

Cloud Variance Impact on the Voltage and Power Flow of Distribution Networks with Photovoltaic Generators

Martins, C. C., *Member, IEEE*, Sperandio, M., *Member, IEEE* and Welfer, D

Abstract— The present paper aims to investigate the effect of different types of clouds on the photovoltaic power generators and electricity distribution network in which they are connected. The developed methodology classifies solar irradiance data according to the GOES-13 satellite image processing, which contain information regarding the types of clouds. The image processing results are then compared with real solar irradiance data in order to analyze the influence of shading and thus classify the measured data as: clear sky, partly cloudy and cloudy. The OpenDSS software is employed for simulating the varying generation and load profiles using the IEEE 34 bus system as a testbed. The result analysis shows the power flow and electrical losses, as well as the generation profiles impact on voltage levels and the operation of voltage regulating equipment. Voltage fluctuations and tap changes are also analyzed considering different tap delays.

Index Terms— Clouds, Load Tap Changer, Photovoltaic, QSTS.

I. INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica (PV – *Photovoltaic*) depende da Irradiância solar, logo, sua capacidade varia conforme a latitude local; e a presença e movimento contínuo de nuvens [1], sendo que o último, possui comportamento aleatório e é o grande responsável pela variabilidade deste tipo de geração. A alta penetração de sistemas PV pode levar a barreiras técnicas, dado que variações de potência introduzidas por nuvens podem resultar no aumento e/ou diminuição na magnitude de tensão da rede [2], [3]. Além disso, o fluxo de potência pode perder sua característica unidirecional [4], e conseqüentemente deve-se avaliar questões como o nível de falha no sistema, estabilidade, capacidade de fluxo de potência reverso de comutadores de derivação, qualidade de energia, equipamentos de proteção, entre outros. Em [5] tem-se que a conexão de geradores PV pode trazer tanto vantagens, como por exemplo, elevação da eficiência energética e redução de perdas, quanto desvantagens, dependendo do local e quantidade de inserção no sistema de distribuição de energia elétrica.

Em [6] pode ser encontrado o desenvolvimento de um método para simular as nuvens deslocando-se ao longo de um

sistema de distribuição com uma penetração relativamente grande de sistemas PV. Contudo, para as simulações elétricas são considerados painéis completamente sombreados ou completamente expostos ao sol, ressaltando a dificuldade no que se refere a natureza estocástica e de difícil previsibilidade de nuvens.

Podem-se citar pesquisas onde são considerados imagens extraídas do céu para avaliação do comportamento das nuvens, a partir de equipamentos específicos, como por exemplo o TSI (*Total Sky Imager*), de maneira a emular a evolução temporal da irradiância solar [7], [8]. Contudo, algumas referências citam que o uso de tais equipamentos se mostra satisfatório em dia de céu limpo, enquanto em dias nublados existe uma maior dificuldade em prever a variabilidade. Em [9] pode-se encontrar um dos estudos mais completos no que diz respeito ao comportamento de nuvens, considerando o impacto do sombreamento total e estático sobre uma única célula de um módulo até arranjos, identificando a relação de transientes de irradiância e temperatura na passagem de nuvens, mostrando como serão os perfis de potência e tensão gerados, ressaltando que as rápidas variações trazem preocupações.

Assim, a instalação de geradores PV exige uma análise criteriosa a fim de identificar eventuais impactos negativos aos sistemas de energia elétrica. Neste contexto, o presente estudo mostra o desenvolvimento de uma metodologia que envolve o processamento de imagens de satélite (GOES-13), com o intuito de demonstrar o impacto que diferentes tipos de nuvens podem provocar na irradiância solar e conseqüentemente na rede de distribuição de energia, quando há a conexão de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos. Para a avaliação da rede considera-se tópicos relacionados a variação do perfil de tensão, fluxo de potência e perdas de energia do sistema.

Para as simulações elétricas, o sistema teste IEEE 34 barras é utilizado, através do software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), considerando diferentes características de carga e condições de geração via *Quasi-Static Time-Series* (QSTS).

Artigo submetido dia 30 de setembro de 2019.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

C. C. Martins é aluna de doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em Santa Maria, RS, BR (e-mail: cricielecastro@gmail.com).

M. Sperandio é professor no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em Santa Maria, RS, BR (e-mail: mauricio.sperandio@ufsm.br).

D. Welfer é professor no Programa de Pós-Graduação em Informática da Universidade Federal de Santa Maria, em Santa Maria, RS, BR (e-mail: daniel.welfer@ufsm.br).

II. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia para avaliação do impacto das nuvens no sistema de distribuição é dividida em três etapas principais: a identificação de nuvens a partir de imagens do satélite GOES-13, a caracterização das curvas de radiação solar em função dessas nuvens, e as simulações elétricas com variação no tempo.

A. Local de Estudo

A metodologia se detém na análise para o município de Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil. Mais especificadamente, os dados de irradiância solar (W/m^2) foram adquiridos a partir do sistema fotovoltaico instalado no Colégio Politécnico da Universidade Federal de Santa Maria [10], localizado no telhado do Bloco E. O sistema é composto de um inversor Fronius Galvo 3.1-1 [11] conectado a um arranjo de 14 módulos fotovoltaicos Risen SYP250P [12] de modo que suas características básicas podem ser vistas na Tabela I.

O registro de dados é feito num período de 5 em 5 minutos, gerando assim, 288 aquisições a cada dia completo de medição. Além da irradiância, tem-se o registro da potência gerada (W) e da temperatura em que os módulos se encontram ($^{\circ}C$).

TABELA I
CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Inversor	
Marca	Fronius
Modelo	Galvo 3.1-1
Potência nominal de saída	3100 W
Tipo	Topologia com transformador de alta frequência
Quantidade	1
Módulos Fotovoltaicos	
Marca	Risen
Modelo	SYP250P
Potência unitária (STC)	250 Wp
Tipo	Silício poli cristalino
Quantidade	14 = 3500 Wp

B. Caracterização das Curvas de Irradiância Solar

As nuvens podem ser classificadas em dez diferentes gêneros (*Cirrus*, *Cirrocumulus*, *Cirrostratus*, *Alto cumulus*, *Altostratus*, *Nimbostratus*, *Stratocumulus*, *Stratus*, *Cumulus* e *Cumulonimbus*), e estes são subdivididos em espécies baseando-se na forma ou na estrutura interna. Para identificar e classificar os tipos de nuvens foi utilizado um processamento de imagens de satélite por meio do software MATLAB®. As imagens utilizadas, são disponibilizadas publicamente pelo CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) com dados do satélite GOES-13 [13]. O GOES-13, cobre a América do Sul, é operado pela NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) e pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), como parte do programa GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*).

Tais imagens apresentam a classificação de nuvens com informações acumuladas de 30 em 30 minutos, de forma que possuem 24 bits por pixel e resolução espacial de 578 pixels por 590 pixels, e são apresentadas em horário UTC (*Universal Time Coordinated*). Na página do CPTEC, pode ser encontrada uma

legenda que identifica os tipos de nuvens que são mostradas, sendo estas: cúmulos (tons de amarelo), estratos (tons de lilás), cirros (tons de cinza) e multicamadas (tons de azul).

Para o presente estudo é feita uma análise semelhante à realizada por [14], onde este apresenta uma metodologia para geração de séries sintéticas de radiação solar a partir de séries temporais de classificação automática de nuvens. Basicamente, a avaliação das imagens consiste em realizar uma análise com base em um retalho no entorno do pixel de interesse, sendo que [14] utilizou retalhos de 12 km x 12 km.

Considerando o Estado do Rio Grande do Sul, e sabendo-se que o mesmo apresenta uma área total de aproximadamente 281.748 km², tem-se que cada pixel corresponde a uma área de 4,5 km². Utilizando-se imagens classificadas com intervalo de tempo de 30 minutos, optou-se pelo uso de um retalho, de um formato quadrado de tamanho 3 pixels x 3 pixels (~ 13,5 km x 13,5 km) em vez de considerar somente o ponto marcado como o município de Santa Maria. Na Fig.1 pode-se observar um exemplo de imagem disponibilizada, sendo que o pixel central (representa a sede do município de Santa Maria) corresponde ao ponto 407 x 250.

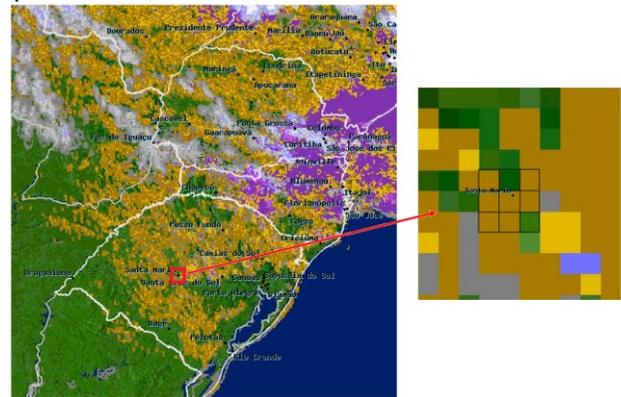


Fig. 1. Imagem disponibilizada pelo CPTEC com classificação de nuvens e detalhe do retalho analisado em 12/12/2016 – 18:00 (UTC) para Santa Maria.

Optou-se por separar em 5 classificações para uma simplificação de processamento e análise, onde tais grupos são: céu claro, cirros, cúmulos, estratos e multicamadas (camadas diversas de nuvens). Logo, a avaliação do retalho de pixels consiste em um contador, onde o mesmo retorna a classe de nuvem mais frequente. A Fig. 2 demonstra o fluxograma de etapas utilizados para o processamento de imagens.



Fig. 2. Fluxograma de etapas do processamento de imagem.

A etapa mais importante, refere-se a criação da máscara de nuvens, ou seja, para classificar os grupos, foram utilizados os intervalos de valores que compõem cada componente de cor do modelo RGB (*Red-Green-Blue*) [15], de modo que são utilizados números inteiros entre 0 e 255 para especificar a quantidade de vermelho, verde e azul. O número zero indica ausência de intensidade (mais escuro) e o número 255 indica intensidade máxima (mais claro). Os intervalos de valores RGB utilizados para identificar os diferentes tipos de nuvens foram obtidos empiricamente, ou seja, pela observação dos valores

RGB de cada pixel pertencente a um conjunto de imagens de baixa resolução disponibilizadas pelo CPTEC. O intervalo compreendido entre [0, 99] para a componente de cor vermelho e [0, 119] para o componente azul, indica que se trata de céu limpo. Para a nuvem do tipo cúmulos, o intervalo [151, 255] representa a componente de cor vermelha e [0, 69] a componente azul. Já para a nuvem do tipo cirros, tem-se o intervalo entre [111, 219] para as cores vermelha, verde e azul. Na Tabela II podem ser encontrados os intervalos de valores RGB para as classificações utilizadas.

TABELA II
INTERVALOS UTILIZADOS PARA DETECÇÃO DO TIPO DE NUVEM.

Nuvem	Red ($0 \leq R \leq 255$)	Green ($0 \leq G \leq 255$)	Blue ($0 \leq B \leq 255$)
Céu limpo	0 a 99	não utilizado*	0 a 119
Cúmulos	151 a 255	não utilizado*	0 a 69
Estratos	101 a 255	0 a 149	51 a 255
Cirros	111 a 219	111 a 219	111 a 219
Multicamadas	101 a 255	não utilizado*	221 a 255

*valores que não se distinguem dos demais.

Aplicando-se a metodologia na Fig. 1, tem-se que dos 9 pixels em análise, 6 retornaram com classificação do tipo cúmulos, conforme o resultado a seguir:

- cúmulos - pixel Central (407,250)*
- cúmulos - pixel Oeste (407,249)*
- cúmulos - pixel Leste (407,251)*
- céu limpo - pixel Sul (406,250)*
- cúmulos - pixel Noroeste (408,249)*
- cúmulos - pixel Sudoeste (406,249)*
- cúmulos - pixel Sudeste (406,251)*
- número pixels Céu Limpo: 1*
- número pixels Cúmulos: 6*
- número pixels Estratos: 0*
- número pixels Cirros: 0*
- número pixels Multicamadas: 0*
- número pixels Indefinidos: 2*

A classificação pode ser observada na máscara binária apresentada na Fig. 3.

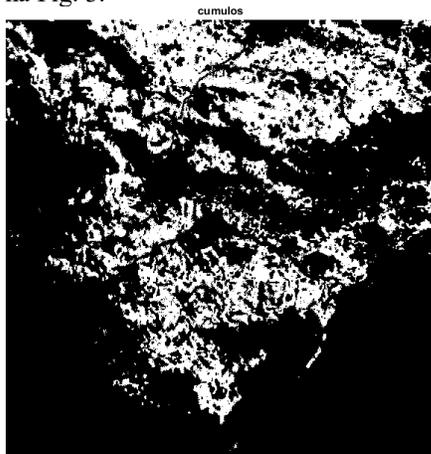


Fig. 3. Exemplo de máscara de nuvens do tipo cúmulos para uma imagem de satélite.

Pode-se perceber que a metodologia aplicada pode vir a não retornar o tipo de nuvem em algum pixel, isso se explica pela falta de precisão na detecção de intervalo de cores. Assim como, o contador pode retornar uma avaliação maior que 9, uma vez que uma nuvem pode invadir o intervalo de cores de outra. Contudo, mesmo com a falta de precisão, o método se mostra satisfatório, dado que sempre é possível observar o tipo mais frequente no retalho escolhido.

C. Simulações Elétricas

O sistema IEEE 34 barras [16] foi utilizado como rede base para os estudos, podendo ser visto na Fig. 4. Este é caracterizado principalmente por ser um sistema de distribuição longo; com carregamento leve e desequilibrado; e apresenta dois reguladores de tensão.

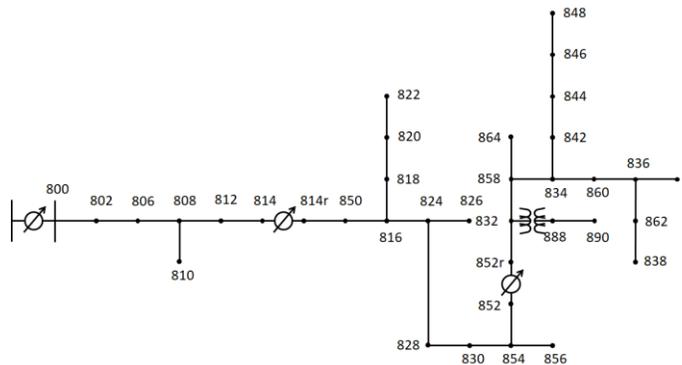
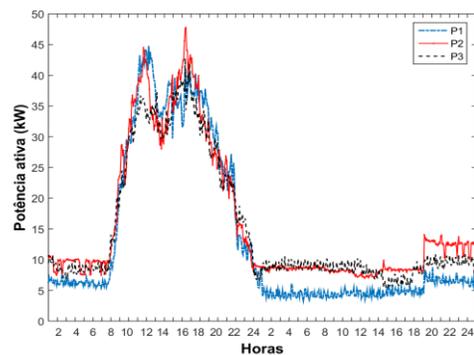
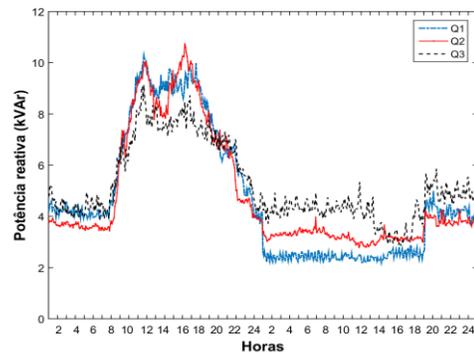


Fig. 4. Sistema teste utilizado – IEEE 34 barras.

Para caracterizar uma variação de carga real, foram utilizados registradores de demanda portáteis PowerNET P-600 G4 [17], instalados nas dependências da Universidade Federal de Santa Maria. A demanda apresenta uma característica dinâmica e comercial, diferenciada em dia útil (de segunda à sexta) e fim de semana ou feriado. Na Fig. 5 pode ser observado um exemplo das curvas de carga utilizadas. A Fig. 5 (a) mostra a demanda de potência ativa nas 3 fases e a Fig. 5 (b) mostra a demanda de potência reativa, de modo que as primeiras 24 horas representam a característica para dia de semana e as demais para fim de semana.



(a)



(b)

Fig. 5. Curva de carga prédio 13. (a) Potência ativa. (b) Potência reativa.

Logo, visando avaliar a iteração entre a variação diária de geração e de carga de forma sequencial foram feitas análises com simulação QSTS. Basicamente, as análises QSTS são resoluções sequenciais de fluxo de potência que possibilitam determinar variações temporais em sistemas elétricos, de modo que consideram na resolução do problema dados históricos ou estimados de variação de carga e geração, além da modelagem das características operacionais de determinados componentes [18]–[20]. Para que isso ocorra, uma solução do fluxo de potência convergido é utilizada como valor inicial para a próxima solução, em um intervalo definido de acordo com os dados disponíveis – no caso deste estudo de 5 em 5 minutos.

O software OpenDSS foi especialmente desenvolvido pela EPRI (Electric Power Research Institute) para esse tipo de análise. Além de ser um software livre (*Open Source*), que pode ser utilizado e/ou modificado por qualquer usuário sem nenhum ônus ou obrigação com o desenvolvedor [21].

Foi modelado o regulador de tensão padrão ou controle LTC (*Load Tap Changer*), sendo que no sistema IEEE 34 barras os dois transformadores reguladores são compostos por um banco trifásico, utilizados apenas para regulação da tensão elétrica.

No OpenDSS, o regulador de tensão é emulado pelo objeto “RegControl”, que se encontra associado a um dos enrolamentos de um transformador. No presente estudo, dado que se trata de um banco, tem-se que o transformador associado é monofásico, com conexão estrela-estrela, sendo o regulador conectado a seu segundo enrolamento (*winding*), tendo por objetivo monitorar a tensão.

Conforme as linhas de código a seguir, tem-se que o regulador está ajustado para uma tensão de regulação (*vreg*) de 122 V, com uma banda (*band*) de 2 V (121 – 123 V), relação de transformação (*ptratio*) de 120 e tempo de atraso (*delay*) de 300 segundos.

```
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2
~ vreg=122 band=2 ptratio=120 delay=300
```

Esse elemento ajusta as derivações de um enrolamento (taps), para que se atinja a tensão de referência a partir do monitoramento da tensão na barra, sendo que número total de comutações, entre o valor mínimo e o máximo, é 32 (± 16), de modo que a posição neutra não é contada.

Já o sistema fotovoltaico é composto por um arranjo de painéis e por um inversor para a conexão à rede elétrica. O fator de potência máximo é definido a partir da curva de eficiência do painel fotovoltaico Risen SYP250P [12], que apresenta uma temperatura nominal de operação de 45 ± 2 °C e seu coeficiente de temperatura para máxima potência é de $-0,39$ %/°C. Sua característica de potência em relação a temperatura pode ser observada na Fig. 6.

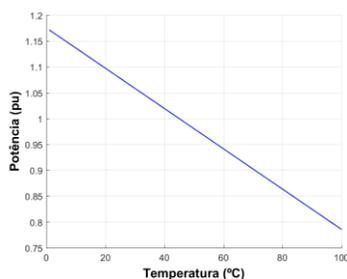


Fig. 6. Curva do valor máximo de potência em função da temperatura – Risen SYP250P.

A potência de saída do inversor e do sistema fotovoltaico é dada pela multiplicação da potência de saída do arranjo pelo rendimento do inversor [11], em pu. Para este estudo tem-se as características do inversor Fronius, modelo Galvo 3.1-1, conforme pode ser observado na Fig.7. Vale ressaltar que foi determinado um fator de potência unitário para o sistema fotovoltaico.

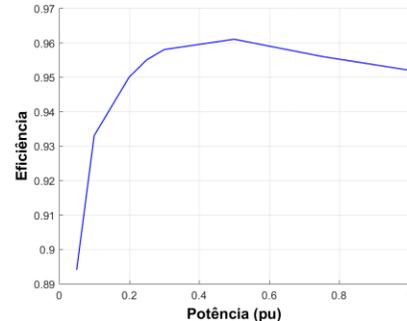


Fig. 7. Curva de eficiência do inversor Fronius Galvo 3.1-1.

D. Estudo de Caso

O estudo de caso é dividido em diferentes cenários, a partir das combinações de carga, geração e ajuste do *delay* dos comutadores, conforme Tabela III.

TABELA III
POSSIBILIDADE PARA ESTUDO DE CASO.

Definições	
Condição de Carga	Carga variável – dia de semana Carga variável – fim de semana Caso Base: sem inserção de PV
Condições de Geração	Ensolarado: inserção de PV quando o retorno é exclusivamente céu claro Parcialmente encoberto: inserção de PV quando o retorno é nuvens do tipo cirros, cúmulos ou estratos Encoberto: inserção de PV quando o retorno é exclusivamente multicamadas
Reguladores de Tensão	Ajuste de <i>delay</i> de 300, 600 e 900 segundos

Os ajustes de *delay* se dão com o objetivo de avaliar se pode ser vantajoso um tempo de ajuste menor ou maior, ou até mesmo interromper as comutações, evitando trocas excessivas e desgaste do equipamento regulador de tensão conforme a característica da geração em função das nuvens.

III. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Considerando as medições disponíveis do ano de 2016 do sistema fotovoltaico escolhido, tornou-se possível compará-los com as imagens de classificação de nuvens. Para demonstração da metodologia, optou-se pela avaliação do mês de janeiro de 2016. Inicialmente buscou-se um determinado dia onde o retorno de todas as imagens fosse de céu claro, com o intuito de determinar uma curva ideal de irradiância solar, a fim de servir como base de comparação para os demais dias. Desta forma, obteve-se o dia 19 de janeiro como referência, sendo que os dias 14 e 15 de janeiro também apresentaram todos os retornos em céu claro.

Seguindo com a verificação para os demais dias do mês de janeiro, pode-se concluir que quando o retorno é multicamadas, se tem irradiâncias medidas muito baixas, chegando a

apresentar uma diferença de -900 W/m^2 de um dia ensolarado. Logo, dias com maior retorno de multicamadas apresentaram um erro relativo maior que 90% em relação ao dia referência do mês. Desta forma, dias com maior retorno de multicamadas foram considerados como céu encoberto.

Os demais tipos de nuvens em análise (cirros, estratos e cúmulos) apresentaram uma grande variação dos resultados, tal variação podendo ser de -20 W/m^2 até -350 W/m^2 quando comparada com um dia ensolarado. Levando-se em consideração a característica destes tipos de nuvens, tem-se:

- Cirros: 8 a 12 km de altitude, nuvens mais altas, com sombreamento esparsa e indefinido devido a altitude, dispersão e transparência;
- Estratos: 0 a 2 km de altitude, camada baixa, uniforme e cinza, que habitualmente cobre todo o céu e lembra um nevoeiro que não chega tocar o chão;
- Cúmulos: altitude baixa com desenvolvimento vertical pequena ou moderada, são densas, com contornos bem definidos, onduladas e bases frequentemente planas.

Desta forma, a partir de suas características e análises dos resultados, tem-se que os erros relativos se mantiveram de 0 a 20% para nuvens do tipo cirros; erros maiores que 20%, nuvens do tipo cúmulos; e erros maiores que 50% nuvens do tipo estratos. Apesar dessa classificação, houve uma certa dificuldade em avalia-las de forma individual, ou seja, os erros mostraram grande variação, por exemplo, uma nuvem do tipo cúmulos pode apresentar um erro de 75%, assim como uma nuvem do tipo estratos. Com isso, optou-se por agrupar esses três tipos de nuvens em uma classificação, no caso céu parcialmente encoberto, passando de cinco possíveis classificações da imagem, para três curvas de análise na rede elétrica teste.

A Fig. 8, mostra a irradiância solar dos dias escolhidos para representação da metodologia. Sendo o dia 19 de janeiro retorno exclusivamente de céu claro e o dia 5 de janeiro com retorno exclusivamente de multicamadas. Já para a classificação de um dia parcialmente encoberto, tem-se o dia 11 de janeiro com resultados variados, conforme pode ser verificado na Tabela IV.

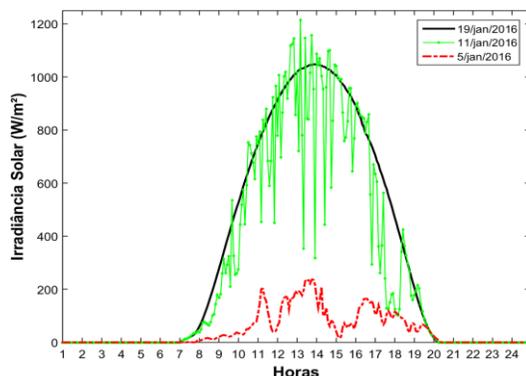


Fig. 8. Irradiância solar ao longo de 24 horas referente aos dias escolhidos para a representação da metodologia.

Na Tabela IV a primeira coluna representa a hora local (Brasília), de modo que, sabendo que no mês de janeiro estava em vigor o horário de verão, tem-se UTC -2 horas. A coluna " W/m^2 " mostra o dado medido de irradiância solar a partir

do sistema instalado no Colégio Politécnico e seguido do seu respectivo resultado do processamento das imagens. A Fig. 9, mostra a potência de saída do sistema fotovoltaico considerando as diferentes curvas de irradiância solar demonstradas na Fig. 8.

Prosseguindo com a avaliação da rede elétrica, tem-se que o cenário em análise conta com a inserção de módulos solares com potência total de 50% da capacidade da carga do sistema IEEE 34 barras, ou seja, sabendo que a carga total representa aproximadamente 1728 kW, a capacidade de geradores distribuídos na rede será de 864 kW. Considerando que o comportamento da geração instalada será idêntico ao demonstrado na Fig. 9, tais módulos foram distribuídos em diferentes barras do sistema, podendo ser monofásicos ou trifásicos.

Assim, as barras trifásicas 840, 890, 860, 848 e 844 contam com a inserção de 105 kWp de geração cada; as barras monofásicas 820.1, 826.2, 830.1 com 28 kWp cada; e por fim, também nas barras monofásicas 854.1, 856.2, 858.1, 864.1, 816.2, 838.2, 846.2, 806.1 a inserção de 31,5 kWp de geração em cada uma delas. A seguir tem-se o estudo dos parâmetros elétricos, sendo o fluxo de potência, as perdas, os níveis de tensão e comutação de tap dos transformadores reguladores de tensão.

TABELA IV
RESULTADOS DE PROCESSAMENTO PARA O DIA 11/01/2016.

Dia		11/janeiro			
Hora Local	W/m^2	Resultado	Hora Local	W/m^2	Resultado
08:00	38	estratos	14:30	962	cúmulos
08:30	64	estratos	15:00	1041	cúmulos
09:00	167	estratos	15:30	773	cúmulos
09:30	324	estratos	16:00	891	cúmulos
10:00	275	cúmulos	16:30	790	cúmulos
10:30	754	céu claro	17:00	634	cúmulos
11:00	749	céu claro	17:30	241	cúmulos
11:30	684	cúmulos	18:00	126	cúmulos
12:00	779	cúmulos	18:30	364	céu claro
12:30	918	cúmulos	19:00	178	cúmulos
13:00	1018	cúmulos	19:30	91	-*
14:00	1087	céu claro	*Imagem não disponível.		

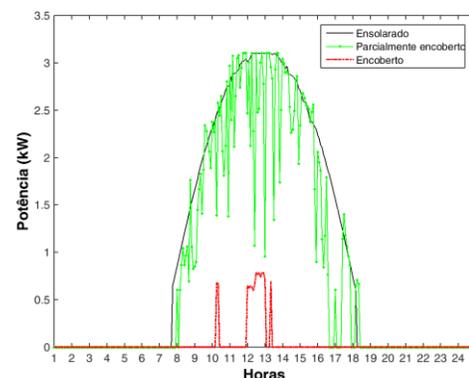


Fig. 9. Potência de saída do sistema fotovoltaico a partir das curvas de irradiância solar considerada.

A. Fluxo de Potência e Perdas

Após inseridas todas as características do sistema, os primeiros resultados que podem ser mostrados são quanto ao

fluxo de potência e às perdas elétricas. O fluxo de potência foi monitorado no transformador da subestação (SE) sendo este trifásico e não utilizado para regulação de tensão. Já as perdas de energia foram apuradas pelo balanço energético, ou seja, a diferença entre a potência inserida no sistema e a consumida pelas cargas, logo tais perdas são compostas pelas perdas nas linhas adicionadas às perdas nos transformadores.

No sistema IEEE 34 barras, a maior parte da potência provém da barra infinita e é transmitida pela subestação de entrada, sendo assim, no caso base com carga com característica de dia de semana, tem-se uma potência média de aproximadamente 1079,518 kVA.

Já casos que contam com geradores fotovoltaicos, o fluxo é influenciado tanto pela geração quanto pelo comportamento da carga, ou seja, quando se tem outro tipo de fonte geradora no sistema, a potência requerida da barra infinita diminui conforme o comportamento dessa geração. Por exemplo, em um dia ensolarado tem-se a menor potência média exigida, sendo de aproximadamente 819,7 kVA (cerca de 24,34% a menos). Já em dias encobertos a potência exigida da SE diminui somente cerca de 1% em relação ao caso base. Na Tabela V pode-se encontrar os valores de média, mínima e máxima potência medidos no transformador da SE, para os diferentes cenários testados.

TABELA V
POTÊNCIA NA SE PARA OS DIFERENTES PERFIS DE CARGA.

Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	1079,518	723,204	1782,015
Ensolarado	819,706	588,043	1032,153
Parcialmente Encoberto	864,331	606,841	1484,615
Encoberto	1069,060	723,204	1785,869
Perfil de carga final de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	1152,253	1006,307	1616,668
Ensolarado	933,895	417,3092	1625,35
Parcialmente Encoberto	970,430	433,789	1625,35
Encoberto	1143,067	893,894	1616,668

Os casos testados não apresentaram fluxo reverso de potência nos locais monitorados, o que pode ser explicado pelo fato das curvas de demanda utilizadas (comercial) mostrarem-se complementares aos dados de geração, ou seja, o pico de geração coincide com o período de maior consumo das cargas (fim da manhã e início da tarde). Ainda, vale ressaltar que, de acordo com os diferentes ajustes de *delay* nos transformadores reguladores de tensão, tanto o fluxo de potência quanto as perdas não sofrem alterações significativas.

Na Fig. 10 está representado o comportamento das perdas, de forma que se pode observar que em dias com menor geração, por exemplo um dia encoberto, as perdas sofreram pouca redução, ao contrário de dias que contam com maior geração, uma vez que os níveis de corrente circulando do transformador da SE em direção às cargas será minimizado pela geração local. Na Tabela VI pode ser encontrado os

valores de média, mínima e máxima perda percentual para o sistema em análise.

TABELA VI
PERDAS ELÉTRICAS PARA OS DIFERENTES PERFIS DE CARGA.

Perfil de carga dia de semana				
Caso	Média (%)	Média (kW)	Mínima (%)	Máxima (%)
Caso Base	9,276	85,511	6,075	11,966
Ensolarado	8,215	49,411	5,608	11,583
Parcialmente Encoberto	8,371	54,709	5,566	11,583
Encoberto	9,225	83,790	6,075	11,966
Perfil de carga fim de semana				
Caso	Média (%)	Média (kW)	Mínima (%)	Máxima (%)
Caso Base	6,984	79,299	6,157	11,637
Ensolarado	6,420	58,349	4,527	11,695
Parcialmente Encoberto	6,468	62,069	4,464	11,695
Encoberto	6,943	78,281	5,564	11,637

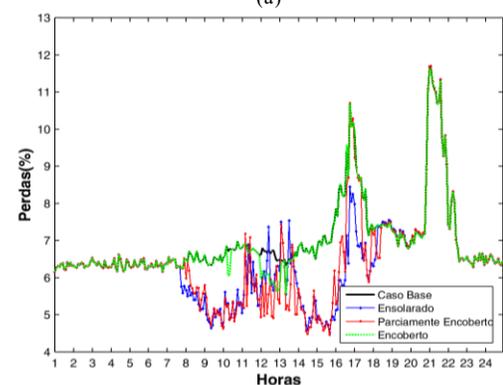
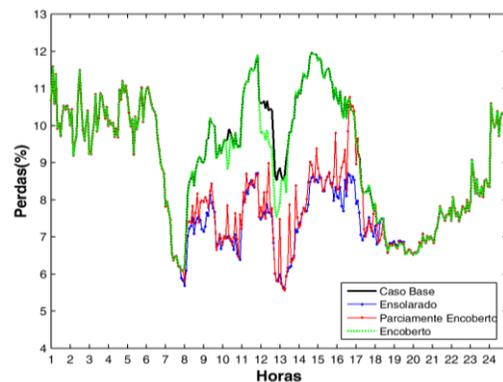


Fig. 10. Perdas no transformador da SE (a) Dia de semana (b) Fim de semana.

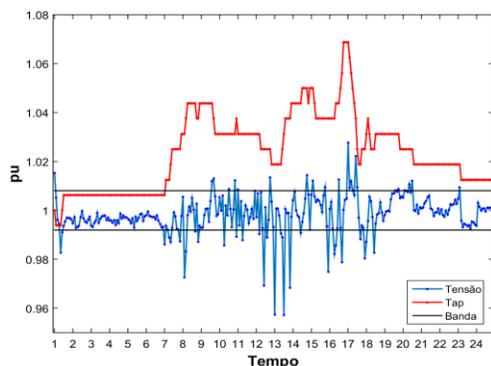
B. Níveis de Tensão e Comutação de Tap

Os níveis de tensão e o número de trocas de taps dos transformadores reguladores também foram monitorados, de modo que foram inseridos medidores na primeira fase do enrolamento dois dos equipamentos. Na Fig. 11 tem-se a demonstração da tensão e trocas de tap do transformador

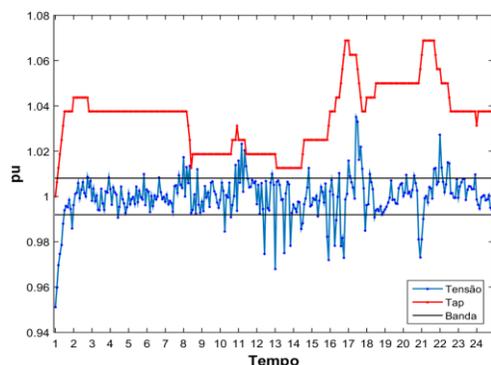
regulador de tensão 2 (barra 852), no caso com geradores em um dia parcialmente encoberto e atraso de comutação ajustado em 5 minutos. Sendo a Fig. 11 (a) e Fig.11 (b), com perfil de carga de dia de semana e final de semana, respectivamente. Sabendo que os reguladores estão ajustados para uma tensão de regulação de 122 V (1 pu) e uma banda de 2 V, tem-se que sua insensibilidade varia de 1,00819 a 0,99180 pu.

Vale ressaltar que não foi especificado para as simulações o parâmetro de *tapdelay*, ou seja, se depois de transcorrido o tempo ajustado de *delay* e a tensão ainda se encontrar fora dos seus limites, o regulador atua novamente com intervalos de *tapdelay*, de modo que o padrão do software OpenDSS é de 2 segundos. Fica evidente nas imagens que os níveis de tensão são influenciados pelas variações no fluxo de potência no sistema, dado que além da geração, o sistema conta com o comportamento da carga.

Em complemento, a Tabela VII e a Tabela VIII trazem o número de comutações de tap em 24 horas para o transformador regulador de tensão 1 e para o regulador de tensão 2 em todos os casos testados. Pode-se observar que o caso base tem um maior número de comutações de tap do que com PV em dias ensolarados. Isso ocorre devido a complementariedade com o perfil de carga (comercial). Devido à menor variação da demanda nos finais de semana, o número de comutações será menor neste período.



(a)



(b)

Fig. 11. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 2 - *delay* de 5 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Dia de semana (b) Fim de semana.

Ao avaliar os resultados das Tabelas VII e VIII, tem-se que geradores fotovoltaicos podem vir tanto a beneficiar o sistema diminuindo o número de comutações quando a carga

tem um perfil mais diurno, quanto prejudicar, caso a geração não seja complementar ao consumo. Por exemplo no regulador de tensão 2, em um dia parcialmente encoberto e ajuste de *delay* em 5 minutos, o comutador alterou sua posição 16 vezes mais que o caso base. Contudo, com ajuste de *delay* de 15 minutos, diminuiu 2 comutações.

TABELA VII
TROCAS DE TAP DO REGULADOR DE TENSÃO 1.

Ajuste (minutos)	15	10	5
Perfil de carga Dia de Semana			
Caso Base	28	27	30
Ensolarado	16	16	18
Parcialmente Encoberto	22	27	24
Encoberto	32	31	34
Perfil de carga fim de semana			
Caso Base	11	11	14
Ensolarado	17	17	20
Parcialmente Encoberto	19	23	24
Encoberto	11	11	16

No monitoramento das comutações de taps dos transformadores reguladores de tensão pode-se observar que não há uma relação inversa estrita entre a variável *delay* do tap e o número de comutações, devido às variações entre carga e geração (efeito das nuvens). Desta maneira, considerando um ajuste de *delay* de 10 minutos por exemplo, dado as variações de carga e geração, pode ocorrer de a tensão sair da banda e não haver comutação, pois a mesma voltou a banda ainda neste intervalo de tempo. Contudo, considerando um ajuste de *delay* de 15 minutos, pode ocorrer de, no final desse tempo transcorrido, o nível de tensão sair novamente da banda o que acarretará em uma comutação. Portanto, não existe uma implicação estrita que um maior *delay* deverá provocar menos comutações. Isso evidencia a necessidade da avaliação cuidadosa da rede com grande participação de fontes fotovoltaicas, e o desenvolvimento de equipamentos ou gerenciamento mais inteligentes, bem como o emprego de sistemas de armazenamento.

TABELA VIII
TROCAS DE TAP DO REGULADOR DE TENSÃO 2.

Ajuste (minutos)	15	10	5
Perfil de carga dia de semana			
Caso Base	30	27	30
Ensolarado	22	22	22
Parcialmente Encoberto	28	37	46
Encoberto	34	31	36
Perfil de carga fim de semana			
Caso Base	21	18	24
Ensolarado	29	30	32
Parcialmente Encoberto	35	42	43
Encoberto	27	22	28

IV. CONCLUSÃO

Conforme o exposto no presente trabalho, destaca-se que a paridade feita dos dados reais medidos de irradiância solar com as imagens disponíveis do satélite demonstraram resultados satisfatórios. Apesar da metodologia ser aplicada em imagens disponíveis em períodos de 30 minutos, a mesma pode ser aplicada em imagens com intervalos de tempo menores, caso se tenha acesso. Além disso, considerando trabalhos futuros, é possível a criação de curvas sintéticas de

irradiância solar a partir dos resultados de processamento, dado à similaridade da irradiância medida com o tipo de nuvem retornada.

Quanto às simulações elétricas, destaca-se o uso da análise QSTS, que permite levar em conta variações de carga e geração ao longo do tempo, bem como sua interação com os demais equipamentos do sistema. Com a inserção da geração distribuída, as perdas no sistema IEEE 34 barras mostraram-se menores em relação ao caso base, assim como o fluxo de potência médio diminuiu, independente do perfil de geração considerado. Em contrapartida, o perfil de tensão para os casos testados teve maior variabilidade, principalmente em um dia parcialmente encoberto (com nuvens dos tipos cirros, cúmulos ou estratos), acarretando um maior número de trocas de tap. Os diferentes atrasos de comutação (*delay*) se deram com o objetivo de demonstrar a possibilidade de ajuste do comutador automático conforme a variabilidade da geração, visando evitar comutações excessivas, para aumentar a vida útil do equipamento. No entanto, fica claro que não há uma relação inversa estrita entre essas variáveis. Pois, mesmo com um *delay* maior, pode ocorrer de o número de comutações tornar-se maior, devido às variações entre carga e geração. Isso evidencia a necessidade da avaliação cuidadosa da rede com grande participação de fontes fotovoltaicas, e o desenvolvimento de equipamentos ou gerenciamento mais inteligentes, como a previsão com imagens de satélites, bem como o emprego de sistemas de armazenamento.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] G. W. Chang, Y. H. Chen, L. Y. Hsu, and Y. Y. Chen, "Study of Impact on High PV-penetrated Feeder Voltage Due to Moving Cloud Shadows," 2016 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C). IEEE, Xi'an, 2016. pp. 1067-1070.
- [2] Y. Xue *et al.*, "Voltage Impact Analyses of Solar Photovoltaics on Distribution Load Tap Changer Operations," 2017. North American Power Symposium (NAPS). IEEE, Morgantown, WV, 2017. pp. 1-6.
- [3] C. K. Gan, C. Y. Lau, K. A. Baharin, and D. Pudjianto, "Impact of the photovoltaic system variability on transformer tap changer operations in distribution networks," 2017 CIREN-Open Access Proceedings Journal, v. 2017, no. 1, pp. 1818-1821.
- [4] J. Aramizu and J. C. M. Vieira, "Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, Vancouver, BC, 2013. pp. 1-5.
- [5] N. Mourad and B. Mohamed, "Impact of Increased Distributed Photovoltaic Generation on Radial Distribution Networks," 2016 2016 International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT). IEEE, St. Julian's, 2016. pp. 292-295.
- [6] D. L. Garret and S. M. Jeter, "Photovoltaic Voltage Regulation Impact Investigation Technique: Part I - Model Development" 1989 IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 4, no. 1, pp. 47-53.
- [7] Z. Zhen, F. Wang, Y. Sun, C. Liu, B. Wang, and J. Lu, "SVM Based Cloud Classification Model Using Total Sky Images for PV Power Forecasting," 2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). IEEE, 2015. pp. 1-5.
- [8] J. H. O. Lopes, "Previsão de produção fotovoltaica a muito curto prazo usando análise e modelação de dinâmica de sombras," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

- [9] D. dos S. F. Soares, "Impactos da Dinâmica Atmosférica na Flutuação de Potência em Usinas Fotovoltaicas," Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.
- [10] "Universidade Federal de Santa Maria." [Online]. Disponível em: <http://site.ufsm.br/>.
- [11] F. Galvo, "Tecnical Data - Fronius Galvo 3.1-1" [Online]. Disponível em: <https://www.solartopstore.com/collections/fronius/products/fronius-galvo-3-1-1>.
- [12] R. S. Technology, "Polycrystalline Module Syp240s~syp260p," [Online]. Disponível em: <http://solarrenting.nl/wp-content/uploads/2014/11/Risen-datasheet.pdf>.
- [13] CPTEC. Clmáticos, "Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais - DSA." Centro de Previsão do Tempo e Estudos Clmáticos [Online]. Disponível em: <http://sigma.cptec.inpe.br/nuvens/#>.
- [14] C. O. Inácio, "Geração de Séries Sintéticas de Irradiância e Caracterização do Recurso Solar Brasileiro para a Geração Fotovoltaica," Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [15] R. C. Gonzalez and R. E. Woods, *Processamento de Imagens Digitais*. Edgard Blücher Ltda, 2000.
- [16] P. & E. S. P. IEEE, "Radial Distribution Test Feeders," IEEE, 1991. [Online]. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [17] I. P. Quality, "PowerNET P-600 G4 - Analisador Portátil de Grandezas Elétricas." [Online]. Disponível em: <http://www.ims.ind.br/produto-detalle/powemet-p-600-g4>.
- [18] B. A. Mather and M., "Quasi-Static Time-Series Test Feeder for PV Integration Analysis on Distribution Systems," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, San Diego, CA, 2012. pp. 1-8.
- [19] R. J. Broderick, J. E. Quiroz, M. J. Reno, A. Ellis, J. Smith, and R. Dugan, "Time Series Power Flow Analysis for Distribution Connected PV Generation," Sandia National Laboratories SAND2013-0537, 2013.
- [20] M. Lave, M. J. Reno, and R. J. Broderick, "Characterizing local high-frequency solar variability and its impact to distribution studies". 2015 Solar Energy, v. 118, pp. 327-337, 2015.
- [21] R. C. Dugan, "OpenDSS Manual," EPRI Training Materials. pp. 1-184, 2016.



Criciele Castro Martins Possui graduação em Engenharia Elétrica (2015) pela Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), Campus Alegrete, Rio Grande do Sul, Brasil. Mestrado (2017) e doutorado (em andamento) na linha de pesquisa de Sistemas de Energia, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Rio Grande do Sul, Brasil.



Mauricio Sperandio É doutor desde 2008 em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil. Atualmente é professor do Departamento Eletromecânico e Sistemas de Potência (DESP). Também é docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), ambos da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Rio Grande do Sul, Brasil.



Daniel Welfer É doutor desde 2011 em Computação pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil. Atualmente é professor do Departamento de Computação Aplicada (DCOM). Também é docente do Programa de Pós-Graduação em Ciência da Computação (PPGC), ambos da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Rio Grande do Sul, Brasil.