecida para a rede elétrica durante o horário de pico	35%	40%	45%
Vazão a bombear	0,75 m <sup>3</sup> /s	3,00 m <sup>3</sup> /s	5,25 m <sup>3</sup> /s

Fonte: Elaboração própria.

### 3.5. ENERGIA SOLAR PARA BOMBEAMENTO

Conforme mencionado no Capítulo 2.6, a relação entre a energia gerada pelas turbinas numa usina reversível e a energia empregada no bombeamento para o seu reservatório a montante pode-se muitas vezes aproximar pela relação de 3:4.

Deste modo, a energia requerida para realizar o bombeamento das vazões definidas no Capítulo 3.4, para cada um dos cenários estudados, é apresentada na Tabela 3.11.

**Tabela 3.11 - Energia requerida para o bombeamento durante uma hora das vazões necessárias para o acréscimo da energia gerada no horário de ponta.**

Incremento de energia gerada no horário de pico	35%	40%	45%
Vazão a bombear requerida	0,75 m <sup>3</sup> /s	3,00 m <sup>3</sup> /s	5,25 m <sup>3</sup> /s
Energia turbinada equivalente	0,50 MWh	2,00 MWh	3,50 MWh
Energia requerida para bombeamento	0,67 MWh	2,67 MWh	4,67 MWh

Fonte: Elaboração própria.

Nos próximos capítulos será efetuado o pré-dimensionamento de um sistema de geração solar fotovoltaica que permita bombear as vazões exigidas para gerar estes montantes de energia, analisando suas características e ponderando suas vantagens e desvantagens.

### **3.6. ANÁLISE DE BOMBEAMENTO EM CONTRAPOSITION A INJEÇÃO DIRETA NA REDE. VANTAGENS E DESVANTAGENS NA PRESERVAÇÃO DA ÁGUA**

O bombeamento no horário fora de ponta de um determinado volume de água para o reservatório a montante de uma usina reversível permite aumentar a disponibilidade de água a ser turbinada no horário de ponta. Este acréscimo do volume de água e o maior preço da energia elétrica no horário de pico poderiam eventualmente, sob um regime de operação adequado, compensar os custos do bombeamento e gerar lucro para a empresa operadora.

Por outro lado, a injeção direta na rede da energia gerada pela usina solar fotovoltaica sem modificar o regime de operação base da PCH, ou seja, sem consumir energia da rede para levar a cabo o bombeamento proposto neste trabalho, poderia ser eventualmente mais conveniente economicamente.

A seguir, listam-se alguns pontos a levar em consideração no processo de decisão entre modificar ou não o regime de operação desta PCH.

#### **3.6.1. Vantagens e desvantagens na preservação da água em relação a manter o regime de operação base da PCH.**

A utilização de energia solar fotovoltaica para compensar a energia consumida desde a rede elétrica que é empregada para realizar o retrobombeamento durante um determinado período de tempo no horário fora de ponta, com a finalidade de incrementar a geração de energia da PCH durante o horário de pico, envolve as seguintes considerações:

- a) Eventuais benefícios econômicos da mudança no regime de operação da PCH e da injeção de energia adicional à rede elétrica, proveniente da fonte solar fotovoltaica: A mudança no regime de operação normal da PCH permitirá incrementar o montante de energia fornecida para a rede no período de tempo em que a energia tem um preço maior, aumentando os ganhos econômicos. Ademais, a energia adicional que será injetada na rede pela utilização de painéis fotovoltaicos durante o dia permitirá incrementar a venda de energia. Por outro lado, a energia consumida desde a rede para

efetuar o bombeamento durante o intervalo de tempo estabelecido, no horário fora de ponta, e o volume de água que vai deixar de ser turbinado durante esse período vão impactar negativamente a economia esperada.

- b) Recondicionamento estrutural da PCH: Devem-se levar a cabo todas as modificações necessárias que possibilitem o retrobombeamento e a mudança no regime de operação da usina. Incluem-se aspectos tais como modificações na tomada de água, no canal de adução, na câmara de carga, na tubulação em pressão e no canal de fuga, os quais devem ser adaptados para a vazão maior requerida na geração no horário de ponta.
- c) Utilização de turbinas reversíveis: Será necessária a instalação de turbinas com uma maior capacidade nominal, que permitam aproveitar as maiores vazões e que sejam capazes de operar como bombas quando necessário. Os sistemas eletromecânicos deverão também ser adaptados a estas novas condições de operação da usina.
- d) Necessidade de armazenamento de água a jusante: Deverá ser habilitado a jusante um reservatório natural ou artificial, impermeável, com capacidade suficiente para armazenar a fração do volume de água turbinado que será destinada para o bombeamento.
- e) Necessidade de armazenamento de água a montante: O volume de água que será bombeado desde o reservatório a jusante durante o período de horário fora de ponta precisará ser acumulado num reservatório a montante num período anterior à sua turbinagem no período de pico. Uma alternativa consiste em utilizar o reservatório a montante próprio da PCH, sem embargo, deve-se avaliar se se dispõe do volume de armazenamento requerido e tramitar as autorizações necessárias para modificar as cotas de água em que pode operar este reservatório. Esta variabilidade horária na cota de água do reservatório produzirá uma variação na energia potencial dela e, por conseguinte, na potência fornecida para a rede elétrica. Uma segunda alternativa baseia-se na implementação de um reservatório impermeável anexo ao reservatório principal, que disponha de uma superfície tal que permita armazenar o volume de água exigido e propiciando assim manter inalteráveis as cotas de operação normal do reservatório a montante desta PCH.

### **3.6.2. Vantagens e desvantagens em manter o regime de operação base da PCH em relação à preservação da água.**

No caso de conservar inalterável o regime de operação base da PCH, não se precisará de consumo de energia desde a rede para o retrobombeamento de água. A totalidade da energia fotovoltaica gerada tanto no horário de pico quanto no horário fora de ponta será injetada para a rede elétrica de maneira complementar à energia turbinada pela PCH, sendo vendida para as concessionárias que correspondam. Sem embargo, o ganho econômico pode ser menor que naquele da outra situação analisada.

### **3.6.3. Aspectos a considerar comuns a ambos os casos analisados.**

Para ambas as situações estudadas, regulando de maneira horária a vazão a turbinar e mantendo a operação base da PCH, deve-se levar em consideração a necessidade de superfície para a instalação do sistema de geração fotovoltaica. Dependendo da quantia de energia solar fotovoltaica que se deseja seja injetada na rede elétrica e dos painéis fotovoltaicos que sejam escolhidos, será necessária uma determinada área disponível para a instalação e aproveitamento deste sistema.

Para cada uma das questões desenvolvidas neste capítulo devem-se considerar, se aplicáveis, o levantamento das informações necessárias que permitam avaliar a viabilidade do empreendimento e a elaboração de um estudo dos impactos sociais e ambientais que poderiam ser ocasionados no local como, por exemplo, deslocamento de populações, alteração do regime hídrico, alagamento de terras e impactos sobre a flora e fauna, entre outros, propondo também medidas de mitigação para tais impactos. Estas atividades permitirão posteriormente tramitar o licenciamento do projeto com as autoridades respectivas.

## **3.7. PRÉ-DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE BOMBEAMENTO SOLAR**

Para fornecer a energia requerida para bombear água durante uma hora, segundo foi exposto na Tabela 3.11 para incrementos nos montantes estudados da geração energética durante o horário de pico, avalia-se a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico que possa efetuar este suprimento energético. No caso, este sistema fotovoltaico corresponde ao tipo conectado à rede (*SFCR*). A PCH reversível será ligada diretamente na rede elétrica para alimentar as bombas durante o período de bombeamento, portanto, a energia injetada na rede

pelo sistema fotovoltaico procura de alguma maneira compensar este incremento no consumo energético desde a rede.

Para gerar através do sistema fotovoltaico a energia necessária para o bombeamento de água ( $E_{Bombeio}$ ) deve-se considerar o rendimento do inversor de corrente  $\eta_{INV}$  (será adotado  $\eta_{INV} = 95\%$ ). Assim, para dimensionar o número de painéis fotovoltaicos ( $N$ ) que serão necessários para suprir diariamente a carga energética da bomba ( $E_{GFV}$ ), será empregado o modelo de Horas de Sol Pleno ( $HSP$ ). Precisa-se então dispor da energia elétrica produzida durante este intervalo de tempo por um painel fotovoltaico típico ( $E_{PFV}$ ) nos locais analisados, conforme pode-se ver na seguinte expressão:

$$N = \frac{E_{GFV} \text{ [Wh/dia]}}{E_{PFV} \text{ [Wh/dia]}} \quad (3.1)$$

A determinação do número total de painéis a empregar deve também levar em consideração a área total disponível ( $A_{TOTAL}$ ) para a instalação destes módulos.

A energia diária gerada por um painel fotovoltaico ( $E_{PFV}$ ) pode ser estimada mediante a utilização da seguinte equação:

$$E_{PFV} \text{ [Wh/dia]} = \eta_{SPMP} \times P_{MP} \text{ [W/painel]} \times HSP \text{ [h]} \times TD \quad (3.2)$$

A potência máxima nominal do painel fotovoltaico em condições de teste standard  $STC$  ( $P_{MP}^0$ ), que permitirá estimar a potência de pico do painel fotovoltaico ( $P_{MP}$ ) operando com irradiação solar  $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$  na temperatura de célula  $T_c [\text{ }^{\circ}\text{C}]$  para a temperatura ambiente média máxima anual  $T_{amax} [\text{ }^{\circ}\text{C}]$ , e a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência  $\eta_{SPMP}$  vão depender dos modelos de painel e de inversor escolhidos. Para este trabalho, será adotado um tipo de painel fotovoltaico com especificações baseadas num modelo de painel disponível no mercado brasileiro e que apresenta uma potência máxima nominal  $STC P_{MP}^0 = 360 \text{ [W]}$  e um inversor de corrente com uma eficiência do seguidor de máxima potência  $\eta_{SPMP} = 0,99$ . As principais especificações do módulo fotovoltaico são expostas na Tabela 3.12.

**Tabela 3.12 - Principais especificações do painel solar fotovoltaico escolhido.**

<b>Dados mecânicos</b>	
Tipo de célula	Policristalina
Dimensões	2.000 x 992 x 35 mm
<b>Dados elétricos STC</b>	
Potência máxima nominal ( $P_{MP}^0$ )	360 W
Tensão de máxima potência ( $V_{MP}^0$ )	39,6 V
Corrente de máxima potência ( $I_{MP}^0$ )	9,10 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}^0$ )	47,0 V
Corrente de curto circuito ( $I_{SC}^0$ )	9,67 A
Temperatura de operação	-40°C ~ +85°C
<b>Características térmicas</b>	
Coeficiente de temperatura para potência máxima ( $\gamma_{MP}$ )	-0,37% / °C
Coeficiente de temperatura de circuito aberto ( $\gamma_{VOC}$ )	-0,29% / °C
Coeficiente de temperatura de curto circuito ( $\gamma_{ISC}$ )	0,05% / °C
Temperatura nominal de operação da célula ( $TNO_C$ )	42 ± 3°C

Fonte: Elaboração própria baseada num painel fotovoltaico existente.

Para efetuar uma estimativa da potência de pico do painel fotovoltaico escolhido ( $P_{MP}$ ), precisa-se primeiramente fazer uma estimativa da temperatura de operação das células que a compõem  $T_c$  [°C], utilizando a fórmula proposta por Zilles et al. (2012) para uma radiação solar média no plano de célula  $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$ :

$$T_c \text{ [°C]} = Tamax \text{ [°C]} + \frac{G_T \text{ [W/m}^2\text{]}}{800} \times (TNO_C \text{ [°C]} - 20) \times 0,9 \quad (3.3)$$

A temperatura nominal de operação da célula ( $TNO_C$ ) de um painel fotovoltaico é fornecida pelo fabricante, neste caso temos, da Tabela 3.12,  $TNO_C = 42^\circ\text{C}$ . No que diz respeito à temperatura ambiente média anual máxima, temos  $Tamax = 26^\circ\text{C}$  para Itajubá (MG), enquanto que para Santa Rosa (RS) esta temperatura equivale a  $Tamax = 26,3^\circ\text{C}$ , de acordo com o informado pelo portal de internet *Climate-data* (2020). Portanto, a temperatura de operação das células será  $T_c \text{ [°C]} = 50,8^\circ\text{C}$  para Itajubá (MG) e  $T_c \text{ [°C]} = 51,1^\circ\text{C}$  para Santa Rosa (RS), as quais se encontram dentro dos limites de temperatura de operação das células informado na Tabela 3.12.

As temperaturas de operação das células ( $T_c$ ) anteriormente obtidas permitirão fazer uma estimativa das potências de pico dos painéis fotovoltaicos ( $P_{MP}$ ) para cada um dos locais analisados, a partir do coeficiente de temperatura para potência máxima  $\gamma_{mp}$  fornecido na Tabela 3.12, da temperatura da célula nas condições STC ( $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$ ), da radiação solar nas condições STC ( $G_{REF} = 1.000 \text{ W/m}^2$ ) e da radiação solar média para a qual se deseja obter a potência de pico do módulo fotovoltaico ( $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$ ), de acordo com a seguinte equação (Zilles et al., 2012):

$$P_{MP} \left[ \frac{\text{W}}{\text{painei}} \right] = P_{0MP} \left[ \frac{\text{W}}{\text{painei}} \right] \times \frac{G_T \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]}{G_{REF} \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]} \times \{1 + \gamma_{mp}(T_c [^\circ\text{C}] - T_{cref} [^\circ\text{C}])\} \quad (3.4)$$

Desta forma, a potência de pico de cada painel fotovoltaico  $P_{MP}$  que permitirá estimar a energia diária gerada pelo painel  $E_{PFV}$  será  $P_{MP} = 325,7 \text{ [W/painei]}$  e  $P_{MP} = 325,3 \text{ [W/painei]}$  para Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS), respectivamente.

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL – CRESESB, 2014) recomenda utilizar uma taxa de desempenho do gerador fotovoltaico  $TD$  entre 70 e 80% para as condições de radiação solar no Brasil, motivo pelo qual para este estudo será adotado  $TD = 0,75$ .

No que diz respeito às Horas de Sol Pleno ( $HSP$ ), estas vão depender dos locais escolhidos. O programa *SunData* (CRESESB, 2017) fornece uma ferramenta *online* que permite a adoção de uma inclinação ótima para os painéis fotovoltaicos a serem instalados e ademais apresenta estimativas da irradiação solar diária média mensal  $H_T \text{ [kWh/(m}^2\text{-dia}]}$  para qualquer ponto no Brasil. As  $HSP$  corresponderão à média anual da irradiação solar diária média  $H_T$  na inclinação adotada para os painéis, como é apresentado na Tabela 3.13.

**Tabela 3.13 - Cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP) nos locais em estudo.**

Estado	MG	RS
Estação	Itajubá	Santa Rosa
Latitude	22,401°S	27,901°S
Longitude	45,449°O	54,449°O
Inclinação	22°N	28°N
<b><math>H_T</math> anual <math>[\text{kWh/m}^2 \cdot \text{dia}] = HSP</math></b>	<b>5,09</b>	<b>4,90</b>

Fonte: Elaboração própria.

Na escolha de um inversor para um sistema fotovoltaico, é necessário calcular o fator de dimensionamento do inversor  $FDI$ , obtido como a razão entre a potência nominal do inversor em corrente alternada  $P^0_{INV}$  e a potência máxima nominal do gerador fotovoltaico em condições STC ( $P^0_{GFV}$ ), a qual por sua vez é calculada como o produto entre a potência máxima nominal em condição STC de cada um dos painéis ( $P^0_{MP}$ ) e o número total destes ( $N$ ). Fabricantes e instaladores de painéis fotovoltaicos recomendam um  $FDI$  na faixa  $0,75 < FDI < 1,05$ , enquanto que Zilles et al. (2012) propõem que este fator se encontre na faixa  $0,6 < FDI < 0,9$ , razão pela qual se deve verificar que os inversores escolhidos cumpram com estas condições.

Para faixas de potência desde centenas de kW até vários MW são utilizados os chamados inversores centrais, que podem ser alimentados por uma grande quantidade de painéis fotovoltaicos e que são comumente empregados em grandes usinas fotovoltaicas. Para este trabalho serão adotadas diferentes quantidades de inversores centrais para cada um dos casos considerados, de acordo com a potência requerida. O número ótimo de inversores a empregar depende de cada situação e é determinado com base na experiência dos profissionais especialistas. Um número maior de inversores implicará um aumento dos custos, não obstante, oferecerá maior segurança no fornecimento de energia durante períodos de manutenção ou perante eventuais falhas no sistema.

As principais especificações dos inversores utilizados são apresentadas na Tabela 3.14, conforme catálogos de inversores oferecidos no mercado brasileiro.

**Tabela 3.14 - Principais especificações dos inversores solares escolhidos.**

Inversor	Inv-175k	Inv-330k	Inv-300k
Mínima tensão SPMP ( $V_{INV\ min}$ )	850 V	485 V	450 V
Máxima tensão SPMP ( $V_{INV\ max}$ )	1.350 V	850 V	850 V
Máxima tensão admissível	1.500 V	1.000 V	1.000 V
Número de entradas SPMP	12	12	12
Número de <i>strings</i> paralelos por SPMP	2	6	6
Corrente máxima por inversor ( $I_{max\ inv}$ )	264 A	738 A	715 A
Potência nominal em CA ( $P^0_{INV}$ )	175 kW	330 kW	300 kW
Rendimento ( $\eta_{INV}$ )	0,95	0,95	0,95

Fonte: Elaboração própria baseada em modelos de inversores de corrente existentes.

Para incrementos de 35, 40 e 45% na geração de energia durante o período de ponta serão utilizados um inversor Inv-175k, dois inversores Inv-330k e quatro inversores Inv-300k, respectivamente.

Em continuação, na Tabela 3.15, será levado a cabo o pré-dimensionamento do sistema fotovoltaico para cada um dos casos estudados.

**Tabela 3.15 - Pré-dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.**

Estado	MG			RS		
Local	Itajubá			Santa Rosa		
<b>Incremento Energia Gerada no Horário de Pico</b>	35%	40%	45%	35%	40%	45%
$\eta_{SPMP}$	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
$P^0_{MP}$ [W/painel]	360	360	360	360	360	360
$P_{MP}$ [W/painel]	325,7	325,7	325,7	325,3	325,3	325,3
$HSP$ [h]	5,09	5,09	5,09	4,90	4,90	4,90
$TD$	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
$E_{PFV}$ [Wh/dia]	1.230,93	1.230,93	1.230,93	1.183,53	1.183,53	1.183,53
$E_{Bombeio}$ [Wh/dia]	667.080	2.668.320	4.669.560	667.080	2.668.320	4.669.560
$\eta_{INV}$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
$E_{GFV}$ [Wh/dia]	702.189	2.808.758	4.915.326	702.189	2.808.758	4.915.326
<b><math>N</math> calculado</b>	570,45	2.281,82	3.993,18	593,30	2.373,21	4.153,11
<b>Número de inversores</b>	1	2	4	1	2	4
<b><math>N</math> calculado / inversor</b>	570,45	1.140,91	998,30	593,30	1.186,60	1.038,28
<b><math>N</math> adotado / inversor</b>	572	1.146	1.002	596	1.188	1.044
<b><math>P^0_{GFV}</math> / inversor [kW]</b>	205,92	412,56	360,72	214,56	427,68	375,84
<b><math>P^0_{INV}</math> [kW]</b>	175,00	330,00	300,00	175,00	330,00	300,00
<b><math>FDI</math></b>	0,85	0,80	0,83	0,82	0,77	0,80

Fonte: Elaboração própria.

Para efetuar a configuração das *strings* que compõem o sistema fotovoltaico, será preciso demonstrar que as faixas de tensão com as que o sistema operará estarão dentro dos limites do seguidor do ponto de máxima potência (SPMP ou MPPT em inglês), informados na Tabela 3.14, e dos extremos operacionais que ocorrem como consequência das variações na

temperatura ambiente ao longo do ano. Assim, para estimar as tensões extremas de operação, precisa-se conhecer as temperaturas ambientes médias máximas e mínimas no ano, para cada um dos locais analisados, para tanto será utilizado o *site* da *Climate-data* (2020). A temperatura ambiente máxima obtida para cada local ( $T_{max}$ ) permitirá obter a temperatura máxima que apresentará cada célula fotovoltaica  $T_{cmax}$  (mediante a utilização da equação (3.5) para  $T_a = T_{max}$  e  $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$ ) e com esta, a tensão mínima de máxima potência  $V_{mpmin}$  (fazendo uso da equação (3.6) para  $V^0_{MP}$  e  $\gamma_{Vmp} = \gamma_{VOC}$ , ambos obtidos da Tabela 3.12, para  $T_c = T_{cmax}$  e para  $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$  na condição STC). De maneira análoga, a temperatura ambiente mínima de cada local ( $T_{min}$ ) possibilitará estimar a temperatura mínima da célula fotovoltaica durante o dia  $T_{cmin_D}$  (para  $T_a = T_{min}$  e  $G_T = 1.000 \text{ W/m}^2$  na equação (3.5)) e durante a noite  $T_{cmin_N}$  (para  $T_a = T_{min}$  e  $G_T = 0 \text{ W/m}^2$  na equação (3.5)). Finalmente, a equação (3.6) proporcionará a tensão máxima de máxima potência  $V_{mpmax}$  (para  $V^0_{MP}$  e  $\gamma_{Vmp} = \gamma_{VOC}$ , ambos obtidos da Tabela 3.12, para  $T_c = T_{cmin_D}$  e para  $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$  na condição STC) e a tensão máxima de circuito aberto  $V_{ocmax}$  (para  $V^0_{MP} = V^0_{oc}$  e  $\gamma_{Vmp} = \gamma_{VOC}$ , ambos obtidos da Tabela 3.12, para  $T_c = T_{cmin_N}$  e para  $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$  na condição STC).

$$T_c [^\circ\text{C}] = T_a [^\circ\text{C}] + \frac{G_T [\text{W/m}^2]}{800} \times (T_{NOCT} [^\circ\text{C}] - 20) \times 0,9 \quad (3.5)$$

$$V_{mp} [V] = V^0_{mp} [V] \times \{1 + \gamma_{Vmp} (T_c [^\circ\text{C}] - T_{cref} [^\circ\text{C}])\} \quad (3.6)$$

As faixas de tensão operacionais obtidas da análise das temperaturas ambientais extremas para cada um dos locais estudados são apresentadas na Tabela 3.16.

**Tabela 3.16 - Faixas de tensão operacionais nas temperaturas extremas, para cada local estudado.**

Estado	MG	RS
<b>Local</b>	Itajubá	Santa Rosa
<b><math>T_{max}</math></b>	27,9 °C (Fevereiro)	31,7 °C (Janeiro)
<b><math>T_{min}</math></b>	7,8 (Julho)	9,3 (Julho)
<b><math>T_{cmax}</math></b>	52,7 °C	56,5 °C
<b><math>T_{cmin_D}</math></b>	32,6 °C	34,1 °C
<b><math>T_{cmin_N}</math></b>	7,8 °C	9,3 °C

$V_{mpmin}$	36,4 V	36,0 V
$V_{mpmax}$	38,7 V	38,6 V
$V_{ocmax}$	49,3 V	49,1 V

Fonte: Elaboração própria.

O número de painéis em série  $N$  série deve ser maior que a razão entre a tensão mínima do inversor na faixa do SPMP  $V_{INV\ min}$  e a tensão mínima de máxima potência  $V_{mpmin}$  anteriormente obtida e ao mesmo tempo deve ser menor que a razão entre a tensão máxima do inversor na faixa do SPMP  $V_{INV\ max}$  e a tensão máxima de máxima potência  $V_{mpmax}$  anteriormente estimada.

Para verificar o número máximo de *strings* que se podem utilizar em paralelo para cada uma das entradas do inversor  $N_{//}$ , é necessário constatar que a corrente de curto circuito máxima total na entrada  $N_{//} \times I_{SC\ MAX}$  não seja superior à corrente máxima admitida pelo inversor em cada uma das suas entradas *I<sub>max</sub> entrada*, informação que pode ser inferida das especificações fornecidas na Tabela 3.14. A corrente de curto circuito máxima na entrada  $I_{SC\ MAX}$  pode ser calculada utilizando a equação (3.7) para a corrente de curto circuito em condições STC  $I^0_{SC}$  e o coeficiente de temperatura de curto circuito  $\gamma_{ISC}$  fornecidos na Tabela 3.12, para a temperatura da célula nas condições STC  $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$  e para  $T_c$  equivalente à temperatura máxima da célula em cada local analisado  $T_{cmax}$ , calculado na Tabela 3.16.

$$I_{SC} [A] = I^0_{SC} [A] \times \{1 + \gamma_{ISC} (T_c [^\circ\text{C}] - T_{ref} [^\circ\text{C}])\} \quad (3.7)$$

Na Tabela 3.17 é apresentada a faixa esperada para o número de painéis fotovoltaicos colocados em série e o limite de *strings* em paralelo que podem ser postos por entrada do inversor fotovoltaico.

**Tabela 3.17 - Faixa para o número de painéis fotovoltaicos por string.**

Estado	MG			RS		
Local	Itajubá			Santa Rosa		
Incremento Energia Gerada no Horário de Pico	35%	40%	45%	35%	40%	45%
$V_{INV\ min}$ [V]	850	485	450	850	485	450
$V_{INV\ max}$ [V]	1.350	850	850	1.350	850	850
$N$ série >	23,34	13,32	12,35	23,62	13,48	12,50

$N_{série} <$	34,85	21,95	21,95	35,01	22,04	22,04
$I_{SC\ MAX}$	9,80	9,80	9,80	9,82	9,82	9,82
$N_{//} <$	2,24	6,27	6,08	2,24	6,26	6,07

Fonte: Elaboração própria.

Da Tabela 3.18 à Tabela 3.23 detalham-se as configurações de *strings* propostas para cada um dos casos analisados. Na linha das configurações, a notação  $A \times (a+b+\dots+n)$  ilustra a utilização de “A” entradas do inversor com uma configuração de *strings* paralelos de “a”, “b”, até “n” painéis em série. A tensão mínima nos *strings*  $V_{mp\ MIN}$  é obtida com o número menor de painéis fotovoltaicos utilizados nos *strings* multiplicado pela tensão mínima de máxima potência  $V_{mpmin}$ , enquanto que a tensão máxima dia  $V_{mp\ MAX}$  e a tensão máxima noite  $V_{oc\ MAX}$  são estimadas com o número maior de painéis fotovoltaicos utilizados nos *strings* multiplicado pela tensão máxima de máxima potência no dia  $V_{mpmax}$  e na noite  $V_{ocmax}$ , respectivamente. Deve-se verificar que estas tensões se encontrem dentro da faixa de utilização dos SPMP dos inversores. Finalmente, precisa-se conferir que a soma das correntes máximas de todos os *strings* utilizados seja inferior que a corrente total máxima permitida no inversor. Da Figura 3.3 até a Figura 3.14 são exibidas as faixas de tensões nos *strings* e esquemas simplificados da conexão entre os painéis fotovoltaicos e o inversor para cada um dos cenários analisados.

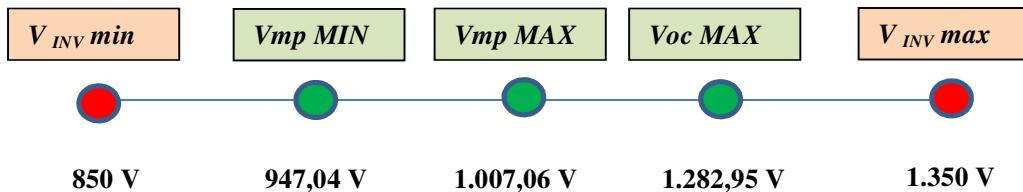
**Tabela 3.18 – Configuração de *strings* proposta para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**

<b>Estado</b>	MG
<b>Local</b>	Itajubá
<b>Incremento de Energia</b>	35%
<b>Número de painéis fotovoltaicos</b>	572
<b>Número de <i>strings</i> totais</b>	24
<b>Configuração</b>	10 x (26+26) 2 x (26+0)
<b>Tensão mínima (<math>V_{mp\ MIN}</math>)</b>	947,04 V
<b>Tensão máxima dia (<math>V_{mp\ MAX}</math>)</b>	1.007,06 V
<b>Tensão máxima noite (<math>V_{oc\ MAX}</math>)</b>	1.282,95 V
<b>Strings efetivamente usados</b>	22
<b>Corrente de máxima potência por <i>string</i></b>	8,9 A

Corrente total de máxima potência ( $I_{MP\ total}$ )	196,7 A
Corrente total máxima admitida no inversor ( $I_{MAX\ total\ INV}$ )	264 A
Cumpre $I_{MP\ total} < I_{MAX\ total\ INV}$	Sim

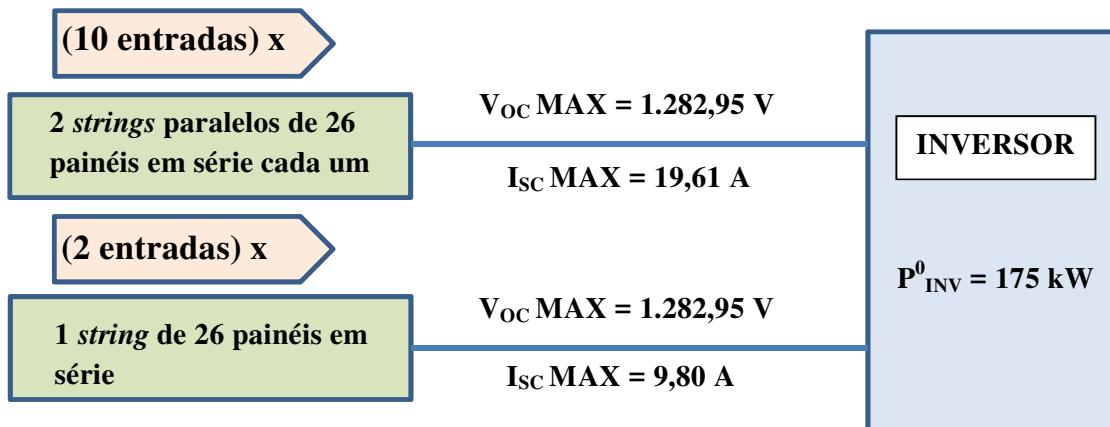
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.3 - Faixa de tensões nos strings para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.4 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



Fonte: Elaboração própria.

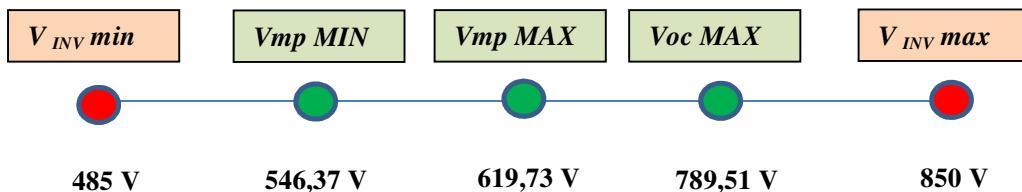
**Tabela 3.19 – Configuração de strings proposta para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**

<b>Estado</b>	MG
<b>Local</b>	Itajubá
<b>Incremento de Energia</b>	40%
<b>Número de painéis fotovoltaicos</b>	1.146
<b>Número de strings totais</b>	72
<b>Configuração</b>	11 x (16+16+16+16+16+16) 1 x (15+15+15+15+15+15)
<b>Tensão mínima (<math>V_{mp\ MIN}</math>)</b>	546,37 V

Tensão máxima dia ( $V_{mp\ MAX}$ )	619,73 V
Tensão máxima noite ( $V_{oc\ MAX}$ )	789,51 V
Strings efetivamente usados	72
Corrente de máxima potência por string	8,9 A
Corrente total de máxima potência ( $I_{MP\ total}$ )	643,8 A
Corrente total máxima admitida no inversor ( $I_{MAX\ total\ INV}$ )	738 A
Cumpre $I_{MP\ total} < I_{MAX\ total\ INV}$	Sim

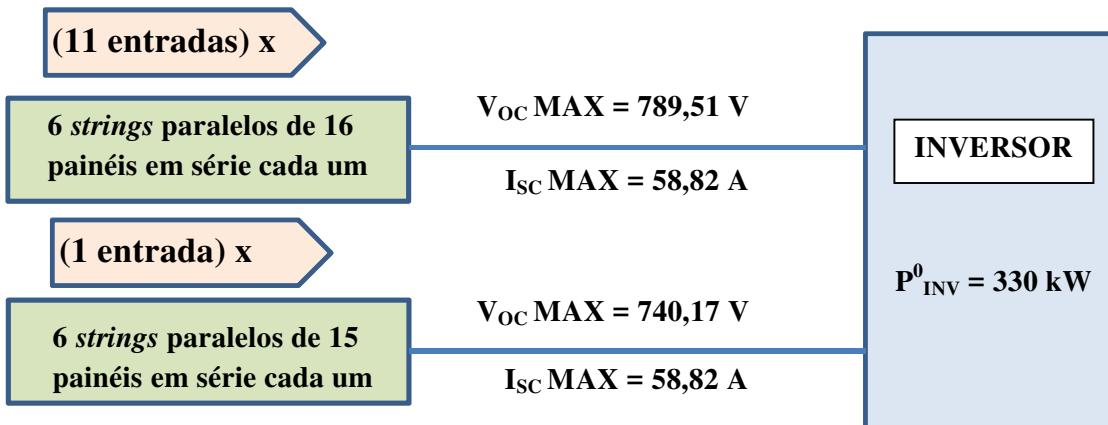
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.5 - Faixa de tensões nos strings para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.6 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



Fonte: Elaboração própria.

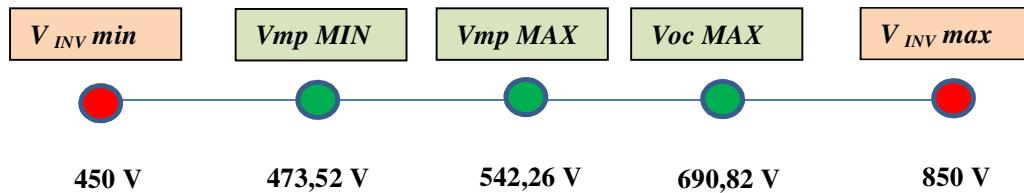
**Tabela 3.20 – Configuração de strings proposta para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**

Estado	MG
Local	Itajubá
Incremento de Energia	45%
Número de painéis fotovoltaicos	1.002

Número de <i>strings</i> totais	72
Configuração	11 x (14+14+14+14+14+14) 1 x (13+13+13+13+13+13)
Tensão mínima ( <i>V<sub>mp MIN</sub></i> )	473,52 V
Tensão máxima dia ( <i>V<sub>mp MAX</sub></i> )	542,26 V
Tensão máxima noite ( <i>V<sub>oc MAX</sub></i> )	690,82 V
Strings efetivamente usados	72
Corrente de máxima potência por <i>string</i>	8,9 A
Corrente total de máxima potência ( <i>I<sub>MP total</sub></i> )	643,8 A
Corrente total máxima admitida no inversor ( <i>I<sub>MAX total INV</sub></i> )	715 A
Cumpre <i>I<sub>MP total</sub></i> < <i>I<sub>MAX total INV</sub></i>	Sim

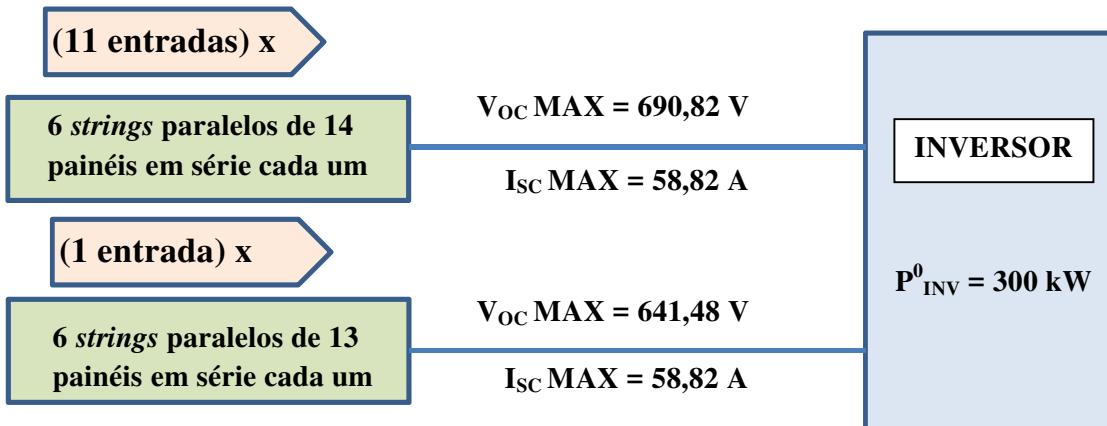
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.7 - Faixa de tensões nos *strings* para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.8 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (MG).**



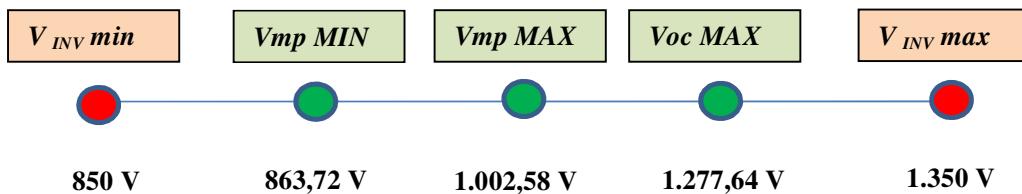
Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.21 – Configuração de *strings* proposta para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

<b>Estado</b>	RS
<b>Local</b>	Santa Rosa
<b>Incremento de Energia</b>	35%
<b>Número de painéis fotovoltaicos</b>	596
<b>Número de <i>strings</i> totais</b>	24
<b>Configuração</b>	11 x (26+26) 1 x (24+0)
<b>Tensão mínima (<math>V_{mp\ MIN}</math>)</b>	863,72 V
<b>Tensão máxima dia (<math>V_{mp\ MAX}</math>)</b>	1.002,58 V
<b>Tensão máxima noite (<math>V_{oc\ MAX}</math>)</b>	1.277,64 V
<b>Strings efetivamente usados</b>	23
<b>Corrente de máxima potência por <i>string</i></b>	9,0 A
<b>Corrente total de máxima potência (<math>I_{MP\ total}</math>)</b>	207,9 A
<b>Corrente total máxima admitida no inversor (<math>I_{MAX\ total\ INV}</math>)</b>	264 A
<b>Cumpre <math>I_{MP\ total} &lt; I_{MAX\ total\ INV}</math></b>	Sim

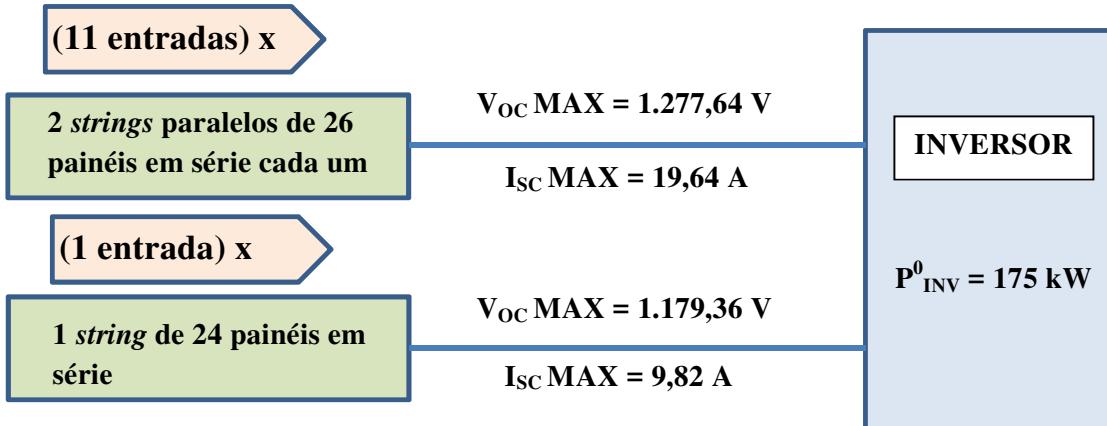
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.9 - Faixa de tensões nos *strings* para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.10 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 35% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).



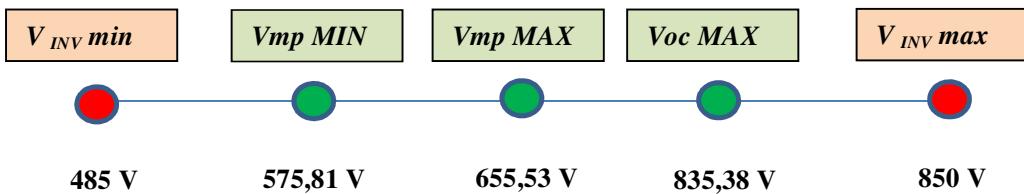
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.22 – Configuração de *strings* proposta para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).

Estado	RS
Local	Santa Rosa
Incremento de Energia	40%
Número de painéis fotovoltaicos	1.188
Número de <i>strings</i> totais	72
Configuração	6 x (17+17+17+17+17+17) 6 x (16+16+16+16+16+16)
Tensão mínima ( <i>V<sub>mp MIN</sub></i> )	575,81 V
Tensão máxima dia ( <i>V<sub>mp MAX</sub></i> )	655,53 V
Tensão máxima noite ( <i>V<sub>oc MAX</sub></i> )	835,38 V
Strings efetivamente usados	72
Corrente de máxima potência por <i>string</i>	9,0 A
Corrente total de máxima potência ( <i>I<sub>MP total</sub></i> )	650,8 A
Corrente total máxima admitida no inversor ( <i>I<sub>MAX total INV</sub></i> )	738 A
Cumpre <i>I<sub>MP total</sub></i> < <i>I<sub>MAX total INV</sub></i>	Sim

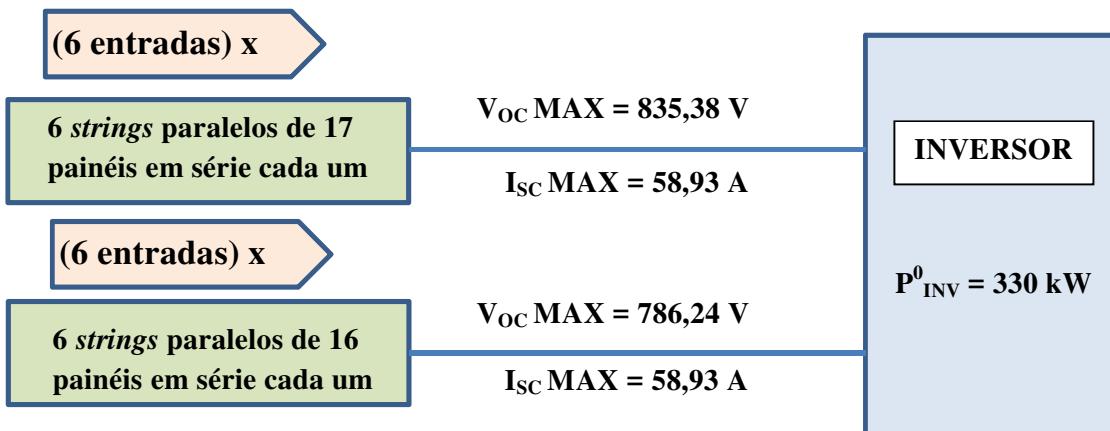
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.11 - Faixa de tensões nos *strings* para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.12 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 40% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**



Fonte: Elaboração própria.

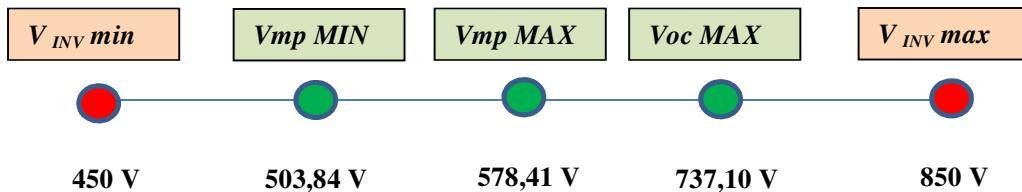
**Tabela 3.23 – Configuração de *strings* proposta para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

Estado	RS
Local	Santa Rosa
Incremento de Energia	45%
Número de painéis fotovoltaicos	1.044
Número de <i>strings</i> totais	72
Configuração	6 x (15+15+15+15+15+15) 6 x (14+14+14+14+14+14)
Tensão mínima ( <i>V<sub>mp</sub> MIN</i> )	503,84 V
Tensão máxima dia ( <i>V<sub>mp</sub> MAX</i> )	578,41 V
Tensão máxima noite ( <i>V<sub>oc</sub> MAX</i> )	737,10 V
Strings efetivamente usados	72
Corrente de máxima potência por <i>string</i>	9,0 A

Corrente total de máxima potência ( $I_{MP\ total}$ )	650,8 A
Corrente total máxima admitida no inversor ( $I_{MAX\ total\ INV}$ )	715 A
Cumpre $I_{MP\ total} < I_{MAX\ total\ INV}$	Sim

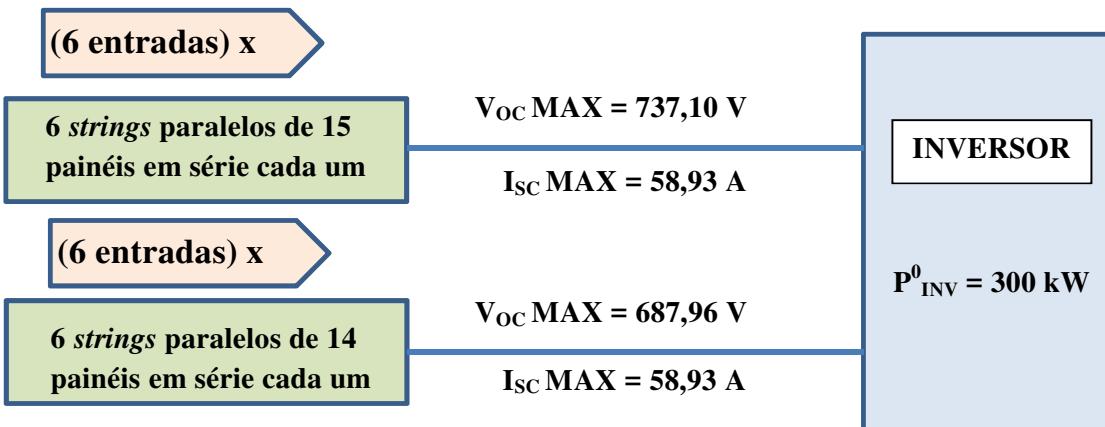
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.13 - Faixa de tensões nos *strings* para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.14 - Esquema simplificado de conexão dos painéis fotovoltaicos e o inversor para incremento de 45% na geração de energia no horário de pico em Santa Rosa (RS).**



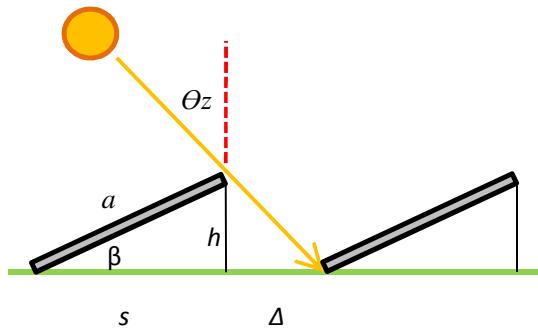
Fonte: Elaboração própria.

É importante fazer notar que em muitas ocasiões pode resultar conveniente adicionar alguns painéis fotovoltaicos nas configurações de *strings* propostas, de maneira tal que todas as *strings* ligadas ao inversor contenham a mesma quantidade de painéis conectados em série. Este é o caso das configurações propostas para um incremento de 40% e 45% na geração de energia no horário de pico em Itajubá (que implicariam adicionar seis módulos no total para cada um destes cenários) e de 35% em Santa Rosa (que envolveria o incremento de somente dois módulos). A implementação desta medida permite diminuir o risco de ocorrência de corrente reversa nos painéis fotovoltaicos, fenômeno que pode acontecer quando a tensão de circuito aberto  $V_{oc\ MAX}$  das *strings* é menor que a tensão de circuito aberto das outras *strings* ligadas em paralelo ao inversor, o que eventualmente poderia chegar a danificar os

distintos componentes do sistema fotovoltaico e inclusive provocar um incêndio. Não obstante, a utilização de inversores modernos e a implementação de determinadas medidas de segurança no sistema permitiriam que este risco fosse bastante reduzido.

Para estimar a área de terreno mínima ocupada pelo gerador fotovoltaico, precisa-se em primeiro lugar determinar o espaçamento entre as fileiras de painéis, de maneira tal que não haja sombreamento entre elas para o dia de solstício de inverno, na passagem meridiana, correspondente ao momento mais crítico durante o ano. Na Figura 3.15 apresenta-se um esquema simplificado que será empregado para determinar o espaçamento entre duas fileiras de painéis fotovoltaicos.

**Figura 3.15 - Esquema simplificado para o cálculo do espaçamento mínimo entre fileiras de painéis fotovoltaicos.**



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3.24 são expostos os diferentes parâmetros envolvidos no cálculo do espaçamento entre fileiras de painéis fotovoltaicos recomendados para não ter sombreamento entre estas.

**Tabela 3.24 - Cálculo do espaçamento mínimo entre fileiras de painéis fotovoltaicos nos locais analisados.**

	Itajubá (MG)	Santa Rosa (RS)	
$a$	992 mm	992 mm	Altura do painel fotovoltaico
$\phi$	-22,40°	-27,90°	Latitude do local
$L$	45,45°W	54,45°W	Longitude do local
$\beta$	21° para o N	22° para o N	Inclinação do painel fotovoltaico
$\omega$	0°	0°	Ângulo horário na passagem meridiana
$n$	172	172	Dia do ano para o solstício de inverno

$\delta$	23,45°	23,45°	Declinação solar no dia do solstício de inverno
$\theta_z$	45,85°	51,35°	Ângulo zenital
$h$	355,50 mm	371,61 mm	Elevação do painel fotovoltaico
$s$	926,11 mm	919,77 mm	Projeção em planta da altura do painel fotovoltaico
$\Delta$	366,22 mm	464,69 mm	Espaçamento entre fileiras
$\Delta a$	600 mm	600 mm	Espaçamento entre fileiras adotado

Fonte: Elaboração própria.

Será adotado um espaçamento mínimo entre fileiras de painéis fotovoltaicos  $\Delta a = 600$  mm, o qual funcionará como um corredor para permitir o trânsito de pessoal técnico da usina.

Desta maneira, utilizando as dimensões do painel fotovoltaico sugerido na Tabela 3.12, as configurações de *strings* propostas desde a Tabela 3.18 até a Tabela 3.23, o espaçamento recomendado entre fileiras de painéis fotovoltaicos da Tabela 3.24 e considerando que o sistema fotovoltaico é 2 e 4 vezes maior que o calculado para incrementos de 40% e 45% na energia gerada no horário de pico, respectivamente, pode-se estimar a área de terreno mínima recomendada para ser ocupada pelo gerador fotovoltaico para cada um dos casos considerados, informação que se encontra na Tabela 3.25.

**Tabela 3.25 - Área de terreno mínima ocupada pelo gerador fotovoltaico para os cenários analisados.**

	Itajubá (MG)			Santa Rosa (RS)		
Incremento de energia no horário de pico	35%	40%	45%	35%	40%	45%
Área total estimada ocupada pelo GFV [m <sup>2</sup> ]	1.719,47	6.822,90	11.887,71	1.783,96	7.049,13	12.347,49

Fonte: Elaboração própria.

### 3.8. ASPECTOS FINANCEIROS E ECONÔMICOS

O número de painéis fotovoltaicos a utilizar vai implicar uma importante parcela do investimento inicial, assim como o número de inversores que hajam sido projetados. Os custos estimados para a instalação da usina fotovoltaica são apresentados na Tabela 3.26 para Itajubá (MG) e na Tabela 3.27 para Santa Rosa (RS), baseado em preços observados no mercado brasileiro.

**Tabela 3.26 - Orçamento da usina solar fotovoltaica para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).**

		Preço Unitário (R\$)	Incremento Energia 35%		Incremento Energia 40%		Incremento Energia 45%	
			Qtd	Preço Total (R\$)	Qtd	Preço Total (R\$)	Qtd	Preço Total (R\$)
<b>Painéis Fotovoltaicos</b>		850	572	486.200	2.292	1.948.200	4.008	3.406.800
<b>Inversores</b>	<b>Inv-175k</b>	85.000	1	85.000	0	0	0	0
	<b>Inv-330k</b>	140.000	0	0	2	280.000	0	0
	<b>Inv-300k</b>	130.000	0	0	0	0	4	520.000
<b>Outros (Cabos, Conectores e Terminais, Estruturas e Suporte, Medidores, etc.)</b>				190.000		745.000		1.310.000
<b>TOTAL</b>				761.200		2.973.200		5.236.800

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.27 - Orçamento da usina solar fotovoltaica para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).**

		Preço Unitário (R\$)	Incremento Energia 35%		Incremento Energia 40%		Incremento Energia 45%	
			Qtd	Preço Total (R\$)	Qtd	Preço Total (R\$)	Qtd	Preço Total (R\$)
<b>Painéis Fotovoltaicos</b>		850	596	506.600	2.376	2.019.600	4.176	3.549.600
<b>Inversores</b>	<b>Inv-175k</b>	85.000	1	85.000	0	0	0	0
	<b>Inv-330k</b>	140.000	0	0	2	280.000	0	0
	<b>Inv-300k</b>	130.000	0	0	0	0	4	520.000
<b>Outros (Cabos, Conectores e Terminais, Estruturas e Suporte, Medidores, etc.)</b>				198.000		765.000		1.360.000
<b>TOTAL</b>				789.600		3.064.600		5.429.600

Fonte: Elaboração própria.

A mudança no regime de operação da PCH significará também investir tanto na modificação das obras civis que sejam necessárias para permitir o armazenamento do volume de água requerido e a condução das novas vazões, quanto na aquisição de turbinas reversíveis e de novo equipamento eletromecânico. Para a análise econômica deste trabalho será considerado o investimento médio estimado por cada unidade de potência instalada na construção de uma PCH, equivalente a R\$6,5 milhões / MW instalado, correspondente a uma primeira aproximação feita pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa ABRAGEL, baseado na série de dados históricos relativos à construção de diversas PCH's (Makaron, 2012). Como se trata do recondicionamento de uma PCH já existente e levando em consideração a composição típica dos custos de investimento envolvidos na construção de uma obra destas características, será suposto que o investimento equivalerá à metade do valor indicado. O custo da mão de obra envolvido e os custos de operação e manutenção são

considerados como inclusos neste valor. Dependendo das características próprias da PCH e da eventual necessidade de construção ou habilitação de novos reservatórios anexos aos existentes a montante e a jusante, estar-se-á em presença de uma grande variabilidade nos custos envolvidos, motivo pelo qual o investimento suposto preliminarmente poderia variar significativamente. Deste modo, uma projeção preliminar do investimento envolvido no que diz respeito ao recondicionamento da PCH, para cada um dos cenários analisados, é exposto na Tabela 3.28.

**Tabela 3.28 - Orçamento do recondicionamento da PCH para os distintos casos analisados em Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS).**

	Incremento Energia 35%	Incremento Energia 40%	Incremento Energia 45%
<b>Custo investimento PCH (R\$)</b>	43.902.203	45.528.210	47.154.218

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3.29 são apresentadas as tarifas de energia elétrica utilizadas para efetuar a avaliação econômica dos cenários estudados para Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS), tanto no horário de pico quanto no horário fora de ponta. Estas tarifas foram extraídas da Resolução Homologatória N°2.707 (ANEEL, 2020) e da Resolução Homologatória N°2.697 (ANEEL, 2020), respectivamente. A classe de tensão considerada se enquadra dentro do grupo A (Alta e Média Tensão), e em particular, no subgrupo A4 (atendimento em tensão de 2,3 kV a 25 kV). Estas tarifas resultam da adição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição *TUSD* e da Tarifa de Energia Elétrica *TE*, e por simplicidade de cálculo serão desconsiderados os tributos *PIS/PASEP*, *COFINS* e *ICMS*, assim como a demanda de potência, e será suposta tarifa verde com operação em período de bandeira tarifária verde (condições favoráveis para a geração de energia, a tarifa não sofre acréscimos).

**Tabela 3.29 - Tarifas de energia elétrica empregadas para a avaliação econômica em Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS).**

	Tarifa de Energia (R\$/kWh)	
	Itajubá (MG)	Santa Rosa (RS)
<b>Ponta</b>	1,67	1,34
<b>Fora de ponta</b>	0,36	0,35

Fonte: Elaboração própria.

Para efetuar a avaliação econômica dos sistemas propostos, será considerado que a totalidade da geração fotovoltaica é injetada na rede elétrica no horário fora de ponta. A geração solar no horário de pico entre as 18h e as 21h representa uma parcela bem menor quando comparada com aquela, motivo pelo qual neste estudo será considerado como desprezível. Caso se deseje aprimorar o cálculo, deverá ser avaliada a geração de energia fotovoltaica de maneira horária. O resumo destes cálculos é proporcionado na Tabela 3.30 para Itajubá e na Tabela 3.31 para Santa Rosa (RS).

**Tabela 3.30 – Avaliação econômica da geração diária de energia fotovoltaica para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).**

	<b>Tarifa (R\$/kWh)</b>	<b>Incremento Energia 35%</b>		<b>Incremento Energia 40%</b>		<b>Incremento Energia 45%</b>	
		<b>Geração diária [kWh]</b>	<b>Venda Total (R\$)</b>	<b>Geração diária [kWh]</b>	<b>Venda Total (R\$)</b>	<b>Geração diária [kWh]</b>	<b>Venda Total (R\$)</b>
<b>Geração diária energia FV a injetar na rede</b>	0,36	668,9	237,7	2.680,2	952,6	4.686,9	1.665,8

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.31 - Avaliação econômica da geração diária de energia fotovoltaica para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).**

	Tarifa (R\$/kWh)	Incremento Energia 35%		Incremento Energia 40%		Incremento Energia 45%	
		Geração diária [kWh]	Venda Total (R\$)	Geração diária [kWh]	Venda Total (R\$)	Geração diária [kWh]	Venda Total (R\$)
<b>Geração diária energia FV a injetar na rede</b>	0,35	670,1	231,7	2.671,5	923,6	4.695,3	1.623,3

Fonte: Elaboração própria.

Em relação à energia gerada pela PCH, no caso de modificar o seu regime de operação, devem ser considerados os ganhos financeiros pelo incremento no montante de energia injetada na rede elétrica durante o horário de pico. Em contrapartida, a água que deixou de ser turbinada durante o tempo estabelecido para retrobombeamento dentro do período fora de ponta e a energia que precisa ser consumida da rede para efetuar esse bombeamento vão significar perdas econômicas em comparação à situação base. Os resultados obtidos são expostos na Tabela 3.32 e na Tabela 3.33.

.

**Tabela 3.32 - Avaliação econômica diária da mudança no regime de operação da PCH para os distintos casos analisados em Itajubá (MG).**

	Tarifa (R\$/kWh)	Incremento Energia 35%		Incremento Energia 40%		Incremento Energia 45%	
		Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)	Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)	Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)
<b>Geração adicional energia PCH a injetar na rede durante horário de pico</b>	1,67	10.507	17.552	12.007	20.060	13.508	22.567
<b>Energia consumida da rede para bombeamento</b>	0,36	667	237	2.668	948	4.670	1.660
<b>Energia não turbinada</b>	0,36	10.006	3.556	10.006	3.556	10.006	3.556
<b>TOTAL PCH</b>			13.759		15.555		17.351

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.33 - Avaliação econômica diária da mudança no regime de operação da PCH para os distintos casos analisados em Santa Rosa (RS).**

	Tarifa (R\$/kWh)	Incremento Energia 35%		Incremento Energia 40%		Incremento Energia 45%	
		Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)	Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)	Montante diário [kWh]	Valor Total (R\$)
<b>Geração adicional energia PCH a injetar na rede durante horário de pico</b>	1,34	10.507	14.112	12.007	16.129	13.508	18.145
<b>Energia consumida da rede para bombeamento</b>	0,35	667	231	2.668	923	4.670	1.614
<b>Energia não turbinada</b>	0,35	10.006	3.459	10.006	3.459	10.006	3.459
<b>TOTAL PCH</b>			10.422		11.747		13.071

Fonte: Elaboração própria.

Em continuação será elaborada a avaliação econômica dos cenários estudados. Resultará interessante incorporar um cenário adicional, correspondente a um incremento de 30% na geração de energia da PCH no horário de pico para ambas as localidades analisadas, posto que para acumular o volume de água requerido com esta alternativa resultará suficiente deixar de turbinar água durante uma hora durante o horário fora de ponta e não se faz necessária a instalação de uma usina fotovoltaica. Neste caso, e por simplicidade de cálculo, será considerado o mesmo investimento médio por unidade de potência instalada para o recondicionamento da PCH que nos cenários com retrobombeamento. Sem embargo, este investimento deveria ser menor dada a utilização de equipamentos eletromecânicos de menor preço. Assim, para analisar a viabilidade econômica das soluções propostas para o incremento da energia injetada na rede no horário de pico, serão empregados os indicadores econômicos

mais utilizados na avaliação de projetos de engenharia. Em primeiro lugar, o método do *Payback Simples* permitirá ter uma primeira aproximação do tempo de retorno esperado para o investimento inicial nos distintos cenários estudados. Os resultados deste método são expostos na Tabela 3.34 para Itajubá (MG) e na Tabela 3.35 para Santa Rosa (RS).

**Tabela 3.34 - Método de Payback Simples para os distintos cenários analisados em Itajubá (MG).**

Incremento Energia Horário de Pico	30%	35%	40%	45%
<b>Investimento Inicial (R\$)</b>	42.250.000	44.663.403	48.501.410	52.391.018
<b>Fluxo de Caixa anual (R\$)</b>	4.190.671	5.108.730	6.025.266	6.941.195
<b>Payback Simples (anos)</b>	10,1	8,7	8,0	7,5

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.35 - Método de Payback Simples para os distintos cenários analisados em Santa Rosa (RS).**

Incremento Energia Horário de Pico	30%	35%	40%	45%
<b>Investimento Inicial (R\$)</b>	42.250.000	44.691.803	48.592.810	52.583.818
<b>Fluxo de Caixa anual (R\$)</b>	3.150.530	3.888.730	4.624.607	5.363.321
<b>Payback Simples (anos)</b>	13,4	11,5	10,5	9,8

Fonte: Elaboração própria.

O segundo indicador a utilizar corresponde a aquele obtido do método do *Payback Descontado*, o qual incorpora uma taxa de desconto para cada um dos fluxos de caixa futuros projetados. A taxa de desconto adotada equivalerá a 8% ao ano. Os fluxos de caixa descontados que foram obtidos são apresentados desde a Tabela 3.36 até a Tabela 3.39 para Itajubá (MG) e desde a Tabela 3.40 até a Tabela 3.43 para Santa Rosa (RS), nos distintos cenários analisados.

**Tabela 3.36 - Método de Payback Descontado para incremento de 30% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-42.250.000	-42.250.000	-42.250.000
1	4.190.671	3.880.251	-38.369.749
2	4.190.671	3.592.825	-34.776.924
3	4.190.671	3.326.690	-31.450.235

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)</b>
4	4.190.671	3.080.268	-28.369.967
5	4.190.671	2.852.100	-25.517.866
6	4.190.671	2.640.833	-22.877.033
7	4.190.671	2.445.216	-20.431.817
8	4.190.671	2.264.089	-18.167.728
9	4.190.671	2.096.379	-16.071.349
10	4.190.671	1.941.091	-14.130.257
11	4.190.671	1.797.307	-12.332.951
12	4.190.671	1.664.173	-10.668.778
13	4.190.671	1.540.901	-9.127.877
14	4.190.671	1.426.760	-7.701.116
15	4.190.671	1.321.074	-6.380.042
16	4.190.671	1.223.217	-5.156.825
17	4.190.671	1.132.608	-4.024.217
18	4.190.671	1.048.711	-2.975.506
19	4.190.671	971.029	-2.004.477
20	4.190.671	899.101	-1.105.376
21	4.190.671	832.501	-272.875
22	4.190.671	770.834	497.959
23	4.190.671	713.735	1.211.694
24	4.190.671	660.866	1.872.560
25	4.190.671	611.913	2.484.473
26	4.190.671	566.586	3.051.059
27	4.190.671	524.617	3.575.676
28	4.190.671	485.756	4.061.432
29	4.190.671	449.774	4.511.207
30	4.190.671	416.458	4.927.664

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.37 - Método de Payback Descontado para incremento de 35% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).**

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)</b>
0	-44.663.403	-44.663.403	-44.663.403
1	5.108.730	4.730.305	-39.933.097
2	5.108.730	4.379.912	-35.553.185
3	5.108.730	4.055.474	-31.497.711
4	5.108.730	3.755.069	-27.742.642
5	5.108.730	3.476.916	-24.265.727
6	5.108.730	3.219.366	-21.046.360
7	5.108.730	2.980.895	-18.065.466
8	5.108.730	2.760.088	-15.305.378
9	5.108.730	2.555.637	-12.749.741
10	5.108.730	2.366.330	-10.383.411
11	5.108.730	2.191.047	-8.192.365
12	5.108.730	2.028.747	-6.163.618
13	5.108.730	1.878.469	-4.285.148
14	5.108.730	1.739.323	-2.545.825
15	5.108.730	1.610.485	-935.340
16	5.108.730	1.491.189	555.849
17	5.108.730	1.380.731	1.936.580
18	5.108.730	1.278.455	3.215.035
19	5.108.730	1.183.754	4.398.789
20	5.108.730	1.096.069	5.494.858
21	5.108.730	1.014.878	6.509.736
22	5.108.730	939.702	7.449.438
23	5.108.730	870.095	8.319.533
24	5.108.730	805.643	9.125.176
25	5.108.730	745.966	9.871.142
26	5.108.730	690.709	10.561.852
27	5.108.730	639.546	11.201.397
28	5.108.730	592.172	11.793.569

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
29	5.108.730	548.307	12.341.876
30	5.108.730	507.692	12.849.568

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.38 - Método de Payback Descontado para incremento de 40% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-48.501.410	-48.501.410	-48.501.410
1	6.025.266	5.578.950	-42.922.460
2	6.025.266	5.165.694	-37.756.766
3	6.025.266	4.783.050	-32.973.716
4	6.025.266	4.428.750	-28.544.965
5	6.025.266	4.100.695	-24.444.271
6	6.025.266	3.796.940	-20.647.331
7	6.025.266	3.515.685	-17.131.646
8	6.025.266	3.255.264	-13.876.383
9	6.025.266	3.014.133	-10.862.250
10	6.025.266	2.790.864	-8.071.386
11	6.025.266	2.584.133	-5.487.252
12	6.025.266	2.392.716	-3.094.537
13	6.025.266	2.215.478	-879.059
14	6.025.266	2.051.368	1.172.310
15	6.025.266	1.899.415	3.071.725
16	6.025.266	1.758.718	4.830.442
17	6.025.266	1.628.442	6.458.885
18	6.025.266	1.507.817	7.966.701
19	6.025.266	1.396.127	9.362.828
20	6.025.266	1.292.710	10.655.538
21	6.025.266	1.196.954	11.852.492
22	6.025.266	1.108.290	12.960.782

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
23	6.025.266	1.026.195	13.986.977
24	6.025.266	950.180	14.937.158
25	6.025.266	879.797	15.816.954
26	6.025.266	814.627	16.631.581
27	6.025.266	754.284	17.385.865
28	6.025.266	698.411	18.084.276
29	6.025.266	646.677	18.730.953
30	6.025.266	598.775	19.329.727

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.39 - Método de Payback Descontado para incremento de 45% na geração de energia elétrica no horário de pico em Itajubá (MG).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-52.391.018	-52.391.018	-52.391.018
1	6.941.195	6.427.033	-45.963.985
2	6.941.195	5.950.956	-40.013.029
3	6.941.195	5.510.145	-34.502.884
4	6.941.195	5.101.986	-29.400.898
5	6.941.195	4.724.061	-24.676.837
6	6.941.195	4.374.130	-20.302.707
7	6.941.195	4.050.121	-16.252.586
8	6.941.195	3.750.112	-12.502.474
9	6.941.195	3.472.326	-9.030.149
10	6.941.195	3.215.116	-5.815.032
11	6.941.195	2.976.960	-2.838.072
12	6.941.195	2.756.444	-81.628
13	6.941.195	2.552.263	2.470.635
14	6.941.195	2.363.207	4.833.841
15	6.941.195	2.188.154	7.021.996
16	6.941.195	2.026.069	9.048.064

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
17	6.941.195	1.875.990	10.924.054
18	6.941.195	1.737.027	12.661.081
19	6.941.195	1.608.359	14.269.440
20	6.941.195	1.489.221	15.758.661
21	6.941.195	1.378.908	17.137.569
22	6.941.195	1.276.767	18.414.336
23	6.941.195	1.182.192	19.596.528
24	6.941.195	1.094.622	20.691.150
25	6.941.195	1.013.539	21.704.689
26	6.941.195	938.462	22.643.151
27	6.941.195	868.946	23.512.097
28	6.941.195	804.580	24.316.677
29	6.941.195	744.981	25.061.658
30	6.941.195	689.797	25.751.455

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.40 - Método de Payback Descontado para incremento de 30% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-42.250.000	-42.250.000	-42.250.000
1	3.150.530	2.917.158	-39.332.842
2	3.150.530	2.701.072	-36.631.770
3	3.150.530	2.500.993	-34.130.778
4	3.150.530	2.315.734	-31.815.044
5	3.150.530	2.144.198	-29.670.846
6	3.150.530	1.985.369	-27.685.477
7	3.150.530	1.838.304	-25.847.173
8	3.150.530	1.702.134	-24.145.040
9	3.150.530	1.576.050	-22.568.990
10	3.150.530	1.459.305	-21.109.685

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
11	3.150.530	1.351.208	-19.758.476
12	3.150.530	1.251.119	-18.507.357
13	3.150.530	1.158.443	-17.348.914
14	3.150.530	1.072.633	-16.276.281
15	3.150.530	993.179	-15.283.103
16	3.150.530	919.610	-14.363.493
17	3.150.530	851.491	-13.512.002
18	3.150.530	788.417	-12.723.585
19	3.150.530	730.016	-11.993.569
20	3.150.530	675.941	-11.317.629
21	3.150.530	625.871	-10.691.758
22	3.150.530	579.510	-10.112.248
23	3.150.530	536.583	-9.575.664
24	3.150.530	496.837	-9.078.827
25	3.150.530	460.034	-8.618.794
26	3.150.530	425.957	-8.192.836
27	3.150.530	394.405	-7.798.432
28	3.150.530	365.190	-7.433.242
29	3.150.530	338.139	-7.095.103
30	3.150.530	313.091	-6.782.012

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.41 - Método de Payback Descontado para incremento de 35% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-44.691.803	-44.691.803	-44.691.803
1	3.888.730	3.600.676	-41.091.127
2	3.888.730	3.333.959	-37.757.168
3	3.888.730	3.086.999	-34.670.168
4	3.888.730	2.858.333	-31.811.836

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)</b>
5	3.888.730	2.646.604	-29.165.232
6	3.888.730	2.450.559	-26.714.672
7	3.888.730	2.269.037	-24.445.636
8	3.888.730	2.100.960	-22.344.676
9	3.888.730	1.945.333	-20.399.343
10	3.888.730	1.801.234	-18.598.108
11	3.888.730	1.667.810	-16.930.299
12	3.888.730	1.544.268	-15.386.031
13	3.888.730	1.429.878	-13.956.153
14	3.888.730	1.323.961	-12.632.192
15	3.888.730	1.225.890	-11.406.302
16	3.888.730	1.135.083	-10.271.219
17	3.888.730	1.051.003	-9.220.216
18	3.888.730	973.151	-8.247.065
19	3.888.730	901.066	-7.345.999
20	3.888.730	834.320	-6.511.679
21	3.888.730	772.519	-5.739.161
22	3.888.730	715.295	-5.023.866
23	3.888.730	662.310	-4.361.555
24	3.888.730	613.250	-3.748.305
25	3.888.730	567.824	-3.180.481
26	3.888.730	525.763	-2.654.718
27	3.888.730	486.818	-2.167.900
28	3.888.730	450.757	-1.717.143
29	3.888.730	417.368	-1.299.775
30	3.888.730	386.452	-913.324

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.42 - Método de Payback Descontado para incremento de 40% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado (R\$)</b>	<b>Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)</b>
0	-48.592.810	-48.592.810	-48.592.810
1	4.624.607	4.282.043	-44.310.767
2	4.624.607	3.964.855	-40.345.912
3	4.624.607	3.671.162	-36.674.750
4	4.624.607	3.399.224	-33.275.526
5	4.624.607	3.147.430	-30.128.097
6	4.624.607	2.914.287	-27.213.810
7	4.624.607	2.698.414	-24.515.396
8	4.624.607	2.498.531	-22.016.865
9	4.624.607	2.313.455	-19.703.411
10	4.624.607	2.142.088	-17.561.323
11	4.624.607	1.983.415	-15.577.908
12	4.624.607	1.836.495	-13.741.414
13	4.624.607	1.700.458	-12.040.955
14	4.624.607	1.574.498	-10.466.457
15	4.624.607	1.457.869	-9.008.588
16	4.624.607	1.349.879	-7.658.709
17	4.624.607	1.249.888	-6.408.822
18	4.624.607	1.157.303	-5.251.518
19	4.624.607	1.071.577	-4.179.941
20	4.624.607	992.201	-3.187.740
21	4.624.607	918.705	-2.269.036
22	4.624.607	850.652	-1.418.383
23	4.624.607	787.641	-630.742
24	4.624.607	729.297	98.556
25	4.624.607	675.275	773.831
26	4.624.607	625.255	1.399.086
27	4.624.607	578.940	1.978.026
28	4.624.607	536.055	2.514.081

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
29	4.624.607	496.348	3.010.429
30	4.624.607	459.581	3.470.010

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.43 - Método de Payback Descontado para incremento de 45% na geração de energia elétrica no horário de pico em Santa Rosa (RS).**

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
0	-52.583.818	-52.583.818	-52.583.818
1	5.363.321	4.966.038	-47.617.779
2	5.363.321	4.598.183	-43.019.596
3	5.363.321	4.257.577	-38.762.019
4	5.363.321	3.942.201	-34.819.818
5	5.363.321	3.650.186	-31.169.632
6	5.363.321	3.379.802	-27.789.830
7	5.363.321	3.129.446	-24.660.383
8	5.363.321	2.897.635	-21.762.748
9	5.363.321	2.682.996	-19.079.752
10	5.363.321	2.484.255	-16.595.497
11	5.363.321	2.300.236	-14.295.260
12	5.363.321	2.129.849	-12.165.412
13	5.363.321	1.972.082	-10.193.330
14	5.363.321	1.826.002	-8.367.328
15	5.363.321	1.690.742	-6.676.585
16	5.363.321	1.565.502	-5.111.083
17	5.363.321	1.449.539	-3.661.544
18	5.363.321	1.342.166	-2.319.378
19	5.363.321	1.242.746	-1.076.632
20	5.363.321	1.150.691	74.059
21	5.363.321	1.065.455	1.139.514
22	5.363.321	986.532	2.126.046

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)	Fluxo de caixa descontado acumulado (R\$)
23	5.363.321	913.456	3.039.501
24	5.363.321	845.792	3.885.294
25	5.363.321	783.141	4.668.434
26	5.363.321	725.130	5.393.565
27	5.363.321	671.417	6.064.982
28	5.363.321	621.682	6.686.665
29	5.363.321	575.632	7.262.297
30	5.363.321	532.993	7.795.289

Fonte: Elaboração própria.

Um terceiro método consiste em determinar o Valor Presente Líquido *VPL* dos projetos, o qual resulta da diferença entre a soma dos valores dos fluxos de caixa trazidos ao instante inicial e o valor do investimento inicial. Com a utilização deste método, o projeto resulta economicamente atrativo quando  $VPL > 0$ , o que significa que se obtém um retorno maior que o retorno mínimo exigido. Na Tabela 3.44 são exibidos os Valores Presentes Líquidos obtidos, considerando um horizonte de tempo igual a 20 anos e observando o acumulado dos fluxos de caixa descontados até o vigésimo ano apresentados desde a Tabela 3.36 até a Tabela 3.43 para os distintos cenários analisados.

**Tabela 3.44 - Valor Presente Líquido *VPL* dos projetos nos cenários considerados.**

<b>Incremento Energia Horário de Pico</b>	30%	35%	40%	45%
<b>VPL (R\$) Itajubá</b>	-1.105.376	5.494.858	10.655.538	15.758.661
<b>VPL (R\$) Santa Rosa</b>	-11.317.629	-6.511.679	-3.187.740	74.059

Fonte: Elaboração própria.

Finalmente, será determinado o indicador denominado Taxa Interna de Retorno *TIR*, o qual informa a taxa de desconto que faz o *VPL* igual a zero. Um projeto resulta atrativo de se desenvolver quando a *TIR* é maior que a taxa mínima de atratividade *TMA*, que para este trabalho foi definida em 8%. Os indicadores obtidos são apresentados na Tabela 3.45.

**Tabela 3.45 - Taxa Interna de Retorno TIR dos projetos nos cenários considerados.**

Incremento Energia Horário de Pico	30%	35%	40%	45%
<b>TIR Itajubá</b>	7,6%	9,6%	10,8%	11,8%
<b>TIR Santa Rosa</b>	4,2%	6,0%	7,1%	8,0%

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3.46 e na Tabela 3.47 são apresentados resumos dos indicadores econômicos obtidos para Itajubá (MG) e Santa Rosa (RS), respectivamente. No caso de Itajubá (MG), a instalação de painéis solares fotovoltaicos para compensar o incremento de geração de energia injetada na rede elétrica durante o horário de ponta aparece como economicamente viável quando definido um horizonte de tempo equivalente a 20 anos. Por outro lado, a situação em Santa Rosa (RS) resulta economicamente mais desfavorável, em razão do menor fluxo de caixa quando comparado com Itajubá (MG). Este fato se explica principalmente pela menor tarifa de energia no horário de pico (1,34 R\$/kWh para Santa Rosa versus 1,67 R\$/kWh para Itajubá) o qual redunda em menores ganhos econômicos na venda do adicional da energia gerada pela PCH no horário de pico. Para um incremento de 45% ou mais na geração de energia da PCH durante o horário de ponta, o projeto localizado em Santa Rosa (RS) torna-se economicamente rentável. Sem embargo, caso se considere uma taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade *TMA* maior que 8% para este local, o incremento de energia necessitará ser maior que 45%, caso contrário será preciso ampliar o horizonte de tempo considerado para obter os retornos que permitam tornar o projeto atrativo economicamente. Resulta importante mencionar que a principal parcela do investimento inicial estimado neste trabalho corresponde a aquele referente ao recondicionamento da PCH, o qual ademais pode variar significativamente de uma usina para outra, motivos pelos quais resultará fundamental aperfeiçoar sua estimativa na análise de uma PCH real.

**Tabela 3.46 - Resumo dos indicadores econômicos obtidos para os cenários analisados em Itajubá (MG).**

Incremento Energia Horário de Pico	30%	35%	40%	45%
<b>Payback Simples (anos)</b>	10,1	8,7	8,0	7,5
<b>Payback Descontado (anos)</b>	21,4	15,6	13,4	12,0
<b>VPL ano 20 (R\$)</b>	-1.105.376	5.494.858	10.655.538	15.758.661
<b>TIR ano 20 (%)</b>	7,6	9,6	10,8	11,8

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 3.47 - Resumo dos indicadores econômicos obtidos para os cenários analisados em Santa Rosa (RS).**

Incremento Energia Horário de Pico	30%	35%	40%	45%
<b>Payback Simples (anos)</b>	13,4	11,5	10,5	9,8
<b>Payback Descontado (anos)</b>	> 30	> 30	23,9	19,9
<b>VPL ano 20 (R\$)</b>	-11.317.629	-6.511.679	-3.187.740	74.059
<b>TIR ano 20 (%)</b>	4,2	6,0	7,1	8,0

Fonte: Elaboração própria.

Para finalizar, na Tabela 3.48 são apresentadas as estimativas do limite máximo de investimento inicial destinado ao recondicionamento da PCH que permitiria que o empreendimento fosse economicamente atrativo, obtendo assim os retornos esperados no período de tempo estabelecido de 20 anos. Para levar a cabo estas estimativas, foi considerado o investimento no recondicionamento da PCH que faz o *VPL* igual a zero neste horizonte de tempo.

**Tabela 3.48 - Estimativa do máximo investimento inicial destinado ao condicionamento da PCH que possibilitaria rentabilizar os empreendimentos que foram considerados economicamente inviáveis num horizonte de tempo de 20 anos.**

	Incremento Energia Horário de Pico		
	30 %	35 %	40 %
<b>Investimento PCH Itajubá (R\$)</b>	41.144.624		
<b>Investimento PCH Santa Rosa (R\$)</b>	30.932.371	37.390.523	42.340.470

Fonte: Elaboração própria.

## 4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O estudo teórico prospectivo efetuado neste trabalho permitiu avaliar os principais aspectos envolvidos na utilização de energia solar fotovoltaica para o retrobombeamento numa pequena central hidrelétrica PCH, com a finalidade de incrementar a injeção na rede elétrica da energia gerada por esta durante o horário de ponta. A análise levada a cabo e os resultados obtidos do estudo de caso sugerem que sob determinadas condições pode resultar tecnicamente factível e economicamente viável.

Idealmente, o local onde se planeje executar um projeto destas características deve ter condições favoráveis de irradiação solar durante o ano. Resulta preciso também conferir o espaço total disponível para a instalação do sistema fotovoltaico.

Especial atenção deve recair sobre o investimento inicial destinado ao recondicionamento da PCH, já que provavelmente constituirá uma parcela significativa do custo total e pode variar bastante de um projeto para outro, resultando de extrema importância para determinar a conveniência de se embarcar ou não no empreendimento.

Do mesmo modo, o preço da energia durante o horário de pico também é um dos fatores chaves a considerar. Dependendo do seu valor, um maior preço poderia acelerar o retorno dos investimentos de maneira considerável.

Para concluir, indicar que a metodologia utilizada na presente monografia para determinar a viabilidade e a conveniência do retrobombeamento de um volume determinado de água numa PCH de maneira tal a incrementar a geração de energia hidrelétrica durante o horário de ponta, mediante a utilização de energia solar fotovoltaica, poderá ser utilizada como guia para auxiliar os estudos que apontam a avaliar a factibilidade, tanto técnica quanto econômica, da utilização de energia solar fotovoltaica para tornar reversível uma PCH real.

## BIBLIOGRAFÍA

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: PCH. Situação: Construção. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: PCH. Situação: Construção não iniciada. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: PCH. Situação: Operação. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: UFV. Situação: Construção. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: UFV. Situação: Construção não iniciada. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG. Tipo de Geração: UFV. Situação: Operação. [Acessado 2020 março 12]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta\\_Empreendimento.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp)

ANEEL. Consulta ao Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Capacidade de Geração do Brasil. Matriz Elétrica Brasileira, Fase de Operação. [Acessado 2020 março 13]. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIIsImMiOjR9>

ANEEL. Consulta ao Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Resumo Estadual. Capacidade Instalada, Estado de Minas Gerais, Fase de Operação. [Acessado 2020 março 13]. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJIYmEtYzdkN>

TQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAx  
NzBIMSIIsImMiOjR9

ANEEL. Consulta ao Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Resumo Estadual. Capacidade Instalada, Estado de Rio Grande do Sul, Fase de Operação. [Acessado 2020 março 13]. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIIsImMiOjR9>

ANEEL. Consulta aos Dados das unidades consumidoras com geração distribuída. [Acessado 2020 março 13]. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIIMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkJQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIIsImMiOjR9>

ANEEL. Nota Técnica N°059/2018-SRG-SCG/ANEEL; 8 de junho de 2018.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1 – Introdução, Revisão 10. Aprovado pela Resolução Normativa N°842; vigente a partir de 26/12/2018.

ANEEL. Ranking Nacional de Tarifas Residenciais (Grupo B1) [Atualizado 2020 fevereiro 27; acessado 2020 março 11]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>

ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo Estadual [Atualizado 2020 março 09; acessado 2020 março 11]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Estadual.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp)

ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo por Classe de Consumo [Atualizado 2020 março 9; acessado 2020 março 11]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Classe.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp)

ANEEL. Relatório sobre as Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo por Tipo de Geração [Atualizado 2020 março 9; acessado 2020 março 11]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)

ANEEL. Resolução Homologatória N°2.697; 17 de junho de 2020.

ANEEL. Resolução Homologatória N°2.707; 25 de junho de 2020.

ANEEL. Resolução Normativa N°482; 17 de agosto de 2012.

ANEEL. Resolução Normativa N°673; 4 de agosto de 2015.

ANEEL. Resolução Normativa N°687; 24 de novembro de 2015.

ANEEL. Resolução Normativa N°786; 17 de outubro de 2017.

Banco de Dados Terrestres. Atlas Solarimétrico do Brasil. Ed. Universitária da UFPE. Recife; 2000.

Barros M, Yazaki L, Porto M, Martins J, Mierzwa J, Martins R, et al. Recuperação da Qualidade da Água do Reservatório Billings com o Sistema de Flotação do Rio Pinheiros. XVIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos; 2009.

Basic M, Silva P, Drazen D. High Power Electronics Innovation Perspectives for Pumped Storage Power Plants. École Polytechnique Fédérale de Lausanne; 2018.

Canales F, Beluco A, Mendes C. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, v.19, n.2, mai-ago. 2015, p. 1230-1249; 2015.

Carneiro D, Coli A, Dias F. PCHs: Pequenas Centrais Hidrelétricas. Aspectos Jurídicos, Técnicos e Comerciais. Segunda Edição. Editora Synergia. Rio de Janeiro; 2017.

Caselato D. Modernização e Reabilitação de Usinas Hidrelétricas. Editora Cajuína; 2019.

CBDB. A História das Barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI: Cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens. Rio de Janeiro; 2011.

CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. Belo Horizonte; 2012.

CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais Volume II. Belo Horizonte; 2016.

CEPEL – CRESES. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro; março de 2014.

Climate-data. Clima Itajubá (Brasil). [Acessado 2020 julho 22]. Disponível em: <https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/minas-gerais/itajuba-24906/>

Climate-data. Clima Santa Rosa (Brasil). [Acessado 2020 julho 22]. Disponível em: <https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/rio-grande-do-sul/santa-rosa-43574/>

Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ. Ministério da Economia. Convênio ICMS/CONFAZ 16/2015. Brasília, DF; 22 de abril de 2015.

Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ. Ministério da Economia. Convênio ICMS/CONFAZ 101/97. Rio de Janeiro, RJ; 12 de dezembro de 1997.

Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ. Ministério da Economia. Convênio ICMS/CONFAZ 156/2017. Brasília, DF; 10 de novembro de 2017.

Conselho Nacional de Política Fazendária CONFAZ. Ministério da Economia. Convênio ICMS/CONFAZ 157/2015. Brasília, DF; 18 de dezembro de 2015.

CRESESB. Programa SunData 3.0; novembro de 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>

Duffie J, Beckman W. Solar Engineering of Thermal Processes. Fourth Edition. John Wiley & Sons, Inc. New Jersey; 2013.

Eletrobrás. Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Ministério das Minas e Energia, Diretoria de Engenharia; janeiro de 2000.

Elmubarak E, Ali A. Distributed Generation: Definitions, Benefits, Technologies & Challenges. International Journal of Science and Research, Volume 5, Issue 7; julho de 2016.

IBGE. Divisão Regional do Brasil em Regiões Geográficas Imediatas e Regiões Geográficas Intermediárias. Rio de Janeiro; 2017.

INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição. São José dos Campos; 2017.

Instituto Brasileiro de Geografia - Fundação IBGE. Geografia do Brasil - Grande Região Sul. Volume IV, Tomo I, 2a Edição. Rio de Janeiro; 1968.

International Water Power and Dam Construction. Yearbook 2018, p.282; 2018.

Krenn J, Keck H, Sallaberger M. Small and Mid – Size Pump – Turbines with Variable Speed. Andritz Hydro Ltd. Energy and Power Engineering; abril de 2013.

Lima F. O Estudo da Inserção do Reativo da Usina Elevatória de Pedreira na Dinâmica do Sistema Elétrico da Grande São Paulo. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, MG; junho de 2012.

Makaron P. Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos Críticos de Sucesso a Partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo; 2012.

Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços MDIC. Diretoria de Competitividade Industrial DECOI da Secretaria de Desenvolvimento e Competitividade Industrial SDCI. Relatório final do grupo de trabalho fotovoltaico; 2018.

MME / EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Vol. 3 Geração Hidrelétrica. Brasília; 2007.

MME. Relatório Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD; 2016.

ONS. Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2020 – PEN SISOL 2020. Rio de Janeiro; 2019.

Pasquali L. Estudo sobre a influência da reserva hidráulica em sistemas de geração eólica isolados. Porto Alegre: Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul; abril de 2006.

Presidência da República. Lei 13.169; 6 de outubro de 2015.

Presidência da República. Lei 13.360; 17 de novembro de 2016.

Rossato M. Os climas do Rio Grande do Sul: Variabilidade, Tendências e Tipologia. UFRGS/PPGEA. Porto Alegre; abril de 2011.

Sá Junior. Aplicação da Classificação de Köppen para o Zoneamento Climático do Estado de Minas Gerais. UFLA. Lavras; 2009.

Sallaberger M. Época favorável para investir em usinas hidrelétricas reversíveis. HydroNews N°21 – Revista da Andritz Hydro; abril 2012.

Schreiber G. Usinas Hidrelétricas. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda.; 1978.

Secretaria de Minas e Energia – Governo do Estado Rio Grande do Sul. Atlas Solar: Rio Grande do Sul; 2018.

Secretaria do Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Governo do Estado Rio Grande do Sul. Resolução CONSEMA 372/2018; 2018.

SMA / CEA. Cadernos de Educação Ambiental. Edição Especial Mananciais. Billings. Governo do Estado de São Paulo; 2010.

SMA / SSE. Resolução Conjunta SMA/SSE-002. Governo do Estado de São Paulo; 19 de fevereiro de 2010.

Universidade Estadual do Rio Grande do Sul UERGS - Grupo de Pesquisa em Radiação Solar e Ciências Atmosféricas. Atlas Solar do Rio Grande do Sul. Porto Alegre; novembro de 2018.

Villalva M. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2<sup>a</sup> Edição revisada e atualizada. São Paulo; 2015.

Zilles R, Macêdo W, Galhardo M, Oliveira S. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos. São Paulo; 2012.

## APÊNDICE A – Fatores que determinam a Geometria Solar

A seguir se detalham os principais fatores envolvidos numa geometria solar.

a) Declinação Solar.

A declinação solar ( $\delta$ ) corresponde ao ângulo com que incidem os raios solares com relação ao plano do equador, o qual varia ao longo do ano para um determinado ponto na superfície terrestre devido à inclinação de aproximadamente  $23,45^\circ$  que existe entre o eixo de rotação da Terra e o eixo de translação em torno do sol. A declinação solar é nula nos equinócios de outono e primavera, quando os raios solares são paralelos ao plano do equador, enquanto que nos solstícios de verão e inverno sua magnitude é máxima e equivalente ao ângulo de inclinação entre os eixos de rotação e translação da Terra ( $\delta = -23,5^\circ$  no solstício de verão e  $\delta = 23,5^\circ$  no solstício de inverno).

b) Ângulo Horário.

O ângulo horário ( $\omega$ ) é o ângulo descrito pelo meridiano local no ponto de interesse e pelo meridiano da passagem meridiana solar, adotando por convenção valor negativo nas manhãs, valor nulo ao meio dia solar e valor positivo nas tardes, segundo a equação (4.1):

$$\omega = (H_s - 12) \times 15^\circ \quad (4.1)$$

Esta equação reflete o fato de que cada hora solar ( $H_s$ ) equivale a um deslocamento de  $15^\circ$ .

c) Ângulo Zenital.

O ângulo zenital ( $\theta_z$ ) corresponde ao ângulo de inclinação do sol com relação à linha do zênite, perpendicular ao solo. Permite avaliar a espessura da massa de ar ( $AM$ ) atravessada pelos raios solares, como se pode apreciar na equação (4.2):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4.2)$$

Esta equação considera a espessura da massa de ar  $AM = 1,0$  para a linha do zênite.

d) Ângulo de Altitude, Altura ou Elevação Solar.

O ângulo de altitude solar ( $\alpha$ ) corresponde ao ângulo formado pelos raios solares e a projeção destes sobre o plano horizontal. O ângulo de altitude solar e o ângulo zenital são, portanto, complementares.

e) Ângulo Azimutal.

O ângulo azimutal do sol ( $\gamma_s$ ) corresponde ao ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção geográfica norte – sul. Será adotado por convenção o ângulo azimutal do sol  $\gamma_s = 0^\circ$  quando orientado ao sul geográfico,  $\gamma_s < 0^\circ$  ao leste da direção geográfica norte – sul,  $\gamma_s = 180^\circ$  quando orientado para o norte geográfico e  $\gamma_s > 0^\circ$  ao oeste da direção geográfica norte – sul. Por outro lado, o ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ) descreve o ângulo formado entre a projeção no plano horizontal da normal à superfície e a direção geográfica norte – sul, obedecendo às mesmas convenções estabelecidas para o ângulo azimutal do sol.

f) Ângulo de Incidência dos raios solares.

Para uma superfície inclinada num ângulo  $\beta$  em relação ao plano do solo, o ângulo de incidência dos raios solares ( $\theta$ ) se define como aquele ângulo formado pela direção dos raios solares e uma reta normal ao plano da superfície inclinada. No caso de módulos solares fixos para geração de energia fotovoltaica, recomenda-se como ângulo de inclinação  $\beta$  aquele equivalente à latitude do local onde serão instalados, com inclinação mínima de  $10^\circ$  para evitar o acúmulo de poeira e favorecer a limpeza (CEPEL – CRESESB, 2014).

## APÊNDICE B – Fundamentos da Transferência de Calor por Radiação Solar

A radiação solar pode ser considerada como constituída por unidades de energia discretas chamadas fótons (Duffie & Beckman, 2013), sendo estes transmitidos através do espaço na forma de radiação eletromagnética, a qual está composta por ondas eletromagnéticas de diferentes frequências e comprimentos de onda (Villalva, 2015). A velocidade da luz no vácuo  $c$  (aproximadamente  $3 \times 10^8$  m/s) pode então ser expressada como o produto entre seu comprimento de onda  $\lambda$  [m] e sua frequência  $f$ [Hz], segundo apresentado na equação (4.3):

$$c = \lambda \times f \quad (4.3)$$

Por conseguinte, o comprimento e a frequência desta onda eletromagnética são inversamente proporcionais.

Por outro lado, a equação de Planck permite deduzir que a frequência  $f$  [Hz] de uma onda eletromagnética é diretamente proporcional à energia  $E$  [J] que ela é capaz de transmitir (equação (4.4)):

$$E = h \times f \quad (4.4)$$

Nesta equação,  $h$  é chamada constante de Planck e tem um valor aproximado de  $6,636 \times 10^{-34}$  [J·s].

Deste modo, das equações (4.3) e (4.4) pode-se deduzir que os fótons da luz solar que transportam maior quantidade de energia são aqueles de maior frequência e menor comprimento de onda.

**ANEXO 1 – Consumo de Energia por microrregião no estado de MG (ano 2010)**

<b>Mesorregião</b>	<b>Microrregião</b>	<b>Consumo de Energia em 2010 (GWh)</b>
Noroeste de Minas	Unaí	236
	Paracatu	588
Norte de Minas	Januária	147
	Janaúba	240
	Salinas	122
	Pirapora	2.735
	Montes Claros	1.123
	Grão Mogol	17
	Bocaiuva	308
	Diamantina	87
Jequitinhonha	Capelinha	100
	Araçuaí	67
	Pedra Azul	67
	Almenara	92
	Teófilo Otoni	173
Vale do Mucuri	Nanuque	95
	Ituiutaba	235
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	Uberlândia	1.845
	Patrocínio	340
	Patos de Minas	364
	Frutal	256
	Uberaba	891
	Araxá	67
	Três Marias	887
Central Mineira	Curvelo	155
	Bom Despacho	255

<b>Mesorregião</b>	<b>Microrregião</b>	<b>Consumo de Energia em 2010 (GWh)</b>
Metropolitana de Belo Horizonte	Sete Lagoas	1.040
	Conceição do Mato Dentro	42
	Pará de Minas	292
	Belo Horizonte	10.485
	Itabira	2.556
	Itaguara	112
	Ouro Preto	2.575
	Conselheiro Lafaiete	1.598
Vale do Rio Doce	Guanhães	78
	Peçanha	37
	Governador Valadares	506
	Mantena	42
	Ipatinga	3.583
	Caratinga	184
	Aimorés	129
Oeste de Minas	Piumhi	286
	Divinópolis	1.293
	Formiga	459
	Campo Belo	112
	Oliveira	197

<b>Mesorregião</b>	<b>Microrregião</b>	<b>Consumo de Energia em 2010 (GWh)</b>
Sul e Sudoeste de Minas	Passos	734
	São Sebastião do Paraíso	315
	Alfenas	350
	Varginha	718
	Poços de Caldas	357
	Pouso Alegre	342
	Santa Rita do Sapucaí	165
	São Lourenço	273
	Andrelândia	59
	Itajubá	291
Campo das Vertentes	Lavras	422
	São João Del Rei	539
	Barbacena	1.232
Zona da Mata	Ponte Nova	178
	Manhuaçu	33
	Viçosa	138
	Muriaé	79
	Ubá	3
	Juiz de Fora	2.793
	Cataguases	19

Fonte: CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Volume II, 2016.

**ANEXO 2 – Radiação Solar Média Diária Mensal por microrregião no estado de MG**

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Radiação Solar Global</b> <b>(kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Noroeste de Minas - Unaí	5,5	5,7	5,3	5,3	5,2	5,1	5,3	5,8	6,1	5,8	5,0	5,1	5,4
Noroeste de Minas - Paracatu	5,5	5,8	5,3	5,3	5,1	4,9	5,0	5,7	6,0	5,8	5,1	5,2	5,4
Norte de Minas - Januária	6,0	6,1	5,7	5,7	5,3	5,2	5,4	6,0	6,3	6,1	5,3	5,5	5,7
Norte de Minas - Janaúba	6,2	6,2	5,7	5,7	5,1	4,9	5,2	5,8	6,2	6,1	5,4	5,7	5,7
Norte de Minas - Salinas	5,7	5,8	5,2	5,2	4,3	4,0	4,3	5,0	5,6	5,6	4,9	5,3	5,1
Norte de Minas - Pirapora	5,7	6,0	5,5	5,5	5,2	5,0	5,1	5,7	6,1	6,0	5,2	5,3	5,5
Norte de Minas - Montes Claros	5,9	6,1	5,5	5,5	5,1	5,0	5,2	5,7	6,1	5,9	5,2	5,4	5,6
Norte de Minas - Grão Mogol	5,6	5,9	5,1	5,1	4,5	4,3	4,6	5,3	5,6	5,7	4,9	5,2	5,1
Norte de Minas - Bocaiuva	5,6	5,9	5,3	5,3	4,8	4,7	4,9	5,5	5,9	5,8	5,0	5,2	5,3
Jequitinhonha - Diamantina	5,3	5,6	4,9	4,9	4,4	4,3	4,5	5,2	5,4	5,4	4,7	4,9	5,0
Jequitinhonha - Capelinha	5,5	5,7	5,0	5,0	4,2	4,1	4,2	4,9	5,2	5,4	4,7	5,1	4,9
Jequitinhonha - Araçuaí	5,7	5,8	5,2	5,2	4,2	3,9	4,1	4,9	5,1	5,4	4,9	5,3	5,0
Jequitinhonha - Pedra Azul	5,7	5,8	5,2	5,2	5,2	3,8	4,1	4,7	5,1	5,4	4,9	5,3	5,0
Jequitinhonha - Almenara	5,7	5,7	5,2	5,2	4,1	3,8	3,9	4,5	4,8	5,1	4,8	5,2	4,8

Mesorregião - Microrregião	Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Vale do Mucuri - Teófilo Otoni	5,5	5,7	5,1	5,1	3,9	3,7	3,9	4,5	4,6	5,0	4,6	5,1	4,7
Vale do Mucuri - Nanuque	5,7	5,8	5,2	5,2	3,9	3,6	3,8	4,4	4,6	5,0	4,8	5,4	4,8
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Ituiutaba	5,5	5,7	5,5	5,5	4,9	4,7	4,9	5,5	5,7	5,9	5,9	5,6	5,5
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Uberlândia	5,3	5,7	5,3	5,3	4,9	4,7	4,9	5,5	5,7	5,8	5,5	5,4	5,3
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Patrocínio	5,2	5,6	5,0	5,0	4,9	4,7	4,9	5,6	5,8	5,7	5,2	5,1	5,1
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Patos de Minas	5,1	5,5	4,9	4,9	4,8	4,6	4,8	5,5	5,7	5,6	4,9	4,9	5,1
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Frutal	5,5	5,8	5,5	5,5	4,7	4,5	4,6	5,4	5,6	5,9	5,9	5,7	5,4
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Uberaba	5,1	5,6	5,1	5,1	4,7	4,5	4,7	5,4	5,6	5,7	5,4	5,3	5,2
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba - Araxá	5,0	5,4	4,9	4,9	4,7	4,5	4,7	5,4	5,6	5,6	5,0	4,9	5,0
Central Mineira - Três Marias	5,4	5,9	5,3	5,3	4,9	4,8	4,9	5,6	5,8	5,8	5,1	5,2	5,3
Central Mineira - Curvelo	5,5	5,9	5,3	5,3	4,9	4,8	4,9	5,5	5,8	5,8	5,1	5,2	5,3

Mesorregião - Microrregião	Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Central Mineira - Bom Despacho	5,3	5,7	5,1	5,1	4,7	4,5	4,7	5,4	5,6	5,6	5,0	5,1	5,1
Metropolitana de Belo Horizonte - Sete Lagoas	5,4	5,9	5,2	5,2	4,8	4,6	4,7	5,4	5,7	5,7	5,1	5,1	5,2
Metropolitana de Belo Horizonte - Conceição do Mato Dentro	5,1	5,4	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,9	5,1	4,4	4,7	4,7
Metropolitana de Belo Horizonte - Pará de Minas	5,4	5,8	5,2	5,2	4,7	4,5	4,6	5,3	5,6	5,6	5,1	5,1	5,2
Metropolitana de Belo Horizonte - Belo Horizonte	5,2	5,7	5,1	5,1	4,6	4,4	4,6	5,3	5,5	5,6	5,0	4,9	5,1
Metropolitana de Belo Horizonte - Itabira	5,0	5,5	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,8	5,0	4,4	4,7	4,7
Metropolitana de Belo Horizonte - Itaguara	5,2	5,6	5,0	5,0	4,5	4,4	4,5	5,2	5,4	5,5	4,9	5,0	5,0
Metropolitana de Belo Horizonte - Ouro Preto	4,8	5,4	4,7	4,7	4,2	4,1	4,3	4,9	5,0	5,1	4,4	4,5	4,7
Metropolitana de Belo Horizonte - Conselheiro Lafaiete	5,0	5,5	4,8	4,8	4,2	4,1	4,3	5,0	5,1	5,2	4,6	4,8	4,8
Vale do Rio Doce - Guanhães	5,2	5,4	4,7	4,7	4,0	3,8	3,9	4,6	4,8	5,0	4,3	4,8	4,6

Mesorregião - Microrregião	Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Vale do Rio Doce - Peçanha	5,4	5,6	5,0	5,0	4,0	3,9	3,9	4,6	4,7	5,1	4,5	5,0	4,7
Vale do Rio Doce - Governador Valadares	5,5	5,7	5,1	5,1	4,0	3,8	3,9	4,4	4,5	5,0	4,6	5,1	4,7
Vale do Rio Doce - Mantena	5,4	5,6	5,1	5,1	4,0	3,8	3,9	4,3	4,5	4,9	4,5	5,0	4,7
Vale do Rio Doce - Ipatinga	5,2	5,6	4,9	4,9	4,1	3,9	4,0	4,6	4,6	4,9	4,4	4,9	4,7
Vale do Rio Doce - Caratinga	5,3	5,6	4,9	4,9	4,0	3,8	3,9	4,5	4,5	4,8	4,4	5,0	4,6
Vale do Rio Doce - Aimorés	5,4	5,7	5,1	5,1	4,1	3,9	3,9	4,4	4,5	4,8	4,5	5,0	4,7
Oeste de Minas - Piumhi	4,9	5,4	4,8	4,8	4,6	4,4	4,6	5,3	5,5	5,5	4,8	4,8	4,9
Oeste de Minas - Divinópolis	5,3	5,8	5,1	5,1	4,6	4,5	4,6	5,3	5,5	5,6	5,1	5,1	5,1
Oeste de Minas - Formiga	5,2	5,7	5,0	5,0	4,6	4,4	4,5	5,3	5,5	5,6	5,0	5,0	5,1
Oeste de Minas - Campo Belo	5,2	5,6	5,0	5,0	4,5	4,3	4,4	5,2	5,3	5,5	5,0	5,1	5,0
Oeste de Minas - Oliveira	5,1	5,6	5,0	5,0	4,5	4,3	4,4	5,2	5,3	5,5	4,9	5,0	5,0
Sul e Sudoeste de Minas - Passos	5,1	5,6	5,1	5,1	4,6	4,4	4,6	5,3	5,5	5,7	5,3	5,1	5,1
Sul e Sudoeste de Minas - São Sebastião do Paraíso	4,9	5,4	4,9	4,9	4,4	4,2	4,4	5,2	5,4	5,6	5,2	5,0	5,0
Sul e Sudoeste de Minas - Alfenas	5,1	5,6	5,0	5,0	4,4	4,1	4,3	5,2	5,3	5,5	5,1	5,1	5,0

Mesorregião - Microrregião	Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Sul e Sudoeste de Minas - Varginha	5,1	5,6	5,0	5,0	4,4	4,2	4,4	5,2	5,3	5,6	5,1	5,1	5,0
Sul e Sudoeste de Minas - Poços de Caldas	4,7	5,2	4,8	4,8	4,2	4,0	4,2	5,0	5,2	5,4	5,1	4,9	4,8
Sul e Sudoeste de Minas - Pouso Alegre	4,6	5,1	4,7	4,7	4,1	4,0	4,1	4,9	5,1	5,4	5,1	4,9	4,7
Sul e Sudoeste de Minas - Santa Rita do Sapucaí	4,9	5,4	4,9	4,9	4,3	4,0	4,2	5,0	5,2	5,4	5,1	5,0	4,9
Sul e Sudoeste de Minas - São Lourenço	4,8	5,3	4,9	4,9	4,2	4,0	4,2	5,0	5,1	5,4	5,0	4,9	4,8
Sul e Sudoeste de Minas - Andrelândia	4,3	5,4	4,7	4,7	4,1	3,9	4,1	4,8	4,9	5,1	4,7	4,8	4,7
Sul e Sudoeste de Minas - Itajubá	4,7	5,2	4,8	4,8	4,2	4,0	4,1	4,9	5,1	5,3	5,0	4,9	4,8
Campo das Vertentes - Lavras	5,1	5,6	5,0	5,0	4,3	4,1	4,3	5,1	5,3	5,5	5,1	5,1	5,0
Campo das Vertentes - São João Del Rei	5,0	5,5	4,8	4,8	4,2	4,0	4,2	4,9	5,1	5,2	4,7	4,9	4,8
Campo das Vertentes - Barbacena	4,9	5,4	4,7	4,7	4,0	3,9	4,0	4,7	4,8	5,0	4,4	4,7	4,6
Zona da Mata - Ponte Nova	5,2	5,7	5,0	5,0	4,1	3,9	4,1	4,7	4,7	5,0	4,5	4,9	4,7
Zona da Mata - Manhuaçu	5,0	5,4	4,7	4,7	4,0	3,8	3,9	4,5	4,6	4,7	4,3	4,7	4,5

Mesorregião - Microrregião	Radiação Solar Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)												
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Ju	Ag	Se	Oc	No	De	Anual
Zona da Mata - Viçosa	5,0	5,6	4,8	4,8	4,0	3,8	4,0	4,6	4,7	5,0	4,4	4,7	4,6
Zona da Mata - Muriaé	5,1	5,6	4,8	4,8	4,0	3,9	4,0	4,6	4,8	4,9	4,4	4,8	4,6
Zona da Mata - Ubá	5,1	5,7	4,9	4,9	3,9	3,8	4,0	4,5	4,7	5,0	4,5	4,8	4,6
Zona da Mata - Juiz de Fora	4,9	5,5	4,8	4,8	3,8	3,7	3,9	4,4	4,5	4,8	4,4	4,7	4,5
Zona da Mata - Cataguases	5,3	5,8	5,1	5,1	3,9	3,8	3,9	4,4	4,6	5,0	4,6	5,1	4,7

Fonte: CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Volume II, 2016.

**ANEXO 3 – Produtividade fotovoltaica por microrregião no estado de RS para área apta urbana**

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Noroeste - Carazinho	4,667	3,927	41,02	82,0	117,7
Noroeste - Cerro Largo	4,839	4,011	9,81	19,6	28,7
Noroeste - Cruz Alta	4,692	3,943	36,09	72,2	103,9
Noroeste - Erechim	4,766	4,020	50,79	101,6	149,1
Noroeste - Frederico Westphalen	4,678	3,911	30,27	60,5	86,5
Noroeste - Ijuí	4,681	3,916	41,23	82,5	117,9
Noroeste - Não-Me-Toque	4,655	3,929	12,61	25,2	36,2
Noroeste - Passo Fundo	4,636	3,914	81,17	162,3	232,1
Noroeste - Sananduva	4,719	3,991	13,57	27,1	39,6
Noroeste - Santa Rosa	4,772	3,946	23,23	46,5	67,0
Noroeste - Santo Ângelo	4,758	3,961	35,63	71,3	103,1
Noroeste - Soledade	4,626	3,918	12,41	24,8	35,5

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Noroeste - Três Passos	4,649	3,872	24,83	49,7	70,2
<b>Noroeste - TOTAL</b>	<b>4,694</b>	<b>3,940</b>	<b>412,66</b>	<b>825,3</b>	<b>1.187,5</b>
Nordeste - Caxias do Sul	4,409	3,764	160,28	320,6	440,7
Nordeste - Guaporé	4,535	3,852	32,30	64,6	90,9
Nordeste - Vacaria	4,539	3,872	38,97	77,9	110,2
<b>Nordeste - TOTAL</b>	<b>4,449</b>	<b>3,794</b>	<b>231,55</b>	<b>463,1</b>	<b>641,8</b>
Centro Oriental – Cachoeira do Sul	4,477	3,760	24,42	48,8	67,1
Centro Oriental – Lajeado- Estrela	4,400	3,722	67,23	134,5	182,8
Centro Oriental - Santa Cruz do Sul	4,453	3,754	59,26	118,5	162,5
<b>Centro Oriental - TOTAL</b>	<b>4,433</b>	<b>3,741</b>	<b>150,91</b>	<b>301,8</b>	<b>412,4</b>

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Metropolitana - Camaquã	4,231	3,569	20,88	41,8	54,5
Metropolitana - Gramado-Canela	4,362	3,708	62,37	124,7	169,0
Metropolitana - Montenegro	4,297	3,630	39,95	79,9	106,0
Metropolitana - Osório	4,474	3,795	145,73	291,5	404,0
Metropolitana - Porto Alegre	4,309	3,603	545,43	1.090,9	1.435,4
Metropolitana - São Jerônimo	4,328	3,614	27,74	55,5	73,2
<b>Metropolitana - TOTAL</b>	<b>4,340</b>	<b>3,644</b>	<b>842,10</b>	<b>1.684,2</b>	<b>2.242,0</b>
Sudeste - Jaguarão	4,457	3,790	10,15	20,3	28,1
Sudeste - Litoral Lagunar	4,413	3,758	50,97	101,9	139,9
Sudeste - Pelotas	4,305	3,685	66,92	133,8	180,1
Sudeste - Serras do Sudeste	4,612	3,924	18,30	36,6	52,5
<b>Sudeste - TOTAL</b>	<b>4,391</b>	<b>3,748</b>	<b>146,34</b>	<b>292,7</b>	<b>400,6</b>

Mesorregião - Microrregião	Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)	Área Efetivam. Integrada (km <sup>2</sup> )	Capacidade Instalável Teórica (MWp)	Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)
Centro Ocidental - Restinga Seca	4,472	3,755	10,49	21,0	28,8
Centro Ocidental - Santa Maria	4,473	3,748	61,79	123,6	169,2
Centro Ocidental - Santiago	4,759	3,993	23,01	46,0	67,1
<b>Centro Ocidental - TOTAL</b>	<b>4,542</b>	<b>3,808</b>	<b>95,29</b>	<b>190,6</b>	<b>265,1</b>
Sudoeste - Campanha Central	4,731	3,968	30,23	60,5	87,6
Sudoeste - Campanha Meridional	4,864	4,128	33,88	67,8	102,2
Sudoeste - Campanha Ocidental	4,903	4,095	52,87	105,7	158,1
<b>Sudoeste - TOTAL</b>	<b>4,847</b>	<b>4,071</b>	<b>116,98</b>	<b>234,0</b>	<b>347,9</b>

Fonte: Secretaria de Minas e Energia – Governo do Estado Rio Grande do Sul. Atlas Solar: Rio Grande do Sul, 2018.

**ANEXO 4 – Produtividade fotovoltaica por microrregião no estado de RS para área  
apta não urbana**

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Noroeste - Carazinho	4,637	3,907	0,21	4,3	6,1
Noroeste - Cerro Largo	4,876	4,038	1,12	22,4	33,1
Noroeste - Cruz Alta	4,732	3,964	2,62	52,4	75,9
Noroeste - Erechim	4,763	4,018	0,50	10,1	14,8
Noroeste - Frederico Westphalen	4,683	3,916	0,03	0,6	0,9
Noroeste - Ijuí	4,721	3,949	0,41	8,3	11,9
Noroeste - Não-Me-Toque	4,652	3,926	0,03	0,6	0,8
Noroeste - Passo Fundo	4,651	3,928	0,59	11,8	17,0
Noroeste - Sananduva	4,720	3,993	0,61	12,2	17,8
Noroeste - Santa Rosa	4,799	3,968	0,63	12,7	18,4
Noroeste - Santo Ângelo	4,914	4,084	21,28	425,7	635,0
Noroeste - Soledade	4,619	3,910	2,21	44,3	63,2

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Noroeste - Três Passos	4,673	3,885	0,11	2,3	3,2
<b>Noroeste - TOTAL</b>	<b>4,855</b>	<b>4,047</b>	<b>30,4</b>	<b>607,6</b>	<b>898,0</b>
Nordeste - Caxias do Sul	4,496	3,828	2,54	50,7	70,9
Nordeste - Guaporé	4,558	3,869	0,86	17,1	24,2
Nordeste - Vacaria	4,529	3,884	35,70	714,0	1012,0
<b>Nordeste - TOTAL</b>	<b>4,527</b>	<b>3,880</b>	<b>39,1</b>	<b>781,8</b>	<b>1.107,1</b>
Centro Oriental – Cachoeira do Sul	4,477	3,767	12,63	252,6	347,6
Centro Oriental – Lajeado- Estrela	4,382	3,693	0,83	16,5	22,3
Centro Oriental - Santa Cruz do Sul	4,441	3,740	1,37	27,4	37,5
<b>Centro Oriental - TOTAL</b>	<b>4,468</b>	<b>3,760</b>	<b>14,8</b>	<b>296,6</b>	<b>407,4</b>

<b>Mesorregião - Microrregião</b>	<b>Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)</b>	<b>Área Efetivam. Integrada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidade Instalável Teórica (MWp)</b>	<b>Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)</b>
Metropolitana - Camaquã	4,264	3,597	10,07	201,5	264,7
Metropolitana - Gramado-Canela	4,422	3,742	0,86	17,2	23,5
Metropolitana - Montenegro	4,302	3,613	1,51	30,2	39,8
Metropolitana - Osório	4,533	3,840	11,41	228,1	319,9
Metropolitana - Porto Alegre	4,315	3,611	7,44	148,9	196,3
Metropolitana - São Jerônimo	4,363	3,655	10,21	204,3	272,7
<b>Metropolitana - TOTAL</b>	<b>4,376</b>	<b>3,684</b>	<b>41,5</b>	<b>830,1</b>	<b>1.116,9</b>
Sudeste - Jaguarão	4,544	3,872	26,02	520,4	735,6
Sudeste - Litoral Lagunar	4,405	3,751	20,65	413,1	565,6
Sudeste - Pelotas	4,344	3,713	31,06	621,2	842,5
Sudeste - Serras do Sudeste	4,585	3,905	52,95	1.059,0	1.510,4
<b>Sudeste - TOTAL</b>	<b>4,491</b>	<b>3,828</b>	<b>130,7</b>	<b>2.613,7</b>	<b>3.654,1</b>

Mesorregião - Microrregião	Irradiação Global Horizontal Média (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Produtiv. Fotovolt. Média (kWh/kWp/dia)	Área Efetivam. Integrada (km <sup>2</sup> )	Capacidade Instalável Teórica (MWp)	Produtiv. Fotovolt. Média (GWh/ano)
Centro Ocidental - Restinga Seca	4,446	3,733	2,39	47,8	65,1
Centro Ocidental - Santa Maria	4,626	3,879	33,14	662,7	939,0
Centro Ocidental - Santiago	4,829	4,040	27,92	558,4	824,1
<b>Centro Ocidental - TOTAL</b>	<b>4,709</b>	<b>3,945</b>	<b>63,4</b>	<b>1.268,9</b>	<b>1.828,2</b>
Sudoeste - Campanha Central	4,788	4,021	75,56	1.511,1	2.217,8
Sudoeste - Campanha Meridional	4,848	4,107	74,05	1.481,1	2.220,4
Sudoeste - Campanha Ocidental	4,909	4,103	118,85	2.377,0	3.562,3
<b>Sudoeste - TOTAL</b>	<b>4,858</b>	<b>4,081</b>	<b>268,5</b>	<b>5.369,2</b>	<b>8.000,6</b>

Fonte: Secretaria de Minas e Energia – Governo do Estado Rio Grande do Sul. Atlas Solar: Rio Grande do Sul, 2018.