



GRUPO – II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS – GPT

**O EFEITO LENTE E A SUA INFLUÊNCIA NA OPERAÇÃO DE
UMA USINA FOTOVOLTAICA NO NORDESTE BRASILEIRO**

Fontenele, L.F.A. (*) Inácio, C.O. Gouveia, H.T.V. Ferreira, P.H.F. Araújo, R.G.
PETROBRAS PETROBRAS PETROBRAS PETROBRAS PETROBRAS

RESUMO

Este trabalho analisa a ocorrência do efeito lente e sua influência na operação de uma usina fotovoltaica no nordeste brasileiro. O aumento da irradiância global horizontal causado pela reflexão da irradiância direta nas nuvens provocou um acréscimo na irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos, aumentando a corrente injetada no sistema elétrico, que sensibilizou a proteção da usina e a desligou. Com dados da estação meteorológica e o modelo de céu claro, determinou-se a frequência da ocorrência do efeito lente no período analisado na localidade em questão. Também, compararam-se os resultados com dados de outra estação situada em zona climática distinta.

PALAVRAS-CHAVE

Efeito lente, Operação, Usina fotovoltaica Alto do Rodrigues

1.0 - INTRODUÇÃO

Buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou o edital de Chamada de Projeto Estratégico de P&D 013/2011 “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. A Petrobras aderiu ao referido edital e, em 2012, formalizou o início do projeto “Estudo da Geração Fotovoltaica Centralizada e seu Impacto no Sistema Elétrico”, que consistia na construção e operação de uma usina de potência nominal de 1,1 MWp, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR), no município de Alto do Rodrigues/RN.

Durante os primeiros meses de operação da usina, ocorreu um evento de desligamento geral da planta devido à atuação de um relé de proteção instalado no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição da concessionária. A análise dos registros meteorológicos locais permitiu detectar que a causa estava associada à ocorrência do efeito lente, quando ocorre um aumento da irradiância incidente na superfície decorrente de concentração dos raios solares durante a passagem de nuvens.

Desse modo, o presente trabalho apresenta análises relativas a essa ocorrência do efeito lente, verificando efeitos práticos sobre uma usina fotovoltaica operando em território brasileiro. Também, são comparados dados de irradiância medidos com valores oriundos do modelo de céu claro buscando determinar a frequência da ocorrência do efeito lente, na localidade, dentro do período analisado.

Assim, este trabalho contribui com a comunidade técnica compartilhando informações provenientes da operação real de uma das primeiras usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil, trazendo experiências de ordem prática e lições aprendidas, importantes para o amadurecimento do setor fotovoltaico brasileiro.

2.0 - EFEITO LENTE

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera é chamada de radiação solar extraterrestre. A densidade de fluxo dessa radiação varia muito pouco ao longo do ano e atinge o valor médio de 1.367 W/m^2 . Ao atingir a atmosfera, devido à presença de seus constituintes tais como moléculas de ar, ozônio, vapor d'água, particulados e nuvens, ocorre o espalhamento e absorção da radiação. O espalhamento dá origem às componentes difusa e direta da radiação.

A irradiância global horizontal (GHI), que é a recebida em um plano horizontal, pode ser obtida pela soma geométrica de suas componentes, irradiância direta normal (DNI), proveniente da direção do Sol, e irradiância difusa horizontal (DHI), proveniente das demais direções, conforme indicado na expressão (1), em que θ_z é o ângulo zenital (ângulo compreendido entre a vertical e a reta que liga o ponto observador ao Sol).

$$GHI = DNI \cdot \cos \theta_z + DHI \quad (1)$$

Em geral, a presença de nuvens tem como efeitos principais o aumento significativo da variabilidade e a redução da intensidade da GHI . Entretanto, em um céu parcialmente nublado, as nuvens, a depender dos seus tipos, podem proporcionar um efeito inverso: aumentar a GHI por concentração dos raios solares. Isso acontece quando ocorre reflexão da irradiância proveniente diretamente do disco solar para um ponto que possui uma visada livre ao Sol, aumentando a irradiância incidente em uma dada região, como ilustrado na Figura 1. A irradiância direta que foi refletida na nuvem é vista como DHI e, portanto, não é detectada pelo pireliômetro (instrumento que mede DNI) (1). No entanto, esse evento pode ser indicado pelo instrumento de medição de GHI , o piranômetro.

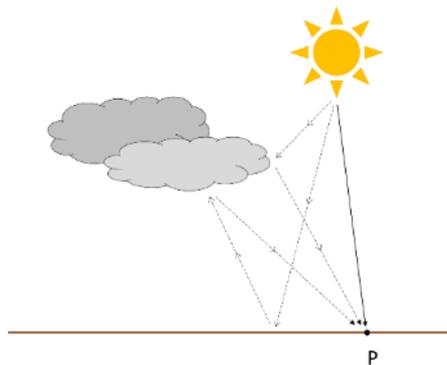


Figura 1 – Aumento da irradiância causado por reflexões nas nuvens. Fonte: adaptado de (2).

Assim, quando o aumento observado na GHI a torna maior que o valor da irradiância de céu claro correspondente, considera-se que houve o efeito lente (3). Em alguns casos, esse acréscimo pode ser tal que a GHI medida em um dado local seja instantaneamente maior até que a irradiância extraterrestre (4). Esse evento, apesar de ocorrer com maior frequência em algumas regiões, não costuma ser duradouro, podendo durar alguns poucos minutos.

A correta identificação do efeito lente depende da disponibilidade de um modelo de céu claro para a GHI ajustado ao local e ao período estudado. Entre os modelos mais simples, o de *Haurwitz* apresenta bom desempenho (5) e por isso foi utilizado neste trabalho. Tomando como base a equação original, um fator de ajuste multiplicativo diário, $c_{aj}(d)$, foi adicionado resultando na expressão (2). Os fatores foram calibrados manualmente com base nas medições. A razão entre GHI proveniente da medição e a do modelo de céu claro, em cada instante de tempo t , é denominado de índice de céu claro ($k_c(t)$).

$$GHI_{\text{céu-claro}}(t) = c_{aj}(d)1,098 \cos(\theta_z(t))e^{\frac{-0,057}{\cos \theta_z(t)}} \quad (2)$$

A Figura 2 apresenta uma amostra dos resultados para medições da UFV-AR para períodos com diferentes condições de nebulosidade. Uma tolerância de 5 % acima da GHI do modelo de céu claro, decorrente das incertezas de medições e da calibração do modelo, foi arbitrada para classificação de períodos com a concentração por efeito lente. É possível observar a elevada incidência de eventos de efeito lente no dia 27/03/2016. Esse padrão atmosférico representa a maior parte do tempo da localidade de Alto do Rodrigues e é decorrente da formação constante de nuvens tipo *cumulus* na região.

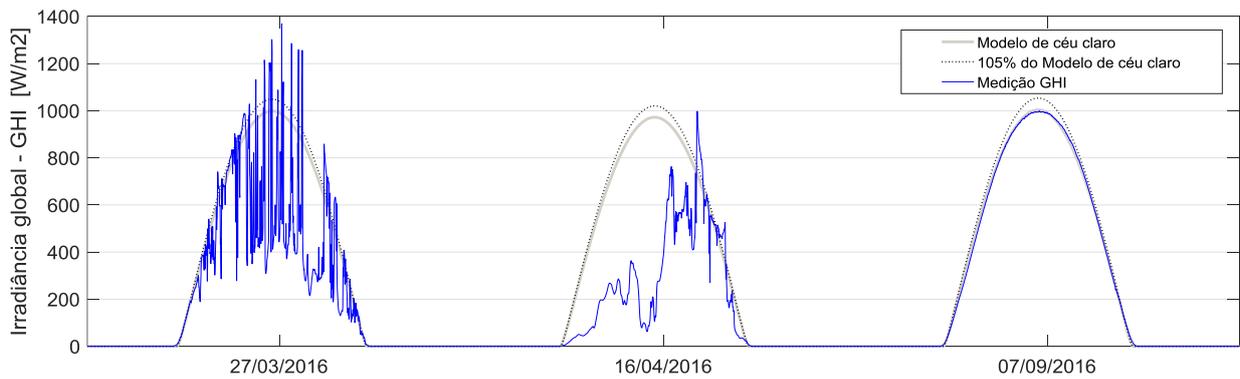


Figura 2 – Medições de irradiância global e modelo de céu claro para Alto do Rodrigues - 2016. Fonte: elaboração própria.

Uma análise da frequência dos eventos de efeito lente foi realizada com base nos dados com intervalo de um minuto (média de 60 s) de 2016 da estação solarimétrica de Alto do Rodrigues/RN e de 2012 para a estação de São Martinho da Serra/RS (dados da rede SONDA/INPE (6)). Para as estações Alto do Rodrigues e São Martinho da Serra foram aproveitados dados para 98,3 % e 95,1 % do tempo, respectivamente. Após ajuste do modelo de céu claro, foram calculados os índices de céu claro para os dois conjuntos de dados. Instantes com ângulo de elevação solar menor que 10° ($\theta_z > 80^\circ$), correspondente ao início e fim do período diurno, foram excluídos da análise devido a maiores erros de medição da *GHI* e calibração do modelo de céu claro e a amplificação dos mesmos no cálculo de k_c . A Figura 3 apresenta as distribuições de frequência para as duas localidades.

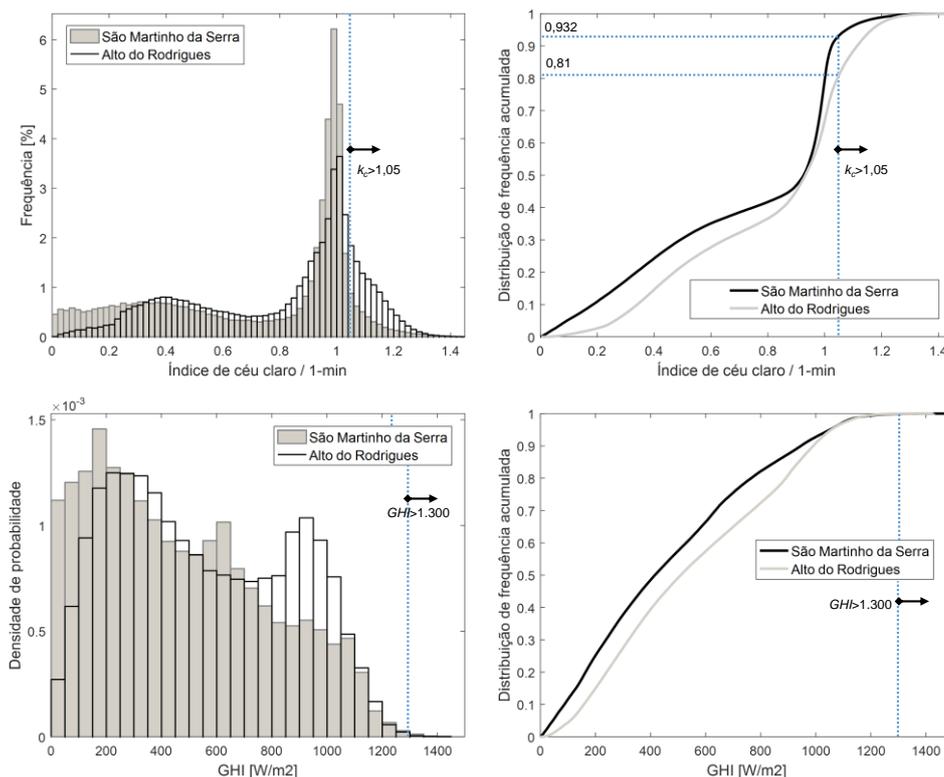


Figura 3 – Distribuições de frequência do índice de céu claro e da *GHI* para Alto do Rodrigues (2016) e São Martinho da Serra (2012). Fonte: elaboração própria.

Os resultados obtidos evidenciam a grande diferença entre os padrões climatológicos das duas localidades. Em Alto do Rodrigues, o critério de efeito lente adotado no trabalho resultou na classificação de 19 % do período avaliado como sujeito ao mesmo, ao passo que, em São Martinho da Serra, o mesmo ocorreu em apenas 6,8 % do tempo. Para São Martinho da Serra, foram 14,6 mil minutos nessa condição, e, no caso de Alto do Rodrigues, 43,5 mil minutos. Apesar de a disponibilidade de dados para São Martinho da Serra ser um pouco menor, é notável a incidência muito mais elevada em Alto do Rodrigues desses eventos. Para esse local, quando calculada a integral

da irradiância, verificou-se que 30,1 % da irradiação estava disponível em momentos com efeito lente e 2,2 % se considerada apenas a parcela de irradiação contida acima de 105 % da irradiância de céu claro. Para São Martinho da Serra, os mesmos valores são de 12,1 % e 0,8 %, respectivamente. Além disso, foram contabilizados também o número de eventos de irradiância global acima de 1.300 W/m². Verificou-se que, apesar de Alto do Rodrigues apresentar maior incidência de efeito lente, a frequência destes eventos de irradiância extrema foi maior em São Martinho da Serra, com 210 eventos, do que em Alto do Rodrigues, de 76 eventos.

3.0 - USINA FOTOVOLTAICA ALTO DO RODRIGUES (UFV-AR)

A UFV-AR é a primeira planta de geração fotovoltaica centralizada da Petrobras e está localizada no terreno da Usina Termelétrica Jesus Soares Pereira (UTE-JSP), no município de Alto do Rodrigues/RN, tendo as coordenadas geográficas 5,3816° Sul e 36,8204° Oeste, distante aproximadamente 216 km da cidade de Natal/RN, considerando a rota pela BR-406 até o cruzamento com a RN-118, conforme visto na Figura 4 (a). A área escolhida para a instalação da UFV-AR encontra-se demarcada pelo polígono vermelho da Figura 4 (b), correspondendo a uma área de cerca de 30.000 m².

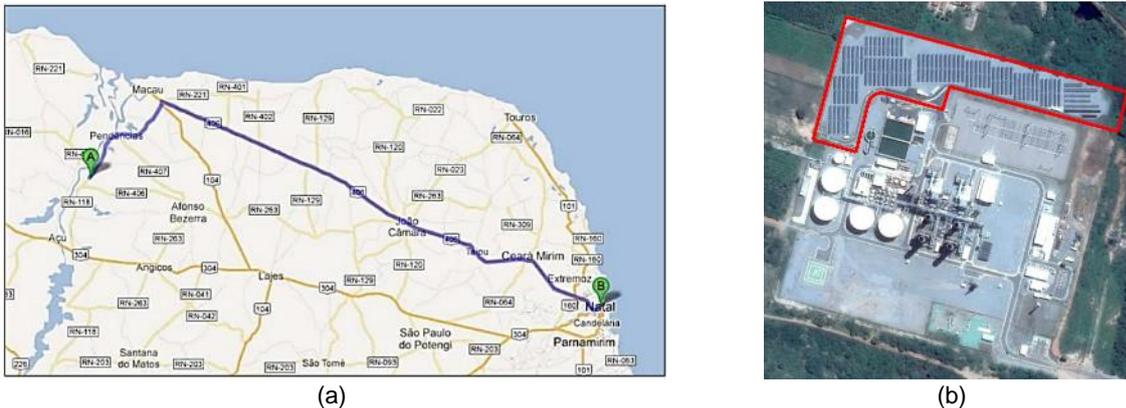


Figura 4 – UFV-AR: (a) macrolocalização e acesso a partir de Natal/RN e (b) terreno escolhido. Fonte: adaptado de (7).

3.1 Descrição das características gerais do empreendimento

A UFV-AR apresenta potência nominal instalada (total) de 1,1 MWp (1.137,95 kWp de módulos fotovoltaicos e 1.138 kW de inversores, com $FDI^1 = 1,00$) e é dividida em quatro subsistemas como segue:

- Subsistema 1:** Módulos de silício policristalino (p-Si) montados em rastreadores de um eixo horizontal norte-sul com potência instalada de 1,0 MWp (1.034 kWp) ligados a dois inversores de 519 kW ($FDI = 1,00$);
- Subsistema 2:** Módulos de silício policristalino (p-Si) montados em estruturas fixas de inclinação 10 °N com potência instalada de 0,05 MWp (52,2 kWp) ligados a dois inversores de 25 kW ($FDI = 0,96$);
- Subsistema 3:** Módulos de silício amorfo (a-Si) montados em estruturas fixas de inclinação 10 °N com potência instalada de 0,025 MWp (26,27 kWp) ligados a um inversor de 25 kW ($FDI = 0,95$);
- Subsistema 4:** Módulos de disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) montados em estruturas fixas de inclinação 10 °N com potência instalada de 0,025 MWp (25,48 kWp) ligados a um inversor de 25 kW ($FDI = 0,98$).

Atualmente, o empreendimento encontra-se em operação, e os subsistemas geradores podem ser conferidos na Figura 5.

Além dos sistemas descritos citados acima, também foi feita instalação de uma estação meteorológica de medição, vista na Figura 6, visando gerar informação de suporte aos estudos energéticos associados ao empreendimento. A estação faz aquisição dos dados a cada segundo e registra a cada minuto os valores médios, máximos, mínimos e desvio padrão.

¹ Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência instalada de módulos fotovoltaicos.



Figura 5 – Imagens das instalações da UFV-AR: (a): subsistema 1. (b) subsistema 2. (c): subsistema 3. (d) subsistema 4. (e): vista aérea da UFV-AR. Fonte: elaboração própria.



Figura 6 – Estação meteorológica. Fonte: elaboração própria.

3.2 Ocorrência do efeito lente

Após a coleta dos dados da estação meteorológica da UFV-AR, segue na Figura 7 o registro das irradiâncias global (*GHI*), direta (*DNI*), difusa (*DHI*) e temperatura ambiente no dia 13/01/2015, já com o horário local e em resolução temporal de um minuto.

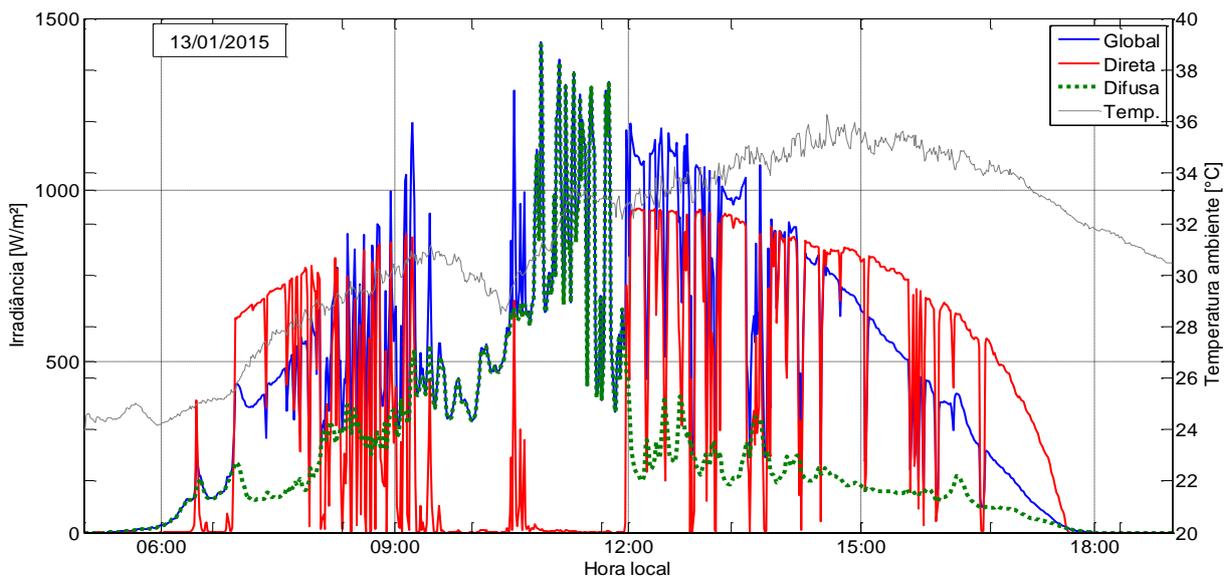


Figura 7 – Irradiâncias global, direta e difusa e temperatura ambiente em 13/01/2015. Fonte: elaboração própria.

Analisando a janela de tempo de 09:00 h às 13:00 h, tem-se a Figura 8, a qual foi dividida para fins didáticos em 5 intervalos temporais que apresentaram comportamento distinto da irradiação. Em todo o período analisado, observam-se grandes variações na irradiação direta, o que caracteriza a presença de nuvens.

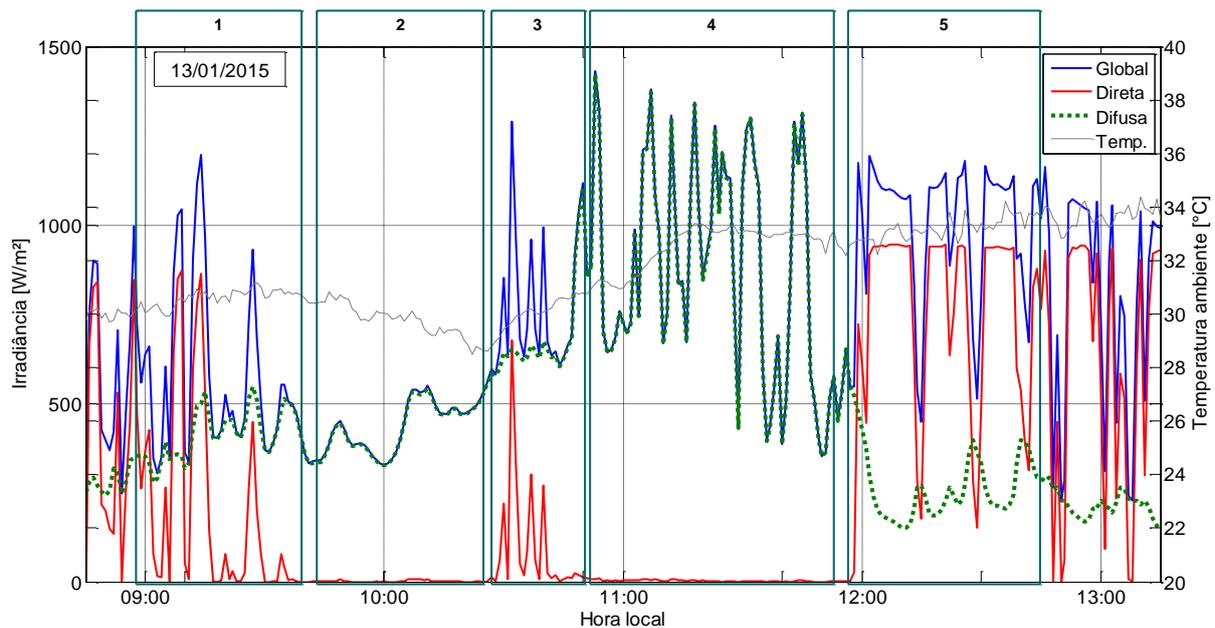


Figura 8 – Zonas das irradiações global, direta e difusa em 13/01/2015. Fonte: elaboração própria.

No intervalo 1, período que entre 09:00 h e 09:40 h, observam-se variações pronunciadas na irradiação direta (algumas, próximas a 1.000 W/m^2), uma irradiação difusa na ordem de 500 W/m^2 , indicando a passagens das nuvens *cumulus*, típicas de períodos de grande intermitência, naquela região.

No intervalo 2, que compreende o período de 09:40 h às 10:25 h, observa-se forte queda na irradiação direta que praticamente se anula e ficando, nesse caso, a irradiação global composta quase que totalmente de irradiação difusa (ainda, da ordem de 500 W/m^2), caracterizando a ocorrência de céu nublado por conta de uma maior densidade de nuvens. O nível médio de irradiação observado nesse intervalo é significativamente menor do que o esperado em períodos de céu claro, ou mesmo em períodos de forte de intermitência. Em decorrência do bloqueio do Sol, ocorreu, também, uma redução na temperatura ambiente. Dentro desse contexto, a expectativa é que tenha ocorrido uma redução de temperatura ainda mais pronunciada nos módulos fotovoltaicos, uma vez que a temperatura de operação dos mesmos depende fortemente dos níveis de irradiação sobre o módulo e também, ainda que em menor grau, da temperatura ambiente e da velocidade do vento. Nesse intervalo temporal e a esse nível de irradiação, espera-se encontrar a temperatura dos módulos bastante inferior à de dias claros, informação que contribui na análise do comportamento da região 3.

No intervalo 3, que compreende o período de 10:25 h às 10:45 h, observa-se novamente a presença de irradiação direta, acompanhada pelo crescimento da irradiação difusa, resultando em expressivo aumento da irradiação global, o que caracterizou a ocorrência do efeito lente. Às 10:31 h, observa-se um pico de 1.288 W/m^2 na irradiação global média (o valor máximo, naquele intervalo de um minuto, foi 1.567 W/m^2), fato esse que, por si só, poderia ter aumentado a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e consequentemente a energia entregue pelos inversores para além do limite de suas respectivas capacidades nominais, o que muito provavelmente foi o responsável pelo desligamento da UFV-AR. Ainda, conforme descrito anteriormente, a temperatura dos módulos não estaria tão elevada, o que tem grande probabilidade de ter contribuído como agravante na elevação da quantidade de energia gerada. Seria interessante, ainda, adicionar à análise o efeito do vento na refrigeração dos módulos, mas, tendo em vista que a automação ainda não estava concluída na data do evento, não foi possível a obtenção de registros de velocidade e direção do vento, nem da temperatura real dos módulos.

No intervalo 4, que compreende o período de 10:45 h às 11:55 h, observa-se que a irradiação direta de novo praticamente se anula, sendo novamente a irradiação global composta quase que totalmente de irradiação difusa, que sofreu intensas variações (entre 400 W/m^2 e 1.400 W/m^2). Nesse intervalo, então, fica caracterizado a permanência intermitente do efeito lente, uma vez que a irradiação global registrada superou até mesmo os valores da irradiação global esperada para essa localidade nessa época do ano, e até mesmo da constante solar (1.367 W/m^2). Não obstante, visto que as irradiações global e difusa assumem praticamente os mesmos valores instantâneos durante todo o intervalo, deduz-se que houve um desalinhamento da esfera de sombreamento do rastreador da estação solarimétrica, muito provavelmente causado pela interrupção no fornecimento de energia

elétrica ao rastreador. Vale salientar que, apesar do suposto período de falta de alimentação do rastreador, os dados de irradiância ainda continuaram sendo coletados e registrados, pois o *datalogger* possui bateria interna, permitindo que os sensores de irradiância funcionem um tempo significativo sem fonte de alimentação externa.

No intervalo 5, que compreende o período de 11:55 h às 12:45 h (e que pode ser estendido ao fim do dia), observa-se o retorno à normalidade das medições. Sendo assim, supõe-se que o fornecimento de energia elétrica ao rastreador foi reestabelecido por volta das 11:53 h ($11:58 - 00:05 = 11:53$ h, o rastreador leva aproximadamente cinco minutos para voltar a acompanhar a trajetória do Sol após ser reinicializado). Daí em diante, os comportamentos das irradiâncias seguem conforme o comportamento esperado.

3.3 Desligamento geral da planta

Na Figura 9, é apresentado o diagrama unifilar simplificado da UFV-AR, com identificação dos subsistemas apresentados na seção 3.1. O estudo de proteção e seletividade realizado levou em consideração as características dos equipamentos instalados na usina, as características da rede da concessionária local, além das impedâncias dos demais componentes do sistema elétrico, como transformadores e cabos. Com isso, foi possível determinar o valor da corrente de curto-circuito em todas as barras e, dessa forma, definir os ajustes de proteções dos equipamentos.

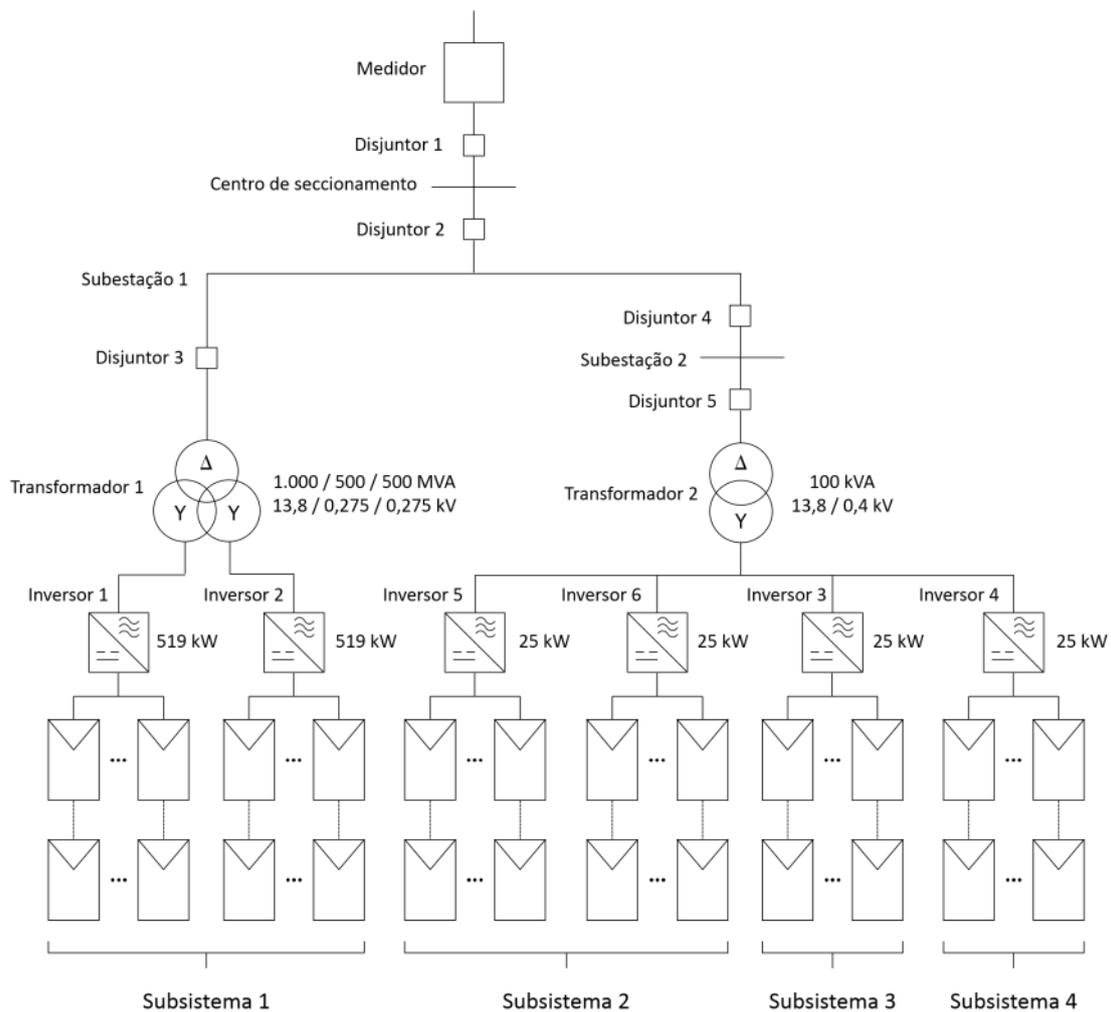


Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado da UFV-AR. Fonte: elaboração própria.

Com a ocorrência do efeito lente, houve uma amplificação da irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos, o que contribuiu para um aumento da potência injetada pela usina no sistema elétrico. O acréscimo na corrente injetada foi de tal forma que sensibilizou a função 67 do relé de proteção que atua no disjuntor 1, causando o desligamento da planta. A função estava ajustada em 46 A com um tempo definido em 0,4 s e foi definido levando em consideração a potência de 1,1 MW para a planta.

Em análise técnica posterior ao desligamento, decidiu-se por realizar um ajuste na função 67 do relé de proteção para 47,5 A. Tal valor foi adotado com base na corrente nominal da planta (47,6 A), considerando a potência de

1,138 MW dos inversores. Poder-se-ia questionar se o valor do ajuste não deveria ser superior à corrente nominal, de modo a evitar novos desligamentos por causa do efeito lente. De fato, essa possibilidade foi considerada na análise, mas o entendimento é que para que a corrente injetada na rede da concessionária pela UFV-AR atinja o valor nominal, uma série de fatores tem que ocorrer simultaneamente, como elevados níveis de irradiância, presença de nuvens do tipo *cumulus*, baixa temperatura relativa de operação dos módulos fotovoltaicos e uma ampla abrangência espacial da ocorrência do efeito lente. Desde a ocorrência acima descrita não ocorreu mais nenhum evento de desligamento associado ao efeito lente (até a data de elaboração deste informe técnico).

4.0 - CONCLUSÃO

O trabalho apresentou um caso concreto de impacto do fenômeno conhecido como efeito lente na operação de uma usina fotovoltaica no Brasil. A análise estatística das irradiâncias medidas em Alto do Rodrigues mostrou que esse efeito ocorre com grande frequência naquela região, sendo causado pela grande incidência de nuvens do tipo *cumulus* ao longo do ano. Quando o efeito tem maior abrangência espacial e é precedido da ocorrência de períodos com céu densamente nublado (o que contribui para uma menor temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos), podem ser criadas condições para que os geradores fotovoltaicos entreguem potência muito próxima ou até maior do que sua capacidade nominal.

As comparações das medições de Alto do Rodrigues com a de São Martinho da Serra sugerem que, mesmo em locais com incidência menor de efeito lente, é possível ocorrer maior quantidade de eventos de irradiância extrema (aqui definidos como superiores a 1.300 W/m^2) como o que gerou o desligamento da UFV-AR.

A UFV-AR é uma usina com área de aproximadamente 3 ha. Se por um lado, o fenômeno observado foi intenso o suficiente para provocar a concentração dos raios solares de forma simultânea em uma área tão grande quanto essa, por outro, não se espera que usinas fotovoltaicas centralizadas com porte típico no Brasil, de 30 MW, experimentem os mesmos níveis extremos de irradiância em toda a planta. Os dados da UFV-AR permitem afirmar que ao menos em usinas de até 1,1 MW esse fenômeno pode ocorrer e gerar algum impacto na operação caso não seja devidamente considerado na etapa de projeto do gerador.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SUEHRCKE, H. e MCCORMICK, P. G., "The frequency distribution of instantaneous insolation values," *Solar Energy*, pp. 413-422, 1988.
- (2) TOVAR-PESCADOR, J., "Modelling the statistical properties of solar radiation and proposal of a technique based on Boltzmann statistics," em *Modeling solar radiation on Earth surface. Recent advances*, Heidelberg, Springer, 2008.
- (3) INMAN, R. H., CHU, Y. e COIMBRA, C. F. M., "Cloud enhancement of global horizontal irradiance in California and Hawaii," *Solar Energy*, pp. 128-138, 2016.
- (4) MCCORMICK, P. G. e SUEHRCKE, H., "Cloud-reflected radiation," *Nature*, p. 773, 1990.
- (5) RENO, M. J., HANSEN, C. W., STEIN, J. S., "Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis. Report No. SAND2012-2389, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 2012."
- (6) "Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - SONDA," Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), (Online). Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br>. Acesso em 2016.
- (7) Google, "Google Maps," [Online]. Disponível em: <http://maps.google.com>. Acesso em 2016.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Luiz Fernando Almeida Fontenele nasceu em Fortaleza/CE em 1987. Graduou-se em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará (UFC) em 2010, recebendo distinção acadêmica *Magna Cum Laude*. Atualmente, desenvolve atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em energia renováveis, especialmente energia solar fotovoltaica, como Engenheiro de Equipamentos, no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), na Petrobras e é aluno de mestrado do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP).



Cleber Onofre Inacio nasceu em Tubarão/SC em 1984. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2006) e mestrado em Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ (2015). Desde 2008 é empregado da Petrobras no cargo de Engenheiro de Equipamentos. Atualmente desenvolve atividades de pesquisa e desenvolvimentos em projetos da área de geração de energia no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes).



Hugo Tavares Vieira Gouveia nasceu em Cabo de Santo Agostinho/PE em 1983. Possui graduação (2008), mestrado (2011), e doutorado (em andamento) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Recebeu o título de Especialista em Equipamentos Elétricos Aplicados à Indústria do Petróleo e Gás pela Universidade Petrobras. Possui conhecimento em Energias Renováveis, especificamente em Energia Eólica e Energia Solar Fotovoltaica. É engenheiro de equipamentos da Petrobras desde 2010 e trabalha no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes). Atua em energia eólica e solar fotovoltaica.



Paulo Henrique Fernandes Ferreira nasceu em São Borja/RS em 1972. Entre os anos de 1993 e primeiro semestre de 1997 cursou a graduação em Engenharia Civil na Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Em 1998, com a classificação de primeiro lugar do processo seletivo, ingressou e concluiu o curso de Mestrado (*stricto sensu*) em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, nessa mesma universidade (IPH/URFRGS). Posteriormente, fez também especializações (*lato sensu*) nas áreas de Engenharia de Segurança, Soluções Ambientais para Pólos Petroquímicos e Gestão de Portifólio, Programas e Projetos (MBA). Atualmente, como Engenheiro de Meio Ambiente, desenvolve atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em energia solar no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), na Petrobras.



Rodrigo Guido Araújo nasceu em Caratinga/MG em 1967. É bacharel e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. É engenheiro de equipamentos da Petrobras e trabalha no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes). Atua em energia solar fotovoltaica, tendo participado de diversos projetos cobrindo praticamente toda a cadeia de valor dessa tecnologia.