



## **GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

### **AValiação da Atratividade Econômica de Usinas Híbridas com Tecnologias Eólica e Solar Fotovoltaica no Brasil no Contexto do Preço Horário**

**DIEGO NASCIMENTO MAIA(2);FABIO RODRIGO SIQUEIRA BATISTA(2);ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(3);LUIZ EDUARDO TEIXEIRA BRANDAO(1)  
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO(1);CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA CEPEL(2);UERJ - UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO(3)**

#### **RESUMO**

Mundialmente, e no Brasil, observa-se o surgimento das usinas híbridas, combinando duas ou mais tecnologias de produção de energia elétrica, e a necessidade decorrente de se estabelecer indicadores técnicos, econômicos e regulatórios para a sua viabilidade. Neste contexto, este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade econômica e o risco de um empreendimento híbrido hipotético, que combina ambas tecnologias. Os fatores de risco considerados foram a aleatoriedade na produção de energia e no preço da energia no mercado de curto prazo. Para considerar a complementaridade entre as fontes, foram considerados cenários de geração, e de preço, em base horária.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Usinas Híbridas, PLD Horário, Análise de Viabilidade Econômica, Energia Solar, Energia Eólica

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

As fontes de geração renováveis eólica e solar fotovoltaica têm apresentado expressiva evolução ao longo dos anos no que tange à participação na capacidade instalada na matriz elétrica brasileira. De acordo do PDE 2030 [1], essa evolução continuará ao longo do período decenal deste estudo. Em consonância com PDE 2030, há a previsão de que a participação conjunta das fontes de geração eólica e solar fotovoltaica passe de 11,49% em 2020 para 20,60% em 2030 [1]. Esse aumento esperado para a capacidade instalada possibilita o surgimento de novos modelos de negócio, tal como o desenvolvimento de usinas híbridas, compreendendo as fontes de geração eólica e solar fotovoltaica.

Neste tipo de arranjo, diversos benefícios podem ser citados como forma de incentivo para o seu desenvolvimento. Ambas as tecnologias são fontes de geração intermitentes, mas que podem apresentar complementaridade diária, o que possibilita o uso mais eficiente do sistema de transmissão. Consequentemente, a rede de transmissão existente poderia ter capacidade para acomodar novas usinas com menores necessidades de reforços, ou mesmo prescindir de alguns investimentos em expansão [2]. Além disso, o desenvolvimento de usinas híbridas permite o compartilhamento de equipamentos elétricos e de infraestrutura de transmissão entre as usinas que compõe o arranjo híbrido, o que pode reduzir o investimento total no empreendimento quando comparado a investimentos realizados em uma usina individualmente.

Nesse contexto, o presente trabalho possui o objetivo de descrever uma abordagem metodológica proposta para avaliar economicamente projetos híbridos formados por uma usina eólica e uma usina solar fotovoltaica, considerando como principais fatores de risco a incerteza associada à produção de energia e ao preço da energia no mercado à vista [3]. A metodologia desenvolvida permite a realização tanto de análises determinísticas quanto de risco, considerando desagregações temporais mensal e horária. Diversos indicadores de viabilidade econômica do projeto são calculados, incluindo o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) [12], assim como nas análises probabilísticas são computadas as distribuições de frequência destes indicadores, permitindo o cálculo de diversas estatísticas (e.g., média, mediana, coeficiente de variação, valores mínimo e máximo) e também outras métricas de risco, como o valor em risco - VaR e valor condicional em risco - CVaR [13].

A abordagem desenvolvida foi implementada no Programa ANAFIN [14,4], desenvolvido pelo CEPEL, e aplicada a um estudo de caso compreendendo uma usina híbrida constituída por uma planta eólica com capacidade de 160 MW e outra solar fotovoltaica, com 40 MW, totalizando 200 MW, e localizado no município de Icapuí-CE. Diversas

análises de sensibilidade foram realizadas, incluindo a comparação dos indicadores de viabilidade econômica com as bases temporais mensal e horária. Ainda são apresentadas análises para diferentes percentuais de contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), análises de risco-retorno para estes percentuais de contratação e análises para o montante de que não pode ser escoado para rede básica por conta da redução do percentual de contratação do MUST (*curtailment*).

## 2.0 ABORDAGEM METODOLÓGICA

A metodologia desenvolvida compreende cinco etapas principais, conforme ilustrado na Figura 1.

A primeira etapa consiste na obtenção e tratamento da série histórica horária de produção de energia eólica e solar fotovoltaica para a localidade onde se situa o projeto híbrido. Como no Brasil não existe a disponibilização pública desses dados, com as resoluções espaciais e temporais necessárias, tornou-se forçosa a realização de avaliações utilizando dados de reanálises. Assim, neste trabalho considerou-se como séries “históricas” os dados de reanálise oriundos da NASA, mais especificamente, o *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications* (MERRA-2)<sup>1</sup> disponibilizados pelo sistema Renewables Ninja<sup>2</sup>.

Em seguida, na segunda etapa, integra-se os valores horários para obtenção de valores médios mensais, e realiza-se o ajuste de um modelo de séries temporais, e.g. sazonal autorregressivo integrado médias móveis (SARIMA) [5,6,7] a partir da série histórica de produção de energia de cada fonte de geração em base mensal. Com isso, é possível gerar cenários sintéticos (e.g., 2.000) de produção de energia eólica e solar fotovoltaica. Em seguida, as séries sintéticas para o arranjo híbrido, em base mensal, é computada pela soma das séries sintéticas de geração eólica e solar. Já para obtenção dos dados em base horária, foram utilizados Fatores de Desagregação baseados nos dados da série histórica de produção de energia.

A terceira etapa consiste em obter cenários de PLD, inicialmente em base mensal, através da execução do modelo NEWAVE [15] sobre a plataforma de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029). Para obter cenários em base horária, aplicou-se a metodologia desagregação de valores mensais em valores horários [3], através de Fatores de Desagregação, obtidos através dos dados históricos de PLD em base horária.

Na quarta etapa, os fluxos de caixa da usina híbrida em base horária e em base mensal são calculados. Para tanto, sorteia-se por SMC, e de forma independente, uma série de produção de energia da usina híbrida e uma série de PLD, em base mensal. Nas análises de risco realizadas neste trabalho, considerou-se 2.000 cenários fluxos de caixa. Para a obtenção do fluxo de caixa em base horária, os valores referentes aos fatores de risco são desagregados em valores horários através de Fatores de Desagregação específicos.

Por fim, após a obtenção dos 2.000 cenários de fluxos de caixa, computam-se, na quinta etapa, as distribuições de frequência e estatísticas associadas para os indicadores financeiros. Neste caso, foram obtidos 2.000 cenários de Valor Presente Líquido (VPL), de Taxa Interna de Retorno (TIR) e de Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM). Esta análise parte da premissa que a capacidade instalada da usina híbrida é marginal em relação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), i.e., os cenários de PLD não são impactados pela produção de energia desta planta.

Conforme mencionado anteriormente, a metodologia descrita foi implementada no modelo ANAFIN [14,4], o qual será utilizado no estudo de caso.

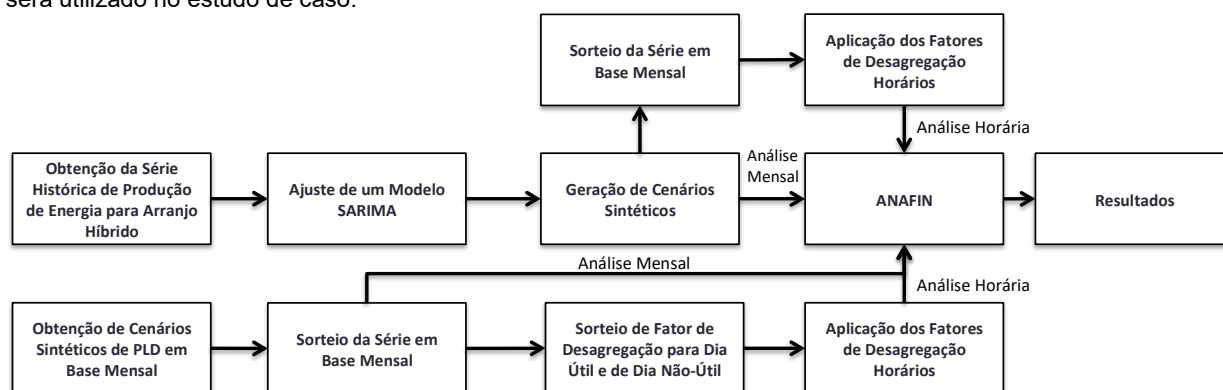


Figura 1 – Abordagem Metodológica Proposta

<sup>1</sup> Mais informações sobre o MERRA em <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

<sup>2</sup> Sistema *Renewables Ninja* pode ser acessado pelo sítio: [renewables.ninja](https://renewables.ninja)

### 3.0 SÉRIE HISTÓRICA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA E DE PLD

Os valores utilizados como série histórica para a geração de cenários sintéticos de produção de energia das tecnologias eólica e solar fotovoltaica foram obtidos através do sistema *Renewables Ninja*, que disponibiliza dados de potência a partir de dados climáticos de reanálise. Trata-se de dados meteorológicos de modelos de reanálise global e de observações de satélite. Os dados são oriundos do conjunto de dados da *NASA Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications* (MERRA-2). Os dados são obtidos diretamente em potência, uma vez que o sistema converte para esta unidade a partir dos dados de irradiância solar e de velocidade de vento.

O sistema *Renewables Ninja* disponibiliza dados de produção de energia para o período de 1980 a 2019 para as tecnologias eólica e solar fotovoltaica. Desta forma, foram coletados estes 40 anos disponíveis, formando a série temporal histórica a ser utilizada neste trabalho. A abordagem de se utilizar dados de velocidade de vento para a geração de cenários sintéticos tem como vantagem de se obter uma série temporal de produção de energia a partir de uma série temporal que representa o processo estocástico associado.

Assim, este trabalho considerou as séries de produção de energia disponibilizada pelo *Renewables Ninja*, a qual é originalmente disponibilizada em base horária, como série histórica de produção de energia para geração de cenários sintéticos. Os valores horários foram então agregados em valores mensais, que por sua vez foram utilizados para a geração de cenários sintéticos de geração, também em base mensal. A série histórica de geração horária foi utilizada para a obtenção de Fatores de Desagregação, os quais são aplicados sobre os cenários sintéticos mensais para desagregá-los em valores horários [3].

Destaca-se que os cenários sintéticos de geração eólica e solar fotovoltaica foram gerados de forma independente entre si e independente da geração de cenários de PLD. Isto pressupõe que a geração da usina híbrida não impacta significativamente a formação do PLD. Considerando a elevada penetração da fonte eólica na região nordeste do Brasil, que possui 10% da capacidade instalada no Brasil, tal premissa pode ser considerada uma simplificação adotada neste trabalho.

### 4.0 SÉRIES SINTÉTICAS

#### 4.1 Séries Sintéticas de Produção de Energia

Para se obter os cenários sintéticos de produção de energia, faz-se necessário ajustar um modelo a partir das séries históricas através de equações matemáticas. Para isto, utilizou-se a metodologia de Box&Jenkins [5]. Segundo [6], tal metodologia consiste em ajustar modelos autorregressivos, integrados e de médias móveis,  $ARIMA(p, q, d)$ , a um conjunto de dados. Assim, deseja-se ajustar um modelo  $SARIMA$ , ou seja, um modelo sazonal autorregressivo, integrado e de médias móveis. Para a utilização da metodologia de Box&Jenkins [5], é necessário que a série siga a premissa básica de ser estacionária. A sazonalidade presente na série deve ser tratada para se garantir estacionariedade.

Após se garantir a estacionariedade da série, buscou-se ajustar um modelo  $SARIMA(p, d, q) \times (P, D, Q)_s$ , onde  $s = 12$ . Na busca por um modelo adequado, procura-se um modelo ajustado que apresente uma diferença não-significativa em relação à série original. Para mensurar esta significância, utiliza-se critérios de avaliação de modelos. Em geral, as métricas de avaliação de modelos são dadas em função dos erros calculados em relação à previsão dada pelo modelo ajustado. Assim, ao se comparar possíveis modelos, o modelo com menores métricas com relação ao critérios de avaliação é considerado um modelo que representa melhor a série histórica [7].

Para se encontrar o modelo adequado, realizou-se o teste de sobrefixação [8] a partir do modelo  $SARIMA(1,0,0) \times (2,1,0)_{12}$ . Este modelo inicial foi obtido utilizando o ambiente R, através do pacote *auto.arima* [9]. Além de evitar a sobreparametrização, o teste de sobrefixação possui o objetivo de variar as ordens do modelo de forma a melhorar o modelo inicial com base nos critérios de avaliação. Também se obteve o modelo  $SARIMA(1,0,1) \times (0,1,1)_{12}$  ao se realizar o mesmo procedimento para a série de produção de energia solar. Seguiu-se o procedimento similar ao realizado para produção de energia eólica, escolhendo-se o modelo com os menores critérios de avaliação e com coeficientes estatisticamente significativos. A partir dos modelos de séries temporais ajustados, foram gerados 2.000 cenários sintéticos de produção de energia eólica e solar fotovoltaica em base mensal. Os cenários de produção de energia relativos ao arranjo híbrido foram obtidos a partir da soma entre os cenários de produção de energia eólica e solar fotovoltaica, em cada mês e em cada série sintética simulada. A Figura 2 apresentam de forma exemplificativa 100 das 2.000 séries sintéticas do arranjo híbrido.

#### 4.2 Desagregação de Produção de Energia em Base Mensal para Base Horária

Para se obter cenários de produção de energia em base horária, foi aplicada a metodologia “Desagregação Horária” utilizada por [3], em que se obteve fatores por meio da análise da série histórica de produção de energia. A disponibilidade de 40 anos de dados da série histórica possibilitou que a metodologia de cálculo utilizada fosse baseada na média da variação percentual de produção de energia em base horária em relação à produção de

energia horária média de cada mês do horizonte de análise. Estes fatores formam 12 conjuntos de 24 valores médios da variação percentual horária da produção de energia. Cada conjunto se refere a um mês e cada valor se refere a uma hora no dia.

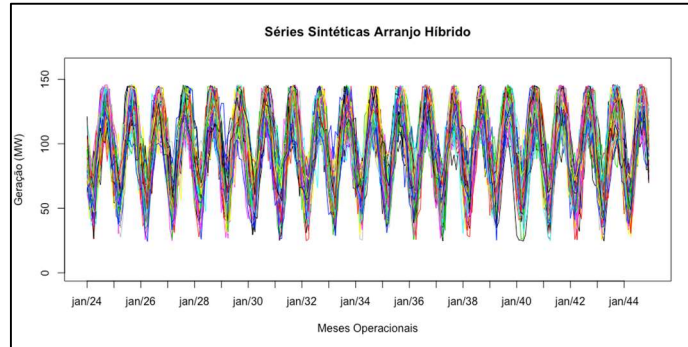


Figura 2 – 100 Séries Sintéticas – Arranjo Híbrido

#### 4.3 Séries Sintéticas de PLD

Já os cenários de PLD em base mensal foram obtidos através da execução do modelo *NEWAVE*, versão 27, considerando a plataforma de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029). Esta plataforma de dados foi estendida repetindo-se a configuração do sistema relativa ao último ano do PDE 2029. Esta extensão se mostrou necessária uma vez que a plataforma de dados original possui horizonte de 15 anos e as análises de viabilidade que serão realizadas neste trabalho possuem horizonte de estudo de 24 anos, sendo 3 anos o tempo para a usina iniciar a operação e 21 anos o tempo de operação da usina, ou seja, são necessários pelo menos 21 anos de dados para a análise. O modelo *NEWAVE* foi executado considerando séries sintéticas de energias naturais afluentes, obtendo-se 2.000 cenários de PLDs mensais, cada qual iniciando-se em 05/2019 e se estendendo até 12/2047.

#### 4.4 Desagregação de PLDs em Base Mensal para Base Horária

Para se obter cenários de PLD em base horária, aplicou-se Fatores de Desagregação a cada valor dos cenários de PLDs mensais, os quais são desagregados em 24 valores válidos para as horas de cada dia do mês, diferenciando os dias em dias úteis e dias não úteis. Estes Fatores de Desagregação são calculados através da Equação

$$F_{d,h,m,a}^t = \frac{(PLD_{h,d,m,a}^t - PLD_{semanal_{p,d,m,a}})}{PLD_{semanal_{p,d,m,a}}} \quad (1, \text{ onde } F_{d,h,m,a}^t \text{ representa o fator de desagregação para os dias } d \text{ de tipo } t, \text{ referente a hora } h, \text{ do dia } d \text{ do tipo } t \text{ ocorridos no mês } m, \text{ do ano } a \text{ obtido pelo modelo DESSEM, sendo que o dia tipo } t \text{ pode se referir a dias tipo 1 (dias úteis) ou tipo 2 (dias não úteis); e } PLD_{semanal_{p,d,m,a}} \text{ corresponde ao PLD referente ao patamar } p, \text{ referente à hora } h, \text{ do dia } d \text{ ocorrido no mês } m, \text{ do ano } a \text{ obtido pelo modelo DECOMP [3]. Devido ao curto horizonte disponíveis de dados históricos de PLD horário (23 meses) e às oscilações intradiárias verificadas pelo PLD horário, este trabalho irá permitir que o perfil de oscilação realizado possa ocorrer novamente.}$$

$$F_{d,h,m,a}^t = \frac{(PLD_{h,d,m,a}^t - PLD_{semanal_{p,d,m,a}})}{PLD_{semanal_{p,d,m,a}}} \quad (1)$$

#### 5.0 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, no ACR, a contratação de energia elétrica no Brasil pode ser feita tanto pela modalidade de quantidade (QEE) quanto pela modalidade de disponibilidade de energia elétrica (DEE). Na primeira modalidade, o vendedor do contrato assume os riscos hidrológicos e os custos variáveis de produção, enquanto na segunda, esses riscos são assumidos pelo comprador do contrato. Inicialmente, a contratação do parque eólico e solar fotovoltaico seguiu a modalidade DEE, entretanto, desde 2018 a geração de ambas as tecnologias tem sido contratada na modalidade QEE.

Conforme o edital do 33º e 34º Leilões de Energia Nova [10], ao celebrar um contrato do tipo QEE para a venda de um determinado montante de energia no ambiente regulado (energia contratada), os geradores eólicos e solares fotovoltaicos se submeterão às seguintes obrigações [11]:

- Entregar a energia elétrica contratada considerando a base mensal como referência;

- Sempre que a sua geração mensal for superior o montante contratado sazonalizado<sup>3</sup>, a geração excedente será liquidada ao PLD no mercado de curto prazo;
- Sempre que a sua geração mensal for inferior ao montante contratado sazonalizado, o gerador deverá adquirir o montante de energia faltante no mercado de curto prazo, ao PLD do subsistema em que a usina está localizada;
- A sazonalização mensal da energia contratada ocorrerá conforme o perfil de carga do agente comprador, ou seja, da distribuidora.

Em resumo, a verificação do atendimento à obrigação contratual se dá mensalmente, com eventuais sobras/déicits sendo liquidados ao PLD. Com a adoção do preço horário no mercado brasileiro, e considerando que este trabalho se propõe a analisar a viabilidade de empreendimentos de geração por meio de grandezas projetadas em base horária, a modulação dos contratos de energia ganha especial relevância para o cálculo dos fluxos de caixa do projeto avaliado. Entende-se por modulação de um contrato a discretização de montantes mensais de energia contratada por período de comercialização, neste caso, por hora. Até 2019, os CCEARs de empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos determinavam que a sua modulação deveria seguir a geração da usina. Em 2021, o texto dos CCEARs passou a determinar que a modulação deve ser feita com base na Carga Cativa do comprador, ou seja, a sua carga total no centro de gravidade do SIN. Este trabalho considera em suas análises a modulação dos contratos regulados em função do perfil de geração da usina. Sendo assim, o valor da energia contratada sazonalizada para o mês  $m$ , modulada para a hora  $h$  ( $C_{m,h}$ ), é calculado através da Equação  $C_{m,h} = C_m \times \frac{G_{m,h}}{\bar{G}_m}$  (2, onde  $C_m$  corresponde ao valor da energia contratada sazonalizada para o mês  $m$ ,  $G_{m,h}$  corresponde à geração do empreendimento no mês  $m$  e hora  $h$  e  $\bar{G}_m$  corresponde à média da geração horária no mês  $m$ ).

$$C_{m,h} = C_m \times \frac{G_{m,h}}{\bar{G}_m} \quad (2)$$

Já a exposição da usina ao mercado de curto prazo, em cada hora do mês, é calculada pela Equação  $Exposição = (G_{m,h} - C_{m,h}) * PLD_h$  (3, onde  $G_{m,h}$  corresponde à geração na hora  $h$  do mês  $m$  e  $PLD_h$  corresponde ao PLD na hora  $h$ ).

$$Exposição = (G_{m,h} - C_{m,h}) * PLD_h \quad (3)$$

## 6.0 ESTUDO DE CASO

### 6.1 Descrição

Neste trabalho considerou-se o desenvolvimento de uma usina híbrida com 200 MW de capacidade instalada composta por uma usina eólica de 160 MW e uma usina solar fotovoltaica de 40 MW, e localizada no município de Icapuí-CE. Tal localidade foi escolhida por possuir a característica de as fontes de geração supracitadas terem um nível de complementaridade de geração de energia ao longo das 24 horas de um dia, ou seja, enquanto umas das fontes está gerando no ponto máximo ao longo do dia, a outra fonte de geração está gerando abaixo da média, próxima ao valor mínimo do dia.

O percentual da garantia física desta usina híbrida destinada para o mercado regulado consiste em 30%, o que equivale à contratação mínima obrigatória para a participação nos leilões. Os 70% restantes são contratados no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Considerou-se ainda que a parcela de investimento do empreendimento híbrido foi obtido a partir da soma dos investimentos nas usinas individuais. Assim, adotou-se para o empreendimento eólico R\$ 4.500,00 por kW instalado. Isto resulta em um investimento absoluto de R\$ 720 Milhões. Para a tecnologia solar fotovoltaica, adotou-se o valor de investimento de R\$ 3.000,00 por kW. Isto resulta no valor investimento absoluto de R\$ 120 Milhões. Assim, o montante relativo ao investimento total do arranjo híbrido totaliza R\$ 840 Milhões. A garantia física do empreendimento híbrido foi calculado de forma aproximada multiplicando-se a sua potência instalada pelo respectivo fator de capacidade médio verificado nas séries históricas (48,12%). Desta forma, tem-se a garantia física de 96,24 MW médios. Considerou-se janeiro de 2021 a data do primeiro aporte de recursos financeiros para construção do projeto. Considerou-se ainda o período de construção igual a três anos, ou seja, o início operacional do empreendimento ocorre em janeiro de 2024. Entende-se que três anos de construção é um extenso período para uma usina solar fotovoltaica do porte da analisada neste trabalho; entretanto, considerando a construção do arranjo híbrido, que também inclui a tecnologia eólica, considerou-se três anos um período adequado.

Com relação à contratação de longo prazo do empreendimento, considerou-se um CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) celebrado em um Leilão de Energia Nova<sup>4</sup> "A - 4", ou seja, a

<sup>3</sup> Contrato Sazonalidade: Permite-se que os montantes de um contrato possa ser distribuído ao longo dos 12 meses do ano por meio de fatores que deve resultar em 100% ao considerar todo o ano.

<sup>4</sup> Leilão de Energia Nova: O leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. (CCEE, 2021)

vigência do contrato se inicia quatro anos após a realização do leilão. Assim, o contrato no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) se inicia em janeiro de 2025. As principais premissas são apresentadas na Tabela 1. Percebe-se a existência de um hiato de 12 meses entre o início operacional da usina e o início da vigência do contrato no ACR. Neste período, considerou-se a celebração de um contrato no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) relativa a totalidade da Garantia Física da usina. Considerou-se ainda neste estudo de caso contratos celebrados no ACR e no ACL. No ACL, considerou-se dois contratos. Um com montante contratado igual a 100% da garantia física, com período de vigência de janeiro de 2024 até dezembro de 2024; e outro com montante contratado igual a 70% da garantia física, com vigência de janeiro de 2025 a dezembro de 2044 (ACL 1). No ACR, considerou-se um contrato com montante referente a 30% da garantia física disponível no período de janeiro de 2025 a dezembro 2044.

O preço de R\$203,66 por MWh para os contratos no ACL foi baseado na plataforma DCIDE<sup>5</sup> para o produto “Energia Incentivada 50% Longo Prazo”. Esta plataforma divulga, semanalmente, um preço para cada produto. Este preço consiste na média dos preços divulgados pela DCIDE nas 16 primeiras semanas do ano de 2021. O preço dos contratos no ACL foi considerado constante ao longo de todo horizonte de estudo. O preço de venda da energia contratada da tecnologia eólica no ACR foi igual a R\$101,72/MWh, valor com base no leilão 30º LEN ANEEL (2019). Para a tecnologia solar fotovoltaica considerou-se a média entre os valores médios desta fonte de geração ocorridos no 27º LEN (2018) e 30º LEN (2019), acrescido de um ágio sobre este valor. Assim, o preço de contrato no ACR para esta tecnologia resultou em R\$125,00/MWh. No caso do projeto híbrido, chegou-se ao valor de R\$106,38/MWh ponderando os valores de preço de cada tecnologia pelos seus respectivos percentuais de participação no projeto híbrido.

Tabela 1 – Premissa do Estudo de Caso

Parâmetro	Valor Usina Híbrida	Parâmetro	Valor Usina Híbrida
Data de Início do Investimento	Jan/21	Seguros (% Investimento - Depreciação)	0,50%
Data de Início da Operação	Jan/24	TUST 50% (R\$/kW.mês)	3,27
Data de Início dos Contratos ACR e ACL 1	Jan/25	O&M (R\$/kW/ano)	79,00
Potência Total (MW)	200,00	Taxas de Juros do Financiamento (% a.a. real)	4,27
Investimento Total (Milhões R\$)	840,00	TLP (% a.a.)	1,49
Investimento Total (R\$/kW)	4.137,00	Remuneração BNDES (% a.a.)	1,22
Fator de Capacidade da GF (%)	48,12	Risco de Crédito (%)	1,50
Garantia Física (MW médio)	96,24	Prazo do Financiamento (anos)	15
Geração (MW médio)	96,24	Carência (meses)	6
Preço do Contrato ACR (R\$/MWh)	106,38	Custo de Capital Próprio (% a.a.)	7,90
Preço do Contrato ACL (R\$/MWh)	203,66	Estrutura de Capital (% Próprio / % Terceiros)	30 / 70
Arrendamento da Terra (%ROL)	1,00%	Depreciação (% a.a.)	5,00 (Ativos Eólica) 4,00 (Ativos UFV)
Arrendamento da Terra (Milhões R\$)	1,34	Percentual de Contratação (% ACR / % ACL)	30 / 70

## 6.2 Resultados

A partir das séries sintéticas de geração, de PLD e das premissas técnicas e econômicas do projeto, utilizou-se a versão 5.4.2 do 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 121,760 milhões de reais e uma TIR igual a 12,67% a.a., o que mostra a viabilidade do empreendimento e estabelece uma referência para as análises seguintes.

Considerando os fatores de risco, ou seja, 2.000 séries sintética de produção de energia para o arranjo híbrido e 2.000 séries sintética de PLD, realizou-se uma análise probabilística acerca da viabilidade do projeto por meio da construção de 2.000 cenários de fluxo de caixa. Cada cenário de fluxo de caixa em base mensal foi obtido através de uma série sintética de produção de energia com uma série sintética de PLD. Estas séries foram obtidas através de um sorteio entre as 2.000 séries de produção de energia e as 2.000 séries de PLD. Para o caso horário, utilizou-se a metodologia utilizada por [3], ou seja, o valor de produção de energia foi obtido através da aplicação do fator de desagregação para produção de energia. Já os valores de PLD em base horária foram obtidos através da aplicação de fatores de desagregação divididos em dias úteis e dias não-úteis. Para cada mês da análise, sorteou-se fatores de desagregação tanto para dias úteis quanto para dias não-úteis. Com isso, obteve-se 2.000 valores de VPL e TIR, cujos resultados estão apresentados na Tabela 2. O valor de TIR igual a zero representa um cenário de fluxo de caixa em que seria necessário um valor de TIR negativo para zerar o VPL.

Já Figura 3 (à esquerda) apresenta a comparação entre as distribuições de VPL entre as bases temporais. Já Figura 3 (à direita) apresenta a comparação entre as distribuições de TIR. Estas figuras mostram distribuições bastante próximas entre as bases temporais. Isto é um indicativo de que as análises de fluxo de caixa em base mensal

<sup>5</sup> Plataforma DCIDE, acessível pelo sítio [www.dcide.com.br](http://www.dcide.com.br)

gerados por empreendimentos de geração de energia podem ser igualmente adequadas às análises em base horária, apesar da utilização do PLD Horário na contabilização dos contratos.

Tabela 2 – Resultados da Análise Probabilística

Arranjo Híbrido	VPL (Milhões de R\$)		TIR (% a.a.)	
	Base Mensal	Base Horária	Base Mensal	Base Horária
Média	128,65	130,52	13,08	13,06
Mediana	131,03	133,46	13,22	13,18
Mínimo	-150,47	-204,96	0,00	0,00
Máximo	296,08	335,17	18,80	19,92
Desvio Padrão	36,80	44,52	1,45	1,73
VaR 95%	68,23	58,61	10,74	10,29
CVaR 95%	38,12	20,97	9,46	8,74
Coef. De Variação	28,60%	34,11%	11,05%	13,24%
Prob VPL < 0 (%)	0,35%	1,00%	-	-

Em relação às métricas de risco, VaR (Value at Risk) e CVaR (Conditional Value at Risk), ambas ao nível de significância de 95%, possuem valores inferiores para base horária, ou seja, a simulação com discretização horária resultou em maior risco. Os resultados apresentam VPL médio próximo do VPL encontrado na análise determinística, tanto em base mensal quanto em base horária. Adicionalmente, comparando-se a análise em base mensal e horária, nota-se que os valores de média e mediana da distribuição de VPLs se mostram muito próximos. Em relação aos valores máximo e mínimo do VPL, percebe-se que a análise horária levou a valores mais extremos. Também se observa que a base temporal horária conduz a uma maior dispersão dos VPLs.

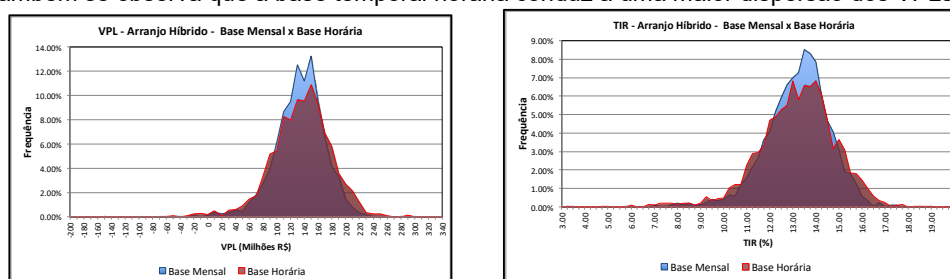


Figura 3 – Comparação entre as Distribuições de VPL (à esquerda) e de TIR (à direita) da Análise em Base Mensal e em Base Horária – Arranjo Híbrido

### 6.3 Análise de Contratação para Diferentes Valores de MUST

Uma das despesas operacionais de uma usina de geração de energia elétrica consiste no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A atual legislação afirma que o agente gerador deve contratar o MUST igual à sua potência nominal. Com o objetivo de avaliar o arranjo híbrido com a possibilidade de contratação do MUST inferior a soma das potências nominais dos empreendimentos individuais, este trabalho realizou uma análise de sensibilidade da viabilidade do projeto em relação a este parâmetro. Ou seja, realizou-se uma análise de risco, com 2.000 cenários de fluxo de caixa, para diferentes valores de contratação do MUST. Assim, mostra-se os benefícios de se contratar um valor inferior de MUST. Analisou-se a contratação de MUST no intervalo de 50% (potência nominal de 100 MW) a 100% (potência nominal de 200 MW), com discretizações de 5% (10 MW). Para cada caso adotou-se a premissas de que a redução de MUST implicaria em uma redução do percentual de investimentos relacionada à infraestrutura elétrica, como transformadores e linhas de transmissão. Como premissa, adotou-se que os investimentos relativos à infraestrutura elétrica representam 7,5%<sup>6</sup> do investimento total de um empreendimento híbrido de geração de energia elétrica. Assim, para o caso de contratação para um determinado percentual de MUST, considerou-se que a parcela de investimentos relativos à infraestrutura elétrica reduzir-se-ia na mesma proporção. Além disso, considerou-se ainda como premissa que as despesas relacionadas à operação e manutenção (O&M) também diminuem na mesma proporção da redução do percentual de contratação do MUST. Considerando o caso de MUST igual à 100% sendo o caso apresentado na Tabela 1, com investimento total de R\$ 840 milhões e despesas de O&M de R\$ 79/kW/ano, o caso com utilização de 50% de MUST, por exemplo, apresenta uma redução de 50% na parcela do investimento total, ou seja, 3,75%. Assim, investimento total para este caso apresenta o valor de R\$ 808,50 milhões e despesas de O&M de R\$ 76,0375/kW/ano.

Para estes casos, são apresentados, em base mensal e em base horária, os resultados de média de VPL na Figura 4 (à direita). Já os resultados para as métricas de risco VaR (Value at Risk) e CVaR (Conditional Value at Risk) são mostrados na Figura 4 (à esquerda). Percebe-se que a redução da contratação do MUST resulta em melhora das estatísticas de VPL até um determinado ponto. No caso da média de VPL Figura 4 (à direita), ao se reduzir a contratação do MUST, o ponto de maior valor ocorre, na base mensal, em 70%, enquanto que na base horária em 65%. Com relação às métricas de risco Figura 4 (à esquerda), o VaR com 95% de significância apresenta um máximo (ou menor risco) no ponto de 65% de contratação do MUST na análise de base mensal, enquanto na base

<sup>6</sup> De acordo com especialistas da Companhia Hidroelétrica do Rio São Francisco (CHESF).

horária este máximo (ou menor risco) ocorre no ponto 60% de contratação do MUST. As conclusões para CVaR com 95% de significância são análogas às conclusões do VaR, tanto na base mensal quanto na base horária.

Realizou-se também uma análise de Risco-Retorno entre as possibilidades de contratação do MUST. As métricas de risco dessa análise foram o VaR e CVaR, ambos a 95% de significância. Neste caso, quanto maior elas se apresentarem, menor o risco associado. Os resultados são apresentados na Figura 5. Percebe-se, para os casos em base mensal (Figura 5, à esquerda), que a redução da contratação do MUST a partir de 100% até 70% do valor do MUST contratado leva a uma redução do risco e a um aumento da média de TIR. De 70% para 65%, o risco se reduz, mas a média de TIR também diminui a média de TIR. Já de 65% para 60% vê-se um aumento de risco e uma redução da média de TIR. Já para os casos em base horária na Figura 5 (à direita), encontrou-se que, para o ponto de contratação de MUST de 60% da potência nominal, um aumento de retorno esperado a partir de desse ponto resultaria em aumento de risco. Já uma tentativa de redução de risco resultaria em um caso com retorno esperado inferior. Dessa forma, este ponto se mostra o ponto com melhor relação risco-retorno.

Por fim, realizou-se uma análise relacionada ao *curtailment* (quantidade de energia que não pôde ser escoada para a rede básica devido à redução do MUST contratado). Esta quantidade de energia foi calculada como um percentual em relação à quantidade de energia gerada pela garantia física do empreendimento. Os resultados por ano operacional são mostrados na Figura 6. À direita desta figura, apresenta-se para cada ano operacional da usina híbrida e para os percentuais de contratação do MUST em análise, a média dos *curtailments* ocorridos nos 2.000 cenários de fluxo de caixa analisados. Percebe-se que, para percentuais maiores ou iguais a 65% do MUST contratado, a média de corte de energia é inferior da 2% da Garantia Física de energia da usina. À esquerda da Figura 6, apresenta-se a métrica de risco VaR para o nível de significância de 95%, ou seja, o percentil 5% dos piores casos. Através desta figura é possível afirmar, por exemplo, que ocorre em torno de 18% de *curtailment* ao longo do período operacional em pelo menos 5% dos cenários do caso em que se contrata 50% do MUST.

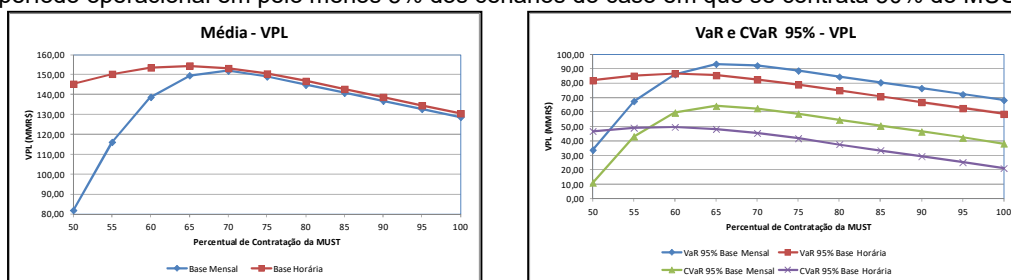


Figura 4 – Dados da Média de VPL (à esquerda) e do VaR e de CVaR 95% de VPL (à direita) para cada Percentual de Contratação do MUST

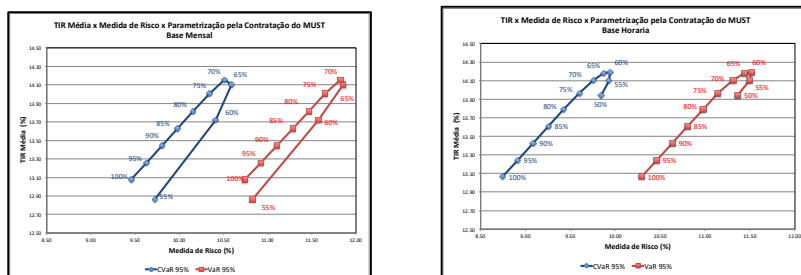


Figura 5 - Relação de VaR e CVaR 95% com a TIR média para Diferentes Valores de Contratação do MUST – Base Mensal (à esquerda) e Base Horária (à direita)

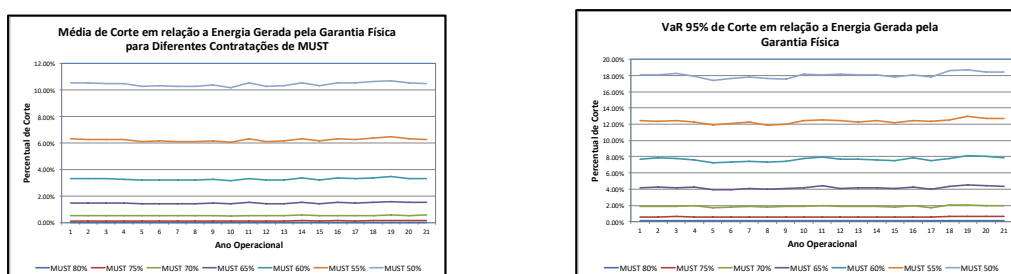


Figura 6 - Média (à direita) e VaR 95% (à esquerda) do Corte em relação à Energia Gerada pela Garantia Física

## 7.0 CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi realizar uma análise de viabilidade econômica de uma usina híbrida formada por uma planta eólica e uma planta solar fotovoltaica, conectadas ao sistema interligado nacional, considerando a geração e o PLD como principais fatores de risco e considerando análises em base mensal e base horária. Tanto na análise determinística quanto na análise probabilística, os resultados mostram a viabilidade do empreendimento sob as condições de preços de contratos adotadas. Ao compararmos os resultados obtidos com a projeção dos fluxos de caixa em diferentes bases temporais, ou seja, horária e mensal, verificou-se que as distribuições de VPL, TIR e TIR modificada se mostraram bastante similares nos dois casos, incluindo os valores médios, a mediana e o desvio padrão da distribuição, incluindo os valores médios, a mediana e o desvio padrão da distribuição. Isto é um indicativo de que, para alguns casos, as análises de fluxo de caixa em base mensal podem ser adequadas para avaliar a viabilidade econômica de projetos de geração no Brasil, mesmo com a introdução do PLD Horário. Ao avaliar diferentes contratações de MUST para o empreendimento híbrido, verificou-se a existência de uma faixa de valores que se mostram boas estratégias de contratação de MUST. Destaca-se que, para a contratação de MUSTs inferiores a 70% da potência total do empreendimento, os resultados das análises em base mensal e horária se distanciaram entre si, em termos médios. Este resultado sugere que a maior ocorrência de curtailments pode tornar a análise de viabilidade em base mensal inadequada para empreendimentos híbridos. Na avaliação de *curtailment*, as avaliações realizadas indicaram que, para o caso exemplo analisado, a redução da contratação do MUST também eleva os valores de *curtailment*, porém em menor escala. Sendo assim, conclui-se que quanto maior for a complementaridade intradiária entre as fontes de geração, maiores as possibilidades de se reduzir a contratação de MUST sem comprometer a viabilidade econômica da usina e a sua capacidade de entregar energia ao sistema.

## 8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, MME, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, Ano 2021. Disponível Em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 27/03/2021.
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, MME, Usinas Híbridas - Uma Análise Qualitativa De Temas Regulatórios E Comerciais Relevantes Ao Planejamento, EPE-DEE-NT-011/2018-r0, 11 de junho de 2018. 31p.
- [3] MAIA, D.N.. Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Híbridas no Brasil. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-RIO. Rio de Janeiro, 2021.
- [4] 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.
- [5] BOX, G. E., JENKINS, G. M., Time Series Analysis: Forecasting And Control. Holden-Day, 1970.
- [6] MORETTIN, P., TOLOI, C. Análise de Séries Temporais. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2006. 538p
- [7] SOUZA, R. C., OLIVEIRA, F. L. C.. Análise de Séries Temporais: Os Modelos de Amortecimento Exponencial. Rio de Janeiro, 2015.
- [8] SOUZA R. C., CARMAGO M.E. Análise e Previsão de Séries Temporais: os modelos ARIMA. 2ª ed., Ijuí: SEDIGRAF, 2004.
- [9] R Core Team. R: A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2019. Conjuntos de Programas. URL <https://www.R-project.org/>.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. 33º e 34º Leilões De Energia Proveniente De Novos, 2021.
- [11] BATISTA, F. R. S. et al., Análise da Viabilidade Econômica de Projetos Solares Fotovoltaicos Considerando os Riscos Não Sistemáticos dos Empreendimentos Desenvolvidos no Brasil. 25º Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2019.
- [12] BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. Principles of Corporate Finance, McGraw Hill, 5th Edition, 1998.
- [13] JORION, P. Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk, McGraw-Hill Companies Inc, 1999.
- [14] MELO, A. C. G., et al. Análise de Risco Financeiro em Projetos de Investimento no Setor Elétrico, A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, A.L. Castro, VI Symposium of Specialists in Operational and Expansion Planning - V SEPOPE, Salvador, Bahia, May 1998.
- [15] MACEIRA, M. E. P. et al. Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model. In: 20th Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Ireland, 2018.

## 9.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Diego Nascimento Maia é graduado em Engenharia de Computação pelo IME (2010) e pós graduado em Gestão de Investimentos pela PUC-Rio (2016) e possui mestrado em Engenharia de Produção pela PUC-Rio (2021). Atualmente é pesquisador do CEPEL onde atua na análise áreas de análise de investimentos e comercialização de energia.



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 Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, onde atua na coordenação de projetos relativos ao desenvolvimento de modelos computacionais relacionados ao planejamento da operação e da expansão energética de sistemas elétricos e modelos dedicados à análise de investimentos em G&T. Desde 2007 é professor adjunto do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.



Albert C. Geber de Melo é engenheiro Eletricista (UFPE-1983), Mestre (1986) e Doutor (1990) pela PUC-Rio. Professor Adjunto-Instituto de Matemática e Estatística da UERJ. Trabalhou como Pesquisador no CEPEL (1985-2020), onde exerceu vários cargos gerenciais, incluindo Diretor de P&D (Jan/2005-Jul/2008) e Diretor-Geral (Ago/2008–Jan/2017). Tem experiência na coordenação e desenvolvimento de projetos, metodologias e sistemas computacionais. Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, incluindo ONU e Agência Internacional de Energia-IEA, onde foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA (2011-2016). É Distinguished Member do CIGRÉ, Senior Member do IEEE e Membro Titular da Academia Nacional de Engenharia.

Luiz Eduardo Teixeira Brandao é Doutor em Finanças e Professor Associado da PUC-Rio. Tem experiência na área de administração, com ênfase em avaliação de projetos e empresas, opções reais e análise de risco. É um dos coordenadores do NUPEI ([www.iag.puc-rio.br/nupei](http://www.iag.puc-rio.br/nupei)) com atuação em projetos na área de Energia, Infraestrutura, Parcerias Público Privadas, Blockchain Economics e Análise de Projetos em Condições de Risco, Incerteza e Flexibilidade. Presta consultoria para empresas e sua pesquisa na área de energia renovável, investimentos em infraestrutura e projetos flexíveis tem sido publicada em diversos periódicos internacionais. É Cientista Nosso Estado da FAPERJ e Pesquisador CNPq.