

AVALIAÇÃO DO FATOR DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NO RIO GRANDE DO SUL

Álvaro Ricardo Augustin
HCC Engenharia Elétrica
Santa Maria – RS – Brasil
eng.alvaro@hccengenharia.com.br

Giovana Bortoluzzi Brondani
HCC Engenharia Elétrica
Santa Maria – RS – Brasil
giovana.projetos@hccengenharia.com.br

Luiz Alberto Wagner Pinto Jr
HCC Engenharia Elétrica
Santa Maria – RS – Brasil
eng_luiz@hccengenharia.com.br

Abstract— This paper deals with the evaluation of the performance factor of photovoltaic systems in the center of the Rio Grande do Sul. The massification of distributed generation brings many challenges to the engineering companies that implement these projects, perhaps the most relevant is the guarantee of the projected generation, because this factor is directly related to the financial return of the prosumer. Understanding the variables that influence the performance of the system and its respective share in generation losses can contribute significantly to the improvement of photovoltaic projects. The difficulties of predictability of the solar resource impute a great responsibility in the evaluation of the performance of the projects, for all these reasons the knowledge of the variables will contribute a lot to the evolution of solar distributed generation in Brazil.

Keywords— Performance Factor, Renewable Energies, Solar Energy.

I. INTRODUÇÃO

A expansão da utilização de fontes energéticas renováveis na matriz elétrica, mitiga a emissão de gases considerados nocivos ao meio ambiente. Porém, estabelecem uma série de desafios, como alocação de novas fontes geradoras no sistema elétrico, implementação de sistemas de proteção mais complexos, elaboração de regulamentações adequadas ao novo modelo de geração, que tende a assumir um caráter distribuído, destoando do modelo atual, onde a produção é centralizada.

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, no qual aproximadamente 80% é proveniente de fontes renováveis, com destaque para a fonte hidroelétrica, com mais de 64%, biomassa 9%, eólica 7% e a fonte solar aparece com apenas 0,02% de participação (ANEEL, 2018). Mesmo sendo um país com alto índice de irradiação e possuidor de umas das maiores reservas de quartzo do planeta, a fonte solar possui uma penetração pequena na matriz. No entanto, dentro do cenário de geração distribuída (GD), a energia fotovoltaica se consolida no Brasil como a principal fonte energética, correspondendo a aproximadamente 70% da GD (EPE, 2018).

A GD possui como base a instalação de pequenos geradores

de energia próximo das unidades consumidoras. Isso gera benefícios para o sistema elétrico, já que proporciona a melhoria na qualidade de energia, a diversificação da matriz energética e a redução dos investimentos na expansão elétrica das distribuidoras. Para os consumidores de energia elétrica, permite além do consumo, a produção de energia, caracterizando-os como prosumidores.

Segundo estudos da EPE a previsão é que em 2026, no Brasil, surjam mais de 800 mil unidades de GD no país (EPE 2018). Esse número mostra a aceleração exponencial desse modelo de geração e além disso confirma que a energia fotovoltaica é a escolhida do mercado para essa modalidade, responsável por 88%.

Considerando um cenário de crescimento da GD, fundamentalmente da fonte fotovoltaica, é interessante que haja uma confiabilidade nos projetos e que acima de tudo as previsões de geração sejam assertivas.

Atualmente dimensionar um sistema de geração de energia solar é um desafio, principalmente pelo grande número de incertezas existentes no processo. As incertezas são caracterizadas em três grandes grupos: incertezas devido a perdas adicionais em campo, incerteza no recurso solar, incertezas de modelos dos módulos, temperatura e perdas no inversor; (OLIVEIRA, 2016). Ou seja, as condições atmosféricas, nebulosidade, chuva, temperatura ambiente, deposição de poeira e eficiência dos módulos fotovoltaicos e do inversor impactam diretamente no correto dimensionamento do sistema.

Existem diversos parâmetros que possibilitam a avaliação da operação de unidades geradoras fotovoltaicas, dentre os quais o fator de performance (FP), do inglês *performance Ratio*, é um dos mais representativos. Este parâmetro relaciona a energia produzida pelo gerador com a máxima capacidade disponível, considerando de forma global todas as perdas contidas no processo de conversão da radiação solar em energia elétrica disponibilizada na saída do sistema (Khalid, A. M, 2016). De acordo com a IEC 61724 vários fatores podem influenciar na performance do projeto (Khalid, A. M, 2016). São eles:

a) Influência da temperatura: O aquecimento das células fotovoltaicas contribui para a perda na potência, no qual cada módulo fotovoltaico possui um parâmetro de perda associado ao excesso de temperatura. Com os dados de temperatura máximas para cada mês do ano, na localidade onde está instalado o sistema fotovoltaico, é realizado o cálculo de perdas. Considerando a temperatura de 25°C como a máxima diferença entre a temperatura da célula e do ambiente, acrescentando a variação de temperatura em função do tipo de instalação, obtém-se a influência da temperatura na perda de potência de cada módulo;

b) Influência do sombreamento: um pequeno obstáculo pode afetar significativamente o desempenho de um sistema fotovoltaico. Normalmente as perdas por sombreamento podem ser simuladas em softwares para diferentes épocas do ano e também do dia;

c) Influência da queda de tensão nos condutores: o dimensionamento dos condutores dos arranjos fotovoltaicos devem ser realizados de forma a otimizar o custo e também minimizar as perdas ôhmicas;

d) Influência da obstrução do arranjo por sujeira, poeira ou dejetos de animais: esse fator deve sempre ser considerado em função da percepção do projetista de locais com maior tendência de obstrução. Em locais com um maior índice de chuva a influência é menor em função da limpeza natural dos módulos;

e) Influência do rendimento do inversor: em um projeto devem ser sempre levadas em consideração o equipamento utilizado, devido a tensão do arranjo de corrente contínua.

O FP de sistemas fotovoltaicos no Brasil varia entre 70 e 80% para sistemas ventilados e não sombreados (PLINIO e GALDINO, 2014). Analisando o parâmetro no estudo de REICH (2011) temos FP na Europa em torno de 85%. LIMA (2018), encontrou um FP de 82,9% no Ceará, Brasil, entretanto o cálculo do fator de desempenho levou em conta um plano horizontal. Fazendo uma analogia utilizando a irradiação no plano da instalação, o valor do FP é de 77%.

Diante desse cenário de expansão da GD solar, busca-se avaliar o FP de 09 sistemas de GD fotovoltaico, instalados no estado do Rio Grande do Sul (RS) em 2016, comparando valores obtidos da operação desses sistemas no período entre janeiro a dezembro de 2017, com valores considerados em projeto. Essa comparação norteará futuros projetos na região sul do Brasil, pois permite avaliar a relação entre a produção de energia real e teórica.

II. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para avaliação do FP Real (FP) e o FP de projeto (FP_P), com periodicidade mensal, é realizado através da comparação dos dados reais de geração entre janeiro e dezembro de 2017. Para o cálculo do FP_R é utilizado o método aceito globalmente, proposta pela Norma da Comissão Eletrotécnica (*Electro Technical Commission's standard IEC61724*), (Khalid, A. M, 2016). O FP é definido com base em quatro grandezas, energia elétrica total

produzida no período, potência instalada, radiação total no plano no período e radiação de referência dos módulos fotovoltaicos, sendo definidas de acordo com as equações 1, 2 e 3.

$$FP = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

Sendo Y_f a relação entre a energia final fornecida pelo sistema em um período dado de tempo E_f e a potência instalada P_i .

$$Y_f = \frac{E_f}{P_i} \quad (2)$$

Sendo Y_r a relação entre a irradiação total no plano e I_t a irradiação de referência dos módulos fotovoltaicos instalados I_r .

$$Y_r = \frac{I_t}{I_r} \quad (3)$$

A potência instalada e a radiação de referência dos módulos são obtidas diretamente de folhas técnicas de dados documentadas em memoriais dos projetos dos geradores analisados. A radiação total no plano é obtida do Software *Radiasol2*, (UFRGS, 2018). A energia produzida foi obtida por meio de acesso remoto, via plataforma do fabricante dos inversores de cada unidade geradora. O FP_P foi calculado utilizando os valores estimados de produção de energia, enquanto o FP_R foi calculado utilizando valores reais energia produzida.

1) Determinação do FP_P

Para determinar o FP, são analisados vários fatores que determinam o real potencial de geração de um sistema fotovoltaico, que devem ser analisados e calculados durante a estimativa de projeto, ao longo dos anos.

Abaixo, na tabela I, está apresentada a irradiação na orientação e inclinação do local do gerador 01. Na Fig. 1 é apresentado um detalhamento da instalação do gerador 01, no qual possui uma potência nominal de 15,9kW.

TABELA I – IRRADIAÇÃO DO GERADOR 01 (*RADIASOL2*)

Mês	Global	Direta	Difusa	Inclinada (RI)
JAN	6,3	3,42	2,88	6,3
FEV	5,56	2,97	2,69	5,66
MAR	4,82	2,84	2,24	5,08
ABR	3,56	2	1,87	3,88
MAI	2,9	1,79	1,5	3,28
JUN	2,29	1,12	1,5	2,62
JUL	2,51	1,33	1,53	2,86
AGO	3,17	1,73	1,77	3,5
SET	3,97	1,98	2,26	4,23
OUT	4,98	2,5	2,64	5,15
NOV	6	2,94	3,13	6,06
DEZ	6,41	3,32	3,05	6,36



Fig. 1. Detalhe da instalação do sistema gerador 01. (Próprio autor).

Para o cálculo da geração ideal (kWh), desconsiderando as perdas, basta multiplicar a potência do sistema pelo número de horas de sol pico médio para cada mês (HSP), conforme equação 4.

$$\text{Geração ideal (kWh)} = \text{Qtd. dias} \times \text{HSP} \times \text{potência sistema} \quad (4)$$

O cálculo das perdas por temperatura (%) é dada em função da temperatura máxima média de cada mês, percentual de perda de potência, tensão, ISC do módulo e tipo de telhado onde está sendo feito a instalação. Na tabela II é possível verificar a influência da temperatura no projeto do gerador 01. TABELA II – AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NO PROJETO DO GERADOR 01 (PRÓPRIO AUTOR)

Mês	Temp Máx (°C)	Temp Cálculo (°C)	Perda de Potência (PP)	Perda de tensão	Ganho de ISC
JAN	27	31	-12,71%	9,61%	1,64%
FEV	28	32	-13,12%	9,92%	1,70%
MAR	26	30	-12,30%	9,30%	1,59%
ABR	24	28	-11,48%	8,68%	1,48%
MAI	22	26	-10,66%	8,06%	1,38%
JUN	18	22	-9,02%	6,82%	1,17%
JUL	18	22	-9,02%	6,82%	1,17%
AGO	20	24	-9,84%	7,44%	1,27%
SET	22	26	-10,66%	8,06%	1,38%
OUT	24	28	-11,48%	8,68%	1,48%
NOV	26	30	-12,30%	9,30%	1,59%
DEZ	26	30	-12,30%	9,30%	1,59%

Para o cálculo das perdas por sombreamento (PSO) é utilizado uma simulação computacional através do software ISOLERGO, no qual são avaliados todos os obstáculos e a respectiva interferência na geração. No caso do gerador 01, não há obstáculos relevantes, sendo assim a perda por sombreamento é nula.

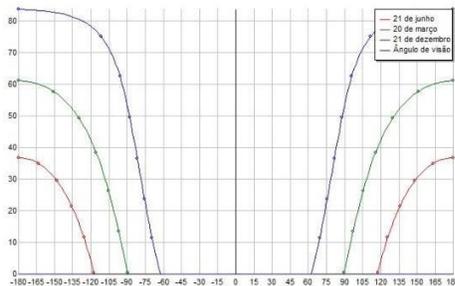


Fig. 2. Impacto do sombreamento no gerador 01 (ISOLERGO, 2018).

As perdas no inversor (PI) estão associadas ao rendimento do equipamento, caracterizado no *datasheet* do mesmo. Para o inversor utilizado nesse trabalho, é atribuída uma perda de 2,5%.

As perdas por sujeira (PSU) variam de acordo com o local onde está sendo instalado os painéis. FOUAD (2017), recomenda 7% de perda por sujeira e no trabalho de FRAGA (2018) o mesmo recomenda igual percentual. Esse parâmetro depende muito do índice pluviométrico, assiduidade da limpeza e presença acentuada de propulsores de sujeira. Segundo OLIVEIRA (2016) as perdas variam de 0 à 4% em locais com chuvas periódicas e até 25% em locais áridos e secos. Dessa forma, em todos os projetos analisados foi definido uma perda de 7%.

Outras perdas (OP) – Nesse caso, são consideradas perdas nos condutores de corrente contínua e alternada, perdas de acoplamento mismatch. Dessa forma, em todos os projetos analisados foi definido uma perda total de 2%.

Na tabela 03 é possível analisar todas as variáveis dimensionadas no projeto.

TABELA III – DADOS DA GERAÇÃO CONSIDERANDO AS PERDAS DE RENDIMENTO (PRÓPRIO AUTOR)

Mês	PI	Ger. Ideal (kWh)	PP (%)	PI (%)	PSU (%)	OP (%)	FP	Ger. real (kWh)
JAN	6,3	3105	-12,7	-2,5	-7	-2	75	2353
FEV	5,66	2519	-13,1	-2,5	-7	-2	75	1899
MAR	5,0	2503	-12,3	-2,5	-7	-2	76	1908
ABR	3,9	1850	-11,5	-2,5	-7	-2	77	1425
MAI	3,3	1616	-10,7	-2,5	-7	-2	77	1258
JUN	2,6	1249	-9,0	-2,5	-7	-2	79	993
JUL	2,9	1409	-9,0	-2,5	-7	-2	79	1120
AGO	3,5	1725	-9,8	-2,5	-7	-2	78	1357
SET	4,2	2017	-10,6	-2,5	-7	-2	77	1570
OUT	5,1	2538	-11,4	-2,5	-7	-2	77	1955
NOV	6,0	2890	-12,3	-2,5	-7	-2	76	2202
DEZ	6,4	3134	-12,3	-2,5	-7	-2	76	2388

A tabela 04 apresenta os dados de um gerador com potência instalada de 15,9 kW e módulos fotovoltaicos com radiação de 1 kW. Na segunda coluna verifica-se a energia total produzida (EP) mensalmente e na terceira a energia estimada em projeto (EEP). Na quarta coluna temos a energia máxima (EM), dada pela radiação multiplicada pela potência instalada. Em seguida são apresentados os valores do FP_{pe} do FP.

TABELA IV- COMPARAÇÃO DO FP_R E FP_P (PRÓPRIO AUTOR).

MÊS	EP (MWh)	EPP (MWh)	EM (MWh)	FP_P	FP_R (IEC61724)
JAN	2,30	2,35	3,10	75,79%	74,19%
FEV	2,24	1,90	2,52	75,38%	88,97%
MAR	2,13	1,91	2,51	76,20%	84,77%
ABR	1,53	1,43	1,87	77,02%	82,21%
MAI	0,98	1,26	1,63	77,84%	59,95%
JUN	1,07	0,99	1,25	79,48%	85,28%
JUL	1,40	1,12	1,42	79,48%	98,39%
AGO	1,48	1,36	1,74	78,66%	85,25%
SET	0,99	1,57	2,03	77,84%	48,86%
OUT	2,01	1,96	2,53	77,02%	79,22%
NOV	2,38	2,20	2,881	76,20%	82,71%
DEZ	2,48	2,39	3,144	76,20%	78,93%
MÉDIA	1,75	1,70	2,22	77,26%	79,06%

III. RESULTADOS

Com a finalidade de obter um comportamento típico dos geradores, foram somados todos os resultados das 09 unidades geradores, como segue na Fig.3. Nela, é possível observar que a energia máxima que esses geradores poderiam gerar é de até 160MWh em um ano. No caso, considerando o FP_P a perspectiva de geração era de 124,52MWh, porém obteve-se 122,01MWh.

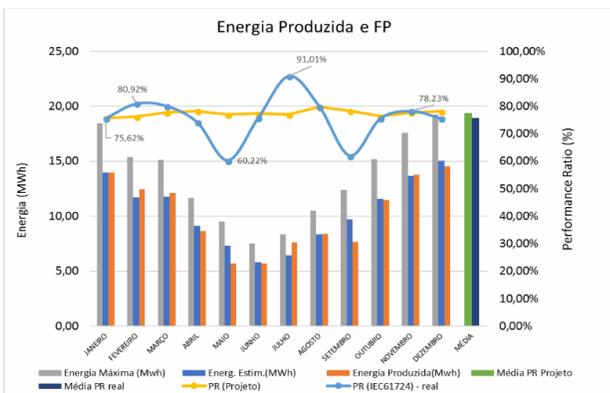


Fig. 3. Energia produzida e FP (Próprio autor).

A tabela V apresenta os FP individuais considerados em cálculo:

TABELA V- TABELA DOS FP_R E FP_P DOS 09 AUTOPRODUTORES. (PRÓPRIO AUTOR)

	AG01		AG 02		AG 03		AG 04		AG 05	
	FP_R	FP_P								
JAN	74	76	81	72	72	76	78	73	62	72
FEV	89	75	82	74	80	75	90	83	66	71
MAR	85	76	85	80	66	75	85	80	62	72
ABR	82	77	74	82	75	75	81	76	47	71
MAI	60	78	58	78	65	76	62	62	46	72
JUN	85	79	77	71	60	77	86	79	52	72
JUL	98	79	90	68	85	79	85	79	73	73
AGO	85	79	78	82	68	78	82	77	60	72
SET	49	78	63	82	61	78	64	64	45	73
OUT	79	77	77	72	73	78	75	72	43	73
NOV	83	76	81	78	69	77	84	76	57	73
DEZ	79	76	81	82	73	77	72	72	54	73

	AG 06		AG 07		AG08		AG09	
	FP_R	FP_P	FP_R	FP_P	FP_R	FP_P	FP_R	FP_P
JAN	71	76	77	70	78	77	62	77
FEV	74	76	89	71	76	76	71	75
MAR	80	78	81	75	83	77	77	74
ABR	77	79	78	79	70	77	70	71
MAI	53	80	56	76	62	77	64	70
JUN	73	82	76	74	75	79	81	71
JUL	89	82	93	71	85	80	106	71
AGO	76	80	83	80	87	79	96	78
SET	60	78	68	82	72	77	71	73
OUT	68	76	79	75	85	78	68	7
NOV	75	75	92	76	86	78	69	79
DEZ	71	75	85	79	78	77	61	79

O valor de FP se apresentou elevado no mês de julho, o que pode ser atribuído às baixas temperaturas. É necessário dar destaque a todos geradores, pois os mesmos apresentaram FP excessivamente elevado, valores que usualmente não ultrapassam 90% (REICH, 2011) chegaram à 106%. Foram verificados os valores utilizados na equação (irradiação, irradiação das placas, energia produzida e potência instalada). A potência instalada está de acordo, a energia produzida também e a irradiação das placas é constante e também está correta.

Atribui-se esta discrepância à possíveis erros na determinação da potência da irradiação neste período. Para a definição dos fatores de performance real foram utilizados dados dos recursos solares SWERA, o que pode gerar uma discrepância na análise pontual de cada mês, por exemplo, nitidamente nos meses de maio e setembro há uma tendência muito grande de ter ocorrido uma irradiação solar inferior aos parâmetros médios, e em julho o contrário, um excesso de recurso solar em relação aos dados históricos para esse mês. Num resumo geral, como pode ser observado no gráfico da figura abaixo, temos 05 meses com dados médios de FP_P muito próximo aos dados reais, durante outros 05 meses valores médios inferiores e por 02 meses valores acima da média.

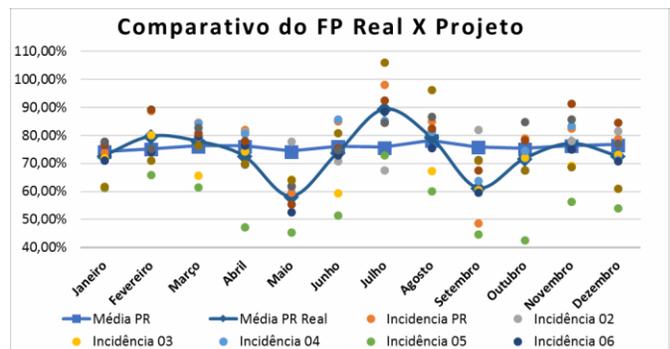


Fig. 4. Incidência dos fatores de performance durante o ano de 2017 (Próprio autor).

O autoproductor 05, apresentou o menor FP médio, a Fig. 5 apresenta um gráfico com o padrão típico de produção deste gerador, no qual observa-se que devido à característica de instalação, existe uma grande área de sombreamento nas primeiras horas da manhã, resultando em uma considerável perda neste período. Nesse caso, ocorreu uma falha no projeto que realizou uma avaliação de sombreamento inadequada para a situação.

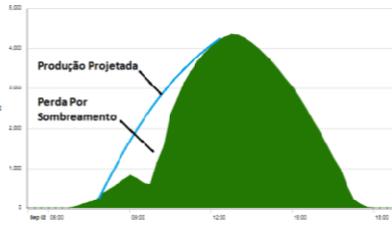


Fig. 5. Perda de energia por sombreamento (SOLARWEB Fronius, 2018).

A Fig. 6 apresenta um dia de produção ideal do autoprodutor 01, no qual é possível observar, neste dia, uma produção de 100,41kWh, considerando a irradiação para o local que é 159,34 kWh/m² mensal. Dessa forma, é possível calcular o FP para condições ideais de irradiação, o que resultou em 92%.

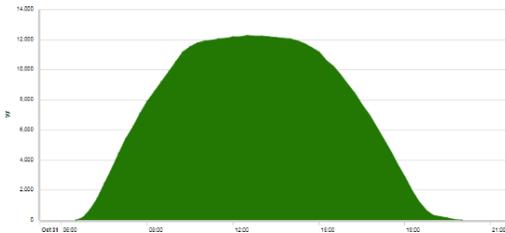


Fig. 6. Dia de Produção Ideal (SOLARWEB Fronius, 2018).

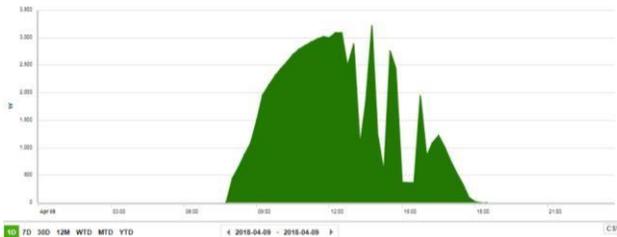


Fig. 7. Imagem de satélite dia 31/10/2017 – 13:26 GOES 16 Canal 2 (EUMETSAT, 2018).

Abaixo, na Fig. 8, é apresentada a energia produzida pelo mesmo consumidor, porém avaliada em um dia encoberto. O total de energia produzida neste dia foi de 37,64kWh considerando a irradiação para o local que é 181,20 kWh/m² mensal e obteve-se um FP no dia de 30,37%.

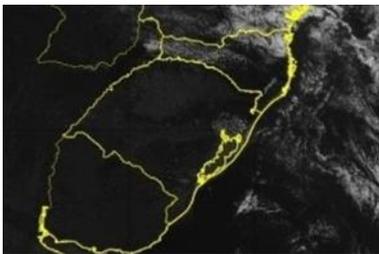


Fig. 8. Dia de Produção Ideal (SOLARWEB Fronius, 2018).



Fig. 9. Imagem de satélite dia 03/11/2017 – 13:26 GOES 16 Canal 2 (EUMETSAT, 2018).

Como pode ser observado na metodologia, há uma incerteza que deve ser considerada para fins de análise dos resultados. A maior incerteza pode ser atribuída ao recurso solar devido a discrepância sazonal no FP dos sistemas. Segundo (OLIVEIRA, 2016) é possível atribuir uma incerteza de até 10% nos resultados obtidos, o que de fato pode prejudicar a avaliação. Uma das maneiras que podem ser implementadas para uma análise mais correta é a instalação de um piranômetro e uma avaliação do FP do sistema em tempo real, considerando o recurso solar instantâneo. Considerando que o projeto estima as perdas de desempenho pela temperatura, sombreamento, sujeira, eficiência de inversores e queda de tensão, é possível afirmar que os clientes que possuem desvio de mais de 10% do FP possuem problemas de dimensionamento de projeto, ou então, problemas inerentes a instalação.

Um outro parâmetro que foi possível observar diz respeito aos problemas na rede da concessionária que acarretam em desligamentos não programados do inversor. Na Fig.10 é possível observar este problema que afetou, principalmente, o autoprodutor 09. Neste dia apresentado houve uma disponibilidade abundante do recurso solar, onde é possível perceber que ocorreram vários eventos de desligamento do inversor por sobretensão.

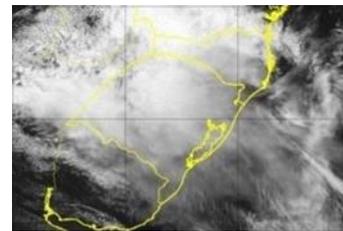


Fig. 10. Perda de geração de energia por indisponibilidade da rede da concessionária em níveis aceitáveis (SOLARWEB Fronius, 2018).

IV. CONCLUSÃO

Observando os resultados é possível concluir que o fator de desempenho médio dos projetos apresentados ficou em 75,73%. Considerando as incertezas do recurso solar, pode-se afirmar que o valor fica dentro do esperado, já que o FP para os mesmos projetos foi de 77,45%. A maior discrepância de desempenho pode ser associado as perdas por sombreamento, pois é difícil prever as condições sazonais do posicionamento do sol e do posicionamento de obstáculos vizinhos em todas as épocas do ano. O Prosumidor 05 apresentou uma perda muito maior em função do

sombreamento do valor considerado em projeto que foi de 7%, porém as perdas são superiores. Dessa forma, deverá ser refeito o arranjo elétrico para diminuir o impacto do sombreamento na geração total do sistema.

Considerando os estudos de FP no Brasil, entre 70 e 80%, pode-se perceber que os resultados obtidos nessa amostra de 09 unidades geradoras, torna evidente que esse parâmetro deve ser considerado para novos estudos e projetos. Quando comparado a sistemas europeus fica claro que os nossos projetos são mais afetados por condições de temperatura e com isso apresentam um fator de desempenho aquém.

Outra constatação importante é que alguns prosumidores tiveram prejuízos de geração em função da indisponibilidade temporária da rede da concessionária, fundamentalmente por sobre ou subtensão. Esse parâmetro não é dimensionado no projeto, no entanto, possui peso no dimensionamento real da geração. A incerteza associada à disponibilidade de recurso solar e com os dados históricos disponibilizados pelos softwares utilizados na metodologia contribuem para um afastamento da situação projetada versus realizada. Sendo assim, seria importante realizar o mesmo estudo com dados instantâneos de irradiação no local da instalação. Através desse estudo é possível fazer uma avaliação dos parâmetros utilizados para a elaboração de um projeto e tentar aproximar essas métricas das situações de campo, com isso teremos projetos mais confiáveis e com uma incerteza de geração menor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 13.05.2018.
- [2] Danielle Goulart Peraza, Fabiano Perin Gasparin, Arno Krenzinger, ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL Revista Brasileira de Energia Solar Ano 6 Volume VI Número 1 Julho de 2015 p.47-56.
- [3] EPE – Empresa de Pesquisa Energética – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2018. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br> >. Acesso em: 10.06.2018.
- [4] EUMETSAT. Disponível em: < http://satellite.cptec.inpe.br/repositorio1/goes16/goes16_web/ams_ret_ch_baixa/2017/11/S11635366_201711031315.jpg>. Acesso em: 10.07.2018.
- [5] João Tavares Pinho, Marco Antonio Galdino, MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CEPEL - CRESESB. Março de 2014.
- [6] Khalid, A. M., Mitra, I., Warmuth W., Schacht V., 2016. Performance Ratio – Crucial parameters for grid connected PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews 65(2016) 1139-1158.
- [7] Luís Guilherme Monteiro Oliveira , Thales José Rodrigues Corrade Renato Diniz Werneck Ceolin Alexandre Schichman Piterman Wallace do Couto Boaventura Victor Flores Mendes Eduardo Nohme Cardoso Wilson Negrão Macêdo Gustavo Malagoli Buiatti Alex Vilarindo Menezes Bruno Marciano Lopes PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (METODOLOGIA DE CÁLCULO) Revista Brasileira de Energia Solar Ano 7 Volume VII Número 1 Julho de 2016 p.58-65.
- [8] Lutero Carmo de Lima, Leonardo Araújo Ferreira, Francisco Edler Barreto de Moraes – PERFORMANCE ANALYSIS OF A GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN NORTHEASTERN BRAZIL – Energy For Sustainable Development 2017.
- [9] M.M. Fouad, Lamia A. Shihata, ElSayed I. Morgan. AN INTEGRATED REVIEW OF FACTORS INFLUENCING THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC PANELS Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017.
- [10] Mariana Myriam Fraga, Bruno Lacerda O. Campos, Tiago B. de Almeida, Juliano Marcial F. da Fonseca, Vanessa de Freitas Cunha Lins. ANALYSIS OF THE SOILING EFFECT ON THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC MODULES ON A SOCCER STADIUM IN MINAS GERAIS, BRAZIL. Solar Energy 2018.
- [11] Nils H. Reich*, Bjoern Mueller, Alfons Armbruster , Wilfried G. J. H. M. van Sark ,Klaus Kiefer and Christian Reise t 6Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS – PAPER PRESENTED AT 26TH EU PVSEC, HAMBURG, GERMANY 2011.
- [12] Rodrigo Limb Nascimento, ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS – Estudo Técnico MARÇO de 2017. Consultoria Legislativa, Câmara dos Deputados.
- [13] Ronaldo Sérgio Chacon Camargos, Rafael Amaral Shayani, Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, MÉTODO PARA ANÁLISE COMPARATIVA DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA CONCENTRADA E PULVERIZADA Revista Brasileira de Energia Solar Ano 7 Volume VII Número 2 Dezembro de 2016 p.115-122.
- [14] SOLAR WEB. Disponível em: <<https://www.solarweb.com/PvSystems/Widgets>>. Acesso em: 10.05.2018.
- [15] Tiago Soares, Marco Silva2, Tiago Sousa2,3, *ID, Hugo Morais2and Zita Vale2 ID. Energy and Reserve under Distributed Energy Resources Management—Day-Ahead, Hour-Ahead and Real-Time, Energies – 4 nov 2017.
- [16] Trigo F.M.; Quaglia R. B.; Moraes A. M.; Oliveira S. H. F.; Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica, Revista Brasileira de Energia Solar Volume 1 Número 2. Setembro de 2010 p. 127-138.
- [17] UFRGS – Software Radasol 2. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br>>. Acesso em: 25.05.2018.