

Eduardo de Noronha Tupinambá

Júlia de Oliveira Novaes

**Avaliação do Impacto Financeiro de Geração Renovável Própria Para o
Abastecimento de Energia de Data Centers no Brasil**

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO APRESENTADO AO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO

Orientador: Bruno Fanzeres Dos Santos

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 12 de junho de 2026.

Agradecimentos

Gostaríamos de expressar nossa profunda gratidão a todos que nos apoiaram durante a realização deste trabalho.

Primeiramente, às nossas famílias, pelo suporte incondicional ao longo de toda a nossa formação. A Andrea de Noronha e Pedro Tupinambá, e a Carina e Guilherme Novaes, pelo investimento em nossa educação e pela presença constante em cada etapa desta jornada. Aos nossos irmãos, Guilherme e Natasha Tupinambá e Manuela Novaes, pela compreensão e pelo encorajamento nos momentos de maior dedicação.

Aos nossos amigos, pela paciência e pelas palavras de apoio nos períodos mais intensos do trabalho.

Agradecemos ao nosso orientador, Bruno Fanzeres, pela disponibilidade, pela atenção cuidadosa ao longo de todo o processo e pelas conversas que deram direção e consistência à análise desenvolvida neste trabalho.

Por fim, à equipe da PSR Energy, em especial ao international cluster, pelo ambiente de aprendizado que moldou parte significativa do conhecimento aqui aplicado e pelos recursos que viabilizaram a análise.

Eduardo de Noronha Tupinambá e Júlia de Oliveira Novaes

12/06/2026

Resumo

A expansão acelerada dos data centers, impulsionada pelo crescimento da computação em nuvem e da inteligência artificial, torna o suprimento energético um dos determinantes centrais da viabilidade econômica desses empreendimentos. Este trabalho avalia o impacto financeiro da geração renovável própria dedicada como modalidade de abastecimento de energia para data centers no Brasil, tendo como referência de comparação o custo de contratação via Power Purchase Agreement no Ambiente de Contratação Livre. O estudo é conduzido a partir do caso concreto do data center da ByteDance no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará, suprido por complexos eólicos greenfield com capacidade total instalada de 1.428 MW. Para isso, foram utilizados 400 cenários estocásticos correlacionados de geração e preço spot produzidos pelo modelo SDDP, permitindo quantificar a exposição financeira no Mercado de Curto Prazo por meio de percentis e CVaR a 95%. Os resultados indicam economia líquida anual entre R\$ 697 e R\$ 747 milhões frente à contratação via PPA, com retorno simples do investimento em geração entre 12,0 e 12,9 anos, sustentando a viabilidade do modelo condicionada à gestão da exposição sazonal concentrada nos primeiros meses do ano.

Palavras Chave: Data Centers; Geração Renovável Dedicada; Power Purchase Agreement; Mercado de Curto Prazo; Análise Estocástica; Viabilidade Econômico-Financeira.

Abstract

The accelerated expansion of data centers, driven by the growth of cloud computing and artificial intelligence, has made energy supply one of the central determinants of economic viability for these projects. This work evaluates the financial impact of dedicated renewable generation as an energy supply modality for data centers in Brazil, using the cost of Power Purchase Agreements in the Free Contracting Environment as a reference benchmark. The study is grounded in the concrete case of ByteDance's data center at the Pecém Industrial and Port Complex in Ceará, supplied by greenfield wind complexes with a combined installed capacity of 1,428 MW. To this end, 400 correlated stochastic scenarios of generation and spot price produced by the SDDP model were used to quantify financial exposure in the Short-Term Market through percentiles and CVaR at 95%. The results indicate annual net savings between R\$ 697 and R\$ 747 million compared to PPA-based supply, with a simple payback of the generation investment between 12.0 and 12.9 years, supporting the viability of the model conditional on managing the seasonal exposure concentrated in the first months of the year.

Key words: Data Centers; Dedicated Renewable Generation; Power Purchase Agreement; Short-Term Market; Stochastic Analysis; Economic-Financial Viability.

Sumário

1. Introdução	1
2. Contexto	3
2.1 Transformação Digital e Expansão dos Data Centers	3
2.2 Energia como Fator Estruturante da Viabilidade	5
2.3 O Brasil como Ambiente Potencial para Data Centers	8
2.4 O Problema do Empreendedor.....	11
3. Metodologia	14
3.1 Seleção da Usina de Referência no Plano do SDDP	15
3.2 Construção da Base Horária de Geração e Preço	15
3.3 Cálculo do Resultado Financeiro Líquido Horário (Net).....	16
3.4 Extensão para Cenários Estocásticos e Métricas de Risco	17
4. Estudo de Caso	18
4.1 Apresentação do Caso e Justificativa da Localização	18
4.2 Seleção da Usina de Referência no Plano do SDDP	26
4.3 Construção da base horária de geração e preço	28
5. Resultados.....	30
5.1 Resultados Gerais.....	30
5.2 Extensão para 400 Cenários Estocásticos Correlacionados	32
5.3 Análise Indicativa de Complementaridade Solar-Eólica	37
6. Conclusões e Perspectivas Alternativas	43
6.1 Perspectiva Alternativa 1: Portfólio Híbrido Eólico-Solar.....	48
6.2 Perspectiva Alternativa 2: Contratação Sazonal de Energia Complementar.....	49
6.3 Sugestão de Trabalho Futuro: Estrutura Ótima Eólico-Solar	50
REFERÊNCIAS.....	50

Lista de Figuras

Figura 1 - Localização do data center no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), ZPE Ceará.

Figura 2 - Localização da Usina 4_G

Figura 3 - Gráfico do Perfil Médio de Geração dos 400 Cenários da Usina 4_G

Figura 4 - Gráfico de Liquidação Financeira (Net) no Mercado de Energia Mensal Acumulado do Cenário Médio (R\$ milhões)

Figura 5 - Distribuição do NET de Janeiro 2029 com 400 cenários: Histograma com VaR e CVaR a 95%. Fonte: Elaboração própria

Figura 6 - Distribuição Estocástica do NET de Agosto 2029 com 400 cenários: Histograma com VaR e CVaR a 95%

Figura 7 - Distribuição estocástica do NET mensal dos 400 cenários

Figura 8 - Perfil horário de geração eólica e solar

Figura 9 - Cobertura energética mensal (%) nos três arranjos de geração.

Figura 10 - Cobertura horária mensal: % de horas com geração ≥ 410 MW nos três arranjos.

Figura 11 - Curva de oferta e demanda – SIN – rv4 de maio de 2026

Figura 12 - Curva de oferta e demanda – SIN – rv0 de dezembro de 2025

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Síntese do CAPEX Total

Tabela 2 - Turbinas eólicas disponíveis no plano do SDDP para o Ceará e análise de compatibilidade

Tabela 3 - Parâmetros do projeto adotados como premissas fixas

Tabela 4 - Cobertura energética mensal (%) nos três arranjos de geração

Tabela 5 - Cobertura horária mensal: % de horas com geração ≥ 410 MW nos três arranjos

1. Introdução

A transformação digital das últimas décadas consolidou os data centers como infraestrutura crítica da economia moderna. O crescimento do cloud computing, da inteligência artificial e, mais recentemente, da inteligência artificial generativa elevou de forma expressiva a demanda por capacidade computacional e energética, impulsionando a expansão acelerada desses empreendimentos em escala global. Para suportar operações contínuas de alta intensidade, os data centers dependem de fornecimento energético ininterrupto, tornando a energia elétrica simultaneamente o principal insumo operacional e um dos maiores componentes de custo ao longo da vida útil do ativo.

Nesse contexto, a escolha da modalidade de suprimento energético emerge como decisão estruturante para o empreendedor. A opção tradicional no Brasil, a contratação via contratos bilaterais de longo prazo no Ambiente de Contratação Livre, oferece previsibilidade de custo sem necessidade de imobilização de capital em ativos de geração. A alternativa, o investimento em geração renovável própria dedicada, exige capital significativo e expõe o gerador à variabilidade da fonte e ao risco de descasamento entre produção e obrigação contratual no Mercado de Curto Prazo. É precisamente esse segundo modelo, seus riscos, sua viabilidade e suas condições de robustez, que este trabalho se propõe a analisar.

O Brasil configura ambiente particularmente relevante para essa análise. A matriz elétrica nacional, com aproximadamente 88% de participação renovável, o LCOE da energia eólica onshore entre os mais baixos do mundo e a crescente presença de grandes consumidores industriais no Ambiente de Contratação Livre compõem um conjunto de vantagens estruturais que tornam o país potencial destino estratégico para investimentos em data centers. Ao mesmo tempo, restrições de transmissão em determinadas regiões e novos marcos regulatórios, como a Medida Provisória 1.307/2025 para instalações em Zonas de Processamento de Exportação, impõem condicionantes que qualificam essa atratividade e reforçam a relevância da geração própria dedicada como solução para determinados contextos de implantação.

O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto financeiro da geração renovável própria como modalidade de abastecimento de energia para data centers no Brasil, identificando os períodos de maior risco de exposição ao Mercado de Curto Prazo, quantificando essa exposição

sob cenários estocásticos e avaliando perspectivas complementares que tornem o modelo mais robusto. O estudo é ancorado no caso concreto do data center da ByteDance no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará, suprido por dois complexos eólicos greenfield dedicados com capacidade total instalada de 1.428 MW. A análise utiliza cenários estocásticos produzidos pelo modelo SDDP, que permitem representar simultaneamente a variabilidade da geração eólica e a correlação entre produção e preço spot hora a hora.

Os resultados obtidos evidenciam que a geração eólica dedicada apresenta assimetria sazonal pronunciada: a cobertura da demanda total varia entre 59% e 68% nos meses de janeiro a abril e supera 108% entre julho e setembro. No cenário médio, o resultado financeiro líquido anual no Mercado de Curto Prazo é positivo em R\$ 165,1 milhões, mas a extensão a 400 cenários estocásticos revela que o resultado de janeiro é negativo em todos os cenários simulados, com CVaR a 95% de R\$ 60,4 milhões negativos. Ainda assim, a comparação com o custo evitado de suprimento via PPA convencional indica economia líquida anual entre R\$ 697 e R\$ 747 milhões, com tempo de retorno simples do investimento em geração entre 12,0 e 12,9 anos, dentro da vida útil dos parques. Esses resultados sustentam a viabilidade do modelo de geração própria dedicada, condicionada à gestão da exposição sazonal nos primeiros meses do ano, para a qual são avaliadas duas alternativas de mitigação.

O trabalho está estruturado em seis capítulos. O Capítulo 2 apresenta o contexto que fundamenta a análise, da expansão dos data centers à formalização do problema do empreendedor. O Capítulo 3 descreve a metodologia em quatro etapas, da seleção da usina de referência ao cálculo das métricas de risco sob cenários estocásticos. O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso e sua estrutura de custos, o Capítulo 5 expõe os resultados em três camadas de análise e o Capítulo 6 consolida as conclusões e explora duas perspectivas alternativas de mitigação do risco sazonal identificado.

2. Contexto

2.1 Transformação Digital e Expansão dos Data Centers

A transformação digital nos últimos anos alterou a dinâmica econômica global. Entre 2010 e 2022, o número de usuários da internet mais que dobrou, enquanto o tráfego de dados cresceu aproximadamente 25 vezes no período, segundo dados da International Energy Agency (IEA). Esse crescimento reflete não apenas a ampliação do acesso à internet, mas principalmente a incorporação de tecnologias digitais aos processos produtivos, serviços financeiros, comércio eletrônico, governo digital e comunicação corporativa.

Como consequência, a economia contemporânea se tornou fortemente dependente de sistemas digitais para operar. Empresas, governos e consumidores utilizam plataformas online, serviços em nuvem e ferramentas baseadas em dados para realizar transações, armazenar informações e orientar decisões estratégicas. Nesse contexto, os dados passaram a desempenhar papel semelhante ao de um fator de produção, configurando-se como recurso essencial para geração de valor econômico.

Para que essa dinâmica seja viável, é necessária uma infraestrutura capaz de armazenar, processar e proteger volumes crescentes de informação. Os data centers desempenham exatamente essa função, constituindo a base operacional da economia digital e viabilizando o funcionamento contínuo de aplicações, plataformas e serviços digitais.

À medida que novas tecnologias intensivas em processamento são incorporadas à economia, essa infraestrutura passa a ser ainda mais demandada e estratégica. Nos últimos anos, a expansão do cloud computing, da inteligência artificial (IA) e, mais recentemente, da inteligência artificial generativa (GenAI), elevou de forma significativa a necessidade de capacidade computacional e energética. O relatório STAR: Data Centers' Exponential Growth and Opportunities for Brazil, elaborado pelo Banco Santander (2024), destaca que a popularização de modelos de IA de larga escala elevou significativamente a necessidade de capacidade de processamento e armazenamento. Segundo o mesmo relatório, uma busca em sistemas de IA generativa pode consumir, em média, cerca de 10 vezes mais energia do que uma busca tradicional. Grandes provedores globais de nuvem, como Amazon (AWS),

Microsoft (Azure) e Alphabet (Google Cloud), vêm ampliando seus investimentos em infraestrutura para suportar esse crescimento, conforme evidenciado pelo aumento de CAPEX reportado no setor (S&P GLOBAL MARKET INTELLIGENCE, 2024).

Esse avanço tecnológico está diretamente associado ao aumento do consumo de energia elétrica pelos data centers. A International Energy Agency estima que o consumo global de eletricidade relacionado a data centers, criptomoedas e inteligência artificial totalizou cerca de 460 TWh em 2022, podendo atingir aproximadamente 800 TWh até 2026 em cenário base, com intervalo estimado entre 620 TWh e 1.050 TWh (IEA, 2023). Esses números indicam que a infraestrutura digital já representa parcela relevante do consumo global de energia, reforçando sua importância sistêmica.

Como consequência, é observada expansão acelerada da capacidade instalada de data centers. Segundo dados da Statista, presentes no relatório do Banco Santander (2024), o mercado global de data centers atingiu US\$329,3 bilhões em 2023, com projeção de crescimento anual médio (CAGR) de 6,6% até 2028, alcançando aproximadamente US\$438,6 bilhões. Em termos físicos, a plataforma Cloudscene registra 11.879 data centers distribuídos em 136 países, com concentração de 48% na América do Norte, 29% na Europa e 5% na América Latina.

No contexto brasileiro, o relatório do Banco Santander (2024) aponta que o mercado nacional atingiu US\$4,6 bilhões em 2023, com crescimento projetado superior à média global (CAGR de 7,1% até 2028). Em termos de capacidade energética, a Empresa de Pesquisa Energética indica que o Brasil possui capacidade instalada superior a 200 GW, tendo gerado aproximadamente 663 TWh em 2022, frente a consumo de cerca de 580 TWh, evidenciando cenário de folga estrutural no sistema elétrico, fator relevante para a atração de empreendimentos como data centers (EPE, 2023).

Além do crescimento no número de unidades, há mudança estrutural na densidade de potência por rack. O relatório do Banco Santander (2024) destaca que a incorporação de GPUs e aceleradores voltados para IA aumentou significativamente a carga elétrica por rack, exigindo sistemas mais robustos de fornecimento e resfriamento. Essa elevação da densidade energética

impõe novos desafios técnicos e financeiros, elevando a complexidade do projeto e a necessidade de maior confiabilidade no suprimento de energia.

Diante desse contexto, torna-se fundamental que os projetos de data centers sejam estruturados com alta flexibilidade operacional e capacidade de expansão progressiva. A incerteza quanto ao ritmo de crescimento da demanda digital torna os arranjos modulares mais adequados sob a perspectiva econômica, pois permitem ampliar a capacidade instalada de forma gradual. Essa abordagem reduz a necessidade de grandes desembolsos iniciais, mitiga riscos de ociosidade e melhora a eficiência na alocação de capital ao longo do ciclo do investimento.

Por fim, a expansão dos data centers ocorre sob crescente pressão por eficiência energética e sustentabilidade. A International Energy Agency destaca que o setor já responde por parcela relevante das emissões associadas ao consumo de eletricidade global, ao mesmo tempo em que empresas do setor assumem compromissos de neutralidade de carbono (IEA, 2023). Nesse contexto, países com elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica apresentam vantagem competitiva relevante. O Brasil, cuja matriz elétrica possui aproximadamente 88% de fontes renováveis, segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2023), posiciona-se como potencial destino estratégico para investimentos no setor.

Dessa forma, a transformação digital consolidou os data centers como infraestrutura crítica para o funcionamento da economia moderna. Seu crescimento é estrutural, sustentado por tendências tecnológicas de longo prazo, e sua expansão impõe implicações energéticas e locais relevantes, elementos centrais para a análise de viabilidade econômica desenvolvida neste trabalho.

2.2 Energia como Fator Estruturante da Viabilidade

Os data centers caracterizam-se como cargas elétricas de alta intensidade e operação contínua, exigindo fornecimento energético ininterrupto ao longo de 24 horas por dia, sete dias por semana (IEA, 2023). O crescimento da digitalização, da computação em nuvem e da inteligência artificial tem elevado significativamente a densidade de potência por rack, ampliando a demanda energética por unidade de área instalada. Segundo a International Energy Agency, o consumo global de energia associado a data centers e redes de transmissão de dados vem crescendo de forma consistente, refletindo o aumento da capacidade instalada e da

complexidade computacional requerida pelos serviços digitais (IEA, 2023). Nesse contexto, o data center deve ser compreendido como uma infraestrutura eletrointensiva estratégica para a economia digital.

Do ponto de vista do empreendedor, a energia elétrica não representa apenas um insumo operacional, mas uma das principais componentes do custo recorrente do empreendimento. O consumo contínuo e previsível transforma o gasto com energia em parcela relevante do OPEX, impactando diretamente a margem operacional e o retorno sobre o investimento ao longo da vida útil do ativo. Relatórios corporativos de grandes operadores de nuvem, como a Amazon Web Services, destacam que eficiência energética e gestão de consumo são elementos centrais da competitividade do setor (AWS, 2023). Dessa forma, variações no preço da energia ou na estrutura tarifária podem alterar significativamente a atratividade econômica do projeto.

Entretanto, o fator energético não se limita ao custo da eletricidade. A confiabilidade do fornecimento constitui requisito crítico para a operação de data centers, uma vez que interrupções podem gerar perdas financeiras, danos reputacionais e violações contratuais. Para mitigar esse risco, os empreendimentos adotam arquiteturas redundantes classificadas por padrões internacionais de disponibilidade, como os definidos pelo Uptime Institute. Níveis mais elevados de certificação (Tier III e Tier IV, por exemplo) exigem sistemas redundantes e caminhos independentes de alimentação elétrica, o que implica aumento do investimento inicial em infraestrutura (Uptime Institute, 2023). Assim, a busca por alta disponibilidade amplia o CAPEX elétrico do projeto.

Além da redundância interna, a infraestrutura elétrica externa também exerce influência direta sobre o investimento. A implantação de um data center de grande porte normalmente requer subestação dedicada, sistemas de transformação em alta tensão, unidades de energia ininterrupta (UPS), bancos de baterias e geradores de emergência, conforme detalhado na seção 4.1.1. Esses elementos, embora essenciais para a continuidade operacional, representam parcela significativa do investimento inicial. Portanto, a energia impacta não apenas os custos operacionais, mas também o dimensionamento do capital investido na fase de implantação.

Outro aspecto relevante refere-se ao prazo de conexão à rede elétrica. O processo de acesso ao sistema de transmissão ou distribuição pode demandar estudos técnicos, autorizações

regulatórias e, eventualmente, obras de reforço da infraestrutura existente. No contexto brasileiro, os procedimentos de acesso são regulamentados por normas da Agência Nacional de Energia Elétrica e operacionalizados segundo diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico, podendo implicar prazos variáveis conforme a localização do empreendimento (ONS, 2023; ANEEL, 2023). Atrasos na energização postergam o início da operação comercial, afetando diretamente o fluxo de caixa projetado pelo investidor.

Paralelamente ao custo e ao prazo, a eficiência energética emerge como fator competitivo relevante. A métrica amplamente utilizada para avaliar o desempenho energético de um data center é o Power Usage Effectiveness (PUE), que relaciona o consumo total da instalação com o consumo efetivo de TI. Operadores globais buscam reduzir continuamente o PUE por meio de melhorias em sistemas de resfriamento, otimização de layout e tecnologias mais eficientes (AWS, 2023; IEA, 2023). A redução do PUE implica menor consumo total para a mesma capacidade computacional, contribuindo para redução de OPEX e melhor posicionamento ambiental.

Adicionalmente, a decisão locacional deve considerar a possibilidade de expansão futura. Data centers são frequentemente desenvolvidos em fases, com aumento progressivo de capacidade instalada. Assim, a infraestrutura energética disponível na região precisa comportar não apenas a carga inicial, mas também ampliações subsequentes. A limitação de capacidade na rede elétrica pode restringir a escalabilidade do empreendimento, comprometendo sua competitividade de longo prazo.

Por fim, observa-se que a variável energética incorpora múltiplas dimensões de risco: risco de preço da energia, risco regulatório associado às regras de acesso, risco de atraso na conexão e risco operacional decorrente de falhas no suprimento. Portanto, ao avaliar a viabilidade de implantação de um data center, o empreendedor deve considerar a energia elétrica não apenas como um custo, mas como um elemento estratégico que influencia simultaneamente investimento inicial, despesas operacionais, cronograma e exposição a incertezas. É neste enquadramento que a escolha entre contratar energia no mercado livre e investir em geração própria dedicada se apresenta como a decisão central do empreendedor, perspectiva que orienta toda a análise desenvolvida neste trabalho.

2.3 O Brasil como Ambiente Potencial para Data Centers

Considerando que a energia elétrica constitui variável central para a viabilidade econômica de data centers, torna-se necessário analisar o ambiente energético nacional no qual esses empreendimentos poderiam se inserir. No caso brasileiro, a avaliação do potencial de atração de data centers exige exame das características estruturais do sistema elétrico, do ambiente regulatório e das condições regionais de acesso à infraestrutura.

Um dos principais elementos estruturais do Brasil é sua matriz elétrica majoritariamente renovável. Historicamente baseada na geração hidrelétrica, a matriz nacional passou por diversificação significativa nas últimas décadas, com expansão relevante das fontes eólica e solar. De acordo com o Balanço Energético Nacional, aproximadamente 88% da geração de energia elétrica no Brasil em 2022 foi proveniente de fontes renováveis, incluindo hidrelétrica, eólica, solar e biomassa (EPE, 2023). Esse percentual posiciona o país entre os sistemas elétricos de maior participação renovável no mundo, configurando um diferencial relevante em comparação a diversos mercados internacionais. Para empreendimentos intensivos em energia, como data centers, essa característica pode representar vantagem competitiva sob a perspectiva de metas de sustentabilidade, redução de emissões associadas ao consumo elétrico e alinhamento com compromissos ESG.

Além da composição da matriz, o Brasil dispõe de um Sistema Interligado Nacional (SIN) de grande escala, responsável por integrar as principais regiões do país por meio de extensas redes de transmissão. A interligação permite a transferência de energia entre regiões com diferentes perfis de geração, ampliando a flexibilidade operacional do sistema e possibilitando o atendimento a grandes cargas concentradas (ONS, 2023). Em termos estruturais, a existência de um sistema interligado de dimensão continental constitui fator favorável à instalação de empreendimentos eletrointensivos.

Do ponto de vista contratual, o ambiente brasileiro conta com o Mercado Livre de Energia (Ambiente de Contratação Livre, ACL), no qual consumidores de maior porte podem negociar diretamente com geradores e comercializadores as condições de suprimento (CCEE, 2023). O ACL permite a estruturação de contratos bilaterais de longo prazo com prazo livremente pactuado entre as partes, sem exigência de período mínimo, conforme estabelecido

pela Resolução Normativa ANEEL 957/2021 e pelas Regras de Comercialização da CCEE. Essa flexibilidade é particularmente relevante para o empreendedor de data center, pois viabiliza tanto a contratação de energia renovável com previsibilidade de custos ao longo do ciclo de vida do ativo quanto arranjos sazonais voltados à cobertura de períodos específicos de menor disponibilidade de geração, possibilidade explorada na seção 6.2 deste trabalho.

Outro aspecto relevante refere-se à experiência brasileira no atendimento a cargas de elevada intensidade energética. O país possui histórico consolidado de operação de setores industriais eletrointensivos, como produção de alumínio primário, siderurgia e mineração, cujas plantas industriais demandam fornecimento contínuo de centenas de megawatts em alta tensão. Segundo o Balanço Energético Nacional, a indústria de transformação representa parcela significativa do consumo final de energia elétrica no Brasil, incluindo segmentos reconhecidamente intensivos em eletricidade (EPE, 2023). A existência de infraestrutura dedicada, subestações de grande porte, conexões em alta tensão e experiência operacional no atendimento a essas cargas, contribui para reduzir incertezas técnicas associadas à implantação de novos empreendimentos de grande porte, como data centers.

Nos últimos anos, observa-se crescimento concreto do interesse por data centers no Brasil. Estudos e apresentações da Empresa de Pesquisa Energética indicam aumento da carga associada a esse tipo de empreendimento e sua relevância crescente no planejamento do setor elétrico (EPE, 2023). Evidência adicional desse movimento pode ser observada na aprovação, pelo regulador do setor, de aproximadamente 359 MW adicionais de capacidade de rede para atendimento a data centers no estado de São Paulo (DatacenterDynamics, 2024). Esse volume expressivo sinaliza não apenas expansão da demanda, mas também concentração regional do interesse, com impactos diretos sobre a infraestrutura local. Paralelamente, iniciativas regionais têm buscado posicionar determinadas localidades como polos estratégicos de infraestrutura digital, como o projeto denominado "Rio AI City", apresentado como hub de data centers e inteligência artificial no município do Rio de Janeiro (Prefeitura do Rio, 2024). Embora tais anúncios devam ser analisados com cautela, eles indicam que a atração de data centers passou a integrar agendas estratégicas subnacionais.

Entretanto, a atratividade brasileira não é homogênea. A expansão de grandes cargas depende da disponibilidade efetiva de capacidade na rede de transmissão e distribuição, bem

como do prazo necessário para realização de eventuais reforços. Dados públicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico evidenciam ocorrências de vertimento de energia em determinadas regiões, ao mesmo tempo em que outras enfrentam restrições de escoamento ou necessidade de ampliação de infraestrutura (ONS, 2023). Esse desalinhamento entre oferta e capacidade de transmissão é particularmente pronunciado no Nordeste, que concentrou 75% de todos os cortes de geração renovável do país em 2024, com 330 mil horas frustradas impactando principalmente os estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia (Portal Solar, 2025). Esses cortes ocorrem predominantemente por restrições de transmissão, e não por excesso real de oferta: 65% das ocorrências em 2024 foram motivadas por limitações na infraestrutura de escoamento (Portal Solar, 2025). Para um data center suprido via contrato no mercado livre com geração alocada na rede pública, esse cenário representa risco operacional concreto: a energia existe no sistema, mas pode não chegar ao ponto de consumo nos momentos de maior restrição. Esse fator reforça que a disponibilidade de energia no sistema não implica, automaticamente, segurança de suprimento em qualquer ponto do território.

Dessa forma, a viabilidade da implantação de data centers no Brasil apresenta forte componente locacional. Regiões como o Sudeste concentram infraestrutura consolidada e mercado consumidor relevante, mas também enfrentam maior pressão sobre a rede elétrica. Outras regiões podem apresentar maior disponibilidade relativa de geração renovável, porém com desafios de transmissão ou menor proximidade de grandes centros de demanda. Assim, a decisão de investimento não se resume à avaliação do país de forma agregada, mas depende da análise específica das condições regionais de infraestrutura, acesso à rede e disponibilidade de capacidade elétrica.

No plano regulatório, é relevante destacar que a Medida Provisória 1.307/2025 estabelece que instalações situadas em Zonas de Processamento de Exportação devem operar exclusivamente com energia renovável proveniente de novas usinas, sem qualquer retirada da rede elétrica existente. Essa exigência, aplicável ao caso analisado neste trabalho, condiciona a modalidade de suprimento energético e afasta a contratação via mercado livre como única alternativa viável para o contexto das ZPEs. Embora circunscrita a esse ambiente regulatório específico, a norma sinaliza uma direção que projetos de grande porte em outros contextos

podem progressivamente enfrentar, na medida em que a pressão sobre a rede elétrica cresce com a expansão da demanda de data centers.

De forma geral, o Brasil apresenta combinação estrutural que pode configurar vantagem competitiva relevante para a atração de data centers: elevada participação renovável na matriz elétrica, possibilidade de contratação direta no ACL com flexibilidade de prazo, LCOE de energia eólica onshore entre os mais baixos do mundo segundo a IRENA (2024), e ambiente favorável ao atendimento de grandes cargas industriais. Esses fatores, no entanto, precisam ser avaliados em conjunto com as restrições de transmissão regionais e com o ambiente regulatório aplicável a cada projeto, perspectiva que orienta a análise desenvolvida nas seções seguintes.

2.4 O Problema do Empreendedor

A decisão central que motiva este trabalho é a escolha do empreendedor do data center entre duas modalidades de suprimento energético: a contratação padrão de energia via contratos bilaterais de longo prazo no Ambiente de Contratação Livre, modalidade conhecida como Power Purchase Agreement (PPA), e o investimento em geração renovável própria dedicada. Essa decisão envolve a coordenação econômica entre dois agentes interdependentes: um parque renovável, que utiliza fontes como eólica e solar, e um data center de grande porte, caracterizado por consumo elétrico intensivo e operação contínua. Segundo a International Energy Agency, data centers operam 24 horas por dia, apresentando perfil de demanda relativamente estável e elevada intensidade energética (IEA, 2023). Ao mesmo tempo, o Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética destaca a expansão acelerada da geração renovável no Brasil, especialmente eólica e solar (EPE, 2023). A viabilidade econômica de ambos os projetos passa, portanto, pela definição de um contrato de fornecimento de energia de longo prazo que seja financeiramente sustentável para as duas partes.

Nesse contexto, emerge um trade-off fundamental entre custo, prazo e risco. Para o operador do data center, a energia representa parcela relevante das despesas operacionais ao longo da vida útil do ativo, influenciando diretamente seus fluxos de caixa projetados (IEA, 2023). Para o empreendedor do parque renovável, o preço contratado deve ser suficiente para remunerar o capital investido e compensar riscos associados à variabilidade da geração e à estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2023). Além disso, atrasos em

conexão ou limitações na rede de transmissão, temas recorrentes em relatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2023), podem impactar o cronograma de entrada em operação e elevar o risco financeiro do projeto. Assim, a estrutura contratual precisa equilibrar previsibilidade de receita para o gerador e previsibilidade de custo para o consumidor.

De forma mais ampla, o data center configura-se como um ativo de infraestrutura intensivo em capital, energia e confiabilidade operacional. O relatório STAR: Data Centers' Exponential Growth and Opportunities for Brazil destaca que a expansão de serviços em nuvem e inteligência artificial tem elevado significativamente a demanda energética dessas instalações (Banco Santander, 2024). Projetos de grande porte frequentemente demandam conexão em alta tensão, subestações dedicadas e redundância elétrica, ampliando o investimento inicial, conforme diretrizes técnicas da ANEEL (2023). O perfil de consumo contínuo torna o data center potencialmente compatível com contratos bilaterais de longo prazo no ACL (CCEE, 2023), o que reforça a relevância da modelagem econômica da demanda energética para estimar a curva de disposição a pagar de cada modalidade.

A expansão futura constitui variável estratégica adicional. Data centers costumam ser implantados de forma modular, permitindo crescimento escalonado conforme a demanda por serviços digitais evolui, característica apontada pelo Banco Santander (2024) como tendência nos investimentos recentes no Brasil. Do lado da oferta, o Plano Decenal da EPE (2023) indica que a expansão de parques renováveis também ocorre de forma progressiva, condicionada a contratos que garantam previsibilidade de receita. Essa dinâmica implica que decisões de ampliação de capacidade, tanto do data center quanto do parque, dependem da estabilidade e da atratividade econômica do contrato firmado, reforçando a importância de uma análise intertemporal do equilíbrio entre oferta e demanda.

Sob a ótica financeira, o preço da energia contratada impacta diretamente os indicadores de viabilidade econômica de ambos os projetos. Para o parque renovável, o valor do contrato influencia o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), determinando se o empreendimento compensa os riscos assumidos, inclusive riscos regulatórios relacionados a subsídios e encargos setoriais (ANEEL, 2023). Para o data center, variações no custo de energia alteram significativamente a estrutura de despesas operacionais, dada sua elevada intensidade

energética (IEA, 2023). Pequenas variações no preço de longo prazo podem, portanto, modificar substancialmente a atratividade financeira de ambos os investimentos.

A opção pelo PPA convencional oferece ao operador do data center previsibilidade de custo sem necessidade de imobilização de capital em ativos de geração, mas expõe o projeto às restrições de transmissão da rede pública e ao risco de alta nos preços do ACL ao longo do tempo. A curva forward de longo prazo do mercado livre, que em maio de 2026 indicava R\$ 242,97/MWh para energia convencional no horizonte de quatro anos (DCIDE, 2026), sinaliza tendência de alta nos preços, o que tende a ampliar progressivamente a vantagem relativa da geração própria. A opção pela geração própria dedicada, por sua vez, exige CAPEX significativo e expõe o gerador à variabilidade da fonte renovável e ao risco de descasamento entre geração e compromisso contratual no Mercado de Curto Prazo, dimensão central da análise desenvolvida neste trabalho.

Dessa forma, o problema do empreendedor pode ser formalizado como uma decisão de investimento sob incerteza, na qual a escolha entre PPA e geração própria é determinada pela comparação entre o custo evitado de suprimento via mercado livre e o custo de capital e exposição ao MCP associados à geração dedicada. A viabilidade da geração própria é avaliada em comparação ao custo de suprimento via PPA convencional no Ambiente de Contratação Livre, que constitui a alternativa de referência para o operador do data center. O trabalho propõe analisar em que condições econômicas o modelo de geração própria se sustenta financeiramente no Brasil, identificando os períodos de maior risco de exposição ao MCP, quantificando essa exposição sob cenários estocásticos e avaliando perspectivas complementares que tornem o modelo mais robusto, conforme características estruturais do setor elétrico nacional (EPE, 2023; ONS, 2023; CCEE, 2023).

3. Metodologia

O problema central que motiva este estudo é a exposição financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) gerada pelo descasamento entre a geração de um parque eólico dedicado e a energia que ele é contratualmente obrigado a entregar. No Brasil, toda energia comprometida em contratos bilaterais de longo prazo no Ambiente de Contratação Livre (ACL) deve ser entregue ao sistema. Caso isso não ocorra, o gerador é obrigado a equalizar seu déficit comprando energia no MCP pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o que pode resultar em perdas ou ganhos substanciais a depender do volume de descasamento e do nível do preço spot naquele momento. Esse mecanismo de liquidação das diferenças é o vetor central de risco avaliado neste trabalho e constitui a dimensão que diferencia, do ponto de vista financeiro, a opção pela geração própria dedicada da alternativa de contratação via PPA no Ambiente de Contratação Livre.

Para representar adequadamente as incertezas inerentes a esse problema, especialmente a variabilidade da geração eólica e a volatilidade do preço spot, a análise utiliza cenários estocásticos produzidos pelo modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), desenvolvido pela PSR Energy. O SDDP é o modelo de despacho hidrotérmico estocástico de referência no setor elétrico brasileiro e gera previsões capazes de incorporar diferentes cenários de hidrologia e de geração renovável, projetando seus impactos sobre o custo marginal de operação do sistema ao longo do horizonte de análise. Essa característica o torna adequado para representar simultaneamente a variabilidade da geração eólica e a correlação entre produção e preço spot, elemento essencial para a estimativa realista da exposição financeira do gerador.

A análise é conduzida em duas camadas complementares. A primeira utiliza o cenário médio da usina de referência, que corresponde a uma série única de 8.760 horas representando o valor esperado de geração ao longo de um ano, servindo como base intuitiva para compreender a dinâmica do modelo. A segunda estende a análise a 400 cenários estocásticos correlacionados de geração e preço, capturando a variabilidade intrínseca dos recursos e permitindo o mapeamento da distribuição probabilística dos resultados financeiros. A partir dessa distribuição, são calculados percentis (P5, P10, P50, P90 e P95) e o CVaR (Conditional Value-at-Risk), medida que quantifica a perda média esperada nos piores cenários da distribuição e constitui a principal métrica de risco adotada neste trabalho. A construção metodológica seguiu quatro etapas sequenciais, detalhadas nas subseções a seguir.

3.1 Seleção da Usina de Referência no Plano do SDDP

O modelo SDDP representa os parques geradores do sistema por meio de postos agrupados por região e características tecnológicas, denominados turbinas. A primeira etapa metodológica consiste em identificar, entre as turbinas eólicas disponíveis no plano do SDDP para a região do projeto, aquela com perfil de geração mais compatível com o parque analisado.

A compatibilidade é avaliada a partir de três critérios principais: (i) localização geográfica, com filtro restrito à região onde o projeto se situa; (ii) capacidade instalada, uma vez que turbinas com potência nominal próxima à do projeto tendem a compartilhar características operacionais semelhantes, como altura de cubo, diâmetro do rotor e regimes de vento de projeto, tornando o perfil de geração hora a hora mais representativo; e (iii) Fator de Capacidade (FC) médio, indicador mais direto da produtividade média da usina ao longo do tempo. O Fator de Capacidade é calculado como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima que a usina poderia gerar operando continuamente na sua potência nominal, expresso pela equação a seguir:

$$FC_x = \sum_{h=1}^{8760} \frac{G_{h,x}}{CapInst_x \cdot 8760} \quad (FC)$$

Na equação, $G_{h,x}$ é a geração na hora h da turbina x (em MWh), $CapInst_x$ é a capacidade instalada da turbina x (em MW), e 8.760 é o número de horas em um ano (365 dias $\times$ 24 horas). Dentre as turbinas disponíveis no plano do SDDP para a região de interesse, seleciona-se aquela com capacidade instalada e FC médio mais próximos aos do projeto real, conforme demonstrado na aplicação ao caso concreto no Estudo de Caso.

3.2 Construção da Base Horária de Geração e Preço

A segunda etapa consiste na construção da base de dados horária que serve de insumo para o cálculo do resultado financeiro. Do modelo SDDP, são extraídos dois vetores para o ano de análise: (i) a geração horária da turbina de referência selecionada, expressa originalmente em GWh por hora e convertida para MWh pela multiplicação por 1.000, de forma a permitir comparação direta com as demandas do projeto em MW; e (ii) o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio horário do submercado de geração, em R\$/MWh. A base horária resultante é composta por 8.760 observações, correspondentes às horas de um ano completo,

indexadas por um código identificador no formato MM/AAAA-HHHH, onde MM representa o mês, AAAA o ano e HHHH a posição da hora na série anual. Essa forma de indexação dupla permite tanto a agregação mensal quanto a análise do perfil intradiário de geração.

3.3 Cálculo do Resultado Financeiro Líquido Horário (Net)

O resultado financeiro líquido de cada hora de operação é denominado Net, termo consagrado na literatura internacional de mercados de energia para designar a posição líquida do agente gerador em relação às suas obrigações contratuais (IEA, 2023), e representa o ganho ou perda do gerador em relação ao compromisso de entrega de energia. Sejam G a geração horária do parque (em MWh), $D_{\min}$ o limiar mínimo de entrega, D_{total} o limiar total, Q_{DC} a quantidade de energia comprometida com o data center, e PLD o preço spot vigente naquela hora. Adota-se como premissa contratual que a obrigação do gerador perante o MCP está limitada ao volume Q_{DC} comprometido com o data center; o suprimento aos demais consumidores do complexo constitui contrato distinto, não incorporado a esta análise. O Net é calculado conforme as três situações possíveis:

$$Net_h = (G_h - D_{\text{total}}) \cdot PLD_h, \text{ se } G_h > D_{\text{total}} \quad (1)$$

$$Net_h = -Q_{\text{DC}} \cdot PLD_h, \text{ se } G_h < D_{\min} \quad (2)$$

$$Net_h = -(D_{\text{total}} - G_h) \cdot PLD_h, \text{ se } D_{\min} \leq G_h \leq D_{\text{total}} \quad (3)$$

Na equação (1), quando a geração supera o limiar total, o excedente é liquidado positivamente no MCP ao PLD vigente, representando receita variável para o gerador. Na equação (2), quando a geração é inferior ao limiar mínimo, insuficiente até mesmo para atender os consumidores do complexo além do data center, o gerador incorre na penalidade máxima: compra de toda a energia comprometida com o data center (Q_{DC}) ao preço spot. Ressalta-se que, nessa situação, a penalidade recai exclusivamente sobre a energia devida ao data center, não sobre o suprimento dos demais consumidores do complexo, que constitui responsabilidade separada. Na equação (3), a geração é suficiente para atender o limiar mínimo, mas não alcança o limiar total; o déficit em relação ao limiar total é comprado no MCP, gerando perda proporcional ao descasamento entre geração e obrigação contratual.

Aplicada a cada uma das 8.760 horas do ano, essa lógica produz uma série temporal de resultados financeiros que reflete, hora a hora, o impacto do descasamento entre geração e

obrigação de entrega. Valores positivos de Net indicam horas de superávit valorizado no MCP; valores negativos indicam horas de déficit em que o gerador deve comprar energia para honrar seus compromissos.

3.4 Extensão para Cenários Estocásticos e Métricas de Risco

A análise baseada em um único cenário médio é útil para compreender a dinâmica do modelo, mas não captura a incerteza inerente à operação de um parque eólico. Para incorporar essa dimensão de risco, a análise é estendida a múltiplos cenários extraídos do SDDP. Cada cenário representa uma trajetória possível para a geração horária ao longo do ano, gerada a partir de diferentes realizações do recurso eólico segundo as distribuições de probabilidade ajustadas às séries históricas da região. De forma análoga, são utilizados cenários do PLD horário para o mesmo submercado e período.

Um aspecto fundamental desta etapa é que os cenários de geração e de preço são correlacionados: para cada cenário de índice i , o perfil de geração e o perfil de PLD foram obtidos da mesma rodada do modelo SDDP, preservando a relação física entre produção renovável e custo marginal de operação do sistema. Essa correlação é essencial para evitar combinações irrealistas, como alta geração em períodos de PLD elevado sem respaldo na operação do sistema, garantindo consistência entre os vetores de incerteza. A estrutura de dados resultante é uma matriz tridimensional de dimensões $8.760 \times N \times 2$, onde N é o número de cenários, 8.760 é o número de horas anuais, e os dois vetores por cenário são geração e PLD.

A partir dessa matriz, o Net é calculado para cada combinação hora-cenário aplicando as equações (1) a (3), produzindo uma tabela completa de resultados financeiros de dimensão $8.760 \times N$. Essa tabela é a base para todas as análises de risco e viabilidade do trabalho. A partir dela, são calculados, para cada hora e para cada mês do ano, os percentis P5, P10, P50 (mediana), P90 e P95 da distribuição dos resultados financeiros, permitindo mapear tanto os cenários de melhor desempenho quanto os de maior exposição ao risco. A métrica central de risco adotada é o CVaR (Conditional Value-at-Risk), que quantifica a perda média esperada nos piores cenários da distribuição, correspondente à média dos resultados negativos que excedem o limiar definido pelo nível de confiança adotado, permitindo dimensionar a exposição financeira do gerador nos cenários mais adversos de geração e preço.

4. Estudo de Caso

Esta seção apresenta a aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior ao caso concreto do data center da ByteDance/TikTok no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), no Ceará. O estudo examina em que condições a geração dos parques eólicos dedicados é suficiente para cobrir a demanda contratada, e quando o gerador incorre em exposição financeira no Mercado de Curto Prazo. A seção está organizada em dois blocos de input: descrição do projeto e estrutura de custos (4.1) e dados operacionais de geração (4.2 e 4.3), sendo os resultados apresentados no Capítulo 5.

4.1 Apresentação do Caso e Justificativa da Localização

Em dezembro de 2025, a ByteDance, empresa chinesa controladora do TikTok, anunciou a construção de seu primeiro data center na América Latina, a ser instalado na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), no Ceará. O projeto, desenvolvido em parceria com a Omnia (plataforma de data centers do grupo Pátria Investimentos) e com a Casa dos Ventos (fornecedora de energia renovável), foi anunciado com investimento total estimado em mais de R\$200 bilhões ao longo de aproximadamente vinte anos, incluindo múltiplas fases de expansão e renovações sucessivas de hardware (TikTok Newsroom, dezembro/2025; Governo do Estado do Ceará, dezembro/2025). Esta análise concentra-se exclusivamente na Fase 1, que compreende a construção e equipagem de dois prédios de data center, totalizando capacidade de processamento de TI de 200 MW e consumo elétrico total de 300 MW.

A escolha do Ceará decorre de um conjunto de vantagens estruturais que o distinguem dos demais estados. Os ventos alísios constantes na faixa litorânea norte garantem fatores de capacidade eólica entre 34% e 39%, entre os mais elevados do Brasil. A ZPE do Pecém oferece incentivos fiscais e regulatórios específicos para grandes consumidores industriais, incluindo a possibilidade de operação com energia exclusivamente renovável proveniente de novas usinas, sem qualquer retirada da rede elétrica existente do Ceará, em conformidade com a MP 1.307/2025. A localização próxima a Fortaleza, sede de um dos maiores hubs de cabos submarinos da América Latina com conexões diretas à Europa (sistema EllaLink) e aos Estados Unidos (sistema Monet), oferece latência de aproximadamente 50 ms entre Fortaleza e Lisboa e constitui diferencial competitivo relevante para um data center voltado à exportação de dados.

Por fim, o custo com energia elétrica constitui um dos maiores componentes do OPEX de um data center de grande porte, sendo a disponibilidade de energia renovável a preços competitivos um fator estruturante da viabilidade do projeto, conforme detalhado na análise de custos a seguir. O campus está situado no município de São Gonçalo do Amarante, na região metropolitana de Fortaleza.

O suprimento energético é garantido por dois complexos eólicos greenfield dedicados, construídos do zero pela Casa dos Ventos. O Complexo Eólico Ibiapaba (Ceará), com 600 MW de capacidade instalada, e o Complexo Dom Inocêncio (Piauí), com 828 MW, como ilustra a Figura 1.



Figura 1 - Localização do data center no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), ZPE Ceará. Fonte: G1 (Janeiro/2026)

Do ponto de vista comercial, a Omnia/ByteDance e a Casa dos Ventos formalizaram, em 18 de maio de 2026, o contrato de fornecimento de energia do projeto: prazo de 20 anos e valor aproximado de US\$2 bilhões, estruturado sob o regime de autoprodução, no qual o consumidor passa a deter participação societária nos ativos de geração (percentual não divulgado), obtendo em contrapartida isenção de encargos setoriais específicos e maior previsibilidade de custos (FORBES BRASIL, maio/2026; CENÁRIO ENERGIA, maio/2026). O preço específico de fornecimento (R\$/MWh) não é informação pública. O Net modelado neste trabalho representa, assim, uma simplificação analítica da exposição de curto prazo,

isolada para fins de quantificação de risco, e que não reflete necessariamente a divisão de custos e receitas entre as partes sob o regime de autoprodução efetivamente adotado.

4.1.1 Estimativa de Custos de Implantação: CAPEX

As estimativas de custo foram construídas a partir de dados primários divulgados pelas empresas envolvidas, complementados por benchmarks técnicos de fontes especializadas do setor. O câmbio de referência adotado é de R\$5,32 por dólar americano (março/2026). A estrutura de custos segue divisão em oito blocos: (1) terreno e infraestrutura de localização; (2) construção civil; (3) infraestrutura elétrica; (4) sistemas de resfriamento; (5) segurança e proteção; (6) telecomunicações; (7) equipamentos de TI; e (8) geração de energia renovável dedicada. O CAPEX total estimado para a Fase 1 é de aproximadamente R\$59,2 bilhões (equivalente a cerca de US\$11,1 bilhões), distribuídos conforme detalhado a seguir.

Bloco 1: Terreno e Infraestrutura de Localização

Estimativa: R\$580 milhões

Antes do início das obras físicas, o projeto demanda a consolidação de uma série de condicionantes de localização, que normalmente representam entre 4% e 7% do custo total de infraestrutura de um data center (Cushman & Wakefield, 2025). No caso do Pecém, a instalação na ZPE confere vantagem significativa em relação ao mercado aberto: o custo de concessão do terreno estimado em aproximadamente R\$75 milhões é substancialmente inferior ao observado em mercados estabelecidos nos Estados Unidos, onde o preço médio de parcelas acima de 50 acres atingiu US\$244 mil por acre em 2024, com alta de 23% em relação a 2023 (Cushman & Wakefield, 2025). A área total estimada para o campus é de aproximadamente 500 hectares. Os levantamentos topográficos, sondagens geotécnicas e ensaios de solo, obrigatórios em área de tal porte em solo arenoso costeiro, conforme a NBR 6122 (ABNT), somam aproximadamente R\$35 milhões. Os estudos ambientais e o processo de elaboração do EIA/RIMA, que envolvem levantamento de flora e fauna, diagnóstico do aquífero Dunas e consultas à comunidade indígena Anacé, conforme exigências da Semace e do IBAMA (Resolução CONAMA 001/86), representam cerca de R\$25 milhões, acrescidos de R\$20 milhões referentes às taxas e garantias das licenças ambientais propriamente ditas. As licenças regulatórias setoriais somam aproximadamente R\$30 milhões. Os trabalhos de supressão vegetal, limpeza, terraplanagem e drenagem pluvial representam R\$285 milhões combinados. Complementam o bloco os custos

de acesso logístico, incluindo melhorias na rodovia CE-155 e portões de controle, e de montagem do canteiro de obras, totalizando R\$150 milhões adicionais.

Bloco 2: Construção Civil

Estimativa: R\$2,7 bilhões

A construção civil compreende toda a estrutura física dos dois prédios principais, cada um abrigando dez data halls de aproximadamente 1.500 m² cada, além das edificações auxiliares de suporte. De acordo com o Turner & Townsend (Data Centre Construction Cost Index 2025), em data centers com resfriamento líquido, modelo adotado no Pecém para as densidades de rack de IA, a parcela destinada ao core/shell representa cerca de 9% do custo total de construção, fração inferior à dos modelos air-cooled tradicionais (14%), em razão das economias de escala trazidas pela maior densidade de potência. As fundações profundas, em solo arenoso costeiro, com estacas tipo hélice contínua e radier nas salas de baterias e subestações, onde as cargas ultrapassam 50 kN/m² (NBR 6122), são estimadas em R\$480 milhões. A estrutura de concreto armado e metálica dos dois prédios representa R\$620 milhões. Vedações com painéis de concreto pré-moldado e isolamento térmico ($U \leq 0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$, conforme ASHRAE 90.4) somam R\$280 milhões. Os pisos elevados de 600 mm nos 20 data halls são estimados em R\$320 milhões. As salas técnicas auxiliares para UPS, baterias, geradores e subestação somam R\$350 milhões. O NOC com operação 24 horas representa R\$120 milhões. Áreas administrativas, docas de carga, infraestrutura hídrica predial e pavimentação interna somam R\$530 milhões adicionais.

Bloco 3: Infraestrutura Elétrica

Estimativa: R\$4,2 bilhões

A infraestrutura elétrica pode ser considerada o componente mais crítico de qualquer data center. De acordo com o Turner & Townsend (2025), ela representa 48% do custo total de construção em instalações com resfriamento líquido. A necessidade de redundância total em configuração 2N nos sistemas críticos é o principal fator de elevação dos custos neste bloco (Uptime Institute), pois exige que cada componente tenha um backup completo. O projeto receberá energia exclusivamente de parques eólicos dedicados, sem qualquer retirada da rede elétrica existente do Ceará (A não ser em casos de não suprimento da demanda por parte dos parques). Para isso, será construída uma subestação de recebimento de alta tensão em 230 kV

dentro do Pecém, estimada em R\$550 milhões. O banco de transformadores de média tensão soma R\$380 milhões. O sistema UPS em configuração 2N para os 200 MW de carga de TI exige 400 MW de capacidade instalada de no-break, representando R\$820 milhões. Os bancos de baterias lítio-íon associados somam R\$480 milhões. Os geradores diesel de backup com autonomia mínima de 48 horas representam R\$620 milhões. PDUs, painéis de distribuição, cabeamento (mais de 2.000 km de condutores) e sistema de aterramento somam R\$1,1 bilhão. O sistema de monitoramento de energia e DCIM representa R\$180 milhões adicionais.

Bloco 4: Sistemas de Resfriamento (Cooling)

Estimativa: R\$3,1 bilhões

Os servidores de IA geram calor em densidades sem precedente histórico. Chips como o Nvidia H100, adotado pela ByteDance, dissipam cerca de 700 W por unidade (Alpha Matica, 2025), de modo que um rack com cem GPUs pode chegar a 70 kW, muito acima dos 4 a 10 kW típicos dos data centers tradicionais. Em projetos com resfriamento líquido, o custo dos sistemas mecânicos representa 33% do total de construção (Turner & Townsend, 2025). O NREL (2025) estima que até 40% do consumo elétrico anual de um data center é atribuível ao cooling. A tecnologia adotada no Pecém é o air-cooling em circuito fechado de alta eficiência, com consumo hídrico muito reduzido (apenas cerca de 19.700 litros por dia, declarados à Semace). Para as densidades de rack de IA, o projeto também incorpora sistemas de resfriamento líquido direto ao rack (DLC), necessários para densidades superiores a 20 kW/rack. As unidades CRAC/CRAH para os vinte data halls são estimadas em R\$820 milhões. Os chillers de água gelada centrífugos de alta eficiência somam R\$580 milhões. Torres de resfriamento, bombas redundantes, rede hidráulica interna (~50 km de tubulação) e sistemas de contenção somam R\$1,03 bilhão. O sistema DLC para zonas de alta densidade GPU representa R\$380 milhões. Sensores ambientais, BMS e sistema de pré-resfriamento evaporativo adiabático somam R\$290 milhões.

Bloco 5: Sistemas de Segurança e Proteção

Estimativa: R\$410 milhões

Por se tratar de infraestrutura crítica, os sistemas de segurança física e proteção patrimonial representam tipicamente entre 2% e 3% do custo total de construção (Alpha Matica, 2025), sendo regidos pelos padrões TIA-942-B, NFPA 75, NFPA 76 e ISO 27001. O sistema

de detecção e supressão de incêndio com agente limpo gasoso (FM-200 ou Novec 1230) por data hall é estimado em R\$130 milhões. O controle de acesso em múltiplas camadas soma R\$85 milhões. O sistema de videomonitoramento com mais de 500 câmeras IP 4K representa R\$60 milhões. Sensores ambientais de segurança somam R\$45 milhões. A segurança perimetral ativa representa R\$55 milhões. O SOC integrado ao NOC completa o bloco com R\$35 milhões.

Bloco 6: Infraestrutura de Telecomunicações

Estimativa: R\$680 milhões

A conectividade é um dos principais diferenciais competitivos da localização escolhida. O Pecém fica a 40 km de Fortaleza, que concentra um dos maiores hubs de cabos submarinos da América Latina, incluindo os sistemas EllaLink (Brasil–Europa), SACS, Angola Cables e Monet (Brasil–EUA), oferecendo latência de aproximadamente 50 ms entre Fortaleza e Lisboa (Omnia/Reuters, novembro/2025; InfoMoney/Bloomberg, dezembro/2025). A conexão direta aos cabos submarinos é estimada em R\$220 milhões. O backbone de fibra óptica monomodo OS2 interno ao campus representa R\$110 milhões. A Meet-Me Room (MMR) dedicada soma R\$70 milhões. Os roteadores e switches de borda de classe carrier representam R\$180 milhões. O sistema de gestão e monitoramento de rede e a infraestrutura de comunicação de emergência somam R\$100 milhões adicionais.

Bloco 7: Equipamentos de TI

Estimativa: R\$38 bilhões

Os equipamentos de tecnologia da informação constituem o maior componente de custo do projeto, confirmado pela própria Omnia e Reuters (novembro/2025) como correspondente a R\$38 bilhões na fase 1, a cargo da ByteDance. Globalmente, os equipamentos de TI representam entre 40% e 65% do investimento total em data centers, com a média dos projetos de IA situando-se próxima a 60% (Programas.com, 2026). No caso do Pecém, esse bloco corresponde a aproximadamente 64% do CAPEX total da fase 1. O item dominante são os aceleradores de IA, especificamente GPUs e NPUs como os Nvidia H100 SXM5, cada um custando entre US\$25 mil e US\$40 mil no mercado corporativo (Alpha Matica, 2025). Estimando-se entre 100 mil e 150 mil unidades para os 200 MW de capacidade de TI, o custo desse item isolado supera R\$28 bilhões. Os servidores de propósito geral somam aproximadamente R\$4,5 bilhões. Os sistemas de armazenamento distribuído representam R\$4

bilhões. Os switches de rede de alta velocidade somam R\$3 bilhões. Racks de alta densidade, sistemas DCIM/CMDB e backup de recuperação de desastres completam o bloco com R\$2,5 bilhões adicionais. O hardware de TI também é o principal driver do custo operacional de longo prazo: com ciclo de renovação de cinco a seis anos, o custo anualizado de substituição dos equipamentos é da ordem de R\$6 a 8 bilhões por ano, o principal fator que eleva o investimento total acumulado a R\$200 bilhões ao longo de vinte anos.

Bloco 8: Geração de Energia Renovável Dedicada

Estimativa: R\$9 bilhões

Este bloco é exclusivo do projeto do Pecém e não integra o custo padrão de construção de data centers nos benchmarks internacionais. Sua existência decorre de dois fatores: a exigência legal da MP 1.307/2025, que determina que instalações em ZPEs operem exclusivamente com energia renovável proveniente de novas usinas; e o compromisso público da ByteDance de operar o data center com energia 100% limpa, sem qualquer retirada da rede elétrica existente do Ceará. É fundamental esclarecer que ambos os complexos eólicos são projetos greenfield a ser construídos do zero, não parques preexistentes. O Brasil possui LCOE de energia eólica onshore de US\$0,030/kWh, um dos mais baixos do mundo (IRENA, 2024), o que representa vantagem competitiva estrutural no custo operacional, mas exige investimento inicial próprio na geração. O Complexo Eólico Ibiapaba (Ceará), com capacidade instalada de 600 MW, tem custo total estimado em R\$3,5 bilhões. O Complexo Dom Inocêncio (Piauí), com 828 MW, tem investimento total de R\$5 bilhões, com construção prevista para início em 2026 e conclusão em 2028, o que representa risco relevante de cronograma, dado que o data center prevê início de operação em julho de 2027, antes da conclusão do segundo complexo. As linhas de transmissão dedicadas em 230 kV somam R\$500 milhões adicionais.

Síntese do CAPEX Total: Fase 1

A Tabela 1 consolida os oito blocos de custo da Fase 1. O valor total de R\$58,67 bilhões corresponde a aproximadamente US\$11,0 bilhões ao câmbio de R\$5,32/US\$(março/2026). Excluindo os equipamentos de TI (Bloco 7, a cargo da ByteDance) e os parques eólicos (Bloco 8, a cargo da Casa dos Ventos), o custo de infraestrutura física da Omnia situa-se em aproximadamente R\$11,7 bilhões, em linha com o valor de US\$2 bilhões declarado pela própria Omnia à Reuters (novembro/2025). Para fins de análise de viabilidade, recomenda-se adicionar

reserva de contingência de 15% sobre os Blocos 1 a 6 (conforme padrão AACE International para megaprojetos em mercados emergentes), o que acrescentaria aproximadamente R\$1,8 bilhão, elevando a estimativa mais conservadora a R\$61 bilhões.

Tabela 1 - Síntese do CAPEX Total

Bloco	Descrição	Estimativa (R\$)	% do Total
1	Terreno e infraestrutura de localização	580 milhões	1,0%
2	Construção civil	2,7 bilhões	4,6%
3	Infraestrutura elétrica	4,2 bilhões	7,1%
4	Sistemas de resfriamento	3,1 bilhões	5,2%
5	Segurança e proteção	410 milhões	0,7%
6	Telecomunicações	680 milhões	1,1%
7	Equipamentos de TI	38,0 bilhões	64,3%
8	Geração de energia renovável dedicada	9,0 bilhões	15,2%
–	CAPEX total estimado: Fase 1	R\$58,67 bilhões	100%

Fonte: Elaboração Própria

4.1.2 Principais Custos Operacionais Anuais (OPEX)

Após a entrada em operação em 2027, os principais custos recorrentes anuais estimados são: (i) energia elétrica: custo estimado entre R\$1,3 e 2,0 bilhões por ano, com base no consumo de 300 MW × 8.760 horas anuais. Trata-se do componente do OPEX diretamente vinculado à viabilidade do contrato de energia, sendo seu detalhamento apresentado na análise de resultados; (ii) manutenção de infraestrutura (MEP): aproximadamente R\$530 milhões por ano, com base no benchmark de US\$100 mil a US\$250 mil por MW por ano (Thunder Said Energy, 2025); (iii) pessoal permanente: aproximadamente R\$150 milhões por ano, considerando os cerca de 500 empregos diretos com salário médio de R\$5.000 mais encargos trabalhistas; (iv) rede e conectividade internacional: aproximadamente R\$100 milhões por ano; e (v) software, segurança, compliance e outros: aproximadamente R\$150 milhões por ano.

O componente de longe mais expressivo do OPEX é a renovação de hardware de TI: R\$6 a 8 bilhões por ano, considerando os R\$38 bilhões em equipamentos divididos pelo ciclo de renovação de cinco a seis anos (Alpha Matica, 2025). Este é o principal fator que eleva o investimento total acumulado a R\$200 bilhões ao longo de vinte anos. Para a análise de viabilidade energética desenvolvida neste trabalho, o custo de energia (R\$1,3 a 2,0 bilhões/ano) é o componente do OPEX diretamente impactado pelo resultado financeiro do parque eólico, tornando-se o elo central entre a análise operacional do gerador e a viabilidade econômica do projeto como um todo.

4.2 Seleção da Usina de Referência no Plano do SDDP

A análise de geração do projeto foi realizada com base nos cenários produzidos pelo modelo SDDP, conforme descrito na seção 3.1 da Metodologia. Para garantir aderência às condições reais de operação do sistema elétrico brasileiro, utilizou-se um caso de referência do SDDP com mapeamento abrangente de usinas renováveis em todo o território nacional. Foi necessário identificar, entre as turbinas eólicas do Ceará disponíveis no plano do SDDP, aquela com perfil de geração mais compatível com o do projeto do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP).

A compatibilidade foi avaliada a partir dos três critérios definidos na Metodologia: (i) localização geográfica, com filtro restrito ao estado do Ceará; (ii) capacidade instalada, buscando turbinas com potência nominal próxima à dos parques do projeto; e (iii) Fator de Capacidade médio, calculado conforme a equação (FC) da Seção 3.1.

O plano do SDDP dispunha de oito turbinas eólicas localizadas no Ceará, designadas EOL_CE_2_G, EOL_CE_2_R, EOL_CE_4_G, EOL_CE_4_R, EOL_CE_5_G, EOL_CE_5_R, EOL_CE_6_G e EOL_CE_6_R. Para cada uma delas, foram extraídos os dados de capacidade instalada e calculado o Fator de Capacidade médio, cujos resultados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Turbinas eólicas disponíveis no plano do SDDP para o Ceará e análise de compatibilidade

Turbina (SDDP)	Cap. Inst. (MW)	FC Médio	Compatibilidade com o Projeto	Selecionada
EOL_CE_2_G	227,11	0,389	Baixa (pot. média muito inferior)	Não
EOL_CE_2_R	23,10	0,379	Baixa (pot. média muito inferior)	Não
EOL_CE_4_G	1.036,40	0,340	Alta (pot. instalada e FC próximos)	Sim
EOL_CE_4_R	374,40	0,339	Média	Não
EOL_CE_5_G	369,00	0,319	Média	Não
EOL_CE_5_R	57,00	0,313	Baixa	Não
EOL_CE_6_G	453,53	0,315	Média	Não
EOL_CE_6_R	25,50	0,305	Baixa	Não

Fonte: Elaboração própria.

A análise evidenciou que a turbina EOL_CE_4_G apresentou a maior compatibilidade com o projeto do Pecém, tanto pela potência média de geração de aproximadamente 1.036 MW, a mais elevada entre as oito opções e próxima à capacidade total dos parques eólicos dedicados ao data center, quanto pelo Fator de Capacidade médio de 34%, condizente com o esperado para usinas eólicas na região cearense. Do ponto de vista geográfico, a localização da usina 4_G no litoral cearense é também consistente com a região estabelecida no projeto: o Complexo Industrial e Portuário do Pecém situa-se na costa norte do Ceará, e a presença de ventos alísios constantes nessa faixa litorânea é um dos fatores que sustentam os elevados fatores de capacidade da região. Essa turbina foi, portanto, adotada como referência para todas as etapas subsequentes da análise, sendo denominada ao longo deste trabalho como usina 4_G. Na Figura 2 os pins azuis representam as usinas originais do projeto, indicando sua localização considerada e o pin verde é um indicativo da capital estadual mais próxima, Fortaleza.

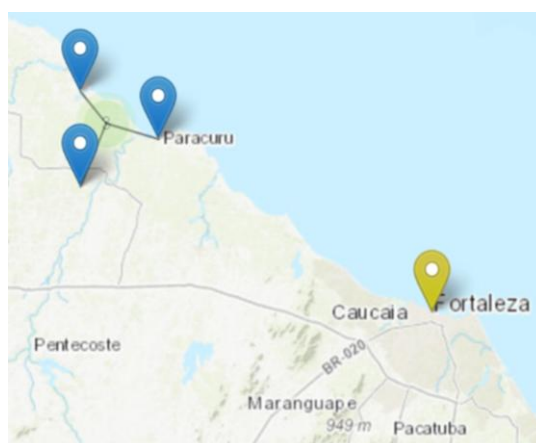


Figura 2 - Localização da Usina 4_G

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da PSR

4.3 Construção da base horária de geração e preço

Com a usina de referência definida, foram extraídos do SDDP os dados de geração horária da turbina EOL_CE_4_G para o ano de 2029, horizonte compatível com o início previsto de operação da Fase 1 do data center em julho de 2027 e com a capacidade plena esperada para 2029. É importante destacar que a análise é conduzida em duas camadas: primeiramente, com base no cenário médio da usina 4_G, que consiste em uma série única de 8.760 horas representando o valor esperado de geração, conforme Figura 3; e, em seguida, estendida a 400 cenários estocásticos extraídos do SDDP, que capturam a variabilidade do recurso eólico e do preço spot ao longo do ano. A análise média é apresentada primeiro, por ser mais intuitiva, e serve de base para a interpretação dos resultados probabilísticos.

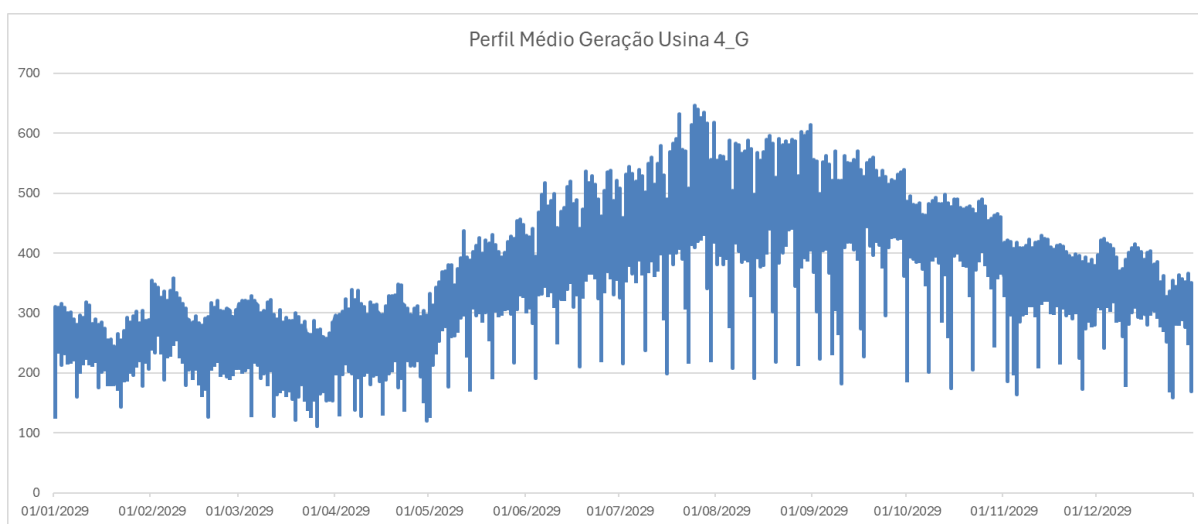


Figura 3 - Gráfico do Perfil Médio de Geração dos 400 Cenários da Usina 4_G

Fonte: Elaboração própria

Com a usina de referência definida, foram extraídos do SDDP além dos dados de geração horária da turbina EOL_CE_4_G, o PLD médio horário do submercado Nordeste para o ano de 2029 e com a capacidade plena esperada dos dois complexos eólicos. A Tabela 3 sintetiza os principais parâmetros do projeto adotados como premissas fixas nesta análise.

Tabela 3 - Parâmetros do projeto adotados como premissas fixas. Fonte: Elaboração própria.

Parâmetro	Valor	Observação
Capacidade instalada total (parques)	1.428 MW	Complexos Ibiapaba + Dom Inocêncio
Demanda total do data center	300 MW	Carga contínua 24h/7d
Demanda do projeto paralelo (ZPE)	110 MW	Outros consumidores do complexo
Cenários de geração	400	Gerados pelo modelo SDDP
Cenários de PLD	400	Submercado Nordeste, valores reais (base: mar/2026)
Horizonte de análise	2029	Início previsto de operação da Fase 1

5. Resultados

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 3 ao caso concreto do data center da ByteDance no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, utilizando os parâmetros operacionais e a base horária de geração e preço definidos no Capítulo 4. A análise é conduzida em três etapas sequenciais. A seção 5.1 apresenta os resultados do cenário médio, calculados a partir da série única de 8.760 horas que representa o valor esperado de geração da usina 4_G, oferecendo uma leitura intuitiva do padrão sazonal de exposição ao Mercado de Curto Prazo. A seção 5.2 estende essa análise a 400 cenários estocásticos correlacionados extraídos do modelo SDDP, mapeando a distribuição probabilística dos resultados financeiros e quantificando o risco por meio de percentis e do CVaR a 95%. A seção 5.3 apresenta análise indicativa de complementaridade entre geração eólica e solar, avaliando em que medida a incorporação de geração fotovoltaica ao complexo poderia atenuar a exposição sazonal identificada nas seções anteriores.

5.1 Resultados Gerais

Conforme os parâmetros fixados na Tabela 3, o projeto opera com dois limiares de entrega: um limiar mínimo de 110 MW, correspondente à demanda dos demais consumidores da ZPE do Pecém, e um limiar total de 410 MW, que soma os 300 MW de demanda contínua do data center. O resultado financeiro líquido de cada hora de operação é denominado Net e representa o ganho ou perda do gerador em relação a esses compromissos de entrega. Adota-se como premissa contratual que a obrigação do gerador perante o MCP está limitada aos 300 MW comprometidos com o data center; o suprimento dos 110 MW remanescentes da ZPE constitui contrato distinto, não incorporado a esta análise. O Net é calculado com base em três situações possíveis, que refletem a relação entre a geração horária do parque (G_h , em MWh) e os dois limiares:

$$Net_h = (G_h - 410) \cdot PLD_h, \text{ se } G_h > 410 \quad (1)$$

$$Net_h = -300 \cdot PLD_h, \text{ se } G_h < 110 \quad (2)$$

$$Net_h = -(410 - G_h) \cdot PLD_h, \text{ se } 110 \leq G_h \leq 410 \quad (3)$$

Na equação (1), quando a geração supera o limiar total de 410 MW, o excedente é liquidado positivamente no Mercado de Curto Prazo ao PLD vigente, representando receita variável para o gerador. Na equação (2), quando a geração é inferior a 110 MW insuficiente até

mesmo para atender a demanda do projeto paralelo, o gerador incorre na penalidade máxima, equivalente à compra de toda a energia comprometida com o data center (300 MW) ao preço spot. É importante ressaltar que, nessa situação, o gerador não se responsabiliza pela compra de energia para abastecer a ZPE; a penalidade contratual recai exclusivamente sobre os 300 MW devidos ao data center, sendo o fornecimento energético à ZPE uma responsabilidade separada e não constitui parte da exposição financeira do gerador neste modelo. Na equação (3) a geração é suficiente para atender o projeto paralelo, mas não alcança o limiar total de 410 MW; nesse caso, o déficit em relação ao limiar é comprado no MCP ao PLD, gerando perda financeira proporcional ao descasamento entre geração e obrigação contratual.

Aplicando as equações (1) a (3) às 8.760 horas do ano de referência, com os parâmetros concretos do projeto ($D_{m\ n}^I = 110$ MW, $D_{total} = 410$ MW, $Q^{DC} = 300$ MW), obtém-se uma série de 8.760 valores de Net para o cenário médio da usina 4_G. A análise desta série evidencia um padrão sazonal marcado: os primeiros meses do ano (janeiro a abril) concentram a maior frequência de horas com Net negativo, em razão da combinação de ventos menos intensos e PLD historicamente mais baixo no submercado Nordeste durante o período úmido. Já o segundo semestre, especialmente junho a setembro, apresenta predomínio de Net positivo, sustentado pela maior velocidade do vento e pelos PLDs tipicamente mais elevados nesse período, como mostra a Figura 4.

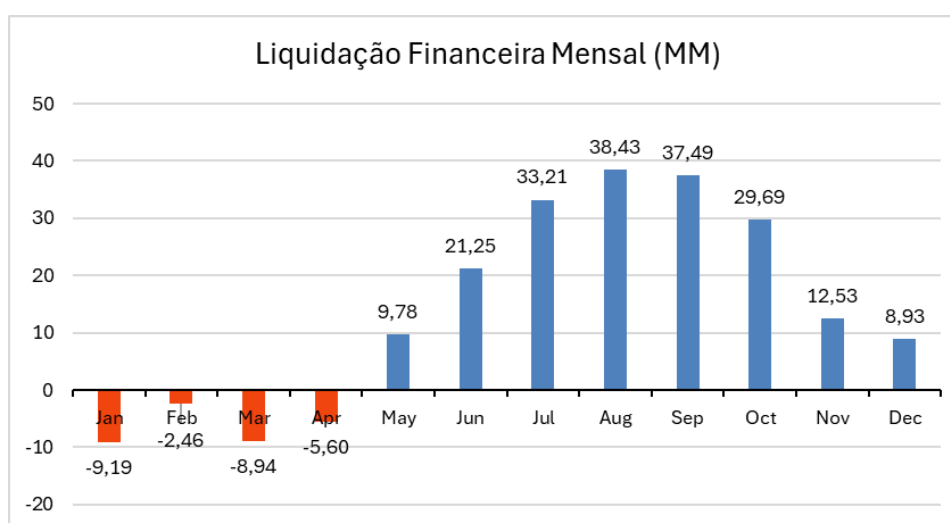


Figura 4 - Gráfico de Liquidação Financeira (Net) no Mercado de Energia Mensal Acumulado do Cenário Médio (R\$ milhões)

Fonte: Elaboração própria

Agregando os resultados horários por mês, o Net acumulado anual do cenário médio é de R\$165,1 milhões positivos, resultado da compensação entre os R\$26,2 milhões negativos concentrados nos quatro primeiros meses do ano e os R\$191,3 milhões positivos gerados de maio a dezembro. Embora o saldo anual confirme a viabilidade operacional do projeto no cenário médio, o confronto desse resultado com o CAPEX total dos dois complexos eólicos, estimado em R\$9 bilhões, revela que o tempo de retorno simples pelo excedente vendido no MCP seria de aproximadamente 54 anos. Esse número não indica inviabilidade do projeto, mas reposiciona sua lógica econômica: a remuneração do capital investido nos parques está dimensionada para vir do contrato bilateral de longo prazo com o data center, e não da receita variável no mercado de curto prazo. O Net modelado neste trabalho representa a exposição financeira marginal do gerador em relação ao seu compromisso contratual, e é nessa dimensão que reside o risco efetivamente gerenciado pelo projeto.

5.2 Extensão para 400 Cenários Estocásticos Correlacionados

A análise baseada em um único cenário de referência, embora útil para compreender a lógica do modelo, não captura a incerteza inerente à operação de um parque eólico. Para incorporar essa dimensão de risco, a análise foi estendida a 400 cenários estocásticos, obtidos diretamente do modelo SDDP para o ano de 2029. Cada cenário representa uma trajetória possível para a geração horária da usina 4_G ao longo do ano, gerada a partir de diferentes realizações do recurso eólico segundo as distribuições de probabilidade ajustadas às séries históricas da região. De forma análoga, são utilizados cenários do PLD horário para o mesmo submercado e período, preservando a correlação física entre geração renovável e custo marginal de operação do sistema.

Aplicando as equações (1) a (3) a cada combinação hora-cenário, com os parâmetros do projeto ($D_{m\ n}^I = 110$ MW, $D_{total} = 410$ MW, $Q^{DC} = 300$ MW), obtém-se uma tabela de 8.760×400 valores de Net. A partir dela, foram calculados os percentis mensais da distribuição do resultado financeiro acumulado. O mês de janeiro, identificado no cenário médio como o de maior exposição, apresenta a distribuição estocástica mais desfavorável. O Net de janeiro varia de R\$83 milhões negativos no cenário mais adverso (Cenário 249) a R\$3 milhões negativos no cenário mais favorável (Cenário 106), com média de R\$25 milhões negativos. A assimetria da distribuição é relevante: enquanto o percentil 90 situa-se em R\$7 milhões negativos, próximo

ao extremo positivo da distribuição, o percentil 10 alcança R\$45 milhões negativos e o percentil 5 chega a R\$52 milhões negativos, evidenciando uma cauda inferior longa.

O CVaR a 95% para janeiro, que quantifica a perda média esperada nos 5% piores cenários, situa-se além de R\$52 milhões negativos, representando mais do dobro da perda média e confirmando que os cenários extremos de janeiro são substancialmente mais severos do que o valor esperado sugere. A Figura 5 apresenta esses resultados.

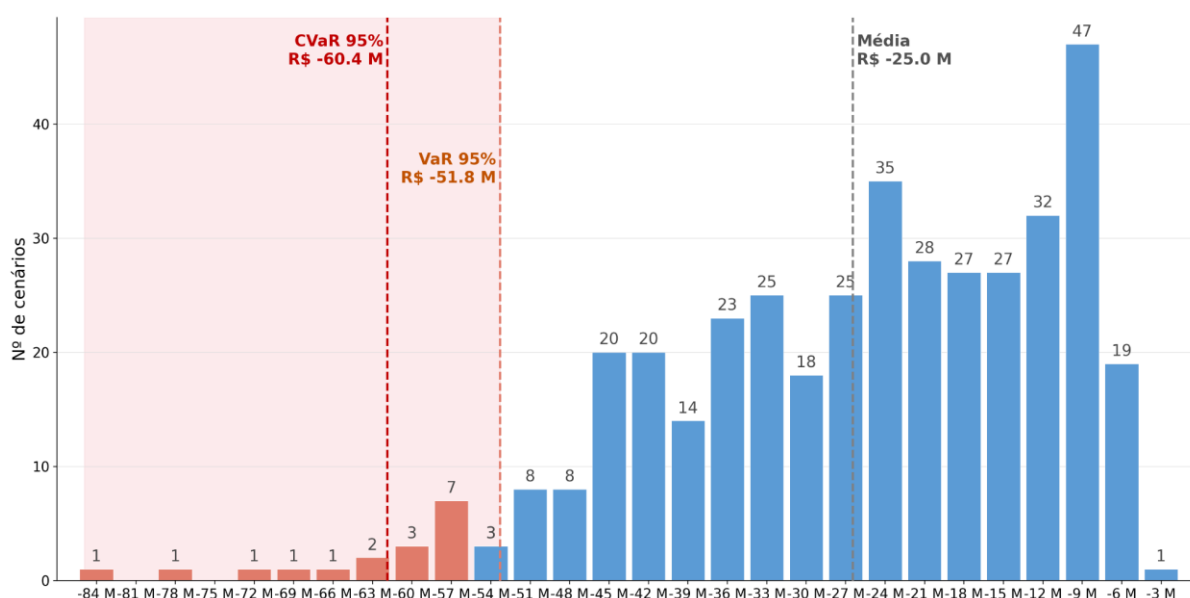


Figura 5 - Distribuição do NET de Janeiro 2029 com 400 cenários: Histograma com VaR e CVaR a 95%. Fonte: Elaboração própria

Um resultado de particular relevância é que em todos os 400 cenários modelados o Net de janeiro é negativo. Isso indica que a exposição financeira nesse mês não é um artefato do cenário médio, mas uma consequência estrutural da combinação entre o perfil de ventos no período úmido do Ceará e o nível de demanda contratada. Mesmo no cenário mais favorável, o gerador ainda incorre em perda de R\$3 milhões. Esse resultado reforça que janeiro representa um risco determinístico do projeto, cujas dimensões variam conforme o cenário, mas cuja ocorrência não é mitigável apenas pela diversificação estocástica.

A dispersão entre cenários também revela a importância da correlação entre geração e preço. Nos cenários em que a geração eólica é baixa em janeiro, o PLD tende a ser mais elevado, pois períodos de baixa geração renovável no Nordeste coincidem, em média, com reservatórios mais pressionados e maior despacho térmico. Essa correlação amplifica o impacto financeiro

do déficit: a penalidade paga no MCP é calculada ao PLD vigente, que é justamente mais alto quando a geração é mais baixa. O modelo SDDP captura essa correlação ao produzir os vetores de geração e preço a partir de rodadas integradas, garantindo consistência física entre os cenários utilizados.

O mês de agosto, identificado no cenário médio como o de maior superávit, apresenta a distribuição estocástica mais favorável. O Net de agosto varia de R\$2,4 milhões negativos no cenário mais adverso (Cenário 279) a R\$38,0 milhões positivos no cenário mais favorável (Cenário 138), com média de R\$9,0 milhões positivos. A assimetria da distribuição é relevante, porém em sentido oposto ao de janeiro: enquanto o percentil 10 situa-se em R\$ 1,2 milhões positivos, próximo ao extremo inferior da distribuição, o percentil 90 alcança R\$ 18,3 milhões positivos e o percentil 95 chega a R\$ 21,3 milhões positivos, evidenciando uma cauda superior longa que concentra os cenários de maior captura de excedente no Mercado de Curto Prazo. A Figura 6 apresenta esses resultados.

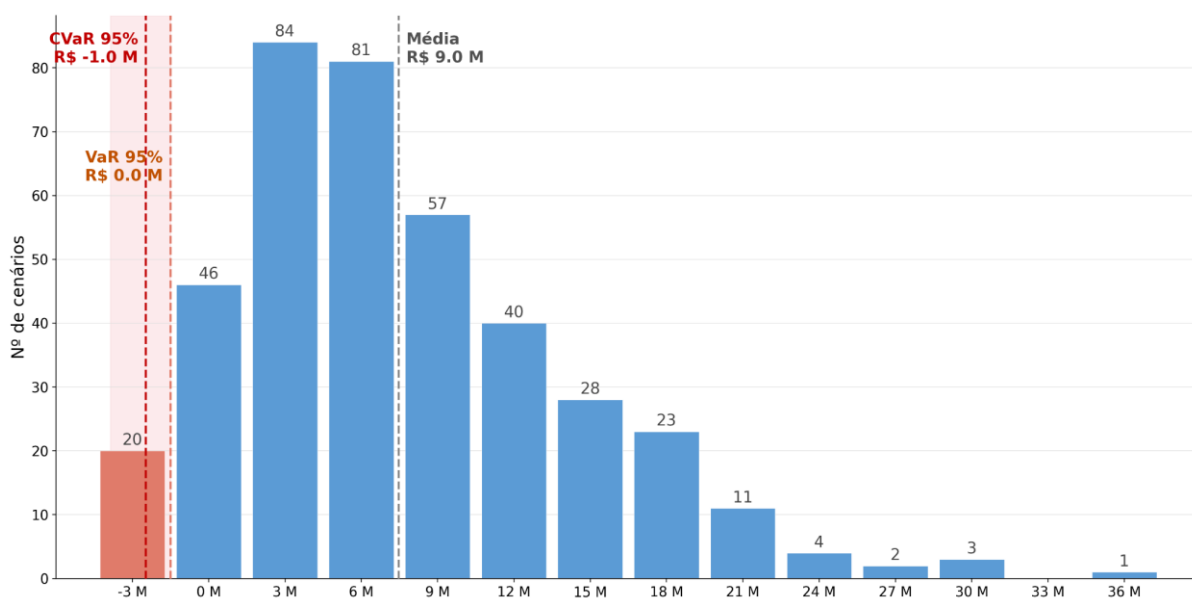


Figura 6 - Distribuição Estocástica do NET de Agosto 2029 com 400 cenários: Histograma com VaR e CVaR a 95%

Fonte: Elaboração própria

Um resultado de particular relevância é que 380 dos 400 cenários modelados apresentam Net de agosto positivo, com apenas 20 cenários negativos, todos concentrados próximos a zero, com perda máxima de R\$2,4 milhões. Esse resultado reforça que agosto representa a

contrapartida estrutural de janeiro no ciclo anual do projeto: assim como a exposição negativa de janeiro é determinística, nenhum cenário escapa da perda, o superávit de agosto é quase determinístico, com 95% dos cenários acima de zero.

A comparação entre os dois meses ilustra com precisão a natureza do risco central do projeto. Em janeiro, a correlação negativa entre geração eólica fraca e PLD elevado amplifica as perdas nos cenários adversos, com CVaR de R\$60,4 milhões negativos, representando mais do dobro da perda média. Em agosto, o mecanismo opera em sentido contrário: a maior geração eólica coincide com PLDs estruturalmente mais elevados no submercado Nordeste, pois o período seco do segundo semestre pressiona os reservatórios e eleva o custo marginal de operação do sistema. Essa correlação positiva entre geração e preço em agosto amplifica o ganho nos cenários favoráveis, explicando a cauda superior longa observada na distribuição e os valores expressivos no extremo positivo. O CVaR de agosto é de R\$1,0 milhão negativo, valor residual que contrasta fortemente com os R\$60,4 milhões negativos de janeiro, quantificando em termos probabilísticos a assimetria sazonal que define o perfil de risco do projeto ao longo do ano.

Por fim, a Figura 7 a seguir apresenta a distribuição estocástica do NET mensal ao longo de 2029 inteiro, representada por meio de diagramas de caixa (box plots) para cada mês do ano. Cada box plot é construído a partir dos 400 cenários simulados, sendo o NET de cada cenário calculado como a soma dos valores horários ao longo do respectivo mês. A caixa central delimita o intervalo interquartil entre o 1º quartil (P25) e o 3º quartil (P75), enquanto a linha interna indica a mediana (P50). As linhas sólidas se estendem até os percentis P5 e P95, representando a faixa de resultados mais prováveis, e as linhas tracejadas alcançam os valores mínimo e máximo observados entre os cenários, capturando os extremos da distribuição. A linha de referência em vermelho indica o valor zero, permitindo identificar visualmente os meses em que a maioria dos cenários apresenta NET positivo ou negativo. Os resultados evidenciam forte sazonalidade: os meses de julho, agosto e setembro concentram as medianas positivas, alinhadas ao período de maior geração eólica no Nordeste brasileiro, enquanto os meses de janeiro a março registram as maiores dispersões negativas, refletindo o período de menor recurso eólico e, consequentemente, maior exposição a resultados desfavoráveis.

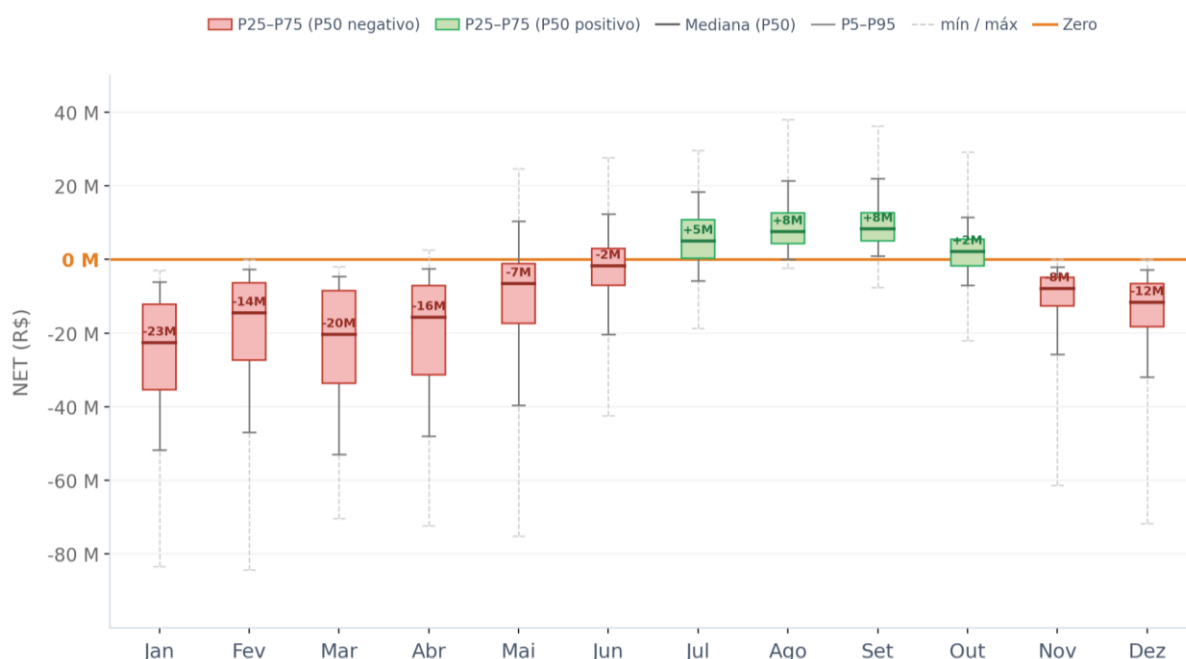


Figura 7 - Distribuição estocástica do NET mensal dos 400 cenários

Fonte: Elaboração própria

A Figura 7 complementa e aprofunda os resultados apresentados na Figura 4, que registra o Net acumulado mensal do cenário médio. Enquanto a Figura 4 exibe um único valor por mês (a média dos 400 cenários), a Figura 7 revela a distribuição completa dos resultados possíveis em cada mês, expondo a dispersão e a assimetria que o cenário médio necessariamente oculta. Os meses de janeiro a março, que na Figura 4 aparecem como barras vermelhas de magnitude relativamente contida (R\$9,2 milhões, R\$2,5 milhões e R\$8,9 milhões negativos, respectivamente), revelam na Figura 7 caudas inferiores longas e dispersão elevada, com caixas interquartis inteiramente abaixo de zero e extremos alcançando até R\$83 milhões negativos em janeiro. Em contraste, os meses de julho a setembro, que na Figura 4 concentram os maiores valores positivos (R\$33,2 milhões, R\$38,4 milhões e R\$37,5 milhões), mantêm na Figura 7 medianas positivas e caudas superiores expressivas, confirmando que o ganho desse período se mantém estável mesmo nos cenários mais adversos simulados. A leitura conjunta das duas figuras evidencia, portanto, que o cenário médio da Figura 4 é um guia confiável para os meses de maior geração, mas subestima o risco nos meses de período úmido, onde a dispersão entre cenários é mais pronunciada e a cauda de perdas extremas é substancialmente mais severa do que a média sugere.

5.3 Análise Indicativa de Complementaridade Solar-Eólica

Os resultados apresentados nas seções anteriores evidenciam que a principal vulnerabilidade do projeto reside na concentração de déficits nos meses de janeiro a abril, período em que a geração eólica cobre, em média, entre 59% e 68% da demanda do limiar total de 410 MW. A identificação desse padrão sazonal sistemático motiva a análise complementar apresentada nesta seção, que avalia em que medida a incorporação de geração solar ao complexo poderia mitigar essa exposição.

Para fins desta análise, utilizou-se a geração média horária da turbina solar SOL_CE_2_G, disponível no plano do SDDP, reescalada para uma capacidade instalada equivalente à dos parques eólicos (1.428 MW), por meio da aplicação do fator de conversão correspondente à razão entre as capacidades nominais. Esse procedimento permite a comparação em base equivalente entre os perfis de geração das duas fontes ao longo do ano.

A Figura 8 ilustra o comportamento intradiário típico das duas fontes em um dia representativo do período úmido do Ceará, construída a partir dos perfis horários médios das turbinas EOL_CE_4_G e SOL_CE_2_G extraídos do modelo SDDP para o ano de 2029. Enquanto a geração eólica se distribui ao longo das 24 horas com variação moderada, a geração solar apresenta perfil concentrado nas horas centrais do dia, com pico entre as horas 10 e 15 e ausência de produção no período noturno. A sobreposição dos dois perfis revela que as fontes ocupam janelas temporais complementares dentro do dia, reduzindo a probabilidade de déficit simultâneo em relação a um arranjo exclusivamente eólico.

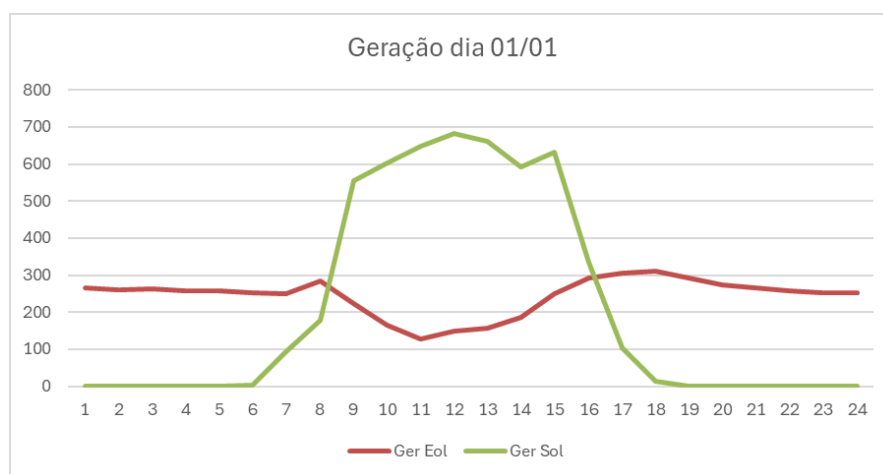


Figura 8 - Perfil horário de geração eólica e solar. Fonte: Elaboração própria

A Tabela 4 apresenta, para cada mês, a cobertura energética mensal, definida como a razão entre a energia total gerada e a energia total demandada pelo limiar de 410 MW, sob três arranjos: (i) exclusivamente eólico, correspondente à configuração atual do projeto; (ii) híbrido com 50% de cada fonte, com 714 MW eólico e 714 MW solar, mantendo a capacidade total instalada em 1.428 MW; e (iii) exclusivamente solar, apresentado como cenário de referência oposto. A Figura 9 representa visualmente esses mesmos dados, facilitando a leitura comparativa dos três arranjos ao longo do ano.

Tabela 4 - Cobertura energética mensal (%) nos três arranjos de geração

Mês	(i) Exclusivamente Eólico (1.428 MW)	(ii) Híbrido 50/50 (714 MW eólico + 714 MW solar)	(iii) Exclusivamente Solar (1.428 MW)
Janeiro	62%	78%	93%
Fevereiro	68%	79%	90%
Março	59%	75%	92%
Abril	63%	74%	85%
Maio	83%	81%	79%
Junho	96%	88%	79%
Julho	108%	92%	77%
Agosto	112%	97%	82%
Setembro	112%	97%	82%
Outubro	102%	99%	95%
Novembro	85%	91%	96%
Dezembro	81%	87%	93%

Média anual	86%	87%	87%
Amplitude	53 p.p.	25 p.p.	19 p.p.

Fonte: Elaboração própria

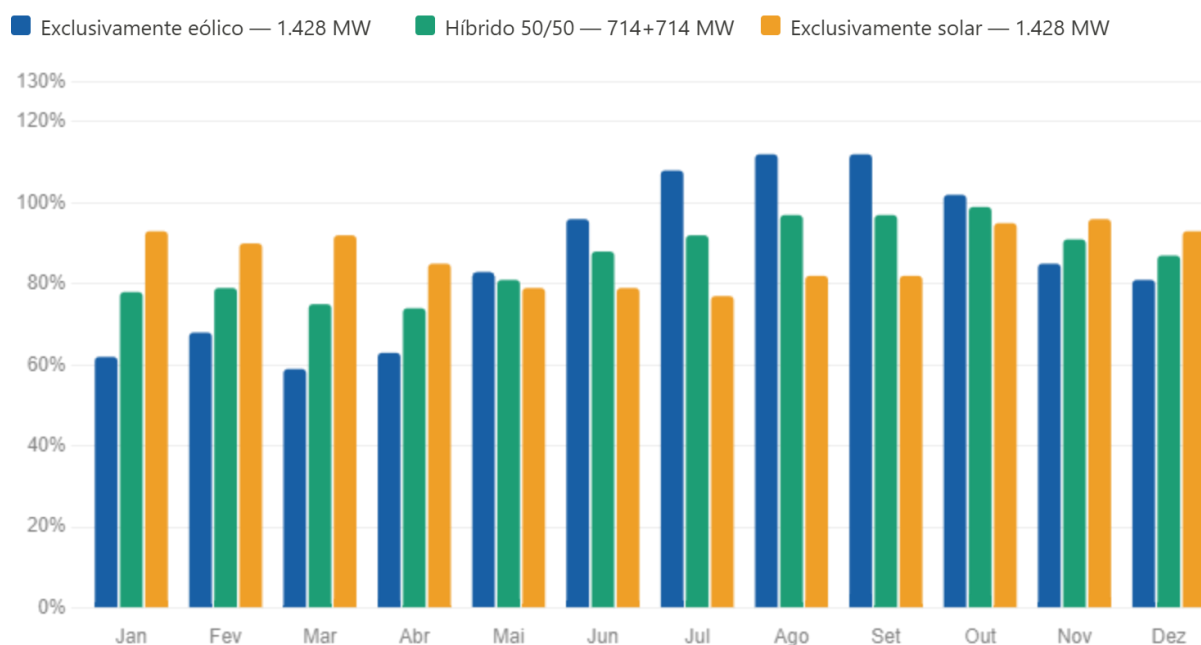


Figura 9 - Cobertura energética mensal (%) nos três arranjos de geração.

Fonte: Elaboração própria

Os resultados evidenciam que, no arranjo exclusivamente eólico, a cobertura mensal varia entre 59% em março e 112% em julho e setembro, amplitude de 53 pontos percentuais. No arranjo híbrido 50/50, essa amplitude reduz-se para 25 pontos percentuais, com o período de menor cobertura (74% em abril) substancialmente superior ao mínimo eólico. O arranjo exclusivamente solar apresenta cobertura estável ao longo do ano, na faixa de 77% a 96%, porém sem os picos de superávit que o eólico proporciona no segundo semestre. Essa aparente estabilidade, contudo, não se traduz diretamente em menor exposição ao Mercado de Curto Prazo, pois a cobertura energética média mensal agrega resultados de horas com perfis muito distintos ao longo do dia.

A Tabela 5 complementa essa análise com uma métrica de granularidade horária: a proporção de horas em que a geração do arranjo atinge ou supera o limiar total de 410 MW. Essa métrica é particularmente relevante para avaliar o arranjo solar, pois expõe uma limitação que a cobertura energética média mensal necessariamente oculta. Como o resultado financeiro Net é calculado hora a hora, conforme as equações (1) a (3), um arranjo com alta cobertura energética média pode ainda assim gerar exposição sistemática ao PLD nas horas sem geração: picos de produção solar nas horas centrais do dia compensam o total diário na média, mas não eliminam o déficit nas horas noturnas e no início da manhã, quando o limiar de entrega continua sendo exigido. Dessa forma, a cobertura horária constitui métrica mais direta da exposição efetiva ao Mercado de Curto Prazo do que a cobertura energética média, e é sob essa ótica que o arranjo híbrido revela sua vantagem mais concreta. A Figura 10 representa visualmente os dados da Tabela 5, tornando imediata a leitura da assimetria sazonal entre os três arranjos.

Tabela 5 - Cobertura horária mensal: % de horas com geração $\geq$ 410 MW nos três arranjos

Mês	Horas do mês	(i) Exclusivamente Eólico (1.428 MW)	(ii) Híbrido 50/50 (714+714 MW)	(iii) Exclusivamente Solar (1.428 MW)
Janeiro	744	4,4%	28,9%	29,6%
Fevereiro	672	32,7%	29,5%	30,4%
Março	744	12,0%	26,9%	32,3%
Abril	720	20,0%	25,0%	31,4%

Maio	744	83,1%	30,5%	32,0%
Junho	720	96,2%	35,0%	35,8%
Julho	744	96,0%	37,2%	32,8%
Agosto	744	96,5%	42,5%	33,9%
Setembro	720	95,8%	41,2%	34,9%
Outubro	744	95,4%	36,0%	37,4%
Novembro	720	90,4%	34,0%	31,8%
Dezembro	744	76,2%	28,8%	29,2%
Média anual	8.760	66,7%	33,0%	32,6%

Fonte: Elaboração própria

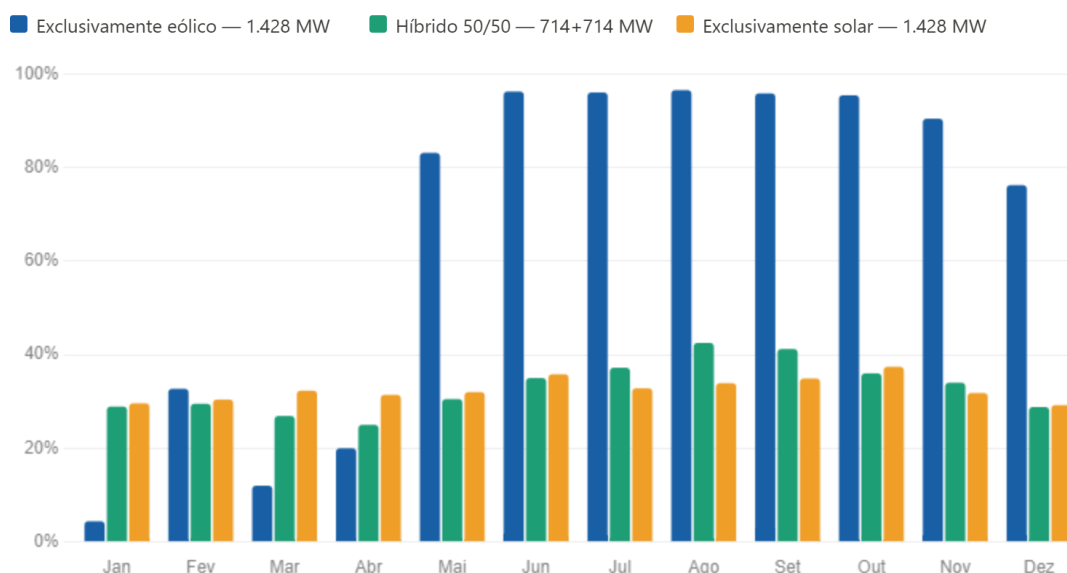


Figura 10 - Cobertura horária mensal: % de horas com geração ≥ 410 MW nos três arranjos.

Fonte: Elaboração própria

No arranjo exclusivamente eólico, a assimetria sazonal identificada nas seções anteriores manifesta-se de forma ainda mais nítida sob essa métrica: em janeiro, apenas 4,4% das horas registram geração igual ou superior a 410 MW, frente a 96,5% em agosto, configurando amplitude de 92 pontos percentuais entre o pior e o melhor mês. No arranjo exclusivamente solar, a cobertura horária estabiliza-se em torno de 30% a 37% ao longo de todo o ano, refletindo a restrição estrutural inerente à fonte: a geração solar ocorre exclusivamente durante as horas de irradiação, o que limita sua cobertura horária a aproximadamente um terço das horas de qualquer mês, independentemente da estação. No arranjo híbrido 50/50, a cobertura horária nos meses de maior déficit eólico não supera a solar isolada, pois a contribuição reduzida da componente eólica nesse período limita o ganho da combinação. O diferencial do híbrido se manifesta nos meses de julho a setembro, quando a maior geração eólica, somada à contribuição solar diurna, eleva a cobertura horária para 37% a 43%, acima dos 33% a 35% observados no arranjo solar isolado.

Esses resultados indicam que a complementaridade entre as duas fontes existe de forma estrutural, tanto na dimensão sazonal quanto na dimensão intradiária, e que um portfólio híbrido reduziria a exposição ao MCP nos meses críticos. As implicações econômicas, de custo de capital e de perfil de risco associadas a essa configuração são exploradas na seção 6.1.

6. Conclusões e Perspectivas Alternativas

O presente trabalho analisou a viabilidade financeira da geração renovável própria dedicada como modalidade de suprimento energético para data centers no Brasil — e não a viabilidade econômico-financeira integral do empreendimento — a partir do estudo de caso do complexo da ByteDance no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará, com foco na decisão estrutural do empreendedor entre adquirir energia via contratos bilaterais de longo prazo no Ambiente de Contratação Livre e investir em geração renovável dedicada. A análise foi conduzida sob a perspectiva do operador do data center, avaliando as implicações operacionais, financeiras e de risco de cada modalidade de suprimento energético.

O perfil de geração dos complexos eólicos dedicados revelou assimetria sazonal pronunciada ao longo do ano de 2029. A cobertura da demanda total de 410 MW, que contempla os 300 MW do data center e os 110 MW dos demais consumidores da ZPE, varia entre 59% e 68% nos meses de janeiro a abril, período correspondente ao período chuvoso do Ceará, quando a Zona de Convergência Intertropical se posiciona mais ao sul e os ventos alísios operam com menor intensidade sobre a faixa litorânea (FUNCEME; INMET), e entre 108% e 112% nos meses de julho a setembro, quando o deslocamento da ZCIT para o Hemisfério Norte intensifica os ventos alísios sobre o Nordeste, com velocidades que podem alcançar 60 a 65 km/h no litoral cearense (FUNCEME, 2025). Essa amplitude de 53 pontos percentuais entre o pior e o melhor mês de cobertura define o risco central do modelo de geração própria: a exposição sistemática e recorrente ao Preço de Liquidação das Diferenças nos primeiros meses do ano (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR).

O resultado financeiro líquido horário, denominado Net e calculado com base nas equações de liquidação do Mercado de Curto Prazo apresentadas na Metodologia, confirmou esse padrão no cenário médio. Os quatro primeiros meses do ano acumulam resultado negativo de R\$ 26,2 milhões, enquanto os oito meses subsequentes geram resultado positivo de R\$ 191,3 milhões, produzindo Net anual médio de R\$ 165,1 milhões positivos (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR). Confrontado com o CAPEX total dos dois complexos eólicos de R\$ 9 bilhões (Exame, dezembro/2025; InfoMoney, dezembro/2025), o tempo de retorno simples pelo excedente vendido no MCP seria de aproximadamente 54 anos, evidenciando que a remuneração do capital investido nos parques está dimensionada para vir

do contrato bilateral de longo prazo com o data center, e não da receita variável no mercado de curto prazo.

A extensão da análise a 400 cenários estocásticos extraídos do modelo SDDP aprofundou a compreensão dessa exposição. Em janeiro, o mês de maior vulnerabilidade, o Net acumulado é negativo em todos os 400 cenários simulados (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR), variando de R\$ 2,9 milhões negativos no cenário mais favorável a R\$ 83,4 milhões negativos no cenário mais adverso, com média de R\$ 25,0 milhões negativos. O CVaR a 95%, que representa a perda média nos 5% piores cenários, atinge R\$60,4 milhões negativos, mais que o dobro da perda média e evidência de uma cauda de risco assimétrica. Esse comportamento é amplificado pela correlação negativa entre geração eólica e PLD no submercado Nordeste: nos cenários em que os ventos são mais fracos em janeiro, o custo marginal de operação do sistema tende a ser mais elevado, dado que a menor participação de renováveis pressiona o despacho termelétrico. Com PLD médio de R\$210,92/MWh em janeiro e percentil 90 atingindo R\$380,76/MWh (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR), a penalidade financeira nos cenários adversos torna-se substancial.

Do ponto de vista do empreendedor do data center, a comparação entre geração própria dedicada e contratação via PPA convencional no Ambiente de Contratação Livre oferece a perspectiva mais direta para a tomada de decisão. Para um consumidor conectado em alta tensão no Ceará, o custo total da energia adquirida via PPA convencional, incluindo componentes de transmissão, encargos setoriais e tributos, situa-se em torno de USD 60,6/MWh, equivalente a R\$ 322/MWh ao câmbio de referência de R\$ 5,32 por dólar americano (BBCE Curva Forward, março/2025; Banco Central do Brasil, 2026). Em termos anuais, o custo de suprimento dos 300 MW de demanda do data center via PPA convencional corresponderia a aproximadamente R\$ 847 milhões por ano, calculado com base no consumo anual de 2.628.000 MWh, resultado de 300 MW operando continuamente ao longo das 8.760 horas do ano (BBCE Curva Forward, março/2025; Banco Central do Brasil, 2026).

Incorporando ao cálculo o custo operacional e de manutenção dos parques eólicos, estimado na faixa de R\$ 70 a 105 mil por MW instalado ao ano (Ekkogreen, 2026), o custo anual de operação dos 1.428 MW totaliza entre R\$ 100 e R\$ 150 milhões. Deduzindo esse OPEX do custo de PPA evitado, a economia líquida anual da geração própria frente ao PPA

situa-se entre R\$697 e R\$747 milhões por ano. Confrontando esse intervalo com o CAPEX de R\$9 bilhões dos parques, o tempo de retorno simples, já descontado o custo de operação, fica entre 12,0 e 12,9 anos (elaboração própria). Considerando que usinas eólicas onshore têm vida útil de 20 a 25 anos (IEA, 2024; IRENA, 2024), o investimento em geração própria se paga dentro do horizonte operacional do ativo, com margem de 7 a 13 anos de operação com custo marginal de suprimento próximo de zero após a amortização.

Além disso, a curva forward de longo prazo do mercado livre, que em maio de 2026 indicava R\$ 242,97/MWh para energia convencional no horizonte de quatro anos (DCIDE, maio/2026), sinaliza tendência de alta nos preços do ACL, o que amplia progressivamente a vantagem financeira da geração própria ao longo do tempo.

Além da dimensão financeira, a opção por geração própria oferece vantagens estruturais que o PPA não replica. A primeira diz respeito à segurança de suprimento. O Nordeste brasileiro concentrou 75% de todos os cortes de geração renovável do país em 2024, com 330 mil horas frustradas impactando principalmente os estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia (Portal Solar, fevereiro/2025). Esses cortes ocorrem predominantemente por restrições de transmissão, e não por excesso real de oferta: 65% das ocorrências em 2024 foram motivadas por limitações na infraestrutura de escoamento (Portal Solar, fevereiro/2025). Para um data center conectado à rede via PPA, esse cenário representa risco operacional concreto: a energia existe no sistema, mas pode não chegar ao ponto de consumo nos momentos de maior restrição da rede. A geração dedicada, conectada diretamente ao campus do Pecém por linhas de transmissão próprias em 230 kV, elimina essa dependência e garante suprimento independente das condições da rede pública.

Esse risco sistêmico é também visível na estrutura da curva de oferta do SIN. As figuras abaixo apresentam as curvas de oferta e demanda do sistema elétrico brasileiro em dois momentos distintos do ano, maio e dezembro, produzidas pela CCEE, e ilustram como o despacho hidrotérmico responde ao nível de carga. Nos períodos em que a demanda se aproxima do joelho da curva térmica, a entrada de grandes cargas sem geração própria dedicada desloca a demanda para a direita, podendo acionar usinas termelétricas de maior custo marginal e elevar o PLD para todos os consumidores do submercado. Esse impacto é assimétrico ao longo do ano: é menor nos meses em que o sistema opera com maior folga hidráulica, e mais pronunciado

nos períodos de demanda elevada e reservatórios mais pressionados. A projeção de crescimento da demanda geral do SIN, estimada em torno de 3,5% ao ano pela EPE (EPE, 2023), já indica que a carga do sistema se aproximará do joelho da curva térmica em períodos críticos como dezembro ao longo da próxima década. Nesse contexto, a entrada de grandes cargas como data centers sem geração própria dedicada agrava esse processo, antecipando o ponto em que o despacho termelétrico de alto custo marginal passa a determinar o PLD do submercado. A geração própria dedicada, ao consumir energia no ponto de geração sem retirar da rede, representa portanto não apenas uma vantagem competitiva para o empreendedor, mas também uma contribuição para a estabilidade do sistema.

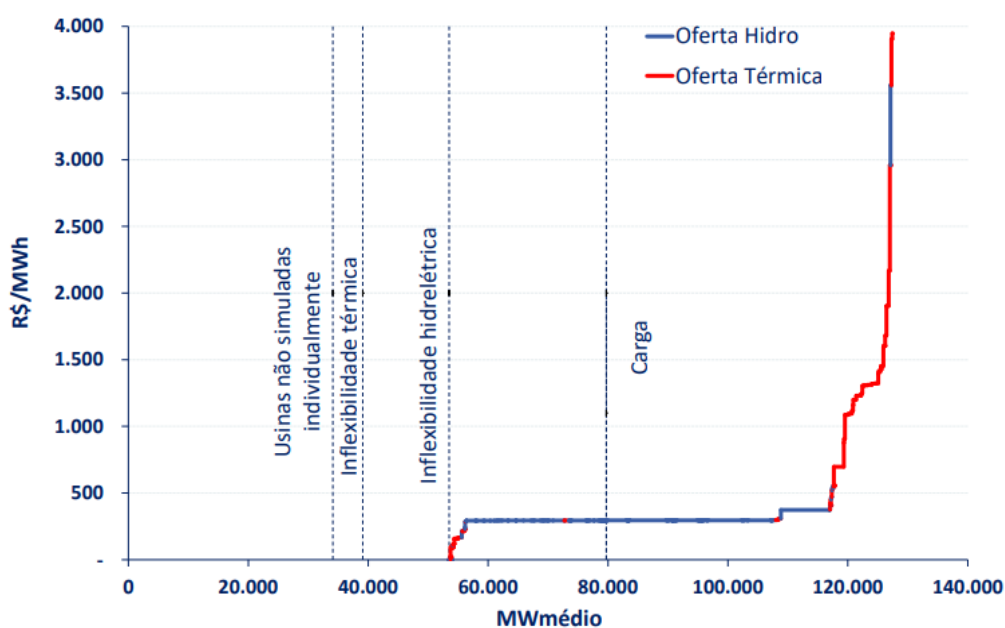


Figura 11 - Curva de oferta e demanda – SIN – rv4 de maio 2026

Fonte: InfoPLD Diário CCEE

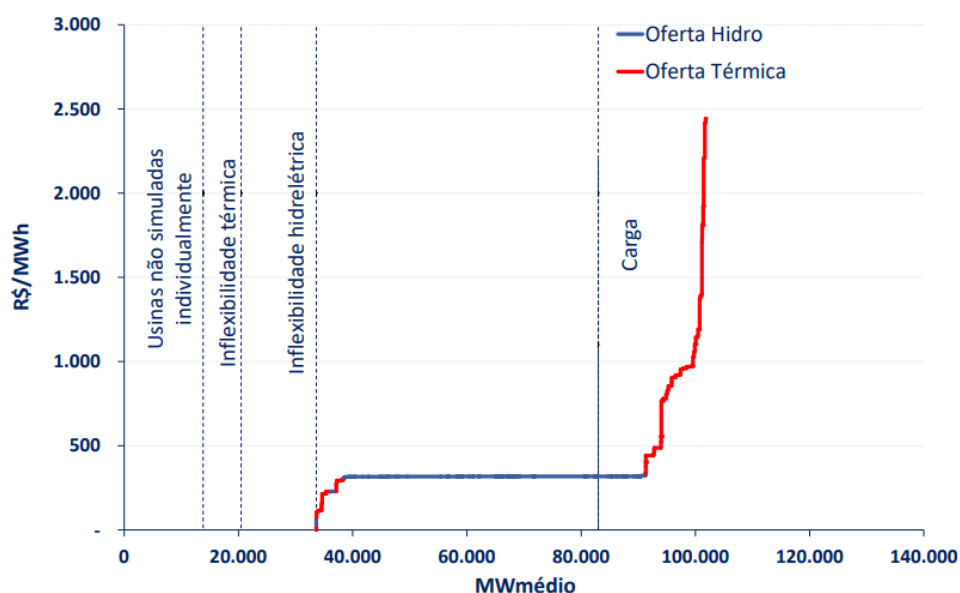


Figura 12 - Curva de oferta e demanda – SIN – rv0 de dezembro de 2025. Fonte: InfoPLD
Diário CCEE

A segunda vantagem estrutural refere-se ao posicionamento de sustentabilidade corporativa. Contratos de PPA com fontes convencionais não carregam atributo de origem renovável, e PPAs com fontes renováveis no ACL estão sujeitos a prêmio de preço sobre o convencional (BBCE Curva Forward, março/2025), tornando a geração própria a modalidade simultaneamente mais barata no longo prazo e mais alinhada com metas de descarbonização. Para operadores globais como a ByteDance, que operam sob crescente pressão de investidores e reguladores por neutralidade de carbono, a matriz de suprimento 100% renovável viabilizada pela geração dedicada representa diferencial competitivo concreto (IEA, 2023; Banco Santander, 2024).

Por fim, a trajetória regulatória internacional aponta para um ambiente crescentemente exigente quanto à relação entre data centers e a rede elétrica. Nos Estados Unidos, um projeto de lei bipartidário foi proposto para limitar o impacto de grandes cargas na conta dos consumidores residenciais, exigindo que data centers de grande porte apresentem geração própria associada ao se conectar à rede (Womble Bond Dickinson, março/2026). Paralelamente, o operador PJM foi determinado pelo regulador federal FERC a estabelecer regras transparentes para a conexão de data centers com geração co-localizada, com o objetivo explícito de salvaguardar a confiabilidade da rede e proteger os consumidores contra volatilidade de preços

(FERC, dezembro/2025). Esse movimento regulatório ocorre em um contexto em que a demanda de data centers nos EUA deve mais que triplicar até 2035, chegando a 106 GW (BloombergNEF, dezembro/2025), exercendo pressão crescente sobre os sistemas elétricos existentes. Embora o marco regulatório brasileiro seja distinto, a tendência global sinaliza que projetos com geração dedicada estão mais alinhados com a direção que o setor deve tomar, e que a exigência da MP 1.307/2025 para instalações em ZPEs pode representar um precedente normativo relevante para projetos futuros fora desse escopo.

Ainda assim, a geração própria dedicada não é isenta de desafios. O modelo analisado evidenciou que a assimetria sazonal de geração cria exposição financeira estrutural nos meses de verão, que a correlação entre baixa geração e PLD elevado amplifica o risco nos cenários adversos, e que o retorno do investimento em geração está condicionado ao cumprimento do contrato bilateral ao longo de toda a vida útil dos parques. Esses aspectos apontam para a importância de mecanismos complementares que tornem o modelo mais robusto, dois dos quais são explorados a seguir.

6.1 Perspectiva Alternativa 1: Portfólio Híbrido Eólico-Solar

A análise indicativa de complementaridade apresentada na seção 5.3 demonstrou que a vulnerabilidade sazonal do modelo de geração própria tem uma contrapartida estrutural: a geração solar apresenta sua maior produtividade justamente no período de menor intensidade dos ventos alísios na região, configurando complementaridade sazonal entre as duas fontes. A substituição de metade da capacidade eólica por geração solar equivalente, mantendo a capacidade total instalada em 1.428 MW, reduziria a amplitude de variação da cobertura mensal de 53 para 25 pontos percentuais, representando redução de 53% na sazonalidade do perfil de suprimento (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR).

Sob a perspectiva de custo de capital, estimativas de mercado para o Brasil indicam que o CAPEX de geração solar utilitária situa-se na faixa de R\$3 a 4 milhões por MW instalado (IRENA, 2024; NREL, 2024), comparado a R\$5,8 a 6,0 milhões por MW verificados nos complexos eólicos deste estudo (Exame, dezembro/2025; InfoMoney, dezembro/2025), diferença de 40% a 50% a favor da solar por unidade de capacidade instalada. Dado que a cobertura energética média anual dos três arranjos é equivalente, conforme demonstrado na

Tabela 4, um portfólio híbrido permitiria reduzir o investimento total em geração para uma dada capacidade instalada ao mesmo tempo em que atenua a exposição sazonal ao Mercado de Curto Prazo. O OPEX de parques solares utilitários no Brasil situa-se em faixa inferior ao eólico, na ordem de R\$30 a 50 mil por MW instalado ao ano (IRENA, 2024), reforçando a atratividade econômica do arranjo no horizonte de longo prazo.

A quantificação precisa do impacto do portfólio híbrido sobre o Net horário, o CVaR e os percentis estocásticos requereria modelagem horária integrada dos perfis de geração solar e eólica na estrutura de cálculo das equações (1) a (3), com cenários correlacionados extraídos do SDDP e estrutura de custos de capital diferenciada para cada fonte. Essa análise representa a extensão mais direta do presente trabalho, podendo ser conduzida com a mesma base de dados e metodologia aqui estabelecida.

6.2 Perspectiva Alternativa 2: Contratação Sazonal de Energia Complementar

A análise estocástica demonstrou que a exposição ao MCP em janeiro é determinística: em todos os 400 cenários modelados, o Net de janeiro é negativo, com perda média de R\$ 25,0 milhões e CVaR de R\$ 60,4 milhões (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR). Essa característica estrutural do déficit de janeiro a abril pode ser endereçada por meio da contratação de energia complementar no ACL para esses meses específicos, sem necessidade de alteração no modelo de geração própria.

O Ambiente de Contratação Livre brasileiro, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL 957/2021 e pelas Regras de Comercialização da CCEE (*ANEEL, REN 957/2021; CCEE, Regras de Comercialização, Módulo 3*), permite a formalização de contratos bilaterais com prazo livremente pactuado entre as partes, sem exigência de período mínimo. Isso viabiliza a contratação sazonal de energia junto a geradores com perfil complementar no período úmido do Nordeste, como pequenas centrais hidrelétricas com boa regularização, substituindo a exposição ao PLD variável, com média de R\$ 210,92/MWh e percentil 90 de R\$ 380,76/MWh em janeiro (elaboração própria, com base nos cenários do modelo SDDP, PSR), por custo fixo e previsível. Essa abordagem preserva a lógica de geração própria ao longo do ano e concentra a contratação externa apenas nos meses de maior risco estrutural, otimizando o custo total de suprimento sem abrir mão das vantagens de longo prazo identificadas neste estudo.

6.3 Sugestão de Trabalho Futuro: Estrutura Ótima Eólico-Solar

Como extensão direta da análise indicativa apresentada na Seção 5.3, sugere-se, como trabalho futuro, a determinação da estrutura ótima entre capacidade eólica e solar que minimize a amplitude sazonal de cobertura energética (ou o CVaR mensal), sujeita a uma restrição de CAPEX equivalente à do arranjo exclusivamente eólico. Essa otimização exigiria a modelagem horária integrada dos dois perfis de geração na estrutura de cálculo do Net (equações 1 a 3), aplicada aos 400 cenários correlacionados do SDDP, permitindo identificar o ponto de melhor equilíbrio entre custo de capital e robustez do perfil de suprimento ao longo do ano.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA INFRA. Nova política de transmissão afeta projeto da Casa dos Ventos no Ceará: acesso garantido até 2028; expansão sujeita ao Decreto 12.772/2025. Agência iNFRA, [s.l.], 14 jan. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Pareceres de acesso favoráveis para implantação de datacenters no Complexo do Pecém. Brasília: ANEEL/ONS, maio-jun. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Autorização de conexão do Data Center Pecém II à rede do Sistema Interligado Nacional (SIN). Diário Oficial da União, Brasília, 26 jun. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa 482. Brasília: ANEEL, [s.d.].
- ALPHA MATICA (VILA, D., PhD). Deconstructing the data center: a look at the cost structure igniting the AI boom. [s.l.]: Alpha Matica, 2025. Disponível em: <https://www.alpha-matica.com/post/deconstructing-the-data-center-a-look-at-the-cost-structure-1>.
- AMAZON WEB SERVICES (AWS). AWS sustainability report 2023: energy efficiency and cloud computing. Seattle: AWS, 2023.
- AMEE. Boletim informativo mensal — novembro 2025: mercado livre de energia elétrica. [s.l.]: Amee, dez. 2025.
- AMERICAN SOCIETY OF HEATING, REFRIGERATING AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS (ASHRAE) TC 9.9. Thermal guidelines for data processing environments. Atlanta: ASHRAE, 2021.
- AMERICAN SOCIETY OF HEATING, REFRIGERATING AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS (ASHRAE). ASHRAE 90.1: energy standard for buildings except low-rise residential buildings. Atlanta: ASHRAE, 2021.

AMERICAN SOCIETY OF HEATING, REFRIGERATING AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS (ASHRAE). ASHRAE 90.4: energy standard for data centers. Atlanta: ASHRAE, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 5419: proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro: ABNT, [s.d.].

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 6122: projeto e execução de fundações. Rio de Janeiro: ABNT, [s.d.].

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BACEN). Relatório de Inflação — Projeções para o IPCA. Brasília: BACEN, dez. 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br>.

BANCO SANTANDER. STAR: data centers' exponential growth and opportunities for Brazil. São Paulo: Banco Santander, 2024.

BLOOMBERG NEF. Electric vehicle battery price survey. [s.l.]: BloombergNEF, 2024.

BYTEDANCE. TikTok anuncia seu primeiro data center na América Latina. TikTok Newsroom, [s.l.], 3 dez. 2025. Disponível em: <https://newsroom.tiktok.com/tiktok-anuncia-seu-primeiro-data-center-na-america-latina>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Ambiente de contratação livre — ACL: regras e procedimentos. Brasília: CCEE, 2023.

CASA DOS VENTOS; VESTAS. Complexo Eólico Dom Inocêncio — 828 MW: apresentação do empreendimento. [s.l.], dez. 2025.

CBRE RESEARCH. North America data center trends H2 2025. Los Angeles: CBRE, 2025.

CENÁRIO ENERGIA. Casa dos Ventos investe R\$ 100 milhões em projeto eólico na Ibiapaba. Cenário Energia, [s.l.], ago. 2025. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2025/08/12>.

CENÁRIO ENERGIA. Omni e Casa dos Ventos firmam PPA de US\$ 2 bilhões para suprir megadata center da ByteDance no Pecém. Cenário Energia, [s.l.], 18 maio 2026. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2026/05/18/omni-e-casa-dos-ventos-firmam-ppa-de-us-2-bilhoes-para-suprir-megadata-center-da-bytedance-no-pecem/>.

CLARKE ENERGIA. Contratos de energia no mercado livre: tipos e vantagens. [s.l.]: Clarke Energia, jun. 2025. Disponível em: <https://clarke.com.br>.

CLOUDSCENE. Global data center directory: 136 countries, 11.879 facilities. [s.l.]: Cloudscene, 2023.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). Resolução n. 001, de 23 de janeiro de 1986. Brasília: CONAMA, 1986.

CUSHMAN & WAKEFIELD. U.S. data center development cost guide 2025. [s.l.]: Cushman & Wakefield, 2025. Disponível em: <https://cushwake.cld.bz/Data-Center-Development-Cost-Guide-2025>.

DATACENTERDYNAMICS. São Paulo approves 359 MW of additional network capacity for data centers. DatacenterDynamics, [s.l.], 2024.

DIÁRIO DO NORDESTE. Após adquirir ativo de R\$ 100 milhões no Ceará, Casa dos Ventos mira projetos de mais 3 estados. Diário do Nordeste, Fortaleza, ago. 2025.

DIÁRIO DO NORDESTE. Data center do TikTok no Ceará começa a operar em 2027, diz Omnia. Diário do Nordeste, Fortaleza, mar. 2026. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/data-center-do-tiktok-no-ceara-comeca-a-operar-em-2027-diz-omnia-1.3745712>.

EDF POWER SOLUTIONS. The strength of the Northeast in EDF Power Solutions' wind generation: capacity factor, trade winds and clean energy. [s.l.]: EDF Renewables, mar. 2026. Disponível em: <https://brazil.edf-powersolutions.com>.

EKKOGREEN. Energia eólica no Brasil — panorama 2026: capacidade instalada, PPAs e perspectivas de mercado. [s.l.]: EkkoGreen, jan. 2026. Disponível em: <https://ekkogreen.com.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS); CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

ELÉTRICA (CCEE). Expansão da carga de data centers no mercado elétrico brasileiro. Apresentação ao III COPAM. Brasília: EPE, set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2023. Brasília: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2023–2032. Brasília: EPE, 2023.

EXAME. Casa dos Ventos e Vestas investem R\$ 5 bi em parque eólico de 828 MW. Exame, São Paulo, dez. 2025. Disponível em: <https://exame.com/esg/casa-dos-ventos-e-vestas-investem-r-5-bi-em-parque-eolico-de-828-mw/>.

FORBES BRASIL; REUTERS. Omnia e Casa dos Ventos assinam acordo de energia de US\$ 2 bi para data center do TikTok. Forbes Brasil, São Paulo, 18 maio 2026. Disponível em: <https://forbes.com.br/forbes-money/2026/05/omnia-e-casa-dos-ventos-assinam-acordo-de-energia-de-us-2-bi-para-data-center-do-tiktok/>.

FORTUNE. Meta is quietly expanding its \$10 billion Hyperion AI data center. Fortune, [s.l.], fev. 2026.

G1 GLOBO. Obras do mega data center do TikTok começam no Ceará. G1, Fortaleza, 16 jan. 2026. Disponível em: <https://g1.globo.com/ce/ceara/noticia/2026/01/16/obras-do-mega-data-center-do-tiktok-comecam-no-ceara.ghtml>.

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. Com R\$ 200 bilhões de investimento, data center do TikTok no Ceará será o maior do Brasil. Fortaleza: Governo do Estado do Ceará, 3 dez. 2025. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2025/12/03>.

IDC — INTERNATIONAL DATA CORPORATION. Global datasphere. Framingham: IDC, 2024.

INFOMONEY; REUTERS. Pátria anuncia participação junto à Casa dos Ventos em mega data center para TikTok. InfoMoney, São Paulo, nov. 2025.

INFOMONEY. Casa dos Ventos fecha acordo de R\$ 5 bilhões com Vestas para parque eólico no Piauí. InfoMoney, São Paulo, dez. 2025.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 60079: explosive atmospheres. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 61850: communication networks and systems for power utility automation. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62040-3: uninterruptible power systems (UPS) — part 3: method of specifying the performance and test requirements. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62305: protection against lightning. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62485-2: safety requirements for secondary batteries and battery installations. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). IEC 62676: video surveillance systems for use in security applications. Geneva: IEC, [s.d.].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Data centres and data transmission networks. Paris: IEA, 2023.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 11801: information technology — generic cabling for customer premises. Geneva: ISO, [s.d.].

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 22301: business continuity management systems. Geneva: ISO, [s.d.].

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 27001: information security management systems. Geneva: ISO, [s.d.].

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 31000: risk management. Geneva: ISO, [s.d.].

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). ISO 8528: reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets. Geneva: ISO, [s.d.].

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Renewable power generation costs in 2024. Abu Dhabi: IRENA, 2025. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_Summary_2025.pdf.

JLL. 2026 global data center outlook. Chicago: Jones Lang LaSalle, 2026.

MCKINSEY & COMPANY. Scaling bigger, faster, cheaper data centers with smarter designs. [s.l.]: McKinsey & Company, 2025. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/private-capital/our-insights/scaling-bigger-faster-cheaper-data-centers-with-smarter-designs>.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). NFPA 110: standard for emergency and standby power systems. Quincy: NFPA, [s.d.].

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). NFPA 2001: standard on clean agent fire extinguishing systems. Quincy: NFPA, [s.d.].

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). NFPA 75: standard for the fire protection of information technology equipment. Quincy: NFPA, [s.d.].

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). NFPA 76: standard for the fire protection of telecommunications facilities. Quincy: NFPA, [s.d.].

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Annual technology baseline (ATB) 2024 — land-based wind. Golden: NREL, 2024. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/land-based_wind.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Reducing data center peak cooling demand with underground thermal energy storage. Golden: NREL, jan. 2025.

NEOFEED. Por trás dos aportes de R\$ 500 bilhões em data centers no Brasil, um teste de estresse para o setor elétrico. NeoFeed, São Paulo, jan. 2026.

NOLA.COM. The price tag for Meta's Louisiana AI data center has nearly tripled. NOLA.com, [s.l.], out. 2025.

OMNIA; CASA DOS VENTOS; BYTEDANCE. Investimento superior a R\$ 200 bilhões: TikTok, Omnia e Casa dos Ventos anunciam data center no Pecém. Comunicado à imprensa. [Fortaleza], 3 dez. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Manifestação técnica sobre acesso do Data Center Pecém ao Sistema Interligado Nacional: restrições de transmissão e condicionantes. Brasília: ONS, jan./jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de rede: acesso ao sistema de transmissão. Brasília: ONS, 2023.

PÁTRIA INVESTIMENTOS; CASA DOS VENTOS. Omnia e Casa dos Ventos anunciam parceria para construção do maior data center da América Latina no Porto do Pecém. Comunicado à Reuters. São Paulo, 3 nov. 2025.

PREFEITURA DO RIO DE JANEIRO. Rio AI City: hub de data centers e inteligência artificial no Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: Prefeitura Municipal do Rio de Janeiro, 2024.

PROGRAMS.COM. Measuring the data center boom: facts and statistics 2026. [s.l.]: Programs.com, 2026. Disponível em: <https://programs.com/resources/data-center-statistics/>.

REUTERS; INVESTNEWS. Casa dos Ventos faz acordo de mais de US\$ 500 milhões para fornecer energia para data centers da Ascenty: contrato de 110 MWm vinculado ao Complexo Dom Inocêncio (PI) e ao projeto solar Paraíso (MS). São Paulo: Reuters Brasil; InvestNews, 13–14 jan. 2026. Disponível em: <https://br.investing.com> e <https://investnews.com.br>.

SEMIANALYSIS. AI data center networking: InfiniBand vs. Ethernet. [s.l.]: SemiAnalysis, 2024.

TELECOMMUNICATIONS INDUSTRY ASSOCIATION (TIA). TIA-568-C.3: optical fiber cabling components standard. Arlington: TIA, [s.d.].

TELECOMMUNICATIONS INDUSTRY ASSOCIATION (TIA). TIA-942-B: telecommunications infrastructure standard for data centers. Arlington: TIA, [s.d.].

- THUNDER SAID ENERGY. Economic costs of data centers. [s.l.]: Thunder Said Energy, 2025. Disponível em: <https://thundersaidenergy.com/downloads/data-centers-the-economics/>.
- TIKTOK NEWSROOM. TikTok anuncia seu primeiro data center na América Latina. [s.l.]: TikTok, dez. 2025. Disponível em: <https://newsroom.tiktok.com/tiktok-anuncia-seu-primeiro-data-center-na-america-latina>.
- TRUELOOK. Data center construction costs explained: where your budget really goes. [s.l.]: TrueLook, dez. 2025. Disponível em: <https://www.truelook.com/blog/data-center-construction-costs>.
- TURNER & TOWNSEND. Data centre construction cost index 2025–2026. [s.l.]: Turner & Townsend, 2025. Disponível em: <https://reports.turnerandtownsend.com/data-centre-construction-cost-index-2025/data-centre-cost-trends>.
- UPTIME INSTITUTE. Tier standards: topology. New York: Uptime Institute, 2023.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). Data Center Energy Efficiency. Washington: U.S. DOE, 2024. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/buildings/data-centers>.
- VESTAS WIND SYSTEMS. Casa dos Ventos and Vestas announce new partnership for the Dom Inocêncio Wind Complex — 828 MW, Piauí, Brazil. Press release. Aarhus: Vestas, dez. 2025. Disponível em: <https://www.vestas.com>.
- S&P GLOBAL MARKET INTELLIGENCE. **Hyperscaler CAPEX surges as cloud giants race to expand AI infrastructure**. Nova York: S&P Global, 2024. Disponível em: [<https://www.spglobal.com/marketintelligence>](https://www.spglobal.com/marketintelligence).
- BBCE — BALCÃO BRASILEIRO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. *Curva forward de energia elétrica: preços de longo prazo no Ambiente de Contratação Livre*. São Paulo: BBCE, mar. 2025. Disponível em: <https://www.bbce.com.br>.
- EKKOGREEN. *Energia eólica no Brasil — panorama 2026: capacidade instalada, PPAs e perspectivas de mercado*. São Paulo: EkkoGreen, jan. 2026. Disponível em: <https://ekkogreen.com.br/energia-eolica-no-brasil-panorama-2026>.

WOMBLE BOND DICKINSON. Data centers and the grid: proposed legislation to require co-located generation for large loads. [s.l.]: Womble Bond Dickinson, mar. 2026. Disponível em: <https://www.womblebond dickinson.com>.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Order on co-location of large loads and generating facilities: transparency and reliability requirements for data center interconnection. Washington: FERC, dez. 2025. Disponível em: <https://www.ferc.gov>.

BLOOMBERGNEF. *Data center power demand outlook: US capacity to exceed 106 GW by 2035*. [s.l.]: BloombergNEF, dez. 2025. Disponível em: <https://about.bnef.com>.