

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

RENATO CHAVES ALZAMORA

Estudo do impacto da eficiência de inversores grid-tie em sistemas
fotovoltaicos por meio de análise de dados de sistema de
monitoramento comercial

Orientador: Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira

Belo Horizonte

2020

RENATO CHAVES ALZAMORA

Estudo do impacto da eficiência de inversores grid-tie em sistemas fotovoltaicos por meio de análise de dados de sistema de monitoramento comercial

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Controle e Automação

Orientador: Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira

Belo Horizonte

2020

RESUMO

O setor de energia é uma área muito correlacionada com o desenvolvimento de um país, historicamente o crescimento deste setor esteve diretamente relacionado ao desenvolvimento e produtividade dos países no mundo. Nos últimos tempos, a sociedade começou a perceber a importância deste crescimento e de o desenvolvimento se tornar sustentável, e essa preocupação com o meio ambiente fortaleceu a geração por fontes de energia renováveis, setor já forte no Brasil pela sua abundância hídrica, porém até pouco tempo quase inexplorado em relação ao aproveitamento de outros recursos energéticos que também possuem um grande potencial no país, tais como a energia solar e eólica. Com a promulgação da Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, posteriormente, atualizada pela RN nº 687/2015, o Brasil seguiu a tendência mundial dos países desenvolvidos de investir em Geração Distribuída, agora com incentivos tributários para o crescimento deste setor, que gera ainda menos impactos ambientais que grandes centrais geradoras de energia (tais como hidroelétricas e termoelétricas) e distribui geograficamente a geração, garantindo uma melhor qualidade da energia no vasto território brasileiro. Este trabalho tem como objetivo o estudo específico dos inversores presentes nos sistemas fotovoltaicos, elemento do sistema que possui como função transformar a energia em corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em energia em corrente alternada, de forma a ser conectado ao sistema de distribuição das concessionárias. A partir deste estudo espera-se analisar a eficiência de conversão média destes inversores, em diferentes cenários de geração, e inclusive analisar técnicas utilizadas atualmente pelo mercado para buscar reduzir perdas energéticas, como o *oversizing*, também conhecido como *overpanelling*, técnica que utiliza uma maior capacidade de potência instalada dos painéis do que a potência nominal dos inversores, garantindo menos perdas em zonas de baixa potência, porém perdendo energia em momentos de saturação. Com esta análise técnica espera-se verificar a eficiência destes inversores e técnicas mencionadas, e identificar a necessidade de um estudo mais aprofundado de forma a garantir uma eficiência máxima ao sistema.

Palavras-chave: Inversores; Energia Solar; Sistemas fotovoltaicos. Geração Distribuída; Eficiência de Conversão; Perdas energéticas; *Oversizing*.

ABSTRACT

The Power sector is very correlated with the development of a country. Historically, the growth of this sector has always been directly correlated to the development and productivity of the countries of the world. Nowadays, society has begun to realize the importance of this growth in the power sector and also of this development to become sustainable. This concern with the environment has strengthened the generation by renewable energy sources, a sector that is already really strong in Brazil due to the abundance of water but, until recently, almost unexplored in relation to the abundance that the county possesses of wind and solar radiation as well. In the time of the promulgation of Normative Resolution (NR) n° 482/2012, later updated by NR n° 687/2015, Brazil followed the worldwide trend of the developed countries to invest in Distributed Generation, providing tax incentives for the growth of this sector, which generates even less environmental impacts than the large power generation plants and also distributes power generation geographically, ensuring better energy quality in the vast Brazilian territory. This paper aims specifically to study current inverters, which are present in most of the photovoltaic systems. This element of the system has the function of transforming the energy generated in direct current by the photovoltaic panels into alternating current energy, in order to be connected to the distribution system of the energy providers. Based on this study, it is expected to be able to analyze the average efficiency of these inverters, in different generation scenarios and times of the year. It's expected even to analyze techniques currently used by the market which seeks to reduce energy losses, such as oversizing or overpanelling, a technique that uses a greater installed power capacity of panels than the nominal power of the inverters, in the hope of guaranteeing less losses in low power zones, but losing energy in times of saturation. With this analysis it is expected to verify the efficiency of these inverters and techniques and to identify the need of more in-depth studies in order to ensure better efficiency in the photovoltaic systems.

Keywords: Inverters; Solar energy; Photovoltaic Systems; Distributed generation; Conversion efficiency; Energetic losses; Oversizing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Gráfico de Potência instalada (GWp) de sistemas fotovoltaicos ao longo dos últimos anos - Fonte: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)	12
Figura 2 – Expectativa de evolução da capacidade instalada da Micro e Minigeração distribuída - Fonte: EPE Plano decenal de energia 2029 (PDE 2029)	13
Figura 3 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 - Fonte: EPE Balanço Energético Anual 2020 (BEN 2020)	14
Figura 4 - Custo US\$/kW instalado em usinas fotovoltaicas centralizadas - Fonte: EPE - NOTA TÉCNICA PR 07/18 (2018)	14
Figura 5 - Preço de kit e integração de sistemas fotovoltaicos de diferentes potências em janeiro de 2020. À época o dólar custava R\$ 4,02 - Fonte: Artigo A Alta do Dólar e o Setor Fotovoltaico (Greener) - https://www.greener.com.br/greener_artigos/a-alta-do-dolar-e-o-setor-fotovoltaico/	15
Figura 6 - Áreas aptas para instalação de usinas fotovoltaicas - fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição (INPE - 2017)	17
Figura 7 - Gráfico de eficiência x potência de saída/potência nominal do inversor respectivamente – Fonte: Inversor Sunny Boy (SMA)	20
Figura 8 - Gráfico da potência de saída do dia 12/02 na usina “JCA” - Fonte: Própria.....	30
Figura 9 - Gráfico da potência de saída do dia 25/02 na usina “JCA” - Fonte: Própria.....	30
Figura 10 - Gráfico da potência de saída do dia 11/08 na usina “JCA” - Fonte: Própria.....	31
Figura 11 - Gráfico da potência de saída do dia 25/08 na usina “JCA” - Fonte: Própria.....	31
Figura 12 - Gráfico de eficiência pelo fator multiplicado da saída - Fonte: Própria.....	36
Figura 13 - Gráfico da potência de saída do dia 08/02 na usina “Luis” - Fonte: Própria.....	45
Figura 14 - Gráfico da potência de saída do dia 10/02 na usina “Luis” - Fonte: Própria.....	45
Figura 15 - Gráfico da potência de saída do dia 12/08 na usina “Luis” - Fonte: Própria.....	46
Figura 16 - Gráfico da potência de saída do dia 03/08 na usina “Luis” - Fonte: Própria.....	46
Figura 17 - Gráfico da potência de saída do dia 12/02 na usina “Rovigo” - Fonte: Própria....	48
Figura 18 - Gráfico da potência de saída do dia 08/02 na usina “Rovigo” - Fonte: Própria....	48
Figura 19 - Gráfico da potência de saída do dia 12/08 na usina “Rovigo” - Fonte: Própria....	49
Figura 20 - Gráfico da potência de saída do dia 06/08 na usina “Rovigo” - Fonte: Própria	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração Total de Micro e Minigeração distribuídas em GWh - Fonte EPE Balanço Energético Anual 2020 (BEN 2020)	12
Tabela 2 - Tabela de eficiência x Potência de saída CA - Fonte: Fronius.....	22
Tabela 3 - Cenário Ano todo JCA - Fonte: Própria.....	24
Tabela 4 - Cenário Ano todo Luis - Fonte: Própria.....	25
Tabela 5 - Cenário Ano todo Rovigo - Fonte: Própria	25
Tabela 6 - Variação da eficiência máxima do sistema pela variação da tensão - Fonte: Própria	26
Tabela 7 - Cenário Verão JCA - Fonte: Própria	26
Tabela 8 - Cenário Verão Luis - Fonte: Própria	27
Tabela 9 - Cenário Verão Rovigo - Fonte: Própria	27
Tabela 10 - Cenário Inverno JCA - Fonte: Própria	28
Tabela 11 - Cenário Inverno Luis - Fonte: Própria	28
Tabela 12 - Cenário Inverno Rovigo - Fonte: Própria.....	29
Tabela 13 - Cenário dias claros e dias nublados JCA - Fonte: Própria	32
Tabela 14 - Cenário Ano todo JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	34
Tabela 15 - Cenário Ano todo Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	34
Tabela 16 - Cenário Ano todo Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	35
Tabela 17 - Dados das perdas quantitativas (JCA).....	37
Tabela 18 - Dados das perdas quantitativas (Luis).....	37
Tabela 19 - Dados das perdas quantitativas (Rovigo)	37
Tabela 20 - Cenário dias claros e dias nublados Luis - Fonte: Própria	44
Tabela 21 - Cenário dias claros e dias nublados Rovigo - Fonte: Própria.....	47
Tabela 22 - Cenário Verão JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	50
Tabela 23 - Cenário Verão Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	50
Tabela 24 - Cenário Verão Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	50
Tabela 25 - Cenário Inverno JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	50
Tabela 26 - Cenário Inverno Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	51
Tabela 27 - Cenário Inverno Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	51
Tabela 28 - Cenário dias claros e dias nublados JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	51
Tabela 29 - Cenário dias claros e dias nublados Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria.....	52
Tabela 30 - Cenário dias claros e dias nublados Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
RN	Resolução Normativa
BEN	Balço Energético Nacional
PDE	Plano Decenal de expansão de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
GD	Geração Distribuída
FC	Fator de Capacidade
O&M	Operação e Manutenção
C.C.	Corrente Contínua
C.A.	Corrente Alternada
LCOE	Levelized Cost of Energy
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	8
1.1 Motivação e justificativa	8
1.2 Objetivos do Projeto	9
1.2.1 Objetivo Geral	9
1.2.2 Objetivos Específicos	10
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1 A geração distribuída e o mercado	11
2.2 Geração distribuída fotovoltaica	16
2.3 Inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	18
3 METODOLOGIA	21
4 RESULTADOS	24
4.1 Análise global 1 – Potência de pico de saída fixa com potência nominal do inversor variando.....	24
4.1.1 Cenário Ano Todo	24
4.1.2 Cenário Verão	26
4.1.3 Cenário Inverno	28
4.1.4 Cenário dias claros e dias nublados	29
4.2 Análise global 2 – Potência nominal do inversor fixa com Potência de pico dos módulos FVs de saída variando.....	33
4.2.1 Cenário Ano Todo	34
4.2.2 Cenários Verão, Inverno e dias claros e nublados.....	38
5 CONCLUSÃO.....	39
5.1 Conclusões Gerais.....	39
5.2 Propostas de continuidade	40
REFERÊNCIAS	42
ANEXOS	44

1 INTRODUÇÃO

Existe uma demanda crescente no mercado acerca de sistemas de geração distribuída, sendo a geração fotovoltaica, tanto residencial, quanto comercial, uma das vertentes que teve a maior expansão nos últimos anos. No Brasil percebe-se um crescimento substancial nas instalações destes sistemas de geração de energia após a promulgação da RN nº 482/2012 da ANEEL, atualizada posteriormente pela RN nº 687/2015, onde foi regulamentado o acesso de micro e mini geradores distribuídos ao sistema de distribuição. Desde então, observamos uma evolução de uma capacidade instalada próxima de 0 em 2012 e 2015, para algo em torno de 3.709 MW em geração distribuída fotovoltaica hoje, com aproximadamente 305.769 sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede (ANEEL/ABSOLAR, 2020). O sistema, porém, depende do uso de um conversor estático, conhecido como inversor ou conversor c.c./c.a., de forma a converter a tensão contínua produzida pelos painéis fotovoltaicos em uma tensão alternada compatível com a forma de onda da rede elétrica da concessionária de energia e atendendo às normas de conexão estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST).

O funcionamento desses inversores, em particular a sua eficiência de conversão, ou seja, a capacidade de transferir energia à rede elétrica com baixas perdas energéticas e a técnica de *oversizing* muito utilizada hoje pelos fabricantes de forma a buscar garantir essa eficiência em seu máximo, motivaram o estudo a ser apresentado neste trabalho.

1.1 Motivação e justificativa

O conversor estático é projetado para operar em um ponto de potência nominal, com pequenas variações, onde ele opera com eficiência de conversão ótima. Porém, apesar de a eficiência ótima dos inversores comerciais estar, em média, na faixa dos 98%, representando uma mínima perda de energia entre gerador e a rede elétrica, a realidade é que os inversores são forçados a operar frequentemente fora de seu ponto nominal, em regiões onde a eficiência de conversão diminui consideravelmente e gera maiores perdas energéticas no sistema. Tal fato é consequência direta da influência de aspectos climáticos e da variação de irradiação solar durante o dia e ao longo do ano sobre a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. Isto, aliado a outros mecanismos, como efeito joule em contatos, sombreamento e posicionamento não

ótimo dos painéis, faz com que uma parte significativa da energia gerada, ou da capacidade de geração de uma instalação, seja perdida.[1]

Atualmente, este problema de perda de eficiência de conversão é solucionado pelos especialistas em sistemas fotovoltaicos com uma técnica conhecida por *oversizing*, onde é instalado um arranjo fotovoltaico com uma potência de pico, que é a potência de saída máxima que aquele arranjo pode atingir em condições ideais e é a medida mais adotada no mercado para classificar as instalações fotovoltaicas, maior que a potência nominal do conversor estático. Existe também o fator de dimensionamento do inversor (FDI), que é basicamente a relação entre a potência nominal do inversor e a potência real do gerador fotovoltaico, esta relação é basicamente a inversa do fator de *oversizing* descrita ao longo deste trabalho, mas é uma medida similar também utilizada para estudos de sobredimensionamento de sistemas fotovoltaicos.[2] Dessa forma, a potência gerada ao longo dos diferentes períodos do dia é maior do que aquela que seria produzida com um arranjo compatível à potência nominal do inversor, portanto este opera em uma zona de maior eficiência. Contudo, nos eventuais picos de geração, o inversor satura sua saída, desperdiçando a capacidade de geração excedente e aumentando as perdas. Com a redução do preço por kWp de painéis fotovoltaicos, é comum encontrar instalações com capacidade instalada de 20% a 80% da potência nominal do inversor, ou seja, uma razão de overpanelling de 1.2 a 1.8.[1]

Apesar desta técnica, em alguns casos, promover um melhor aproveitamento do inversor, há uma subutilização da capacidade da instalação, gerando perdas energéticas ao longo do tempo. Este estudo foi motivado pela carência de uma solução ótima existente no mercado em relação à eficiência destes inversores e às técnicas de *oversizing*, e busca proposições de possíveis modificações topológicas de forma a obter equipamentos com um perfil de eficiência mais regular ou formas de utilizar de forma mais eficiente técnicas como o *oversizing*.

1.2 Objetivos do Projeto

1.2.1 Objetivo Geral

- Estudar o impacto da eficiência de inversores grid-tie em sistemas fotovoltaicos por meio de análise de dados de sistema de monitoramento comercial

1.2.2 Objetivos Específicos

Com base no exposto até o momento este projeto possui os seguintes objetivos:

- Realizar estudo de eficiência de conversão para conversores estáticos comerciais, a partir do acesso ao banco de dados de um sistema de monitoramento de centrais fotovoltaicas, disponibilizado pela empresa SolarView;
- Indicar curvas médias de eficiência de conversão em diferentes períodos do ano de equipamentos utilizados no mercado brasileiro atualmente;
- Identificar os principais mecanismos de perdas responsáveis pela baixa eficiência de conversão destes equipamentos;
- Gerar subsídios às futuras proposições de modificação topológica de inversores, com o intuito de desenvolver equipamentos com perfil de eficiência de conversão adequado à aplicação em geração distribuída fotovoltaica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A geração distribuída e o mercado

O mercado de geração distribuída (GD) cresce em ritmo acelerado no mundo todo, inclusive no Brasil, esse desenvolvimento se deve a fatores como a busca por energias renováveis derivadas de recursos não-fósseis e energias mais limpas. Além disso, a GD requer investimentos menores, garantindo menos riscos quando comparado com as grandes usinas de produção de energia que requerem altas quantias de dinheiro de governos e investidores, além de licenciamento ambiental complexo e necessidade de grandes áreas para a construção, podendo ter impacto em áreas residenciais e populações locais, isso sem contar o impacto ambiental atrelado.

Dessa forma, entende-se o movimento crescente de implementação da GD, e da energia fotovoltaica, em todo o mundo, sendo uma solução que garante um menor impacto ambiental, econômico, social e técnico do setor de energia e da sociedade como um todo, como pode ser observado na figura abaixo retirada do *Snapshot of Global PV Markets 2020* da *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)*, que se trata de um estudo simplificado feito pela agência internacional de energia de forma a dar um panorama geral mundial sobre o mercado de sistemas fotovoltaicos.[3].

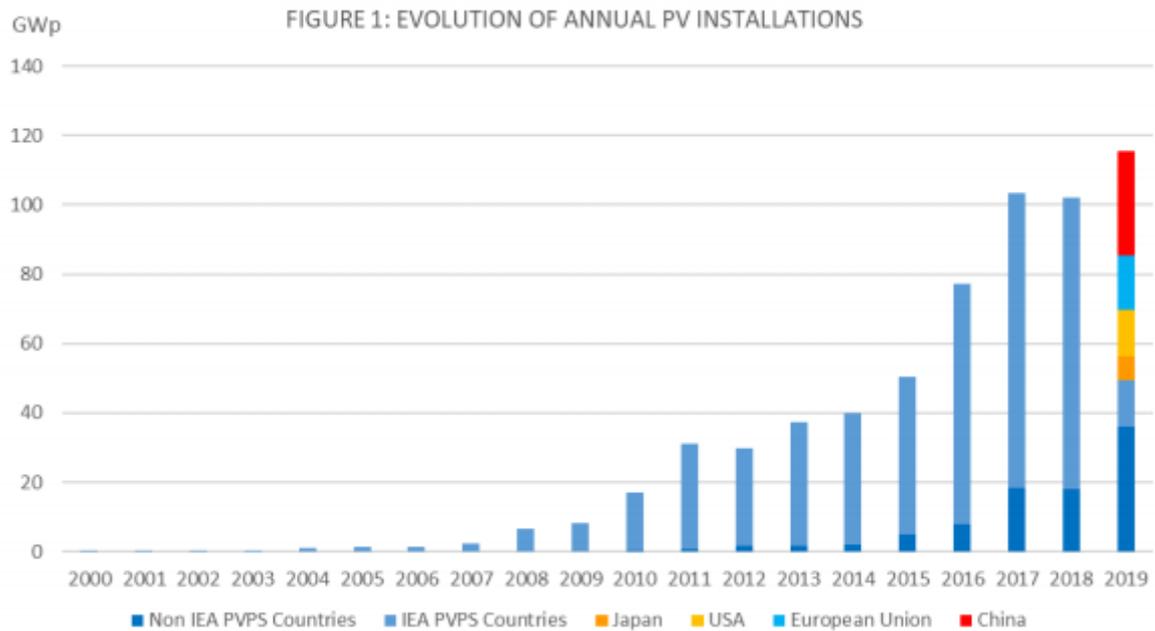


Figura 1 - Gráfico de Potência instalada (GWp) de sistemas fotovoltaicos ao longo dos últimos anos - Fonte: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)

Pode-se perceber este movimento crescente da GD também no Brasil a partir dos dados apresentados na Tabela 1, obtidos através do Balanço Anual de Energia 2020 (BEN 2020) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Os dados sobre a evolução de sistemas fotovoltaicos e quaisquer outras fontes de energia, assim como na Figura 1 acima, normalmente são dados em capacidade instalada, ou potência instalada, representada em Wp ou W, os dados da tabela abaixo, entretanto são fornecidos em geração de energia efetiva em Wh. [4][5].

Tabela 1 - Geração Total de Micro e Minigeração distribuídas em GWh - Fonte EPE Balanço Energético Anual 2020 (BEN 2020)

2015	2016	2017	2018	2019
35	104	359	828	2.226

A EPE ainda realiza anualmente estudos sobre o futuro na próxima década do mercado de energia, e segundo este plano decenal a tendência da Micro e Minigeração distribuída é de grande crescimento, principalmente da fonte fotovoltaica, como pode ser observado no gráfico da Figura 1, retirado do Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029) da EPE.

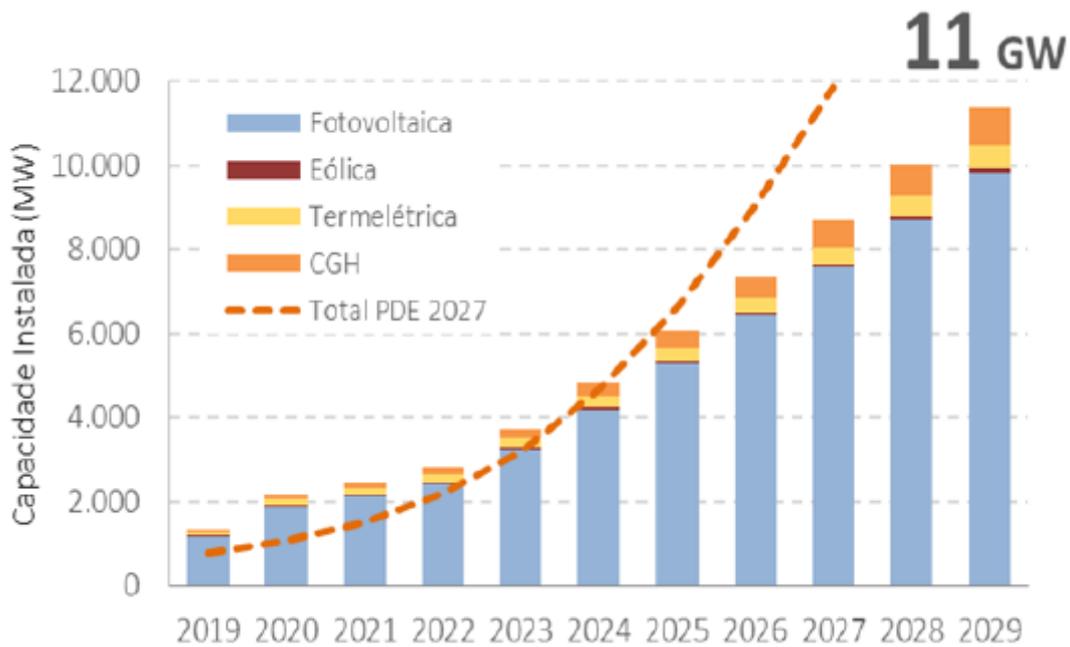


Figura 2 – Expectativa de evolução da capacidade instalada da Micro e Minigeração distribuída - Fonte: EPE Plano decenal de energia 2029 (PDE 2029)

As diferentes fontes de produção de energia podem ser comparadas tanto na questão do investimento necessário quanto da geração efetiva de energia, para essa medida existe o fator de capacidade (FC), que se trata da razão entre a potência média gerada por uma usina e sua capacidade instalada. A capacidade instalada representa o total de energia que aquela usina produziria em condições ideais, porém, devido a fatores climáticos e técnicos que influenciam diretamente na produção de energia pelas usinas, temos que a energia efetivamente gerada durante diferentes horas do dia, e ano, são bem diferentes, dessa forma é feito um estudo com base em médias geradas ao longo do tempo e aos fatores climáticos da região específica para se ter uma produção média de cada tipo de geração de energia, tendo a fotovoltaica por exemplo um FC entre 10 a 25% ao redor do mundo. Estes valores de FC para sistemas fotovoltaicos variam por diversos motivos, como irradiação solar do local, do sistema ser fixo (em orientação e inclinação), onde neste caso pode chegar a FC de 18%, e do sistema possuir rastreamento solar, onde neste caso pode chegar a 25%. [6].

Mesmo com um FC relativamente mais baixo que as outras opções de geração de energia, tendo por exemplo um FC próximo de 50-70% para energia hidráulica e de 30-50% para eólica, a energia fotovoltaica se mostra crescente no mercado e com uma competitividade também significativa, tanto para grande gerações, como também, para pequenas gerações fotovoltaicas (GD) as quais não necessitam de grandes investimentos, permitindo sua instalação em residências, comércios e indústrias com valores acessíveis. Além disso, o fato de ser uma tecnologia com uma curva de aprimoramento tecnológico crescente, atrai cada vez mais

investimentos e pesquisas na área de forma a aumentar a eficiência do sistema, o que melhora o FC estimado e também, uma queda nos valores dos equipamentos necessários para sua operação, garantindo uma competitividade no mercado. Segundo dados obtidos no BEN 2020 da EPE, é possível verificar que a energia solar fotovoltaica é a que tem a maior relevância no mercado de Geração Distribuída, como observado na Figura 2 .[4]

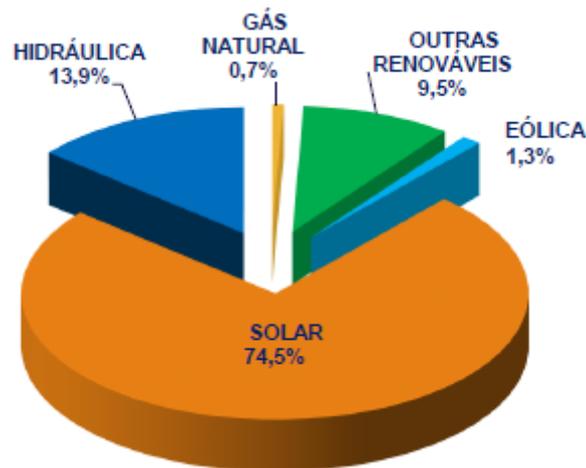


Figura 3 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 - Fonte: EPE Balanço Energético Anual 2020 (BEN 2020)

Dessa forma, a razão entre energia efetivamente produzida pelo custo do sistema fotovoltaico fica cada vez mais favorável, tornando o valor pago pelo kWh do sistema competitivo em relação às outras fontes de energia. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em seu Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), teremos nos próximos 30 anos uma queda drástica no custo por kW instalado, algo superior a 30%, garantindo o potencial de mercado da energia fotovoltaica, como visto na Figura 3 [7].

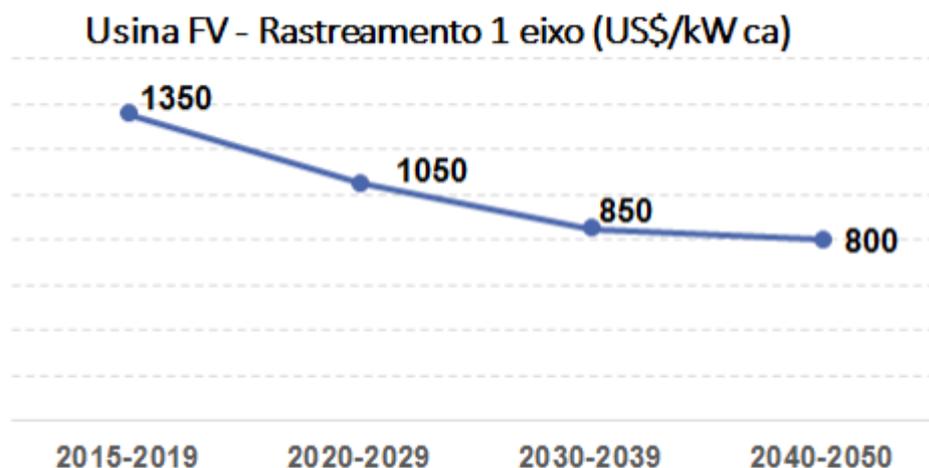


Figura 4 - Custo US\$/kW instalado em usinas fotovoltaicas centralizadas - Fonte: EPE - NOTA TÉCNICA PR 07/18 (2018)

Obviamente os custos de sistemas GD ficam um pouco acima das centralizadas, como pode ser visto na Figura 5 abaixo, devido certos ganhos de escala que as grandes centrais geradoras possuem, além de facilidade de importação, mas em geral todo o mercado é beneficiado com a diminuição dos custos dos equipamentos.

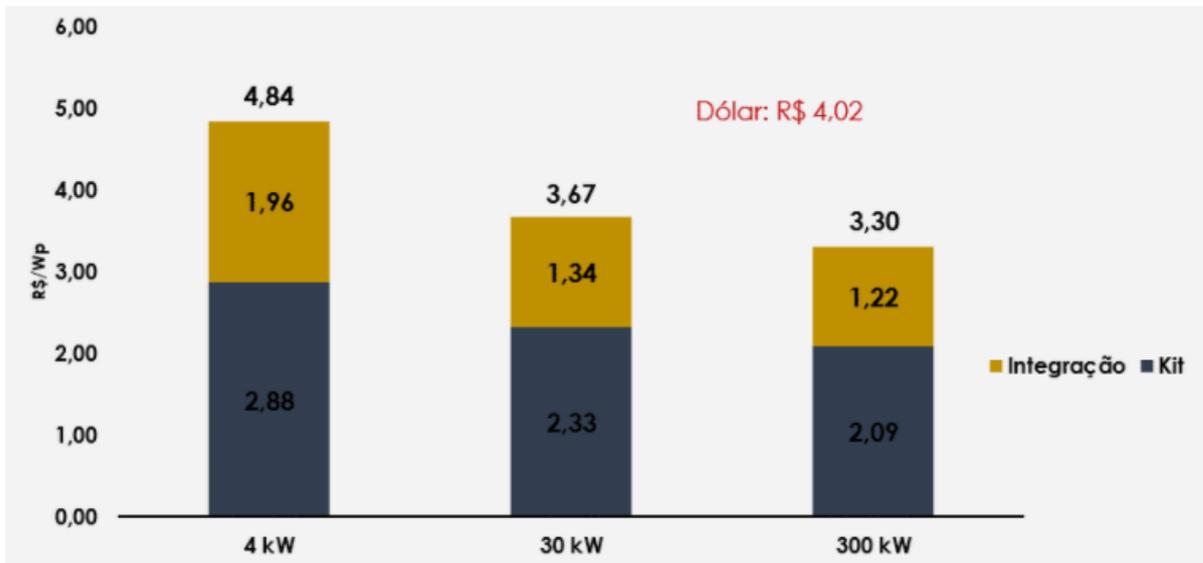


Figura 5 - Preço de kit e integração de sistemas fotovoltaicos de diferentes potências em janeiro de 2020. À época o dólar custava R\$ 4,02 - Fonte: Artigo A Alta do Dólar e o Setor Fotovoltaico (Greener) - https://www.greener.com.br/greener_artigos/a-alta-do-dolar-e-o-setor-fotovoltaico/

Além disso, a energia fotovoltaica ainda possui uma eficiência de conversão da irradiação do sol em energia elétrica considerada baixa, possibilitando um aumento dessa eficiência com pesquisas no aprimoramento tecnológico destes equipamentos. O desenvolvimento de baterias eficientes que se adequem ao sistema fotovoltaico, com preços competitivos ao mercado, que permitam a utilização da energia produzida durante o dia nas usinas no horário de ponta à noite, onde a energia é consideravelmente mais cara, pode também revolucionar o setor das fotovoltaicas, garantindo uma competitividade que nunca antes tiveram.[7]

Os próprios custos de operação e manutenção (O&M) também tendem a cair com o passar dos anos, com aprimoramentos tecnológicos que permitam a vistoria automatizada através de drones, módulos de limpeza automática para os painéis fotovoltaicos, entre outros fatores, que garantem também uma melhora na eficiência e na vida útil dos equipamentos.[7]:

2.2 Geração distribuída fotovoltaica

Este projeto tem como motivador a geração distribuída fotovoltaica, mais especificamente os inversores desses sistemas que serão futuramente detalhados, dessa forma se faz importante entender o funcionamento e a importância dessa geração de energia para o Brasil e o mundo. O Brasil passa por uma crise energética, nossa matriz elétrica é extremamente dependente de energia hídrica, segundo a EPE, em seu Balanço Energético Nacional 2020 (BEN 2020), 64,9% da energia brasileira provinha desses recursos, o que nos torna vulneráveis à períodos de secas e gera um limite até onde os recursos hídricos do país podem ser utilizados sem danos graves à natureza.

Dessa forma, já é possível perceber que apenas o recurso energético hídrico não é suficiente para o abastecimento de energia, com qualidade, de um país de grande proporção territorial. Apesar do acionamento emergencial de usinas termoeletricas, que geralmente utilizam carvão mineral, em momentos de seca ajudar a atender o suprimento de energia do país, sua operação gera um aumento na tarifa de energia da população como também da emissão de gases efeito estufas que são nocivos à camada atmosférica.

O Brasil possui excelentes índices de incidência da radiação solar, tendo em suas melhores áreas (ex: semiárido brasileiro) uma média diária anual de irradiação solar no país entre 4,27 e 6,1 kWh/m²/dia, enquanto que a área (ex: região sul) com a pior radiação solar do país fica entre 4,7 e 4,85 Wh/m²/dia, em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Como exemplo o país líder em produção de energia fotovoltaica, a Alemanha, possui uma incidência de radiação solar de apenas 3,4kWh/m²/dia, no mesmo plano de inclinação de acordo com a latitude, o que comprova o potencial solar do Brasil e a importância de se investir nesse tipo de energia, como pode ser observado na Figura 4[5].

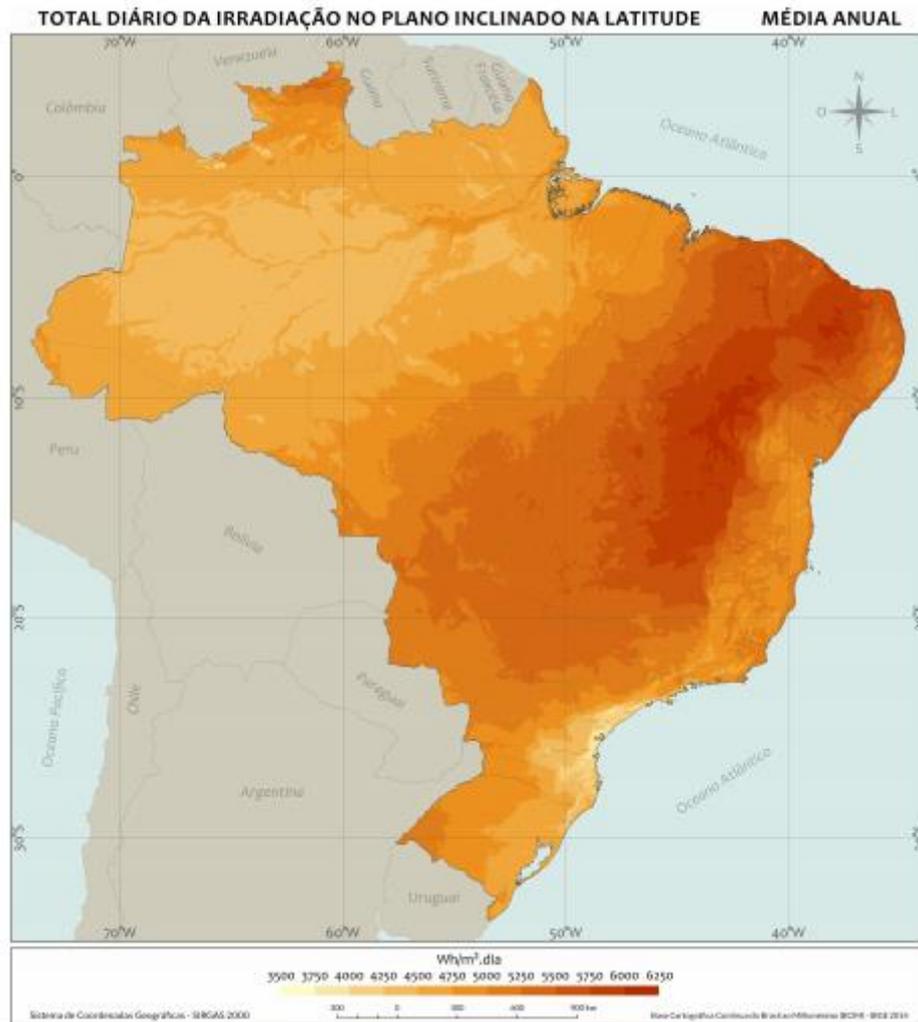


Figura 6 - Áreas aptas para instalação de usinas fotovoltaicas - fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição (INPE - 2017)

A resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL possibilitou a inserção da geração distribuída fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro e, conseqüentemente, o seu crescimento. Essa norma possui como objetivo “estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia” (Aneel 482/2012). Sendo microgeração definida na norma como: “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” (Aneel RN nº 482/2012). E minigeração também definida na norma como: “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” (Aneel RN nº 482/2012).

Em seguida, na promulgação da RN nº 687/2015, os limites da microgeração foi alterado para até 75 kW e o da minigeração para entre 75 kW e 5 MW de capacidade instalada. A partir dessa norma, usinas de geração de energia inclusas na norma poderiam gerar energia e injetar essa energia na rede de distribuição, recebendo créditos da concessionária de energia elétrica, e podendo utilizar para abater seus gastos com energia, em quaisquer faturas elétricas que pertença ao mesmo proprietário da usina de geração durante 60 meses. Essa produção também recebe isenções de certos impostos o que a torna ainda mais economicamente viável e apelativa, além do fato de ser uma energia limpa e sustentável. [8][9][5]

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR), que é basicamente um arranjo de painéis fotovoltaicos conectados a um inversor específico c.c/c.a e então conectado à rede de distribuição de energia, representa a parte regulamentada pela norma 482 da ANEEL e o inversor deste sistema será estudado ao decorrer deste projeto de conclusão de curso.[5]

2.3 Inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Os inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram a inspiração para o desenvolvimento deste projeto, portanto precisam ser avaliados em diversos quesitos de forma a se obter uma total compreensão de sua importância ao sistema como um todo, como seus pontos de falha, sua influência no custo final da energia produzida, as diferentes topologias utilizadas e suas conexões.

Basicamente, utiliza-se no mercado diversas configurações entre inversores e sistemas, cada uma com suas vantagens e desvantagens, para exemplo detalha-se abaixo três delas:

- Centralizada, com todos os painéis fotovoltaicos conectados a apenas um inversor central;
- Paralelo com separação no barramento do lado c.c., cada painel fotovoltaico é conectado a um inversor dedicado que ficam conectados paralelamente no lado c.a.;
- Paralelo com barramento em comum, os inversores são conectados paralelamente em ambos os lados c.c. e c.a..[10]

Na primeira configuração, teríamos um custo menor com a compra de um único inversor de alta potência, englobando todo o sistema, porém essa configuração gera uma limitação de eficiência, exigindo um *oversizing* maior e uma confiabilidade menor do sistema, uma vez que uma falha no inversor impede que a energia c.c. produzida pelos módulos fotovoltaicos seja transformada em energia c.a. para ser transmitida pela rede elétrica da distribuidora, gerando perdas energéticas ao sistema SFCR.[10]

Já na segunda configuração temos uma liberdade maior em definir o ponto de máxima potência de cada inversor de acordo com o painel fotovoltaico ao qual ele está instalado, permitindo uma maior eficiência do sistema como um todo, uma vez que é possível avaliar a produção efetiva de cada painel individualmente e também ter taxas de *oversizing* um pouco menores. Porém, a confiabilidade ainda que maior que o primeiro tipo, ainda fica limitada uma vez que uma falha de um inversor ainda leva um painel a produzir zero energia.[10]

A terceira configuração em um sistema bem planejado e estudado teria uma maior eficiência, porém geraria também custos maiores e ainda exige um certo *oversizing* para que opere em uma eficiência razoável. Nesta configuração os inversores estão em paralelo em ambos os lados, dessa forma compartilham seus pontos de eficiência e ligam de acordo com a potência atual sendo gerada pela planta de forma a alcançar a melhor eficiência naquele momento, isso exige um sistema automatizado e uma falha em um inversor apenas afeta os pontos de melhor eficiência possíveis entre os inversores escolhidos, mas pelo *oversizing* ainda existe perda por saturação e ainda existem perdas por sombreamento e mudanças climáticas no sistema.[10]

Existem outros fatores além da topologia utilizada que influenciam a eficiência e funcionamento dos inversores em um sistema fotovoltaico, uma delas é a questão da relação entre temperatura das células fotovoltaicas e tensão do sistema. Esta relação no sistema é inversamente proporcional, logo quanto maior a temperatura das células fotovoltaicas menor a tensão, e consequentemente, quanto menor a temperatura maior a tensão. Este fator deve também ser levado em conta, uma vez que influencia na eficiência dos painéis fotovoltaicos, e é por este motivo que nem sempre uma maior irradiação solar representa a maior geração possível, uma vez que a alta temperatura nas células irá reduzir a eficiência. Além disso, os inversores possuem limites de tensão para o correto funcionamento, tanto mínima quanto máxima portanto, isto deve ser levado em conta ao se planejar o sistema e as conexões em série entre os painéis, de forma a não sobrecarregar os inversores, fazendo-os perder eficiência ou mesmo pararem de funcionar devido a uma tensão fora dos limites.[11]

Como já explicitado, os inversores são os responsáveis pela conversão da energia c.c. produzida pelos painéis fotovoltaicos em energia c.a. a ser injetada na rede de distribuição elétrica, e sua eficiência está diretamente relacionada a potência recebida pelos painéis ligados a ele naquele momento. A queda de eficiência surge justamente desta característica, uma vez que os painéis não geram sempre uma potência constante, essa potência varia ao longo dos dias, dos meses e do ano, devido a fatores climáticos, sombreamento e até mesmo falhas no projeto

como escolha de local adequado de instalação ou inclinação dos painéis. A curva típica de eficiência de um inversor está demonstrada na Figura 5:

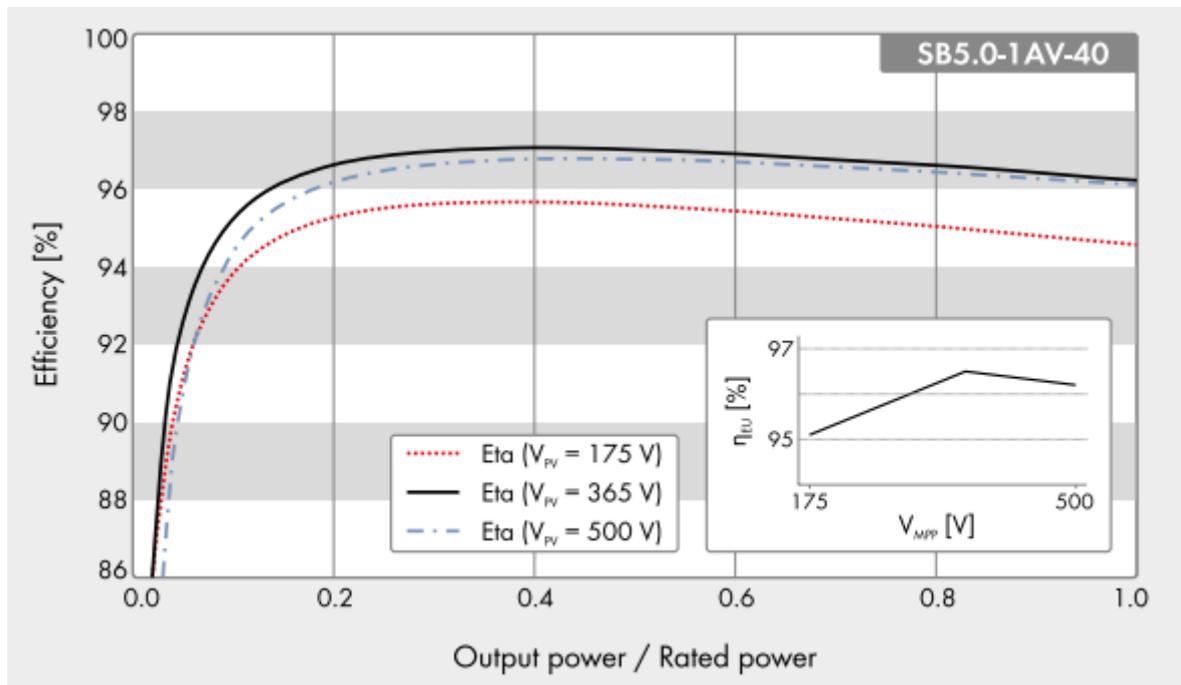


Figura 7 - Gráfico de eficiência x potência de saída/potência nominal do inversor respectivamente – Fonte: Inversor Sunny Boy (SMA)

Na Figura 5, é possível observar que o inversor possui menor eficiência em zonas de baixa potência, além de decair ligeiramente também nas zonas de alta potência, essas características geram uma perda de energia ao longo da produção da planta, uma vez que existe perda tanto nas zonas de baixa potência, que são ligeiramente compensadas pela técnica de *overpanelling*, porém esta técnica também gera uma perda na zona de alta potência, tanto pela ligeira perda de eficiência quanto pela perda por saturação. É possível verificar na Figura 5 a influência da variação da tensão na eficiência do inversor, como já mencionado acima.[10][11]

Em questão de segurança do inversor, a técnica de *overpanelling* realmente força o inversor a atuar sempre em seu máximo, devido à saturação ele estará atuando em potência máxima, porém os fabricantes já tem uma certa experiência com essa técnica utilizada, logo os inversores têm um sistema de proteção contra, principalmente, o aquecimento gerado por essa alta potência, onde em caso de aumento brusco de temperatura o inversor automaticamente liga sistemas de ventilação internas e/ou desliga o sistema de forma a não prejudicar os componentes eletrônicos internos. Apesar de não danificar, em caso de desligamento por superaquecimento, o sistema de geração de energia seria prejudicado.[12]

3 METODOLOGIA

A SolarView é uma empresa voltada para gestão e monitoramento energético de usinas voltadas para a Geração Distribuída, realizando análise de dados e uma metodologia para a gestão de energia dos projetos, principalmente fotovoltaicos. Para este projeto de conclusão de curso teremos como base de dados as informações fornecidas pela própria SolarView. O estudo então se inicia a partir de um banco de dados com coletas de amostras realizadas aproximadamente a cada 5 minutos durante todo o ano de diversos parâmetros de três usinas solares em funcionamento em diferentes localidades da cidade de Belo Horizonte controladas pela empresa de monitoramento.

O banco de dados foi fornecido com dados como data e horário das amostras coletadas, a tensão, a corrente, a temperatura, a energia gerada e, o mais importante para este estudo, a potência de saída (Potência CA obtida em W). Inicialmente os cálculos e simulações deste trabalho utilizariam também a Potência de Entrada, porém o banco de dados obtido não continha tal parâmetro, de qualquer forma, apenas a Potência de Saída é suficiente para alcançar os resultados desejados.

Portanto, como explicado, o foco será nos dados da potência de saída do inversor (Potência CA), uma vez que serão os dados relevantes para que possamos posteriormente analisar a eficiência dos inversores e fazer um estudo sobre perdas energéticas e eficiência do sistema como um todo. Para isso, precisa-se dos dados de eficiência dos inversores para que seja possível realizar os estudos desejados, ou seja, para gerar o vetor de perdas energéticas. Inicialmente utilizaremos como base a Tabela 4 onde são apresentados diferentes níveis de eficiência para distintos estágios de carregamento para o inversor Fronius Galvo 3.0-1 da fabricante Fronius.

Tabela 2 - Tabela de eficiência x Potência de saída CA - Fonte: Fronius

Max. efficiency (PV - grid)	96,1 %
European efficiency (η_{EU})	95,4 %
η at 5% $P_{ac,r}$ ³⁾	88,2 / 89,2 / 89,1 %
η at 10% $P_{ac,r}$ ³⁾	91,8 / 93,1 / 92,1 %
η at 20% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,4 / 95,0 / 94,9 %
η at 25% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,8 / 95,5 / 95,3 %
η at 30% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,8 / 95,7 / 95,6 %
η at 50% $P_{ac,r}$ ³⁾	95,0 / 96,0 / 95,5 %
η at 75% $P_{ac,r}$ ³⁾	94,6 / 95,8 / 95,6 %
η at 100% $P_{ac,r}$ ³⁾	93,9 / 95,4 / 95,3 %

Os cálculos feitos no MATLAB tratam-se, primeiramente, da criação de dois vetores, com os dados da Tabela 4, com dados da eficiência e da razão entre potência nominal do inversor e potência de saída respectivamente. Em seguida criou-se uma rotina entre o vetor potência de saída e uma interpolação entre os vetores mencionados acima, de forma a se ter uma melhor precisão da eficiência do inversor em cada ponto da potência de saída analisada, dessa forma com um cálculo simples pode-se estimar qual teria sido a entrada e a perda de energia naquele ponto, incluindo casos de saturação, criando-se assim o vetor perdas. Repete-se então os mesmos cálculos em diferentes tipos de inversores e diferentes cenários de gerações ao longo de um ano para se ter uma amostragem considerável e diversificada.

Com os dados obtidos acima, pode-se armazenar também no algoritmo criado dados como vetor de eficiência ao longo do tempo, resultados de perda energética total e eficiência média, em diferentes cenários considerados. Assim, é possível alcançar os objetivos deste projeto, com a análise da eficiência dos inversores, resultados sobre a técnica de *oversizing*, demonstração de forma clara das perdas energéticas do sistema e identificação da necessidade de obter melhoras no sistema dos inversores de forma a evitar tais perdas de eficiência.

Para alcançar resultados satisfatórios e que fossem suficientes para uma análise e discussão de qualidade sobre os dados obtidos, decidiu-se subdividir os resultados em dois tipos de análises globais, sendo elas:

- Análise dos dados com o vetor de potência de saída dos módulos FVs fixo, e com a potência nominal do inversor utilizado variando;

- Análise dos dados com a potência nominal do inversor utilizado fixa, e com o vetor de potência de saída dos módulos FVs variando, ou seja, simulando um sistema com diferentes potências de pico.

Em cada uma dessas análises globais teremos também a análise de 4 cenários distintos, sendo eles:

- Dados globais, ou seja, considerando as medições feitas durante todo o ano do banco de dados obtido;
- Dados de verão, ou seja, filtrando os dados apenas de fevereiro (meio do verão), para uma análise específica dessa estação.
- Dados de inverno, ou seja, filtrando os dados apenas de agosto (meio do inverno), para uma análise específica dessa estação.
- Dados de um dia claro e um dia nublado em cada estação já analisada.

Sempre mencionaremos também, em todas as análises e cenários mencionados, 3 diferentes bancos de dados, obtidos das 3 diferentes usinas fotovoltaicas disponibilizados pela SolarView para a execução deste trabalho, sendo identificadas pelos nomes “JCA”, “Luis” e “Rovigo”. Dessa forma acredita-se que teremos uma boa amostragem de dados que permita chegar em resultados consistentes e, assim, obter as conclusões pretendidas neste estudo.

4 RESULTADOS

4.1 Análise global 1 – Potência de pico de saída fixa com potência nominal do inversor variando

Esta primeira análise global será demonstrada através de tabelas específicas para cada um dos cenários, com os dados de eficiência de conversão média para três diferentes potências nominais do inversor, ou seja:

- Potência Nominal sem *oversizing*, ou seja, com fator 1:1 de acordo com a potência de pico de saída do cenário analisado (**Potência fator 1:1**);
- Potência Nominal que garante o ponto de máxima eficiência no cenário analisado (**Potência de ponto ótimo**). Portanto, nesta análise pode-se obter o fator ótimo de *oversizing* naquele cenário.
- Nos cenários que não sejam o do ano todo, será incluído também a potência de ponto ótimo obtido na análise do ano todo. Assim, é possível verificar as perdas ou ganho de eficiência naquele cenário específico em comparação com o que seria a potência ótima para o ano daquele sistema fotovoltaico. (**Potência ótima do ano todo**).

Desta forma, é possível analisar se a melhor potência para o ano seria a melhor potência para certos cenários analisados.

4.1.1 Cenário Ano Todo

A tabela 3, que representa resultados da primeira usina “JCA”, foi estruturada seguindo os cálculos detalhados na metodologia. A eficiência média máxima encontrada foi de 95,31% para a potência nominal de 4608 W do inversor, o que demonstra que neste sistema, o *oversizing* ideal seria em torno de apenas 2,97%. Considerando o fator de 1:1 entre os painéis fotovoltaicos e o inversor, verifica-se que haveria uma perda de apenas 0,01% de eficiência.

Tabela 3 - Cenário Ano todo JCA - Fonte: Própria

Banco de dados “JCA” – Arranjo Fotovoltaico 4.745 Wp				
Potência Inversor (W)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/ano)	Perdas (kWh/ano)
4745 ¹	95,30%	0	4638,9	228,95
4608 ²	95,31%	+2,97%	4637,3	228,32

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

Na Tabela 4, com dados da usina “Luis”, observa-se um *oversizing* ideal também baixo, em torno de 8,74%, e uma perda de eficiência no fator 1:1 de 0,02%.

Tabela 4 - Cenário Ano todo Luis - Fonte: Própria

Banco de dados “Luis” – Arranjo Fotovoltaico 2.065 Wp				
Potência Inversor (W)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/ano)	Perdas (kWh/ano)
2065 ¹	95,46%	0	2655,4	126,42
1899 ²	95,48%	+8,74%	2654,8	125,78

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

Na tabela 5, com dados da última usina “Rovigo”, percebe-se que o *oversizing* praticamente não faz nenhuma diferença, ficando em torno de 0,71%. Com um *oversizing* ideal tão baixo, o fator 1:1 basicamente não altera a eficiência média.

Tabela 5 - Cenário Ano todo Rovigo - Fonte: Própria

Banco de dados “Rovigo” – Arranjo Fotovoltaico 5.130 Wp				
Potência Inversor (W)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/ano)	Perdas (kWh/ano)
5130 ¹	95,45%	0	7049,6	335,78
5094 ²	95,45%	+0,71%	7048,9	335,72

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

Apenas como um adendo a esta análise global e do cenário do ano todo, deve-se entender que neste estudo, para simplificação, foi considerado apenas a eficiência na tensão nominal do inversor informada pelo catálogo do fabricante. No caso do inversor da Fronius, utilizado neste trabalho, essa tensão é de 330V. Porém, de forma a apresentar a influência da variação da tensão na eficiência de conversão, a Tabela 6, de forma simplificada, apresenta as eficiências máximas encontradas no ponto ótimo de potência nominal do inversor, considerando as tensões nominal, mínima e máxima do inversor.

Tabela 6 - Variação da eficiência máxima do sistema pela variação da tensão - Fonte: Própria

	JCA	Luis	Rovigo
Eficiência máxima com tensão nominal (330V)	95,23%	95,48%	95,45%
Eficiência máxima com tensão mínima (165V)	94,26%	94,42%	94,37%
Eficiência máxima com tensão máxima (440V)	95,05%	95,18%	95,19%

De acordo com a Tabela 6, pode-se perceber que planejar o sistema de forma a garantir que a tensão que irá chegar ao inversor fique a mais próxima da ideal possível é muito importante, uma vez que pode haver uma perda de eficiência de mais de 1% no sistema, e em casos de ficar abaixo da mínima ou acima da máxima o inversor interromperia o funcionamento e prejudicaria a geração.

4.1.2 Cenário Verão

Percebe-se nos dados da Tabela 7 que os resultados para a análise do meio do verão no mês de fevereiro são muito semelhantes à análise do ano todo, com um *oversizing* ideal de 2,97% e fator 1:1 alterando apenas 0,01% na eficiência média. Como nesse caso a potência de ponto ótimo do cenário é a mesma da potência de ponto ótimo do ano todo, foram analisadas apenas essas duas potências neste cenário, uma vez que a eficiência máxima de ambos os cenários serão alcançadas na mesma potência nominal do inversor. Foi incluído aqui uma coluna extra para verificar comparativamente a eficiência do ano todo com a eficiência do cenário. Como pode ser visto na Tabela 7, a eficiência de conversão média no verão foi abaixo daquela verificada no ano todo, fato que pode ser explicado pela perda de eficiência devido à alta temperatura causada pela incidência mais direta do sol nas células fotovoltaicas.

Tabela 7 - Cenário Verão JCA - Fonte: Própria

Banco de dados "JCA" – Arranjo Fotovoltaico 4.745 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
4745 ¹	95,22	95,30%	0	442,45	22,19
4608 ^{2 3}	95,23	95,31%	+2,97%	442,15	22,14

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

Novamente, na usina “Luis” percebe-se uma necessidade de *oversizing* um pouco maior que nas usinas “JCA” e “Rovigo”, porém desta vez menor que a observada no ano todo, ficando aqui em torno de 3,74%. Percebe-se uma perda de 0,01% na eficiência ao se utilizar a potência nominal ideal para o ano todo, porém nenhuma perda perceptível ao se utilizar o fator 1:1. Também se observa uma eficiência levemente menor que a do ano todo como observado na usina analisada acima.

Tabela 8 - Cenário Verão Luis - Fonte: Própria

Banco de dados “Luis” – Arranjo Fotovoltaico 2.065 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
2051 ¹	95,37%	95,46%	0	225,06	10,93
1977 ²	95,37%	95,47%	+3,74%	225,01	10,91
1899 ³	95,36%	95,48%	+8,00%	224,90	10,94

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

Na usina “Rovigo”, como observado na análise do ano todo, o *oversizing* ideal é quase inexistente, em torno de 0,35%, logo não se observa perdas perceptíveis de eficiência no fator 1:1. Existe, no entanto, uma perda de 0,01% de eficiência ao se utilizar a potência nominal ideal para o ano todo de 5094W. Da mesma forma que as outras usinas, a eficiência média no verão é um pouco menor que a observada no ano todo.

Tabela 9 - Cenário Verão Rovigo - Fonte: Própria

Banco de dados “Rovigo” – Arranjo Fotovoltaico 5.130 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
5127 ¹	95,32%	95,45%	0	546,89	27,02
5109 ²	95,32%	95,45%	+0,35%	549,75	27,01
5094 ³	95,31%	95,45%	+0,65%	549,62	27,02

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

4.1.3 Cenário Inverno

No inverno do mês de agosto da usina JCA, observa-se uma necessidade um pouco maior de *oversizing* de forma a alcançar a eficiência máxima, algo em torno de 7,98% e uma perda de 0,02% de eficiência ao se utilizar o fator 1:1. A perda ao se utilizar a potência nominal padrão ficou em 0,01%. A eficiência no auge do inverno de agosto também é menor que a encontrada no ano todo, provavelmente por ter sido um mês com mais dias nublados, o que gerou perdas nas áreas de baixa potência.

Tabela 10 - Cenário Inverno JCA - Fonte: Própria

Banco de dados "JCA" – Arranjo Fotovoltaico 4.745 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
4669 ¹	95,19%	95,30%	0	429,34	21,67
4324 ²	95,21%	95,24%	+7,98%	429,10	21,58
4608 ³	95,20%	95,31%	+1,32%	429,27	21,63

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

O *oversizing* ideal da usina "Luis" mostrou no inverno ser menor que nos outros cenários estudados, algo em torno de apenas 1,23%. A perda para o fator 1:1 foi também imperceptível. Já as perdas com a potência nominal padrão foi de 0,03%. Este cenário desta usina, entretanto apresentou uma eficiência média superior a encontrada no ano todo, apesar da energia gerada ainda ser menor que a do verão. Este fato pode ser explicado por ter sido um mês com menos dias nublados, o que garantiu um aumento na eficiência média, apesar da menor geração.

Tabela 11 - Cenário Inverno Luis - Fonte: Própria

Banco de dados "Luis" – Arranjo Fotovoltaico 2.065 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
1724 ¹	95,53%	95,41%	0	220,79	10,33
1703 ²	95,53%	95,39%	+1,23%	220,77	10,33
1899 ³	95,50%	95,48%	-9,21%	220,79	10,40

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

Nos dados da tabela 12, devido aos arredondamentos feitos, o cenário com fator 1:1 teria maior eficiência que o ponto ótimo, realmente a diferença é muito pequena, porém no ponto ótimo a eficiência real é aproximadamente 0,0003% maior. Novamente, na usina Rovigo, percebe-se o baixo *oversizing* necessário, ficando próximo de 0,49%, ficando acima do observado no verão e abaixo do observado no ano todo. A perda para o fator 1:1 foi imperceptível e também com nenhuma perda perceptível para a utilização da potência nominal padrão. Novamente a eficiência do inverno se mostra maior que a do ano todo, assim como na usina “Luis”.

Tabela 12 - Cenário Inverno Rovigo - Fonte: Própria

Banco de dados “Rovigo” – Arranjo Fotovoltaico 5.130 Wp					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
5069 ¹	95,50%	95,45%	0	608,87	28,71
5044 ²	95,50%	95,45%	+0,49%	608,80	28,71
5094 ³	95,50%	95,45%	-0,49%	608,87	28,72

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

Isto demonstra que o inverno tende a ser um período mais linear no Brasil, com uma menor irradiação, porém mais linear, o que acaba garantindo uma maior eficiência devido às menores perdas em áreas de baixa potência. Porém ao mesmo tempo para garantir este ganho, a potência do inversor teria que ser menor no inverno, como pode ser observado nos dados acima, principalmente nas usinas “JCA” e “Luis”, logo isso acarretaria uma perda de eficiência no ano de geração do sistema caso fosse mantido durante todo o ano. Por isto, um dimensionamento feito a partir dos dados do verão garantiria uma eficiência maior e mais próxima da ideal para o ano todo.

4.1.4 Cenário dias claros e dias nublados

A seguir os gráficos de potência de saída dos 4 dias analisados, para a usina “JCA”, para mostrar a tendência de senoide dos dias claros e forma bem aleatória dos dias nublados.



Figura 8 - Gráfico da potência de saída do dia 12/02 na usina "JCA" - Fonte: Própria

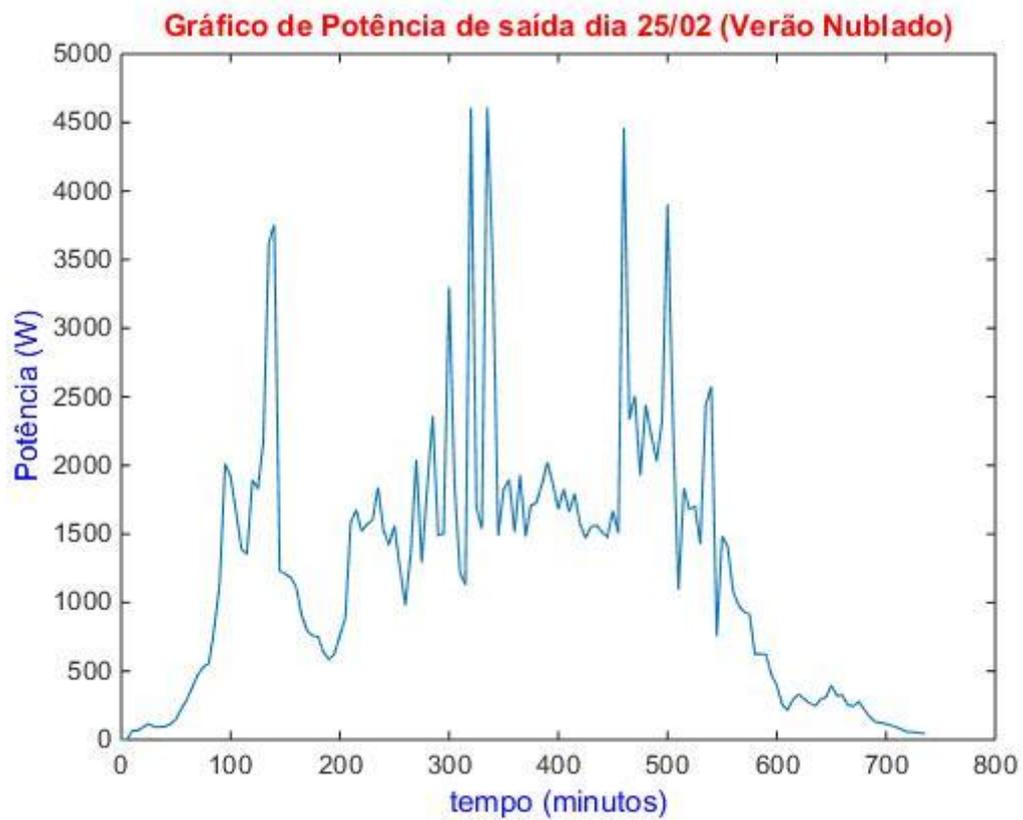


Figura 9 - Gráfico da potência de saída do dia 25/02 na usina "JCA" - Fonte: Própria

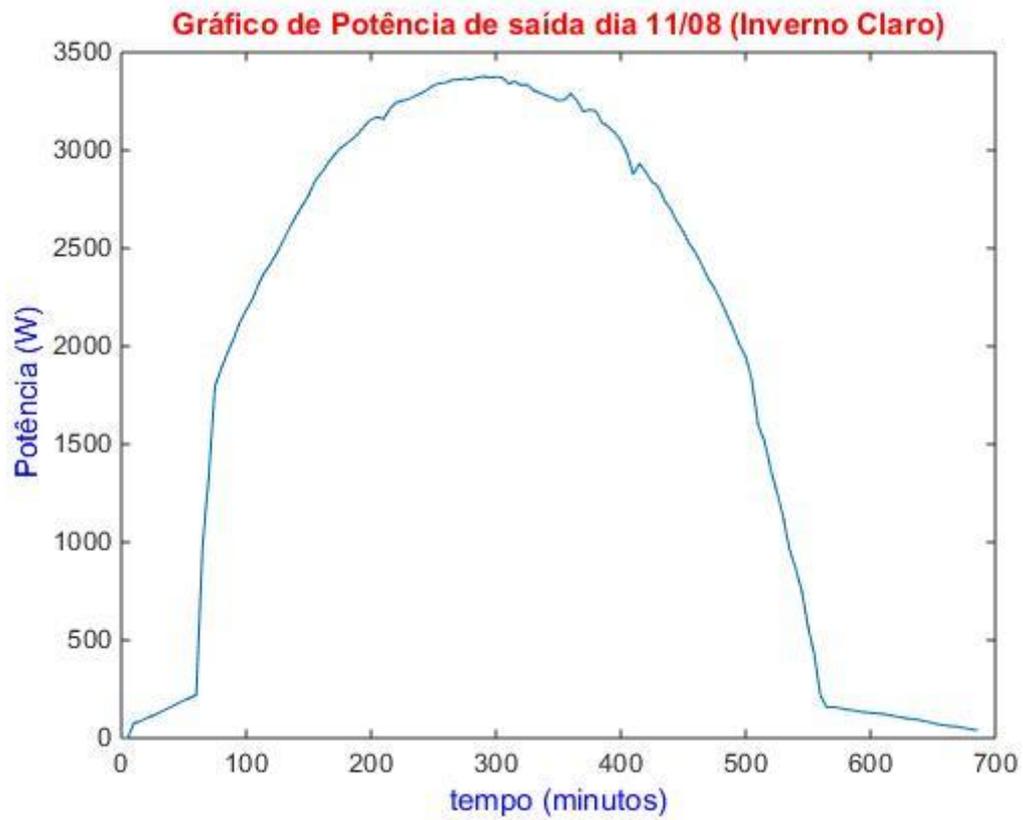


Figura 10 - Gráfico da potência de saída do dia 11/08 na usina "JCA" - Fonte: Própria

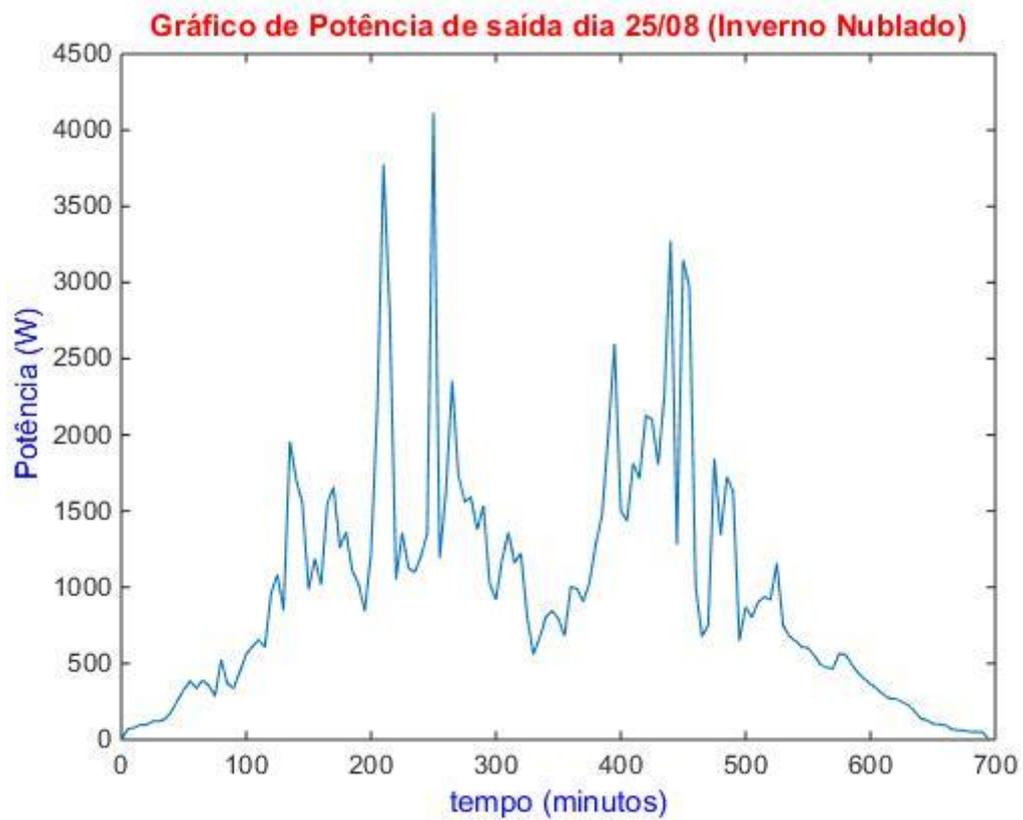


Figura 11 - Gráfico da potência de saída do dia 25/08 na usina "JCA" - Fonte: Própria

Na tabela 13 abaixo, da usina “JCA”, observa-se algo diferente nos dias claros, onde em vez de um *oversizing*, o ideal para se alcançar a eficiência ideal seria um *downsizing* de 32,38% e 36,28% nos dias claros do verão e inverno respectivamente. Já no caso dos dias nublados a tendência é de se aproximar da eficiência máxima nos casos sem *oversizing* ou com um leve *oversizing* praticamente irrelevante como observado nos dois casos de dias nublados abaixo.

Tabela 13 - Cenário dias claros e dias nublados JCA - Fonte: Própria

Banco de dados “JCA” – Arranjo Fotovoltaico 4.745Wp					
12/02 (Verão Claro)					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
3787 ¹	95,46%	94,54%	0	26,53	1,26
5600 ²	95,63%	95,19%	-32,38%	26,53	1,21
4608 ³	95,60%	95,31%	-17,82%	26,53	1,22
25/02 (Verão Nublado)					
4612 ¹	95,33%	95,31%	0	15,32	0,75
4608 ^{2 3}	95,33%	95,31%	+0,09%	15,28	0,75
11/08 (Inverno Claro)					
3377 ¹	95,44%	92,93%	0	22,32	1,07
5300 ²	95,68%	95,23%	-36,28%	22,32	1,01
4608 ³	95,66%	95,31%	-26,71%	22,32	1,01
25/08 (Inverno Nublado)					
4114 ¹	95,16%	95,09%	0	11,38	0,58
4112 ²	95,16%	95,08%	+0,05%	11,36	0,58
4608 ³	95,03%	95,31%	-10,72%	11,38	0,60

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

Dias totalmente claros possuem um perfil de geração que se aproxima de uma senoide, como foi observado pelos gráficos acima, possuindo menos vales em áreas de baixa potência. Dessa forma, apesar da potência de pico dos dias claros ser menor devido à alta temperatura nas células fotovoltaicas, como pode ser observado na tabela acima, a geração de energia efetiva e a eficiência média nesses dias claros acaba sendo maior, uma vez que as potências de saída ao longo do tempo nestes dias atuam nas áreas de maior eficiência do inversor por mais tempo.

Esta ideia também pode explicar o *downsizing* necessário para se alcançar a eficiência máxima nestes dias, uma vez que o ponto de maior eficiência do inversor não se encontra na relação de potência de saída por potência nominal de 1, mas sim quando a potência de saída está próximo de 0,5 da potência nominal do inversor, portanto em dias claros onde a geração se aproxima de uma senoide e possui menos pontos em zonas de baixa potência, o *downsizing* se mostra mais efetivo para alcançar a maior eficiência possível nestes casos.

Como os resultados das outras usinas foram bem semelhantes ao encontrado nesta primeira, por simplificação, decidiu-se por não as incluir nos resultados, podendo ser consultadas nos anexos ao final deste trabalho.

Os cálculos de *oversizing* de todas as tabelas são calculados a partir do valor de pico, ou valor de Potência fator 1:1, de cada cenário, ou seja, em relação à potência de pico do sistema este *downsizing* exigido pelos dias claros seria menor, porém ainda assim é tão grande que ainda representaria um *downsizing* mesmo em relação ao sistema como um todo. Já os dias nublados na maioria das vezes representaria um *oversizing* em relação à potência de pico do sistema. Como dias totalmente claros são raros, acaba que eles se compensam e para o ano todo um pequeno *oversizing* costuma ser o ideal, mesmo que bem pequeno como observado na análise deste ano dessas 3 usinas.

4.2 Análise global 2 – Potência nominal do inversor fixa com Potência de pico dos módulos FVs de saída variando

Os procedimentos adotados para esta análise são bem semelhantes aos adotados na primeira análise. O algoritmo apenas foi alterado para, após gerar o vetor de potência de saída, multiplicar todas as amostras deste vetor por um fator pré-determinado. Assim, mantendo uma potência nominal do inversor fixa, podemos analisar de outra maneira a técnica de *oversizing*, adicionando ainda nesta análise a energia total efetivamente gerada pelo sistema naquele cenário. Os fatores utilizados para multiplicar o vetor de saída foram “1”, “1,1”, “1,2”, “1,5”, “1,7”, “2” e “2,5”, porém o fator mais próximo do ideal será substituído pelo fator ótimo, com uma precisão de 2 algarismos significativos, e com a fonte da coluna marcada em verde para identificação mais simples. Foi adicionado à tabela também o fator de *oversizing* para cada um destes casos, de acordo com a potência nominal do inversor utilizada.

4.2.1 Cenário Ano Todo

Decidiu-se nesta primeira usina, “JCA”, fixar a potência nominal do inversor em 5000 W, apenas um pouco acima da potência de saída máxima do sistema. Como pode ser observado pela tabela acima, a eficiência máxima é obtida com um *oversizing* por volta de 3,03%. A ideia principal desta análise é demonstrar a tendência de perda de eficiência ao se afastar o *oversizing* do ideal. Aumentando o *oversizing* se observa que a energia gerada sempre aumenta, uma vez que estamos aumentando a potência de pico instalada do sistema como um todo. Porém, as perdas por saturação começam a ficar rapidamente muito relevantes, fornecendo uma eficiência média ao sistema muito baixa e desperdiçando energia gerada.

Tabela 14 - Cenário Ano todo JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

JCA - Inversor de potência nominal (W):							5000
Ano Todo							
Potência de Pico Sistema (W)	4770	5151,6	5724	7155	8109	9540	11925
Oversizing (%)	-4,60%	3,03%	14,48%	43,10%	62,18%	90,80%	138,50%
Energia Gerada Total (kWh)	4638,9	5009,7	5543,6	6685,2	7262,2	7968,4	8893,7
Eficiência média (%)	95,27%	95,31%	95,14%	92,67%	89,45%	83,91%	75,34%

Já na segunda usina, para se ter também uma noção da perda de eficiência por *downsizing* desnecessário, colocou-se a potência nominal do inversor em 3000 W, já bem acima da potência de saída de pico inicial do sistema. Como pode ser observado, a eficiência máxima é encontrada próxima de um *oversizing* de 8,76%.

Tabela 15 - Cenário Ano todo Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Luis - Inversor de potência nominal (W):							3000
Ano Todo							
Potência de Pico Sistema (W)	2065	2271,5	2478	3262,7	3510,5	4130	5162,5
Oversizing (%)	-31,17%	-24,28%	-17,40%	8,76%	17,02%	37,67%	72,08%
Energia Gerada Total (kWh)	2655,4	2921	3186,5	4194,6	4509,2	5256,6	6192,5
Eficiência média (%)	95,13%	95,25%	95,34%	95,48%	95,45%	94,86%	90,70%

Na terceira usina, “Rovigo”, fixamos a potência nominal do inversor em 6000 W, também já acima da potência máxima de pico inicial do sistema. Como pode ser visto, a eficiência máxima se encontra próxima do *oversizing* de -0,67%.

Tabela 16 - Cenário Ano todo Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Rovigo - Inversor de potência nominal (W):							6000
Ano Todo							
Potência de Pico Sistema (W)	5094	5603,4	5959,98	7641	8659,8	10188	12735
Oversizing (%)	-15,10%	-6,61%	-0,67%	27,35%	44,33%	69,80%	112,25%
Energia Gerada Total (kWh)	7049,6	7754,6	8248	10266	11179	12240	13575
Eficiência média (%)	95,40%	95,44%	95,45%	93,56%	90,55%	84,90%	75,78%

Pode-se perceber nessas análises como o *oversizing* exagerado pode ser prejudicial, com uma perda de eficiência muito alta e que cresce rapidamente, devido aos efeitos da saturação.

Portanto, uma análise mais criteriosa do *oversizing* é interessante, entendendo que um *oversizing* exagerado pode levar a obter grandes perdas desnecessárias no sistema, com um ganho de geração às custas de uma alta perda de eficiência. Ficou claro no estudo o impacto que a perda por saturação, causada pelo *oversizing* não adequado pode causar, sendo uma perda muito mais relevante que “apenas” a perda pela eficiência de conversão do inversor. Para exemplo final temos um gráfico com uma curva da eficiência pelo fator de multiplicação do vetor de potência de saída, no exemplo foi considerado apenas uma das usinas, “Rovigo”, e no modelo de análise com o inversor fixo, porém a tendência de todas as usinas segue o observado.

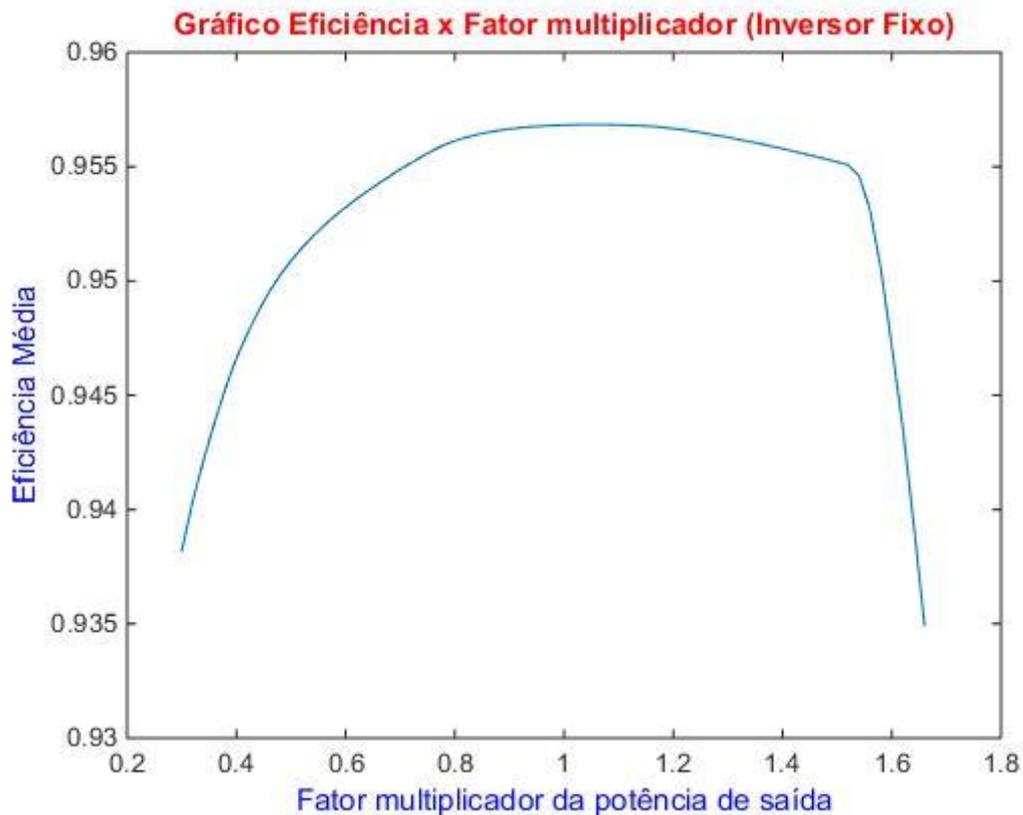


Figura 12 - Gráfico de eficiência pelo fator multiplicado da saída - Fonte: Própria

Ficou claro no estudo o impacto que a perda por saturação, causada pelo oversizing não adequado pode causar, sendo uma perda muito mais relevante que “apenas” a perda pela eficiência de conversão do inversor. Apenas para verificar este ponto foi feito um compilado final para mostrar em cada usina qual seria a perda quantitativa em kWh nas áreas de baixa potência, ou seja, com fator entre potência de saída e potência nominal do inversor menor que 0,2, fator onde a eficiência já estabiliza em uma eficiência de 95% segundo o gráfico de eficiência padrão do inversor. Para comparação também foi colocado nas tabelas dados com a geração e perdas normais e também uma suposição de um inversor “perfeito” onde o gráfico de eficiência seria uma linha sempre na eficiência máxima de 96%, como pode ser visto nos dados das tabelas abaixo.

Tabela 17 - Dados das perdas quantitativas (JCA)

Ano todo Geração Total 4637,3 kWh - <i>Oversizing</i> Ótimo (JCA)		
	Perdas em relação à Geração Total (%)	Perdas (kWh)
Condições Normais	4,92%	228,32
Apenas em zona de baixa potência (fator $\leq 0,2$)	1,05%	48,88
Inversor teórico perfeito (sempre com eficiência máxima de 96%)	4,17%	193,32

Tabela 18 - Dados das perdas quantitativas (Luis)

Ano todo Geração Total 2654,8 kWh- <i>Oversizing</i> Ótimo (Luis)		
	Perdas em relação à Geração Total (%)	Perdas (kWh)
Condições Normais	4,74%	125,78
Apenas em zona de baixa potência (fator $\leq 0,2$)	0,81%	21,55
Inversor teórico perfeito (sempre com eficiência máxima de 96%)	4,17%	110,84

Tabela 19 - Dados das perdas quantitativas (Rovigo)

Ano todo Geração Total 7048,9 kWh - <i>Oversizing</i> Ótimo (Rovigo)		
	Perdas em relação à Geração Total (%)	Perdas (kWh)
Condições Normais	4,76%	335,72
Apenas em zona de baixa potência (fator $\leq 0,2$)	0,76%	53,34
Inversor teórico perfeito (sempre com eficiência máxima de 96%)	4,17%	293,75

Logo, atuar no circuito eletrônico dos inversores, de forma a melhorar a eficiência nas zonas de baixa potência, no melhor dos casos traria um ganho de eficiência total ao sistema de 1 a 2%, provavelmente não valendo o investimento e tempo necessários para este fim, sendo

que inclusive já existem inversores que alcançam uma eficiência no ponto máximo ainda maior que o considerado neste trabalho que tinha eficiência máxima de aproximadamente 96%.

Analisando os dados acima percebe-se que para as 3 usinas avaliadas neste trabalho os ganhos de eficiência ao atuar no circuito eletrônico do inversor para melhorar os ganhos nas zonas de baixa potência seriam pouco relevantes, algo em torno de 1% ou menos. Mesmo na usina de maior geração este ganho seria de apenas 53,34 kWh ao ano, o que representa um valor financeiro extra de venda de créditos energia irrelevante para um sistema deste porte. Até mesmo no caso de considerar o inversor “perfeito” com eficiência travada em 96% o ganho total seria de menos de 1%, em nossa análise as perdas foram um pouco maiores que 4% pois no cenário de *oversizing* ideal utilizado na análise a potência de saída sofre uma certa perda por saturação também, aumentando levemente a porcentagem de perdas ao final.

4.2.2 Cenários Verão, Inverno e dias claros e nublados

Como não foi gerado novos resultados diferentes significativos que permitissem conclusões diversas e também não foi observado grande diferença entre os cenários e entre a análise global anterior, decidiu-se para simplificação dos resultados incluir os dados dos cenários subsequentes desta análise global apenas nos anexos ao final do trabalho.

Como mencionado acima o ponto principal desta segunda análise global foi perceber o impacto negativo que um *oversizing* equivocado pode causar. Já o restante dos dados foi útil para confirmar as conclusões obtidas na primeira análise global, podendo ser conferidos em caso de interesse nos anexos.

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusões Gerais

Foi possível perceber alguns pontos interessantes após encontrar os resultados deste trabalho de conclusão de curso. Percebeu-se que a técnica de *oversizing*, muito utilizada pelo mercado, nem sempre pode ser a melhor opção, principalmente fatores altos de *oversizing*. Nas usinas analisadas por exemplo os fatores ideais de *oversizing* para uma geração ótima anual ficaram em +2,97%, +8,74% e +0,71, nas usinas “JCA”, “Luis” e “Rovigo” respectivamente. Estes fatores de *oversizing* são muito baixos se comparados aos normalmente utilizados no mercado de 20%, 30% e às vezes até mesmo 60%.

Obviamente a grande dificuldade em usinas fotovoltaicas são as infinitas possibilidades e características a serem consideradas em um projeto, onde a altura, a irradiação local, a inclinação dos painéis, a decisão de utilizar painéis com eixos fixos ou que “seguem” o sol, a configuração em série e paralelo dos módulos fotovoltaicos e sua configuração com os inversores, entre outros fatores pode afetar diretamente a geração e a eficiência de todo o sistema. É importante entender todas estas características ao se planejar um sistema fotovoltaico, garantindo um desperdício mínimo de energia e assim garantindo um retorno ao investimento melhor, deixando os projetos mais interessantes para novos investidores e auxiliando todo o mercado.

Este trabalho teve como objetivo focar nos inversores dos sistemas fotovoltaicos, obtivemos a conclusão que um investimento em uma mudança no circuito eletrônico dos inversores, de forma a aumentar a eficiência nas zonas de baixa potência, não garantiria um ganho de eficiência relevante para o projeto. Além disso, tinha-se como objetivos entender melhor a curva de eficiência de conversão destes inversores e a técnica de *oversizing*. Com as análises realizadas percebeu-se que os sistemas normalmente possuem uma eficiência máxima, no melhor ponto de *oversizing* possível, de aproximadamente 95,5%. Assim, uma eficiência ótima seria encontrada com um *oversizing* bem reduzido, realmente próximo do fator 1:1, não se provando então uma técnica realmente efetiva como considerado por muitos do mercado.

Obviamente, dependendo do preço de compra mais elevado de um inversor de maior potência, pode ser preferível reduzir levemente a eficiência do sistema com um *oversizing* um pouco mais alto que o ideal, uma vez que a perda inicial de eficiência próxima do ponto ótimo

é baixa. Além disso, percebeu-se que dias claros, com comportamento de senoide, possuem uma melhor eficiência em situações de *downsizing*, dessa forma é importante analisar o clima do local, por mais que dias com comportamento realmente senoidal assim sejam raros durante o ano de acordo com os dados obtidos, portanto um cenário de *downsizing* não se prova como o ideal para o sistema ao longo de todo o ano.

É importante, então, uma análise do clima local, com possíveis simulações de dias claros e nublados dos últimos anos, observando também fatores de possíveis sombreamentos durante o dia. Além de uma análise de ganhos de geração elétrica efetiva com o *oversizing* do projeto, observando se a possibilidade de gerar um pequeno *oversizing*, apesar da perda de eficiência no sistema devido à saturação, possa garantir talvez um retorno melhor ao investimento pelo ganho na geração total. Utilizou-se apenas 3 usinas no estudo em questão, mas foi interessante para entender que nem sempre o *oversizing* é uma escolha interessante para a melhor eficiência média do sistema.

5.2 Propostas de continuidade

A partir dos dados obtidos com este estudo e dos resultados gerados, percebe-se a importância de análises cada vez mais criteriosas nos projetos de sistemas fotovoltaicos, de forma a garantir uma eficiência adequada à geração e um retorno ao investimento adequado.

Com este trabalho concluiu-se a importância de uma análise criteriosa da técnica de *oversizing*. Tal técnica, porém, como pode ser visto varia muito de acordo com o clima local, além de fatores como sombreamento entre outras situações que gerem sombreamento e vales na geração para zonas de baixa potência. Dessa forma sugere-se como oportunidades de continuidade à este estudo uma análise mais criteriosa, com mais usinas amostradas e levando em conta também aspectos financeiros e cálculos de LCOE, algo que não pode ser feito ainda neste estudo por falta de dados disponibilizados sobre os custos discriminados dos equipamentos no projeto fotovoltaico das usinas, de forma a entender o fator ideal para a geração ótima das usinas fotovoltaicas no Brasil, evitando perdas desnecessárias pela crença de que sempre é interessante colocar um fator de *oversizing* em todos os projetos fotovoltaicos, algo que pode acarretar grandes perdas como demonstrado e com isso consequentemente não alcançar um projeto financeiramente ideal.

Para este objetivo deve-se buscar uma amostragem de usinas com diferentes características de instalação, em climas também diversos, de forma a entender como os cálculos mudariam de local para local ou de método de instalação para método de instalação, e dessa

forma chegar em números mais apurados para a adequação do oversizing em várias diferentes situações, podendo chegar futuramente em metodologias de cálculo mais aprimoradas que as existentes hoje para a definição mais precisa do fator de oversizing a ser utilizado em uma usina fotovoltaica a ser projetada. Sugere-se também levar em conta dados da variação de entrada de tensão no inversor para o cálculo, uma vez que como mostrado rapidamente neste estudo também é um fator de perda de eficiência e que pode influenciar no oversizing ideal.

REFERÊNCIAS

- [1] J.D. Mondol, Y.G. Yohanis, B. Norton, Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems, *Sol. Energy*. 80 (2006) 1517–1539. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.01.006>.
- [2] W.N. Macêdo, Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Programa Interunidades Pós-Graduação Em Energ. Da Univ. São Paulo. (2006) 1–201.
- [3] IEA-Pvps, Snapshot of Global PV Markets 2020, [Www.Iea-Pvps.Org](http://www.iaepvps.org). (2020) 1–16. http://www.iaepvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf.
- [4] B.E.N. BEN, Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019, (2020) 73.
- [5] L.M.L. Andrade Júnior, L.F.R. Mendes, Microgeração Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Considerações Acerca de Sua Difusão e Implantação no Brasil, *Rev. Vértices*. 18 (2016) 31–51. <https://doi.org/10.19180/1809-2667.v18n216-03>.
- [6] P.D.S. Bajay, Ms. Eng. Izana R.Vilela, P.D.G.M. Jannuzzi, E.D.R.B. Heideier, Ms. Eng. José A. Paccola, Ms.E.L.G.M. dos S. Eng. Rodolfo Gomes, Textos de Discussão sobre Energia, Volume 1, nº 4, *Int. Energy Initiat. – IEI Bras.* (2018). iei-brasil.org.
- [7] EPE (Empresa de Pesquisa Energética), Nota Técnica PR 07/18: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050. Série: Estudos de Longo Prazo, *Empres. Pesqui. Energética*. (2018) 127. <http://epe.gov.br>.
- [8] O.D.D.A. Agência, N.D.E. Energia, E. Aneel, Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL, (2012) 1–4.
- [9] ANEEL, Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL, *Aneel*. (2015) 24. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.

- [10] F. He, Z. Zhao, L. Yuan, Impact of inverter configuration on energy cost of grid-connected photovoltaic systems, *Renew. Energy*. 41 (2012) 328–335. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.030>.
- [11] A.M. Omar, S. Shaari, Sizing verification of photovoltaic array and grid-connected inverter ratio for the Malaysian building integrated photovoltaic project, *Int. J. Low-Carbon Technol.* 4 (2009) 254–257. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctp033>.
- [12] J. Fiorelli, M. Zuercher-Martinson, How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance, *Sol. Power World*. 7 (2013) 42–48.

ANEXOS

1. Tabelas e gráficos da seção de resultados “4.1.4 Cenário dias claros e dias nublados”

Tabela 20 - Cenário dias claros e dias nublados Luis - Fonte: Própria

Banco de dados “Luis” – Arranjo Fotovoltaico 2.065 Wp					
08/02 (Verão Claro)					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
1483 ¹	95,44%	94,78%	0	10,49	0,50
2100 ²	95,60%	95,45%	-29,38%	10,49	0,48
1899 ³	95,59%	95,48%	-21,91%	10,49	0,48
10/02 (Verão Nublado)					
1575 ¹	95,56%	95,15%	0	7,69	0,36
1585 ²	95,56%	95,18%	-0,63%	7,69	0,36
1899 ³	95,51%	95,48%	-17,06%	7,69	0,36
12/08 (Inverno Claro)					
1319 ¹	95,54%	93,20%	0	9,07	0,42
1900 ²	95,71%	95,48%	-30,58%	9,07	0,41
1899 ³	95,71%	95,48%	-30,54%	9,07	0,41
03/08 (Inverno Nublado)					
1610 ^{1 2}	95,56%	95,24%	0	5,96	0,28
1899 ³	95,46%	95,48%	-15,22%	5,96	0,28

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

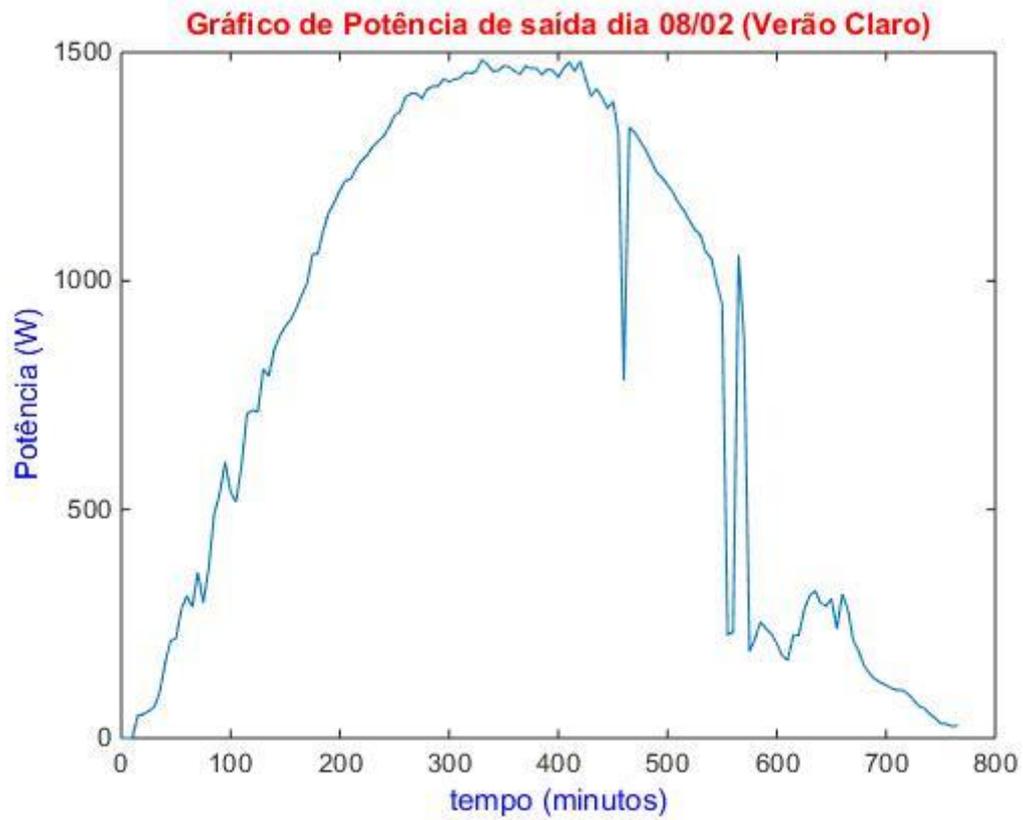


Figura 13 - Gráfico da potência de saída do dia 08/02 na usina "Luis" - Fonte: Própria

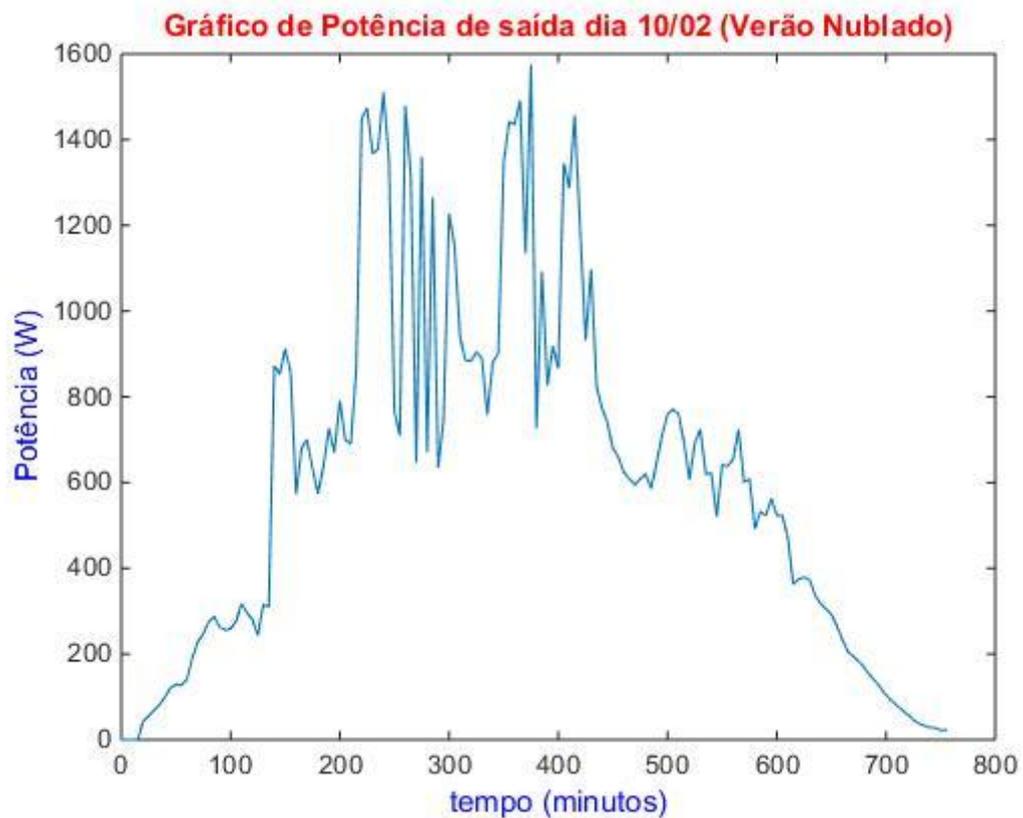


Figura 14 - Gráfico da potência de saída do dia 10/02 na usina "Luis" - Fonte: Própria

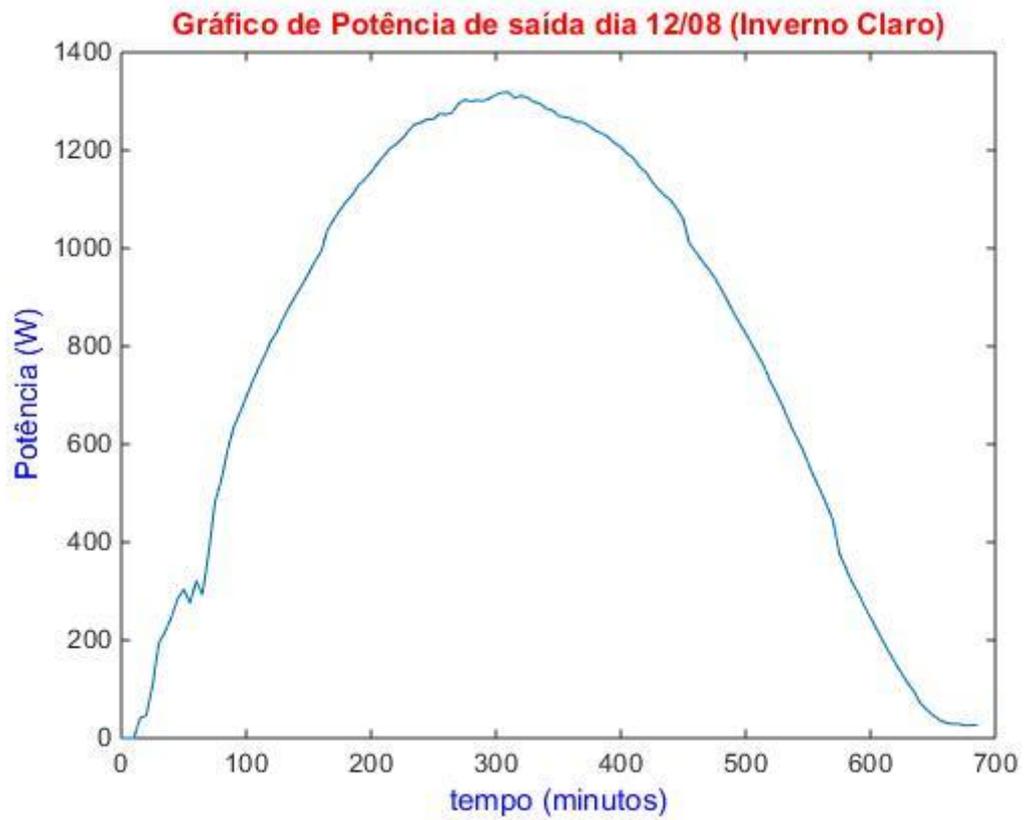


Figura 15 - Gráfico da potência de saída do dia 12/08 na usina "Luis" - Fonte: Própria

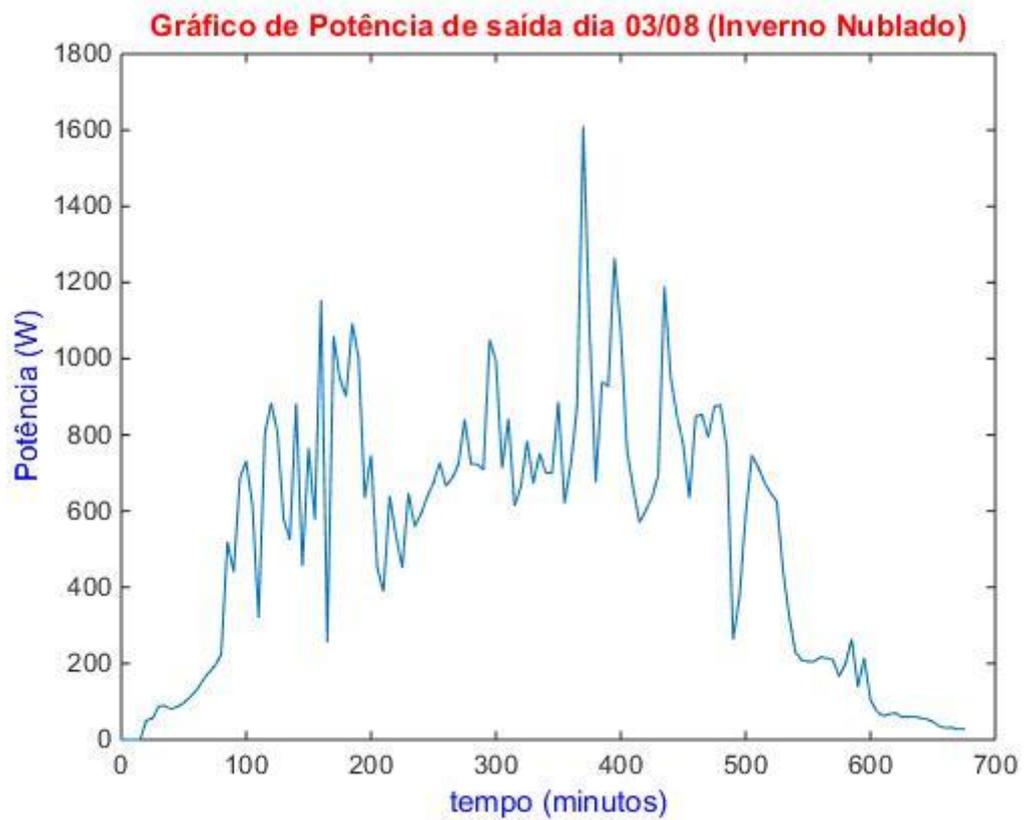


Figura 16 - Gráfico da potência de saída do dia 03/08 na usina "Luis" - Fonte: Própria

Tabela 21 - Cenário dias claros e dias nublados Rovigo - Fonte: Própria

Banco de dados "Rovigo" – Arranjo Fotovoltaico 5.130 Wp					
12/02 (Verão Claro)					
Potência Inversor (W)	Eficiência cenário (%)	Eficiência anual (%)	<i>Oversizing</i>	Energia Gerada (kWh/cenário)	Perdas (kWh/cenário)
4457 ¹	95,49%	94,90%	0	30,39	1,44
5850 ²	95,62%	95,42%	-23,81%	30,39	1,39
5094 ³	95,58%	95,45%	-12,50%	30,39	1,40
08/02 (Verão Nublado)					
5079 ¹	95,47%	95,45%	0	21,86	1,04
5100 ²	95,47%	95,45%	-0,41%	21,86	1,04
5094 ³	95,47%	95,45%	-0,29%	21,86	1,04
12/08 (Inverno Claro)					
3951 ¹	95,51%	93,34%	0	25,90	1,22
5700 ²	95,68%	95,43%	-30,68%	25,90	1,17
5094 ³	95,67%	95,45%	-22,44%	25,90	1,17
06/08 (Inverno Nublado)					
3073 ^{1 2}	95,52%	85,83%	0	11,37	0,53
5094 ³	94,97%	95,45%	-39,67%	11,37	0,60

¹ Potência fator 1:1

² Potência de ponto ótimo.

³ Potência ótima do ano todo

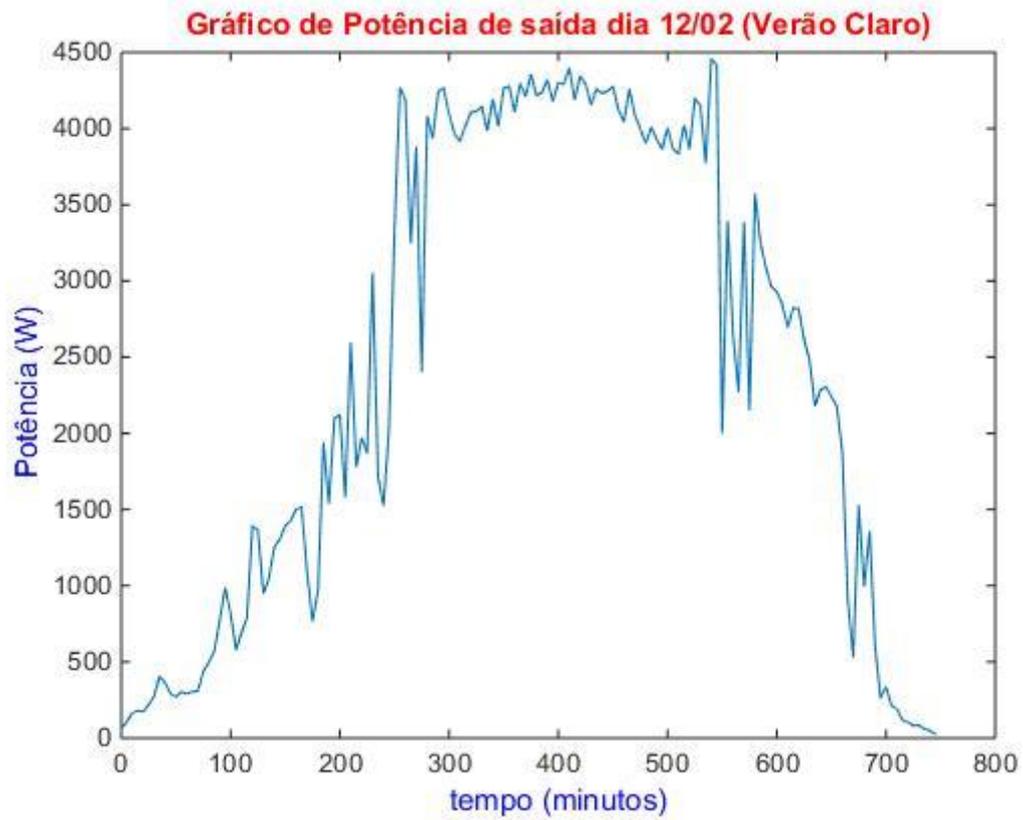


Figura 17 - Gráfico da potência de saída do dia 12/02 na usina "Rovigo" - Fonte: Própria

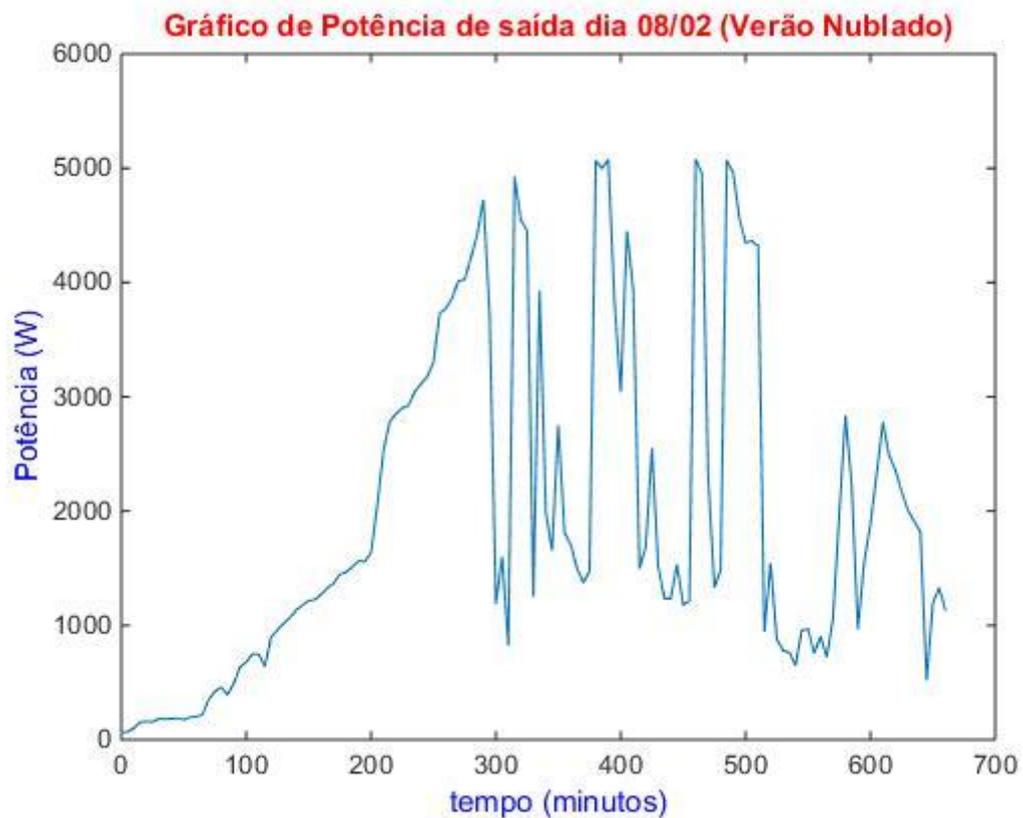


Figura 18 - Gráfico da potência de saída do dia 08/02 na usina "Rovigo" - Fonte: Própria

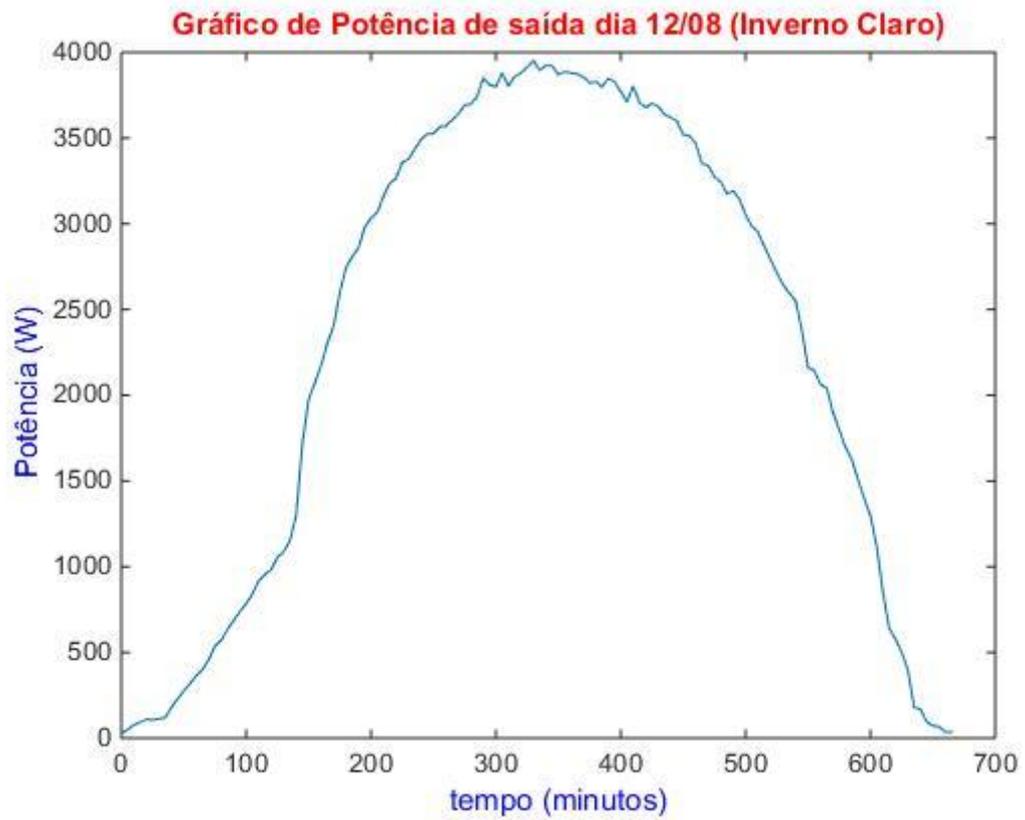


Figura 19 - Gráfico da potência de saída do dia 12/08 na usina "Rovigo" - Fonte: Própria

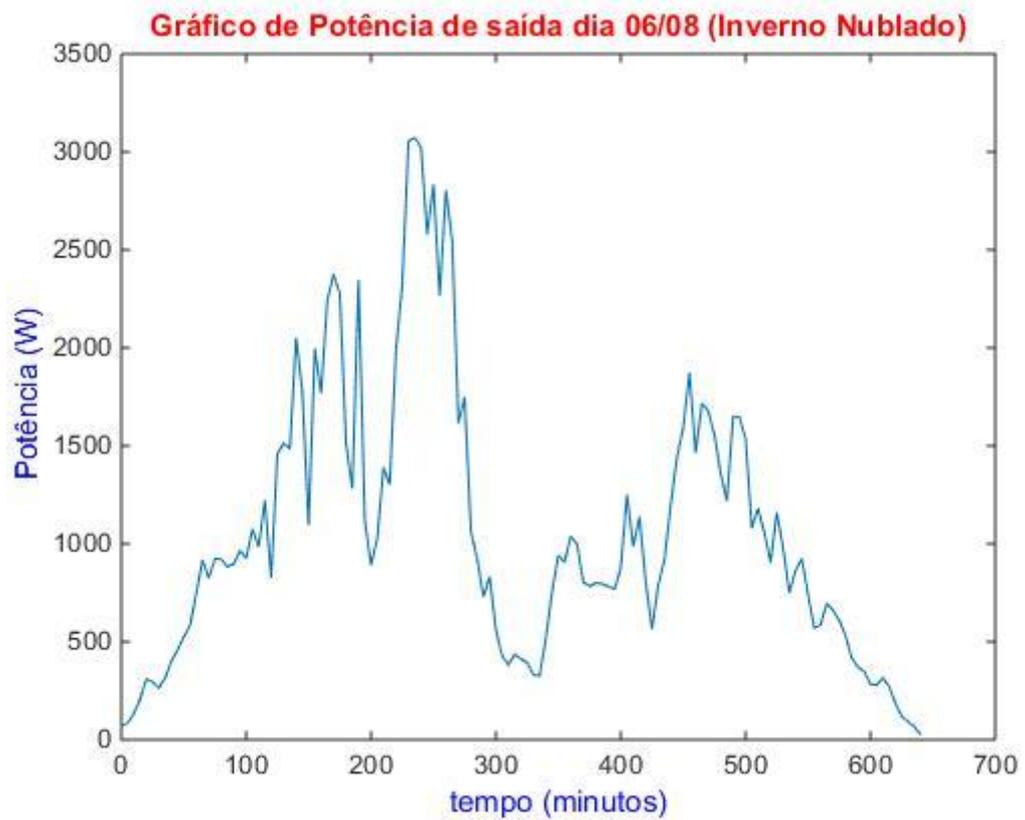


Figura 20 - Gráfico da potência de saída do dia 06/08 na usina "Rovigo" - Fonte: Própria

2. Tabelas e gráficos da seção de resultados “4.2.2 Cenários Verão, Inverno e dias claros e nublados”

Tabela 22 - Cenário Verão JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

JCA - Inversor de potência nominal (W):							5000
Fevereiro (Verão)							
Potência de Pico Sistema (W)	4770	5151,6	5724	7155	8109	9540	11925
Oversizing (%)	-4,60%	3,03%	14,48%	43,10%	62,18%	90,80%	138,50%
Energia Gerada Total (kWh)	442,45	477,81	526,32	621,01	673,28	742,58	837,71
Eficiência média (%)	95,20%	95,23%	94,85%	90,63%	87,03%	81,91%	74,29%

Tabela 23 - Cenário Verão Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Luis - Inversor de potência nominal (W):							3000
Fevereiro (Verão)							
Potência de Pico Sistema (W)	2065	2271,5	2478	3138,8	3510,5	4130	5162,5
Oversizing (%)	-31,17%	-24,28%	-17,40%	4,63%	17,02%	37,67%	72,08%
Energia Gerada Total (kWh)	225,06	247,56	270,07	342,02	381,16	437,21	499,34
Eficiência média (%)	95,08%	95,19%	95,26%	95,37%	95,22%	93,60%	86,66%

Tabela 24 - Cenário Verão Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Rovigo - Inversor de potência nominal (W):							6000
Fevereiro (Verão)							
Potência de Pico Sistema (W)	5094	5603,4	5959,98	7641	8659,8	10188	12735
Oversizing (%)	-15,10%	-6,61%	-0,67%	27,35%	44,33%	69,80%	112,25%
Energia Gerada Total (kWh)	549,89	604,88	643,37	776,77	839,68	924,67	1046,6
Eficiência média (%)	95,26%	95,30%	95,32%	91,27%	87,43%	82,12%	74,66%

Tabela 25 - Cenário Inverno JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

JCA - Inversor de potência nominal (W):							5000
Agosto (Inverno)							
Potência de Pico Sistema (W)	4770	5485,5	5724	7155	8109	9540	11925
Oversizing (%)	-4,60%	9,71%	14,48%	43,10%	62,18%	90,80%	138,50%
Energia Gerada Total (kWh)	429,34	493,5	514,58	625,33	680,28	751,95	852,47
Eficiência média (%)	95,12%	95,21%	95,20%	93,47%	90,39%	85,34%	77,77%

Tabela 26 - Cenário Inverno Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Luis - Inversor de potência nominal (W):							3000
Agosto (Inverno)							
Potência de Pico Sistema (W)	2065	2271,5	2478	3097,5	3634,4	4130	5162,5
Oversizing (%)	-31,17%	-24,28%	-17,40%	3,25%	21,15%	37,67%	72,08%
Energia Gerada Total (kWh)	220,79	242,87	264,95	331,18	388,56	440,78	533,31
Eficiência média (%)	95,07%	95,20%	95,31%	95,48%	95,53%	95,44%	93,48%

Tabela 27 - Cenário Inverno Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Rovigo - Inversor de potência nominal (W):							6000
Agosto (Inverno)							
Potência de Pico Sistema (W)	5094	5603,4	6061,86	7641	8659,8	10188	12735
Oversizing (%)	-15,10%	-6,61%	1,03%	27,35%	44,33%	69,80%	112,25%
Energia Gerada Total (kWh)	608,86	669,75	724,48	902,17	985,01	1077,8	1194
Eficiência média (%)	95,43%	95,48%	95,50%	94,77%	92,28%	86,55%	77,15%

Tabela 28 - Cenário dias claros e dias nublados JCA (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

JCA - Inversor de potência nominal (W):							5000
Potência de Pico Sistema (W)	4245,3	4483,8	5151,6	5771,7	8109	9540	11925
Oversizing (%)	-15,09%	-10,32%	3,03%	15,43%	62,18%	90,80%	138,50%
12/02 (Verão Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	23,62	24,94	28,66	32,11	39,06	40,62	42,43
Eficiência média (%)	95,63%	95,63%	95,60%	95,53%	85,50%	75,82%	63,55%
25/02 (Verão Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	13,63	14,4	16,55	18,35	24,73	28,48	33,81
Eficiência média (%)	95,16%	95,21%	95,33%	94,77%	91,46%	89,64%	85,65%
11/08 (Inverno Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	19,86	20,98	24,1	27	34,99	36,7	38,13
Eficiência média (%)	95,68%	95,68%	95,66%	95,62%	90,37%	81,26%	67,98%
25/08 (Inverno Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	10,12	10,69	12,29	13,77	18,88	21,76	26,17
Eficiência média (%)	94,71%	94,81%	95,02%	95,16%	93,71%	92,03%	88,98%

Tabela 29 - Cenário dias claros e dias nublados Luis (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Luis - Inversor de potência nominal (W):							3000
Potência de Pico Sistema (W)	2065	2271,5	2952,95	3262,7	3840,9	3923,5	5162,5
Oversizing (%)	-31,17%	-24,28%	-1,57%	8,76%	28,03%	30,78%	72,08%
08/02 (Verão Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	10,48	11,53	14,99	16,57	19,5	19,92	23,2
Eficiência média (%)	95,45%	95,52%	95,60%	95,59%	95,51%	95,49%	87,03%
10/02 (Verão Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	7,69	8,46	11	12,15	14,31	14,61	18,23
Eficiência média (%)	95,07%	95,22%	95,46%	95,51%	95,55%	95,56%	91,82%
12/08 (Inverno Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	9,07	9,97	12,97	14,33	16,87	17,23	21,68
Eficiência média (%)	95,46%	95,56%	95,70%	95,71%	95,68%	95,67%	93,20%
03/08 (Inverno Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	5,96	6,56	8,52	9,42	11,09	11,31	14,78
Eficiência média (%)	94,86%	95,03%	95,37%	95,46%	95,56%	95,53%	95,00%

Tabela 30 - Cenário dias claros e dias nublados Rovigo (Inversor Fixo) - Fonte: Própria

Rovigo - Inversor de potência nominal (W):							6000
Potência de Pico Sistema (W)	5094	5246,82	5348,7	5959,98	8659,8	9933,3	12735
Oversizing (%)	-15,10%	-12,55%	-10,86%	-0,67%	44,33%	65,56%	112,25%
12/02 (Verão Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	30,39	31,3	31,91	35,55	45,43	47,71	51,43
Eficiência média (%)	95,62%	95,62%	95,62%	95,59%	86,54%	79,43%	67,07%
08/02 (Verão Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	21,86	22,52	22,96	25,58	33,14	35,99	40,86
Eficiência média (%)	95,45%	95,46%	95,46%	95,47%	86,97%	82,50%	73,48%
12/08 (Inverno Claro)							
Energia Gerada Total (kWh)	25,9	26,68	27,19	30,3	41,75	43,88	46,63
Eficiência média (%)	95,68%	95,68%	95,68%	95,67%	92,52%	85,58%	71,45%
06/08 (Inverno Nublado)							
Energia Gerada Total (kWh)	11,37	11,71	11,94	13,31	19,33	22,18	27,62
Eficiência média (%)	94,66%	94,72%	94,76%	94,96%	95,44%	95,52%	93,49%