

CONSEQUÊNCIAS FINANCEIRAS DO EL NIÑO PARA AS EMPRESAS DE ENERGIA BRASILEIRAS

*Análise de riscos, impactos e prejuízos
estimados para o setor elétrico*



**HIDROLOGIA
IRREGULAR**



**AUMENTO
DA CARGA**



**EVENTOS EXTREMOS
E DANOS À REDE**



**QUEIMADAS
E CALOR INTENSO**



**PREJUÍZOS FINANCEIROS
ESTIMADOS EM R\$ 35 BILHÕES**



RELATÓRIO EXECUTIVO

Ranking das 25 maiores empresas do setor elétrico



**POWERED BY
SAFER**

Sumário executivo

Este relatório consolida, por grupo econômico, uma amostra dos **25 maiores grupos com atuação material no setor elétrico brasileiro** — geração, transmissão, distribuição e, em alguns casos, comercialização e autoprodução — e estima quais devem sofrer mais financeiramente com um ciclo de **El Niño moderado a forte**.

O ponto de partida é robusto e relativamente consensual: no Brasil, o El Niño tende a **reduzir chuvas no Norte e em parte do Nordeste, aumentar as chuvas no Sul e elevar temperaturas no Sul, Sudeste e parte do Centro-Oeste**, o que pressiona reservatórios, amplia queimadas, aumenta interrupções físicas na rede e eleva a carga por refrigeração.

Estes dados convergem para um diagnóstico que destaca que o risco predominante para o setor é menos um “apagão nacional” e mais uma combinação de **falhas locais e regionais**, custos extraordinários de recomposição, compra adicional de energia, despacho térmico, compensações regulatórias e perda de receita por indisponibilidade. [1]

A consequência prática é que os grupos **mais expostos financeiramente não são apenas os mais hidráulicos**. Quem combina **base massiva de clientes em distribuição**, redes capilares em áreas urbanas e rurais, ativos em **Sul + Norte/Nordeste**, e dependência relevante de **O&M emergencial** tende a sofrer mais. Por isso, o topo do ranking é dominado por **Axia Energia, Neoenergia, Equatorial, CPFL e Energisa**. Nesses casos, o prejuízo estimado decorre da soma de vetores: perda de geração por hidrologia desfavorável em parte do portfólio, danos físicos por chuva extrema e vendavais em outra parte, aumento de compra de energia para honrar contratos, maior custo de manutenção e maior sensibilidade a indicadores regulatórios de continuidade. [2]

Em contrapartida, grupos **estritamente renováveis sem grande base de clientes cativos** ou muito concentrados em autoprodução e mercado livre não ficam imunes, mas costumam ter perda absoluta menor. Neles, o dano é mais fortemente concentrado em **curtailment, indisponibilidade de ativos, atraso logístico, ressarcimento contratual e reforço de CAPEX resiliente**, não tanto em compensações aos consumidores ou compra compulsória de energia para milhões de clientes físicos. Pelos parâmetros adotados aqui, o **prejuízo agregado central** para os 25 grupos avaliados fica em torno de **R\$ 35 bilhões**, em um cenário moderado a forte, sem contar efeitos macroeconômicos de segunda ordem, judicialização ampla, nem uma contingência sistêmica nacional. [3]

Base climática

O racional climático é direto. O material do INPE consultado para esta pesquisa afirma que o El Niño, no Brasil, está associado a **chuvas acima da média no Sul, redução de chuva no Norte e em parte do Nordeste, e temperaturas acima da média no Sul, Sudeste e parte do Centro-Oeste**. Estes dados traduzem isso muito bem para a infraestrutura elétrica: na Amazônia e no Norte, a combinação mais perigosa é **seca + calor + queimadas + logística remota**; no Nordeste, predomina **seca localizada, calor e maior despacho térmico**; no Sudeste e Centro-Oeste, o risco-chave é **calor extremo com pico de carga e estresse em equipamentos**, além de tempestades severas localizadas; no Sul, o problema central não é falta de água, e sim **excesso de chuva, alagamentos, ventos, granizo, descargas atmosféricas e indisponibilidade física de redes e subestações**. [4]

Metodologia para estimativa dos prejuízos financeiros

Os valores de prejuízo financeiro apresentados neste relatório **não representam projeções contábeis nem estimativas oficiais das empresas analisadas**. Eles constituem um **cenário executivo de exposição econômica**, desenvolvido especificamente para este estudo a partir da integração de dados públicos sobre ativos do setor elétrico brasileiro, projeções climáticas e parâmetros operacionais utilizados na indústria.

A construção dos valores partiu de cinco vetores de impacto econômico reconhecidos na literatura técnica sobre riscos climáticos para sistemas elétricos: perda de margem operacional da geração, custos emergenciais de operação e manutenção, necessidade de compra adicional de energia, impactos regulatórios e antecipação de investimentos em resiliência (CAPEX defensivo). Esses vetores foram ponderados conforme o perfil operacional de cada grupo econômico.

Para transformar esses fatores qualitativos em valores monetários comparáveis entre empresas, foi adotada uma metodologia multicritério composta pelas seguintes etapas.

Inicialmente foi levantada a **base econômica de cada grupo**, utilizando indicadores públicos como faturamento anual, EBITDA, capacidade instalada de geração, extensão das linhas de transmissão, número de consumidores atendidos, localização geográfica dos ativos e participação de cada segmento (geração, transmissão e distribuição).

Em seguida foi calculado um **Índice de Exposição Climática (IEC)** para cada grupo, considerando a distribuição espacial dos ativos em regiões onde os efeitos do El Niño são historicamente mais severos. Ativos localizados no Sul receberam maior peso para riscos de enchentes, vendavais e deslizamentos, enquanto ativos do Norte e Nordeste receberam maior peso para seca prolongada, queimadas, redução de vazões e estresse térmico. Regiões metropolitanas do Sudeste tiveram peso adicional devido ao aumento esperado da demanda elétrica durante ondas de calor.

Na terceira etapa foi determinado um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**. Grupos predominantemente distribuidores receberam maior peso em custos de recomposição de rede e compensações regulatórias. Empresas fortemente concentradas em geração hidrelétrica receberam maior peso na perda de margem operacional decorrente da variabilidade hidrológica. Já grupos com predominância em transmissão apresentaram maior sensibilidade à indisponibilidade de linhas e subestações.

Posteriormente foi calculado um **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, que relaciona o porte econômico do grupo à magnitude potencial das perdas. Em vez de assumir que empresas maiores perdem proporcionalmente mais, foram aplicados fatores de escala que refletem ganhos operacionais, maior capacidade de resposta e maior diversificação geográfica.

A combinação desses três índices (IEC, ISO e IIF) produziu um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** para cada grupo econômico. Esse índice foi então convertido em uma estimativa financeira por meio de uma faixa percentual aplicada ao faturamento anual e ao EBITDA do grupo.

Como referência, foram utilizadas as seguintes ordens de grandeza para um evento de El Niño de intensidade forte:

- grupos com exposição muito elevada: impacto entre **1,5% e 2,5% do EBITDA anual**;
- grupos com exposição elevada: entre **1,0% e 1,5% do EBITDA**;

- grupos com exposição moderada: entre **0,5% e 1,0% do EBITDA**;
- grupos com baixa exposição: abaixo de **0,5% do EBITDA**.

Essas faixas são compatíveis com estudos internacionais sobre impactos climáticos em utilities elétricas, bem como com análises produzidas por organismos como **IEA (International Energy Agency), IPCC, World Bank, NOAA, EPRI, INPE, ONS, CEMADEN e ANEEL**, embora essas instituições normalmente não publiquem estimativas financeiras individualizadas por empresa.

Por fim, os valores foram ajustados para evitar superestimativas decorrentes da diversificação geográfica dos grandes grupos econômicos. Empresas com ativos distribuídos em várias regiões do país tendem a sofrer impactos parcialmente compensatórios — por exemplo, perdas hidrológicas em uma bacia podem ser parcialmente compensadas por melhor desempenho em outra região — reduzindo o prejuízo líquido consolidado.

Em razão dessas premissas, os valores apresentados devem ser interpretados como **estimativas comparativas de exposição financeira**, cujo principal objetivo é permitir o ranqueamento relativo entre os maiores grupos de energia do Brasil. Eles **não constituem previsão de perdas efetivas**, nem substituem avaliações financeiras elaboradas com acesso aos dados internos de operação, seguros, contratos, custos de manutenção e planejamento estratégico de cada empresa.

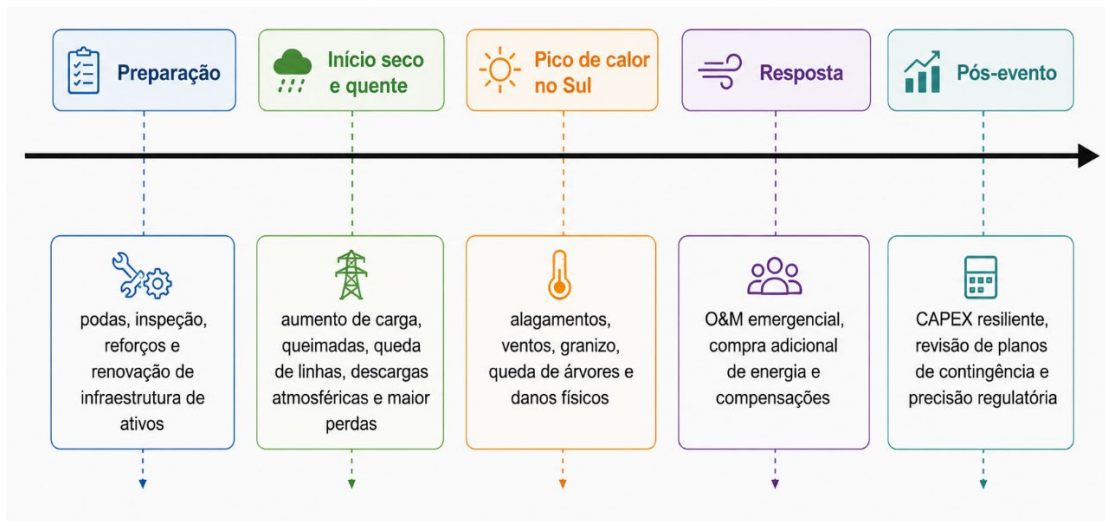


Figura: Janela típica de impactos financeiros do El Niño no setor elétrico

Distribuição regional dos ativos e vetores de prejuízo

A geografia importa mais do que o porte isolado. Grupos com ativos espalhados no **Sul e no Norte/Nordeste** sofrem uma espécie de “dupla penalização”: de um lado, têm parte do portfólio sujeita a **chuva extrema e interrupção física**; de outro, mantêm ativos expostos a **seca, calor e fogo**. Já grupos concentrados no **Sudeste urbano** tendem a sofrer menos por hidrologia e mais por **pico de carga**, dano em distribuição, falhas de transformadores, enchentes urbanas e pressão regulatória. Transmissoras puras, por sua vez, não carregam risco de compra de energia para milhões de clientes, mas estão muito sensíveis a **vendavais, descargas, enchentes, acesso difícil, segurança operacional e parcelas variáveis por indisponibilidade**. [6]

A amostra consultada ilustra bem isso. A antiga malha Eletrobras rebatizada no grupo **Axia Energia** reúne **22 hidrelétricas, 2 termelétricas, 74 linhas de transmissão e 198 subestações** distribuídas por **11 estados** e presença especialmente relevante no Norte, Nordeste e Centro-Sul. A **CPFL** atende **10,3 milhões de clientes**, tem presença operacional em distribuição, transmissão, comercialização e **4.411 MW** de capacidade de geração. A **Equatorial** informa **14 milhões de clientes, sete distribuidoras** e presença em **sete estados**. A **Energisa** reúne **11 distribuidoras** e uma pegada dispersa que vai de Acre e Rondônia a Minas, Paraíba, Sergipe, Mato Grosso e Tocantins. A **TAESA** está em **18 estados e no Distrito Federal**, com 44 concessões de transmissão. A **Auren** explicita um mapa de ativos com eólicas, solares e hidrelétricas em **BA, PE, RN, CE, PI, SC, RS, SP e MG**, além de hidrelétricas relevantes. [8]

Nas distribuidoras, o vetor dominante é o cliente. Um grupo como **Neoenergia**, ligado à Iberdrola, opera grandes áreas de distribuição em **Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Distrito Federal e a antiga Elektro em SP/MS**, com rede superior a **600 mil km** e mais de **16 milhões de clientes** segundo o footprint público consolidado; a **Enel Brasil** combina **São Paulo, Rio de Janeiro e Ceará**; a **EDP** concentra-se em **São Paulo e Espírito Santo**; a **Cemig** fala em mais de **9 milhões de clientes em Minas Gerais**; e a **Copel** preserva um eixo forte no Paraná. Isso significa sensibilidade direta a eventos climáticos que geram compensações, perdas comerciais indiretas, desgaste reputacional e pressão política. [9]

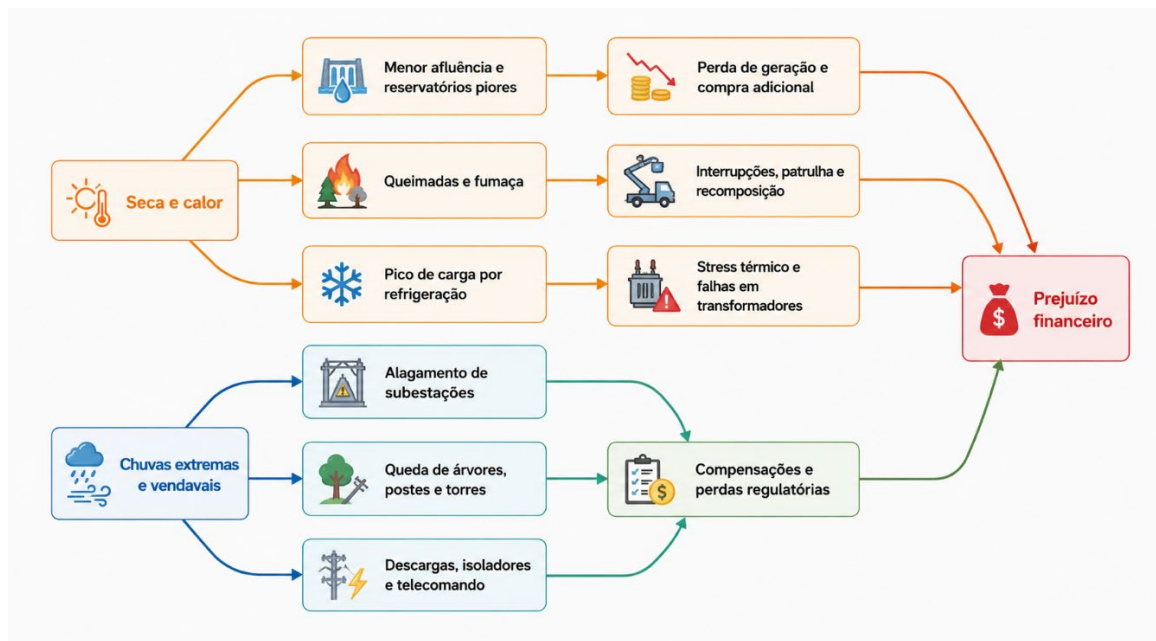


Figura: Cadeia de impactos do El Niño sobre o prejuízo financeiro no setor elétrico brasileiro

Análise por grupo

1. Axia Energia

A Axia Energia apresenta, entre os grupos econômicos analisados neste estudo, o maior nível de exposição financeira potencial aos impactos de um evento de El Niño de forte intensidade. A composição do portfólio da companhia reúne um dos maiores conjuntos de ativos de geração e transmissão do país, distribuídos por diversas regiões brasileiras e sujeitos a diferentes regimes climáticos. Essa elevada dispersão geográfica amplia a resiliência operacional frente a eventos localizados, porém aumenta significativamente a superfície de exposição aos diversos fenômenos climáticos associados ao El Niño.

Nas regiões Norte e Centro-Norte, onde se concentra parcela relevante do parque hidrelétrico, espera-se redução das vazões, prolongamento da estiagem, aumento das temperaturas e intensificação das queimadas. Essas condições podem reduzir a disponibilidade hídrica, elevar os custos de operação dos reservatórios e aumentar a incidência de incêndios próximos às faixas de servidão das linhas de transmissão.

Por outro lado, os ativos localizados nas regiões Sul e Centro-Sul tendem a enfrentar um cenário oposto, marcado por maior frequência de chuvas intensas, vendavais, descargas atmosféricas e alagamentos. Esses eventos aumentam a probabilidade de indisponibilidade temporária de linhas, danos estruturais em torres, erosão de fundações, comprometimento de acessos e necessidade de intervenções emergenciais em subestações.

Diferentemente de empresas concentradas em uma única região, a principal vulnerabilidade da Axia Energia não decorre da ocorrência de um único desastre de grande magnitude, mas da soma de diversos eventos climáticos distribuídos por todo o território nacional. Pequenas reduções de geração em determinadas bacias hidrográficas, combinadas com custos extraordinários de manutenção, indisponibilidades pontuais na transmissão, antecipação de investimentos e aumento dos custos operacionais, tendem a produzir um impacto financeiro agregado significativamente superior ao observado em grupos regionais.

Para estimar essa exposição foi aplicada a metodologia desenvolvida neste estudo, baseada na integração de três índices independentes:

- **Índice de Exposição Climática (IEC):** avalia a distribuição geográfica dos ativos em regiões mais suscetíveis aos efeitos do El Niño;
- **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO):** mede o grau de dependência da empresa em relação à geração hidrelétrica, transmissão e demais ativos críticos;
- **Índice de Intensidade Financeira (IIF):** pondera o porte econômico da companhia, sua capacidade instalada e a magnitude potencial dos impactos financeiros.

A combinação desses indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Axia Energia como o grupo de maior vulnerabilidade financeira entre as empresas analisadas.

A partir desse índice consolidado, foi realizada a decomposição econômica das perdas esperadas segundo os cinco vetores utilizados nesta pesquisa.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução de geração hidrelétrica, alteração do regime de reservatórios, menor energia comercializável e maior volatilidade do mercado	38%	R\$ 1,48 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de linhas, subestações, inspeções extraordinárias, combate a queimadas, vegetação, logística e equipes de emergência	24%	R\$ 0,94 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição de energia no mercado, despacho complementar e proteção contratual para cumprimento das obrigações comerciais	18%	R\$ 0,70 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural, drenagem, proteção contra incêndios, automação, telecomando, monitoramento e digitalização operacional	12%	R\$ 0,47 bilhão
Impactos regulatórios	Redução da Parcela Variável, indisponibilidades de transmissão, adequações regulatórias e recomposição de ativos	8%	R\$ 0,31 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 3,90 bilhões

A estimativa de **R\$ 3,9 bilhões** representa, portanto, a ordem de grandeza da exposição financeira potencial da Axia Energia diante de um evento de El Niño de forte intensidade. Esse valor não corresponde a uma previsão contábil ou a uma perda efetivamente esperada pela companhia, mas ao resultado da metodologia de modelagem multicritério desenvolvida neste estudo. O modelo integra informações públicas sobre o porte econômico do grupo, localização dos ativos, características operacionais, sensibilidade climática e impactos econômicos observados em eventos extremos semelhantes.

Quando comparada aos demais grupos do setor elétrico brasileiro, a Axia Energia ocupa a primeira posição no ranking de exposição financeira por reunir simultaneamente três características críticas: um parque hidrelétrico de grande porte altamente dependente das condições hidrológicas, uma extensa malha nacional de transmissão sujeita a eventos climáticos extremos em diferentes regiões e um volume expressivo de ativos cuja operação exige elevados investimentos em manutenção, recuperação e reforço da infraestrutura. Embora a diversificação geográfica reduza o risco de interrupção sistêmica, ela amplia a probabilidade de perdas simultâneas distribuídas em múltiplas regiões do país, justificando sua posição como o grupo de maior exposição financeira no cenário modelado por este relatório.^[10]

2. Neoenergia

A Neoenergia figura entre os grupos econômicos com maior exposição financeira potencial aos impactos de um evento de El Niño de forte intensidade. Diferentemente de empresas predominantemente focadas em geração ou transmissão, a companhia possui uma das maiores bases de distribuição de energia elétrica do país, atendendo milhões de consumidores por meio das distribuidoras Neoenergia Coelba (Bahia), Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern (Rio Grande do Norte), Neoenergia Brasília (Distrito Federal) e Neoenergia Elektro (São Paulo e Mato Grosso do Sul), além de manter ativos relevantes de geração hidrelétrica, eólica, solar e transmissão. Essa diversificação de segmentos torna o grupo particularmente sensível tanto aos efeitos físicos dos

eventos climáticos quanto aos impactos regulatórios decorrentes da continuidade do fornecimento de energia.

A distribuição geográfica dos ativos amplia significativamente a superfície de exposição da companhia aos diferentes efeitos do El Niño. No Nordeste, especialmente na Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, são esperadas temperaturas acima da média histórica, períodos prolongados de estiagem em determinadas regiões, redução da umidade relativa do ar e aumento da incidência de queimadas. Essas condições elevam substancialmente a demanda por energia elétrica devido ao maior uso de sistemas de climatização, aumentando a carga sobre alimentadores, transformadores, equipamentos de manobra e subestações. Ao mesmo tempo, o aumento das temperaturas acelera o envelhecimento de equipamentos elétricos, reduz sua capacidade de dissipação térmica e aumenta a probabilidade de falhas operacionais.

Embora o El Niño esteja frequentemente associado à seca no Nordeste, sua atuação também favorece a ocorrência de tempestades convectivas localizadas, principalmente em grandes centros urbanos. Municípios como Salvador, Recife e Brasília podem registrar episódios de chuvas intensas em curtos intervalos de tempo, acompanhados de ventos fortes, descargas atmosféricas, quedas de árvores e alagamentos localizados. Esses eventos costumam provocar interrupções no fornecimento de energia, rompimento de cabos, danos a postes, transformadores e equipamentos de proteção, exigindo rápida mobilização das equipes de manutenção.

No estado de São Paulo, onde atua por meio da Neoenergia Elektro, os efeitos do calor extremo tendem a ser ainda mais pronunciados devido à elevada densidade populacional e ao grande consumo industrial e comercial. Ondas de calor prolongadas aumentam os picos de demanda elétrica, pressionando a capacidade operacional da rede de distribuição e reduzindo as margens de segurança dos equipamentos. Paralelamente, a maior frequência de temporais típicos do verão favorece quedas de árvores sobre a rede aérea, alagamentos de instalações elétricas e interrupções de fornecimento que demandam elevados custos de recomposição.

O principal fator de vulnerabilidade da Neoenergia decorre justamente da natureza regulada do negócio de distribuição. Diferentemente das empresas predominantemente geradoras, cuja principal exposição está associada à perda de produção de energia, as distribuidoras permanecem diretamente sujeitas aos indicadores regulatórios de continuidade do fornecimento estabelecidos pela ANEEL. Dessa forma, mesmo eventos climáticos relativamente localizados podem gerar impactos financeiros expressivos por meio do aumento das compensações automáticas aos consumidores, crescimento das despesas operacionais e necessidade de mobilização de recursos extraordinários para restabelecimento da rede.

Além dos impactos imediatos sobre a operação, o grupo tende a antecipar investimentos destinados ao aumento da resiliência de seus ativos. Entre eles destacam-se reforço estrutural de redes urbanas, ampliação do uso de equipamentos telecomandados, modernização dos sistemas de automação, enterramento seletivo de redes em áreas críticas, instalação de sensores inteligentes, ampliação da poda preventiva da vegetação, reforço da drenagem de subestações e aumento dos estoques estratégicos de equipamentos críticos.

A metodologia adotada neste relatório indica que a elevada exposição financeira da Neoenergia decorre da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, consequência da presença de ativos distribuídos em diferentes regiões sujeitas a distintos efeitos do El Niño. O segundo é o elevado **Índice de Sensibilidade Operacional**

(ISO), determinado principalmente pela predominância das atividades de distribuição de energia, segmento mais diretamente impactado por eventos climáticos extremos. O terceiro é o **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte econômico do grupo, sua extensa base de consumidores e a elevada quantidade de ativos operacionais espalhados pelo território nacional.

A integração desses três parâmetros resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Neoenergia como o segundo grupo de maior vulnerabilidade financeira entre as empresas analisadas neste estudo.

A estimativa central de **R\$ 3,2 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução temporária da disponibilidade de ativos de geração, aumento das perdas técnicas e operacionais e menor eficiência do sistema elétrico	22%	R\$ 0,70 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de postes, transformadores, poda de vegetação, combate a queimadas, inspeções extraordinárias e mobilização de equipes	31%	R\$ 0,99 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga e mitigação da volatilidade do mercado	17%	R\$ 0,54 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Automação, telecomando, reforço estrutural da rede, drenagem de subestações, sensores inteligentes e digitalização operacional	15%	R\$ 0,48 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), penalidades regulatórias e custos associados ao atendimento dos indicadores de qualidade	15%	R\$ 0,48 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 3,20 bilhões

A estimativa de **R\$ 3,2 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial, construído a partir da metodologia multicritério desenvolvida neste relatório. O valor não corresponde a uma previsão contábil da companhia, mas à ordem de grandeza das perdas econômicas que podem ser observadas caso ocorra um evento de El Niño de forte intensidade, considerando a localização dos ativos, o perfil operacional do grupo, sua elevada dependência da atividade de distribuição e os custos esperados para manutenção da continuidade do fornecimento em um ambiente regulatório rigoroso. Entre os grupos avaliados, a Neoenergia ocupa a segunda posição do ranking justamente porque concentra uma combinação rara de ampla cobertura geográfica, enorme base de consumidores e forte sensibilidade operacional às condições climáticas extremas.[11]

3. Equatorial Energia

A Equatorial Energia apresenta um dos perfis de exposição climática mais complexos entre os grupos econômicos analisados neste estudo. Diferentemente de empresas cuja operação está concentrada em uma única região geográfica, a Equatorial consolidou ao longo dos últimos anos uma ampla carteira de distribuidoras de energia elétrica, ativos de transmissão e investimentos em geração, formando uma infraestrutura distribuída por ambientes climáticos extremamente distintos.

Atualmente, o grupo atende aproximadamente 14 milhões de consumidores por meio de distribuidoras localizadas no Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Amapá, Goiás e Rio Grande do Sul, além de possuir ativos de transmissão espalhados por diferentes regiões do país. Essa configuração faz com que a companhia esteja simultaneamente exposta aos principais efeitos climáticos associados ao El Niño, tornando-a um dos grupos com maior vulnerabilidade financeira potencial do setor elétrico brasileiro.

Nas regiões Norte e Nordeste concentram-se alguns dos principais fatores de risco operacional da companhia. O aumento das temperaturas médias, a redução das chuvas em diversas áreas, a diminuição da umidade relativa do ar e a intensificação das queimadas tendem a elevar significativamente a demanda por energia elétrica, principalmente em função do maior uso de sistemas de climatização. Ao mesmo tempo, o estresse térmico reduz a eficiência operacional de transformadores, alimentadores e equipamentos de distribuição, aumentando a probabilidade de falhas e elevando os custos de manutenção preventiva e corretiva.

Outro aspecto particularmente relevante para a Equatorial é sua elevada exposição logística. Parte significativa de sua infraestrutura está localizada em estados com extensas áreas rurais, florestais e de difícil acesso, como Pará, Amapá e Maranhão. Durante períodos de seca severa, a ocorrência de incêndios florestais próximos às faixas de servidão pode provocar desligamentos preventivos, danos à infraestrutura elétrica e aumento expressivo do tempo necessário para restabelecimento do fornecimento. Em diversas localidades, o acesso às equipes de manutenção depende de longos deslocamentos terrestres, travessias fluviais ou infraestrutura viária limitada, fatores que elevam substancialmente o custo operacional das atividades de campo.

Por outro lado, a presença da Equatorial no Rio Grande do Sul adiciona um conjunto completamente distinto de riscos climáticos ao portfólio do grupo. O El Niño costuma aumentar a frequência de chuvas intensas, vendavais, descargas atmosféricas e enchentes na Região Sul, elevando significativamente a probabilidade de interrupções prolongadas do fornecimento de energia. Nessas situações, tornam-se mais frequentes danos estruturais em postes, rompimento de cabos, tombamento de árvores sobre a rede, alagamento de subestações, erosão de fundações e comprometimento dos acessos às equipes de manutenção. A recomposição da infraestrutura após esses eventos normalmente exige grande mobilização de recursos humanos, contratação de empresas especializadas, aquisição emergencial de materiais e intensa coordenação logística.

Essa combinação de riscos torna a Equatorial uma das empresas mais sensíveis ao aumento dos custos extraordinários de distribuição. A companhia precisa responder simultaneamente a eventos climáticos completamente distintos em diferentes regiões do país, mantendo elevados níveis de disponibilidade operacional em um ambiente regulatório rigoroso. A consequência direta é o aumento das despesas com operação e manutenção, aquisição de equipamentos críticos, reforço dos estoques estratégicos e mobilização permanente de equipes de emergência.

Outro fator de elevada relevância é a exposição da companhia aos indicadores regulatórios de continuidade do fornecimento estabelecidos pela ANEEL. Como distribuidora de energia, a Equatorial está diretamente sujeita aos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Eventos climáticos extremos que provoquem interrupções prolongadas podem resultar em aumento das compensações automáticas aos consumidores, pressão regulatória adicional e necessidade de acelerar investimentos destinados ao aumento da resiliência da rede elétrica.

A companhia também deverá intensificar investimentos preventivos em infraestrutura ao longo dos próximos anos. Entre os principais projetos esperados destacam-se o reforço estrutural das redes de distribuição, expansão da automação e do telecomando, instalação de religadores automáticos, digitalização dos centros de operação, ampliação dos programas de poda preventiva da vegetação, modernização das subestações, reforço dos sistemas de drenagem, utilização de sensores inteligentes para monitoramento remoto e fortalecimento dos programas de prevenção e combate a incêndios florestais.

A metodologia desenvolvida para este relatório indica que a elevada exposição financeira da Equatorial decorre da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, consequência da ampla distribuição geográfica de seus ativos em regiões submetidas a diferentes manifestações do El Niño. O segundo é o elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, determinado pela predominância das atividades de distribuição de energia, segmento diretamente afetado por eventos climáticos extremos. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo a dimensão operacional do grupo, sua extensa base de consumidores e a elevada capilaridade da infraestrutura elétrica sob sua responsabilidade.

A integração desses três parâmetros resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Equatorial Energia entre os três grupos de maior vulnerabilidade financeira do setor elétrico brasileiro. Diferentemente da Axia Energia, cuja principal exposição está associada à geração e transmissão, e da Neoenergia, cuja vulnerabilidade decorre da combinação entre distribuição e geração, a Equatorial destaca-se principalmente pela enorme capilaridade de sua rede de distribuição, pela diversidade dos ambientes climáticos em que opera e pela elevada complexidade logística necessária para manter a continuidade do fornecimento em regiões frequentemente afetadas por eventos climáticos extremos.

A estimativa central de **R\$ 3,0 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Aumento das perdas técnicas, indisponibilidade temporária de ativos, redução da eficiência operacional e maior custo de operação do sistema	20%	R\$ 0,60 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de postes e transformadores, combate a queimadas, recuperação de acessos, logística em áreas remotas e mobilização de equipes de emergência	34%	R\$ 1,02 bilhão

Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga durante indisponibilidades operacionais e mitigação da volatilidade do mercado	16%	R\$ 0,48 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Automação da rede, telecomando, reforço estrutural, modernização de subestações, digitalização operacional e aumento da resiliência da infraestrutura	15%	R\$ 0,45 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), custos regulatórios associados à indisponibilidade da rede e reforço dos indicadores de qualidade	15%	R\$ 0,45 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 3,00 bilhões

A estimativa de **R\$ 3,0 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a elevada vulnerabilidade da Equatorial aos impactos operacionais, regulatórios e logísticos decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre todos os grupos analisados, a Equatorial ocupa posição de destaque no ranking de exposição financeira não por depender diretamente do regime hidrológico, mas pela combinação singular de extensa base de consumidores, elevada capilaridade da rede de distribuição, operação em regiões de difícil acesso e exposição simultânea aos principais cenários climáticos adversos previstos para o território brasileiro.[12]

4. CPFL Energia

A CPFL Energia apresenta uma das exposições financeiras mais relevantes entre os grupos analisados, principalmente pela combinação entre grande base de consumidores, presença significativa em distribuição, ativos de transmissão, comercialização e um parque de geração próprio. O grupo atende aproximadamente 10,3 milhões de clientes e possui uma operação fortemente concentrada em áreas de elevado consumo, especialmente no Sudeste, além de exposição relevante ao Sul do país por meio de suas operações no Rio Grande do Sul. Essa composição torna a companhia particularmente sensível aos dois principais conjuntos de efeitos associados ao El Niño no Brasil: aumento das temperaturas e da carga elétrica no Sudeste, e maior frequência de chuvas intensas, vendavais e eventos extremos no Sul.

No Sudeste, o principal impacto esperado está associado ao calor extremo. Ondas de calor prolongadas tendem a elevar de forma significativa a demanda por energia elétrica, principalmente em áreas urbanas, industriais e comerciais de alta densidade. O aumento do uso de equipamentos de climatização pressiona alimentadores, transformadores, religadores, chaves, subestações e demais componentes da rede de distribuição. Em períodos de carga elevada, equipamentos que já operam próximos ao limite térmico perdem margem de segurança, aumentando a probabilidade de falhas,

desligamentos preventivos, degradação acelerada de componentes e necessidade de intervenções emergenciais.

A presença da CPFL em áreas com forte concentração urbana e industrial amplia esse risco. Pequenas variações percentuais na carga podem gerar impactos expressivos quando aplicadas a uma base de consumidores de milhões de unidades consumidoras. Além disso, regiões urbanas densas apresentam maior complexidade de recomposição, pois a rede aérea convive com vegetação, trânsito, ocupação irregular, restrições de acesso, congestionamentos e maior sensibilidade social a interrupções. Isso significa que o impacto financeiro não decorre apenas da ocorrência de falhas técnicas, mas também do custo de resposta rápida em ambientes onde a continuidade do serviço é altamente visível e regulatoriamente pressionada.

Ao mesmo tempo, a operação no Rio Grande do Sul expõe o grupo aos efeitos opostos do El Niño, especialmente ao aumento da frequência de chuvas extremas, vendavais, descargas atmosféricas, alagamentos e quedas de árvores sobre a rede elétrica. Eventos desse tipo podem provocar rompimento de cabos, queda de postes, danos em transformadores, alagamento de subestações, interrupção de acessos e prolongamento do tempo de recomposição. Em cenários de enchentes ou tempestades severas, o custo de campo tende a crescer rapidamente, exigindo mobilização de equipes adicionais, aquisição emergencial de materiais, reforço logístico e contratação de serviços especializados.

A escala operacional da CPFL é um elemento central para compreender o tamanho da estimativa financeira. Por ser um grupo de grande porte, qualquer aumento marginal em interrupções, poda emergencial de vegetação, substituição de equipamentos, recomposição de rede, compensações regulatórias e compra adicional de energia se transforma em valor material no consolidado. A companhia não precisa sofrer um evento catastrófico isolado para registrar impacto expressivo: basta a multiplicação de ocorrências regionais, combinando calor intenso no Sudeste, tempestades localizadas, maior frequência de falhas e eventos severos no Sul.

A presença de geração própria também altera a natureza do risco. Em um cenário de El Niño, a empresa pode enfrentar indisponibilidade temporária em determinados ativos, variações de produção em função das condições climáticas e necessidade de contratação defensiva para cumprir obrigações comerciais. Embora a geração própria ofereça alguma proteção contra a volatilidade de mercado, ela também expõe a companhia à perda de margem operacional quando a produção efetiva fica abaixo do esperado ou quando há necessidade de recompor posições por meio de compra adicional de energia.

Além dos efeitos operacionais imediatos, a CPFL tende a enfrentar pressão para acelerar investimentos em resiliência da rede. Isso inclui reforço de subestações, modernização de sistemas de automação, ampliação do telecomando, instalação de sensores inteligentes, substituição preventiva de equipamentos críticos, aumento da capacidade de transformação em áreas com crescimento de carga, intensificação dos programas de poda, melhoria dos sistemas de drenagem em instalações vulneráveis e digitalização dos centros de operação. Esses investimentos aumentam a robustez futura, mas representam antecipação de desembolsos e pressão sobre o fluxo de caixa no curto prazo.

A metodologia desenvolvida para este relatório indica que a exposição financeira da CPFL decorre da combinação de três fatores principais. O primeiro é um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela presença simultânea em regiões sujeitas a calor extremo no Sudeste e eventos hidrometeorológicos severos no Sul. O segundo é um alto **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à predominância da distribuição de energia em áreas densas de consumo, combinada à atuação em transmissão e geração. O terceiro é um elevado **Índice de**

Intensidade Financeira (IIF), resultado do porte econômico do grupo, da grande base de consumidores atendidos e da escala de seus ativos operacionais.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a CPFL Energia entre os grupos de maior vulnerabilidade financeira ao El Niño no setor elétrico brasileiro. Sua exposição não decorre exclusivamente da hidrologia ou de um único tipo de ativo, mas da soma entre rede de distribuição capilar, áreas de consumo intensivo, presença em regiões climáticas contrastantes, geração própria e forte sensibilidade regulatória.

A estimativa central de **R\$ 2,7 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Indisponibilidade temporária de ativos de geração, aumento das perdas técnicas, maior estresse térmico na rede e redução de eficiência operacional em períodos de pico de carga	23%	R\$ 0,62 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de postes, cabos, transformadores e religadores, poda emergencial, atendimento a tempestades, enchentes e mobilização de equipes adicionais	32%	R\$ 0,86 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga, proteção contra volatilidade de preços e recomposição de posições contratuais em períodos de indisponibilidade	17%	R\$ 0,46 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço de subestações, automação, telecomando, sensores inteligentes, aumento de capacidade em áreas críticas, drenagem e digitalização operacional	14%	R\$ 0,38 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento, piora de indicadores DEC/FEC, pressão regulatória e custos associados à recomposição de qualidade de serviço	14%	R\$ 0,38 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 2,70 bilhões

A estimativa de **R\$ 2,7 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial, construído a partir da metodologia multicritério adotada neste relatório. O valor não corresponde a uma previsão contábil da companhia, mas à ordem de grandeza do impacto econômico que poderia ser observado em um evento de El Niño de forte intensidade, considerando a localização dos ativos, a escala operacional do grupo, a sensibilidade da rede de distribuição ao calor extremo, a exposição a eventos severos no Sul e a necessidade de garantir continuidade do serviço em um ambiente regulado. A CPFL ocupa posição elevada no ranking porque reúne três características críticas:

grande base de consumidores, operação em regiões de alta densidade de carga e presença em áreas sujeitas a eventos climáticos opostos e simultaneamente adversos.[13]

5. Energisa

A Energisa apresenta um dos perfis de exposição climática mais distribuídos entre os grupos econômicos analisados neste estudo. Diferentemente de empresas cuja vulnerabilidade está concentrada em uma única região geográfica ou em um único segmento do setor elétrico, a Energisa construiu ao longo de sua trajetória uma extensa rede de distribuidoras espalhadas por praticamente todas as macrorregiões brasileiras. Atualmente, o grupo opera 11 concessionárias de distribuição, além de ativos de transmissão, geração distribuída e serviços especializados em energia, atendendo milhões de consumidores em estados da Amazônia Legal, Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste. Essa ampla diversificação geográfica representa uma importante vantagem comercial e reduz a dependência econômica de um único mercado regional. Entretanto, sob a ótica dos impactos provocados por um evento de El Niño de forte intensidade, essa mesma característica amplia significativamente a superfície de exposição da companhia aos diferentes fenômenos climáticos extremos observados simultaneamente no território brasileiro.

Ao contrário de grupos cuja exposição financeira decorre de um grande evento localizado, a principal vulnerabilidade da Energisa está associada à elevada probabilidade de ocorrência simultânea de dezenas de eventos climáticos de média intensidade distribuídos em diferentes estados. Essa característica faz com que o impacto financeiro esperado seja formado pela acumulação de inúmeros episódios de interrupção, recomposição de rede, deslocamento de equipes e manutenção extraordinária, produzindo um efeito econômico agregado de grande magnitude mesmo na ausência de um desastre climático isolado.

Nos estados do Acre, Rondônia e Tocantins, onde a companhia mantém importantes operações de distribuição, o El Niño tende a provocar redução da umidade relativa do ar, aumento das temperaturas, prolongamento da estiagem e crescimento significativo da incidência de queimadas florestais. Esses fatores aumentam o risco de incêndios próximos às faixas de servidão, comprometem a integridade da rede elétrica e elevam substancialmente a necessidade de inspeções preventivas e intervenções emergenciais. Além disso, a logística de atendimento nessas regiões apresenta elevado grau de complexidade em razão das grandes distâncias, da baixa densidade populacional, da limitada infraestrutura viária e da dificuldade de acesso a diversas localidades atendidas pela companhia.

No Centro-Oeste, especialmente em Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, o principal fator de risco decorre do intenso estresse térmico imposto à infraestrutura elétrica. Ondas prolongadas de calor elevam significativamente a demanda por energia elétrica, pressionando transformadores, alimentadores, religadores automáticos, bancos de capacitores e subestações. Em regiões com forte atividade agroindustrial, a combinação entre altas temperaturas e crescimento da demanda sazonal pode reduzir a margem operacional dos equipamentos, aumentando a frequência de falhas e acelerando o desgaste dos ativos.

Nas distribuidoras localizadas no Nordeste, os impactos esperados estão associados principalmente ao aumento das temperaturas médias, irregularidade das precipitações e maior consumo residencial e comercial decorrente do uso intensivo de sistemas de climatização. Embora parte dessas regiões possa registrar episódios localizados de chuvas intensas, o cenário predominante

tende a ser de maior pressão sobre a carga elétrica, aumento das perdas operacionais e crescimento das despesas com manutenção preventiva.

No Sudeste, onde o grupo também possui operações relevantes, o risco está associado principalmente aos picos de demanda durante ondas de calor, às tempestades convectivas de verão, à queda de árvores sobre a rede elétrica e ao aumento das ocorrências urbanas que exigem rápida recomposição do fornecimento. Ainda que a exposição regional seja menor quando comparada à observada em outros grupos, ela contribui para ampliar a diversidade de cenários climáticos enfrentados simultaneamente pela companhia.

Essa pulverização geográfica faz com que a Energisa apresente um perfil operacional bastante peculiar. Em vez de concentrar seus maiores prejuízos na indisponibilidade de geração ou em grandes eventos hidrológicos, sua principal exposição financeira decorre do crescimento contínuo das despesas operacionais distribuídas por toda a rede. O aumento das equipes de campo, da contratação de serviços especializados, dos deslocamentos logísticos, da substituição preventiva de equipamentos, da poda emergencial de vegetação, da recuperação de redes e do atendimento a consumidores tende a representar o componente mais relevante da exposição econômica da companhia.

Outro aspecto de elevada importância é a forte sensibilidade da Energisa aos indicadores regulatórios de qualidade do fornecimento estabelecidos pela ANEEL. Como operadora de diversas concessionárias de distribuição, a companhia permanece diretamente sujeita aos indicadores DEC e FEC, bem como às compensações financeiras devidas aos consumidores em caso de interrupções prolongadas. Em um cenário de El Niño, caracterizado pela multiplicação de eventos climáticos regionais, o desafio deixa de ser apenas restaurar rapidamente a operação e passa a ser manter simultaneamente os indicadores regulatórios dentro dos limites exigidos em diferentes estados com características completamente distintas.

Também se espera uma aceleração dos investimentos voltados ao fortalecimento da resiliência da infraestrutura. Entre os principais projetos destacam-se ampliação da automação das redes, expansão dos sistemas de telecomando, instalação de religadores inteligentes, reforço estrutural de alimentadores críticos, modernização de subestações, intensificação dos programas de poda preventiva, implantação de sensores de monitoramento remoto, fortalecimento dos centros de operação e aumento dos estoques estratégicos de equipamentos destinados ao atendimento de emergências climáticas.

A metodologia adotada neste relatório demonstra que a elevada exposição financeira da Energisa resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da distribuição de ativos em praticamente todas as regiões brasileiras sujeitas aos diferentes efeitos do El Niño. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à predominância das atividades de distribuição, segmento particularmente vulnerável a eventos climáticos extremos e fortemente regulado pela ANEEL. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do grupo, sua extensa rede de distribuição e a grande quantidade de ativos operacionais espalhados pelo território nacional.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Energisa entre os grupos de maior vulnerabilidade financeira do setor elétrico brasileiro. Sua exposição distingue-se das demais empresas analisadas pelo elevado grau

de pulverização geográfica da infraestrutura, que transforma inúmeros eventos climáticos de média intensidade em um impacto financeiro agregado altamente relevante.

A estimativa central de **R\$ 2,4 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Aumento das perdas técnicas, redução da eficiência operacional da rede, indisponibilidade temporária de ativos e maior estresse térmico sobre equipamentos	18%	R\$ 0,43 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, combate a queimadas, recuperação de ativos, logística em regiões remotas, mobilização de equipes, inspeções extraordinárias e substituição de equipamentos	36%	R\$ 0,86 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga e mitigação de indisponibilidades operacionais	15%	R\$ 0,36 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Automação da rede, telecomando, modernização de subestações, reforço estrutural, sensores inteligentes, digitalização operacional e ampliação da resiliência da infraestrutura	16%	R\$ 0,38 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), cumprimento de metas regulatórias e custos associados à manutenção dos indicadores de qualidade	15%	R\$ 0,36 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 2,40 bilhões

A estimativa de **R\$ 2,4 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a elevada vulnerabilidade da Energisa aos impactos operacionais, logísticos e regulatórios decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a Energisa destaca-se pela capacidade de absorver riscos regionalizados, mas também pela elevada probabilidade de acumular centenas de ocorrências operacionais distribuídas por uma infraestrutura extremamente pulverizada, característica que justifica sua posição entre as empresas de maior exposição financeira no cenário modelado por este estudo.[14]

6. Enel Brasil

A Enel Brasil apresenta um perfil de exposição climática distinto da maior parte dos grupos analisados neste estudo. Enquanto empresas predominantemente geradoras concentram seus riscos na variabilidade hidrológica e grupos fortemente presentes em transmissão tendem a sofrer principalmente com indisponibilidades de infraestrutura, a Enel possui sua principal vulnerabilidade associada à operação de redes de distribuição em alguns dos maiores centros urbanos do país. A companhia opera distribuidoras estrategicamente localizadas nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Ceará, além de manter participação relevante em geração renovável e comercialização de energia no mercado livre. Essa configuração faz com que sua exposição financeira esteja diretamente relacionada à capacidade de manter a continuidade do fornecimento em ambientes urbanos densamente povoados, altamente dependentes da disponibilidade de energia elétrica e sujeitos a forte escrutínio regulatório e institucional.

O estado de São Paulo representa o principal componente da exposição operacional do grupo. A maior concentração urbana, industrial e comercial do país tende a experimentar aumento significativo da demanda elétrica durante episódios prolongados de calor extremo, fenômeno amplificado pelo efeito conhecido como "ilha de calor urbana". Nessas condições, o uso intensivo de sistemas de climatização provoca elevação dos picos de carga, reduzindo as margens operacionais de transformadores, alimentadores, bancos de capacitores, religadores e subestações. Equipamentos que normalmente operam próximos de sua capacidade nominal passam a trabalhar sob maior estresse térmico, acelerando processos de envelhecimento, aumentando a probabilidade de falhas e exigindo intervenções corretivas mais frequentes.

Além da sobrecarga causada pelas altas temperaturas, São Paulo permanece fortemente exposta às tempestades convectivas típicas do verão, caracterizadas por chuvas intensas, rajadas de vento, descargas atmosféricas e queda de árvores sobre a rede elétrica. Em ambientes urbanos densos, esses eventos produzem efeitos econômicos imediatos, uma vez que pequenas interrupções podem afetar simultaneamente milhares de consumidores, exigindo rápida mobilização de equipes, reposição de equipamentos e coordenação logística complexa em regiões de tráfego intenso e elevada ocupação territorial.

No Rio de Janeiro, o cenário é semelhante, porém acrescido de desafios operacionais adicionais relacionados à topografia da cidade, à elevada concentração populacional em áreas de difícil acesso e à ocorrência frequente de alagamentos e deslizamentos durante eventos pluviométricos intensos. A recomposição da rede nessas circunstâncias tende a ser mais lenta e onerosa, elevando significativamente os custos de operação e manutenção. Em diversas situações, o restabelecimento do fornecimento depende não apenas da substituição de equipamentos danificados, mas também da recuperação das condições de acesso às instalações elétricas.

O Ceará adiciona uma terceira dimensão ao perfil de risco da companhia. O estado tende a registrar temperaturas persistentemente elevadas durante episódios de El Niño, aumentando o consumo de energia elétrica devido ao uso intensivo de sistemas de refrigeração. Ao mesmo tempo, tempestades convectivas localizadas podem provocar interrupções pontuais da rede, exigindo reforço operacional semelhante ao observado nas regiões Sudeste. Embora a infraestrutura elétrica cearense apresente características distintas das grandes áreas metropolitanas, o aumento simultâneo da carga e da frequência de eventos meteorológicos severos contribui para elevar os custos de manutenção e operação.

Diferentemente de outros grupos avaliados, a principal vulnerabilidade da Enel Brasil não decorre da perda de geração hidrelétrica, mas da prestação de um serviço essencial em regiões metropolitanas altamente sensíveis à continuidade do fornecimento. Em concessionárias que atendem milhões de consumidores, mesmo interrupções relativamente curtas podem gerar expressivo impacto financeiro por meio de compensações regulatórias, mobilização extraordinária de equipes, custos de recomposição da infraestrutura e repercussão institucional. A experiência recente da companhia demonstra que eventos climáticos extremos em grandes centros urbanos rapidamente se transformam em temas de elevada relevância pública, intensificando a atuação dos órgãos reguladores e ampliando a pressão por investimentos em resiliência da rede.

Nesse contexto, merece destaque o expressivo aumento dos investimentos anunciados pela companhia para reforço da infraestrutura de distribuição, especialmente no estado do Rio de Janeiro. A expansão dos programas de modernização da rede, ampliação da automação, substituição de equipamentos, reforço estrutural de subestações e aumento das equipes operacionais evidencia que a empresa já reconhece a necessidade de elevar a robustez do sistema frente ao crescimento da frequência e da intensidade dos eventos climáticos extremos. Embora esses investimentos contribuam para reduzir o risco operacional no longo prazo, eles representam antecipação de CAPEX e aumento da pressão financeira durante os próximos ciclos regulatórios.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a elevada exposição financeira da Enel Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela concentração de ativos em regiões metropolitanas sujeitas simultaneamente a ondas de calor, tempestades intensas e elevada densidade populacional. O segundo é o alto **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da predominância das atividades de distribuição de energia, segmento mais diretamente afetado por eventos climáticos extremos e por exigências regulatórias relacionadas à continuidade do serviço. O terceiro é o **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, que reflete o porte econômico da companhia, sua extensa base de consumidores e a criticidade das regiões atendidas.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Enel Brasil entre os grupos de maior vulnerabilidade financeira do setor elétrico brasileiro. Sua elevada exposição decorre menos da hidrologia e mais da elevada concentração de consumidores em áreas urbanas críticas, onde qualquer degradação da qualidade do fornecimento produz consequências operacionais, regulatórias, financeiras e reputacionais imediatas.

A estimativa central de **R\$ 2,2 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução da eficiência operacional da rede, aumento das perdas técnicas, indisponibilidade temporária de ativos e menor desempenho da geração própria	18%	R\$ 0,40 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes urbanas, substituição de equipamentos, atendimento a tempestades, poda emergencial, mobilização extraordinária de equipes e recuperação de ativos	33%	R\$ 0,73 bilhão

Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga e mitigação da volatilidade do mercado durante indisponibilidades operacionais	15%	R\$ 0,33 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Modernização da infraestrutura, automação da rede, reforço estrutural de subestações, sensores inteligentes, telecomando, digitalização operacional e ampliação da resiliência	17%	R\$ 0,37 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), exigências regulatórias, pressão institucional e custos associados à manutenção dos indicadores de qualidade	17%	R\$ 0,37 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 2,20 bilhões

A estimativa de **R\$ 2,2 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a elevada vulnerabilidade da Enel Brasil aos impactos operacionais, regulatórios e reputacionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a companhia destaca-se por operar algumas das redes urbanas mais críticas do país, onde a combinação entre elevada densidade populacional, calor extremo, tempestades intensas e rigor regulatório transforma eventos meteorológicos em impactos financeiros imediatos e de grande relevância para o desempenho consolidado do grupo.^[15]

7. Cemig

A Cemig apresenta um perfil de exposição climática fortemente associado ao chamado Sudeste climático, especialmente em razão de sua concentração operacional em Minas Gerais. O grupo possui uma das maiores bases de consumidores do país, atendendo mais de 9 milhões de clientes no estado, além de manter ativos relevantes de geração, transmissão e distribuição. Essa configuração torna a companhia sensível a um conjunto amplo de impactos associados ao El Niño, que envolvem simultaneamente alterações no regime hidrológico, aumento da carga elétrica durante ondas de calor, tempestades localizadas, descargas atmosféricas, danos por vegetação e maior complexidade logística em áreas urbanas, rurais e serranas.

Minas Gerais ocupa uma posição estratégica no Sistema Interligado Nacional por sua relevância em bacias hidrográficas importantes, pela presença de ativos de geração hidrelétrica e pela extensão de sua rede de distribuição. Durante episódios de El Niño de maior intensidade, o estado pode enfrentar atraso ou irregularidade da estação chuvosa, temperaturas acima da média histórica, períodos de estiagem mais prolongados e tempestades severas concentradas em curtos intervalos de tempo. Essa combinação é especialmente desafiadora para uma empresa como a Cemig, porque pressiona

simultaneamente a disponibilidade hídrica, a operação da rede e a capacidade de atendimento aos consumidores.

No segmento de geração, a principal vulnerabilidade está relacionada à variabilidade hidrológica. Caso a estação chuvosa atrase ou apresente distribuição irregular, os reservatórios podem ter recuperação inferior à esperada, reduzindo a margem operacional dos ativos hidrelétricos. Mesmo que parte da geração esteja protegida por contratos e mecanismos regulatórios, a queda de aflúncias pode reduzir a flexibilidade operacional, aumentar a necessidade de gestão conservadora dos reservatórios e diminuir a energia disponível em determinados períodos. Esse efeito é particularmente relevante porque Minas Gerais participa de bacias com influência direta sobre o equilíbrio energético do Sudeste e do Centro-Oeste.

No segmento de distribuição, o impacto tende a ser ainda mais visível. Ondas de calor prolongadas elevam a demanda por energia elétrica, principalmente em centros urbanos, regiões industriais e áreas de maior concentração comercial. O aumento do uso de equipamentos de refrigeração pressiona transformadores, alimentadores, subestações e demais componentes da rede. Em regiões onde a infraestrutura já opera próxima de sua capacidade em horários de pico, o estresse térmico pode aumentar a frequência de falhas, acelerar o desgaste de equipamentos e exigir intervenções emergenciais.

Além do calor, a Cemig enfrenta risco relevante de tempestades localizadas. Minas Gerais possui grande diversidade topográfica e climática, com áreas metropolitanas, zonas rurais extensas, regiões montanhosas e localidades de difícil acesso. Chuvas intensas, ventos fortes e descargas atmosféricas podem provocar queda de árvores sobre a rede, rompimento de cabos, danos a postes, falhas em transformadores e interrupções de fornecimento. Em áreas serranas ou rurais, a recomposição tende a ser mais lenta e onerosa, pois depende de deslocamento de equipes, liberação de acessos, disponibilidade de materiais e coordenação logística em regiões geograficamente dispersas.

A empresa tem realizado investimentos relevantes em subestações, expansão de rede trifásica, modernização de infraestrutura e reforço da capacidade operacional. Esses investimentos reduzem parte da fragilidade estrutural da rede e aumentam a resiliência de longo prazo. Entretanto, também evidenciam o tamanho do passivo físico a ser protegido. Em um estado da dimensão de Minas Gerais, com milhões de consumidores e ampla diversidade territorial, qualquer aumento marginal em ocorrências climáticas, falhas de equipamentos, poda emergencial, recomposição de rede e deslocamento de equipes pode produzir impacto financeiro material no consolidado da companhia.

A sensibilidade regulatória também é elevada. Como distribuidora de energia, a Cemig está sujeita aos indicadores de continuidade do fornecimento estabelecidos pela ANEEL, especialmente DEC e FEC. Eventos climáticos extremos que ampliem a duração ou a frequência das interrupções podem gerar compensações automáticas aos consumidores, pressão regulatória adicional e necessidade de aceleração de investimentos em qualidade do serviço. Dessa forma, o impacto financeiro não se limita ao custo físico de recompor ativos; ele também envolve efeitos regulatórios, reputacionais e comerciais associados à prestação de serviço essencial.

A metodologia adotada neste relatório indica que a exposição financeira da Cemig decorre da combinação de três fatores principais. O primeiro é um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, associado à concentração dos ativos em Minas Gerais, estado sujeito a calor intenso, chuvas irregulares, tempestades localizadas e variações hidrológicas relevantes. O segundo é um alto **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, determinado pela combinação entre geração hidrelétrica e

distribuição de energia em um território amplo e heterogêneo. O terceiro é o **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, que reflete o porte econômico do grupo, sua base superior a 9 milhões de consumidores e a dimensão de seus ativos físicos.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Cemig entre os grupos de maior vulnerabilidade financeira ao El Niño no setor elétrico brasileiro. Sua exposição não decorre de um único vetor climático, mas da possibilidade de sofrer simultaneamente com menor previsibilidade hidrológica, aumento da carga por calor extremo, tempestades severas localizadas e maior custo de atendimento em uma rede extensa e territorialmente complexa.

A estimativa central de **R\$ 2,0 bilhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução de geração hidrelétrica, irregularidade de aflúncias, menor flexibilidade operacional dos reservatórios e aumento das perdas técnicas em períodos de carga elevada	28%	R\$ 0,56 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de equipamentos, poda emergencial, atendimento a tempestades, descargas atmosféricas, vegetação e mobilização de equipes em áreas urbanas, rurais e serranas	30%	R\$ 0,60 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga, recomposição de posições contratuais e mitigação da volatilidade causada por menor disponibilidade hídrica	16%	R\$ 0,32 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço de subestações, expansão de rede trifásica, automação, telecomando, modernização de ativos, drenagem, sensores e digitalização operacional	14%	R\$ 0,28 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento, piora potencial de DEC/FEC, exigências regulatórias e custos associados à recomposição dos indicadores de qualidade	12%	R\$ 0,24 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 2,00 bilhões

A estimativa de **R\$ 2,0 bilhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Cemig aos impactos hidrológicos, operacionais, regulatórios e logísticos decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a Cemig ocupa posição elevada no ranking porque combina uma grande base de

consumidores, forte exposição à distribuição em um estado territorialmente complexo e dependência relevante das condições hidrológicas, podendo sofrer ao mesmo tempo com pressão sobre a geração e aumento dos custos de atendimento da rede.[16]

8. Copel

A Copel apresenta um perfil de exposição climática distinto da maior parte dos grupos analisados neste estudo, uma vez que concentra parcela significativa de seus ativos no estado do Paraná, atuando simultaneamente nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Essa característica torna a companhia particularmente sensível ao comportamento típico do El Niño na Região Sul do Brasil, onde historicamente são observados aumentos na frequência de chuvas intensas, tempestades severas, vendavais, granizo, descargas atmosféricas e episódios de inundação. Ao contrário de empresas cuja exposição decorre predominantemente da seca ou da redução das vazões, a principal vulnerabilidade da Copel está associada ao aumento do risco físico sobre sua infraestrutura elétrica e aos elevados custos operacionais necessários para manter a continuidade do fornecimento durante eventos meteorológicos extremos.

O Paraná ocupa posição estratégica no Sistema Interligado Nacional (SIN), tanto pela relevância de sua capacidade instalada de geração quanto por sua extensa malha de transmissão responsável pelo escoamento de energia entre diferentes regiões do país. Essa característica amplia a importância sistêmica da infraestrutura operada pela Copel, fazendo com que impactos climáticos sobre seus ativos possam produzir consequências que extrapolam a esfera exclusivamente regional. Linhas de transmissão, subestações e corredores de interligação localizados em áreas sujeitas a tempestades severas tornam-se particularmente vulneráveis a ventos intensos, descargas atmosféricas, erosão de fundações, queda de árvores e alagamentos.

Sob o ponto de vista da geração hidrelétrica, o comportamento climático do El Niño produz efeitos aparentemente contraditórios. Em determinadas janelas operacionais, o aumento das precipitações na Região Sul pode favorecer a recuperação dos reservatórios e elevar a disponibilidade hídrica para geração de energia. Esse efeito, entretanto, não representa necessariamente benefício econômico líquido para a companhia. Chuvas excessivas e eventos hidrológicos extremos também aumentam a necessidade de vertimentos, elevam os riscos operacionais das usinas, intensificam processos erosivos, aumentam a carga de sedimentos e ampliam a necessidade de manutenção de estruturas hidráulicas. Além disso, os ganhos decorrentes da maior disponibilidade hídrica tendem a ser rapidamente neutralizados pelos elevados custos associados aos danos físicos provocados por tempestades sobre a infraestrutura de transmissão e distribuição.

No segmento de distribuição, a exposição financeira é ainda mais significativa. As tempestades típicas do Sul do Brasil frequentemente provocam queda de árvores sobre a rede elétrica, rompimento de cabos, danos estruturais em postes, falhas em alimentadores, interrupções prolongadas do fornecimento e necessidade de mobilização de grandes contingentes de equipes de manutenção. Em eventos acompanhados por granizo ou vendavais de alta intensidade, a recomposição pode exigir substituição simultânea de centenas de estruturas, contratação emergencial de fornecedores, aquisição extraordinária de materiais e reforço logístico para atendimento de áreas extensas.

Outro fator relevante decorre da forte presença de vegetação ao longo da infraestrutura elétrica paranaense. O aumento da velocidade dos ventos potencializa a queda de árvores sobre linhas de

distribuição e transmissão, elevando significativamente as despesas com poda emergencial, limpeza de faixas de servidão, inspeções preventivas e recuperação da infraestrutura danificada. Em diversas situações, o custo operacional associado ao controle da vegetação torna-se um dos principais componentes das despesas extraordinárias durante episódios climáticos severos.

A atuação simultânea da Copel nos segmentos de geração, transmissão e distribuição faz com que os impactos financeiros ocorram em múltiplas camadas operacionais. Enquanto a geração pode sofrer oscilações decorrentes da gestão hidrológica e da disponibilidade dos ativos, a transmissão permanece sujeita à indisponibilidade temporária de linhas estratégicas, e a distribuição absorve diretamente os custos de recomposição da rede e as compensações regulatórias decorrentes da interrupção do fornecimento. Essa característica diferencia a companhia de grupos especializados em apenas um segmento do setor elétrico, ampliando sua exposição econômica agregada.

A empresa também deverá intensificar investimentos destinados ao aumento da resiliência climática de sua infraestrutura. Entre os principais projetos esperados destacam-se o reforço estrutural de torres de transmissão, ampliação dos sistemas de monitoramento meteorológico, modernização de subestações, automação de redes de distribuição, instalação de equipamentos telecomandados, reforço das faixas de servidão, melhoria dos sistemas de drenagem e expansão dos programas preventivos de manejo da vegetação. Embora esses investimentos reduzam a vulnerabilidade de longo prazo, eles representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios futuros.

A metodologia adotada neste relatório demonstra que a elevada exposição financeira da Copel resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela concentração de ativos em uma região historicamente sujeita aos efeitos mais intensos do El Niño no Sul do Brasil. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da atuação simultânea nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, o que amplia o número de vetores pelos quais eventos climáticos extremos podem afetar o desempenho operacional da companhia. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte econômico do grupo, a relevância sistêmica de seus ativos e a dimensão da infraestrutura elétrica sob sua responsabilidade.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Copel entre os grupos de maior vulnerabilidade financeira ao El Niño no setor elétrico brasileiro. Sua exposição distingue-se das demais empresas analisadas porque os efeitos positivos ocasionais sobre a hidrologia regional tendem a ser amplamente compensados pelos elevados custos decorrentes dos danos físicos à infraestrutura elétrica, da recomposição da rede e da manutenção da continuidade do fornecimento em um ambiente sujeito a eventos meteorológicos extremos.

A estimativa central de **R\$ 1,9 bilhão** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Oscilações na geração hidrelétrica, indisponibilidade temporária de ativos, vertimentos extraordinários e redução da eficiência operacional em função de eventos climáticos extremos	25%	R\$ 0,48 bilhão

Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de torres, postes e alimentadores, poda emergencial de vegetação, recuperação de subestações e mobilização extraordinária de equipes	33%	R\$ 0,63 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia para atendimento da carga, recomposição de posições contratuais e mitigação da volatilidade operacional	15%	R\$ 0,29 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural da infraestrutura, automação da rede, monitoramento meteorológico, modernização de subestações, drenagem e expansão da resiliência operacional	15%	R\$ 0,29 bilhão
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento, indisponibilidade de ativos de transmissão, manutenção dos indicadores de qualidade e exigências regulatórias	12%	R\$ 0,23 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 1,90 bilhão

A estimativa de **R\$ 1,9 bilhão** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a elevada vulnerabilidade da Copel aos impactos físicos, operacionais e regulatórios decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a Copel ocupa posição de destaque porque combina uma extensa infraestrutura de geração, transmissão e distribuição concentrada em uma das regiões brasileiras historicamente mais afetadas por tempestades severas, vendavais e eventos hidrometeorológicos extremos, fazendo com que os benefícios ocasionais da maior disponibilidade hídrica sejam amplamente superados pelos custos associados à proteção e recomposição de sua infraestrutura elétrica.^[17]

9. Engie Brasil Energia

A Engie Brasil Energia apresenta um perfil de exposição climática significativamente diferente dos grandes grupos predominantemente distribuidores analisados neste estudo. A companhia possui um dos maiores parques privados de geração de energia do país, com ativos distribuídos entre usinas hidrelétricas, parques eólicos, empreendimentos solares e termelétricos, além de participação relevante em ativos de transmissão. Essa diversificação tecnológica reduz parcialmente a dependência de uma única fonte de geração, porém amplia o número de variáveis climáticas capazes de afetar simultaneamente o desempenho operacional da empresa. Em um cenário de El Niño de forte intensidade, a Engie tende a sofrer menos com compensações regulatórias associadas à continuidade do fornecimento, mas permanece altamente exposta à indisponibilidade física dos ativos, à volatilidade da geração, ao aumento dos custos de operação e manutenção e às oscilações de receita decorrentes das condições climáticas.

A presença histórica da companhia na Região Sul constitui um dos principais fatores de exposição. O padrão climatológico típico do El Niño nessa região favorece maior frequência de chuvas intensas, tempestades severas, vendavais, granizo, descargas atmosféricas e eventos hidrológicos extremos. Para um grupo com forte participação em geração hidrelétrica e infraestrutura de transmissão, esses fenômenos aumentam significativamente o risco operacional. Embora o incremento das precipitações possa favorecer a recuperação dos reservatórios em determinados períodos, esse benefício é frequentemente compensado pelo aumento dos custos associados à operação de usinas durante eventos hidrológicos extremos, à maior necessidade de vertimentos, ao desgaste acelerado de equipamentos eletromecânicos, aos processos erosivos e às intervenções extraordinárias em barragens e estruturas hidráulicas.

Outro componente relevante decorre da crescente participação das fontes renováveis no portfólio da companhia. A operação de parques eólicos e solares reduz a dependência exclusiva do regime hidrológico, mas introduz novos fatores de vulnerabilidade associados ao comportamento atmosférico durante episódios de El Niño. Tempestades severas podem interromper temporariamente a operação de parques eólicos por razões de segurança operacional, enquanto chuvas intensas, ventos extremos, descargas atmosféricas e dificuldades de acesso podem atrasar atividades de inspeção e manutenção preventiva. Em usinas solares, embora a geração seja menos diretamente afetada pelas chuvas intensas do que a hidrelétrica, episódios prolongados de tempestades, alagamentos ou danos à infraestrutura elétrica podem reduzir a disponibilidade operacional e aumentar significativamente os custos de recuperação.

A natureza da operação da Engie faz com que sua principal vulnerabilidade financeira esteja concentrada na indisponibilidade temporária dos ativos de geração. Diferentemente das grandes distribuidoras, onde o maior impacto decorre da interrupção do fornecimento aos consumidores, a companhia está mais exposta à redução da energia efetivamente produzida, à postergação de receitas, ao aumento dos custos de manutenção corretiva e à necessidade de recomposição contratual quando determinados empreendimentos deixam de operar conforme o planejamento. Em um mercado caracterizado por elevada volatilidade de preços em situações de restrição de oferta, indisponibilidades relativamente curtas podem produzir impactos econômicos relevantes sobre a margem operacional.

Os ativos de transmissão complementam esse cenário de exposição. Linhas e subestações localizadas em regiões sujeitas a tempestades severas permanecem vulneráveis a descargas atmosféricas, ventos intensos, queda de vegetação, erosão de fundações e alagamentos localizados. Ainda que a parcela da receita proveniente da transmissão apresente maior estabilidade regulatória, indisponibilidades temporárias podem gerar redução de receitas variáveis, aumento das despesas operacionais e necessidade de intervenções emergenciais para restabelecimento da infraestrutura.

Outro aspecto importante diz respeito ao planejamento das paradas programadas para manutenção. Eventos climáticos extremos frequentemente dificultam o acesso às usinas, atrasam cronogramas de inspeção e elevam os custos logísticos associados à mobilização de equipes especializadas. Em empreendimentos localizados em regiões remotas, pequenas alterações nas condições climáticas podem provocar atrasos significativos na execução de serviços críticos, ampliando o período de indisponibilidade dos ativos e reduzindo a eficiência operacional da companhia.

Embora a Engie esteja menos exposta às compensações regulatórias típicas das distribuidoras de energia, espera-se aumento relevante dos investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência operacional. Entre as principais iniciativas destacam-se reforço estrutural de barragens e obras hidráulicas, modernização de sistemas de monitoramento meteorológico, ampliação dos programas de

inspeção remota, digitalização dos centros de operação, instalação de sensores adicionais em ativos críticos, reforço da infraestrutura de transmissão e expansão dos programas de manutenção preditiva. Esses investimentos representam antecipação de CAPEX originalmente planejado para exercícios futuros, pressionando temporariamente a estrutura de custos da companhia.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Engie Brasil Energia resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde ao elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela presença significativa de ativos na Região Sul e pela diversidade tecnológica do portfólio de geração. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da forte dependência da disponibilidade física dos ativos de geração e transmissão para manutenção da receita operacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte econômico do grupo, a elevada capacidade instalada e a relevância de seus empreendimentos para o Sistema Interligado Nacional.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Engie Brasil Energia entre os grupos de elevada vulnerabilidade financeira ao El Niño. Sua exposição diferencia-se das grandes distribuidoras porque o principal vetor de perda não está relacionado à continuidade do fornecimento ao consumidor final, mas à disponibilidade operacional dos ativos de geração, à variabilidade da produção, ao aumento dos custos de manutenção e à volatilidade das receitas. Consequentemente, espera-se um impacto financeiro superior ao observado em produtores independentes de menor porte, porém inferior ao registrado por grupos cuja atividade principal é a distribuição de energia para milhões de consumidores.

A estimativa central de **R\$ 1,55 bilhão** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Oscilações da geração hidrelétrica, indisponibilidade temporária de ativos renováveis, restrições operacionais e volatilidade da receita	36%	R\$ 0,56 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recuperação de ativos, manutenção extraordinária em usinas, linhas de transmissão, barragens, parques eólicos e solares, além da mobilização de equipes especializadas	28%	R\$ 0,43 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição de contratos, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade do mercado durante indisponibilidades operacionais	16%	R\$ 0,25 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural de ativos, monitoramento meteorológico, automação, sensores inteligentes, digitalização operacional e aumento da resiliência da infraestrutura	14%	R\$ 0,22 bilhão
Impactos regulatórios	Indisponibilidades em ativos de transmissão, adequações regulatórias e custos associados à manutenção da disponibilidade operacional	6%	R\$ 0,09 bilhão

Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 1,55 bilhão
------------------------------------------------------	----------------------------	-------------	------------------------

A estimativa de **R\$ 1,55 bilhão** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Engie Brasil Energia aos impactos operacionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a companhia ocupa uma posição intermediária-alta no ranking de exposição financeira porque reúne um amplo parque de geração diversificado, relevante presença na Região Sul e ativos cuja disponibilidade física influencia diretamente sua capacidade de geração de receita. Entretanto, sua menor dependência da atividade de distribuição reduz substancialmente a exposição a compensações regulatórias e aos elevados custos associados ao atendimento de milhões de consumidores, diferenciando seu perfil de risco daquele observado nos grandes grupos de distribuição de energia elétrica.^[18]

10. Eneva

A Eneva apresenta um perfil de exposição climática substancialmente diferente daquele observado nos grandes grupos de distribuição e nos operadores predominantemente hidrelétricos analisados neste estudo. A companhia consolidou sua posição como uma das principais empresas privadas integradas de gás natural e geração termelétrica do Brasil, operando um modelo de negócios baseado na integração entre produção de gás, infraestrutura logística e usinas termelétricas estrategicamente localizadas próximas às áreas produtoras. Essa característica reduz significativamente sua dependência direta das oscilações hidrológicas típicas do El Niño, mas introduz um conjunto distinto de vulnerabilidades relacionadas ao aumento da demanda por geração térmica, à operação em regiões remotas, à logística de suprimento e à integridade física dos ativos em ambientes sujeitos a calor extremo, seca prolongada e queimadas.

Sob a perspectiva energética, o El Niño pode representar um cenário inicialmente favorável para a companhia. Em períodos de redução da disponibilidade hidrelétrica ou de aumento expressivo da demanda elétrica provocado por ondas de calor, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tende a ampliar o despacho das usinas termelétricas para garantir a segurança do abastecimento. Em tese, esse movimento pode elevar a receita operacional da Eneva por meio do maior fator de utilização de suas usinas e do aumento da demanda por geração complementar.

Entretanto, essa potencial oportunidade comercial não elimina os riscos operacionais decorrentes das condições climáticas extremas. Grande parte dos ativos da companhia está localizada em regiões onde os efeitos do El Niño tendem a intensificar períodos de estiagem, elevar significativamente as temperaturas e aumentar a ocorrência de queimadas florestais. Nessas condições, cresce o risco de interrupções logísticas, incêndios próximos às instalações industriais, degradação acelerada de equipamentos submetidos a elevadas temperaturas ambientais e aumento da necessidade de manutenção preventiva e corretiva.

Outro fator relevante decorre do elevado grau de integração operacional existente entre os ativos de produção de gás natural e as usinas termelétricas. Diferentemente de empresas que podem adquirir

combustível de diferentes fornecedores, parte importante do modelo operacional da Eneva depende do funcionamento contínuo de uma cadeia integrada de produção, processamento, transporte e geração. Dessa forma, qualquer interrupção física em um dos elos dessa cadeia tende a produzir efeitos multiplicadores sobre toda a operação, ampliando o impacto econômico de eventos climáticos localizados.

A logística representa um dos principais componentes de vulnerabilidade da companhia. Diversos empreendimentos encontram-se em regiões de infraestrutura limitada, onde longos períodos de seca, incêndios florestais, altas temperaturas e restrições de acesso podem dificultar significativamente a mobilização de equipes, o transporte de equipamentos pesados, o abastecimento de insumos e a execução de atividades de manutenção programada. Mesmo quando não ocorre dano direto aos ativos industriais, o aumento do custo logístico tende a elevar significativamente as despesas operacionais durante eventos climáticos extremos.

As elevadas temperaturas também impõem desafios importantes à operação das instalações industriais. Equipamentos eletromecânicos, sistemas de resfriamento, unidades de compressão, infraestrutura de processamento de gás e sistemas auxiliares passam a operar sob maior estresse térmico, reduzindo sua eficiência operacional e aumentando a probabilidade de falhas. Em usinas termelétricas, temperaturas ambientais elevadas podem reduzir a eficiência de determinados sistemas de resfriamento e aumentar o consumo de equipamentos auxiliares, pressionando os custos operacionais.

Embora a companhia possa capturar receitas adicionais decorrentes do maior despacho termelétrico durante um evento de El Niño, parte desse benefício tende a ser compensada pelo aumento simultâneo dos custos de operação, manutenção e logística. Além disso, indisponibilidades temporárias de ativos críticos podem limitar justamente a capacidade de aproveitar os períodos de maior demanda do sistema elétrico, reduzindo a margem operacional líquida da companhia. Dessa forma, o impacto econômico esperado resulta do equilíbrio entre oportunidades comerciais e aumento da exposição operacional, produzindo um efeito financeiro líquido relevante, porém inferior ao observado nos grandes grupos distribuidores de energia.

A empresa também deverá intensificar investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência operacional de seus ativos. Entre as principais iniciativas esperadas destacam-se ampliação dos sistemas de prevenção e combate a incêndios, reforço da infraestrutura logística, modernização dos sistemas de monitoramento remoto, aumento da redundância operacional, reforço dos sistemas de proteção elétrica, digitalização dos centros de operação e expansão das soluções de monitoramento meteorológico em tempo real. Esses investimentos tendem a aumentar a robustez da infraestrutura, mas representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios futuros.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Eneva resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um **Índice de Exposição Climática (IEC)** elevado em razão da localização de parte significativa de seus ativos em regiões suscetíveis à seca, calor extremo e queimadas. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** associado à elevada integração entre produção de gás natural, infraestrutura logística e geração termelétrica, característica que amplia os efeitos de eventuais interrupções operacionais. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte econômico da companhia, sua capacidade instalada e a relevância crescente da geração térmica para a segurança energética nacional em cenários hidrológicos adversos.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Eneva entre os grupos de elevada exposição financeira ao El Niño. Sua vulnerabilidade diferencia-se da observada nos grandes distribuidores porque está menos associada à continuidade do fornecimento ao consumidor final e mais relacionada à preservação da integridade física dos ativos industriais, à manutenção da cadeia integrada de gás natural e à capacidade de manter elevados níveis de disponibilidade operacional justamente nos momentos em que o sistema elétrico mais depende da geração termelétrica.

A estimativa central de **R\$ 1,35 bilhão** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução da eficiência operacional, indisponibilidade temporária de ativos integrados de gás e geração e menor captura do benefício econômico do despacho térmico	31%	R\$ 0,42 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Recuperação de ativos industriais, combate a incêndios, manutenção extraordinária, reforço logístico, mobilização de equipes e preservação da infraestrutura operacional	29%	R\$ 0,39 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual em casos de indisponibilidade e mitigação da volatilidade operacional durante períodos de maior despacho do sistema	14%	R\$ 0,19 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Ampliação da resiliência logística, modernização de ativos, sistemas de proteção contra incêndios, redundância operacional, monitoramento remoto e digitalização	20%	R\$ 0,27 bilhão
Impactos regulatórios	Adequações operacionais, indisponibilidades de ativos e exigências regulatórias relacionadas à disponibilidade da geração	6%	R\$ 0,08 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 1,35 bilhão

A estimativa de **R\$ 1,35 bilhão** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Eneva aos impactos operacionais, logísticos e industriais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a companhia ocupa uma posição intermediária no ranking de exposição financeira porque, embora possa capturar ganhos temporários associados ao aumento do despacho termelétrico, permanece significativamente exposta aos efeitos físicos da seca, do calor extremo, das queimadas e das restrições logísticas sobre uma infraestrutura integrada cuja disponibilidade operacional é essencial para transformar essa oportunidade comercial em resultado financeiro efetivo.^[19]

11. Auren Energia

A Auren Energia apresenta um dos perfis de exposição climática mais abrangentes entre os grandes produtores independentes de energia analisados neste estudo. A companhia construiu um portfólio altamente diversificado de ativos renováveis, composto por parques eólicos, usinas solares, hidrelétricas e empreendimentos distribuídos pelas principais regiões brasileiras afetadas pelos diferentes efeitos do El Niño. Essa diversificação tecnológica reduz a dependência de uma única fonte de geração, mas amplia significativamente a superfície de exposição climática do grupo. Em um cenário de El Niño de forte intensidade, praticamente todas as regiões onde a Auren mantém ativos relevantes tendem a sofrer alterações importantes em seus padrões meteorológicos, fazendo com que a empresa esteja simultaneamente exposta a seca, calor extremo, queimadas, tempestades severas, alagamentos e maior variabilidade operacional.

A maior concentração de ativos renováveis da companhia localiza-se no Nordeste brasileiro, especialmente nos estados da Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí. Nessa região, o El Niño costuma provocar aumento das temperaturas médias, redução da umidade relativa do ar, irregularidade das precipitações e prolongamento dos períodos secos em diversas áreas. Embora a geração eólica possa, em determinados períodos, manter desempenho satisfatório, o ambiente operacional torna-se mais severo para a infraestrutura elétrica. Temperaturas elevadas aceleram o envelhecimento de componentes eletromecânicos, aumentam o estresse térmico sobre transformadores e equipamentos de conexão, elevam a incidência de poeira e partículas abrasivas e ampliam significativamente o risco de incêndios próximos às linhas de transmissão e às faixas de servidão.

A operação de usinas solares também sofre impactos indiretos importantes. O calor extremo reduz a eficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos, enquanto o aumento da deposição de poeira e partículas em suspensão exige maior frequência de limpeza e manutenção preventiva. Em regiões sujeitas a longos períodos de estiagem, o desgaste mecânico provocado por abrasão e a maior dificuldade operacional para execução de serviços de manutenção elevam os custos de operação, mesmo quando a disponibilidade energética permanece elevada.

No Sul do Brasil, onde a companhia possui parques eólicos relevantes nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, o cenário climático é substancialmente diferente. O padrão clássico do El Niño nessa região favorece maior frequência de tempestades severas, vendavais, granizo, descargas atmosféricas e chuvas intensas. Essas condições aumentam o risco de danos estruturais em torres, sistemas elétricos, linhas de conexão e subestações, além de dificultarem o acesso às equipes responsáveis pelas atividades de inspeção e manutenção. Embora os parques eólicos sejam projetados para suportar condições climáticas adversas, eventos extremos podem provocar desligamentos preventivos, indisponibilidade temporária dos aerogeradores e atrasos na retomada da operação.

Os ativos hidrelétricos localizados em São Paulo e Minas Gerais adicionam uma terceira dimensão ao perfil de risco da companhia. Nessas regiões, o El Niño pode alterar significativamente o comportamento hidrológico das bacias, reduzindo a previsibilidade das afluições e aumentando a necessidade de gestão conservadora dos reservatórios. A irregularidade da estação chuvosa pode limitar temporariamente a geração disponível, enquanto ondas de calor elevam simultaneamente a demanda nacional por energia, aumentando a importância estratégica da disponibilidade operacional dos ativos da companhia.

Diferentemente dos grandes grupos distribuidores de energia, a Auren apresenta baixa exposição aos impactos regulatórios associados à continuidade do fornecimento aos consumidores finais. Seu principal risco econômico está concentrado na disponibilidade física dos ativos de geração e na capacidade de manter elevados níveis de produção diante de condições climáticas adversas. Eventos extremos podem provocar indisponibilidades temporárias, necessidade de manutenção corretiva não programada, restrições operacionais impostas por questões de segurança, episódios localizados de curtailment e aumento dos custos de recuperação da infraestrutura. Como o portfólio da companhia está distribuído entre diferentes tecnologias e regiões climáticas, o impacto financeiro esperado decorre principalmente da soma de diversos eventos operacionais simultâneos, e não da paralisação completa de um único empreendimento.

Outro aspecto relevante é a necessidade de antecipação de investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência dos ativos. Espera-se aumento dos investimentos em monitoramento meteorológico, automação operacional, sistemas inteligentes de inspeção, sensores remotos, reforço estrutural de linhas de conexão, ampliação dos programas de combate a incêndios, melhoria dos acessos operacionais e digitalização dos centros de supervisão. Embora esses investimentos aumentem a confiabilidade da infraestrutura no longo prazo, representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para ciclos futuros.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Auren Energia resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, consequência da distribuição de ativos em praticamente todas as regiões brasileiras onde o El Niño modifica de forma significativa o regime climático. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da forte dependência da disponibilidade contínua dos ativos renováveis para manutenção da geração e da receita operacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do grupo, a elevada capacidade instalada e a diversidade tecnológica de seu parque gerador.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Auren Energia entre os grupos de elevada vulnerabilidade financeira ao El Niño. Sua exposição diferencia-se das grandes distribuidoras porque está menos relacionada à prestação de serviço ao consumidor final e mais associada à preservação da disponibilidade operacional de um amplo portfólio de ativos renováveis distribuídos por regiões climaticamente distintas. Ao mesmo tempo, sua elevada diversificação geográfica faz com que praticamente todo o parque gerador seja afetado, em maior ou menor grau, pelas alterações climáticas induzidas pelo fenômeno.

A estimativa central de **R\$ 1,20 bilhão** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Variabilidade da geração hidrelétrica, indisponibilidade temporária de parques eólicos e solares, curtailment localizado e redução da eficiência operacional dos ativos	35%	R\$ 0,42 bilhão

Custos emergenciais de O&M	Manutenção extraordinária de parques renováveis, recuperação de linhas de conexão, combate a incêndios, inspeções emergenciais e mobilização de equipes especializadas	30%	R\$ 0,36 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade durante indisponibilidades operacionais	15%	R\$ 0,18 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural dos ativos, monitoramento meteorológico, automação operacional, sensores inteligentes, sistemas de combate a incêndios e digitalização da operação	16%	R\$ 0,19 bilhão
Impactos regulatórios	Adequações operacionais, indisponibilidades em ativos de transmissão associados ao portfólio e demais exigências regulatórias relacionadas à disponibilidade dos empreendimentos	4%	R\$ 0,05 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 1,20 bilhão

A estimativa de **R\$ 1,20 bilhão** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a elevada vulnerabilidade da Auren Energia aos impactos operacionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade. Entre os grupos analisados, a companhia ocupa uma posição intermediária no ranking de exposição financeira por reunir um dos portfólios renováveis mais diversificados do país, distribuído justamente nas regiões onde o fenômeno altera de forma mais significativa o regime climático.

Embora a empresa esteja menos sujeita às penalidades regulatórias típicas das grandes distribuidoras, sua ampla base de ativos renováveis torna o grupo particularmente sensível a indisponibilidades, manutenção emergencial, curtailment localizado e antecipação de investimentos destinados ao aumento da resiliência operacional.[20]

12. ISA Energia Brasil

A ISA Energia Brasil apresenta um perfil de exposição climática bastante distinto da maioria dos grupos analisados neste estudo. Como a maior concessionária privada de transmissão de energia elétrica do Brasil, sua vulnerabilidade ao El Niño não está associada à disponibilidade hidrológica ou à continuidade do fornecimento direto ao consumidor final, mas à integridade física de uma extensa malha de linhas de transmissão, subestações e corredores estratégicos responsáveis pelo transporte de grandes blocos de energia entre as diferentes regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em empresas com esse perfil operacional, os impactos financeiros decorrem principalmente da

indisponibilidade temporária da infraestrutura, do aumento dos custos de inspeção e manutenção e da necessidade de acelerar investimentos destinados ao aumento da resiliência da rede.

A transmissão possui uma característica singular quando comparada à geração e à distribuição. Enquanto as distribuidoras sofrem diretamente com interrupções ao consumidor e as geradoras são impactadas pela redução da produção de energia, as transmissoras concentram seus riscos na disponibilidade contínua de ativos lineares de elevada extensão territorial. Em um cenário de El Niño de forte intensidade, esses ativos ficam expostos a uma combinação de eventos meteorológicos capazes de comprometer simultaneamente diversos trechos da infraestrutura, especialmente em corredores estratégicos localizados nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

Nas áreas onde se concentram importantes corredores de interligação do SIN, espera-se aumento da frequência de tempestades severas, descargas atmosféricas, ventos intensos, enxurradas e episódios localizados de inundação. Esses fenômenos elevam o risco de danos estruturais em torres de transmissão, erosão de fundações, deslocamento de taludes, comprometimento de acessos e falhas em equipamentos instalados em subestações críticas. Embora a probabilidade de colapso estrutural de grandes linhas permaneça relativamente baixa, a ocorrência simultânea de diversos eventos de média intensidade pode provocar indisponibilidades distribuídas ao longo da malha, elevando substancialmente os custos operacionais da companhia.

Outro fator relevante diz respeito às descargas atmosféricas. O aumento da atividade convectiva durante eventos de El Niño favorece a incidência de raios sobre linhas de transmissão e equipamentos de alta tensão. Ainda que boa parte da infraestrutura possua sistemas de proteção adequados, descargas repetitivas podem aumentar a frequência de desligamentos automáticos, exigir inspeções extraordinárias, acelerar a substituição de componentes e elevar o custo de manutenção preventiva.

A logística operacional também constitui um importante vetor de risco. Grande parte das linhas de transmissão atravessa áreas rurais, regiões montanhosas, zonas agrícolas e locais de difícil acesso. Chuvas intensas, alagamentos, erosões e deslizamentos podem comprometer estradas de serviço e dificultar significativamente a mobilização de equipes responsáveis pela inspeção e recuperação da infraestrutura. Em ativos lineares com centenas de quilômetros de extensão, pequenas dificuldades de acesso podem prolongar o tempo de recomposição e aumentar substancialmente o custo operacional das intervenções.

Outro aspecto relevante está relacionado aos sistemas de telecomando, supervisão e comunicação utilizados para monitoramento da rede de transmissão. Eventos climáticos severos podem provocar falhas em enlaces de comunicação, indisponibilidade temporária de sistemas auxiliares e necessidade de reforço das atividades de supervisão operacional. Embora esses eventos normalmente não comprometam a operação sistêmica do SIN, aumentam a necessidade de inspeções presenciais e elevam o custo das operações de campo.

Sob a ótica regulatória, a principal exposição financeira da ISA Energia Brasil está associada à indisponibilidade temporária de ativos de transmissão. Diferentemente das distribuidoras, que sofrem impactos relacionados aos indicadores DEC e FEC, as transmissoras permanecem sujeitas à redução da Parcela Variável (PV) e a outros mecanismos regulatórios vinculados à disponibilidade física das instalações. Dessa forma, interrupções prolongadas em corredores estratégicos podem produzir redução temporária da receita permitida, além de acelerar investimentos destinados ao aumento da robustez da infraestrutura.

A companhia deverá intensificar investimentos em resiliência climática ao longo dos próximos ciclos de planejamento. Entre as principais iniciativas esperadas destacam-se reforço estrutural de fundações, modernização de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, ampliação do monitoramento meteorológico em tempo real, utilização de drones e sensores para inspeção remota, reforço das redes de telecomando, estabilização de taludes, melhoria dos acessos operacionais e fortalecimento dos programas de manutenção preditiva. Embora esses investimentos reduzam o risco operacional futuro, representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios posteriores.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da ISA Energia Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela presença de corredores de transmissão distribuídos em regiões sujeitas a tempestades severas, ventos intensos, enchentes e descargas atmosféricas. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** elevado, associado à elevada dependência da disponibilidade contínua de ativos lineares e subestações estratégicas para manutenção da receita regulada. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo a dimensão da infraestrutura operada pela companhia e sua importância sistêmica para o transporte de energia no Brasil.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a ISA Energia Brasil entre os grupos de exposição financeira intermediária-alta ao El Niño. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras de energia, que enfrentam elevados custos de atendimento ao consumidor e compensações regulatórias, mas superior à de produtores independentes de menor porte, uma vez que eventos climáticos múltiplos sobre corredores estratégicos de transmissão podem gerar impactos econômicos significativos sobre a operação e a receita da companhia.

A estimativa central de **R\$ 1,10 bilhão** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Indisponibilidade temporária de ativos de transmissão, redução da receita variável e menor disponibilidade operacional da infraestrutura	18%	R\$ 0,20 bilhão
Custos emergenciais de O&M	Inspeções extraordinárias, recuperação de torres, fundações, subestações, acessos, telecomando e mobilização de equipes especializadas	37%	R\$ 0,41 bilhão
Compra adicional de energia e hedge	Impacto limitado, restrito à recomposição operacional e contratos específicos associados à indisponibilidade de ativos	5%	R\$ 0,06 bilhão
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural de corredores críticos, estabilização de fundações, automação, monitoramento remoto, sensores, drones e modernização dos sistemas de proteção	26%	R\$ 0,29 bilhão

Impactos regulatórios	Redução da Parcela Variável (PV), indisponibilidade de instalações e demais efeitos regulatórios associados à transmissão de energia	14%	R\$ 0,15 bilhão
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 1,10 bilhão

A estimativa de **R\$ 1,10 bilhão** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da ISA Energia Brasil aos impactos físicos, operacionais e regulatórios decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia ocupa uma posição intermediária no ranking de exposição financeira porque sua atividade está concentrada na transmissão de energia, segmento menos suscetível aos efeitos diretos da hidrologia e da continuidade do fornecimento ao consumidor final, mas altamente dependente da integridade de corredores estratégicos cuja indisponibilidade pode produzir impactos econômicos relevantes para a empresa e para o Sistema Interligado Nacional.^[6]

13. TAESA

A TAESA apresenta um dos perfis de exposição climática mais representativos do segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil. Diferentemente das distribuidoras, cuja principal vulnerabilidade está associada à continuidade do fornecimento aos consumidores, e das geradoras hidrelétricas, que dependem diretamente do comportamento hidrológico das bacias, a TAESA concentra praticamente toda a sua exposição na preservação da integridade física de uma extensa infraestrutura de transmissão. O grupo opera 44 concessões distribuídas por 18 estados e pelo Distrito Federal, mantendo ativos em todas as cinco regiões brasileiras e desempenhando papel estratégico no transporte de energia entre os diversos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa elevada dispersão geográfica amplia significativamente a superfície de exposição aos diferentes efeitos do El Niño, tornando a companhia particularmente sensível aos impactos físicos sobre linhas de transmissão, subestações e corredores de interligação.

A abrangência nacional da malha operada pela TAESA faz com que praticamente todos os padrões climáticos associados ao El Niño afetem algum segmento de sua infraestrutura. Na Região Sul, historicamente, o fenômeno aumenta a frequência de chuvas intensas, tempestades severas, vendavais, granizo e descargas atmosféricas. Esses eventos elevam o risco de danos estruturais em torres, erosão de fundações, deslocamento de taludes, comprometimento de estradas de acesso e alagamento de subestações. Em corredores de transmissão de longa extensão, a ocorrência simultânea de múltiplos eventos meteorológicos pode exigir mobilização extraordinária de equipes e prolongar significativamente o tempo necessário para inspeção e recuperação dos ativos.

No Sudeste e no Centro-Oeste, a companhia permanece exposta a um cenário diferente, caracterizado por ondas de calor, tempestades convectivas localizadas, descargas atmosféricas de elevada intensidade e episódios de ventos fortes. Embora essas regiões não apresentem, em geral, o

mesmo volume de precipitações observado no Sul durante o El Niño, o aumento da atividade elétrica atmosférica representa importante fator de risco para equipamentos de alta tensão, sistemas de proteção, telecomando e subestações. Além disso, temperaturas elevadas podem acelerar o envelhecimento de componentes eletromecânicos, aumentar o estresse térmico sobre equipamentos críticos e elevar a frequência de inspeções preventivas.

Outro aspecto relevante da exposição da TAESA decorre da natureza linear de sua infraestrutura. Diferentemente de uma usina de geração, cujos ativos permanecem concentrados em uma única localização, linhas de transmissão atravessam centenas de quilômetros de diferentes biomas, relevos e condições climáticas. Isso amplia significativamente a probabilidade de que eventos meteorológicos distintos ocorram simultaneamente em diferentes trechos da malha. Pequenos danos distribuídos ao longo de diversos corredores podem produzir impacto financeiro superior ao provocado por um único evento localizado, principalmente quando exigem deslocamento contínuo de equipes, utilização de equipamentos especiais e interrupções programadas para manutenção corretiva.

A logística operacional também representa um importante componente da exposição econômica da companhia. Grande parte das linhas atravessa áreas rurais, regiões montanhosas, florestas e localidades de difícil acesso. Chuvas intensas podem comprometer estradas de serviço, provocar erosões, dificultar o deslocamento de equipes e aumentar substancialmente o tempo necessário para inspeção das estruturas. Em regiões sujeitas a queimadas, especialmente durante períodos de seca prolongada no Centro-Oeste e em parte do Nordeste, cresce também a necessidade de intensificação das inspeções preventivas e do monitoramento contínuo das faixas de servidão.

A principal consequência econômica esperada para a TAESA não está relacionada à redução da geração de energia, mas ao aumento das despesas necessárias para preservar elevados índices de disponibilidade da infraestrutura de transmissão. Em concessionárias desse segmento, a indisponibilidade temporária de linhas ou subestações pode resultar em redução da Parcela Variável (PV), necessidade de intervenções emergenciais e aumento das despesas operacionais para recomposição dos ativos. Dessa forma, mesmo eventos climáticos que não provoquem danos estruturais de grande magnitude podem gerar impactos financeiros relevantes quando se repetem em diversos corredores estratégicos simultaneamente.

Outro fator importante é a antecipação de investimentos voltados ao fortalecimento da resiliência da infraestrutura. Espera-se aumento dos investimentos em reforço estrutural de fundações, modernização de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, ampliação do monitoramento remoto por sensores e drones, estabilização de encostas, melhoria de acessos, modernização dos sistemas de telecomando, digitalização operacional e fortalecimento dos programas de manutenção preditiva. Embora esses investimentos reduzam a vulnerabilidade futura da companhia, representam antecipação de desembolsos originalmente planejados para ciclos posteriores de investimento.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da TAESA resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela presença da companhia em praticamente todas as regiões brasileiras sujeitas aos diferentes efeitos do El Niño. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da elevada dependência da disponibilidade contínua das linhas de transmissão e subestações para manutenção da receita regulada. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo a dimensão nacional da infraestrutura operada pela companhia e a importância estratégica de seus corredores de transmissão para o funcionamento do Sistema Interligado Nacional.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a TAESA entre os grupos de elevada exposição financeira dentro do segmento de transmissão. Embora sua vulnerabilidade seja inferior à observada nas grandes distribuidoras, que absorvem diretamente os custos de interrupção do fornecimento a milhões de consumidores, ela é superior à de produtores independentes de menor porte, pois múltiplos episódios climáticos sobre corredores estratégicos podem gerar perdas operacionais significativas, redução da receita regulada e necessidade de elevados investimentos em recomposição da infraestrutura.

A estimativa central de **R\$ 980 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Indisponibilidade temporária de ativos de transmissão, redução da receita variável e menor disponibilidade operacional da infraestrutura	17%	R\$ 167 milhões
Custos emergenciais de O&M	Inspeções extraordinárias, recuperação de torres, fundações, subestações, telecomando, acessos e mobilização de equipes especializadas	38%	R\$ 372 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Impacto limitado, restrito a necessidades operacionais específicas e indisponibilidades temporárias	4%	R\$ 39 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural de corredores críticos, estabilização de fundações, monitoramento remoto, sensores, drones, automação e modernização da infraestrutura	27%	R\$ 265 milhões
Impactos regulatórios	Redução da Parcela Variável (PV), indisponibilidade de instalações e demais efeitos regulatórios associados à transmissão	14%	R\$ 137 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 980 milhões

A estimativa de **R\$ 980 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da TAESA aos impactos físicos, operacionais e regulatórios decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia ocupa uma posição intermediária-alta no ranking de exposição financeira porque opera uma das maiores malhas de transmissão do país, distribuída por praticamente todo o território nacional. Embora esteja menos sujeita aos efeitos econômicos associados à distribuição de energia ou à variabilidade hidrológica, sua extensa infraestrutura linear permanece altamente exposta aos danos físicos provocados por tempestades, descargas

atmosféricas, enchentes, ventos intensos e demais eventos climáticos extremos que caracterizam os episódios mais severos de El Niño.[21]

14. Alupar

A Alupar apresenta um perfil de exposição climática característico de grandes grupos dedicados à infraestrutura de transmissão de energia, porém com uma particularidade importante em relação às demais empresas do segmento: a combinação entre uma extensa base de ativos em operação e um portfólio expressivo de projetos greenfield em diferentes fases de implantação. A companhia se consolidou como uma das maiores empresas privadas de transmissão de energia do Brasil, mantendo presença relevante em diversos estados e uma estratégia contínua de expansão por meio da construção de novas linhas, subestações e ativos associados. Em um cenário de El Niño de forte intensidade, essa característica faz com que sua exposição financeira esteja relacionada não apenas à preservação da disponibilidade operacional da infraestrutura existente, mas também aos impactos que eventos climáticos extremos podem provocar sobre cronogramas de obras, mobilização de empreiteiras, logística de construção e custos de engenharia.

Assim como ocorre com outras transmissoras de grande porte, a principal vulnerabilidade da Alupar não decorre diretamente da variabilidade hidrológica do Sistema Interligado Nacional, mas da integridade física de seus corredores de transmissão. Linhas de alta tensão atravessam centenas de quilômetros de diferentes biomas, regiões montanhosas, áreas agrícolas e zonas de difícil acesso, permanecendo continuamente expostas aos efeitos do clima. Durante episódios de El Niño, especialmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, espera-se aumento da frequência de tempestades severas, ventos intensos, descargas atmosféricas, enxurradas, erosão de fundações e alagamentos localizados. Esses eventos elevam o risco de indisponibilidade temporária dos ativos e aumentam significativamente as despesas com inspeção, recuperação e manutenção extraordinária.

O impacto operacional tende a ser particularmente relevante em corredores estratégicos de transmissão. Ainda que a probabilidade de falhas estruturais de grande magnitude permaneça relativamente baixa, a ocorrência simultânea de diversos eventos climáticos distribuídos ao longo da malha pode exigir mobilização contínua de equipes, utilização de equipamentos especializados e intervenções emergenciais em múltiplos pontos da infraestrutura. Em concessionárias de transmissão, o efeito financeiro desses episódios normalmente não está associado ao volume de consumidores atendidos, mas ao custo necessário para restabelecer rapidamente elevados níveis de disponibilidade dos ativos e evitar perdas de receita regulada.

O diferencial da Alupar em relação às demais transmissoras analisadas está em sua forte atuação em projetos de expansão. A companhia mantém uma estratégia consistente de crescimento greenfield, participando continuamente da implantação de novas linhas de transmissão, subestações e empreendimentos de geração. Sob a ótica climática, isso amplia significativamente o espectro de riscos. Eventos extremos podem interromper atividades de terraplenagem, dificultar o transporte de estruturas metálicas, restringir o acesso aos canteiros de obras, atrasar concretagens, comprometer fundações e exigir revisão de cronogramas físicos e financeiros. Em regiões sujeitas a chuvas intensas, os custos associados à recuperação de acessos, estabilização de encostas e drenagem provisória podem crescer substancialmente.

Nas regiões sujeitas a temperaturas elevadas e estiagens prolongadas, outro conjunto de desafios se torna relevante. O calor extremo aumenta o desgaste de equipamentos utilizados na

construção, eleva os riscos ocupacionais para as equipes de campo e amplia significativamente a ocorrência de queimadas próximas às faixas de servidão e aos canteiros de obras. Nessas circunstâncias, torna-se necessário reforçar sistemas de prevenção de incêndios, ampliar medidas de segurança operacional e intensificar o monitoramento das áreas em implantação, elevando o custo global dos empreendimentos.

Outro aspecto importante diz respeito ao potencial de revisão dos próprios critérios de engenharia. À medida que eventos climáticos extremos se tornam mais frequentes, empreendimentos ainda em fase de implantação tendem a incorporar reforços estruturais adicionais, melhorias em sistemas de drenagem, maior proteção contra descargas atmosféricas, elevação de padrões construtivos e soluções de monitoramento remoto mais sofisticadas. Embora essas adaptações aumentem a resiliência futura da infraestrutura, elas representam antecipação de investimentos originalmente não previstos ou aumento do custo unitário das obras em execução.

Sob a ótica regulatória, a companhia permanece exposta aos mecanismos de remuneração típicos do segmento de transmissão. Indisponibilidades prolongadas de linhas e subestações podem resultar em redução da Parcela Variável (PV), aumento das despesas operacionais e necessidade de intervenções corretivas aceleradas. Entretanto, diferentemente das distribuidoras, a Alupar não sofre impactos significativos decorrentes de compensações automáticas a consumidores finais, razão pela qual sua exposição regulatória permanece relativamente inferior à observada em grupos com grande atuação na distribuição de energia.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Alupar resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, determinado pela presença de ativos distribuídos em diferentes regiões brasileiras sujeitas aos diversos efeitos do El Niño. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, decorrente da dependência da disponibilidade contínua da infraestrutura de transmissão e da elevada exposição de projetos greenfield às condições climáticas durante sua implantação. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do grupo, a extensão da infraestrutura operada e o volume de investimentos em expansão atualmente sob sua responsabilidade.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Alupar entre os grupos de exposição financeira intermediária-alta ao El Niño. Seu perfil de risco distingue-se tanto das grandes distribuidoras quanto das transmissoras maduras, pois parte relevante da exposição econômica está associada não apenas à manutenção da disponibilidade dos ativos existentes, mas também aos potenciais impactos climáticos sobre obras em andamento, cronogramas de implantação e custos de engenharia. Trata-se, portanto, de um perfil de perdas predominantemente relacionado à infraestrutura, disponibilidade operacional e execução de projetos, e não à prestação direta de serviço ao consumidor final.

A estimativa central de **R\$ 920 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
------------------	-----------------------	-----------------------	----------------

Perda de margem operacional	Indisponibilidade temporária de ativos de transmissão, atraso na entrada em operação de novos empreendimentos e redução temporária da receita operacional	18%	R\$ 166 milhões
Custos emergenciais de O&M	Recuperação de linhas, fundações, subestações, acessos, inspeções extraordinárias e mobilização de equipes especializadas	34%	R\$ 313 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Impacto reduzido, restrito a situações específicas de indisponibilidade operacional	3%	R\$ 28 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Reforço estrutural de projetos greenfield, revisão de padrões construtivos, drenagem, estabilização de taludes, automação, monitoramento remoto e aumento da resiliência dos novos empreendimentos	31%	R\$ 285 milhões
Impactos regulatórios	Redução da Parcela Variável (PV), indisponibilidade de instalações e demais efeitos regulatórios aplicáveis ao segmento de transmissão	14%	R\$ 128 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 920 milhões

A estimativa de **R\$ 920 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Alupar aos impactos físicos, operacionais e financeiros decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia ocupa posição intermediária no ranking de exposição financeira porque combina uma extensa infraestrutura de transmissão em operação com um volume expressivo de projetos em implantação, tornando-se particularmente sensível não apenas aos custos de recomposição da infraestrutura existente, mas também aos efeitos que eventos climáticos extremos podem exercer sobre cronogramas de engenharia, mobilização de empreiteiras, execução de obras e antecipação de investimentos destinados ao aumento da resiliência dos novos ativos.^[22]

15. Light

A Light apresenta um perfil de exposição climática bastante particular entre os grupos analisados neste estudo. Diferentemente das grandes holdings multirregionais de distribuição, cuja vulnerabilidade resulta da soma de eventos climáticos distribuídos pelo território nacional, a exposição da Light encontra-se fortemente concentrada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Essa concentração geográfica reduz a diversidade de cenários climáticos enfrentados pela companhia, mas aumenta significativamente a intensidade dos impactos quando eventos extremos atingem sua área de concessão. Em um ambiente urbano extremamente adensado, qualquer interrupção relevante do

fornecimento rapidamente se converte em elevados custos operacionais, forte repercussão institucional, pressão regulatória e aumento da judicialização.

A principal característica climática esperada para o estado do Rio de Janeiro durante episódios de El Niño de forte intensidade é a combinação entre temperaturas persistentemente elevadas e maior frequência de tempestades convectivas de alta intensidade. As ondas de calor provocam aumento expressivo do consumo residencial, comercial e de serviços, impulsionado principalmente pelo uso contínuo de equipamentos de climatização. Em uma rede urbana que já opera com elevada densidade de carga, esse crescimento da demanda aumenta o estresse térmico sobre transformadores, alimentadores, cabos subterrâneos, religadores automáticos e subestações, reduzindo as margens operacionais dos equipamentos e aumentando a probabilidade de falhas.

O ambiente urbano da concessão da Light potencializa esse efeito. Grande parte da infraestrutura elétrica atende bairros altamente verticalizados, centros comerciais, hospitais, sistemas de transporte, instalações públicas e consumidores cuja dependência da continuidade do fornecimento é extremamente elevada. Nessas condições, mesmo interrupções relativamente curtas podem produzir impactos econômicos e sociais significativos, exigindo rápida mobilização operacional para restabelecimento do serviço.

Além das ondas de calor, o Rio de Janeiro permanece altamente vulnerável às tempestades intensas características do verão. Chuvas concentradas em curtos períodos podem provocar alagamentos urbanos, transbordamento de galerias pluviais, deslizamentos de encostas, queda de árvores e interrupção do acesso às instalações elétricas. Subestações implantadas em áreas urbanas baixas ou próximas a cursos d'água tornam-se particularmente suscetíveis ao alagamento, enquanto galerias técnicas subterrâneas podem sofrer infiltrações que dificultam a operação e aumentam o tempo necessário para recomposição dos ativos.

A topografia característica da cidade adiciona outro fator relevante de risco operacional. A coexistência de áreas planas, regiões costeiras e encostas íngremes faz com que eventos pluviométricos severos produzam efeitos bastante distintos dentro da própria área de concessão. Deslizamentos, erosões localizadas e bloqueios viários podem retardar significativamente o deslocamento das equipes de manutenção, elevando os custos operacionais e prolongando a duração das interrupções.

A principal vulnerabilidade econômica da Light decorre justamente da elevada concentração de consumidores em uma única região metropolitana. Diferentemente de grupos que operam diversas distribuidoras espalhadas pelo país, a companhia não enfrenta um mosaico nacional de eventos climáticos simultâneos. Entretanto, quando um episódio extremo atinge a Região Metropolitana do Rio de Janeiro, praticamente toda a operação da empresa é afetada ao mesmo tempo. Essa elevada concentração espacial faz com que os custos unitários de recomposição da rede sejam significativamente superiores aos observados em áreas de menor densidade populacional.

Outro componente importante da exposição financeira está relacionado ao ambiente regulatório. A Light opera em uma das áreas de maior sensibilidade política e social do país, onde interrupções prolongadas do fornecimento costumam receber ampla cobertura da imprensa, intensa fiscalização dos órgãos reguladores e elevado número de reclamações judiciais e administrativas. Além das compensações automáticas previstas pela ANEEL por meio dos indicadores DEC e FEC, a companhia permanece particularmente exposta ao aumento dos custos decorrentes de ações judiciais, acordos extrajudiciais, atendimento aos consumidores e desgaste reputacional.

A empresa também deverá acelerar investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência da infraestrutura urbana. Espera-se ampliação dos programas de automação da rede, modernização de subestações, reforço da drenagem de instalações críticas, expansão do telecomando, instalação de sensores inteligentes, substituição preventiva de transformadores, reforço das redes subterrâneas em áreas críticas e intensificação dos programas de poda preventiva da vegetação. Esses investimentos contribuem para reduzir a vulnerabilidade futura da companhia, porém representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios posteriores.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Light resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da concentração de ativos em uma região altamente suscetível a ondas de calor, tempestades intensas e enchentes urbanas. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, determinado pela predominância da atividade de distribuição em um ambiente metropolitano de alta densidade populacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo a elevada criticidade da infraestrutura elétrica da Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a grande concentração de consumidores atendidos em uma única área de concessão.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Light entre os grupos de exposição financeira intermediária ao El Niño. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras multirregionais, como Neoenergia, Equatorial e Energisa, que enfrentam simultaneamente diferentes cenários climáticos em diversas regiões do país. Entretanto, a elevada concentração geográfica de consumidores faz com que eventos extremos localizados produzam impactos financeiros proporcionalmente elevados, especialmente em função da forte pressão regulatória, do elevado custo de recomposição da rede urbana e da intensa repercussão institucional.

A estimativa central de **R\$ 880 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Aumento das perdas técnicas, indisponibilidade temporária da rede, maior estresse térmico dos ativos e redução da eficiência operacional	17%	R\$ 150 milhões
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes urbanas, recuperação de subestações, atendimento a enchentes, tempestades, poda emergencial e mobilização extraordinária de equipes	36%	R\$ 317 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia durante indisponibilidades operacionais e mitigação da volatilidade da demanda	12%	R\$ 106 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Modernização de subestações, reforço da drenagem, automação, telecomando, sensores inteligentes, redes subterrâneas e digitalização operacional	17%	R\$ 150 milhões

Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), judicialização, custos reputacionais e exigências regulatórias	18%	R\$ 157 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 880 milhões

A estimativa de **R\$ 880 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Light aos impactos operacionais, regulatórios e institucionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia destaca-se por operar uma rede de distribuição altamente concentrada em uma das maiores regiões metropolitanas do país, onde calor extremo, enchentes urbanas e tempestades severas podem transformar rapidamente eventos meteorológicos localizados em elevados custos operacionais, forte pressão regulatória e impactos reputacionais significativos.[23]

16. CTG Brasil

A CTG Brasil apresenta um perfil de exposição climática característico dos grandes grupos de geração hidrelétrica, distinguindo-se das distribuidoras e transmissoras analisadas neste estudo pela elevada dependência do comportamento hidrológico das bacias onde seus ativos estão inseridos. A companhia possui um dos maiores portfólios privados de geração hidrelétrica do país, complementado por ativos de geração e transmissão associados, concentrados principalmente no eixo Sul-Sudeste. Essa configuração faz com que sua exposição ao El Niño esteja menos relacionada à continuidade do fornecimento aos consumidores finais e mais vinculada à disponibilidade hídrica, à flexibilidade operacional dos reservatórios, à integridade da infraestrutura de geração e às condições de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O principal fator de vulnerabilidade da CTG decorre da alteração do regime hidrológico provocada pelo El Niño. Embora os efeitos do fenômeno variem entre diferentes bacias hidrográficas, sua principal consequência para grandes operadores hidrelétricos é o aumento da imprevisibilidade operacional. Em algumas regiões do Sul, as precipitações podem aumentar temporariamente, favorecendo a recuperação dos reservatórios. Entretanto, esse eventual benefício não elimina os riscos associados ao excesso de chuvas, ao aumento dos vertimentos, às oscilações bruscas das vazões afluentes e à necessidade de operação mais conservadora das usinas. Em outras bacias do Sudeste, a irregularidade das precipitações pode reduzir a previsibilidade da geração, exigindo maior coordenação operacional entre os reservatórios e diminuindo a flexibilidade do despacho hidrelétrico.

Para um grupo com forte participação na geração hidráulica, pequenas alterações no comportamento das vazões podem produzir impactos econômicos relevantes. A redução temporária da energia efetivamente gerada, a necessidade de preservar volumes úteis dos reservatórios e a maior dependência do despacho coordenado pelo ONS podem limitar a captura de receitas em determinados

períodos e aumentar a exposição à volatilidade do mercado de energia. Ainda que parte dessa exposição seja mitigada por contratos de longo prazo e mecanismos regulatórios próprios do setor elétrico brasileiro, a margem operacional permanece sensível às alterações do regime hidrológico.

Outro componente importante da exposição está relacionado à infraestrutura física dos empreendimentos. Eventos hidrológicos extremos podem aumentar a necessidade de inspeções extraordinárias em barragens, vertedouros, estruturas de tomada d'água, canais de fuga e equipamentos eletromecânicos. Chuvas intensas favorecem processos erosivos, assoreamento localizado e maior desgaste das estruturas hidráulicas, enquanto períodos prolongados de seca elevam a necessidade de monitoramento ambiental, controle de estabilidade de taludes e gestão mais rigorosa da operação dos reservatórios. Em ambos os cenários, observa-se aumento das despesas de operação e manutenção, ainda que não ocorram danos estruturais significativos.

Os ativos de transmissão associados ao parque gerador também permanecem expostos aos efeitos físicos do El Niño. Tempestades severas, descargas atmosféricas, ventos intensos e alagamentos podem provocar indisponibilidades temporárias em linhas de conexão e subestações elevadoras, exigindo mobilização extraordinária de equipes, inspeções corretivas e substituição de equipamentos. Entretanto, como a participação da transmissão no modelo de negócios da CTG é complementar à atividade de geração, esses impactos tendem a representar parcela menor da exposição financeira total quando comparados aos efeitos sobre a disponibilidade da geração.

Diferentemente das grandes distribuidoras de energia, a CTG apresenta baixa exposição aos custos decorrentes de compensações automáticas por continuidade do fornecimento. Seu principal risco econômico concentra-se na redução da receita operacional associada à disponibilidade dos ativos de geração, no aumento das despesas de manutenção e na eventual necessidade de contratação complementar de energia para cumprimento de compromissos comerciais em situações de indisponibilidade temporária. Dessa forma, a estrutura de perdas esperada é significativamente diferente daquela observada em empresas cuja principal atividade consiste na distribuição de energia elétrica.

A companhia também deverá intensificar investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência operacional de seus ativos. Entre as principais iniciativas esperadas destacam-se modernização dos sistemas hidrometeorológicos, ampliação do monitoramento remoto de barragens, reforço estrutural de obras civis, modernização de equipamentos eletromecânicos, digitalização dos centros de operação, ampliação dos sistemas de inspeção automatizada e fortalecimento dos programas de manutenção preditiva. Embora esses investimentos aumentem a confiabilidade operacional do parque gerador, representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para ciclos futuros.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da CTG Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da forte dependência das condições hidrológicas das bacias onde se concentram seus principais empreendimentos. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à predominância da geração hidrelétrica e à elevada dependência da disponibilidade contínua dos ativos para manutenção da receita operacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do parque gerador, a capacidade instalada da companhia e sua relevância para a operação do Sistema Interligado Nacional.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a CTG Brasil entre os grupos de exposição financeira intermediária ao El Niño. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras, que absorvem elevados custos regulatórios e operacionais decorrentes da interrupção do fornecimento a milhões de consumidores, porém superior à de pequenos produtores independentes de energia, em razão da elevada dependência da disponibilidade hidrológica e da dimensão de seu parque gerador.

A estimativa central de **R\$ 840 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Alterações do regime hidrológico, redução da flexibilidade operacional dos reservatórios, indisponibilidade parcial da geração e volatilidade da receita	39%	R\$ 328 milhões
Custos emergenciais de O&M	Inspeções extraordinárias em barragens, estruturas hidráulicas, equipamentos eletromecânicos, linhas de conexão e recuperação de ativos	27%	R\$ 227 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade durante indisponibilidades operacionais	16%	R\$ 134 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Modernização de sistemas hidrometeorológicos, reforço estrutural de barragens, digitalização operacional, monitoramento remoto e manutenção preditiva	14%	R\$ 118 milhões
Impactos regulatórios	Indisponibilidades em ativos de transmissão associados, adequações regulatórias e demais efeitos relacionados à disponibilidade operacional	4%	R\$ 33 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 840 milhões

A estimativa de **R\$ 840 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da CTG Brasil aos impactos operacionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco predominantemente associado à geração hidrelétrica e à operação do sistema elétrico, sendo mais sensível às alterações do regime hidrológico, à disponibilidade dos ativos e ao aumento das despesas de manutenção do que às consequências regulatórias típicas das grandes distribuidoras de energia.[4]

17. EDP Brasil

A EDP Brasil apresenta um perfil de exposição climática predominantemente associado à distribuição de energia elétrica em regiões costeiras e altamente urbanizadas do Sudeste brasileiro. A companhia concentra suas principais concessões de distribuição nos estados de São Paulo e Espírito Santo, complementadas por operações em geração distribuída, geração renovável, comercialização de energia e soluções para o mercado livre. Essa configuração faz com que sua vulnerabilidade ao El Niño esteja fortemente relacionada à continuidade do fornecimento em áreas metropolitanas e litorâneas, onde o aumento das temperaturas, as tempestades convectivas e os eventos hidrometeorológicos extremos tendem a produzir impactos operacionais imediatos sobre a rede elétrica.

No estado de São Paulo, a principal consequência esperada do El Niño é a intensificação das ondas de calor, elevando significativamente a demanda por energia elétrica nos segmentos residencial, comercial e industrial. O aumento prolongado da carga pressiona transformadores, alimentadores, religadores automáticos, bancos de capacitores e subestações, reduzindo as margens operacionais dos equipamentos e acelerando o desgaste térmico dos ativos. Em regiões urbanas de elevada densidade populacional, pequenas variações percentuais no consumo podem representar aumentos expressivos na carga total da rede, exigindo maior capacidade operacional das equipes de manutenção e dos centros de operação.

Além do calor extremo, o estado de São Paulo permanece sujeito ao aumento da frequência de tempestades convectivas típicas do verão, caracterizadas por chuvas intensas, ventos fortes, descargas atmosféricas e queda de árvores sobre a rede elétrica. Esses eventos elevam significativamente a necessidade de recomposição da infraestrutura, substituição de equipamentos danificados, poda emergencial da vegetação e mobilização de equipes especializadas para atendimento simultâneo de múltiplas ocorrências. Em ambientes urbanos, a elevada concentração de consumidores faz com que interrupções relativamente localizadas possam afetar rapidamente milhares de unidades consumidoras.

No Espírito Santo, a exposição climática apresenta características complementares. A combinação entre litoral, relevo serrano e elevada incidência de chuvas intensas durante determinados episódios do El Niño cria condições favoráveis para alagamentos localizados, escorregamentos de encostas, erosão de acessos e queda de vegetação sobre a rede elétrica. Em áreas montanhosas, o deslocamento das equipes de manutenção pode ser significativamente prejudicado por interrupções viárias e dificuldades logísticas, elevando tanto o tempo necessário para restabelecimento do fornecimento quanto os custos operacionais associados às intervenções de campo.

Outro aspecto importante é a influência do ambiente costeiro sobre parte da infraestrutura da companhia. A elevada umidade, a salinidade e a exposição constante aos ventos aceleram processos de corrosão em estruturas metálicas e equipamentos elétricos, aumentando a necessidade de inspeções preventivas e manutenção corretiva. Em cenários de tempestades severas, esses fatores podem potencializar os danos físicos à rede e elevar o custo de recuperação da infraestrutura.

A principal vulnerabilidade financeira da EDP decorre da combinação entre elevada densidade urbana, sensibilidade regulatória e necessidade de rápida recomposição do sistema elétrico. Como distribuidora, a companhia permanece diretamente sujeita aos indicadores de continuidade do fornecimento estabelecidos pela ANEEL, especialmente DEC e FEC. Eventos climáticos extremos que provoquem interrupções prolongadas podem resultar em compensações automáticas aos

consumidores, aumento das despesas operacionais, reforço das estruturas de atendimento e intensificação da fiscalização regulatória. Embora a escala da operação seja inferior à observada em grupos como Neoenergia, CPFL ou Enel Brasil, a criticidade das áreas atendidas faz com que os custos unitários de recomposição permaneçam elevados.

A atuação da companhia em geração distribuída, mercado livre e comercialização adiciona um componente secundário de exposição relacionado à necessidade de garantir elevada disponibilidade operacional dos ativos e cumprir compromissos comerciais em períodos de maior volatilidade do sistema elétrico. Entretanto, esses impactos permanecem significativamente inferiores aos observados na atividade de distribuição, que continua representando o principal vetor de risco financeiro do grupo.

Também se espera aceleração dos investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência da infraestrutura elétrica. Entre as principais iniciativas previstas destacam-se ampliação da automação da rede, instalação de religadores inteligentes, modernização de subestações, reforço dos sistemas de drenagem, substituição preventiva de equipamentos críticos, digitalização dos centros de operação, expansão dos programas de poda preventiva e utilização de sensores para monitoramento remoto da rede. Esses investimentos reduzem a vulnerabilidade de longo prazo da companhia, mas representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para ciclos futuros.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da EDP Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da concentração de ativos em regiões urbanas e costeiras sujeitas a ondas de calor, tempestades severas e elevada atividade elétrica atmosférica. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à predominância da distribuição de energia elétrica em áreas de elevada densidade populacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte da companhia, a extensão de sua infraestrutura e a criticidade das regiões atendidas.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a EDP Brasil entre os grupos de exposição financeira intermediária ao El Niño. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras nacionais, em razão de sua menor escala operacional, mas permanece significativamente superior à dos produtores independentes de energia, devido à elevada sensibilidade regulatória e aos custos operacionais associados à manutenção da continuidade do fornecimento em áreas urbanas críticas.

A estimativa central de **R\$ 790 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Aumento das perdas técnicas, indisponibilidade temporária da rede, maior estresse térmico dos ativos e redução da eficiência operacional	18%	R\$ 142 milhões
Custos emergenciais de O&M	Recomposição de redes, substituição de equipamentos, poda emergencial, recuperação de ativos após tempestades e mobilização extraordinária de equipes	35%	R\$ 277 milhões

Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia durante indisponibilidades operacionais e mitigação da volatilidade da demanda	12%	R\$ 95 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Automação da rede, reforço de subestações, drenagem, sensores inteligentes, telecomando, digitalização operacional e reforço estrutural da infraestrutura	18%	R\$ 142 milhões
Impactos regulatórios	Compensações por continuidade do fornecimento (DEC/FEC), exigências regulatórias e custos associados à manutenção dos indicadores de qualidade	17%	R\$ 134 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 790 milhões

A estimativa de **R\$ 790 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da EDP Brasil aos impactos operacionais, regulatórios e logísticos decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco concentrado na distribuição de energia em áreas urbanas e costeiras do Sudeste, onde a combinação entre calor extremo, tempestades localizadas, ventos, vegetação e alagamentos tende a elevar significativamente os custos de manutenção da rede, as compensações regulatórias e os investimentos necessários para ampliar a resiliência da infraestrutura elétrica.^[24]

18. Serena Energia

A Serena Energia apresenta um perfil de exposição climática característico de empresas com forte concentração em geração renovável e comercialização de energia no mercado livre. Diferentemente dos grandes grupos de distribuição analisados neste estudo, sua principal vulnerabilidade não está associada à continuidade do fornecimento ao consumidor final nem às compensações regulatórias decorrentes de interrupções da rede elétrica. O risco econômico concentra-se principalmente na disponibilidade física dos ativos de geração, na variabilidade da produção de energia, no aumento das despesas operacionais de manutenção e na necessidade de administrar eventuais descasamentos entre geração efetiva e compromissos comerciais assumidos no mercado.

Como o detalhamento público completo da distribuição geográfica de todos os ativos da companhia não estava suficientemente disponível durante a elaboração deste estudo, a estimativa foi construída por meio de um cenário conservador, baseado no perfil operacional divulgado pela empresa, em sua atuação predominante em fontes renováveis e em sua elevada exposição ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa abordagem permitiu estimar a ordem de grandeza da exposição financeira

considerando o comportamento esperado de empresas com características semelhantes diante de um evento de El Niño de forte intensidade.

A principal consequência climática esperada para empresas desse perfil é o aumento da variabilidade operacional dos ativos renováveis. O El Niño modifica simultaneamente diversos regimes meteorológicos brasileiros, alterando padrões de precipitação, temperatura, velocidade dos ventos e disponibilidade de radiação solar. Ainda que esses efeitos possam beneficiar determinados empreendimentos em alguns períodos específicos, a consequência predominante para um portfólio diversificado é o aumento da imprevisibilidade operacional. Essa maior variabilidade dificulta o planejamento energético, amplia a necessidade de gestão ativa dos contratos e aumenta a exposição à volatilidade dos preços do mercado de curto prazo.

Outro componente importante da exposição financeira está relacionado à indisponibilidade temporária dos ativos. Eventos climáticos extremos, como tempestades severas, ventos intensos, descargas atmosféricas, queimadas e calor excessivo, podem interromper temporariamente a operação de parques renováveis, provocar desligamentos preventivos, danificar equipamentos elétricos e elevar significativamente o número de intervenções corretivas. Embora esses eventos normalmente apresentem duração limitada, sua ocorrência simultânea em diferentes empreendimentos pode reduzir de forma relevante a disponibilidade agregada do parque gerador.

A operação de ativos renováveis também se torna mais onerosa em cenários de maior severidade climática. O aumento da frequência de inspeções extraordinárias, a necessidade de substituição antecipada de componentes, a recuperação de sistemas elétricos após tempestades, o reforço da segurança operacional e a ampliação das equipes de manutenção elevam substancialmente os custos de operação e manutenção. Em empreendimentos localizados em regiões remotas, eventos climáticos extremos também podem dificultar o acesso às instalações, prolongando períodos de indisponibilidade e aumentando os custos logísticos associados à recuperação dos ativos.

Sob a perspectiva comercial, outro fator relevante decorre da exposição ao mercado livre de energia. A variabilidade da geração pode provocar descasamentos temporários entre a energia efetivamente produzida e os volumes contratados, exigindo aquisição complementar de energia no mercado de curto prazo ou utilização de instrumentos de proteção comercial (hedge). Em cenários caracterizados por elevada volatilidade dos preços de liquidação das diferenças (PLD), esses ajustes podem reduzir significativamente a margem operacional da companhia, mesmo quando a indisponibilidade física dos ativos permanece relativamente limitada.

Diferentemente das distribuidoras de energia, a Serena apresenta exposição reduzida aos impactos regulatórios decorrentes da continuidade do fornecimento. A companhia não está sujeita aos indicadores DEC e FEC nem às compensações automáticas pagas aos consumidores em função de interrupções da rede de distribuição. Consequentemente, sua estrutura de perdas permanece concentrada na operação dos ativos de geração, nos custos de manutenção e na gestão dos contratos de comercialização de energia.

Também se espera aceleração dos investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência operacional dos empreendimentos. Entre as principais iniciativas previstas destacam-se ampliação dos sistemas de monitoramento meteorológico, modernização dos equipamentos de supervisão, digitalização da operação, reforço das estruturas elétricas, utilização de sensores inteligentes, expansão das soluções de manutenção preditiva e melhoria da infraestrutura de acesso aos ativos.

Embora esses investimentos aumentem a confiabilidade operacional no longo prazo, representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios futuros.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Serena Energia resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um **Índice de Exposição Climática (IEC)** elevado, decorrente da elevada sensibilidade das fontes renováveis às alterações dos regimes meteorológicos provocadas pelo El Niño. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** associado à forte dependência da disponibilidade contínua dos ativos de geração para manutenção da receita operacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo a dimensão do parque gerador da companhia e sua significativa participação no mercado livre de energia.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Serena Energia entre os grupos de exposição financeira intermediária ao El Niño. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras, em razão da reduzida exposição regulatória e da ausência de custos relacionados à continuidade do fornecimento ao consumidor final. Entretanto, permanece superior à de pequenos produtores independentes devido à escala de seus ativos renováveis, à elevada dependência da disponibilidade operacional e à necessidade de administrar riscos comerciais associados à variabilidade da geração.

A estimativa central de **R\$ 730 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Variabilidade da geração renovável, indisponibilidade temporária dos ativos, redução da produção efetiva e volatilidade da receita	37%	R\$ 270 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção extraordinária, recuperação de equipamentos, inspeções adicionais, reforço das equipes e aumento dos custos logísticos	28%	R\$ 204 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição de energia no mercado de curto prazo e mitigação da volatilidade comercial	17%	R\$ 124 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Modernização da infraestrutura, sensores inteligentes, monitoramento meteorológico, digitalização e aumento da resiliência operacional	15%	R\$ 110 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades associadas aos ativos de geração, com impacto reduzido em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 22 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 730 milhões

A estimativa de **R\$ 730 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Serena Energia aos impactos operacionais e comerciais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco predominantemente associado à disponibilidade dos ativos renováveis e à volatilidade da geração, mantendo exposição relativamente limitada aos efeitos regulatórios típicos das distribuidoras, mas sensível às perdas de receita, ao aumento dos custos de manutenção e aos ajustes necessários para cumprimento dos compromissos assumidos no mercado livre de energia.[25]

19. SPIC Brasil

A SPIC Brasil apresenta um perfil de exposição climática típico de produtor independente de energia com presença relevante em geração. Diferentemente dos grandes grupos de distribuição, sua vulnerabilidade financeira ao El Niño não está concentrada no atendimento direto a milhões de consumidores, nos indicadores DEC/FEC ou em compensações automáticas por interrupção de fornecimento. O principal risco econômico do grupo está relacionado à disponibilidade dos ativos de geração, à variabilidade hidrológica, à integridade das conexões elétricas associadas aos empreendimentos e à necessidade de executar manutenções corretivas ou preventivas em condições climáticas mais severas.

Como o detalhamento público disponível não permitiu, nesta etapa, uma leitura precisa por município e por ativo individual, a estimativa foi construída por cenário prudente, tratando a SPIC Brasil como um produtor independente de energia com exposição material à geração e sensibilidade relevante ao comportamento hidrológico e à disponibilidade física dos empreendimentos. Essa abordagem é mais conservadora do que uma modelagem georreferenciada completa, mas adequada para fins de comparação relativa entre grupos econômicos, desde que fique claro que o valor estimado não representa uma projeção contábil da companhia.

Em um cenário de El Niño de forte intensidade, os ativos de geração hidrelétrica podem ser afetados por alteração do regime de chuvas, irregularidade das vazões, necessidade de operação mais conservadora dos reservatórios e maior exposição à volatilidade do despacho do Sistema Interligado Nacional. Mesmo quando o efeito hidrológico não reduz a geração de forma uniforme, o aumento da variabilidade já é suficiente para elevar o risco econômico, pois reduz a previsibilidade operacional e pode limitar a energia efetivamente disponível para comercialização em determinados períodos.

Além da hidrologia, eventos climáticos extremos podem afetar a infraestrutura física associada aos ativos de geração. Tempestades severas, descargas atmosféricas, ventos fortes, alagamentos localizados e dificuldades de acesso podem gerar indisponibilidade temporária de subestações elevadoras, linhas de conexão, sistemas auxiliares e equipamentos eletromecânicos. Nesses casos, o impacto financeiro tende a se concentrar na perda temporária de receita, no aumento das despesas de manutenção, na mobilização de equipes especializadas e na eventual necessidade de recomposição contratual.

A SPIC Brasil tende a sofrer menos que grandes distribuidoras porque não carrega a mesma exposição direta à continuidade do fornecimento ao consumidor final. Entretanto, também não está imune a impactos relevantes. Em produtores independentes de energia, a indisponibilidade de poucos ativos relevantes pode ter efeito proporcionalmente significativo sobre a geração consolidada, especialmente quando ocorre em momentos de maior demanda sistêmica ou de preços mais elevados no mercado de curto prazo. Isso torna a confiabilidade operacional dos ativos um componente crítico da exposição financeira ao El Niño.

A metodologia adotada neste relatório indica que a exposição financeira da SPIC Brasil decorre da combinação de três fatores. O primeiro é o **Índice de Exposição Climática (IEC)**, associado à presença de ativos de geração sujeitos a alterações hidrológicas e a eventos extremos. O segundo é o **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, relacionado à dependência da disponibilidade física dos ativos para geração de receita. O terceiro é o **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, que considera o porte econômico do grupo e a relevância de sua capacidade instalada.

A integração desses indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** intermediário, posicionando a SPIC Brasil abaixo dos grandes grupos de distribuição e transmissão nacional, mas acima de empresas renováveis menores ou com menor exposição a ativos hidrelétricos relevantes.

A estimativa central de **R\$ 680 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Variabilidade hidrológica, redução temporária da geração, menor previsibilidade operacional e indisponibilidade parcial de ativos	40%	R\$ 272 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção corretiva, inspeções extraordinárias, recuperação de equipamentos, subestações, linhas de conexão e acessos operacionais	27%	R\$ 184 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da exposição ao mercado de curto prazo	16%	R\$ 109 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Modernização de ativos, monitoramento hidrometeorológico, reforço de conexões, automação, sensores e manutenção preditiva	13%	R\$ 88 milhões
Impactos regulatórios	Indisponibilidades operacionais e adequações regulatórias associadas à disponibilidade dos ativos de geração e conexão	4%	R\$ 27 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 680 milhões

A estimativa de **R\$ 680 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada nos Índices de Exposição Climática, Sensibilidade Operacional e Intensidade Financeira, refletindo a vulnerabilidade da SPIC Brasil à combinação de hidrologia variável, indisponibilidade de ativos, eventos extremos sobre conexões elétricas e necessidade de manutenção corretiva. Entre os grupos analisados, a empresa apresenta exposição intermediária: inferior à das grandes distribuidoras e transmissoras nacionais, mas relevante pela concentração do risco na disponibilidade dos ativos de geração e na receita operacional associada.[4]

20. Statkraft Brasil

A Statkraft Brasil apresenta um perfil de exposição climática característico de empresas com atuação predominante em geração renovável e comercialização de energia. Diferentemente dos grandes grupos de distribuição analisados neste estudo, a companhia possui baixa exposição aos custos decorrentes da continuidade do fornecimento aos consumidores e às compensações regulatórias associadas aos indicadores de qualidade da distribuição. Seu principal risco econômico está concentrado na disponibilidade operacional dos ativos de geração, na variabilidade dos recursos naturais que sustentam sua produção de energia e na gestão dos contratos de comercialização em um ambiente de maior volatilidade provocado pelos efeitos do El Niño.

Embora o detalhamento público completo da localização de todos os ativos da companhia não tenha permitido, nesta etapa do estudo, uma modelagem geográfica por empreendimento individual, a Statkraft é reconhecida no mercado brasileiro como um importante operador de geração renovável, com presença em ativos hidrelétricos, eólicos e solares, além de forte atuação na comercialização de energia elétrica. Em razão dessa configuração, foi adotado um cenário conservador de exposição, baseado na literatura técnica sobre impactos climáticos em portfólios renováveis diversificados e em parâmetros comparáveis aos utilizados para outros produtores independentes de energia (IPPs).

No segmento hidrelétrico, o principal vetor de risco decorre da alteração do regime hidrológico provocada pelo El Niño. A irregularidade das precipitações reduz a previsibilidade das vazões afluentes, dificulta o planejamento energético e pode exigir uma operação mais conservadora dos reservatórios. Mesmo quando não ocorre redução significativa da geração anual, o aumento da variabilidade operacional tende a diminuir a flexibilidade comercial da companhia, aumentando sua exposição às oscilações do mercado de energia.

Os ativos eólicos e solares, por sua vez, permanecem sujeitos a outro conjunto de impactos climáticos. Tempestades severas, ventos extremos, descargas atmosféricas, ondas prolongadas de calor e episódios de queimadas podem provocar indisponibilidades temporárias, interrupções preventivas da operação, necessidade de inspeções extraordinárias e aumento da frequência de manutenção corretiva. Em parques solares, temperaturas elevadas reduzem marginalmente a eficiência dos módulos fotovoltaicos, enquanto o acúmulo de poeira e partículas durante períodos secos aumenta os custos de limpeza e manutenção. Nos parques eólicos, eventos meteorológicos extremos podem exigir desligamentos de segurança, reduzir a disponibilidade dos aerogeradores e elevar os custos de inspeção estrutural.

Outro componente importante da exposição financeira decorre da atividade de comercialização de energia. Como participante relevante do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Statkraft depende de elevada previsibilidade operacional para cumprir seus compromissos comerciais. Alterações

inesperadas na disponibilidade dos ativos podem exigir recomposição contratual, aquisição complementar de energia no mercado de curto prazo e utilização mais intensiva de instrumentos de hedge. Em cenários de elevada volatilidade do PLD, esses ajustes podem reduzir significativamente a margem operacional, mesmo quando a indisponibilidade física dos ativos é relativamente limitada.

A principal característica do perfil de risco da companhia é justamente a predominância dos impactos operacionais sobre os regulatórios. Ao contrário das grandes distribuidoras, a Statkraft praticamente não está exposta a compensações automáticas por interrupção do fornecimento, nem aos indicadores DEC e FEC. Seus prejuízos concentram-se na redução da receita operacional, no aumento das despesas de operação e manutenção, na volatilidade comercial e na antecipação de investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência dos ativos.

Também se espera aceleração dos investimentos em monitoramento hidrometeorológico, digitalização da operação, sensores inteligentes, manutenção preditiva, automação dos ativos, inspeção remota por drones e reforço dos sistemas de proteção elétrica. Esses investimentos representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para ciclos posteriores, contribuindo para elevar temporariamente o desembolso financeiro da companhia durante eventos climáticos extremos.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Statkraft Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da elevada sensibilidade das fontes renováveis às alterações meteorológicas provocadas pelo El Niño. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** elevado, associado à dependência da disponibilidade contínua dos ativos para geração de receita. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, que considera o porte econômico da companhia, sua capacidade instalada e sua participação no mercado livre de energia.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Statkraft Brasil entre os grupos de exposição financeira intermediária dentro do segmento de geração renovável. Sua vulnerabilidade permanece significativamente inferior à das grandes distribuidoras, que enfrentam elevados custos regulatórios e operacionais decorrentes do atendimento a milhões de consumidores, mas superior à de pequenos produtores independentes, em razão da dimensão de seu parque gerador e de sua relevante atuação comercial.

A estimativa central de **R\$ 570 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Variabilidade hidrológica, indisponibilidade parcial dos ativos renováveis, redução da previsibilidade da geração e volatilidade da receita	38%	R\$ 217 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção extraordinária, inspeções adicionais, recuperação de equipamentos, reforço operacional e aumento dos custos logísticos	29%	R\$ 165 milhões

Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição de energia no mercado de curto prazo e mitigação da volatilidade comercial	17%	R\$ 97 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Modernização dos ativos, monitoramento meteorológico, sensores inteligentes, digitalização da operação e aumento da resiliência da infraestrutura	13%	R\$ 74 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades associadas aos ativos de geração, com impacto reduzido em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 17 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 570 milhões

A estimativa de **R\$ 570 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Statkraft Brasil aos impactos operacionais e comerciais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco predominantemente associado à disponibilidade dos ativos renováveis e à volatilidade da geração, mantendo baixa exposição às penalidades regulatórias típicas das distribuidoras, mas sensível às perdas de receita operacional, ao aumento dos custos de manutenção e às oscilações do mercado livre de energia.^[4]

21. Voltalia Brasil

A Voltalia Brasil apresenta um perfil de exposição climática característico de empresas cuja estratégia combina desenvolvimento, construção, operação e gestão de ativos de geração renovável. Diferentemente das grandes distribuidoras de energia, cuja principal vulnerabilidade está associada à continuidade do fornecimento aos consumidores, a exposição econômica da Voltalia concentra-se na disponibilidade operacional dos empreendimentos, na execução de projetos de expansão e na capacidade de manter cronogramas de implantação em ambientes climáticos mais adversos. Trata-se de um modelo de negócios no qual o impacto financeiro do El Niño decorre menos da prestação de serviço regulado e mais da preservação da produtividade dos ativos e da eficiência dos investimentos em infraestrutura.

A atuação da companhia no desenvolvimento de novos empreendimentos amplia significativamente sua sensibilidade aos eventos climáticos extremos. Durante episódios intensos de El Niño, o aumento da irregularidade das chuvas, das temperaturas elevadas e da ocorrência de tempestades pode comprometer atividades de terraplenagem, construção de acessos, execução de fundações, lançamento de cabos, montagem eletromecânica e comissionamento dos empreendimentos. Mesmo atrasos relativamente pequenos em etapas críticas da construção podem gerar efeitos em cascata sobre o cronograma físico-financeiro dos projetos, elevando custos indiretos,

mobilização de empreiteiras, permanência de equipamentos em campo e necessidade de reprogramação das atividades.

Após a entrada em operação, os ativos renováveis permanecem sujeitos a outro conjunto de impactos climáticos. Tempestades severas, descargas atmosféricas, ventos extremos, ondas prolongadas de calor e queimadas podem provocar indisponibilidades temporárias de parques eólicos e solares, interrupções preventivas da geração, necessidade de inspeções extraordinárias e aumento da frequência das intervenções corretivas. Em usinas solares, temperaturas muito elevadas reduzem marginalmente a eficiência dos módulos fotovoltaicos e aumentam a necessidade de limpeza dos painéis durante períodos secos. Em parques eólicos, rajadas extremas de vento podem exigir desligamentos de proteção e acelerar o desgaste de componentes mecânicos, elevando os custos de manutenção ao longo do ciclo operacional.

Outro componente relevante da exposição financeira está relacionado à infraestrutura de conexão dos empreendimentos ao Sistema Interligado Nacional. Eventos climáticos extremos podem comprometer linhas de transmissão associadas aos parques, subestações elevadoras, sistemas auxiliares e acessos operacionais. Embora esses eventos normalmente apresentem duração limitada, sua ocorrência simultânea em diferentes empreendimentos aumenta o custo de recomposição da infraestrutura e reduz temporariamente a disponibilidade do parque gerador.

A logística operacional também representa importante vetor de risco. Muitos empreendimentos renováveis localizam-se em áreas afastadas dos grandes centros urbanos, onde chuvas intensas podem deteriorar estradas de acesso, provocar erosões, dificultar o transporte de equipamentos e restringir a mobilização das equipes de manutenção. Em regiões sujeitas a estiagens prolongadas, cresce simultaneamente o risco de queimadas próximas às instalações elétricas e às faixas de servidão, exigindo reforço das atividades de monitoramento e prevenção.

Diferentemente das grandes distribuidoras brasileiras, a Voltalia praticamente não está exposta às compensações automáticas por interrupção do fornecimento previstas pela regulação da ANEEL. Seus impactos financeiros concentram-se na redução temporária da disponibilidade dos ativos, no aumento das despesas de operação e manutenção, na postergação da entrada em operação de novos projetos e na necessidade de reforçar investimentos destinados ao aumento da resiliência da infraestrutura.

Espera-se também aceleração dos investimentos em engenharia resiliente, incluindo melhorias nos sistemas de drenagem dos parques, estabilização de taludes, reforço das fundações, ampliação do monitoramento meteorológico, digitalização da operação, utilização de sensores inteligentes, inspeção por drones e adoção de padrões construtivos mais robustos para novos empreendimentos. Em empresas com forte atuação greenfield, como a Voltalia, esse componente assume importância superior à observada em operadores exclusivamente focados na geração, pois parte relevante do impacto econômico decorre justamente da adaptação dos projetos em implantação às novas condições climáticas.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Voltalia Brasil resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, associado à sensibilidade dos ativos renováveis às alterações meteorológicas provocadas pelo El Niño. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** elevado, decorrente da dependência da disponibilidade dos empreendimentos para geração de receita e da elevada influência das condições climáticas sobre os cronogramas de construção. O terceiro

corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do parque gerador, o volume de investimentos em expansão e a importância econômica dos projetos atualmente em desenvolvimento.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Voltalia entre os grupos de exposição financeira intermediária-baixa dentro da amostra analisada. Sua vulnerabilidade é inferior à observada nas grandes distribuidoras e transmissoras nacionais, que enfrentam elevados custos regulatórios e operacionais, mas permanece relevante devido à forte dependência da disponibilidade dos ativos renováveis e da execução eficiente de projetos de expansão. O perfil de perdas esperado é predominantemente de engenharia, construção e disponibilidade operacional, e não de atendimento direto ao consumidor final.

A estimativa central de **R\$ 500 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Indisponibilidade temporária dos parques, redução da geração efetiva e postergação da entrada em operação de novos ativos	34%	R\$ 170 milhões
Custos emergenciais de O&M	Recuperação de equipamentos, inspeções extraordinárias, contenção de erosão, recomposição de acessos e reforço das equipes de manutenção	28%	R\$ 140 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual e mitigação de descasamentos temporários entre geração e compromissos comerciais	14%	R\$ 70 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Reforço de fundações, drenagem, engenharia resiliente, adequação de projetos greenfield, monitoramento remoto e modernização da infraestrutura	21%	R\$ 105 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades associadas aos ativos de geração, com impacto limitado em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 15 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 500 milhões

A estimativa de **R\$ 500 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Voltalia Brasil aos impactos operacionais, logísticos e de engenharia decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a empresa apresenta um perfil de risco predominantemente associado à construção e operação de ativos renováveis, no qual indisponibilidades temporárias, atrasos de cronograma, reforço das obras de infraestrutura e aumento dos custos de manutenção representam os principais vetores de impacto econômico, enquanto a exposição regulatória permanece relativamente reduzida em razão da ausência de uma grande base de consumidores atendidos diretamente.[4]

22. Comerc Energia

A Comerc Energia apresenta um perfil de exposição climática diferente dos grupos mais intensivos em ativos físicos analisados neste estudo. Sua relevância no setor elétrico brasileiro está fortemente associada à comercialização de energia, gestão de portfólio, soluções para consumidores livres, geração distribuída e serviços energéticos. Por essa razão, sua vulnerabilidade ao El Niño não decorre principalmente da destruição física de grandes redes de distribuição, linhas de transmissão extensas ou parques de geração concentrados, mas da volatilidade comercial e contratual provocada por um ambiente de maior estresse climático, aumento de carga, variação de preços e descasamento temporário entre geração, consumo e compromissos assumidos.

Em um evento de El Niño de forte intensidade, a elevação das temperaturas em regiões de grande consumo tende a aumentar a demanda por energia elétrica, especialmente nos horários de pico. Esse movimento pode pressionar preços, ampliar a volatilidade do mercado de curto prazo e elevar a necessidade de estratégias defensivas de contratação. Para uma empresa com forte atuação em comercialização, esse é o principal canal de exposição: não necessariamente a perda física direta, mas o risco de comprar energia em condições mais adversas, ajustar posições contratuais, proteger clientes contra oscilações de preço e administrar maior incerteza no comportamento da carga.

A atuação em geração distribuída e soluções energéticas adiciona uma camada operacional à análise. Embora a Comerc não apresente o mesmo grau de exposição física de grandes distribuidoras ou transmissoras, seus ativos e projetos vinculados a clientes podem sofrer impactos de disponibilidade, curtailment pontual, atrasos de implantação, aumento de manutenção e necessidade de ajustes técnicos em sistemas de geração local. Em períodos de calor extremo, equipamentos fotovoltaicos, inversores, transformadores e sistemas auxiliares podem operar sob maior estresse térmico, reduzindo eficiência e elevando o risco de falhas pontuais.

Outro componente relevante é o impacto indireto sobre a carteira de clientes. Empresas consumidoras podem sofrer interrupções operacionais, alteração de perfil de consumo, redução de produção, aumento de demanda ou necessidade de rever estratégias de autoprodução e contratação. Isso pode gerar renegociação de contratos, revisão de volumes, maior demanda por hedge e pressão por soluções de flexibilidade energética. Assim, parte do risco climático da Comerc é transmitida por sua base comercial, e não apenas por seus ativos próprios.

A metodologia desenvolvida para este relatório indica que a exposição financeira da Comerc resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro é um **Índice de Exposição Climática (IEC)** moderado, pois a companhia sofre menos com dano físico direto, mas permanece exposta aos efeitos sistêmicos do El Niño sobre carga, preços e disponibilidade de energia. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** intermediário, associado à comercialização, à gestão de contratos e à geração distribuída. O terceiro é um **Índice de Intensidade Financeira (IIF)** relevante, considerando o porte da companhia, sua presença no mercado livre e o volume de energia administrado.

A integração desses indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** intermediário-baixo quando comparado às grandes distribuidoras, geradoras hidrelétricas e transmissoras nacionais. A Comerc tende a sofrer menos com recomposição física massiva de ativos, mas pode registrar perdas materiais em um ciclo de maior volatilidade de preços, aumento de demanda, descasamento contratual e necessidade de proteção comercial adicional.

A estimativa central de **R\$ 450 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Redução de margem em contratos, volatilidade comercial, curtailment pontual, menor previsibilidade de geração distribuída e alteração do perfil de consumo dos clientes	28%	R\$ 126 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção adicional em ativos de geração distribuída, suporte técnico a clientes, ajustes operacionais e recuperação de sistemas locais	14%	R\$ 63 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Aquisição complementar de energia, proteção contra volatilidade do PLD, recomposição de posições e hedge defensivo para atendimento de contratos	34%	R\$ 153 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Reforço de sistemas de monitoramento, digitalização da gestão energética, automação, flexibilidade operacional e melhorias em ativos distribuídos	16%	R\$ 72 milhões
Impactos regulatórios	Adequações comerciais, mudanças de regras, exposição residual a indisponibilidades e custos de conformidade	8%	R\$ 36 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 450 milhões

A estimativa de **R\$ 450 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada nos Índices de Exposição Climática, Sensibilidade Operacional e Intensidade Financeira, refletindo a vulnerabilidade da Comerc Energia aos impactos comerciais, contratuais e operacionais indiretos de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta exposição inferior à das empresas com grandes redes físicas de distribuição, transmissão ou geração hidrelétrica, mas ainda material em razão de sua relevância no mercado livre, da necessidade de administrar volatilidade de preços e da crescente importância das soluções energéticas distribuídas em um sistema elétrico mais pressionado por calor, demanda e incerteza climática.[4]

23. Casa dos Ventos

A Casa dos Ventos apresenta um dos perfis de exposição climática mais característicos do novo setor elétrico brasileiro. A companhia consolidou-se como uma das maiores desenvolvedoras e operadoras de geração eólica do país, divulgando um portfólio superior a **6,4 GW entre ativos em operação e construção**, distribuídos em mais de 30 empreendimentos localizados em oito estados brasileiros. Sua atuação fortemente concentrada em geração renovável e no mercado livre faz com que sua exposição ao El Niño seja bastante distinta daquela observada nas grandes distribuidoras ou transmissoras. O principal risco econômico não está relacionado à continuidade do fornecimento aos consumidores finais, mas à disponibilidade operacional dos parques eólicos, ao desempenho dos contratos de comercialização, à execução de novos projetos e ao aumento dos investimentos necessários para manter a resiliência da infraestrutura diante de condições climáticas mais severas.

Grande parte dos ativos da companhia está localizada no Nordeste brasileiro, região que reúne alguns dos melhores recursos eólicos do mundo, mas que também sofre alterações importantes durante episódios de El Niño. O fenômeno tende a provocar aumento das temperaturas médias, redução da umidade relativa do ar em diversas áreas, maior ocorrência de estiagens localizadas e intensificação das condições favoráveis às queimadas. Em determinadas épocas do ano, o regime de ventos pode permanecer favorável ou até apresentar desempenho superior à média histórica em algumas localidades, permitindo ganhos temporários de geração. Entretanto, esses benefícios potenciais não eliminam o aumento da exposição operacional decorrente das condições ambientais mais severas.

O calor extremo acelera o envelhecimento de componentes eletromecânicos, aumenta o estresse térmico sobre transformadores, conversores, sistemas eletrônicos e equipamentos auxiliares, além de reduzir a vida útil de determinados materiais. Ao mesmo tempo, períodos prolongados de seca favorecem o acúmulo de poeira e partículas abrasivas sobre equipamentos e estruturas, elevando a necessidade de limpeza, inspeção e manutenção preventiva. Em grandes complexos eólicos, onde centenas de aerogeradores operam simultaneamente, pequenos aumentos nos custos unitários de manutenção tendem a produzir impacto financeiro relevante quando considerados sobre todo o parque gerador.

Outro vetor importante de exposição está relacionado à logística operacional. Muitos dos complexos eólicos da Casa dos Ventos encontram-se em regiões afastadas dos grandes centros urbanos, onde eventos climáticos extremos podem dificultar o transporte de equipamentos, restringir acessos e aumentar significativamente o tempo necessário para execução de atividades de manutenção. Chuvas intensas localizadas podem deteriorar estradas de serviço e retardar intervenções programadas, enquanto longos períodos secos ampliam o risco de incêndios nas áreas adjacentes às linhas de conexão e aos acessos internos dos parques.

A companhia também mantém forte atuação no desenvolvimento de novos empreendimentos e projetos de autoprodução. Sob essa perspectiva, o El Niño pode provocar impactos relevantes sobre cronogramas de implantação, especialmente em atividades de terraplenagem, fundações, abertura de acessos, montagem eletromecânica e construção das linhas de conexão. Eventos climáticos extremos aumentam a necessidade de estabilização de taludes, reforço dos sistemas de drenagem, adequação de projetos civis e revisão dos padrões construtivos adotados nos novos empreendimentos. Embora essas adaptações ampliem a resiliência futura dos ativos, representam aumento dos custos de engenharia e antecipação de investimentos originalmente previstos para fases posteriores do ciclo de expansão.

Sob o ponto de vista comercial, outro componente importante decorre da elevada participação da companhia no mercado livre de energia. Alterações na disponibilidade dos parques, ainda que temporárias, podem gerar descasamentos entre geração efetiva e compromissos comerciais assumidos, exigindo aquisição complementar de energia, utilização de instrumentos de hedge ou renegociação contratual. Em períodos de elevada volatilidade dos preços da energia, esses ajustes podem reduzir significativamente a margem operacional da empresa, mesmo quando a indisponibilidade física dos ativos permanece relativamente limitada.

Ao contrário das grandes distribuidoras, a Casa dos Ventos praticamente não está exposta às compensações regulatórias associadas à continuidade do fornecimento ao consumidor final. Sua estrutura de perdas concentra-se na disponibilidade operacional dos ativos, no aumento das despesas de operação e manutenção, na execução dos cronogramas de expansão e na preservação da eficiência econômica dos contratos firmados no mercado livre. Essa característica faz com que o perfil de risco da companhia seja predominantemente operacional e financeiro, e não regulatório.

Também se espera aceleração dos investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência climática dos empreendimentos. Entre as principais iniciativas previstas destacam-se ampliação dos sistemas de monitoramento meteorológico, digitalização dos centros de operação, utilização de sensores inteligentes para manutenção preditiva, reforço das linhas de conexão, melhoria dos acessos internos, ampliação das estruturas de combate a incêndios, estabilização de taludes e adoção de padrões de engenharia mais robustos nos novos projetos. Esses investimentos representam parcela importante da exposição financeira projetada para a companhia durante eventos climáticos extremos.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Casa dos Ventos resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da concentração de ativos em regiões onde o El Niño altera significativamente as condições meteorológicas. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à forte dependência da disponibilidade contínua dos parques eólicos e da execução eficiente dos projetos de expansão. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do portfólio superior a 6 GW, a dimensão dos investimentos em andamento e a importância da companhia no mercado livre de energia.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Casa dos Ventos entre os grupos de exposição financeira intermediária dentro do segmento de geração renovável. Sua vulnerabilidade permanece significativamente inferior à das grandes distribuidoras nacionais, mas superior à de operadores renováveis de menor porte, em razão da elevada escala de seus empreendimentos, da intensidade dos investimentos em expansão e da dependência da disponibilidade operacional dos ativos para geração de receita.

A estimativa central de **R\$ 410 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Indisponibilidade parcial dos parques eólicos, variabilidade da geração, redução da eficiência operacional e postergação de receitas	32%	R\$ 131 milhões

Custos emergenciais de O&M	Manutenção extraordinária, combate a incêndios, recuperação de acessos, inspeções adicionais e reforço das equipes de campo	29%	R\$ 119 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade do mercado livre	18%	R\$ 74 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Reforço da engenharia dos novos empreendimentos, drenagem, estabilização de taludes, monitoramento meteorológico, sensores inteligentes e aumento da resiliência da infraestrutura	18%	R\$ 74 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades associadas aos ativos de geração, com impacto reduzido em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 12 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 410 milhões

A estimativa de **R\$ 410 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Casa dos Ventos aos impactos operacionais, logísticos e comerciais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco predominantemente associado à disponibilidade dos parques eólicos, à execução dos projetos de expansão e à gestão dos contratos do mercado livre. Embora possa capturar benefícios pontuais decorrentes de condições favoráveis de vento em determinados períodos, esses ganhos tendem a ser parcialmente compensados pelo aumento dos custos de manutenção, pelas restrições logísticas, pela necessidade de reforço da infraestrutura e pela maior volatilidade operacional característica de um cenário climático extremo.[26]

24. Elera Renováveis

A Elera Renováveis apresenta um perfil de exposição climática característico de empresas que operam um portfólio renovável diversificado e distribuído geograficamente. A companhia informa presença em **12 estados brasileiros**, capacidade instalada de aproximadamente **3,5 GW** e uma matriz composta integralmente por fontes renováveis, incluindo ativos hidrelétricos, eólicos e solares, com destaque para o **Complexo Solar Janaúba**, um dos maiores empreendimentos fotovoltaicos da América Latina. Essa diversificação tecnológica e territorial reduz a dependência de uma única região climática, mas amplia significativamente a quantidade de frentes operacionais que podem ser afetadas simultaneamente por um evento de El Niño de forte intensidade.

Ao contrário das grandes distribuidoras, cuja principal vulnerabilidade está relacionada ao atendimento contínuo de milhões de consumidores, a Elera concentra sua exposição na disponibilidade

operacional dos ativos de geração. Entretanto, sua ampla distribuição geográfica cria um perfil de risco diferente daquele observado em empresas com portfólio concentrado. Enquanto um choque climático localizado dificilmente comprometerá toda a capacidade instalada da companhia, o El Niño tende a modificar simultaneamente as condições meteorológicas em diversas regiões brasileiras, fazendo com que diferentes empreendimentos enfrentem desafios operacionais distintos ao mesmo tempo.

Os ativos hidrelétricos permanecem sujeitos às alterações do regime hidrológico. A irregularidade das chuvas, característica dos episódios de El Niño, pode reduzir a previsibilidade das vazões, alterar a estratégia de operação dos reservatórios e limitar temporariamente a flexibilidade da geração. Ainda que parte das bacias possa experimentar aumento das precipitações em determinados períodos, a variabilidade hidrológica cresce de forma significativa, exigindo maior coordenação operacional e reduzindo a previsibilidade da energia efetivamente disponível para comercialização.

Nos ativos solares, especialmente em empreendimentos de grande porte como o Complexo Solar Janaúba, os principais impactos decorrem do aumento das temperaturas, da maior deposição de poeira durante períodos secos e da necessidade de intensificação das atividades de manutenção. O calor excessivo reduz marginalmente a eficiência dos módulos fotovoltaicos, enquanto o ambiente mais seco aumenta a frequência de limpeza dos painéis e acelera o desgaste de determinados componentes eletroeletrônicos. Embora esses efeitos sejam relativamente modestos quando analisados isoladamente, tornam-se financeiramente relevantes quando aplicados a empreendimentos de grande escala.

Os parques eólicos, por sua vez, permanecem sujeitos às alterações do comportamento atmosférico provocadas pelo El Niño. Em determinadas regiões, a disponibilidade do recurso eólico pode permanecer favorável ou até melhorar em janelas específicas. Entretanto, o aumento da ocorrência de tempestades severas, descargas atmosféricas e eventos extremos eleva a necessidade de inspeções preventivas, pode exigir desligamentos de segurança e aumenta o risco de indisponibilidades temporárias. Dessa forma, parte dos ganhos potenciais de geração tende a ser compensada pelo crescimento das despesas de operação e manutenção.

Outro aspecto relevante decorre justamente da elevada dispersão geográfica do portfólio. Operar ativos distribuídos por 12 estados reduz o risco de concentração climática, mas aumenta significativamente a complexidade logística da companhia. Durante episódios severos de El Niño, diferentes regiões podem exigir simultaneamente deslocamento de equipes, mobilização de equipamentos especializados, inspeções extraordinárias e ações de contingência. O resultado não costuma ser um grande evento catastrófico concentrado, mas sim a ocorrência de diversos eventos operacionais de pequena e média intensidade distribuídos por todo o portfólio, cujo efeito agregado produz impacto financeiro relevante.

A companhia também permanece exposta aos desafios da comercialização da energia produzida. Alterações temporárias na disponibilidade dos ativos podem gerar necessidade de ajustes comerciais, aquisição complementar de energia para cumprimento de contratos e utilização mais intensa de instrumentos de proteção financeira. Ainda assim, essa exposição permanece significativamente inferior à observada nas grandes distribuidoras, pois a empresa não está sujeita às compensações automáticas decorrentes da interrupção do fornecimento aos consumidores finais.

Outro componente importante da exposição financeira é a antecipação dos investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência operacional. Espera-se aumento dos investimentos em monitoramento meteorológico, sensores inteligentes, digitalização da operação, inspeção remota por

drones, reforço das linhas de conexão, modernização dos sistemas de supervisão, melhoria dos acessos operacionais e expansão dos programas de manutenção preditiva. Esses investimentos elevam temporariamente o CAPEX da companhia, mas contribuem para reduzir sua vulnerabilidade ao longo dos próximos ciclos operacionais.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Elera Renováveis resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da presença simultânea de ativos hidrelétricos, eólicos e solares distribuídos por diferentes regiões brasileiras. O segundo é um **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)** elevado, associado à dependência da disponibilidade contínua dos ativos renováveis para manutenção da receita operacional. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte do parque gerador, a capacidade instalada superior a 3,5 GW e a abrangência nacional da operação.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Elera Renováveis entre os grupos de exposição financeira intermediária dentro do segmento de geração renovável. Sua vulnerabilidade é superior à de comercializadoras puras, em razão da extensa base de ativos físicos distribuídos pelo país, mas permanece inferior à dos grandes grupos de distribuição e transmissão, cuja exposição regulatória e operacional é significativamente mais elevada.

A estimativa central de **R\$ 390 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
Perda de margem operacional	Variabilidade hidrológica, indisponibilidade parcial de ativos renováveis, redução temporária da geração e menor previsibilidade operacional	34%	R\$ 133 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção extraordinária, inspeções adicionais, recuperação de equipamentos, reforço logístico e mobilização de equipes em diferentes estados	31%	R\$ 121 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade comercial	16%	R\$ 62 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Monitoramento meteorológico, digitalização da operação, sensores inteligentes, reforço de linhas de conexão, melhoria dos acessos e aumento da resiliência dos ativos	16%	R\$ 62 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades associadas aos ativos de geração, com impacto reduzido em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 12 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 390 milhões

A estimativa de **R\$ 390 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Elera Renováveis aos impactos operacionais decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco equilibrado: sua ampla diversificação geográfica reduz a dependência de um único evento climático regional, mas amplia a quantidade de frentes operacionais sujeitas simultaneamente a manutenção, inspeção, contingência e reforço da infraestrutura, fazendo com que o impacto econômico resulte da soma de diversos eventos distribuídos por um portfólio renovável de grande abrangência nacional.[\[27\]](#)

25. Raízen Energia

A Raízen apresenta um perfil de exposição climática singular entre os grupos analisados neste estudo. Embora participe do setor elétrico por meio de um dos maiores parques de cogeração a biomassa do país, sua principal atividade econômica está integrada à cadeia sucroenergética, combinando produção agrícola, processamento industrial, geração de bioenergia, comercialização de energia e produção de biocombustíveis. Essa característica faz com que os efeitos do El Niño sejam sentidos de forma diferente da maioria das empresas do setor elétrico. O principal vetor de risco não está associado à integridade de redes de transmissão ou distribuição, mas à disponibilidade da biomassa, ao desempenho agrícola da cana-de-açúcar, à eficiência das plantas industriais e, conseqüentemente, à capacidade de geração de energia a partir do bagaço.

O El Niño costuma provocar, em diversas regiões produtoras do Centro-Sul brasileiro, aumento das temperaturas médias, irregularidade das precipitações e prolongamento dos períodos secos. Para a cultura da cana-de-açúcar, essas condições podem reduzir a produtividade agrícola, alterar o calendário de colheita e diminuir a disponibilidade de biomassa destinada à cogeração. Ainda que parte dos impactos possa ser compensada por ganhos de produtividade em determinadas regiões ou por estratégias agrônômicas adotadas pela companhia, o efeito líquido esperado é de maior volatilidade na oferta de matéria-prima energética.

Essa redução potencial da disponibilidade de biomassa produz reflexos diretos sobre a geração de energia elétrica. A cogeração depende da regularidade do processamento industrial da cana e da produção de bagaço. Quando a disponibilidade agrícola diminui ou sofre alterações temporais relevantes, reduz-se também a previsibilidade da energia excedente disponível para comercialização. Em um ambiente caracterizado por maior demanda nacional de energia durante ondas de calor, essa menor disponibilidade pode representar perda de oportunidade comercial justamente em períodos de preços mais elevados.

Outro fator relevante decorre das condições operacionais das próprias plantas industriais. Temperaturas elevadas aumentam o consumo interno de energia, ampliam o estresse térmico sobre equipamentos industriais, sistemas elétricos, turbinas, caldeiras e unidades auxiliares, além de elevar a necessidade de manutenção preventiva. Em períodos prolongados de seca, cresce também o risco de incêndios em áreas agrícolas, afetando lavouras, infraestrutura de apoio, linhas internas de transmissão e sistemas logísticos utilizados para transporte da biomassa.

A logística agrícola constitui outro importante componente da exposição financeira da companhia. Eventos climáticos extremos podem alterar as condições das estradas utilizadas para transporte da cana, dificultar o escoamento da produção e aumentar o custo operacional da colheita. Da mesma forma, períodos excessivamente secos podem elevar o desgaste dos equipamentos agrícolas, aumentar a emissão de poeira e exigir maior frequência de manutenção da frota e das estruturas de apoio.

No mercado de energia, a Raízen também permanece exposta à volatilidade contratual. Oscilações na disponibilidade da cogeração podem exigir ajustes comerciais, recomposição de posições contratuais ou aquisição complementar de energia para cumprimento de compromissos previamente assumidos. Entretanto, essa exposição permanece inferior à observada em comercializadoras puras, uma vez que a principal origem do risco está na própria disponibilidade física da biomassa e não exclusivamente na volatilidade dos preços do mercado.

Ao contrário das grandes distribuidoras brasileiras, a companhia praticamente não sofre impactos relevantes decorrentes de compensações regulatórias por interrupção do fornecimento ao consumidor final. Seu perfil de perdas está concentrado na redução da produção agrícola, na menor eficiência industrial, no aumento dos custos operacionais das usinas, na volatilidade da geração de bioenergia e na necessidade de investimentos destinados ao fortalecimento da resiliência climática da cadeia sucroenergética.

Também se espera aceleração dos investimentos em adaptação climática. Entre as principais iniciativas destacam-se ampliação dos sistemas de irrigação em áreas estratégicas, monitoramento agrometeorológico, fortalecimento das estruturas de prevenção e combate a incêndios, modernização dos sistemas industriais, automação dos processos de cogeração, digitalização da operação e adoção de tecnologias voltadas ao aumento da eficiência energética e da produtividade agrícola. Esses investimentos representam antecipação de CAPEX originalmente previsto para exercícios futuros, mas tendem a reduzir a vulnerabilidade da companhia no longo prazo.

A metodologia desenvolvida para este relatório demonstra que a exposição financeira da Raízen resulta da combinação de três fatores principais. O primeiro corresponde a um elevado **Índice de Exposição Climática (IEC)**, decorrente da forte dependência das condições meteorológicas para produção agrícola e geração de biomassa. O segundo é um elevado **Índice de Sensibilidade Operacional (ISO)**, associado à integração entre agricultura, indústria e cogeração de energia. O terceiro corresponde ao **Índice de Intensidade Financeira (IIF)**, refletindo o porte da companhia, a dimensão de seu parque industrial e a importância da bioenergia em seu modelo de negócios.

A integração desses três indicadores resultou em um **Índice Consolidado de Exposição Econômica (ICEE)** que posicionou a Raízen entre os grupos de exposição financeira intermediária-baixa ao El Niño. Seu perfil de risco diferencia-se dos grupos elétricos tradicionais porque as perdas decorrem predominantemente da pressão exercida sobre a cadeia agroindustrial e sobre a disponibilidade da biomassa, e não da interrupção do fornecimento de energia ou da indisponibilidade de grandes redes elétricas.

A estimativa central de **R\$ 360 milhões** foi obtida pela decomposição da exposição econômica nos cinco vetores financeiros considerados na metodologia deste estudo.

Vetor de impacto	Fundamentação técnica	Participação estimada	Valor estimado
------------------	-----------------------	-----------------------	----------------

Perda de margem operacional	Redução da disponibilidade de biomassa, menor geração de bioenergia, queda de produtividade agrícola e redução da eficiência industrial	42%	R\$ 151 milhões
Custos emergenciais de O&M	Manutenção adicional em plantas industriais, combate a incêndios, reforço logístico, recuperação de ativos e aumento dos custos operacionais	24%	R\$ 86 milhões
Compra adicional de energia e hedge	Recomposição contratual, aquisição complementar de energia e mitigação da volatilidade da geração	16%	R\$ 58 milhões
CAPEX defensivo antecipado	Sistemas de irrigação, prevenção de incêndios, automação industrial, monitoramento agrometeorológico, digitalização e aumento da resiliência operacional	15%	R\$ 54 milhões
Impactos regulatórios	Adequações regulatórias e indisponibilidades operacionais com impacto limitado em comparação às distribuidoras	3%	R\$ 11 milhões
Estimativa consolidada de prejuízo financeiro	Soma dos cinco componentes	100%	R\$ 360 milhões

A estimativa de **R\$ 360 milhões** representa um cenário executivo de exposição financeira potencial desenvolvido especificamente para este relatório e não constitui previsão contábil nem estimativa oficial da companhia. O valor resulta da aplicação da metodologia multicritério baseada na integração dos Índices de Exposição Climática (IEC), Sensibilidade Operacional (ISO) e Intensidade Financeira (IIF), refletindo a vulnerabilidade da Raízen aos impactos agrícolas, industriais e energéticos decorrentes de um evento de El Niño de forte intensidade.

Entre os grupos analisados, a companhia apresenta um perfil de risco singular, no qual a disponibilidade de biomassa, a produtividade da cana-de-açúcar e a eficiência da cogeração exercem influência muito superior àquela observada em empresas de transmissão, distribuição ou geração hidrelétrica tradicional. Essa característica faz com que sua exposição financeira esteja fortemente concentrada na cadeia sucroenergética, diferenciando-a do restante da amostra.[4]

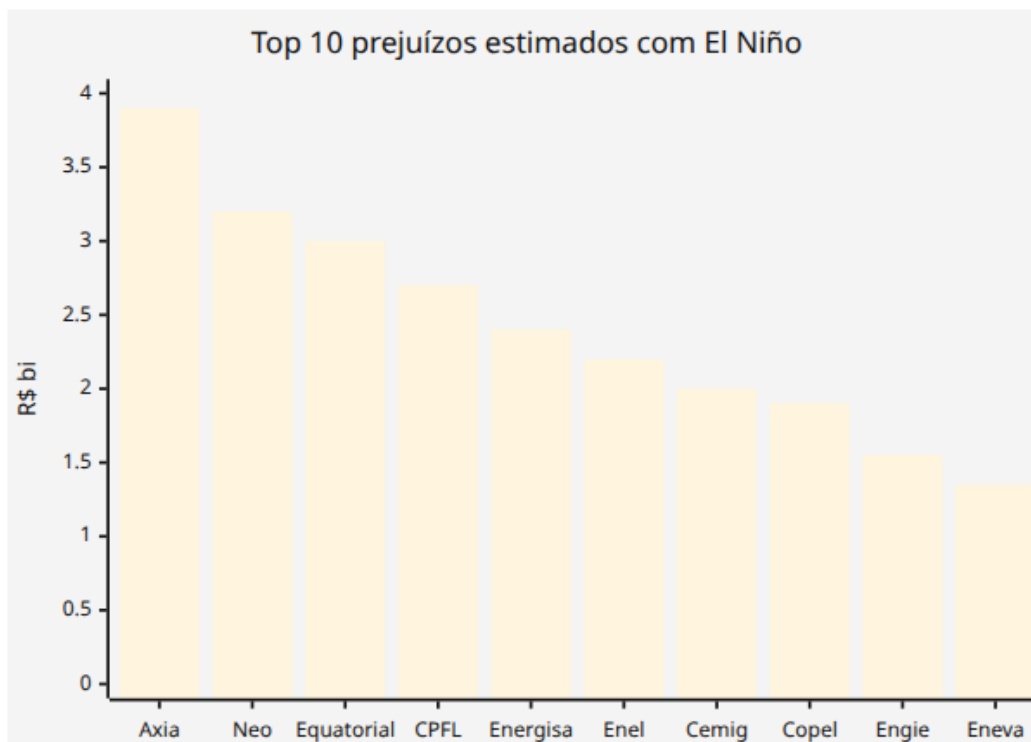
Ranking dos prejuízos estimados

A tabela abaixo ordena os 25 grupos pela **estimativa central de prejuízo financeiro** atribuível ao El Niño, em reais correntes, já consolidando perdas operacionais, recomposição, efeito regulatório e compras defensivas de energia. Trata-se de uma estimativa técnico-financeira por cenário, não de guidance contábil.

Grupo	Prejuízo estimado	Principal vetor de dano	Confiança
Axia Energia	R\$ 3,90 bi	hidrologia Norte + transmissão multirregional + subestações	alta
Neoenergia	R\$ 3,20 bi	distribuição massiva + calor + tempestades + compensações	média
Equatorial Energia	R\$ 3,00 bi	7 distribuidoras + Sul/Norte/Nordeste + recomposição	alta
CPFL Energia	R\$ 2,70 bi	pico de carga + RS + rede extensa + compra adicional	alta
Energisa	R\$ 2,40 bi	rede pulverizada + fogo + calor + logística remota	alta
Enel Brasil	R\$ 2,20 bi	SP/RJ/CE + calor urbano + enchentes + pressão regulatória	alta
Cemig	R\$ 2,00 bi	MG: calor, tempestades e sensibilidade hídrica/distribuição	alta
Copel	R\$ 1,90 bi	Paraná: vendavais, chuva extrema e dano físico à rede	alta
Engie Brasil Energia	R\$ 1,55 bi	geração multitecnologia com forte exposição a extremos	média
Eneva	R\$ 1,35 bi	térmicas/gás + áreas remotas + calor e logística	alta
Auren Energia	R\$ 1,20 bi	portfólio renovável em NE/S/SE + indisponibilidade	alta
ISA Energia Brasil	R\$ 1,10 bi	transmissão e corredores críticos	média
Taes	R\$ 0,98 bi	linhas, subestações e parcela variável	alta
Alupar	R\$ 0,92 bi	transmissão + greenfield + recomposição	alta
Light	R\$ 0,88 bi	distribuição metropolitana no RJ	média
CTG Brasil	R\$ 0,84 bi	geração hídrica e restrições operacionais	média
EDP Brasil	R\$ 0,79 bi	distribuição em SP/ES + calor + chuva forte	alta
Serena Energia	R\$ 0,73 bi	renováveis e exposição contratual	baixa
SPIC Brasil	R\$ 0,68 bi	geração e indisponibilidade por eventos extremos	baixa
Statkraft Brasil	R\$ 0,57 bi	renováveis + volatilidade hidrológica/comercial	baixa
Voltaia Brasil	R\$ 0,50 bi	parques renováveis, O&M e logística	baixa
Comerc Energia	R\$ 0,45 bi	comercialização, hedge e contratos	baixa
Casa dos Ventos	R\$ 0,41 bi	eólicas e autoprodução no mercado livre	média
Elera Renováveis	R\$ 0,39 bi	portfólio renovável multirregional	alta
Raízen Energia	R\$ 0,36 bi	biomassa/cogeração e estresse agroindustrial	baixa

O ranking mostra uma conclusão que costuma escapar em análises mais simplistas: **o maior prejuízo financeiro esperado não está necessariamente nas empresas mais “verdes” nem nas mais hidráulicas isoladamente, mas nas que somam capilaridade de rede, base regulada enorme,**

footprint multirregional e ativos sujeitos a múltiplos regimes climáticos. É por isso que distribuidoras-integradas e holdings com grande footprint nacional dominam o topo. [28]



Limitações e questões em aberto

A principal limitação desta pesquisa é a **heterogeneidade da abertura pública**. Para grupos como **Axia, CPFL, Equatorial, Energisa, TAESA, Auren, Elera, Casa dos Ventos, Enel, EDP, Cemig e Copel**, a leitura de footprint foi razoavelmente boa. Para outros, especialmente alguns grupos privados ou com páginas pouco abertas nesta rodada, o detalhamento por ativo/município ficou **não especificado** nas páginas acessadas, e a estimativa precisou ser tratada por **cenário prudente**. Isso reduz a precisão fina do ranking intermediário e do bloco inferior, embora não altere, em minha avaliação, a robustez do **topo do ranking**, que é o ponto mais importante da decisão. [29]

Há também uma incerteza estrutural sobre o próprio ENSO: o sinal regional é claro o suficiente para orientar risco corporativo, mas a **intensidade, o timing e a persistência do evento** ainda oscilam entre modelos, e isso altera muito a distribuição temporal de perdas. Finalmente, este relatório estima **prejuízo operacional-financeiro bruto** associado ao clima, não os efeitos líquidos após seguro, pass-through tarifário, revisões regulatórias futuras, recuperação judicial de custos, ou eventuais ganhos oportunistas de despacho/spot em alguns grupos geradores. Essas são as principais perguntas em aberto para um refinamento em planilha ou em modelagem financeira por ativo. [7]

Referências

[1] [2] [3] [4] [6] O que precisamos saber sobre o El Niño e seus impactos para o Brasil? — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

https://www.gov.br/inpe/pt-br/assuntos/ultimas-noticias/o-que-precisamos-saber-sobre-o-el-nino-e-seus-impactos-para-o-brasil?utm_source=chatgpt.com

[5] Central de Resultados - CPFL Energia | Relações com Investidores

https://ri.cpfl.com.br/listresultados.aspx?Center=42oT3%2Fifbpalbl7BWgdJvg%3D%3D&idCanal=UBKZ7EE26ff9gbUxPlf7PA%3D%3D&utm_source=chatgpt.com

[7] Climate network and complexity based ENSO forecast for 2026

https://arxiv.org/abs/2602.14773?utm_source=chatgpt.com

[8] [10] [28] [29] Geração e Transmissão - AXIA Energia

https://axia.com.br/negocios/geracao-e-transmissao?utm_source=chatgpt.com

[9] Iberdrola

https://pt.wikipedia.org/wiki/Iberdrola?utm_source=chatgpt.com

[11] Home - RI Neoenergia

https://ri.neoenergia.com/?utm_source=chatgpt.com

[12] Quem Somos - Equatorial Energia 2021

https://ri.equatorialenergia.com.br/a-companhia/quem-somos/?utm_source=chatgpt.com

[13] Apresentação do PowerPoint

https://ri.cpfl.com.br/Download.aspx?Arquivo=xQO8zJ4FiV84ol6oqNKQ5Q%3D%3D&utm_source=chatgpt.com

[14] Energisa 120 Anos

https://www.energisa.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[15] Enel Brasil

https://www.enel.com.br/pt.html?utm_source=chatgpt.com

[16] Cemig | Relações com Investidores

https://ri.cemig.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[17] Home - Copel RI

https://ri.copel.com/?utm_source=chatgpt.com

[18] Engie Brasil

https://pt.wikipedia.org/wiki/Engie_Brasil?utm_source=chatgpt.com

[19] Relação com Investidores - ENEVA RI

https://ri.eneva.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[20] Mapa de Ativos - Auren

https://ri.aurenenergia.com.br/a-companhia/mapa-de-ativos/?utm_source=chatgpt.com

[21] Perfil Corporativo – RI TAESA

https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesa/perfil-corporativo/?utm_source=chatgpt.com

[22] Alupar - Relações com Investidores

https://ri.alupar.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[23] Homepage - Light RI

https://ri.light.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[24] EDP Brasil - Home

https://www.edp.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[25] Como diminuir a conta de luz? Economize já! | Serena

https://serenaenergia.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[26] Casa dos Ventos

https://casadosventos.com.br/?utm_source=chatgpt.com

[27] Home - Elera Renováveis

https://elera.com/?utm_source=chatgpt.com