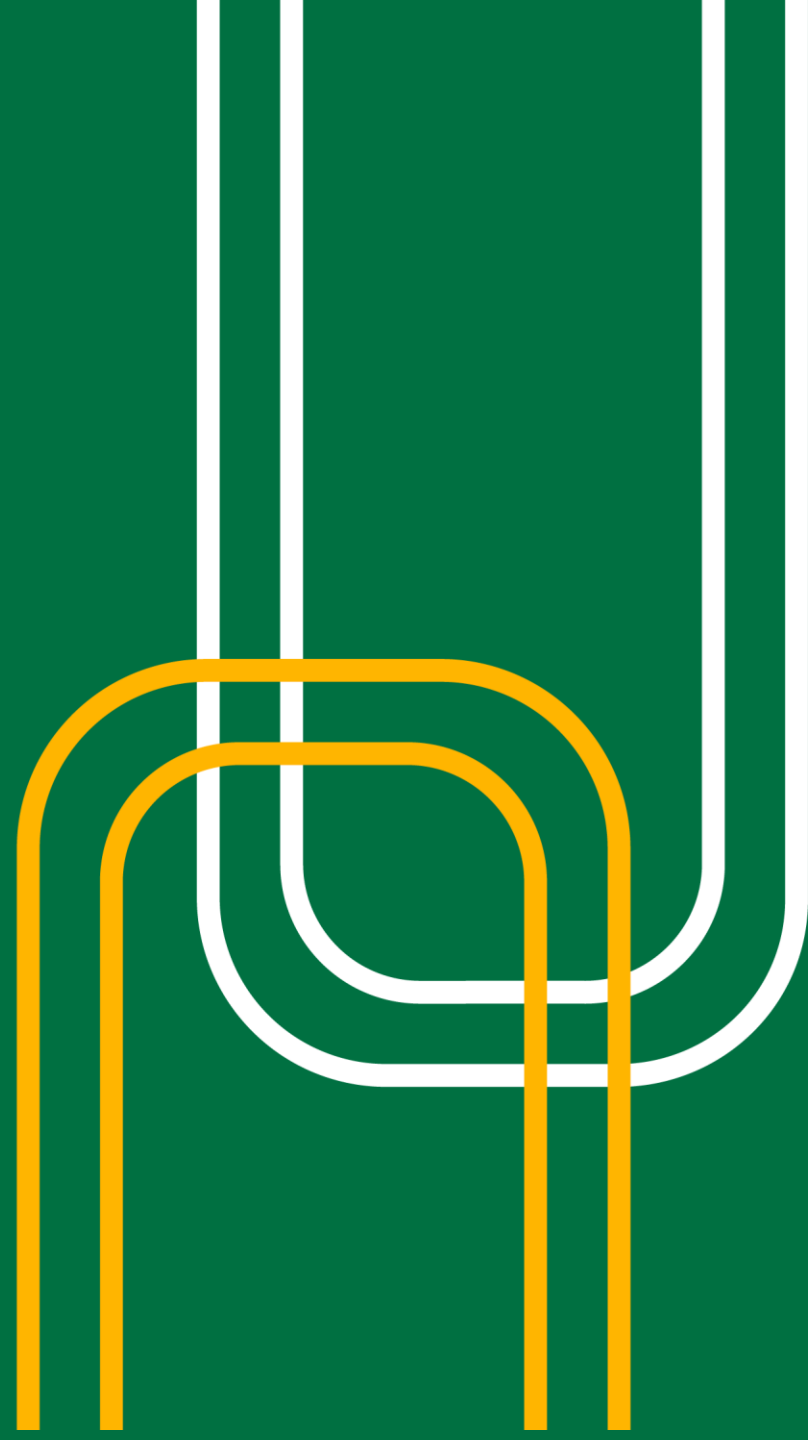




Órbis Energia

Relatório de Valuation

Março 2025



Conteúdo

1. Introdução
2. Objetivo e Metodologia Aplicada
3. Análise Macroeconômica
4. Análise Setorial
5. A Empresa Avaliada
6. Premissas da Avaliação
7. Taxa de Desconto
8. Resultado da Avaliação

**Aos cuidados dos administradores da
SEFER INVESTIMENTOS DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES IMOBILIÁRIOS
LTDA. ("Sefer, "Contratante")**
São Paulo, Brasil

Prezados Senhores,

Conforme acordo formalizado entre a UHY Bendoraytes e a Sefer, encaminhamos o Laudo de Avaliação do Projeto Sacramento ("Ativos de Geração de Energia Fotovoltaicas", "Ativos Avaliados") na data base de 31 de janeiro de 2025, considerando os fluxos de caixa dos diferentes ativos obtidos dos reportes gerenciais disponibilizados pela própria Sefer ou por terceiros.

Ao longo deste Laudo de Avaliação, serão demonstrados, de forma resumida, o escopo do trabalho, seus objetivos, metodologias aplicadas por nós, bem como as premissas operacionais e financeiras envolvidas nas estimativas a serem expostas.

Recomendamos a quem tiver acesso este Laudo de Avaliação que leia com atenção todos os disclaimers referentes as limitações desta avaliação, uma vez que não foi feito nenhum tipo de investigação, diligência ou auditoria nas informações públicas disponibilizadas pela **Sefer**, sendo assumido que a Administração as prestou de forma consistente e sem omissão. Adicionalmente, os valores expostos como resultados das avaliações dependem de expectativas de performance futura da companhia avaliada e de projeções macroeconômicas e microeconômicas que podem vir a não se concretizar ou se concretizar de maneira diferente a projetada, afetando assim o efetivo valor econômico financeiro destas.

Ademais, nos colocamos a disposição para qualquer dúvida ou demanda de esclarecimentos adicionais a respeito do material aqui apresentado.

Atenciosamente



UHY Bendoraytes & Cia Auditores Independentes
CRC 2RJ 0081/0-8
CVM 315-8



Carlos Bernardo Gonçalves
Corporate Finance Partner
Corecon/RJ 26.532

24 de março de 2025

Objetivo e Metodologia Aplicada

Objetivo e Metodologia Aplicada

Tendo em vista o contexto do serviço prestado pela **UHY Bendoraytes**, para o cálculo da estimativa de valor das ações dos projetos avaliados, no cenário a ser apresentado neste Relatório, considera-se os seguintes procedimentos:

- Análise de Relatórios Gerenciais e Plano de Negócios para os anos subsequentes à Data-Base da presente avaliação, referentes aos **ativos avaliados**;
- Discussões e *conference calls* com a **Sefer**, para o melhor entendimento do funcionamento dos **ativos avaliados**, projeções/relatórios enviados pelo **Contratante** em relação aos **ativos avaliados** assim como os drivers de valor que iriam nortear as estimativas de Resultados e Fluxo de Caixa no horizonte da avaliação. Tais discussões e *conference calls* foram focados nas opiniões e visão do **Contratante** na época da Data-Base da avaliação;
- Análise Macroeconômica, assim como entendimento da situação dos setores que afetam as atividades dos **ativos avaliados**;
- Projeção de resultados contábeis e geração efetiva de caixa dos **ativos avaliados** ao longo do horizonte da avaliação;
- Cálculo de taxa de desconto compatível com as características dos **ativos avaliados** e condições macroeconômicas e setoriais na data base da avaliação.

Objetivo e Metodologia Aplicada

Base de Informações

Seguem abaixo, as bases de informações utilizadas, para a elaboração deste relatório:

- Discussões e conference calls com a equipe da Sefer para o melhor entendimento da operação dos ativos de geração de energia;
- Análise das Demonstrações financeiras histórica das Sociedades de Propósito Específico onde estão alocados os projetos de geração de energia (“SPEs”);
- Orçamentos e cronograma físico financeiro dos ativos de geração de energia a serem implantados ou em fase de construção;
- Contratos de Fornecimento de Energia assinados pelas SPEs;
- Dados e informações de mercado sobre o setor de atuação dos ativos analisados.
- Propostas e contratos de operação e manutenção; e
- Estudos de engenharia e estimativas operacionais fornecidos pela Sefer.

Objetivo e Metodologia Aplicada

Disclaimers

O trabalho de Avaliação de Viabilidade Econômica dos Ativos de Geração de Energia Fotovoltaicas foi realizado utilizando-se fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes. Os valores aqui apresentados são resultantes da análise de dados históricos (financeiros e gerenciais) e projeções de eventos futuros, merecendo as seguintes considerações.

Os comentários apresentados neste Estudo de Viabilidade foram desenvolvidos por profissionais da UHY Bendoraytes com informações fornecidas pela Administração da Sefer, assim como por fontes externas, quando indicado.

Em relação as informações apresentadas pela Administração para serem usadas para a elaboração das avaliações aqui descritas, a UHY Bendoraytes as tomou como verdadeiras, confiáveis e de boa fé, porém uma vez que não era escopo dos serviços aqui prestados não foi feita nenhuma espécie de auditorias nas informações recebidas.

Este estudo de viabilidade econômica dos Ativos de Geração de Energia Fotovoltaicas não deve ser considerado como um valuation (Fair Market Value) da Companhia, nem dos seus ativos.

Não foi realizada uma auditoria, e também não fez parte do serviço aqui prestado nenhum tipo de assessoria estratégica, financeira ou tributária.

Nem a UHY Bendoraytes, nem qualquer sócio ou funcionário tem interesse financeiro direto ou indireto nos ativos analisados ou nas ações de emissão dos mesmos e os honorários cobrados pela realização do serviço foram quantificados apenas em relação às horas dispendidas, sem qualquer gatilho em relação a maior remuneração por conta de resultados das avaliações, se mantendo assim independente e imparcial na elaboração dos serviços.

Objetivo e Metodologia Aplicada

A UHY Bendoraytes atua apenas como consultora e, ajustando-se em toda a extensão permitida pela lei, não é responsável por ações ou perdas decorrentes de qualquer confiança neste documento real ou alegada (ou qualquer outra declaração ou opinião da UHY Bendoraytes) pela Sefer ou por qualquer outra pessoa ou entidade.

A metodologia aplicada na avaliação descrita neste relatório, por mais consagrada que seja possui limitações e depende da confirmação de eventos futuros devendo assim ser salientado que, uma vez que parte das informações é prospectiva, elas ostentam uma incerteza inerente aos dados estimados. Assim, os números reais podem, possivelmente, diferir de forma significativa dos números projetados. Este Relatório Final é de uso exclusivo da Sefer e a sua utilização está limitada aos objetivos detalhados no item 1.1.

Base de Opinião

Este documento reflete o julgamento profissional informado da UHY Bendoraytes com base nos padrões aceitos de investigação profissional e, conforme aplicável, os dados e informações fornecidos pelo Cliente e de domínio público, o escopo limitado do envolvimento e o tempo permitido para realizar a avaliação.

Em linha com esses padrões aceitos, este documento não constitui de forma alguma ou faz uma garantia ou previsão de resultados, e nenhuma garantia está implícita ou expressa de que o resultado real estará em conformidade com os resultados aqui apresentados.

A UHY Bendoraytes não verificou de forma independente nenhuma informação fornecida por, ou sob a direção do Cliente, ou obtida de outras fontes (por exemplo, domínio público) e aceitou a precisão e integridade desses dados.

A UHY Bendoraytes não tem motivos para acreditar que quaisquer fatos materiais tenham sido ocultados, mas não garante que suas investigações tenham revelado todos os assuntos que um exame mais extenso poderia revelar.

As opiniões aqui expressas estão sujeitas e totalmente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas associadas à interpretação de dados de engenharia e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam afetar as decisões tomadas pelos destinatários do relatório e/ou reais resultados.

Objetivo e Metodologia Aplicada

As opiniões e declarações contidas neste relatório são feitas de boa fé e na convicção de que tais opiniões e declarações são representativas das circunstâncias físicas e econômicas prevalentes.

Existem inúmeras incertezas inerentes à estimativa de irradiação solar, ventos e à projeção da produção futura, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. As avaliações da geração de energia devem ser reconhecidas como um processo subjetivo de estimativa de potencial de vento e irradiação solar que não são estimadas de forma exata. As estimativas de geração preparadas por outras partes podem diferir, talvez materialmente, daquelas contidas neste relatório. A precisão de qualquer estimativa de recursos é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação meteorológica e de engenharia.

A UHY Bendoraytes executou os procedimentos necessários para que pudesse emitir uma opinião sobre a adequação das metodologias empregadas, adequação e qualidade dos dados utilizados.

Análise Macroeconômica

Análise Macroeconômica

Economia Global

O reflexo das políticas de Trump no Brasil

As políticas econômicas previstas para o governo republicano devem exercer pressão inflacionária e gerar impactos relevantes no Brasil, especialmente sobre os preços e as taxas de juros.

Entre as iniciativas com maior potencial de influência estão o aumento das tarifas sobre produtos importados, a redução de impostos internos, o fortalecimento da indústria norte-americana e a menor prioridade para incentivos à transição energética.

Especialistas políticos indicam que as mudanças na relação comercial entre Brasil e Estados Unidos podem ter reflexos diretos e indiretos na economia nacional, afetando tanto a inflação quanto a competitividade da indústria brasileira.

A proposta de elevação de tarifas para importações, caso implementada, pode atingir exportadores brasileiros, com alíquotas estimadas entre 10% e 20% sobre produtos estrangeiros, abrangendo todos os parceiros comerciais dos EUA.

Embora essa abordagem já tenha sido utilizada no passado como estratégia de negociação, sua efetiva adoção ainda permanece incerta, mas não pode ser descartada.



Análise Macroeconômica

No ano passado, a balança comercial registrou um superávit de US\$ 74,55 bilhões, contribuindo para conter uma valorização ainda mais acentuada do dólar, que subiu 27% no período. Sem o forte desempenho das exportações, o cenário poderia ser ainda mais desafiador, uma vez que a entrada de divisas externas ajuda a equilibrar a oferta de dólares no país.

Com a possibilidade de uma menor entrada de moeda estrangeira, a inflação brasileira pode enfrentar novas pressões, tanto pelo impacto do câmbio mais desvalorizado nos custos de produção quanto pelo eventual repasse de preços por parte das empresas. Outro fator que merece atenção é a proposta do governo Trump de reduzir ou limitar impostos internos para estimular a indústria e a atividade econômica nos Estados Unidos.

Caso essa política seja implementada, pode haver queda na arrecadação americana, aumentando as preocupações do mercado financeiro quanto à capacidade do país de honrar seus compromissos fiscais. Esse cenário poderia levar investidores a exigir retornos mais elevados, pressionando o Federal Reserve (Fed) a reconsiderar a trajetória de cortes nas taxas de juros.

Se os juros americanos voltarem a subir, ativos de países emergentes, como o Brasil, tendem a perder atratividade, o que pode intensificar a saída de capitais do país e pressionar ainda mais o câmbio.

Em resposta, o Banco Central brasileiro poderia ser forçado a adotar uma postura mais restritiva, elevando a taxa Selic para conter os impactos da desvalorização do real. Diante desse contexto, somado às incertezas fiscais internas, o mercado já projeta que a taxa Selic encerre o ano em torno de 15%.

Para os anos seguintes, a expectativa é de redução gradual para 12% em 2026 e 10,25% em 2027. Esse cenário de juros elevados por um período prolongado pode representar um obstáculo ao crescimento econômico e ao mercado de trabalho no Brasil.

Análise Macroeconômica

Economia doméstica

Balança Comercial

Em Janeiro/2025, comparado a igual mês do ano anterior, as exportações caíram -5,7% e somaram US\$ 25,18 bilhões. As importações cresceram 12,2% e totalizaram US\$ 23,02 bilhões. Assim, a balança comercial registrou superávit de US\$ 2,16 bilhões, com queda de -65,1%, e a corrente de comércio aumentou 2,1%, alcançando US\$ 48,20 bilhões.

Exportações

Em Janeiro/2025, o desempenho dos setores foi o seguinte: queda de -10,1% em Agropecuária, que somou US\$ 3,79 bilhões; queda de -13,6% em Indústria Extrativa, que chegou a US\$ 7,07 bilhões e, por fim, crescimento de 0,1% em Indústria de Transformação, que alcançou US\$ 14,18 bilhões. A combinação destes resultados levou a queda do total das exportações.

A retração das exportações foi puxada, principalmente, pela queda nas vendas dos seguintes produtos: Trigo e centeio, não moídos (-39%), Milho não moído, exceto milho doce (-29,9%) e Soja (-70,1%) na Agropecuária; Minério de ferro e seus concentrados (-22%), Minérios de cobre e seus concentrados (-19,5%) e Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos, crus (-8,3%) na Indústria Extrativa; Açúcares e melaços (-41,5%), Farelos de soja e outros alimentos para animais (excluídos cereais não moídos), farinhas de carnes e outros animais (-35,1%) e Óleos combustíveis de petróleo ou de minerais betuminosos (exceto óleos brutos) (-20,7%) na Indústria de Transformação.

Importações

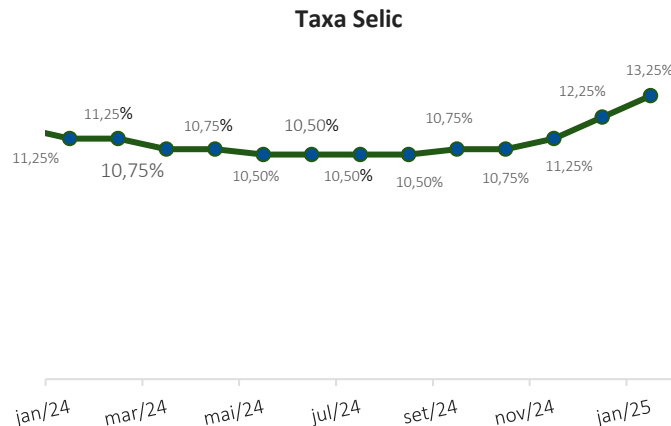
Em Janeiro/2025, o desempenho das importações por setor de atividade econômica foi o seguinte: crescimento de 20,3% em Agropecuária, que somou US\$ 0,62 bilhões; queda de -9,1% em Indústria Extrativa, que chegou a US\$ 1,10 bilhões e, por fim, crescimento de 13,4% em Indústria de Transformação, que alcançou US\$ 21,14 bilhões. A combinação destes resultados motivou ao aumento das importações. O movimento de crescimento nas importações foi influenciado pela ampliação das compras dos seguintes produtos: Frutas e nozes não oleaginosas, frescas ou secas (16,8%), Cacau em bruto ou torrado (405,3%) e Látex, borracha natural, balata, guta-percha, guaiúle, chicle e gomas naturais (129,6%) na Agropecuária; Pedra, areia e cascalho (23,3%), Outros minerais em bruto (10,5%) e Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos, crus (2,3%) na Indústria Extrativa.

Análise Macroeconômica

Taxa de Juros e expectativa de Inflação

O ambiente externo permanece desafiador em função, principalmente, da conjuntura e da política econômica nos Estados Unidos, o que suscita mais dúvidas sobre os ritmos da desaceleração, da desinflação e, conseqüentemente, sobre a postura do Fed.

Os bancos centrais das principais economias permanecem determinados em promover a convergência das taxas de inflação para suas metas em um ambiente marcado por pressões nos mercados de trabalho. O Comitê avalia que o cenário externo segue exigindo cautela por parte de países emergentes. Em relação ao cenário doméstico, o conjunto dos indicadores de atividade econômica e do mercado de trabalho tem apresentado dinamismo.



Fonte: <https://www.bcb.gov.br/detalhenoticia/20325/nota>

A inflação cheia e as medidas subjacentes mantiveram-se acima da meta para a inflação e novamente apresentaram elevação nas divulgações mais recentes. As expectativas de inflação para 2025 e 2026 apuradas pela pesquisa Focus elevaram-se de forma relevante e situam-se em 5,5% e 4,2%, respectivamente. A projeção de inflação do Copom para o terceiro trimestre de 2026, atual horizonte relevante de política monetária, situa-se em 4,0% no cenário de referência (Tabela 1).

Índice de preços	2025	3º tri 2026
IPCA	5,2	4,0
IPCA livres	5,2	3,8
IPCA administrados	5,2	4,6

Análise Macroeconômica

Persiste uma assimetria altista no balanço de riscos para os cenários prospectivos para a inflação. Entre os riscos de alta para o cenário inflacionário e as expectativas de inflação, destacam-se (i) uma desancoragem das expectativas de inflação por período mais prolongado; (ii) uma maior resiliência na inflação de serviços do que a projetada em função de um hiato do produto mais positivo; e (iii) uma conjunção de políticas econômicas externa e interna que tenham impacto inflacionário maior que o esperado, por exemplo, por meio de uma taxa de câmbio persistentemente mais depreciada.

Entre os riscos de baixa, ressaltam-se (i) impactos sobre o cenário de inflação de uma eventual desaceleração da atividade econômica doméstica mais acentuada do que a projetada; e (ii) um cenário menos inflacionário para economias emergentes decorrente de choques sobre o comércio internacional e sobre as condições financeiras globais. O Comitê segue acompanhando com atenção como os desenvolvimentos da política fiscal impactam a política monetária e os ativos financeiros.

A percepção dos agentes econômicos sobre o regime fiscal e a sustentabilidade da dívida segue impactando, de forma relevante, os preços de ativos e as expectativas dos agentes. O cenário mais recente é marcado por desancoragem adicional das expectativas de inflação, elevação das projeções de inflação, resiliência na atividade econômica e pressões no mercado de trabalho, o que exige uma política monetária mais contracionista.

O Copom então decidiu elevar a taxa básica de juros em 1,00 ponto percentual, para 13,25% a.a., e entende que essa decisão é compatível com a estratégia de convergência da inflação para o redor da meta ao longo do horizonte relevante. Sem prejuízo de seu objetivo fundamental de assegurar a estabilidade de preços, essa decisão também implica suavização das flutuações do nível de atividade econômica e fomento do pleno emprego. Diante da continuidade do cenário adverso para a convergência da inflação, o Comitê antevê, em se confirmando o cenário esperado, um ajuste de mesma magnitude na próxima reunião.

Para além da próxima reunião, o Comitê reforça que a magnitude total do ciclo de aperto monetário será ditada pelo firme compromisso de convergência da inflação à meta e dependerá da evolução da dinâmica da inflação, em especial dos componentes mais sensíveis à atividade econômica e à política monetária, das projeções de inflação, das expectativas de inflação, do hiato do produto e do balanço de riscos.

Análise Macroeconômica

Inflação

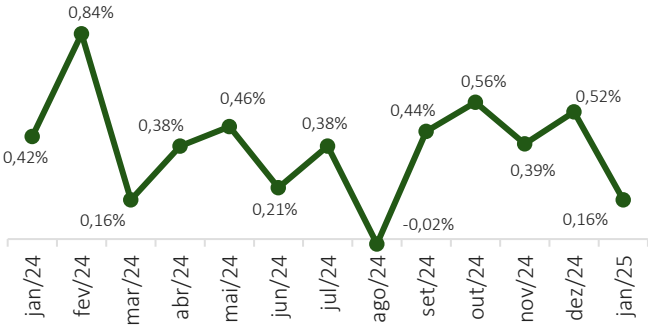
O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) de janeiro foi de 0,16%, ficando 0,36 ponto percentual (p.p.) abaixo da taxa de dezembro (0,52%). Esse foi o menor IPCA para um mês de janeiro desde a implantação do Plano Real, em 1994. Em dezembro de 2024, a variação havia sido de 0,42%. O IPCA acumula alta de 4,56% nos últimos 12 meses.

O grupo Transportes, com alta de 1,30% e 0,27 ponto percentual (p.p.), seguido do grupo Alimentação e bebidas (0,96% e 0,21 p.p.) são os grupos com as maiores variações positivas no IPCA de janeiro. O grupo Habitação, com queda de 3,08% e -0,46 p.p. de impacto contribuiu para conter o índice do mês.

No grupo dos Transportes (1,30%), o resultado foi influenciado pelo aumento nos preços das passagens aéreas (10,42%) e do ônibus urbano (3,84%).

O resultado do ônibus urbano reflete os seguintes reajustes nas tarifas: Belo Horizonte (8,38%): reajuste de 9,52% a partir de 1º de janeiro; Rio de Janeiro (6,98%): reajuste de 9,30% a partir de 5 de janeiro; Salvador (6,00%): reajuste de 7,69% a partir de 4 de janeiro; São Paulo (5,22%): reajuste de 13,64% a partir de 06 de janeiro, contemplando, também, as gratuidades concedidas nos feriados de Ano Novo (01/01) e do aniversário da cidade (25/01); Recife (3,66%): reajuste de 4,87% a partir de 5 de janeiro; Vitória (2,39%): reajuste de 4,38% a partir de 12 de janeiro; Campo Grande (0,84%): reajuste de 4,21% a partir de 24 de janeiro.

IPCA - Inflação oficial mês a mês



Fonte: IBGE

Período	Taxa
Janeiro 2024	0,16%
Dezembro 2024	0,52%
Janeiro 2023	0,42%
Acumulado em 12 meses	4,56%

Fonte: IBGE

Análise Macroeconômica

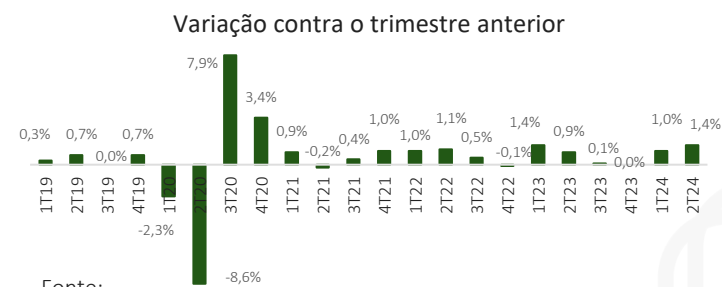
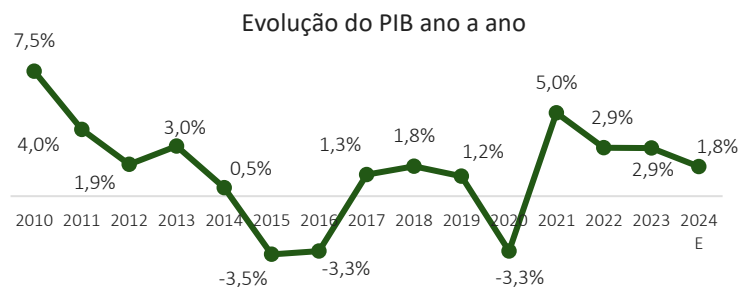
Crescimento Econômico

A Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda (SPE) ampliou a estimativa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) de 2024 para 3,3%. A informação foi divulgada nesta segunda-feira (18/11), em entrevista coletiva da SPE para divulgação do Boletim Macrofiscal de novembro e da versão atualizada do Panorama Macroeconômico.

Em setembro, a projeção anterior indicava que o crescimento deste ano seria de 3,2%. Para 2025, foi mantida projeção de crescimento de 2,5% do PIB. Esta foi a última edição do Boletim Macrofiscal de 2024, o próximo será divulgado em 2025.

As expectativas do mercado para o PIB de 2024 cresceram ao longo do ano e os mercados de trabalho e de crédito seguiram aquecidos. Os indicadores coincidentes sugerem crescimento no terceiro trimestre, ainda que em ritmo inferior ao do segundo trimestre, mas um crescimento bastante sustentado e robusto, de acordo com o secretário de Política Econômica, Guilherme Mello.

Considerando todos os setores, a projeção de crescimento subiu de 0,6% para 0,7% para o terceiro trimestre de 2024, contribuindo para a revisão de alta do PIB para todo o ano. Para o PIB nominal de 2024, a projeção é de alta de 7,2%. Essa variação reflete crescimento real de 3,3% e deflator implícito de 3,8%. Em termos nominais, o PIB deve atingir R\$ 11,6 trilhões. Para o PIB per capita, a previsão é de crescimento de 2,6% em 2024, ante 2,2% no ano anterior.



Fonte:

Análise Macroeconômica

Contas públicas

Resultado Fiscal

O setor público consolidado registrou superávit primário de R\$36,9 bilhões em outubro, ante superávit de R\$14,8 bilhões no mesmo mês de 2023. No Governo Central houve superávit de R\$39,1 bilhões, e nos governos regionais e empresas estatais, déficits respectivos de R\$1,9 bilhão e R\$360 milhões. Em doze meses, o setor público consolidado acumulou déficit de R\$223,5 bilhões, equivalente a 1,95% do PIB e 0,21 p.p. inferior ao déficit acumulado nos doze meses até setembro.

Os juros nominais do setor público não financeiro consolidado, apropriados por competência, somaram R\$111,6 bilhões em outubro de 2024, comparativamente a R\$61,9 bilhões em outubro de 2023. Esse aumento foi influenciado pelo resultado das operações de swap cambial (perda de R\$30,3 bilhões em outubro de 2024 e ganho de R\$1,8 bilhão em outubro de 2023), pelo maior número de dias úteis (+2) e pelo crescimento do IPCA no período. No acumulado em doze meses até outubro deste ano, os juros nominais alcançaram R\$869,3 bilhões (7,57% do PIB), comparativamente a R\$720,1 bilhões (6,71% do PIB) nos doze meses até outubro de 2023.

O resultado nominal do setor público consolidado, que inclui o resultado primário e os juros nominais apropriados, foi deficitário em R\$74,7 bilhões em outubro. No acumulado em doze meses, o déficit nominal alcançou R\$1.092,8 bilhões (9,52% do PIB), ante déficit nominal de R\$1.065,3 bilhões (9,33% do PIB) acumulado até setembro de 2024.

Índices de Confiança

O Índice de Confiança é uma medida estatística que busca compreender, dentro de um intervalo de dados, qual é a confiança da sua medida. Estes índices ajudam a prever e a justificar as decisões de investimento e consumo futuras e passadas de empresários e consumidores e como isso afetará a demanda dos mercados. Desta forma, para fazer uma análise mais completa de tendências estruturais se faz necessário uma análise dos índices de confiança do mercado como um todo.

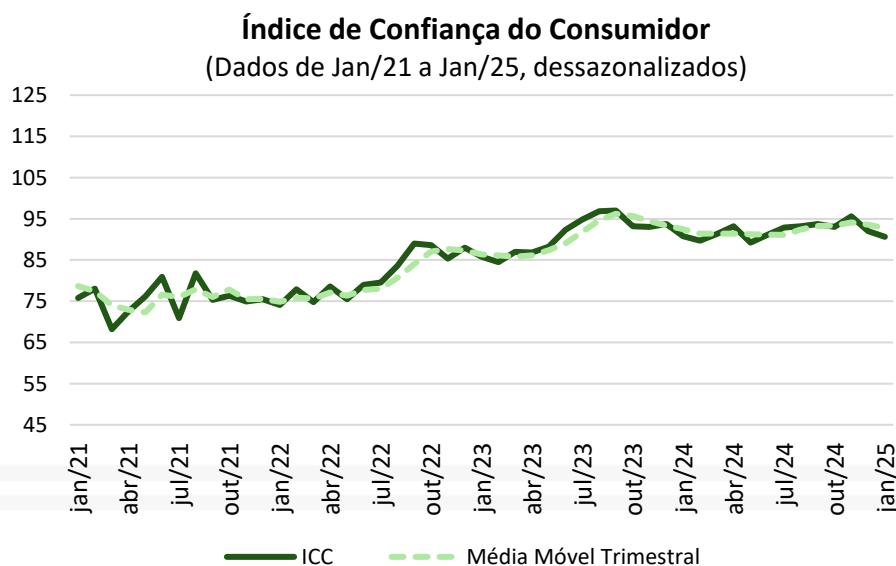
Análise Macroeconômica

Índices de Confiança do Consumidor

O Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE caiu 5,1 pontos em janeiro, para 86,2 pontos, menor nível desde fevereiro de 2023 (85,7 pts.). Em médias móveis trimestrais, o índice recuou em 2,2 pontos, para 90,6 pontos.

Segundo a Fundação, a queda da confiança do consumidor foi impulsionada pela deterioração tanto das perspectivas futuras quanto das condições atuais pelo segundo mês consecutivo, levando o indicador de volta à faixa dos 80 pontos e evidenciando um maior pessimismo entre os consumidores neste início de ano.

O indicador de situação financeira futura das famílias reforça essa percepção, apontando uma piora na visão do consumidor sobre suas finanças. O resultado é disseminado entre as faixas de renda e possivelmente aliado a focos de pressão inflacionária, além da continuidade do aumento da taxa de juros que encarece dívidas e dificulta a compra de bens de maior valor.



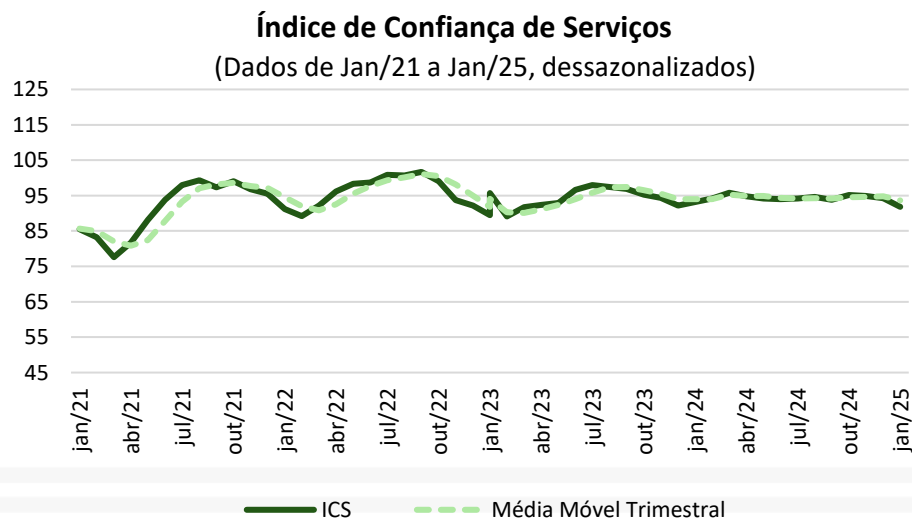
Análise Macroeconômica

Índices de Confiança de Serviços

O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE caiu 2,5 pontos em janeiro, para 91,8 pontos, a terceira queda seguida. Na média móvel trimestral, o índice recuou 1,3 ponto.

De acordo com a FGV, o primeiro resultado do ano aponta para uma piora da confiança de serviços, refletido pela retração tanto na situação presente quanto nas expectativas futuras. Para a Fundação, há um indício de pessimismo para o setor, com avaliação de piora na demanda dos próximos meses de forma disseminada entre os segmentos.

Por outro lado, a percepção sobre a situação atual melhora em algumas atividades, como nos serviços prestados às famílias, que ainda registraram alta de confiança no mês. O cenário macroeconômico de bons resultados em termos de emprego e renda é um fator positivo, mas o alto patamar de taxa de juros e elevada incerteza podem conter a demanda por serviços durante o ano.



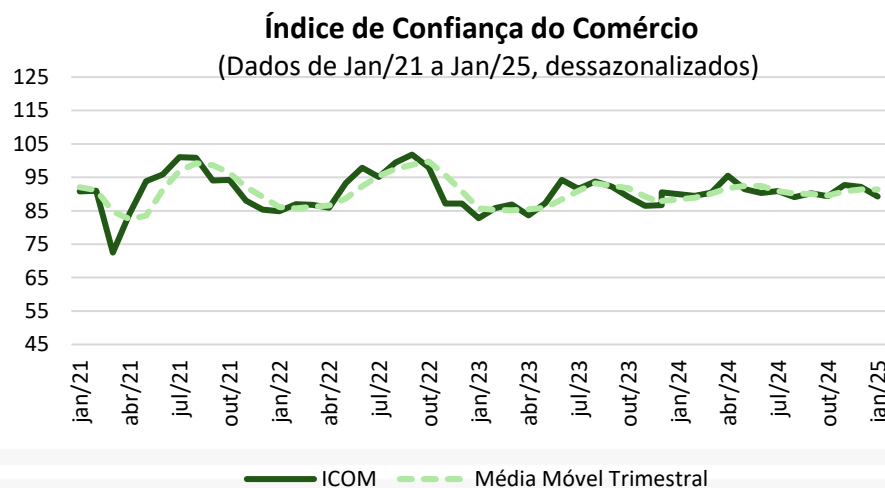
Análise Macroeconômica

Índices de Confiança do Comércio

O índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE caiu 2,8 pontos em janeiro para 89,3 pontos, menor nível desde dezembro 2023 (88,9 pontos). Em médias móveis trimestrais houve queda de 0,2 ponto, para 91,2 pontos.

De acordo com a FGV, a nova queda do índice, influenciada pelos indicadores sobre o momento presente indica uma piora na percepção dos empresários sobre a demanda. O indicador de expectativas, apesar da estabilidade no mês, já vinha em queda, sugerindo que o início desse ano tende a ser diferente do observado em 2024, com desaceleração da atividade.

Em janeiro, a queda da confiança ocorreu em três dos seis principais segmentos do setor e influenciada quase que exclusivamente pelas avaliações sobre o momento atual. O Índice de Situação Atual (ISA-COM) recuou 5,2 pontos, para 90,8 pontos, menor nível desde janeiro de 2024 (89,7 pontos). As avaliações sobre a situação atual dos negócios variaram negativamente em 5,9 pontos, para 91,2 pontos, menor nível desde outubro de 2023 (91,1 pontos).



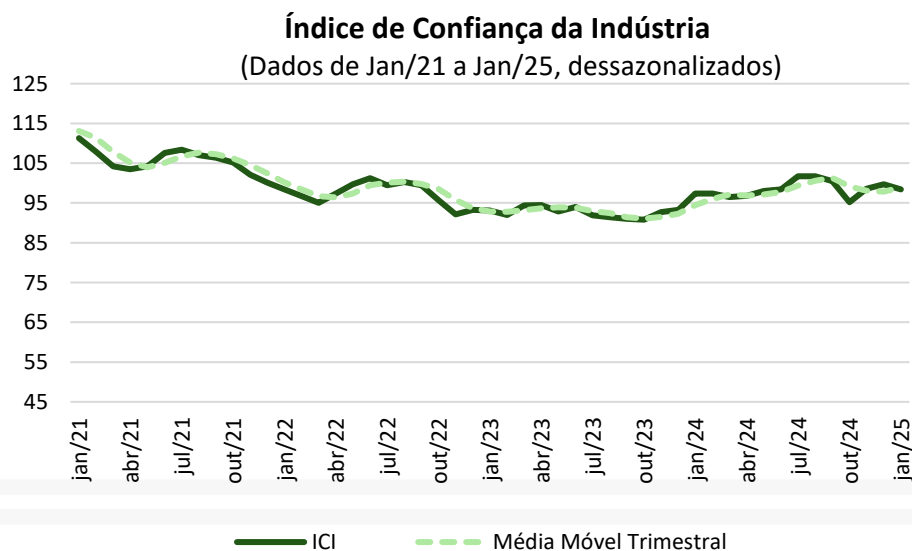
Análise Macroeconômica

Índices de Confiança da Indústria

O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE caiu 1,3 ponto em janeiro, para 98,4 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 0,5 ponto, para 98,9 pontos.

De acordo com a Fundação, a confiança da indústria inicia o ano em queda refletindo cautela dos empresários quanto às expectativas futuras e desaceleração nos indicadores de presente. Apesar dos estoques seguirem em níveis satisfatórios, a percepção sobre a demanda é pior entre as categorias de uso.

As expectativas reforçam a ideia de que o início de 2025 pode ser diferente, em ritmo mais fraco do que foi observado no ano anterior. O cenário macroeconômico de taxa de juros em alta e o câmbio desvalorizado pode representar um novo desafio para o setor industrial, após um ano de bons resultados.



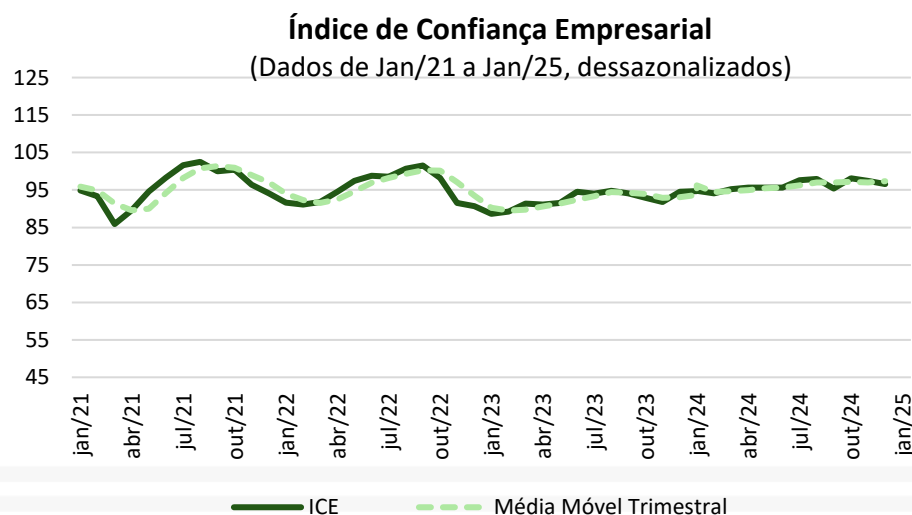
Análise Macroeconômica

Índices de Confiança Empresarial

O Índice de Confiança Empresarial (ICE) do FGV IBRE caiu 1,8 ponto em janeiro, atingindo 94,8 pontos. O resultado reflete uma deterioração na percepção dos empresários, tanto em relação à situação atual quanto às expectativas para os próximos meses. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,9 ponto.

De acordo com a Fundação, enquanto as expectativas empresariais mantêm a trajetória negativa iniciada em novembro, a queda expressiva do Índice da Situação Atual em janeiro sinaliza desaceleração do nível de atividade econômica no mês, após um fim de ano marcado por demanda bastante aquecida

O Índice de Expectativas Empresariais (IE-E) recuou 1,3 ponto em janeiro, para 93,2 pontos, o menor nível desde dezembro de 2023. Destaca-se a terceira queda consecutiva do indicador que mede as expectativas para a evolução dos negócios seis meses à frente, desta vez em 1,4 ponto, para 93,0 pontos.



Análise Macroeconômica

Setor Imobiliário

Índice de Variação de Aluguéis Residenciais (Ivar)

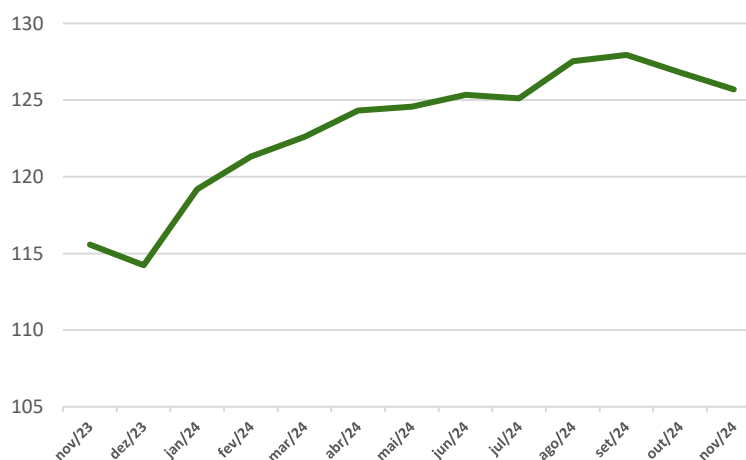
O Índice de Variação de Aluguéis Residenciais (IVAR) de novembro de 2024 apresentou uma queda de 0,88%, registrando estabilidade em relação a outubro. Esse resultado contribuiu para reduzir a variação acumulada em 12 meses para 8,75% em novembro de 2024, representando uma taxa 0,56 ponto percentual menor em relação aos 9,32% reportados no mês anterior.

Entre outubro e novembro de 2024, o Índice de Variação de Aluguéis Residenciais (IVAR) registrou quedas em três das quatro capitais brasileiras. Em Belo Horizonte, o movimento do índice foi de redução acentuada dos preços em relação ao mês anterior, com o índice saindo de 3,28% em outubro para -3,61% em novembro. Em São Paulo, o IVAR saiu de -1,13% em outubro para -1,87% em novembro. Em Porto Alegre, o índice passou de -1,41% em outubro para -0,57% em novembro. No Rio de Janeiro, houve uma alta, com o índice passando de -3,18% em outubro para 3,95% em novembro.

A taxa interanual do aluguel residencial apresentou desaceleração em duas das quatro cidades analisadas. Em Belo Horizonte, a taxa saiu de 12,66% em outubro para 10,14% em novembro. Em São Paulo, a variação anual passou de 6,97% para 6,00%, indicando uma desaceleração no ritmo de crescimento dos preços de aluguéis residenciais nessa região. Em Porto Alegre, houve registro de aceleração na taxa interanual, onde a taxa acumulada em 12 meses passou de 10,73% para 10,84%. No Rio de Janeiro registrou a maior aceleração dentre as capitais divulgadas, com o índice saindo de 7,91% em outubro para 9,08% em novembro de 2024.

O IVAR foi desenvolvido para medir a evolução mensal dos valores de aluguéis residenciais do mercado de imóveis no Brasil. Ver mais sobre a metodologia do índice no Box incluído ao final deste release. A próxima divulgação do IVAR ocorrerá em 07 de janeiro de 2025.

Índice de Variação de Aluguéis Residenciais (IVAR) - Média Nacional



Fonte: <https://extra-ibre.fgv.br/IBRE/sitefgvdados/default.aspx>

Análise Macroeconômica

Ciclos do Mercado Imobiliário

O mercado imobiliário se comporta de maneira cíclica, com altas e baixas na demanda e oferta, cujas oscilações são decorrentes do desempenho da economia.

A ilustração a seguir apresenta cada uma das fases do ciclo de mercado, identificando as diferentes sensações que permeiam os momentos elencados e caracterizando as reações dos players a cada movimentação.



Análise Macroeconômica

Mudança nas regras de Financiamento Imobiliário

A partir de 1º de novembro de 2024, a Caixa Econômica Federal implementou novas regras para os financiamentos imobiliários, com o objetivo de ajustar a oferta de crédito diante da queda nos depósitos de poupança e mudanças nas LCI (Letras de Crédito Imobiliário). As principais alterações incluem:

- Percentual financiado reduzido: Agora, a Caixa só pode financiar até 70% do valor do imóvel no Sistema de Amortização Constante (SAC) e 50% no modelo da Tabela Price.
- Limitação do valor do imóvel: O valor máximo dos imóveis financiados foi reduzido para R\$ 1,5 milhão.

Essas mudanças foram motivadas pela dificuldade da Caixa em atrair novos depósitos de poupança e pela diminuição no apetite por LCI, que, devido às mudanças nos prazos de aplicação, impactaram diretamente o funding para crédito imobiliário. Com essas novas condições, a previsão é de uma redução no volume de crédito oferecido, com um impacto potencialmente negativo sobre a demanda por imóveis, especialmente entre a classe média. A tendência é que mais pessoas adiem ou desistam de comprar imóveis devido aos custos mais altos do financiamento



Análise Macroeconômica

Queda no desempenho dos Fundos Imobiliários (FII)

O índice IFIX, que acompanha o desempenho dos fundos imobiliários no Brasil, registrou uma queda de 3,06% em outubro de 2024, acumulando uma perda de 3,22% no ano até o momento. O desempenho foi prejudicado por uma combinação de fatores, entre eles:

- Vacância e inadimplência: Entre os fundos que mais sofreram estão o AIEC11, que enfrentou problemas devido à vacância de um imóvel, e o PATL11, que lidou com problemas de inadimplência e vacância em seus galpões.
- Desempenho positivo do HGPO11: Apesar da queda geral, o fundo HGPO11 teve um desempenho positivo devido à venda de ativos que geraram lucro para seus cotistas.

A principal preocupação no setor de fundos imobiliários é o aumento da vacância e a dificuldade em manter imóveis alugados, o que impacta diretamente a rentabilidade dos fundos. Com a instabilidade econômica, esses fundos estão enfrentando uma maior pressão para entregar retornos estáveis aos investidores.

IFIX vs IBOV vs CDI (Base 100; Últimos 12 meses)



Fonte: Banco do Brasil

Análise Setorial



Análise do Setor

Setor de Energia

Fotovoltaica

A geração fotovoltaica tem desempenhado um papel crescente no setor energético brasileiro, especialmente no contexto da geração distribuída (GD). Regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a GD permite que consumidores produzam sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a solar, e compartilhem o excedente com a rede elétrica.

No Brasil, a geração fotovoltaica em GD vem se destacando devido ao seu potencial técnico e econômico, impulsionado pela alta incidência solar no território nacional e pela crescente competitividade dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a GD contribui para a diversificação da matriz energética, a redução de emissões de gases de efeito estufa e a diminuição de perdas no sistema de transmissão e distribuição.

Os avanços no setor são também fruto de incentivos regulatórios e financeiros, como a isenção de impostos sobre componentes fotovoltaicos e a expansão de linhas de crédito específicas. Contudo, desafios permanecem, incluindo questões relacionadas à atualização do marco regulatório, ao impacto tarifário para consumidores não aderentes ao modelo e à integração da geração intermitente na rede elétrica.

Dessa forma, a geração fotovoltaica em GD representa não apenas uma alternativa viável para a descentralização da produção de energia, mas também um catalisador para a transição energética sustentável no Brasil.

Nos últimos anos, a geração distribuída (GD) no Brasil tem atraído um número crescente de empresas e fundos de investimento, consolidando-se como uma oportunidade de negócio promissora. Essa expansão é impulsionada pelo amadurecimento do setor, o aumento da competitividade tecnológica e as condições regulatórias que favorecem o modelo.



Análise do Setor

Empresas em GD como negócio principal:

Muitas empresas especializadas em energia renovável têm entrado no mercado de GD, oferecendo soluções completas para consumidores residenciais, comerciais e industriais. Essas empresas atuam em diversos segmentos, desde o fornecimento e instalação de sistemas fotovoltaicos até a gestão de ativos energéticos e serviços de operação e manutenção. Além disso, há iniciativas voltadas para o modelo de "aluguel de telhados" e plantas de geração compartilhada, nas quais os consumidores podem participar sem a necessidade de investir diretamente na aquisição de equipamentos.

Fundos de investimento como protagonistas:

Os fundos de investimento têm desempenhado um papel significativo no crescimento da GD. Eles enxergam o setor como uma oportunidade para diversificação de portfólio e geração de retornos consistentes, alinhados à sustentabilidade e à transição energética. Fundos de infraestrutura e de Private Equity têm alocado recursos para financiar projetos de GD, tanto por meio da criação de usinas solares compartilhadas quanto na aquisição de empresas especializadas no setor.

Motivações e atratividade:

1. Alta previsibilidade de receita: A GD oferece fluxos de caixa estáveis devido aos contratos de longo prazo e à demanda crescente por energia limpa.
2. Incentivos regulatórios e financeiros: Benefícios tributários, linhas de crédito direcionadas e a segurança regulatória proporcionada pela Lei nº 14.300/2022, que institui o Marco Legal da Geração Distribuída, aumentam a atratividade do setor.
3. Responsabilidade socioambiental (ESG): A entrada em GD está alinhada aos critérios ambientais, sociais e de governança (ESG), cada vez mais valorizados por investidores e consumidores.
4. Crescimento do mercado: O setor tem apresentado taxas de crescimento aceleradas, impulsionado pela conscientização ambiental e pela busca por redução de custos com energia.

Análise do Setor

O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é fundamental para o desenvolvimento econômico e social do país, sendo responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Este relatório visa fornecer uma visão abrangente sobre o setor elétrico no Brasil, abordando sua estrutura, desafios, oportunidades e perspectivas futuras.

O governo brasileiro iniciou a reestruturação do setor elétrico na década de 1990 com a criação do órgão regulador nacional, chamado Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, foi criado um mercado atacadista de energia junto a um operador nacional de rede de transmissão conhecido como Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS).

O setor compreende tanto um sistema regulamentado como um regime liberalizado. Assim, os consumidores compram eletricidade às tarifas definidas pela ANEEL sobre as distribuidoras locais que, por conseguinte, adquirem energia elétrica por meio de licitações públicas regulamentadas pela própria ANEEL. Como parte do sistema regulado, é responsabilidade das distribuidoras estimar a quantidade de eletricidade que necessitam para adquirir sob oferta, e, caso seja necessário, elas também podem comprar energia no mercado à vista.

As tarifas são estabelecidas para as diversas áreas de concessão. É responsabilidade da ANEEL fixar uma tarifa que seja capaz de manter o equilíbrio econômico-financeiro de cada área de concessão, de modo que a receita anual das distribuidoras cubra os custos operacionais com os serviços e proporcione um retorno adequado sobre o capital investido ao longo do período de concessão.

No sistema liberalizado, a eletricidade é comercializada entre concessionárias de produção, fornecedores independentes de energia, autogeradores e consumidores livres. Os consumidores potencialmente livres com capacidade contratual superior a 3 MW podem optar por alterar seu fornecedor de eletricidade. As usinas geradoras estão sujeitas a contratos, autorização ou registro conforme o tipo, a capacidade a ser instalada e o destino (serviço público de distribuição, autogeração ou geração independente).

O sistema de transmissão que transporta carga de 230kV (ou superior) é dividido em redes de transmissão e subtransmissão de acordo com o nível de dessegregação do mercado consumidor. A rede primária é responsável pela transmissão para os principais centros consumidores, e pelo o abastecimento de grandes consumidores. A rede secundária é, basicamente, uma extensão da rede primária visando transmitir para centros consumidores de menor porte, e fornecer energia para grandes clientes industriais.

Análise do Setor

No caso dos agentes comercializadores de energia elétrica que não possuem sistemas de energia elétrica, esses são autorizados a atuar exclusivamente na compra e venda da energia, negociando por meio do mercado para empresas de distribuição, dos agentes autorizados ou dos consumidores liberalizados, e os preços são livremente negociados.

Políticas energéticas sustentáveis

O Brasil está entre os 10 maiores emissores de gases de efeito estufa. Nesse contexto, o setor elétrico é responsável por cerca de 50% das emissões do país, sendo os outros 50% gerados pelas atividades agrícolas. Isso é em grande parte devido à elevada percentagem de energia hidroelétrica e de fontes de energia renováveis no seu mix de produção de eletricidade.

O país permanece no Acordo Climático de Paris, que visa manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C acima níveis pré-industriais, mesmo com o ex-presidente Bolsonaro afirmando que apenas permitiria que o Brasil permanecesse no acordo enquanto a soberania do país na Amazônia não fosse ameaçada ou desafiada. O ex-presidente inicialmente prometeu que tiraria o Brasil do acordo, mas depois voltou atrás em sua promessa e assumiu uma postura mais moderada. Embora o Brasil tenha apresentado uma contribuição à UNFCCC em dezembro de 2020, o país não incluiu metas reforçadas de redução de emissões. As metas do Brasil permanecem as mesmas estabelecidas após o Acordo de Paris inicial.

Metas:

- Reduzir a emissão de gases com efeito estufa em 37% abaixo dos níveis até 2025, aumentando para 43% abaixo dos níveis, até 2030.
- Aumentar a quota de biocombustíveis sustentáveis no cabaz energético do país para 18% até 2030.
- Expandir a participação de energias renováveis não hidrelétricas na matriz energética do Brasil para pelo menos 23% até 2030.
- Fortalecer políticas e medidas a fim de reduzir o desmatamento e seus impactos ambientais, incluindo alcançar zero desmatamento ilegal até 2030 e reflorestamento de 12 milhões de hectares de florestas até 2030.
- O Brasil continua a buscar crescimento adicional de capacidade para energias renováveis não hidrelétricas por meio de leilões de capacidade de energia, programados até 2023 pelo Ministério de Minas e Energia. Além disso, em junho de 2018, o então presidente Michel Temer anunciou que o Brasil estabeleceu uma meta para reduzir sua dependência de combustíveis importados. O país pretende reduzir a sua dependência de 11,5% (atualmente) para 7% na próxima década.

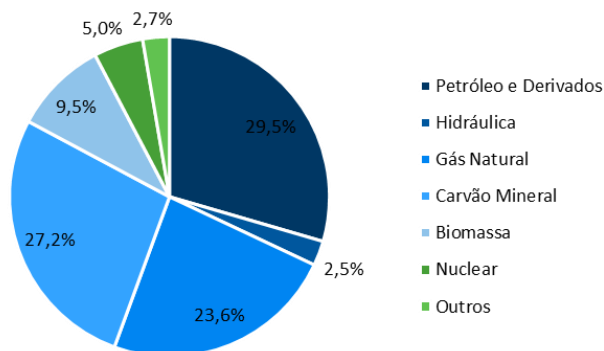
Análise do Setor

Matriz energética e elétrica no Brasil e no mundo

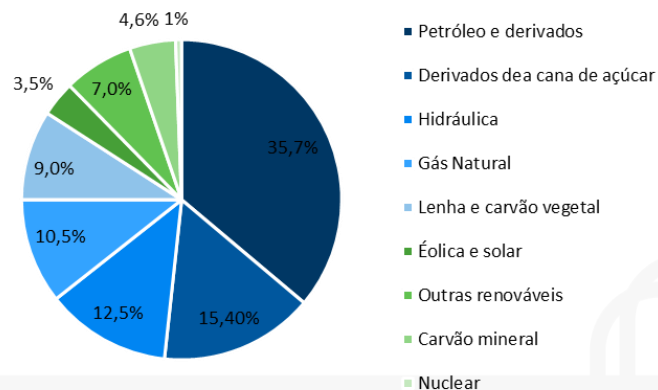
De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o mundo possui uma matriz energética composta, principalmente, por fontes não renováveis, como o carvão, petróleo e gás natural. Fontes renováveis como solar, eólica e geotérmica, por exemplo, juntas correspondem a apenas 2,7% da matriz energética mundial.

No Brasil, apesar do consumo de energia de fontes não renováveis ser maior que o de renováveis, as fontes renováveis são mais utilizadas do que no resto do mundo, totalizando 47,4% da nossa matriz energética. Em relação à matriz elétrica, matriz formada pelo conjunto de fontes disponíveis apenas para a geração de energia elétrica, esse número é bem mais expressivo, somente a energia hidráulica é responsável por 61,9% da geração de eletricidade do país.

Matriz Energética Mundial 2022



Matriz Energética Brasileira 2022



Análise do Setor

Energia renovável

Segundo o relatório da Fitch Solutions (2023), a previsão é que as energias renováveis cresçam nos próximos anos, atingindo 35,9% da eletricidade total gerada no Brasil. A energia solar fotovoltaica distribuída teve um enorme crescimento após as mudanças no esquema de medição líquida do mercado apoiado pelo governo.

É estimado que essas mudanças impulsionem um crescimento a curto prazo. Espera-se que a geração solar fotovoltaica atinja uma participação de 9% na geração total de eletricidade e uma participação de 25% na produção total de geração de energias renováveis até 2032.

Há grandes riscos de previsões eólicas offshores a partir do próximo quadro regulatório planejado, e também para os leilões esperados para 2023 e 2024. Além disso, a expectativa é que a energia eólica onshore gere mais de 50% de energia renovável até 2032. Em relação ao setor de biomassa e energia residual, o Brasil tem o melhor desempenho da América Latina. Para os próximos anos, é previsto que o país se mantenha na liderança rivalizando com os principais mercados globais como Alemanha, Índia e EUA. A expectativa de alta está presente para o setor de biomassa e energia residual do Brasil, já que os investidores também procuram capitalizar a indústria de produção de etanol do mercado, assim como acontece com o biocombustível utilizado para a geração de eletricidade. Mas, embora o mercado veja grande potencial para geração de eletricidade a partir de biomassa, seu crescimento continuará sendo ofuscado pelo crescimento visto nos setores de energia solar e eólica.

Ainda de acordo com o mesmo relatório, a capacidade das energias renováveis não hidrelétricas aumentará em média 7,8% ao ano entre 2022 e 2031, totalizando mais de 100 GW. Isso levará a contribuição das energias renováveis para quase 32% do total de eletricidade gerada no Brasil.

Classificação global e regional no Renewables Risk/Reward Index:

- Classificação global (de 117): 33º
- Classificação Regional (de 19): 2º

Análise do Setor

Análise SWOT energia renovável

Forças

- O Brasil estabeleceu metas de energia renovável claras e amplamente alcançáveis, incluindo metas específicas para energia renovável não hidrelétrica. O país também tem metas ambiciosas de redução de emissões.
- O Brasil tem um dos maiores potenciais de geração eólica do mundo. Isso permitiu que a energia eólica alcançasse a paridade de preço com a geração térmica e hidrelétrica.
- O setor de energia renovável apresenta um forte crescimento independente das tendências econômicas gerais.

Fraquezas

- Existem grandes barreiras de entrada para desenvolvedores de projetos devido a estruturas regulatórias conflitantes em diferentes estados, bem como altos impostos.
- Muitas das maiores empresas do Brasil são estatais, e as regulamentações implementadas pelo governo geralmente atendem às necessidades dessas empresas.
- O Brasil sofre com uma rede subdesenvolvida, o que significa que grandes quantidades de energia renovável permanecem desconectadas da rede, custando ao Estado pagamentos de compensação.

Análise do Setor

Oportunidades

- O desenvolvimento de energia eólica offshore e solar flutuante no Brasil apresenta um risco positivo para o setor de energia renovável.
- O aumento dos investimentos na indústria de fabricação fotovoltaica brasileira tem potencial para mitigar o risco de atrasos no forte pipeline de desenvolvimento.
- A demanda por energia fotovoltaica distribuída está crescendo para fornecer acesso à eletricidade em áreas remotas não conectadas à rede nacional.
- A biomassa oferece um enorme potencial devido ao grande setor agrícola do Brasil.
- A vitória de Lula na eleição presidencial pode criar resultados positivos e favoráveis à reforma do meio ambiente para o avanço das energias renováveis no país.

Ameaças

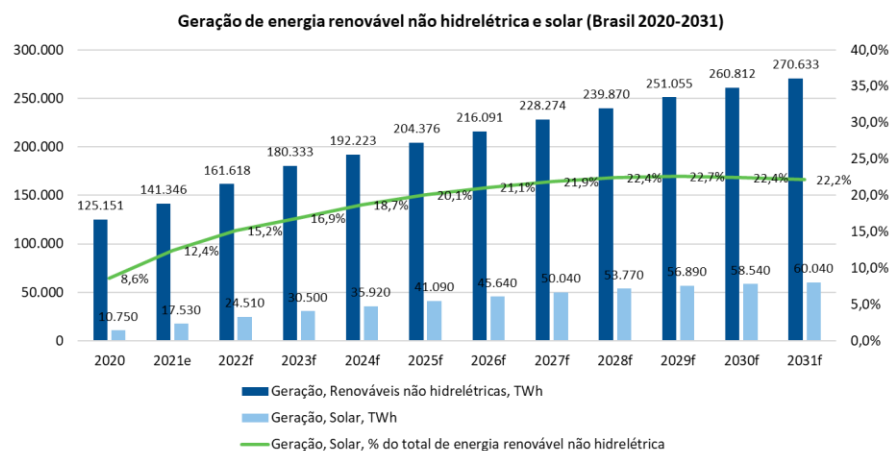
- A corrupção continua sendo um risco importante, conforme ilustrado pelos recentes escândalos no setor de energia.
- Inflação elevada e política monetária restritiva, juntamente com incerteza, provavelmente pesará sobre o crescimento econômico no longo prazo e reduzirá a procura por energia elétrica.
- Potencial para foco renovado em energia térmica em meio a interrupções relacionadas à seca na produção de energia hidrelétrica.

Análise do Setor

Energia Solar

De acordo com o relatório da Fitch Solutions de 2023, espera-se que o setor solar brasileiro mantenha um crescimento sólido na próxima década, com a sua capacidade aumentando de 25,5 GW em 2023 para 52,4 GW em 2032, refletindo um crescimento médio anual de 9,1% durante o período previsto. Essa estimativa é um reflexo do forte crescimento das instalações em escala de serviços públicos e da distribuição de geração.

Atualmente, a expectativa é de um forte crescimento durante a primeira metade do período de previsão, mas o crescente risco para as últimas fases até 2032 permanece substancial, e o crescimento será sustentado pelo permanente interesse dos investidores na capacidade solar licitada nos leilões. No final do período, a previsão atualizada da agência mostra que a geração de energia solar atingirá 65,6TWh em 2032, representando 22,8% da geração total de energias renováveis.



Análise do Setor

O mercado de geração e distribuição de energia solar no Brasil, que inclui projetos solares fotovoltaicos com capacidade inferior a 5 MW, desenvolveu-se rapidamente. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, o setor atraiu US\$ 14,6 bilhões em investimentos de 2012 a 2021, e instalou 15 GW de capacidade em 2022.

No último trimestre de 2023, a agência notou que as mudanças regulatórias no setor solar fotovoltaico catalisaram o crescimento de curto prazo, e continuarão para apoiar o crescimento estável a longo prazo. Foi previsto que até o final de 2023, o Brasil terá instalado 33 GW de capacidade solar fotovoltaica. Entre 2023 e 2032, terá aumentado para 53,6 GW, representando uma quota de 19% da capacidade total do mercado.

A capacidade de geração de energia solar até 2031 está prevista em 60,04TWh - respondendo por 22,2% do total de energia renovável gerada no Brasil.

Oportunidades no Setor

Energia Renovável

Crescente investimento em energia solar e eólica devido ao potencial abundante e incentivos governamentais. Projetos de micro e mini geração distribuída também têm ganhado destaque.

Tecnologia e Inovação

Implementação de tecnologias de smart grid, Internet das Coisas (IoT) e inteligência artificial para melhorar a eficiência da geração, transmissão e distribuição de energia.

Eficiência Energética

Programas e iniciativas para promover a eficiência energética tanto na indústria quanto no setor residencial.

Investimentos Privado

Abertura do mercado para maior participação de investidores privados, especialmente em projetos de infraestrutura e renováveis.

Análise do Setor

Principais Agentes do Setor Elétrico

Conselho Nacional de Política de Energia

Criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política de Energia (“CNPE”) tem como finalidade propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas para, entre outras: (i) promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; (ii) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; (iii) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; (iv) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (v) estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado; (vi) sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, e (vii) propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia. Entre suas áreas de competência definidas pela Lei nº 13.844, de 18 de junho de 2019 encontram-se (i) geologia, recursos minerais e energéticos; (ii) aproveitamento da energia hidráulica, eólica, fotovoltaica e demais fontes para fins de geração de energia elétrica; (iii) mineração e metalurgia; e (iv) petróleo, combustível e energia elétrica.

Análise do Setor

No setor elétrico, estão vinculadas ao MME a Eletrobrás e suas controladas (Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), a EPE e a própria ANEEL.

Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”)

Criada em por meio da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE é responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor energético, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE são usadas para subsidiar o MME em seu papel de elaborador de programas para o setor energético nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (“CMSE”)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema e pela indicação das providências necessárias para a correção de problemas identificados.

Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”)

Instituída pela Lei nº 9.427, a ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e Comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser de regular e supervisionar o setor de energia elétrica em linha com a política ditada pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com o controle das tarifas praticadas por referidos agentes, conforme aplicável; (ii) fiscalizar o cumprimento das obrigações pelas concessionárias e autorizadas e impor as sanções aplicáveis (e.g. multas); (iii) editar normas para o setor elétrico de acordo com a legislação em vigor; (iv) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (v) promover licitações para novas concessões; (vi) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (vii) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de energia.

Análise do Setor

Operador Nacional do Sistema (“ONS”)

O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do SIN, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Também são atribuições do ONS propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações de rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e propor regras para operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”)

Como o ONS, a CCEE é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera sob autorização do Poder Concedente e mediante regulação e fiscalização da ANEEL. Também é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres.

Entre outras atribuições, a CCEE é responsável por registrar o volume e o prazo de todos os contratos de Comercialização de energia elétrica celebrados no país, bem como contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles previstos nos contratos nela registrados.

Formas de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes ambientes de comercialização: (i) o ACR, no qual é realizada a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões públicos, de toda a energia elétrica necessária para fornecimento aos seus consumidores (denominados cativos); e (ii) o ACL, que compreende a comercialização de energia elétrica entre os demais agentes (como consumidores livres e especiais e comercializadores de energia elétrica). Nas unidades operacionais Coremas I, II e III a venda de energia foi realizada no ACR, já para as unidades Coremas IV, V, VI, VII e VIII foram celebrados contratos de longo prazo no ACL com a distribuidora Companhia Paranaense de Energia – COPEL.

Análise do Setor

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

O Ambiente de Contratação Regulada é destinado à comercialização de energia elétrica de agentes geradores, importadores de energia, ou comercializadores para os distribuidores, que adquirem energia visando atender à carga dos consumidores cativos. Conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, as distribuidoras devem adquirir a energia para atender à totalidade da sua demanda, podendo optar pelos seguintes instrumentos:

Contratos provenientes dos Leilões promovidos pela ANEEL, os Contratos de comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”);

- Geração distribuída, por meio de chamada pública, limitado a 10% da carga da Distribuidora;
- Contratos do PROINFA;
- Contratos para energia proveniente do Itaipu Binacional;
- Contratos firmados até a publicação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico;
- Contratos provenientes de Angra 1 e 2: a partir de 01 de janeiro de 2013 (incluído pela Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009); e
- Cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783 (Incluído pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012).

Análise do Setor

Cabe às empresas distribuidoras estimar a quantidade de eletricidade a contratar nos leilões, sendo obrigadas a contratar 100% das suas necessidades, respeitada ainda a condicionante de que os acréscimos de mercado devem ser atendidos por energia de novos empreendimentos, contratada com pré-determinado número de anos de antecedência. O não cumprimento da totalidade do fornecimento nos seus mercados de distribuição poderá resultar em severas penalidades.

O modelo de leilões públicos foi implementado no final de 2004, sem prejuízo dos contratos já celebrados entre as empresas de geração e distribuição até a data de publicação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

A Resolução Normativa ANEEL nº 783, de 26 de setembro de 2017 (“REN 783/17”), por sua vez, define os CER, como aqueles que se destinam à comercialização de energia elétrica de reserva no SIN, seja por disponibilidade ou por quantidade, decorrente de empreendimentos de geração já existentes ou futuros. O CER deve ser celebrado pelas concessionárias ou autorizadas de geração de energia, com a CCEE, que o firma representando os usuários de energia de reserva.

A mesma REN 783/17 dispõe, por seu turno, que os Contratos de comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), são aqueles destinados à comercialização de energia elétrica mediante preços livremente pactuados, entre os geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, incluindo a cessão de montantes de energia elétrica pelos consumidores.

Por fim, cabe dizer que a REN 783/17 conceitua os CCEAR, como aqueles voltados à comercialização de energia elétrica no SIN, tanto por disponibilidade como por quantidade, decorrente de empreendimentos de geração já existentes ou futuros, e que deve ser celebrado diretamente entre as distribuidoras compradores e as concessionárias ou autorizadas de geração vencedoras de leilões.

Os contratos celebrados no âmbito dos leilões – denominados Contratos de comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ou CER, a depender do tipo de leilão, podem ser utilizados como garantia para financiamento para execução da obra e serviços outorgados. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica terão direito de repassar a seus respectivos consumidores os custos relacionados à aquisição de energia elétrica por meio de leilões públicos, bem como impostos e encargos do setor.

Análise do Setor

Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Mercado Livre, a energia elétrica é comercializada entre concessionárias de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes comercializadores, importadores de energia e consumidores livres. Nesse ambiente, as condições contratuais, como preços, vigência do contrato e montante comercializado são livremente negociados entre as contrapartes, respeitadas as normas aplicáveis, em especial as Regras e Procedimentos de comercialização.

Os consumidores potencialmente livres - aqueles que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei nº 9.074 são atendidos de forma regulada - podem optar por escolher seu fornecedor de energia elétrica, migrando para o ACL. Um consumidor que opte pelo ACL, somente poderá retornar ao mercado cativo se notificar o seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, prazo que pode ser reduzido pela distribuidora a seu critério.

A Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, posteriormente alterada pela Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019 diminui os limites de carga para contratação de energia elétrica dos consumidores no ambiente de contratação livre. A partir de 1º de julho de 2019 os consumidores com carga igual ou superior a 2,5 MW, independentemente do nível de tensão de conexão, passaram a poder adquirir energia no Mercado Livre. A partir de 1º de janeiro de 2020, esse valor foi reduzido para 2,0 MW. Esse valor será reduzido progressivamente até 1º de janeiro 2023, até chegar a carga igual ou superior a 500 kW, quando a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias para permitir a abertura do Mercado Livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW.

Atualmente, consumidores, individualmente ou em conjunto reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, com demanda contratada entre 500 kW e 3,0 MW (entendemos que a demanda pode ser de até 2MW, e não 3 MW, considerando a redução estabelecida na Portaria 514/2018 citada acima), são denominados Consumidores Especiais, e também, são elegíveis para adquirir energia no ACL. Entretanto, poderão adquirir energia apenas de: (i) empreendimentos com potência igual ou inferior a 5 MW; e (ii) empreendimentos de fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50 MW, nos termos do §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, conforme alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

Análise do Setor

O Consumidor Especial deve notificar ao distribuidor local, no prazo pactuado, sua opção pelo fornecimento no ACL e o interesse pela não prorrogação do instrumento contratual vigente. O Consumidor poderá voltar a ser atendido pela distribuidora em condições reguladas desde que, com antecedência de 5 anos em relação à data do início do fornecimento, formalize sua intenção à distribuidora. O prazo poderá ser reduzido, a critério da distribuidora. Esse prazo de antecedência foi ampliado recentemente pela Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783.

As geradoras estatais podem vender energia elétrica aos Consumidores Livres, mas, diferentemente das geradoras privadas, devem fazê-lo por meio de processo de leilão.

Leilões no ACR

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados: (i) seis, cinco, quatro ou três anos antes da data de início da entrega da energia (leilões “A-6”, “A-5”, “A-4” e “A-3”); ou (ii) para a contratação de projetos estruturantes, empreendimentos estratégicos indicados pelo CNPE. Leilões de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes podem ocorrer: (a) no ano do início da entrega da energia (leilões “A”); (b) no ano anterior ao de início da entrega da energia (leilões “A-1”); (c) dois anos antes do início da entrega da energia (leilões “A-2”) ou (d) com início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses contados da realização do leilão (“leilões de ajuste”). A possibilidade de realização de leilões de energia existente no mesmo ano e dois anos antes do início do suprimento foi incluída recentemente pela legislação setorial. Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, e possuem como critério de julgamento das propostas o de menor tarifa.

Cada empresa de geração vencedora do leilão firma um contrato de compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora, em proporção à sua respectiva estimativa de demanda.

Os CCEAR provenientes de energia nova têm prazo de vigência de 15 a 35 anos, contados a partir do início do fornecimento, enquanto os CCEAR provenientes dos leilões de energia existente têm prazo de vigência de 3 a 15 anos, contados do início do suprimento. Os contratos provenientes do leilão de ajuste têm o prazo máximo de dois anos, sendo que a quantidade total de energia contratada em tais leilões não pode exceder 5,0% da carga total contratada por cada distribuidora a critério do MME.

Análise do Setor

Nos contratos provenientes de leilões de fontes alternativas o prazo é de 10 a 30 anos contados do início do fornecimento.

A contratação pode ocorrer de três formas, as quais cabe diferenciar. Os contratos por quantidade são os mais usuais, nos quais as partes contratam uma quantidade certa de energia, para ser entregue em um submercado também definido pelo contrato.

Já os contratos por disponibilidade são aqueles em que a negociação entre as partes tem como objeto o uso dos empreendimentos de geração, e não a energia em si. Nesse caso, os geradores garantem que o empreendimento estará disponível para geração, entrando em operação quando for solicitado.

Os CER têm como objetivo garantir uma reserva na capacidade de geração, com base nos planejamentos realizados. A energia de reserva, utilizada para aumentar a segurança do fornecimento do SIN, é contratada em leilões, de empreendimentos novos ou já existentes.

Necessidade de Outorga para Geração de Energia Elétrica

A Constituição Federal prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos Governos Federal ou Estaduais têm exercido maior relevância que empresas privadas no setor brasileiro de energia elétrica.

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão obter a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, perante o MME (no caso de participação em leilão) ou a ANEEL (no caso de comercialização no ACL), como autoridades competentes no setor de energia elétrica.

Análise do Setor

Entretanto, cabe salientar que existe a possibilidade de participação dos empreendimentos em leilões de contratação de energia para o ACR antes da obtenção da outorga. Isso ocorre por meio da possibilidade de apresentação apenas do Despacho de Requerimento de Outorga, nos termos do §7º do artigo 6º da Resolução ANEEL nº 876/2020. Nesses casos, a emissão da outorga de autorização ocorrerá ao término do procedimento. Esse procedimento foi adotado, por exemplo, no Leilão nº 04/2019, o Leilão A-6 de 2019. Para maiores informações vide fator de risco “A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo governo federal e pela ANEEL, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação ora em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais”, constante no item 4.1 deste Formulário de Referência.

Geração Distribuída

Por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 (“Resolução ANEEL 482”), foi regulamentada a possibilidade de se implantar a geração de energia elétrica em unidades consumidoras, para injeção na rede das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

De uma forma geral, o regime de microgeração e minigeração de energia foi criado para permitir e estimular que um consumidor de energia elétrica instale pequenos geradores em sua unidade consumidora (como, por exemplo, painéis solares fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas) e que a energia assim gerada seja utilizada como crédito na conta de consumo de energia elétrica da unidade.

A microgeração e a minigeração diferenciam-se pela potência da geração, que define o enquadramento em cada uma das categorias: (i) microgeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; ou (ii) minigeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

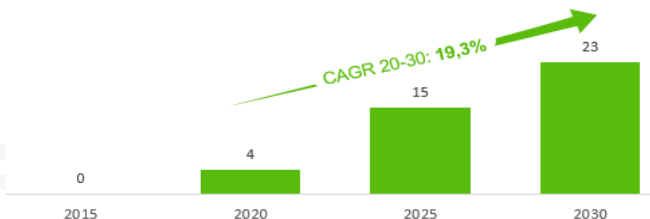
Análise do Setor

Unidade consumidora é definida pela legislação como “conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor”. Dá-se à unidade consumidora a faculdade de instalar uma central geradora e conectar-se ao sistema de distribuição, a fim de utilizar o excedente de energia elétrica produzida para compensar seu consumo. Também restou permitida a geração de energia em local distinto do consumo, nas modalidades de “geração compartilhada” e “autoconsumo remoto”, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas na área de concessão da mesma concessionária de distribuição de energia elétrica.

Para a viabilização de projetos de geração distribuída, não se faz necessária a obtenção de autorização específica da ANEEL. De outro lado, é necessário realizar os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição, perante a concessionária de distribuição de energia elétrica local. Nos termos do item 3.7 dos Procedimentos de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (PRODIST), a viabilização da conexão ao sistema de distribuição passa pelas seguintes etapas: (i) formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento da documentação, dados e informações pertinentes, bem como os estudos realizados; (ii) emissão do parecer de acesso, discriminando todas as obras necessárias e as demais condições de acesso; (iii) implantação e aprovação da conexão; e (iv) celebração do acordo operativo ou relacionamento operacional com concessionária de distribuição.

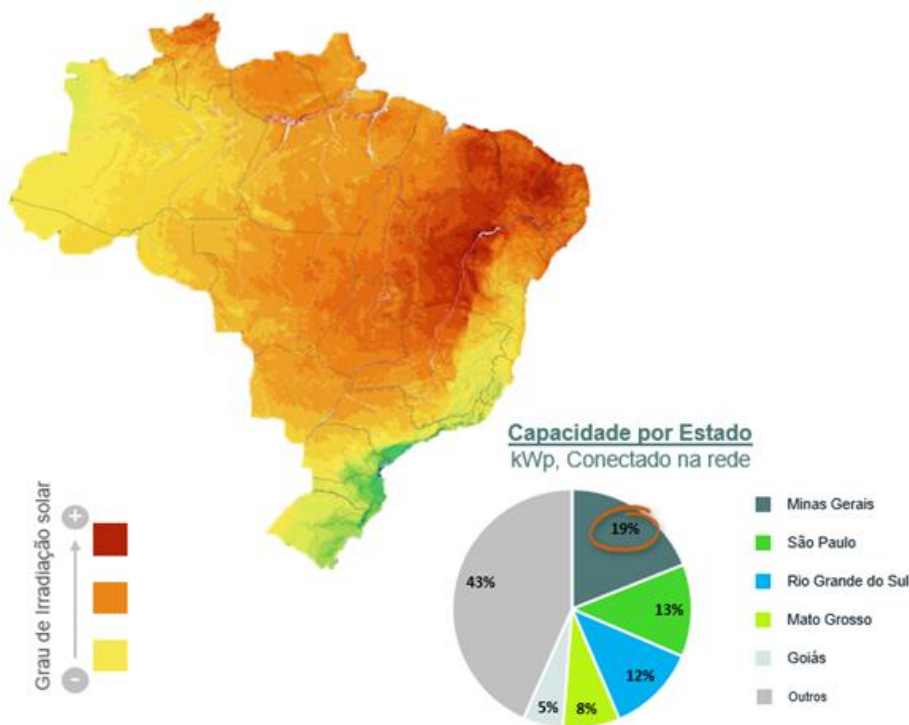
Estima-se que no Brasil, no segmento de geração distribuída, sejam investidos, até 2030, mais de R\$70 bilhões, que tenha mais de 3 milhões de consumidores de geração distribuída e que a energia solar irá representar 93% do total da capacidade instalada. Atualmente, no Brasil, a geração distribuída solar representa apenas 0,74% do total com 88 milhões de unidades no total, sendo destas apenas 654 mil com unidades com geração distribuída solar. Com relação a capacidade de geração distribuída solar no Brasil, espera-se que entre 2020 e 2030, este mercado apresente um CAGR de 18,4% entre 2020 e 2030, atingindo 23GW em 2030 conforme gráfico abaixo:

Capacidade de expansão da Geração Distribuída Solar no Brasil (GW)



Análise do Setor

O Brasil possui condições climáticas favoráveis a geração e distribuição de energia solar. O Estado de Minas Gerais por exemplo é um dos melhores estados em termos de irradiação solar e localizado no mercado do sudeste que apresenta os preços mais altos do Brasil. A capacidade de geração e distribuição de energia solar está representada na imagem abaixo:



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia ("PDE") 2030, EPE, Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e Conselho Nacional de Política Fazendária ("CONFAZ").

A Empresa Avaliada

A EMPRESA AVALIADA

A **Órbis** é uma empresa de energia fotovoltaica que atua no segmento de geração distribuída nos estados de São Paulo e Minas Gerais. Seu portfólio inclui seis operações greenfield localizadas em Minas Gerais (UFV JACARANDÁ, UFV JACARANDA II, UFV CHUMBO, UFV CHUMBO II, UFV MONTE SIÃO E UFV LAVRAS) que estão conectadas à concessionária CEMIG e duas operações brownfield situadas no interior de São Paulo (UFV SÃO JOAQUIM DA BARRA JB e UFV IGUARAPAVA) que estão conectadas à concessionária CPFL paulista, totalizando uma capacidade instalada de 40 MW.

O investimento total em capital (CAPEX) nas operações greenfield é de R\$ 165,5 milhões, com previsão de entrada em operação em outubro de 2025. Esse investimento reflete o compromisso da Órbis em expandir sua participação no mercado de energia renovável e em contribuir para a diversificação da matriz energética brasileira.



A natureza regular e previsível do fluxo de receitas das usinas fotovoltaicas tem se consolidado como um atrativo estratégico para o capital de fundos de investimento. Essa estabilidade decorre, em grande parte, dos contratos de longo prazo frequentemente associados ao setor, os quais garantem receitas constantes e minimizam a exposição a flutuações de mercado, características típicas de ativos de renda fixa.

Adicionalmente, a estrutura de riscos intrínseca às usinas fotovoltaicas é considerada relativamente baixa em comparação a outros investimentos no setor de infraestrutura. O uso de tecnologia madura, a alta confiabilidade operacional e a previsibilidade da geração de energia em função de padrões climáticos bem documentados reforçam essa percepção.

A EMPRESA AVALIADA

Para investidores institucionais, como fundos de infraestrutura e fundos de private equity, a combinação de retornos consistentes e risco moderado torna esses ativos particularmente alinhados às estratégias de diversificação de portfólio e à busca por estabilidade financeira de longo prazo. A crescente aderência a critérios ambientais, sociais e de governança (ESG) também posiciona as usinas fotovoltaicas como uma escolha estratégica, unindo sustentabilidade e performance financeira.

Assim, o setor de geração distribuída fotovoltaica tem se destacado como uma oportunidade singular, atendendo tanto às demandas por soluções energéticas renováveis quanto às exigências de retornos previsíveis e sustentáveis no mercado de capitais.



Ativos de Geração da Órbis

A seguir estão detalhadas as premissas técnicas das usinas Greenfields localizadas em Minas Gerais:

A EMPRESA AVALIADA

UFV JACARANDÁ I	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M mensal	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

UFV JACARANDÁ I	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M mensal	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

A EMPRESA AVALIADA

UFV CHUMBO	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

UFV CHUMBO II	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

A EMPRESA AVALIADA

UFV MONTE SIÃO	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

UFV LAVRAS	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	984,11 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	31,00%
Valor líquido da tarifa	679,04 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	12 meses
O&M	31.000,00
Seguro	0,83%
Arrendamento	9.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 37.516,94
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 9.000.000,00
EPC	R\$ 6.000.000,00
CAPEX Total	R\$ 15.000.000,00
CAPEX/MWp	R\$ 3.000.000,00

A EMPRESA AVALIADA

UFV HUGO I	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	
Custo de Comercialização	
Valor líquido da tarifa	605,41 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	0 meses
O&M	31.000,00
Seguro	1000000,00%
Arrendamento	6.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 22.337,66
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 0,00
EPC	R\$ 0,00
CAPEX Total	R\$ 0,00
CAPEX/MWp	R\$ 0,00

UFV HUGO II	
Capacidade do Projeto (MWac)	5,00 MW
Fator de capacidade	16,5%
Capacidade de geração	0,83 MW
Consumo Interno da Planta	0,00%
Capacidade de geração NET (exportação)	0,83 MW
Horas de Produção Mês	730
Geração Exportável Mês	602 MWh
Horas de Produção Ano	8.760
Geração Exportável Ano	7.227 MWh
Produção de Energia (MW)	0,83 MW
Tarifa Cheia	0,00 R\$ / MWh
Custo de Comercialização	0,00%
Valor líquido da tarifa	605,41 R\$ / MWh
Perda de Eficiência anual	0,40%
Vida Útil (meses)	252,00
Início da Conexão	0 meses
O&M	31.000,00
Seguro	1000000,00%
Arrendamento	6.000,00
Administração	1,1%
Demanda utilização rede	R\$ 22.337,66
Inversores + Módulo + Tracker	R\$ 0,00
EPC	R\$ 0,00
CAPEX Total	R\$ 0,00
CAPEX/MWp	R\$ 0,00

Premissas da Avaliação

Premissas da Avaliação - UFVs Greenfield

Análise de Viabilidade – UFVs Greenfield

Nesta análise, são detalhadas as premissas adotadas e apresentados os resultados da avaliação de viabilidade econômico-financeira das seis usinas fotovoltaicas (UFVs) greenfield: UFV Jacarandá I, UFV Jacarandá II, UFV Chumbo, UFV Chumbo II, UFV Monte Sião e UFV Lavras.

As 6 usinas apresentam as mesmas premissas, logo optamos por apresentá-las de forma consolidada. As usinas estão previstas para entrar em operação em fevereiro de 2026, com vida útil até janeiro de 2047 (21 anos de operação).

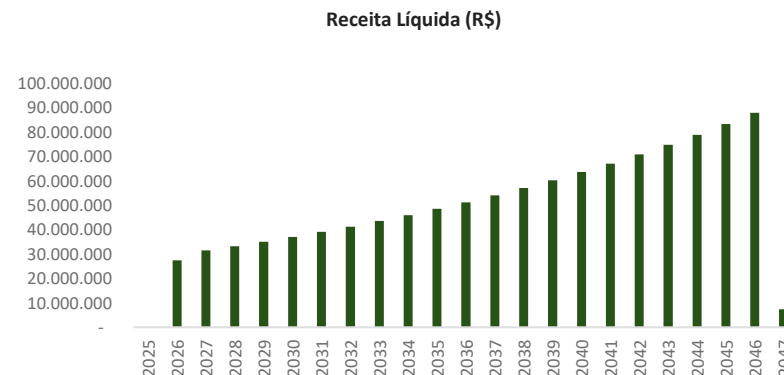
RECEITAS OPERACIONAIS

Para as projeções de geração de energia, foram consideradas premissas técnicas fundamentais, incluindo a capacidade do projeto (MWac) e o fator de capacidade.

Para as projeções tarifárias, foram consideradas as tarifas praticadas pela CEMIG, ajustadas anualmente pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT), estimado em 6% ao ano. Essa premissa visa refletir de forma precisa as expectativas de evolução tarifária ao longo do período analisado.

Esses parâmetros foram definidos com base em análises técnicas detalhadas, garantindo maior precisão nas estimativas de desempenho e retorno financeiro do empreendimento.

As receitas sofrem incidência de PIS/Cofins com alíquota de 3,65%.

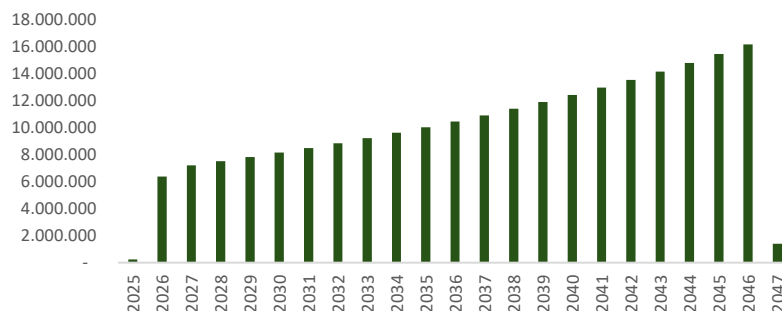


OPEX E EBITDA

Os componentes de OPEX considerados na análise incluem Operação e Manutenção (O&M), seguro, arrendamento, administração e utilização da rede. Esses itens estão sujeitos a ajustes anuais com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de forma a refletir a evolução dos custos ao longo do tempo e manter a aderência das projeções às condições econômicas reais.

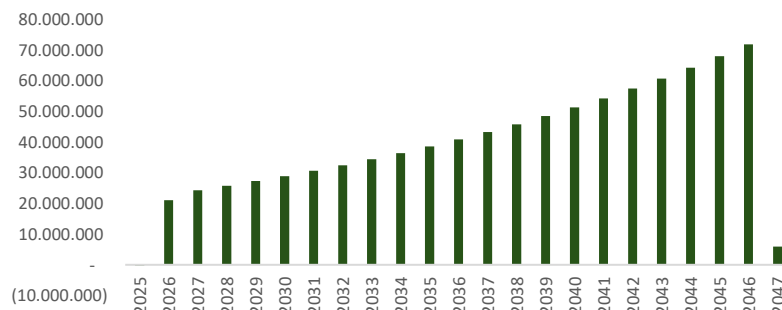
Premissas da Avaliação - UFVs Greenfield

OPEX (R\$)



Resultado em uma margem EBITDA projetada média 79,6%. No gráfico abaixo, pode ser observado o comportamento do EBITDA projetado:

EBITDA (R\$)



CAPEX E D&A

O CAPEX totaliza R\$ 90.000.000, distribuídos ao longo de um período de sete meses, com previsão de término das operações de investimento em abril de 2025. Este valor reflete o montante necessário para a implementação do projeto. Foi considerada uma vida útil de 21 anos para os equipamentos, gerando uma taxa de depreciação mensal de 0,4% a.m.

Imposto de Renda de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido

Foi realizada uma análise dos contratos dos compradores da energia das UFVs, e somente um dos 3 contratantes não pode entrar no benefício do FII (Fundo de Investimento Imobiliário), gerando uma alíquota efetiva sobre a receita bruta de 1,5%.

Variação a Necessidade de Capital de Giro

Para o cálculo da variação do capital de giro foram consideradas as métricas de:

- Contas a Receber: 30 dias de Receita Bruta
- Contas a Pagar: 30 dias de Custos e Despesas
- Impostos a pagar: 30 dias de Impostos indiretos

Premissas da Avaliação - UFVs Brownfield

Análise de Viabilidade – UFVs Brownfield

Nesta análise, são detalhadas as premissas adotadas e apresentados os resultados da avaliação de viabilidade econômico-financeira das seis usinas fotovoltaicas (UFVs) brownfield: UFV São Joaquim da Barra e UFV Igarapava.

As 2 usinas apresentam as mesmas premissas, logo optamos por apresentá-las de forma consolidada. As usinas já estão construídas, com início previsto para entrar em operação em janeiro de 2025. Com vida útil estimada de 21 anos.

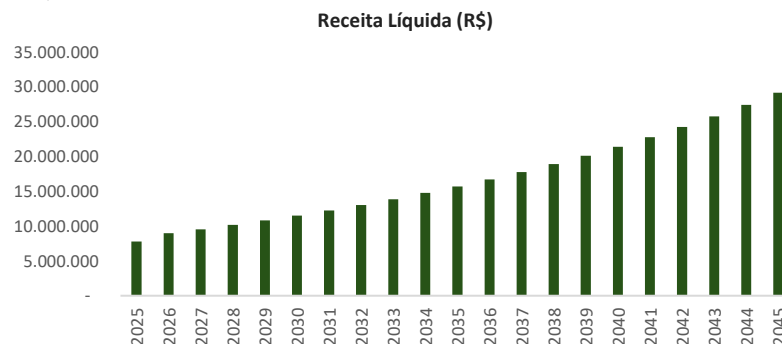
Receitas operacionais

Para as projeções de geração de energia, foram consideradas premissas técnicas fundamentais, incluindo a capacidade do projeto (MWac) e o fator de capacidade.

Para as projeções tarifárias, foram consideradas as tarifas praticadas pela CPFL, ajustadas anualmente pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT), estimado em 6,84% ao ano. Essa premissa visa refletir de forma precisa as expectativas de evolução tarifária ao longo do período analisado.

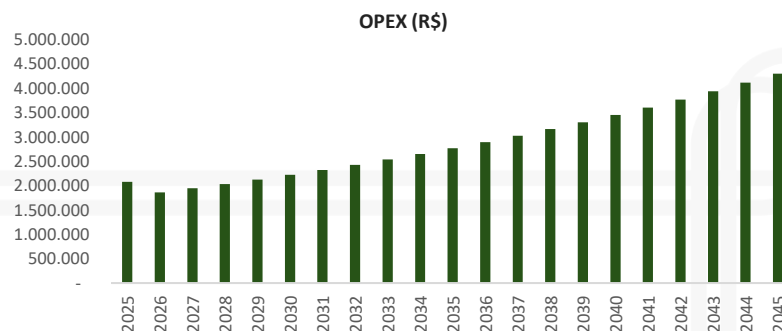
Esses parâmetros foram definidos com base em análises técnicas detalhadas, garantindo maior precisão nas estimativas de desempenho e retorno financeiro do empreendimento.

As receitas sofrem incidência de PIS/Cofins com alíquota de 3,65%.



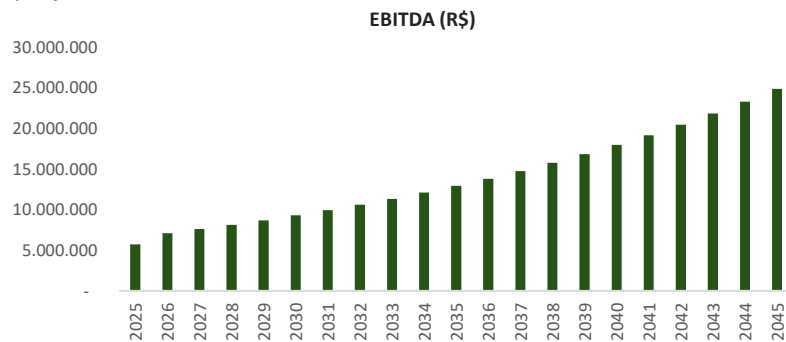
OPEX e EBITDA

Os componentes de OPEX considerados na análise incluem Operação e Manutenção (O&M), seguro, arrendamento, administração e utilização da rede. Esses itens estão sujeitos a ajustes anuais com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de forma a refletir a evolução dos custos ao longo do tempo e manter a aderência das projeções às condições econômicas reais.



Premissas da Avaliação - UFVs Brownfield

Resultado em uma margem EBITDA projetada média 82%. No gráfico abaixo, pode ser observado o comportamento do EBITDA projetado:



CAPEX E D&A

Por se tratarem de projetos brownfield, com todas as instalações e conexões necessárias para entrar em operação, não foi considerado nenhuma estimativa de Capex. A vida útil estimada foi de 21 anos, resultando em uma taxa de depreciação de 0,4% a.m.

Imposto de Renda de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido

Foi realizada uma análise dos contratos dos compradores da energia das UFVs, e somente um dos 3 contratantes não pode entrar no benefício do FII (Fundo de Investimento Imobiliário), gerando uma alíquota efetiva sobre a receita bruta de 1,5%.

Variação a Necessidade de Capital de Giro

Para o cálculo da variação do capital de giro foram consideradas as métricas de:

- Contas a Receber: 30 dias de Receita Bruta
- Contas a Pagar: 30 dias de Custos e Despesas
- Impostos a pagar: 30 dias de Impostos indiretos

Taxa de Desconto

Taxa de desconto

A determinação da taxa de desconto para o ativo analisado, por conta de suas características em relação a estrutura de capital ao longo do tempo foi baseada no custo de capital próprio (Ke) - CAPM.

- **Taxa Livre de Risco (RF): 4,30%**

Como metodologia de taxa livre de risco foi considerada a média dos últimos 24 meses dos rendimentos do título do governo americano de 30 anos “T-Bond 30 years”.

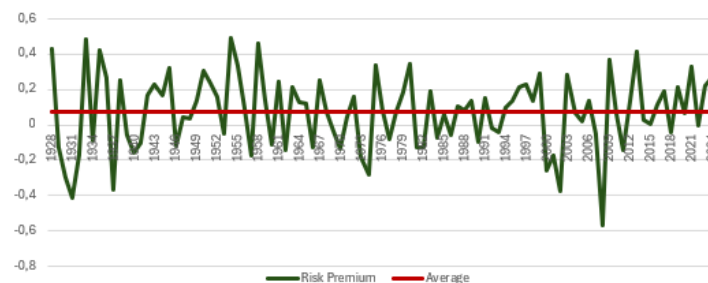
- **Risco Soberano (α_{BR}): 2,72%**

Como metodologia de avaliação de risco, foi considerada a média dos últimos 24 meses da diferença entre a taxa do *Credit Default Swap* (CDS) de longo prazo para títulos soberanos brasileiros (30 anos) e a média das taxas dos títulos soberanos americanos de longo prazo (30 anos).

- **Prêmio de Risco de Mercado: 7,00%**

Consiste no prêmio demandado para investir em ativos de risco em detrimento de ativos livres de risco. Para estimar tal prêmio, comumente é utilizado o diferencial do retorno dos investimentos no mercado americano (por conta da grande disponibilidade de dados públicos) entre determinado período. Por conta do uso da perpetuidade, utilizamos o período entre 1928 e 2024, com a evolução abaixo exposta:

Annual Risk Premium



Fonte: Website Prof. Aswath Damodaram - <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>

Taxa de desconto

- **Beta Desalavancado - (β): 0,49**

Foi considerado a média do beta desalavancado de 0,48 das seguintes empresas comparáveis:

Empresas	Beta
Iberdrola	0,38
NextEra Energy	0,39
EDP	0,23
Canadian Solar	0,23
First Solar	1,43
Scatec ASA	0,53
Engie	0,33
Eletrobrás	0,42
CEMIG	0,65
Neoenergia S.A.	0,25
COPEL	0,39
Média	0,48

- **Prêmio tamanho da empresa: 10,99%**

Para o prêmio de risco referente ao tamanho da empresa foi usado a taxa média para empresas microcap tendo como base o “2023 Valuation Handbook – U.S. Guide to Cost of Capital” da Duff & Phelps.

2. Duff & Phelps Original			Milhões de USD
Décimo	Menor Empresa	Maior Empresa	Prêmio por Tamanho
Mid - Cap (3-5)	2.365,425	12.323,854	0,62%
Low - Cap (6-8)	377,076	2.365,076	1,21%
Micro - Cap (9-10)	2,015	373,879	3,05%

Taxa de desconto

Memória de Cálculo do Custo da Dívida

Operações de Dívida Comparáveis	Index % a.a.	Spread % a.a.	Taxa % a.a.	Captação (R\$)	Data da Operação
ATHON ENERGIA S/A	DI+	6,15%	17,80%	75.000.000	24/06/2022
AXIS SOLAR III EMPREENDIMENTOS E PARTICIPACOES S.A.	DI+	6,50%	18,19%	120.000.000	01/02/2024
CARANGOLA PARTICIPACOES EM ENERGIA SA.	DI+	5,50%	17,08%	16.320.000	27/07/2023
DOURADOS II ENERGIA S.A	DI+	6,00%	17,63%	102.564.000	21/01/2025
2W ECOBANK S.A	DI+	6,50%	18,19%	399.980.000	01/12/2021
CARANGOLA PARTICIPACOES EM ENERGIA SA	DI+	5,50%	17,08%	16.320.000	27/07/2023
ALMADA ENERGIA RENOVAVEL S.A.	DI+	4,00%	15,41%	23.400.000	14/02/2025
ALTO ENERGIA RENOVAVEL S.A	DI+	4,50%	15,97%	17.500.000	27/05/2024
CID MOTA I ENERGIA RENOVAVEL S.A.	DI+	4,50%	15,97%	18.400.000	08/03/2024
ALSOL ENERGIAS RENOVAVEIS S/A	DI+	1,20%	12,31%	100.000.000	23/10/2019
ASSURUA 4 HOLDING ENERGIA S.A.	DI+	2,80%	14,08%	600.000.000	16/09/2021
AES BRASIL ENERGIA S.A.	DI+	2,30%	13,53%	1.100.000.000	11/03/2022
ATLAS BRASIL ENERGIA HOLDING 4 S.A	DI+	2,55%	13,80%	500.000.000	10/01/2025
BRASAL ENERGIA S/A	DI+	2,40%	13,64%	110.000.000	25/02/2022
COPA ENERGIA S A	DI+	2,10%	13,30%	200.000.000	28/12/2023
Média	DI+	4,17%	15,60%	226.632.267	14/04/2023

Fonte: Anbima

CDI Médio	10,97%
2025	14,55%
2026	12,13%
2027	10,07%
2028	9,70%
2029	9,70%
2030	9,70%

Fonte: Bacen

Taxa de desconto

Memória de Cálculo da Taxa de Desconto:

Taxa de desconto		
Taxa Livre de Risco	T-bond 30y	4,30%
Risco Soberano	Brasil CDS 10 anos USD	2,72%
Prêmio de Risco de Mercado - retorno EUA	Damodaran	7,00%
Beta Desalavancado	Média das comparáveis	0,48
D/E	Média das comparáveis	164,25%
Tributação	Legislação Brasileira	0,00%
Beta Realavancado	Cálculo UHY	1,26
Spread de Risco	Duff & Phelps	3,05%
Inflação LP Brasil	Bacen	3,85%
Inflação LP US	FED	2,90%
Ke Nominal USD	%a.a.	18,86%
Ke Real	%a.a.	15,51%
Ke Nominal (R\$) total	%a.a.	19,96%
Kd	% a.a.	15,60%
E/D+E	% a.a.	37,84%
D/D+E	% a.a.	62,16%
WACC	% a.a.	17,25%

Resultado da Avaliação

Resultado da Avaliação

Considerando todos os relatórios gerenciais, relatórios de evolução de implantação e estudos disponibilizados pela SEFER.

Considerando as premissas previamente apresentadas neste relatório, a veracidade e qualidade das informações públicas utilizadas como base das premissas, em especial às divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

Considerando a metodologia anteriormente descrita e debatida com a equipe técnica da SEFER.

Considerando os ajustes de ativos e passivos não operacionais as Empresas avaliadas.

Considerando acordos comerciais vigentes.

Considerando todas as limitações descritas ao longo deste relatório final e, por fim, considerando eventos de aporte de equity.

Os resultados da avaliação econômico-financeira das UFVs são apresentados de forma resumida no quadro abaixo, em um total de valor econômico de **R\$ 122.071.695 (cento e vinte e dois milhões, setenta e um mil, seiscentos e noventa e cinco reais)**:

UFVs	Equity Value (R\$)
Jacarandá	12.920.368
Jacarandá II	12.920.368
Chumbo	12.920.368
Chumbo II	12.920.368
Monte Sião	12.920.368
Lavras	12.920.368
Hugo I	21.790.962
Hugo II	22.758.526
Total	122.071.695

Anexo I - Disclaimer



Anexo - Disclaimer

O trabalho de avaliação da Empresa Avaliada foi realizado utilizando-se fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes. Os valores aqui apresentados são resultantes da análise de dados históricos (financeiros e gerenciais), merecendo as seguintes considerações:

- Os comentários apresentados neste Relatório foram desenvolvidos por profissionais da UHY Bendoraytes com informações fornecidas pelo Contratante, assim como por fontes externas, quando indicado;
- Em relação as informações e projeções apresentadas pelo Contratante para serem usadas como base para a elaboração das avaliações aqui descritas, a UHY Bendoraytes as tomou como verdadeiras, confiáveis e de boa fé, porém uma vez que não era escopo dos serviços aqui prestados não foi feita nenhuma espécie de auditorias nas informações recebidas, não assumindo assim responsabilidade sobre sua razoabilidade e viabilidade;
- Não executamos uma auditoria, e, também, não fez parte do serviço aqui prestado nenhum tipo de assessorial estratégica, financeira ou tributária;
- Nem a UHY Bendoraytes, nem qualquer sócio ou funcionário tem interesse financeiro direto ou indireto na Empresa Avaliada, e os honorários cobrados pela realização do serviço foram quantificados apenas em relação às horas dispendidas, sem qualquer gatilho em relação a maior remuneração por conta de resultados das avaliações, se mantendo assim independente e imparcial na elaboração dos serviços;
- A metodologia aplicada na avaliação descrita neste relatório, por mais consagrada que seja possui limitações e depende da confirmação de eventos futuros devendo assim ser salientado que, uma vez que parte das informações é prospectiva, elas ostentam uma incerteza inerente aos dados estimados. Assim, os números reais podem, possivelmente, diferir de forma significativa dos números projetados.
- Para o calculo do valor econômico justo do portfólio apresentado foram considerados eventos de fundrasing futuros com diluição dos atuais sócios que podem ou não acontecer.

Este Relatório Final é de uso exclusivo da Sefer, não devendo esta distribuir este material exceto se requisitada por autoridades locais ou fiscais, ou para os seus auditores e advogados, ou sob as seguintes condições:

1. A UHY Bendoraytes deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste Relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada por escrito, devendo os receptores se comprometerem por escrito a não distribuir esse Relatório Final;
2. A UHY Bendoraytes não foi contratada para esclarecimentos à terceiros sobre o conteúdo e conclusões deste Relatório Final, sendo para tal necessário uma contratação específica.



Contato

UHY Bendoraytes & CiaAuditores Independentes

Avenida João Cabral de Mello Neto 850, Bloco
03, Grupo 1301, Barra da Tijuca
Rio de Janeiro/RJ CEP 22775-057

T (55) 21 3030 4662