



GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO EÓLICA, SOLAR E ARMAZENAMENTO - GES

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO OS RISCOS NÃO SISTEMÁTICOS DOS EMPREENDIMENTOS DESENVOLVIDOS NO BRASIL

Fabio R. S. Batista(1,2); Alexia de F. Rodrigues(1); Albert C. G. de Melo(1,3); Ana Paula C. Guimarães(1); Márcia da R. Ramos(1); Diego N. Maia(1);

- (1) CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;**
- (2) DEI/PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro**
- (3) UERJ - Universidade Estadual do Rio de Janeiro;**

RESUMO

Considerando a intermitência da fonte solar fotovoltaica, a sua viabilização econômica trouxe a necessidade de se estabelecer regras que minimizem o custo da produção de energia através da mitigação das suas incertezas. À medida que esta fonte se tornou mais competitiva, as regras comerciais foram modificadas para transferir os riscos do consumidor para o gerador. Neste contexto, este trabalho analisa a viabilidade de uma planta solar fotovoltaica, considerando a geração e o preço de liquidação das diferenças como fatores de risco, além de comparar o risco e o retorno do projeto contratado pelas modalidades "Quantidade" e "Disponibilidade" de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de Viabilidade Econômica, Análise de Risco, Energia Solar fotovoltaica, Geração de Cenários Sintéticos de Energia, Contratação por Quantidade de Energia Elétrica

1.0 - INTRODUÇÃO

No atual ciclo de planejamento do setor elétrico brasileiro, observa-se um forte crescimento da fonte solar fotovoltaica. De acordo com as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia para o horizonte 2018-2027 (PDE 2027) [1], a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional deverá crescer 37% no período, saltando de 157.9 GW para 216.3 GW, um aumento de 58.4 GW, dos quais 7.5 GW (13%) são advindos de plantas fotovoltaicas.

Em sintonia com estas projeções, a competitividade dos empreendimentos fotovoltaicos tem aumentado significativamente nos leilões de energia. Por exemplo, no 7º leilão de energia de reserva realizado em 2015, foram contratados 834 MW de capacidade instalada ao preço médio de 300 R\$/MWh. Já no leilão de energia nova A-4, realizado em abril de 2018, foram contratados 807 MW ao preço médio de 118 R\$/MWh [2].

Considerando o caráter intermitente das fontes de geração consideradas novas renováveis, tais como a eólica e a solar fotovoltaica, a sua viabilização econômica no mercado brasileiro trouxe a necessidade de se estabelecer um conjunto de regras com o intuito de atender aos seguintes objetivos: (i) comprometer o gerador a contratar apenas a sua produção efetiva, e (ii) minimizar o custo da energia através da mitigação da incerteza sobre a receita do empreendimento. Desta forma, em 2015, as regras estabelecidas para o 7º leilão de energia de reserva determinaram que a contabilização dos contratos de venda de energia fotovoltaica seria subdividida em períodos anuais, com limites superior e inferior para a sua produção neste período. Sempre que a geração anual acumulada estivesse abaixo ou acima de tais limites, penalizações eram aplicadas sobre a receita do empreendimento [3].

Já nos leilões A-4/2017 e A-4/2018, as regras comerciais vigentes mantiveram o período de contabilização anual, assim como a figura do limite inferior, com penalidades diferenciadas para a geração anual acumulada fora e dentro deste limite. Entretanto, a figura do limite superior foi extinta. Assim, toda a geração anual excedente ao

montante contratado passou a ser liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Neste caso, apesar do gerador estar exposto a aleatoriedade do PLD, esta exposição se dá quando há excedente de geração anual [4].

Desde 2017, as regras aplicadas para a contratação dos empreendimentos fotovoltaicos têm sido as mesmas aplicadas aos empreendimentos eólicos, que por sua vez sofreu nova alteração para o leilão A-6 ocorrido em agosto de 2018. Neste leilão, os contratos de comercialização de energia de empreendimentos eólicos estabeleceram que o gerador assume integralmente os riscos associados à intermitência da sua geração. Neste caso a obrigação contratual deve ser cumprida mensalmente sem qualquer tipo de tolerância, e com as exposições financeiras no mercado de curto prazo, positivas ou negativas, sendo integralmente assumidas pelo gerador [5].

Desta forma, conclui-se que a intermitência da sua geração, assim como o carácter aleatório do PLD constituem duas das principais fontes de risco não sistemático para projetos fotovoltaicos desenvolvidos no Brasil. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é fazer uma análise da viabilidade econômico-financeira de uma típica planta fotovoltaica conectada ao sistema interligado nacional, considerando os fatores de risco anteriormente mencionados. Esta análise será realizada com o modelo ANAFIN, desenvolvido pelo CEPEL [6]. É considerado o desenvolvimento do projeto na região nordeste do Brasil, entretanto, a sua viabilidade também foi verificada caso o seu desenvolvimento ocorra na região Sul. As séries de medições solarimétricas disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE [7] foram utilizadas para se ajustar um modelo de geração de cenários para a produção energética da usina. Adicionalmente, o modelo NEWAVE [8] é utilizado considerando a plataforma de dados do PDE 2027 para a obtenção de diferentes cenários mensais de PLD para as localidades consideradas.

Finalmente, é considerada a hipótese de que o empreendimento está contratado segundo as regras do leilão A-4 de 2018, último com participação da fonte solar, mas também será analisada a hipótese de contratação segundo as regras do leilão A-6 de 2018, que considera o gerador assumindo integralmente os riscos a que o projeto está exposto. Dentre os resultados está a probabilidade do empreendimento ser viável economicamente nas diferentes situações mencionadas, além de outras métricas estatísticas, quantificando o risco a que o projeto está exposto.

2.0 - ABORDAGEM METODOLÓGICA

O processo de solução adotado para a realização das análises propostas pode ser dividido em 6 etapas. A primeira etapa consiste na obtenção e tratamento da série histórica dos dados solarimétricos para as localidades selecionadas, ou seja, Petrolina-PE e São Martinho da Serra-RS. Tais localidades foram escolhidas por serem as de maior série histórica de dados disponíveis pelo INPE (<http://sonda.ccst.inpe.br/>).

Uma vez obtidas as séries históricas de irradiação solar, a segunda etapa consistiu em convertê-las em séries históricas de geração mensal de energia elétrica. O programa PVSyst [9] foi utilizado nesta etapa, para o qual teve que ser informado, além da série histórica de irradiação solar, as características técnicas do empreendimento, ou seja, a sua potência nominal instalada, a capacidade e o número de inversores, a capacidade e o número dos painéis fotovoltaicos utilizados, localização do empreendimento, entre outros fatores.

A terceira etapa consistiu na geração de séries sintéticas de produção de energia elétrica pelo empreendimento. Para cada localidade, ajustou-se à série histórica, obtida na etapa 2, um modelo sazonal auto-regressivo integrado de médias móveis (SARIMA) [10]. Tal modelo foi empregado para a geração de 1,000 séries sintéticas de geração mensal, com 25 anos de comprimento, cobrindo todo o período de vigência do CCEAR. A quarta etapa foi a obtenção de séries de PLDs mensais que pudessem ser combinadas com as séries sintéticas de geração de energia elétrica. Para tanto utilizou-se o modelo NEWAVE, versão 25, sob a plataforma de dados do PDE 2027, obtendo-se 86 diferentes cenários de PLDs mensais, também com 25 anos de comprimento. Uma vez que a plataforma de dados do PDE 2027 possui 10 anos de comprimento, a mesma foi estendida por mais 15 anos. Neste caso, a configuração do sistema para o ano de 2027 foi mantida constante ao longo dos anos seguintes, fazendo com que o PLD reflita unicamente o efeito da variação hidrológica sobre a operação do sistema a partir desta data.

A quinta etapa consistiu em determinar os fluxos de caixa da usina. Para tanto cada série de geração foi combinada com cada série de PLD totalizando 86,000 diferentes combinações que, por sua vez, dão origem a 86,000 possíveis cenários de fluxos de caixa, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) para o projeto. Esta análise parte da premissa que os cenários de geração da usina e de PLD do submercado em que ela está inserida não são correlacionados, ou seja, a geração da usina isoladamente não tem influência no PLD. Para a realização das análises econômicas, foi utilizado o modelo ANAFIN [6], versão 5.2, desenvolvido pelo CEPEL. Adicionalmente, os resultados foram obtidos tanto para as regras do contrato por Quantidade (CCEAR-QEE) quanto do contrato por Disponibilidade de Energia Elétrica (CCEAR-DEE).

A sexta e última etapa foi a obtenção de métricas de risco relativas ao desempenho do projeto e análise dos resultados. A Figura 1 resume o processo de solução descrito anteriormente.

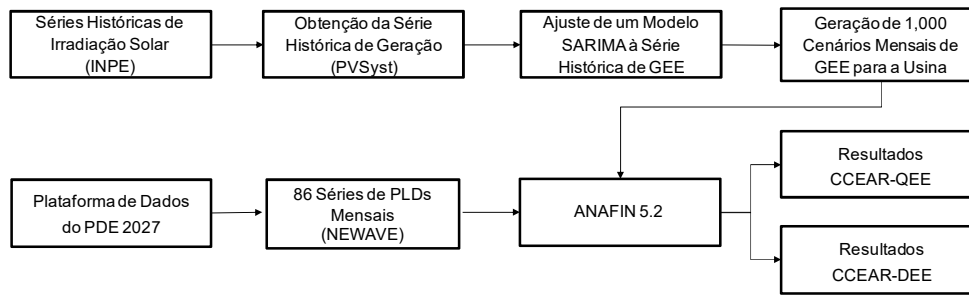


Figura 1 - Abordagem Metodológica Empregada

3.0 - SÉRIE HISTÓRICA DE IRRADIÂNCIA SOLAR E GERAÇÃO

As medidas de irradiância solar utilizadas para a realização dos cenários de produção energética foram obtidas através da base de dados do projeto Sonda (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), desenvolvido pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE) [7]. Tal projeto conta com uma rede de estações solarimétricas e/ou anemométricas, num total de 20 (14 próprias e outras 6 com parcerias), espalhadas pelo país, cujo objetivo principal é fornecer suporte técnico ao setor energético. Deste total de estações em operação, 15 são classificadas como solarimétricas e 2 como solarimétricas e anemométricas, possuindo, desta forma, instrumentos de medição solar.

Para este trabalho, foram escolhidas as estações de Petrolina (PE) e de São Martinho da Serra (RS), por apresentarem o maior número de medições consecutivas, 8 e 10 anos, respectivamente, as quais foram aprovadas nas etapas principais relativas ao programa de controle de qualidade adotado pelo projeto. São 3 etapas distintas com critérios sequenciais de complexidade, sinalizando, assim, quais dados são suspeitos de incorreção [2]: 1) fisicamente possível, 2) extremamente raro, 3) consistência entre os dados coletados por vários sensores. Ambas as estações possuem dados medidos de irradiância global (W/m^2) no período selecionado aprovados nas etapas 1 e 2 e com uma porcentagem suspeita na etapa 3 menor do que 8%, com exceção de dois meses específicos em Petrolina, cujos percentuais foram de 15% e 25%. Além disso, em Petrolina, os meses correspondentes a agosto e novembro de 2015 apresentaram falhas de medição totalizando valores percentuais de 20% e 38%, respectivamente. Em São Martinho da Serra ocorreram falhas de medição abaixo de 21% nos meses de janeiro de 2007, julho de 2013 e abril de 2016 [11]. As lacunas dessas medições foram preenchidas por dados obtidos em anos anteriores ou seguintes, relativos aos mesmos meses, com características semelhantes de intensidade solar incidente. Em seguida, os dados completos de irradiância global (W/m^2) das estações, medidos de 1 em 1 minuto, foram convertidos para a base temporal horária, para cada ano específico.

Para a obtenção da produção energética das usinas, foi utilizado o programa PVsyst [9], por ser uma das ferramentas computacionais mais usadas atualmente para dimensionamento e estimativa de produção de energia de sistemas fotovoltaicos, principalmente conectados à rede. Foi feito o dimensionamento de uma usina fotovoltaica, tendo como referência as características técnicas predominantes dos empreendimentos fotovoltaicos participantes dos últimos leilões de energia no Brasil. Assim sendo, adotou-se a utilização da tecnologia de silício policristalino, de sistema com rastreamento em um eixo (acompanhamento do sol durante o dia, na direção Leste-Oeste), de módulos fotovoltaicos com potência de 315 Wp e inversores com potência nominal de 1.000 kW. Portanto, para a simulação de ambas as localidades foi utilizada uma usina fotovoltaica com potência CC de 37.502 kWp (119.054 módulos fotovoltaicos de 315 Wp da Canadian Solar, modelo CS6U – 315P) e potência CA de 30 MW (30 inversores de 1000 kWac da Ingeteam, modelo Ingecon Sun 1000TL).

O PVsyst permite a entrada de dados medidos de algumas variáveis: irradiâncias global, difusa e normal, temperatura ambiente e velocidade do vento. Porém, neste trabalho não foram utilizadas as medidas das componentes difusa e normal, da temperatura ambiente e da velocidade do vento, relativas às estações solarimétricas em questão, pois tais dados estão incompletos e não apresentam a mesma qualidade e confiabilidade daqueles relativos à irradiância global. Portanto, para cada ano de dados de cada localidade, foi gerado um arquivo contendo os dados de irradiância global, obtidos do projeto SONDA, e inseridos no PVsyst. Com base nos dados de irradiância global, nas coordenadas geográficas da localidade e com a utilização do algoritmo Meteonorm 7.2, foi gerada, pelo PVsyst, uma série sintética de dados horários de irradiância difusa e de temperatura ambiente, necessárias para a simulação do desempenho da usina fotovoltaica. Foi feita uma simulação para cada ano de cada localidade e obteve-se os dados de produção energética horária da usina fotovoltaica, posteriormente consolidada em valores mensais de geração.

4.0 - SÉRIES SINTÉTICAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA POR MODELOS BOX & JENKINS

Um processo estocástico pode ser entendido como um modelo que descreve a estrutura de probabilidade de uma sequência de observações ao longo do tempo. Um processo estocástico estacionário (de segunda ordem) é definido como uma família $\{Y_t\}_{t=1}^T$ de variáveis aleatórias com média, variância e covariâncias invariantes no tempo

[12]. Por sua vez, uma série temporal é uma realização amostral do processo estocástico, i.e., é uma amostra finita do conjunto de todas as trajetórias possíveis que podem ser geradas pelo processo estocástico.

O problema tratado nesta seção é, dada uma série temporal (e.g., vazões afluentes aos reservatórios, velocidade e direção do vento, irradiação solar, produção mensal de energia solar fotovoltaica), identificar o processo estocástico gerador da série, e a partir dele, por exemplo, formular previsões da série analisada e elaborar cenários sintéticos. Uma solução para este problema pode ser dada pela modelagem proposta por Box & Jenkins [10].

Seja $\{y_t\}_{t=1}^T$ uma realização do processo estocástico $\{Y_t\}_{t=1}^T$, isto é, uma série temporal estacionária de segunda ordem. O modelo de Box & Jenkins para $\{y_t\}_{t=1}^T$ é especificado pela seguinte equação:

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \dots + \varphi_p y_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (1)$$

onde os coeficientes φ_k e θ_j denotam os parâmetros do modelo de Box & Jenkins e a componente estocástica ε_t , o ruído branco. A equação (1) pode ser representada em termos de dois polinômios, conforme apresentado em (2), dando origem à classe de modelos denominados ARMA(p,q), onde p representa a ordem de defasagem do termo autoregressivo e q a ordem de defasagem do termo de média móvel.

$$(1 - \varphi_1 B - \dots - \varphi_p B^p) y_t = (1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q) \varepsilon_t \quad (2)$$

onde B é o operador defasagem definido por $B^d y_t = y_{t-d}$.

No caso de uma série temporal $\{y_t\}_{t=1}^T$ com tendência (isto é, não estacionariedade na média), deve-se diferenciá-la d vezes, a fim de se encontrar uma série temporal (transformada) que seja estacionária de segunda ordem. Assim, se a série temporal $\{y_t\}_{t=1}^T$ apresenta não estacionariedade na média, o modelo de Box & Jenkins para representar o processo estocástico que gerou $\{y_t\}_{t=1}^T$ é especificado por (3). O modelo resultante é denominado autoregressivo–média móvel–integrado ou ARIMA (p,d,q), onde d representa a ordem das diferenças simples.

$$(1 - \varphi_1 B - \dots - \varphi_p B^p)(1 - B)^d y_t = (1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q) \varepsilon_t \quad (3)$$

A modelagem Box & Jenkins ainda pode ser aplicada para séries temporais com componentes sazonais e não sazonais. Neste caso, o processo estocástico pode ser descrito pelo modelo SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)_s expresso por:

$$\varphi(B)(1 - \Phi_1 B - \dots - \Phi_p B^{Ps}) \nabla^d (1 - B^S)^D y_t = \theta(B)(1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^{Qs}) \varepsilon_t \quad (4)$$

onde $\varphi(B) = (1 - \varphi_1 B - \dots - \varphi_p B^p)$, $\theta(B) = (1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q)$, d é a ordem das diferenças simples, D é a ordem das diferenças sazonais, S é o período sazonal, φ_k e θ_j são os coeficientes dos polinômios não sazonais e Φ_m e Θ_n são os coeficientes dos polinômios sazonais.

A metodologia descrita anteriormente foi aplicada aos dados mensais de geração solar fotovoltaica obtidos conforme o procedimento descrito a seção 3.0. Para a série histórica de Petrolina o modelo ajustado foi um SARIMA (2,0,1)(0,1,1)₁₂. Para São Martinho da Serra o modelo ajustado foi um SARIMA (0,0,0)(2,1,1)₁₂. Para cada empreendimento, foi gerado um conjunto de 1.000 cenários sintéticos mensais de geração solar fotovoltaica, com comprimento de 300 meses (25 anos), compatível com a vida útil econômica do empreendimento. A obtenção de séries sintéticas de geração em base mensal se justifica uma vez que, segundo as regras dos CCEAR (vide seção 5.0), é com esta discretização temporal que o atendimento à energia contratada é verificada.

Por limitação de espaço são apresentados alguns resultados apenas para a planta de Petrolina. A Figura 2 (a) e (b) ilustra, respectivamente, os valores médios mensais e anuais da série histórica de geração utilizada.

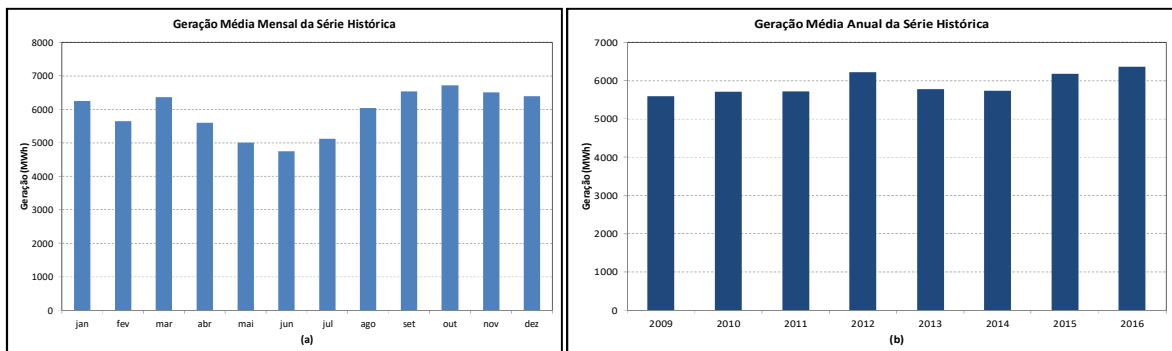


Figura 2 - Série Histórica de Geração para Petrolina - Valores Médios Mensais (a) e Anuais (b)

A Figura 3 traz o gráfico *boxplot* mensal (a) e anual (b) para a série histórica de dados de geração solar fotovoltaica, além de uma comparação (c) entre os *boxplots* dos 1,000 cenários sintéticos produzidos (300,000 valores) e da série histórica considerada (86 valores), ressaltando a boa aderência entre os cenários sintéticos e a série histórica. Valores históricos discrepantes (*outliers*), tais como os observados no mês de julho (Figura 3 (a)), foram substituídos pelos respectivos valores das cercas inferiores e superiores dos *boxplots*. A Figura 4 mostra a série histórica de dados de geração solar fotovoltaica utilizada (em vermelho) e uma amostra com os 120 meses iniciais dos 20 primeiros cenários sintéticos produzidos para o município de Petrolina.

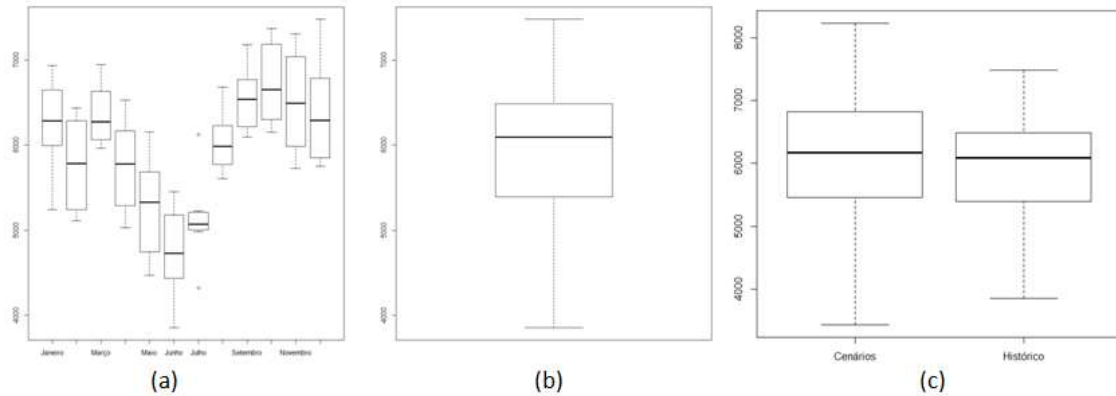


Figura 3 - Boxplot dos Dados Históricos Mensais (a), Anuais (b) e Comparação entre os Valores Históricos e os Simulados pelo Modelo SARIMA (c)

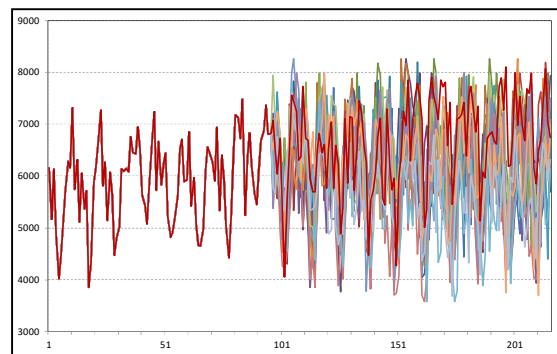


Figura 4 - Série Histórica e 120 meses das 20 Primeiras Séries Sintéticas Produzidas

5.0 - REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nesta seção as regras de comercialização da energia gerada por empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nas modalidades Disponibilidade (CCEAR-DEE) e Quantidade de Energia Elétrica (CCEAR-QEE) serão descritas detalhadamente. Nos anos de 2017 e 2018, as regras praticadas nos CCEAR-DEE para empreendimentos solares estabeleceram um período de contabilização anual, ou seja, a verificação do atendimento à obrigação contratual devia ser realizada anualmente. Por exemplo, em um contrato com 20 anos de duração, a entrega do montante de energia contrata era verificada 20 vezes, ao final de cada ano contratual. Por outro lado, a Portaria MME nº186, de 3 de Abril de 2019, estabeleceu que o leilão de compra de energia elétrica de novos empreendimentos de geração A-4/2019 negociará contratos do tipo CCEAR-QEE para empreendimentos solares, que por sua vez prevê o atendimento mensal ao montante contratado.

5.1 Contratação por Disponibilidade de Energia Elétrica

De acordo com o edital do 27º Leilão de Energia Nova [4], ao celebrar um contrato do tipo DEE para a venda de um determinado montante de energia no ambiente regulado (energia contratada), o gerador solar se submete às seguintes obrigações:

- entregar a energia elétrica contratada considerando a base anual como referência;
- sempre que a geração anual da usina ultrapassar a energia contratada, a geração excedente será obrigatoriamente liquidada ao PLD no mercado de curto prazo;
- sempre que a geração anual da usina ficar abaixo do limite inferior de 90% da energia contratada, o déficit de geração inferior a este limite deverá ser ressarcido pelo gerador ao comprador ao maior valor entre 115% do Preço da Energia Contratada e o PLD médio anual;
- sempre que a geração anual da usina ficar abaixo da energia contratada, o déficit de geração, limitado a 10% da energia contratada, deverá ser ressarcido, pelo gerador ao comprador, ao maior valor entre o Preço da Energia Contratada e o PLD médio anual;

- não é permitida a sazonalização mensal da energia contratada (sazonalização *flat*).

5.2 Contratação por Quantidade de Energia Elétrica

Uma vez que no setor elétrico brasileiro os empreendimentos solares ainda não foram contratados na modalidade QEE, adotou-se para estas fontes as mesmas regras do contrato CCEAR-QEE empregado para as fontes eólicas no último leilão com participação desta fonte. Sendo assim, de acordo com o edital do 28º Leilão de Energia Nova [5], ao celebrar um contrato do tipo QEE para a venda de um determinado montante de energia no ambiente regulado (energia contratada), o gerador solar se submeterá às seguintes obrigações:

- entregar a energia elétrica contratada considerando a base mensal como referência;
- sempre que a sua geração mensal ultrapassar o montante contratado, a geração excedente será liquidada ao PLD no mercado de curto prazo;
- sempre que a sua geração mensal for inferior ao montante contratado, o gerador deverá adquirir o montante de energia faltante no mercado de curto prazo, ao PLD do subsistema em que a usina está localizada;
- é permitida a sazonalização mensal da energia contratada conforme estratégia comercial definida pelo gerador.

Em ambos os casos, ou seja, para contratos do tipo DEE ou QEE, o gerador receberá pagamentos mensais e uniformes, remunerados ao Preço da Energia Contratada, referentes à entrega da energia contratada. As diferenças entre os CCEAR-QEE, com períodos de contabilização mensal, e os CCEAR-DEE, com contabilização anual, levam a crer que o gerador estará exposto a diferentes níveis de risco quando a sua geração não for suficiente para o atendimento à energia contratada. No primeiro caso, sempre que houver um déficit de geração, tal déficit deverá ser ressarcido pelo gerador naquele mesmo mês. Já no segundo caso, tal ressarcimento só ocorrerá ao final do ano. Neste caso o déficit de geração em um determinado mês poderá ser compensado por um excesso de geração nos meses seguintes, ou ressarcido ao final do ano. Isto induz à conclusão que, para cenários de geração mensal predominantemente abaixo da energia contratada, os projetos contratados por QEE estariam mais expostos ao risco de não atendimento do contrato, o que em tese prejudicaria a sua rentabilidade.

Na hipótese de geração mensal predominantemente acima da energia contratada, os dois tipos de contrato também apresentam diferenças. Nos contratos por QEE, qualquer excesso de geração mensal é imediatamente liquidado ao PLD, enquanto nos contratos anuais isto só irá acontecer após a geração anual acumulada ultrapassar a obrigação contratual do ano em questão. Esta característica induz à conclusão de que os empreendimentos contratados por QEE teriam a sua rentabilidade beneficiada, pois teriam um adiantamento de receita que os empreendimentos contratados por DEE tenderiam a ter apenas nos últimos meses do ano. Entretanto, tal conclusão dependeria do nível do PLD no momento da liquidação destes excedentes.

Em todas as hipóteses analisadas os fatores de risco são apenas dois: a aleatoriedade da geração solar no local de desenvolvimento do projeto, e a aleatoriedade do PLD no submercado em que o projeto se encontra.

6.0 - ESTUDO DE CASO

6.1 Descrição

Neste trabalho considerou-se o desenvolvimento de uma planta solar fotovoltaica com 30MW de capacidade instalada, cuja garantia física é integralmente contratada no mercado regulado. Considerou-se ainda que a construção deste empreendimento requer investimentos da ordem de 3.200 R\$/kW, o que totaliza 96 milhões de reais. A garantia física do empreendimento é igual a 8,46 MWmédios quando desenvolvido no município de Petrolina, e 7,28 MWmédios quando desenvolvido em São Martinho da Serra, refletindo a irradiação solar típica em cada localidade. O preço de venda da energia contratada foi igual a 120,00 R\$/MWh, valor este compatível com os praticados no último leilão de energia nova com participação desta fonte (A-4/2018).

Tal como previsto nas regras contratuais, considerou-se sazonalização *flat* do contrato para a situação em que a usina está contratada por um CCEAR-DEE. Por outro lado, quando celebrado um CCEAR-QEE, foi considerada a sazonalização da energia contratada proporcional à geração média da usina em cada mês do ano, obtida por meio de 1,000 séries sintéticas. Os fatores de sazonalidade empregados para Petrolina são os mostrados na Tabela I.

Tabela I - Geração Média e Fatores de Sazonalização Utilizados nos CCEAR-QEE - Petrolina

	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Média (MWmed)	8.635	8.807	8.906	8.293	7.274	6.942	7.329	8.485	9.432	9.394	9.168	8.960
Fator de Sazonalização	1.019	1.040	1.051	0.979	0.859	0.820	0.865	1.002	1.114	1.109	1.082	1.058

As características técnicas dos módulos solares e dos inversores são aquelas descritas na seção 3. As demais premissas técnicas, econômicas e financeiras do estudo de caso se encontram descritas na Tabela II.

Tabela II – Demais Premissas do Estudo de Caso

Descrição	Un.	Valor	Descrição	Un.	Valor
Período de Construção	meses	12	Taxa de Depreciação	%	5.00
Início da Operação Comercial	-	jan/20	O&M Fixo	Milhões R\$	1.04
Início da Vigência do CER/CCEAR	-	jan/23	TUST	R\$/kW.mês	3.12
Período de Vigência do CER/CCEAR	anos	20	Aluguel do Terreno	% Receita	1.00
Proporção Equity/Debt	%	20/80	Seguro Operacional	% Investimento	0.20
Custo do Capital Próprio	% a.a.	9.00	Fiscalização ANEEL	%	0.40
Custo do Capital de Terceiros	%	4.05	Benefício Econômico	R\$/kW.ano	768.27
Prazo de Amortização	anos	20	PIS	%	0.65
Final do Período de Carência	-	jul/20	COFINS	%	3.00
Sistema de Amortização	-	SAC	Imposto de Renda	%	25.00
Perdas na Transmissão	%	2.00	CSSL	%	9.00

Os resultados de Petrolina e São Martinho da Serra apresentados na próxima seção foram gerados segundo a metodologia descrita na seção 2.0.

6.2 Resultados

De posse das séries sintéticas de geração, de PLD e das características técnicas e econômicas do projeto, utilizou-se o modelo ANAFIN para determinar a viabilidade econômica do projeto. A primeira análise foi feita de forma determinística, ou seja, projetou-se um único cenário de fluxo de caixa para o empreendimento. Nesta análise foi considerado que a geração média mensal do projeto é constante e igual à sua garantia física, de tal forma que a usina não está exposta ao PLD em nenhum dos meses do horizonte de estudo. Esta análise levou a um VPL igual a 0,690 milhões de reais e uma TIR igual a 9.7% a.a., o que mostra a viabilidade do empreendimento e estabelece uma referência para as análises seguintes. Uma vez que não são consideradas as exposições do empreendimento no mercado de curto prazo, os resultados foram os mesmos para os diferentes tipos de contrato.

Levando em conta os fatores de risco, ou seja, considerando 86 séries de PLDs mensais e 1,000 séries sintéticas de geração solar fotovoltaica, realizou-se uma análise probabilística acerca da viabilidade do projeto por meio da construção de 86,000 cenários de fluxo de caixa, e consequente obtenção de 86,000 valores de VPL e TIR, cujos resultados estão apresentados na Tabela III. A média dos VPLs foi igual a 0,605 milhões de reais positivos quando considerado o CCEAR-DEE, e 0,100 milhões de reais negativos quando considerado o CCEAR-QEE. ou seja, valores próximos de zero, indicando que, em média, a viabilidade do projeto não foi significativamente comprometida pela consideração das incertezas. Por outro lado, a probabilidade de se ter VPLs menores do que zero é, respectivamente, igual a 43,8% e 48,7% nos casos DEE e QEE, valores estes relativamente elevados. Analisando-se o VaR e o CVaR observa-se que a magnitude das perdas são de 8,25 e 11,0 milhões de reais, respectivamente. Outras estatísticas são apresentadas na Tabela III.

Tabela III - Resultados das Análises Probabilísticas (Petrolina)

Estatísticas	VPL (R\$ milhões)		TIR (% a.a.)	
	CCEAR-DEE	CCEAR-QEE	CCEAR-DEE	CCEAR-QEE
Médio	0.60	-0.10	9.25	8.69
Mínimo	-27.01	-31.39	0.00	0.00
Máximo	20.10	20.20	28.83	30.37
Desvio Padrão	5.28	5.85	5.02	5.40
VaR95%	-8.25	-10.00	0.00	0.00
CVaR95%	-11.00	-13.09	0.01	0.01

Os resultados da Tabela III ainda mostram um desempenho bastante similar nas situações em que o projeto se encontra contratado por DEE e por QEE, porém, indicando um nível de risco levemente superior quando o projeto está contratado por QEE. As distribuições de VPL para as contratações por DEE e QEE são ilustradas na Figura 5.

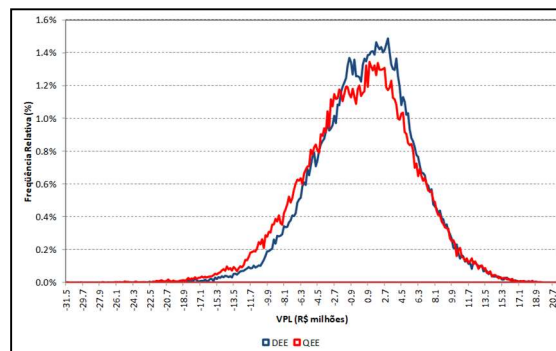


Figura 5 - Distribuição de VPLs - Contratação por CCEAR-DEE e CCEAR-QEE

Tal como descrito na seção 2.0, as 86 séries históricas de PLDs foram obtidas utilizando como base os dados do PDE 2027. Tais séries apresentaram um PLD médio de 168,32 R\$/MWh, considerando todas as séries e todos os meses do horizonte de estudo. A Figura 6 ilustra a evolução do PLD médio, o PLD Máximo, além dos percentis 95 e 80% da distribuição mensal de PLDs.

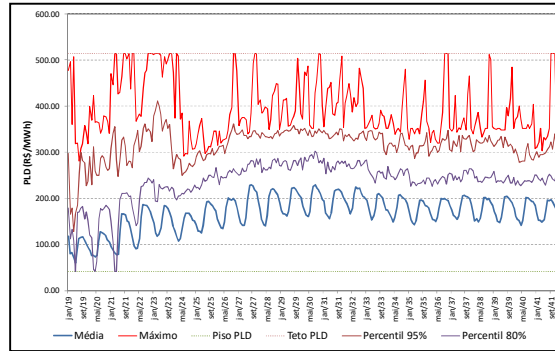


Figura 6 - Valores Médios e Máximos do PLD para o Horizonte de Estudo (PDE 2027)

Com o objetivo de investigar a sensibilidade dos resultados em relação ao valor dos PLDs, as mesmas análises anteriormente realizadas foram repetidas, porém alterando-se artificialmente as séries de PLD para que o seu valor médio fosse levado a 300 e 100 R\$/MWh. Os resultados obtidos se encontram ilustrados nas Figuras 7 e 8.

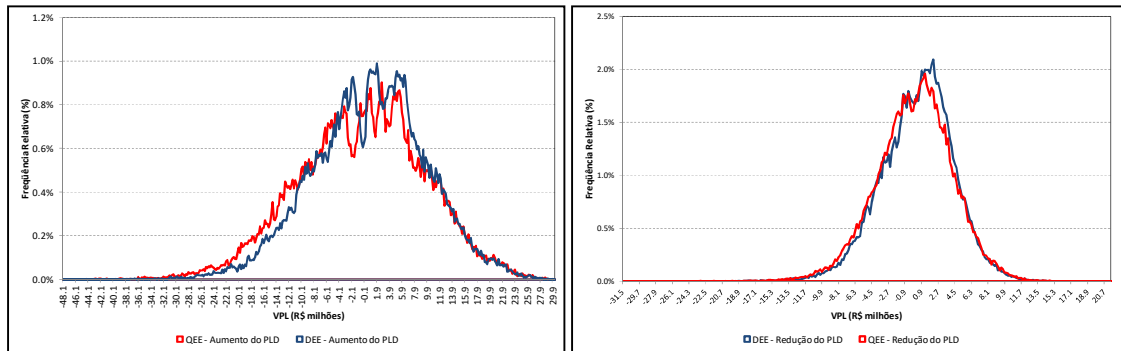


Figura 7 - Distribuições de VPLs Considerando um Aumento e uma Redução nas Séries de PLDs

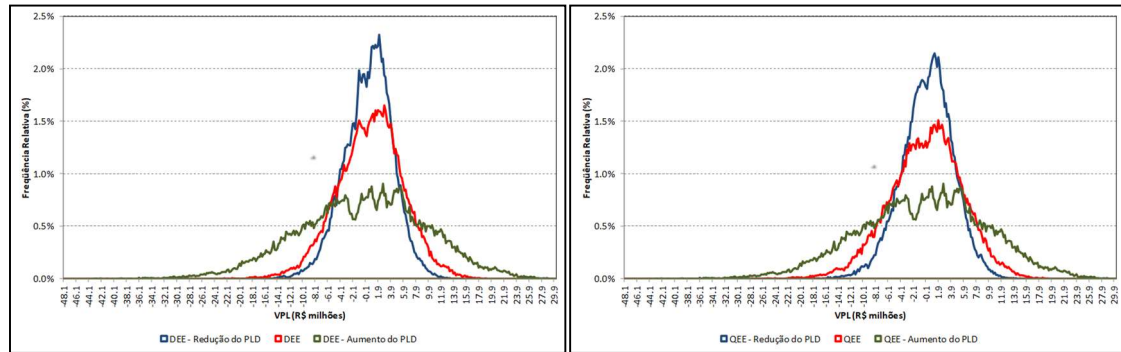


Figura 8 - Comparação das Distribuições de VPLs DEE x QEE com Variação do PLD

Para o estudo de caso avaliado, os resultados da Figura 7 mostram que, independente do nível do PLD, o risco associado à contratação por QEE ou DEE não será significativamente diferente. Adicionalmente, os resultados da Figura 8 levam à conclusão que, quanto maior o valor médio do PLD das séries consideradas, maior é a dispersão da distribuição em torno do valor médio. Ou seja, em ambos os casos (DEE e QEE), a elevação do PLD faz com que cenários favoráveis (geração elevada) se tornem ainda mais favoráveis, e os cenários desfavoráveis (geração reduzida) ainda mais desfavoráveis, elevando as incertezas sobre a viabilidade do projeto.

Com o objetivo de verificar a viabilidade deste empreendimento em outra localidade, também foi considerado o seu desenvolvimento no município de São Martinho da Serra, no estado do Rio Grande do Sul. Nesta localidade o fator de capacidade da usina é de 24,3%. O resultado da análise determinística, que neste caso não considerou a usina exposta ao PLD, levou a um VPL de 11,51 milhões de reais negativos. Realizando-se a análise probabilística, os resultados mostram uma probabilidade de 100% de VPLs negativos em ambas as possibilidades de contratação. Outras estatísticas da análise probabilística são apresentadas na Tabela IV.

Os resultados mostram que, para esta localidade, o empreendimento avaliado é inviável economicamente. Nestas condições, o menor preço de venda da energia que torna o projeto viável é 151,24 R\$/MWh, considerando uma análise determinística.

Tabela IV - Resultados das Análises Probabilísticas (São Martinho da Serra)

Estatísticas	VPL (R\$ milhões)	
	CCEAR-DEE	CCEAR-QEE
Médio	-12.10	-14.51
Mínimo	-18.16	-21.64
Máximo	-4.62	-6.72
Desvio Padrão	1.51	1.71
VaR95%	-14.63	-17.47
Cvar95	-15.35	-18.28

7.0 - CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi descrever uma metodologia para analisar a viabilidade econômica de plantas solares fotovoltaicas, conectadas ao sistema interligado nacional, considerando a geração e o PLD como principais fatores de risco para o empreendimento. A metodologia foi aplicada na avaliação de duas plantas solares típicas, localizadas em Petrolina-PE e São Martinho da Serra-RS. Para Petrolina, tanto na análise determinística quanto em termos médios, os resultados mostram a viabilidade do empreendimento sob as condições de preço praticadas no último leilão de energia nova, não evidenciando diferenças relevantes em termos de risco x retorno segundo a forma de contratação da usina (Quantidade ou por Disponibilidade de Energia Elétrica). Uma análise de sensibilidade com relação ao nível do PLD corrobora esta conclusão, entretanto, também conclui-se que quanto maior o valor médio do PLD, maior é a dispersão da distribuição em torno da média, elevando a chance maiores ganhos e maiores perdas. Entretanto, considerando todos os parâmetros arbitrados, tanto a probabilidade de não remuneração do investimento quanto os valores de VaR e CVaR 95% se mostraram elevados, o que pode comprometer a decisão de investimento. Este fato evidencia a necessidade de se realizar análises que consideram os principais fatores de risco do projeto, tais como a intermitência da geração e a aleatoriedade do PLD. Também ressalta a adequação da metodologia descrita e utilizada para este fim, assim com a sua utilidade na identificação dos valores dos parâmetros que tornam o projeto viável sob análise de risco financeiro.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2027", Rio de Janeiro, Brasil, 2018. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em 16/08/2019.
- (2) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. www.ccee.org.br. Acesso em 16/08/2019.
- (3) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Contrato de Energia de Reserva - CER. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CER%20Solar%20r2_1LER2015_082_015.pdf. Acesso em 16/08/2019.
- (4) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR por Disponibilidade, Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-4_2018_SOLAR.pdf. Acesso em 13 de maio de 2019.
- (5) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR por Quantidade, Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-6_2018_EOL.pdf. Acesso em 13 de maio de 2019.
- (6) Batista F.R.S., Rodrigues A.F., Marzano L.G.B., Melo A.C.G., "Assessing investment analysis of wind power generation projects in Brazil", 19th Power System Computation Conference, Genoa, Italy, 2016.
- (7) CHAGAS, R. C. et al. Procedimentos de Validação de Dados de Radiação Solar da Rede Estações do Projeto SONDA. XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia. Florianópolis, 2006.
- (8) M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos e C.B. Cruz, "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model", 20th Power System Computation Conference, Dublin, Ireland, 2018.
- (9) PVsyst6, TUTORIAL PVSYST SA, 2017. Disponível em: < https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/PVsyst_Tutorials.pdf >. Acesso em 05/04/2019.
- (10) BOX, G.E.P.; JENKINS, G.M. Time series analysis forecasting and control. San Francisco: Holden-Day, 1976.
- (11) INPE. Validação dos dados. 2019. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/infos/validacao.html#critérios>>.
- (12) MORETTIN, P.A.; TOLOI, L.M.C. Análise de séries temporais. São Paulo: Edgard Blucher, 2006.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Fabio Rodrigo Siqueira Batista é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Espírito Santo (1999), mestre (2002) e doutor (2007) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio. Desde 2001 é pesquisador do CEPTEL, onde atua na coordenação de projetos de pesquisa relativos à análise de investimentos e ao planejamento da operação energética.



A. F. Rodrigues é graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense (2001) e mestre (2006) em Planejamento Energético e Ambiental pela COPPE/UFRJ. Desde 2003 é pesquisadora do CEPTEL, onde atua nas áreas de análise de investimentos e comercialização de energia.



Albert Cordeiro Geber de Melo é Engenheiro Eletricista pela UFPE (1983), Mestre (1986) e Doutor (1990) em Ciências em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. Pesquisador sênior do CEPTEL, onde atua desde 1985 na coordenação e no desenvolvimento de projetos e sistemas computacionais nas áreas de planejamento da expansão e da operação, incluindo novas renováveis; análise de riscos; análise de investimentos; comercialização de energia elétrica; e mudanças climáticas. Exerceu vários cargos gerenciais no CEPTEL, incluindo Diretor de P&D (Jan 2005 – Jul 2008) e Diretor-Geral (Ago 2008 – Jan 2017). Também é Professor Adjunto da UERJ e membro titular da Academia Nacional de Engenharia.

Ana Paula Cardoso Guimarães é graduada em Engenharia Mecânica pela PUC-MG (1990), mestre em Engenharia Mecânica pela UFMG (1995) e doutora em Engenharia Mecânica pela COPPE/UFRJ (2003). Atualmente é pesquisadora do CEPTEL, onde atua na área de Energia Solar Fotovoltaica, Heliotérmica e Solarimetria.

Márcia da Rocha Ramos é graduada em Engenharia Elétrica pelo CEFET-RJ (1995) e mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ (1997). Atualmente é pesquisadora do CEPTEL onde atua na área de energia solar fotovoltaica.



Diego Nascimento Maia é graduado em Engenharia de Computação pelo IME (2010) e pós graduado em Gestão de Investimentos pela PUC-Rio (2016). Atualmente é pesquisador do CEPTEL onde atua na análise áreas de análise de investimentos e comercialização de energia.