

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA

Diretora-Relatora

c/c

SANDOVAL DE ARAUJO FEITOSA NETO

Diretor-Geral

FERNANDO LUIZ MOSNA FERREIRA DA SILVA

Diretor

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR

Diretor

WILLAMY MOREIRA FROTA

Diretor

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

SGAN 603 módulos I e J Brasília/DF - 70830-110

São Paulo, 13/05/2026

Carta Enel SP 180-2026-RB

Assunto: Defesa da Enel SP em face da instauração de procedimento administrativo tendente à recomendação de caducidade.

Referências: Processo nº 48500.903331/2024-72; Ofício 9/2026-DIR-AMAC/ANEEL.

Senhora Diretora-Relatora,

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A (“Enel SP”, “Concessionária” ou “Distribuidora”), concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, já qualificada nestes autos, em cumprimento ao Ofício 9/2026-DIR – AMAC/ANEEL e ao disposto no item e) do Despacho ANEEL nº 1.214/2026 e com fundamento no art. 38, §2º, da Lei 8.987/1995, apresenta **DEFESA**, pelas razões de fato e de direito a seguir expostas.

Índice

A.	Tempestividade _____	4
B.	Sumário executivo _____	4
C.	Ressalva prévia: pedido de reconsideração não apreciado _____	9
D.	Nulidades que precedem e impedem o juízo sobre a recomendação de aplicação da penalidade de caducidade _____	10
D.1.	Integração indevida de dois atos administrativos no TI 49 e inexistência de aprovação formal do Plano de Recuperação _____	10
D.1.1.	Colocação do problema e silêncio da decisão de instauração do processo _____	10
D.1.2.	Natureza jurídica diversa dos dois atos administrativos integrados _____	11
D.1.3.	Sequência legal, contratual e regulatória obrigatória _____	12
D.1.4.	Ausência de análise da defesa e inexistência do período de cura _____	13
D.1.5.	Inexistência de aprovação formal do Plano de Recuperação _____	14
D.1.6.	Persistência do problema: nulidade não sanada _____	15
D.2.	Pré-julgamento do processo de recomendação de caducidade _____	17
D.3.	Indevida adoção de critério dinâmico para avaliação da Enel SP durante o processo ____	18
D.4.	Impossibilidade de extensão do período de monitoramento _____	19
E.	Aspectos técnico-regulatórios que impedem a recomendação de caducidade _____	22
E.1.	Restabelecimento do fornecimento após eventos climáticos severos: item 226 (i) do voto condutor _____	23
E.1.1.	Inexistência de critério formal e objetivo definido previamente _____	23
E.1.2.	Histórico da evolução do restabelecimento de consumidores após eventos climáticos severos 31	
E.1.3.	Análise do restabelecimento completo _____	35
E.1.4.	Metodologia para avaliação da curva de recomposição das unidades consumidoras interrompidas e erro material no principal dado técnico usado pelo Despacho nº 1.214/2026 ____	38
E.2.	Evolução dos indicadores de atendimento emergencial: item 226 (ii) e (iii) do voto condutor _____	43
E.2.1.	Ausência de metas _____	44
E.2.2.	Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE _____	46
E.2.3.	Percentual de interrupções com duração superior a 24 horas (Interrupções>24h) – item 226 (iii) do voto condutor _____	51
E.2.4.	Percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas (CI>24h) _____	55

E.2.5.	Indicador de Duração Média das Interrupções (DM) _____	59
E.3.	Efetividade do Plano de Contingências para eventos climáticos severos: item 226 (iv) do voto condutor _____	60
E.4.	Consolidação dos fatos, evidências e fundamentos técnicos da defesa _____	63
F.	Aspectos jurídicos que impedem a recomendação de caducidade _____	72
F.1.	Aspectos decorrentes das questões técnico-regulatórias _____	72
F.1.1.	Inexistência de critério objetivo e métrica definida para avaliação da atuação da Concessionária em relação aos eventos objeto deste processo _____	72
F.1.2.	Avaliação subjetiva da prestação do serviço pela Concessionária: comparação indevida com outras distribuidoras e eventos distintos _____	88
F.1.3.	Desempenho compatível com a gravidade do evento: cumprimento do Plano de Contingências _____	89
F.1.4.	Impossibilidade de configuração de inadimplemento: ocorrência de caso fortuito ou força maior _____	91
F.1.5.	Violação à isonomia: tratamento regulatório distinto de outras distribuidoras _____	93
F.1.6.	Ainda a violação à isonomia: violação à Constituição e ao Tratado Brasil-Itália _____	96
F.2.	Demais aspectos jurídicos aplicáveis _____	97
F.2.1.	Ausência de análise acerca de culpabilidade da Concessionária _____	97
F.2.2.	Desproporcionalidade e ausência de análise consequencialista _____	99
G.	Necessidade de produção de prova pericial _____	103
H.	Conclusão _____	103
I.	Pedidos _____	112
	Anexo I – Fundamentos fáticos e quesitos técnicos da Enel SP _____	114
	Anexo II – Restabelecimento dos clientes em situação de emergência – ISE _____	118
	Anexo III - Parecer Técnico produzido pela Consultoria Alvarez & Marsal (PDF anexo)	

A. Tempestividade

1. A defesa é tempestiva. Em 13.04.2026, a Enel SP foi intimada para apresentação de defesa, por meio do recebimento do Ofício 9/2026-DIR – AMAC/ANEEL, de modo que o prazo de 30 dias concedido pela Diretoria da ANEEL na decisão expira hoje – 13.05.2026, contagem expressamente confirmada pelo Ofício 12/2026-DIR-FLMFS/ANEEL, de 06.05.2026 (item 11).¹

B. Sumário executivo

2. Conforme será demonstrado ao longo da presente defesa, a instauração do presente “procedimento tendente à caducidade da concessão”² da Enel SP é inválida e improcedente, uma vez que se fundamenta em vícios procedimentais graves, na adoção de critérios inexistentes, não previstos em normas da ANEEL, bem como desconsidera elementos técnicos e fáticos relevantes que evidenciam a adequação do serviço prestado pela Enel SP.

3. Mas, antes de mais nada, é importante recordar o contexto da origem deste processo: este é o único no setor elétrico baseado exclusivamente em supostas falhas na qualidade do serviço de distribuição³ e foi instaurado apesar de o órgão técnico do TCU, aproximadamente um mês antes da emissão do Termo de Intimação nº 49/2024, ter corretamente concluído que *“a Distribuidora não se encaix[a] nos critérios objetivos para a abertura do processo administrativo punitivo voltado à penalidade de declaração de caducidade, uma vez que não restou caracterizado descumprimento do DECI ou do FECI”*.⁴ Tais supostas falhas, além de sequer dizerem respeito aos indicadores regulatórios oficiais, ocorreram durante eventos isolados – dois deles figurando dentre os dez exemplos de eventos climáticos extremos do Brasil

¹ “11. Registra-se, por fim, que o prazo de 30 (trinta) dias estabelecido no Despacho nº 1.214/2026, publicado em 13 de abril de 2026, teve início em 14 de abril de 2026 e **findar-se-á em 13 de maio de 2026**, devendo ser observado para os fins processuais cabíveis” (grifou-se).

² Terminologia utilizada pela ANEEL no item d) do Despacho nº 1.214/2026.

³ Nos casos dos termos de intimação de CEA e CEEE, os termos de intimação envolviam, além da qualidade do serviço, a perda das condições econômico-financeiras da concessionária.

⁴ Relatório de Inspeção, de 12.09.2024, relativo à Fiscalização 90/2024, que avaliou, dentre outros pontos, a possibilidade de aplicação da penalidade de caducidade à Distribuidora. Processo TC 037.796/2023-2, peça 64, p. 30.

até 2024 (citados pela própria ANEEL⁵) e o terceiro, em 2025, notoriamente mais grave do que os dois primeiros.

4. Além de ser um processo inédito, relativo a falhas inéditas, ocorridas durante eventos também inéditos, ele se volta contra uma distribuidora que atende a maior metrópole do mundo fora da Ásia. Com aproximadamente 8,3 milhões de clientes e uma rede aérea de 44 mil km, a empresa possui uma densidade de consumidores 23 vezes superior e de rede 7 vezes maior que a média nacional, o que amplia a exposição da infraestrutura justamente aos eventos extremos analisados neste processo.

5. Além do ineditismo da instauração do presente processo, o caso apresenta um tratamento regulatório aplicado à Enel SP distinto do padrão observado para outras distribuidoras, sobretudo diante da gravidade da consequência jurídica cogitada, revelado pela instauração e manutenção por mais de um ano e pelos exemplos abaixo:

- I. a Enel SP tem desempenho melhor do que a média nacional para os indicadores cujo suposto descumprimento gerou a emissão do TI (TMAE e de interrupções superiores a 24h), mesmo se considerado o evento de dezembro de 2025;
- II. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que teve um TI instaurado e depois de mais de um ano mantido por suposto descumprimento de TMAE e de interrupções superiores a 24 horas, embora existam ao menos 13 distribuidoras com desempenho inferior ao seu nesses dois indicadores (itens 138 e seguintes; e 149 e seguintes abaixo);
- III. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil a quem estão sendo impostas (ao invés de propostas sob Plano de Resultados ou imposição de Auto de Infração com obrigação de fazer) metas para o TMAE e respondendo a processo tendente à caducidade por supostamente descumpri-las;

⁵ Tais exemplos de eventos climáticos extremos constam da Nota Técnica n° 90/2024-STD-SFT-SFF/ANEEL, que abriu a Consulta Pública n° 32/2024, voltada a obter subsídios para aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos.

- IV. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que está sendo submetida a metas para percentual de interrupções acima de 24 horas, assim como consumidores interrompidos por mais de 24 horas e respondendo a processo tendente à caducidade por supostamente descumpri-la;
 - V. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que está sendo submetida a metas para a curva de recomposição após eventos climáticos severos e respondendo a processo tendente à caducidade por supostamente descumpri-la, mesmo tendo alcançado o percentual de 80% de recomposição em até 24 horas em todos os dias posteriores à emissão do TI;
 - VI. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que foi obrigada a cumprir metas para o TMAE já em 2025, enquanto as demais distribuidoras que aderiram e tiveram aprovados Planos de Resultados pela ANEEL passaram a se sujeitar a metas de TMAE apenas a partir de 2026;
 - VII. a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que tem o seu TMAE apurado de forma mensal, ao passo que, para as demais distribuidoras, quando muito, as metas pactuadas são anuais e o acompanhamento é apenas trimestral;
e
 - VIII. A Enel SP é a única distribuidora do Brasil cuja avaliação neste processo está sendo baseada em comparação com um *cluster* de distribuidoras sem prévia demonstração técnica e metodológica de que as concessões, eventos e condições operacionais analisadas sejam efetivamente comparáveis.
6. Dito de outro modo, a instauração do presente processo mostra-se incompatível com o regime jurídico das concessões pelas seguintes razões:
- I. como consequência da falta de isonomia no tratamento dispensado à Enel SP, houve inconstitucional distinção entre brasileiros e violação a tratado internacional entre Brasil e Itália⁶, no qual o Estado brasileiro se

⁶ Artigo IV do Acordo-Quadro de Cooperação Econômica, Industrial e para o Desenvolvimento, ratificado pelo Congresso Nacional sob o Decreto Legislativo nº 6/1998 e promulgado pelo Presidente da República por meio do Decreto nº 2.879/1998.

- comprometeu a garantir tratamento justo e imparcial a investimentos públicos e privados italianos no Brasil;
- II. não houve sopesamento das consequências da decisão nem das alternativas regulatórias menos gravosas e mais eficazes (como, por exemplo, a emissão de Auto de Infração com obrigação de fazer), aptas a assegurar a melhoria contínua do serviço, sem ruptura da concessão; e
 - III. está em desacordo com as seguintes normas:
 - a. a Lei nº 8.987/1995 integrada pelas resoluções normativas da ANEEL que estabelecem, de forma clara e reiterada – inclusive com respaldo do TCU e da AGU –, que os únicos critérios objetivos aptos a fundamentar a caracterização de inadimplemento contratual para fins de caducidade relacionada à qualidade do serviço são os indicadores de continuidade DEC e FEC – sendo incontroverso que eles estão sendo cumpridos pela Enel SP;
 - b. o Decreto nº 12.068/2024 que (b.1) reconhece a continuidade da concessão como solução preferencial quando atendidos os critérios objetivos e pré-fixados de desempenho – exatamente como ocorre no presente caso; e (b.2) estabelece que, mesmo sob os novos contratos, a eventual introdução de novos critérios para a abertura de processos de caducidade depende de prévia regulamentação, análise de impacto regulatório, consulta pública e período de carência;
 - IV. não se considerou que (i) a própria Fiscalização já havia atestado o cumprimento do Plano de Recuperação dentro do prazo fixado no TI 49 e (ii) a melhoria consistente, expressiva e estrutural apresentada pela Enel SP, que é demonstrada:
 - a. pelos resultados da Enel SP melhores do que a média nacional justamente nos indicadores que fundamentaram a emissão do TI 49 ou constaram do Plano de Recuperação, quais sejam:
 - a. **TMAE**: Redução de 50% desde 2023. Em 2025, Enel SP apresentou TMAE de 434 minutos sendo que a média nacional é de 443 minutos;
 - b. **% de Interrupções > 24hrs**: Redução de 88% desde 2023. Em 2025, Enel SP apresentou indicador de 1,78% sendo que a média nacional é de 2,98%;

- c. **% de Clientes > 24hrs:** Redução de 66% desde 2023. Em 2025, Enel SP apresentou indicador de 0,18% sendo que a média nacional é de 0,27%;
- b. pelos resultados da Enel SP melhores do que os de diversas outras distribuidoras, inclusive quando se considera a metodologia de análise que a Fiscalização vem adotando recentemente em outros processos (metodologia dos conjuntos e do percentil 85), conforme demonstram os itens 139 e seguintes abaixo;
- c. pela resposta mais rápida e eficiente no evento extremo de dezembro de 2025 da Enel SP do que em eventos anteriores – mesmo tendo tal evento sido inédito, mais severo e atingido 52% de seus consumidores, inclusive com restabelecimento de mais de 80% dos consumidores em até 24 horas conforme demonstram os itens 99 a 107 abaixo;
- d. pela manutenção de padrão de serviço pela Enel SP bem melhor do que a média nacional, quando se considera a quantidade de dias por ano em que o restabelecimento ficou acima de 6 dias e mesmo diante de evento sem precedentes em dezembro de 2025 (média nacional: 32,16 dias / resultado Enel SP 2025: 5 dias);
- e. pela melhoria significativa da Duração Média das interrupções da Enel SP (redução de 14% desde 2023), que está melhor do que a média nacional (média nacional: 2,05 / resultado Enel SP 2025: 1,79);
- V. inovou-se ao longo do processo passando a considerar outras métricas (como, por exemplo, produtividade das equipes) – que sequer têm relação ou estavam mencionadas no TI 49 –, para concluir pela suposta inadequação do serviço prestado pela Concessionária;
- VI. ignorou-se que os eventos analisados – notadamente o de dezembro de 2025 –, caracterizados por severidade e complexidade inéditas, bem como pela inevitabilidade de seus efeitos, cuja disciplina legal afasta a caracterização de inadequação do serviço por sua interrupção em tais circunstâncias (Lei 8.987/1995, Art. 6º, §3º); e
- VII. furtou-se de considerar que a Enel SP cumpriu com as normas aplicáveis sobre planos de contingência nos eventos climáticos extremos de 2023,

2024 e 2025 e que a Concessionária as continua cumprindo depois da edição da REN 1.137/2025.

7. Além disso, o processo foi conduzido:
- I. com base em um vício estrutural originário consistente na indevida fusão, em um único ato, de etapas distintas do processo sancionador – imputação de falhas e exigência de plano de recuperação –, em violação à sequência obrigatória prevista no art. 38, §3º, da Lei nº 8.987/1995, o que vem impedindo o exercício pleno do contraditório pela Distribuidora;
 - II. com base em um Plano de Recuperação que, embora tenha sido tempestivamente apresentado, executado e considerado aderente e satisfatório pela área técnica da ANEEL, jamais foi formalmente aprovado pela Diretoria Colegiada antes de atestada sua efetividade; e
 - III. mediante decisão de instauração que revela conclusão previamente formada quanto à recomendação de caducidade.

8. Diante desse conjunto de vícios, inconsistências e impropriedades, conclui-se que não estão presentes os pressupostos legais, contratuais e regulatórios necessários à instauração de processo de caducidade, impondo-se o arquivamento do processo.

9. Por essas razões e tudo que se exporá a seguir, a Enel SP acredita que, como em outras ocasiões, a Agência, honrando sua autonomia e ciosa do cumprimento de sua missão institucional, promoverá o devido aprofundamento técnico das questões apresentadas e avaliará de forma criteriosa os argumentos e evidências constantes dos autos, para, ao final, arquivar o presente “procedimento administrativo tendente à caducidade”, restaurando a segurança jurídica e reafirmando a estabilidade regulatória, o interesse público e a modicidade tarifária.

C. Ressalva prévia: pedido de reconsideração não apreciado

10. Inicialmente, registra-se que a Enel SP interpôs, em 23.4.2026, pedido de reconsideração em face do Despacho ANEEL 1.214/2026 (Carta Enel SP 161-2026-RB), ainda não apreciado pela Diretoria Colegiada.

11. Destaca-se a evidente relação de prejudicialidade entre tal pedido de reconsideração e a presente defesa, pois o eventual provimento do primeiro, total ou parcial, necessariamente afetará os pressupostos lógicos e jurídicos da decisão

que determinou a abertura do assim chamado pela ANEEL “procedimento administrativo tendente à caducidade”. Não fosse assim, o reexame previsto no art. 80 da REN ANEEL 1.133/2025⁷ seria esvaziado de sua finalidade. Assim, esta defesa não autoriza presumir renúncia ao pedido de reconsideração, tampouco o trânsito em julgado administrativo da decisão recorrida, nem tratar como assentadas conclusões que a Diretoria ainda terá de reanalisar.

12. Desse modo, a Enel SP reserva-se o direito de complementar, retificar ou substituir a presente defesa, caso não seja provido o pedido de reconsideração, sem que a apresentação desta configure, em qualquer hipótese, preclusão, aquiescência ou superação das matérias submetidas àquele reexame.

D. Nulidades que precedem e impedem o juízo sobre a recomendação de aplicação da penalidade de caducidade

13. Há vícios que impedem, de plano, o juízo sobre a recomendação de caducidade da concessão: (i) a nulidade estrutural e originária do TI 49; (ii) o pré-julgamento deste processo (iii) a adoção de critério dinâmico para avaliação da Enel SP e (iv) a impossibilidade de extensão do período de monitoramento do processo, a seguir explicados em detalhe:

D.1. Integração indevida de dois atos administrativos no TI 49 e inexistência de aprovação formal do Plano de Recuperação

14. A integração de dois atos administrativos de natureza jurídica diversa resulta em grave prejuízo à defesa e ao resultado do processo.

D.1.1. Colocação do problema e silêncio da decisão de instauração do processo

15. Os dois atos administrativos que foram produzidos simultaneamente são juridicamente inconfundíveis entre si e deveriam ter sido emitidos em momentos distintos: (i) o ato de imputação de falhas e transgressões contratuais e (ii) o ato de exigência de Plano de Recuperação⁸. Não faz sentido cobrar

⁷ REN ANEEL 1.133/2025: aprova a Norma de Organização nº 1, que regula o processo administrativo no âmbito da Agência.

⁸ Esse argumento foi também objeto de parecer jurídico dos Profs. MARÇAL JUSTEN FILHO (Carta Enel SP 061-2026-RB) e GUSTAVO BINENBOJM (Carta Enel SP 116-2026-RB) e constou do pedido de reconsideração apresentado em face do Despacho 1.214/2026 (Carta Enel SP 161/2026-RB).

da Concessionária um Plano de Recuperação antes de ouvir a empresa sobre as supostas falhas e transgressões cometidas.

16. Trata-se de vício demonstrado pela Enel SP desde a apresentação da defesa ao TI 49 (Carta Enel SP 274-2024-RB), mas a decisão que determinou a instauração deste processo tratou o vício como inexistente, ou como se a abertura dessa “nova fase” fosse, por si só, capaz de saná-lo – o que não procede.

17. Não se trata de discussão inútil sobre mera formalidade, mas de vício grave que resultou em prejuízo à defesa e ao resultado do processo, como será demonstrado.

D.1.2. Natureza jurídica diversa dos dois atos administrativos integrados

18. A eventual recomendação de declaração de caducidade exige dois atos administrativos distintos. O primeiro – de **imputação** – está expresso no item 61 do RFT – Relatório de Falhas e Transgressões, que concede à Enel SP prazo de 15 dias para que se “manifeste sobre as falhas e transgressões constatadas”. Pertence à lógica do processo administrativo sancionador, conforme art. 5º, LV, da CF/88, c/c art. 3º, II e III, da Lei 9.784/1999, e Cláusula Nona, Segunda Subcláusula, do Contrato de Concessão 162/98.

19. O segundo ato administrativo – de **exigência de correção** – está expresso nos itens 62 e 63 do RFT, determinando à Enel SP que encaminhasse, em 30 dias, “Plano de Recuperação das condições de restabelecimento célere do fornecimento de energia”. Pertence à lógica do prazo de cura, conforme o art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995, o art. 32, VIII, da REN 846/2019, e a Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula, do Contrato. **Exige o prévio contraditório e conclusão acerca da existência dos descumprimentos contratuais.**

20. O primeiro é antecedente lógico e cronológico do segundo: a correção de (suposta) falha depende de seu reconhecimento formal, **após** o exercício da defesa.⁹

⁹ É exatamente isso que o Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO sintetizou em seu parecer ao afirmar que “somente seria cabível exigir e implementar um Plano de Recuperação depois de uma decisão administrativa sobre a defesa apresentada pela Consulente relativamente à imputação de falhas e transgressões.” (item 162)

D.1.3. Sequência legal, contratual e regulatória obrigatória

21. A redação do art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995 é explícita quanto à observância dessa sequência obrigatória:¹⁰ (i) comunicação detalhada dos descumprimentos; (ii) prazo para correção; (iii) verificação do cumprimento; e, apenas se ausente a correção, (iv) instauração do processo administrativo de verificação de inadimplência.

22. Essa sequência foi incorporada à Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula, do Contrato¹¹, que é inderrogável unilateralmente pela Agência.

23. A primeira etapa, de “comunicação detalhada”, não admite apenas afirmar a existência de falhas: é necessária decisão formal e fundamentada sobre sua efetiva ocorrência, precedida de oportunidade de defesa e da sua análise (arts. 2º, parágrafo único, VIII e X; 3º, II e III; 38; 48; 50, I; e 69 da Lei 9.784/1999).

24. Isso é reforçado pelo art. 34, §3º, da REN ANEEL 846/2019:

“Será imposta a correspondente penalidade ao agente infrator, quando:

I — **comprovadas as não conformidades e consideradas insatisfatórias as alegações apresentadas**; ou

II — não forem atendidas, no prazo, as determinações constantes no TI.” (grifou-se)

25. Não é possível propor medidas de cura (de recuperação) sobre falhas que não são inequívocas, sob pena de nulidade. Falhas ou infrações não podem ser presumidas: devem ser comprovadas.

26. No caso, a unificação dos dois atos – para além da violação à lei, regulação e contrato – **culminou em prejuízo real à defesa da Enel SP**, na medida em que:

- a) conduziu todos os esforços da Agência para o prosseguimento do plano de recuperação;

¹⁰ Art. 38, §3º: “Não será instaurado processo administrativo de inadimplência antes de comunicados à concessionária, detalhadamente, os descumprimentos contratuais referidos no § 1º deste artigo, dando-lhe um prazo para corrigir as falhas e transgressões apontadas e para o enquadramento, nos termos contratuais.”

¹¹ Cláusula 11ª, 5ª: “O processo administrativo acima mencionado não será instaurado até que a CONCESSIONÁRIA tenha sido dado **inteiro conhecimento**, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como **tempo suficiente para providenciar as correções** de acordo com os termos deste Contrato” (grifou-se).

- b) impediu o conhecimento da defesa da Enel SP, cuja avaliação deveria ter o condão de tornar inexigível o Plano de Recuperação ou de impor sua emissão fundada no resultado do contraditório. Nenhuma das alternativas se verificou; e
- c) consequentemente, suprimiu a fase instrutória: ao longo do processo, a Enel não teve oportunidade própria de produzir provas de defesa, apenas de prover informações para a atuação persecutória da ANEEL. Não houve fase de instrução delimitada e a principal prova técnica apresentada pela Enel SP¹² não foi analisada, nem sequer mencionada no voto que conduziu ao Despacho 1.214/2026. O parecer elaborado pela Consultoria AEA, indevidamente desconsiderado, demonstra a evolução objetiva do desempenho da Concessionária, o cumprimento das metas associadas ao Plano de Recuperação em debate e a inconsistência dos critérios utilizados para sustentar a conclusão de inadequação do serviço – sendo, assim, prova capaz de infirmar a conclusão da Diretoria, cuja análise é exigida pelo art. 489, §1º, IV, do CPC, conforme já apontado no pedido de reconsideração (Carta Enel SP 161/2026-RB).

27. Assim, não houve efetivo contraditório produzido a respeito da configuração das falhas, apenas debate acerca das métricas do Plano de Recuperação, o qual prosseguiu ao longo do processo, tendo culminado numa definição de métrica somente no Despacho ANEEL 1.214/2026 (17 meses depois da apresentação do Plano de Recuperação), de modo que, **igualmente incorrendo em nulidade, a mesma decisão administrativa que definiu a métrica de avaliação do plano de recuperação o considerou não atendido.**

D.1.4. Ausência de análise da defesa e inexistência do período de cura

28. A Diretoria da ANEEL não apreciou a defesa tempestiva da Enel SP em resposta ao TI 49 antes de se exigir a cura das supostas falhas.¹³ Todos os

¹² Parecer elaborado pela Consultoria Abdo, Ellery & Associados (“AEA”), juntado aos autos por meio da Carta Enel SP 131-2026-RB, de 02/04/2026 (Protocolo 48500.009337/2026-15).

¹³ Contida na Carta Enel SP 274-2024-RB (Protocolo SICNet 2.0 nº 48513.030381/2024-00), contendo argumentos relacionados à (i) exiguidade do prazo; (ii) intensidade e amplitude atípicas dos eventos

atos administrativos subsequentes à defesa – Nota Técnica 254/2024, Nota Técnica 166/2025, Parecer 219/2025-PF/ANEEL, Parecer 52/2026-PF/ANEEL, voto-relator de 04.11.2025 e voto-vista de 07.04.2026 – destinaram-se apenas a avaliar o Plano de Recuperação.

29. Essa omissão viola o art. 34, §3º, I, da REN ANEEL 846/2019, que exige, como pressuposto da imposição da penalidade, que as alegações da intimada sejam “consideradas insatisfatórias”. Afinal, a decisão administrativa correspondente deve ser proferida, motivada e comunicada, conforme exigem o art. 50, I, da Lei 9.784/1999 e o art. 489, §1º, IV, do CPC (aplicável supletivamente). No caso, tal decisão inexistiu antes de se exigir a cura das supostas falhas – e o que inexistente não pode operar como pressuposto de coisa alguma.

30. Tal omissão não é indiferente, antes, viola o devido processo legal administrativo, pois: a avaliação da defesa pode, se aceita, tornar impertinente a pactuação de medidas de cura, ou, caso verificado o cabimento de tais medidas, a avaliação de sua adequação pelo Poder Concedente, neste caso representado pela ANEEL, deverá ser feita à luz das informações colhidas na etapa de defesa.

31. Em outras palavras, não se pode exigir a correção de falhas antes de se decidir se é legítimo exigir-se a correção de tais supostas falhas. É como se exigir o cumprimento de uma pena antes de se decidir se a imposição de tal pena é legítima.

D.1.5. Inexistência de aprovação formal do Plano de Recuperação

32. Além de ter tido sua defesa ignorada antes do período de cura, o Plano de Recuperação, apresentado em 21.11.2024 pela Enel SP em resposta ao TI 49, segundo voto aprovado pela Diretoria Colegiada da ANEEL, sequer havia sido aprovado.¹⁴

33. A Nota Técnica 254/2024-SFT, de 19.11.2024, atestou a *aderência* das ações da Enel SP às falhas; a Nota Técnica 166/2025-SFT, de 15.09.2025,

climáticos; (iii) inexistência de falhas segundo critérios objetivos; (iv) utilização de critério não previsto em regulamento; (v) impossibilidade de comparação entre concessões; e (vi) incorreção de imputações específicas quanto a equipamentos e unidades geradoras.

¹⁴ O item 114 do voto condutor afirma “não existir plano firmado com a Agência” e o item 115 completa com a constatação de que “inexiste um consenso bilateral entre a distribuidora e a ANEEL quanto às ações, periodicidade, horizonte ou métricas capazes de demonstrar a regularização em definitivo, com resultados satisfatórios, dos achados elencados no RFT”.

atestou a *satisfatoriedade* de sua execução. Tais notas, contudo, são manifestações da Superintendência técnica. Não houve decisão colegiada de aprovação do Plano.

34. A Enel SP, em 15.01.2025, por meio da Carta Enel SP nº 013-2025-RB¹⁵, apresentou manifestação em resposta à Nota Técnica 254/2024-SFT, cujas considerações sobre a proposta de meta para a curva de restabelecimento não foi objeto de análise pela Superintendência. A esse respeito, o voto condutor da deliberação de 07.04.2026, em seu item 113, afirma que a Enel SP não teria protocolado nova proposta alinhada às manifestações da SFT, o que não se sustenta diante do registro formal da referida manifestação da Enel SP analisando uma a uma as considerações da Nota Técnica 254/2024-SFT.

35. Apesar disso, pretende-se, agora, recomendar a sanção máxima do regime concessório com fundamento no suposto descumprimento desse Plano – o qual, repise-se, foi apresentado em novembro de 2024, tendo sido acompanhado pela Fiscalização sem definição final das métricas a serem alcançadas até abril de 2026.¹⁶

D.1.6. Persistência do problema: nulidade não sanada

36. A instauração de um novo processo como este em que se apresenta defesa é incapaz de sanar o vício apontado.

37. *Em primeiro lugar*, o vício é originário e **contamina toda a cadeia processual**, conforme a teoria das nulidades, aplicável tanto ao processo civil (art. 281 do CPC) quanto ao processo administrativo (art. 2º, parágrafo único, VIII, e art. 53 da Lei 9.784/1999).

38. *Em segundo lugar*, a sequência procedimental é de observância obrigatória. O art. 38, §3º, da Lei nº 8.987/1995 diz, expressamente, que “*não será*

¹⁵ Processo 48500.002145/2025-05.

¹⁶ Item 16 da NT 254/2024-SFT/ANEEL: “Em que pese o Plano protocolado pela Distribuidora não ter contemplado de forma exata a previsão de meta para alguns dos indicadores, fato este que será apontado nos itens abaixo desta Nota Técnica, **o documento protocolado pela Enel SP apresenta aderência com o que foi solicitado no Termo de Intimação**”. (grifou-se) Item 154 da NT 166/2025-SFT/ANEEL: “**Com base na análise realizada, conclui-se que os resultados apresentados pela Enel SP ao longo da execução do Plano de Recuperação (nov/24 a jan/25) foram satisfatórios**, demonstrando que as ações executadas possuem correlação com as falhas evidenciadas pela fiscalização no Termo de Intimação e que apresentam ainda espaço para melhoria contínua do fornecimento de energia elétrica na concessão”. (grifou-se)

instaurado”,¹⁷ e a Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula, do Contrato¹⁸ reitera o comando em linguagem ainda mais categórica. Não se pode inverter a sequência estabelecida pela lei e pelo contrato.

39. *Em terceiro lugar*, a ausência de decisão sobre a existência e delimitação das falhas inviabiliza o juízo sobre a inadimplência do contrato. O processo de inadimplência tem como objeto verificar se a Concessionária *permaneceu* em descumprimento *após* o prazo de cura (obviamente, respeitando-se os dados e fatos delineados no TI 49 e no RFT), de modo que pressupõe duas condições (i) que houve descumprimento; e (ii) que o prazo foi concedido e decorreu sem correção.

40. Mas a primeira nunca ocorreu: a defesa à imputação não foi apreciada e, portanto, não houve decisão sobre o descumprimento. E a segunda foi expressamente *afastada*: o cumprimento do Plano de Recuperação foi inicialmente atestado como satisfatório dentro do prazo fixado no TI 49 e, ao final, a Diretoria da ANEEL decidiu, contraditoriamente, ter inexistido qualquer pactuação sobre tal Plano e, ainda assim, que ele teria sido descumprido. Como se isso não bastasse, a ANEEL também incluiu para a abertura deste processo fatos e critérios novos que não constavam do TI 49. De todo modo, resta claro, com base em dados objetivos, que todos os resultados solicitados no item 63 do TI 49 apresentaram evolução significativa, a qual se manteve inclusive após o período de vigência do Plano de Recuperação, conforme documentado nas Notas Técnicas 254/2024-SFT e 166/2025-SFT.

41. *Em quarto e último lugar*, os vícios apontados causam inequívoco prejuízo à defesa da Enel SP, como anteriormente demonstrado, na medida em que foram suprimidos passos necessários e estabelecidos em lei para a eventual validade da penalidade, quais sejam: (a) objetividade da imputação e das normas

¹⁷ “Art. 38, § 3º Não será instaurado processo administrativo de inadimplência antes de comunicados à concessionária, detalhadamente, os descumprimentos contratuais referidos no § 1º deste artigo, dando-lhe um prazo para corrigir as falhas e transgressões apontadas e para o enquadramento, nos termos contratuais”.

¹⁸ Cláusula 11ª, 5ª: “O processo administrativo acima mencionado não será instaurado até que a CONCESSIONÁRIA tenha sido dado **inteiro conhecimento**, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como **tempo suficiente para providenciar as correções** de acordo com os termos deste Contrato” (grifou-se).

descumpridas; (b) prazo definido para cura com base em critérios previamente definidos.

42. Portanto, a instauração deste dito “procedimento administrativo tendente à caducidade”, na forma como procedida, não encontra respaldo na Lei, no Contrato, na regulação, nem nos pareceres da própria PF/ANEEL.¹⁹

D.2. Pré-julgamento do processo de recomendação de caducidade

43. Ainda, a decisão que determinou a instauração deste processo já revela, em substância, conclusão previamente formada acerca do mérito do seu julgamento.

44. Com efeito, os critérios variáveis – e por vezes contraditórios – adotados nas diferentes manifestações da Agência ao longo do processo e no voto condutor para justificar a abertura deste processo evidenciam que a conclusão já se encontra previamente delineada, antes mesmo da apresentação e análise desta defesa. Não por acaso, a conclusão pela instauração do processo (item 163) antecede a análise das últimas manifestações da Enel SP, apresentadas em resposta à NT 36/2026/SFT-ANEEL (itens 166-200) e ao Parecer 52/2026/PF-ANEEL (itens 201-224).

45. Assim, está configurada violação aos princípios da impessoalidade e da persuasão racional, plenamente aplicáveis ao processo administrativo.

46. O princípio da impessoalidade impede decisões baseadas em conclusões previamente estabelecidas²⁰. No caso, a finalidade do processo, que é

¹⁹ A Procuradoria da ANEEL, no Parecer 52/2026, reconheceu que o processo decorrente do TI 49 não é o processo administrativo de caducidade, mas sim etapa prévia e instrutória a ele, nos termos do art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995 e do art. 32, VIII, da REN 846/2019. A consequência: se o TI 49 é etapa prévia, tinha de observar as exigências do devido processo legal aplicáveis àquela fase – inclusive a decisão sobre a defesa à imputação das falhas, exigida pelo art. 34, §3º, I, da REN 846/2019, que nunca ocorreu. Logo, a etapa prévia nunca se exauriu, inexistindo pressuposto para a etapa subsequente, por comando simultâneo da lei (art. 38, §3º), do Contrato (Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula) e da norma regulatória (art. 32, VIII, e art. 34, §3º, da REN 846/2019). A Procuradoria ainda condicionou a etapa seguinte à “confirmação das falhas e transgressões e à ausência de sua correção no prazo assinalado” (item 106). Duas condições, cumulativas e não satisfeitas: (i) confirmação – que exige decisão administrativa formal, inexistente; (ii) ausência de correção – que a própria SFT afastou na NT 166/2025.

²⁰ Nessa linha, MARÇAL JUSTEN FILHO já assentou doutrinariamente que “o princípio da impessoalidade abrange a vedação a que a Administração adote tratamento diferenciado (mais benéfico ou mais rigoroso), em virtude de atributos que não tenham pertinência com a situação concreta objeto da atuação administrativa. **Ou seja, o princípio da impessoalidade impõe decisões com base em critérios objetivos** (Curso de Direito Administrativo, 16ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2025, p. 76.)

aferir a adequação da prestação do serviço de distribuição, foi esvaziada pela formação antecipada de convicção quanto à sua suposta inadequação.

47. De igual modo, de acordo com o princípio da persuasão racional, não basta a instauração formal de um processo administrativo – **neste caso ainda eivado de nulidades**. É imprescindível que o processo se desenvolva de modo a assegurar efetiva participação do administrado na formação da decisão, sob pena de violação ao devido processo legal.²¹

48. No caso concreto, contudo, tais garantias foram esvaziadas. A decisão de instauração deste processo (ignorando as manifestações técnicas trazidas pela Concessionária) e que considerou fatos e critérios fora do escopo do TI 49 e do RFT evidencia convicção previamente formada quanto à recomendação de caducidade, comprometendo a imparcialidade da atuação administrativa e maculando o processo desde a sua origem.

D.3. Indevida adoção de critério dinâmico para avaliação da Enel SP durante o processo

49. Ademais, conforme demonstrado pela Enel SP no pedido de reconsideração interposto contra o Despacho ANEEL 1.214/2026, o principal critério utilizado pela ANEEL para aferir a regularização das supostas falhas e transgressões foi a curva de recomposição em até 24 horas após eventos climáticos severos, considerando o total de clientes afetados, critério este que, além de não ter respaldo normativo vigente que lhe exija tal resultado, conteve erro material em sua análise ao concluir sobre a real performance da Enel SP.

50. Sem prejuízo dessa premissa objeto de análise mais adiante nesta defesa, registra-se que a fundamentação do Despacho 1.468/2026, que negou o efeito

Nesse mesmo sentido, o STF já fixou entendimento de que “definição de critérios objetivos e previamente conhecidos de todos os interessados fortalece o primado (...) da impessoalidade e da moralidade no processo” (ADI 6810, Rel. Dias Toffoli, Rel. p/ Acórdão Min. Flávio Dino, Tribunal Pleno, j. 19.5.2025, DJe-s/n 27.5.2025).

²¹ “De nada adiantaria a instauração prévia de processo administrativo, em conformidade com normas processuais veiculadas em lei formal, se tais normas pudessem dispor livremente sobre a relação processual, sem vinculação a garantias que tornem efetiva a participação dos particulares no processo. Não basta para a satisfação do devido processo legal a instauração de um processo legal qualquer. O princípio em exame exige a instauração de um devido processo legal, coisa bem diferente” (RAFAEL MUNHOZ DE MELLO. *Princípios constitucionais de direito administrativo sancionador*: as sanções administrativas à luz da Constituição Federal de 1988. São Paulo: Malheiros, 2007, p. 225).

suspensivo a tal pedido de reconsideração, passou a tratar as conclusões da NT 9/2026-SFT como suporte central da decisão de instauração:

36. Relembro que a metodologia para verificação do restabelecimento de energia constou de um tópico exclusivo no voto condutor da decisão, proferido pelo Diretor Gentil, que enfrentou exatamente os mesmos questionamentos apresentados pela Enel no presente pedido de reconsideração (parágrafos 137 a 165 do voto).

37. O voto condutor da decisão ratificou expressamente a validade das conclusões técnicas apresentadas na Nota Técnica nº 9/2026-SFT/ANEEL, “reconhecendo a pertinência da metodologia empregada e a consistência das análises realizadas pela área técnica”. (grifou-se)

51. A esse respeito, cumpre lembrar que as conclusões técnicas constantes da NT 9/2026 não podem ser adotadas pela Diretoria da ANEEL para a abertura de um processo de caducidade. Isso porque, como já demonstrado, tal nota técnica utilizou-se, para concluir que o restabelecimento do serviço após o evento iniciado em 10.12.2025 não foi satisfatório, de novos parâmetros de avaliação que não se encontravam no escopo original do TI 49 nem do RFT e não são objetivos nem pré-definidos em nenhuma norma da Agência (e.g., produtividade das equipes, distribuição das equipes ao longo do dia).

52. A adoção de “alvo em movimento” e a incerteza sobre os critérios que a ANEEL utilizará para a correção das supostas falhas e transgressões viola o disposto: (a) no art. 2º da Lei nº 9.784/1999, especialmente no que diz respeito aos princípios da legalidade e da segurança jurídica; (b) no art. 38, § 3º, da Lei nº 8.987/1995, que dá ao concessionário o direito de ser notificado previamente sobre as supostas falhas e transgressões e de ter prazo para corrigi-las; e (c) no art. 2º, *caput*, da Lei 9.784/1999 e no art. 5º, LV, da CF/88 ao inviabilizar o exercício adequado do direito de defesa pela Enel SP. Em respeito a tais dispositivos constitucionais e legais, a Administração Pública se, após a emissão do termo de intimação, identificar supostas novas falhas e transgressões, deve especificamente notificar o concessionário para que ele tenha prazo para corrigi-las, o que não foi feito no presente caso.

D.4. Impossibilidade de extensão do período de monitoramento

53. Por fim, diferentemente do que entendeu a decisão que instaurou o presente processo, o período de acompanhamento deve ser restrito ao prazo certo inicialmente estabelecido expressamente no TI (“o *Plano de Recuperação deve considerar o horizonte máximo de até 90 (noventa) dias após o recebimento do*

Termo de Intimação para execução das ações e alcance dos resultados”), sob pena de ser utilizado como acompanhamento indefinido dos resultados – que não é a função do TI, como previsto na REN 846/2019. Para isso existem as fiscalizações regulares da Agência.

54. Nem se diga que haveria necessidade de um “juízo de certeza” sobre a resolução das falhas e transgressões, que só ocorreria após o enfrentamento de um novo ciclo de intempéries no período úmido, sendo necessário monitorar o evento seguinte para saber se as medidas adotadas pela Enel SP tinham sido efetivas.

55. **Primeiro**, se não tivesse ocorrido nenhum evento extremo no período úmido – ou tivesse havido ocorrência de menor repercussão, como a verificada em setembro de 2025 –, em março teria sido atestada a eficácia das medidas. As mesmas medidas que estão ora sendo julgadas inadequadas teriam sido consideradas adequadas pela mera ausência de uma ocorrência climática, e o processo teria sido arquivado.

56. **Segundo**, as medidas do Plano de Recuperação foram pactuadas com base no evento de outubro de 2024. O RFT apontou como falhas as ações julgadas insuficientes para a proporção daquele evento. As ações propostas tiveram como finalidade a cura daquela suposta falha. Não se pode, então, dizer que tais medidas seriam insuficientes para um evento daquelas proporções, porque o evento de 2025 teve características climáticas inéditas até então e, ainda, magnitude superior, não reproduzindo, portanto, as circunstâncias de outubro de 2024.

57. A extensão do monitoramento viola o art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995. Como destacado pelo Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO em seu parecer:

XIII.4 - Ainda o art. 38, § 3º, da Lei 8.987

Um aspecto fundamental, olvidado (ao que parece) pela Agência, reside na disciplina formal do art. 38, § 3º, da Lei 8.987.

XIII.4.1 - A exigência do prazo delimitado

Tal como exposto, **o referido dispositivo impõe, de modo peremptório, a fixação pela Administração do prazo para a correção dos defeitos.**

XIII.4.2 - A efetiva fixação do prazo no TI 49

Como visto, é inquestionável que o TI 49 fixou o prazo de noventa dias.

XIII.4.3 - A invalidade da alteração do prazo supervenientemente

Não é cabível a alteração superveniente do prazo, para promover a sua ampliação. Essa solução é incompatível com a redação textual do § 3º do referido art. 38. (p. 57, grifou-se)²²

58. Prolongar indefinidamente o prazo fixado com base no artigo 38, § 3º, da Lei nº 8.987/1995, equivaleria, para usar como exemplo outro processo sancionatório previsto nas normas da ANEEL, reconhecer que a Fiscalização pode emitir AI de obrigação de fazer sem prazo para seu cumprimento. Mas não é assim que a Fiscalização procede nesses casos: por exemplo, sob o Despacho SFT 1.250/2026, a Fiscalização fixou prazo (31.12.2026) de forma inequívoca para que a COPEL atinja ao menos 80% de seus conjuntos dentro do DEC.

59. Como se isso não bastasse, o indevido prolongamento do processo se dá em momento particularmente sensível para a Concessionária, no qual, nas palavras da própria PFANEEL, paira uma “*espada de Dâmocles*” sobre a continuidade de sua concessão:

13. O período de salvaguarda, apesar de oferecer uma ‘proteção’ temporária, representa uma verdadeira Espada de Dâmocles sobre a concessionária. Na mitologia, a espada suspensa por um único fio de crina de cavalo sobre a cabeça de Dâmocles simbolizava a precariedade e o perigo constante da posição de poder. **De forma análoga, a concessionária, embora temporariamente a salvo da extinção sumária de seu contrato, está sob a ameaça iminente de sofrer a penalidade de caducidade** caso falhe em provar sua capacidade de reverter o cenário de descumprimento. (Parecer nº 00195/2025/PFANEEL/PGF/AGU, grifou-se)

60. Para usar a figura de linguagem utilizada pela PFANEEL: o que a ANEEL fez no caso foi colocar a espada de Dâmocles sobre a cabeça da Enel SP, mas sem deixar claro o que ela tinha que fazer para que ela fosse removida nem por quanto tempo tal espada lá ficaria.

61. A ampliação do prazo em momento posterior é incompatível com a Lei 8.987/1995, que estabelece prazo de forma expressa e vinculante, justamente para delimitar o período dentro do qual devem ser adotadas as ações corretivas e avaliados os seus resultados. A fixação de prazo para o cumprimento das medidas determinadas não constitui faculdade discricionária a ser posteriormente ajustada.

²² No mesmo sentido, vide os pareceres juntados aos autos: Prof. FREDIE DIDIER JR., p. 31 (delimitação temporal específica e vinculante do objeto processual); Prof. FLORIANO DE AZEVEDO MARQUES NETO, pp. 28-29, 32 e 38 (preclusão lógica, confiança legítima e vedação ao *venire contra factum proprium*); e Prof. GUSTAVO BINENBOJM, p. 24 e 29 (vinculação ao escopo temporal originário e à coerência decisória).

62. Agrava o vício o fato da deliberação que prorrogou o monitoramento ter sido adotada *após* o decurso do prazo originalmente fixado – tal como se verifica na hipótese, em que a Diretoria da ANEEL deliberou, em abril de 2026, sobre a extensão de monitoramento cujo termo final, proposto pela SFT, se estenderia até março de 2026 –, não se tratando de extensão prospectiva, mas de prorrogação retroativa de prazo já exaurido e de competência já extinta em razão do tempo, em ofensa frontal ao Estado Democrático de Direito, à segurança jurídica (art. 5º, XXXVI, da CF/88; arts. 2º, 23 e 24 da LINDB) e ao devido processo legal (art. 5º, LIV, da CF/88).

63. Disso decorre que o esgotamento do prazo legal opera preclusão administrativa, exaurindo a competência da agência para nele intervir retroativamente. Admitir o contrário esvaziaria o caráter cogente do prazo, permitiria à Administração reescrever *ex post facto* as balizas do procedimento já encerrado e frustraria a legítima expectativa dos administrados quanto à definitividade do ato – em violação, ademais, à autovinculação assumida pela própria ANEEL ao fixar o termo final no ato originário.

E. Aspectos técnico-regulatórios que impedem a recomendação de caducidade

64. A decisão que instaurou este processo entendeu, equivocadamente, que teria havido descumprimento dos requisitos legais, contratuais e regulatórios referentes ao serviço adequado (item 226 do voto condutor), destacando supostas:

- (i) falhas no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica após interrupções, evidenciadas no evento ocorrido em 3 de novembro de 2023, em que o restabelecimento completo das unidades consumidoras que foram interrompidas ocorreu apenas no dia 10 de novembro de 2023, e no evento ocorrido em 11 de outubro de 2024, em que o restabelecimento completo das unidades consumidoras que foram interrompidas ocorreu apenas no dia 17 de outubro de 2024, acarretando período excessivo para atuação em contingência;
- (ii) elevado tempo médio de atendimento às ocorrências emergenciais;
- (iii) aumento da quantidade de interrupções com duração superior a 24 horas na concessão; e
- (iv) ausência de efetividade do plano de contingências para fazer frente a eventos climáticos severos.

65. Como será demonstrado, nenhuma dessas imputações procede. Para preservar a correspondência direta entre defesa e fundamentação da decisão impugnada, os tópicos que seguem estão organizados de modo a refletir, em sequência, cada uma das quatro condutas elencadas no item 226 do voto condutor, a

saber: o restabelecimento do fornecimento após eventos climáticos severos (item i), indicadores de atendimento emergencial (TMAE e indicadores relacionados a interrupções superiores a 24 horas – itens ii e iii) e a efetividade do Plano de Contingências (item iv).

E.1. Restabelecimento do fornecimento após eventos climáticos severos: item 226 (i) do voto condutor

66. A primeira das supostas imputações é a seguinte:

“(i) **falhas no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica** após interrupções, evidenciadas **no evento ocorrido em 3 de novembro de 2023**, em que o restabelecimento completo das unidades consumidoras que foram interrompidas ocorreu apenas no dia 10 de novembro de 2023, **e no evento ocorrido em 11 de outubro de 2024**, em que o restabelecimento completo das unidades consumidoras que foram interrompidas ocorreu apenas no dia 17 de outubro de 2024, acarretando período excessivo para atuação em contingência;” (grifou-se)

67. Se o objetivo do TI 49 foi assinalar falhas e conceder prazo para sua correção – ainda que fossem desconsideradas as nulidades inicialmente apontadas, o que somente se admite em sede de argumentação –, a Concessionária não deveria ser julgada pelos fatos que originaram o TI 49, mas sim por suas ações posteriores e pelos significativos aprimoramentos de performance obtidos depois de tais fatos.

68. E, ainda que a ANEEL tivesse usado como imputação a conduta da Concessionária no evento de dezembro de 2025 (o que não fez), a imputação não seria procedente pelas razões expostas abaixo.

E.1.1. Inexistência de critério formal e objetivo definido previamente

69. Na análise do desempenho da Enel SP no evento climático extremo de dezembro de 2025, a Diretoria Colegiada da ANEEL **adotou como critério o restabelecimento, em até 24 horas, de pelo menos 80% do total das unidades consumidoras (UCs) afetadas**. Importa desde já destacar que **tal critério foi efetivamente cumprido pela Enel SP, não apenas no referido evento de dezembro de 2025, mas em todos os eventos e dias verificados desde a emissão do Termo de Intimação nº 49/2024**, conforme será demonstrado na seção seguinte.

70. Contudo, inicialmente, é imprescindível registrar que o atual Contrato de Concessão nº 162/1998 da Enel SP não contém qualquer previsão relativa a métricas de restabelecimento do serviço em eventos climáticos extremos,

tampouco estabelece indicadores ou parâmetros objetivos relacionados ao tempo e ao percentual de recomposição do fornecimento após eventos severos.

71. Da mesma forma, o arcabouço regulatório vigente da ANEEL não prevê, até o presente momento, qualquer indicador que estabeleça metas ou limites para o restabelecimento do serviço após eventos climáticos severos, inexistindo tal parâmetro nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST ou em qualquer resolução da Agência. Pelo contrário, o Módulo 8 do PRODIST estabelece que, na apuração dos indicadores de atendimento às ocorrências emergenciais (item 164) e de continuidade DIC, FIC, DEC e FEC (itens 178 e 187), não devem ser consideradas as situações de Interrupção em Situação de Emergência. A REN 1.000/2021 (§ 3º do art. 4º) também deixa claro que não se caracteriza como descontinuidade do serviço a interrupção em situação emergencial, em caso fortuito, ou motivo de força maior.

72. Nesse contexto, o critério de percentual de restabelecimento das unidades consumidoras afetadas em até 24 horas, utilizado como elemento central para a instauração do presente processo, não foi objeto de consulta pública ou Análise de Impacto Regulatório (AIR). Trata-se, portanto, de parâmetro inadequado para fundamentar a aplicação da sanção mais gravosa – recomendação de caducidade.

73. Ademais, eventual meta de eficiência de restabelecimento em eventos climáticos severos deveria observar os princípios da razoabilidade e da proporcionalidade, na medida em que a avaliação do desempenho em eventos climáticos extremos exige metodologias analíticas específicas, baseadas em análise contextual que considere, de forma integrada, a intensidade do evento e as particularidades estruturais do sistema de distribuição impactado com a devida parametrização e individualização dos indicadores a serem exigidos, a exemplo dos demais indicadores de qualidade que atestam a aferição da adequação do serviço. A desconsideração desses elementos compromete a adequada representação das condições operacionais enfrentadas em situações de eventos severos e pode resultar em obrigações inexecutáveis ou contrárias aos princípios da eficiência e da modicidade tarifária que balizam o interesse público e a prestação do serviço adequado²³.

²³ No mesmo sentido, ver o parecer elaborado pela Consultoria Abdo, Ellery & Associados (AEA).

74. Importa ressaltar que o debate regulatório sobre resiliência e recomposição do serviço após eventos climáticos extremos somente ganhou relevância a partir dos casos ocorridos em 2023, o que levou à sua incorporação, em caráter ainda meramente programático, no Decreto 12.068/2024, de 20/06/2024, que trata da prorrogação das concessões de distribuição.

75. Todavia, o referido Decreto limitou-se a estabelecer diretrizes gerais para futura regulamentação, ao prever que caberá à ANEEL definir, posteriormente, eventuais metas de eficiência na recomposição do serviço, condicionando sua implementação ao regular processo regulatório.

76. Na mesma linha, a minuta dos novos contratos de concessão também não instituiu imediatamente parâmetros novos para a abertura de processo de verificação da inadimplência, apenas prevendo a possibilidade de criação futura de novos indicadores, expressamente condicionada à regulamentação específica, precedida de consulta pública, AIR e período de carência.

77. Adicionalmente, mesmo a recente REN 1.137/2025, voltada ao aumento da resiliência do sistema elétrico, não estabeleceu métricas objetivas de desempenho para eventos extremos, tendo a ANEEL expressamente reconhecido, ao aprovar referida norma, que tais indicadores somente seriam regulamentados no futuro após aprofundamento técnico e rito regulatório completo.²⁴

78. Ou seja, até o presente momento, não existe nas normas e regulamentos qualquer parâmetro normativo válido que defina o que seria um desempenho adequado na recomposição do serviço em eventos climáticos extremos, tampouco metas vinculantes aplicáveis às distribuidoras.

79. A meta específica também não foi mencionada nem no Relatório de Falhas e Transgressões – RFT nem no TI 49 (emitidos em outubro de 2024).

²⁴ Reforça-se que somente a partir de agora, com os novos contratos firmados sob o Decreto 12.068/2024, a Agência passa a dispor de instrumentos adequados de fiscalização — metas de recomposição pós-eventos climáticos, indicadores de satisfação, melhoria contínua, caducidade por descumprimento recorrente e comprovação anual de capacidade econômico-financeira e operacional. Na cerimônia de assinatura da renovação de 14 concessões, em 8.5.2026, o Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, qualificou os contratos anteriores como "obsoletos" e afirmou: "Aneel, vocês agora têm ferramentas para responsabilizar quem desprezar o consumidor brasileiro". Cf. PERRY, Eduardo. *Silveira cobra Aneel por fiscalização de distribuidoras de energia*. Poder360, 8 mai. 2026. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/silveira-cobra-aneel-por-fiscalizacao-de-distribuidoras-de-energia/> (acesso em 12.05.2026).

80. Não obstante essa lacuna regulatória, o critério foi deliberado pela Diretoria Colegiada da ANEEL somente em 07/04/2026 (após o evento de dezembro de 2025), exclusivamente no âmbito do presente processo e aplicável apenas à Enel SP, e vem sendo indevidamente utilizado como um dos fundamentos para a abertura de processo que pode culminar na recomendação de caducidade.

81. Diante desse cenário, é juridicamente inviável a utilização de critérios não previstos, não regulados e não previamente estabelecidos como fundamento para a caracterização de inadimplemento contratual ou para a adoção de medida extrema como a caducidade, sob pena de violação direta aos princípios da tipicidade, legalidade e segurança jurídica, afastando a previsibilidade regulatória e o devido processo administrativo.

82. Conforme destacado, não existe meta de recuperação após evento climático severo definida formalmente no arcabouço regulatório nem no Contrato de Concessão vigente e a Enel SP nunca foi notificada formalmente e previamente sobre eventual obrigação de cumprir determinada meta objetiva. A utilização desse critério como fundamento para a aplicação da sanção mais gravosa, a recomendação de caducidade, revela-se desproporcional e incompatível com os princípios da legalidade, da segurança jurídica e da previsibilidade regulatória.

83. O critério da curva de restabelecimento surgiu, sem debate público, sem realização de AIR e de forma arbitrária e superficial, na Nota Técnica nº 254/2024-SFT/ANEEL, documento interno da ANEEL elaborado para subsidiar questionamentos da Diretora-Relatora, não direcionado a Enel SP.

84. Ainda assim, por liberalidade, baseada na precaução e boa-fé, a Distribuidora se manifestou sobre o tema por meio de Carta, sem que houvesse qualquer pronunciamento da Agência sobre os argumentos da Enel SP contra a meta proposta pela Fiscalização para a curva de recomposição. Ressalte-se que, até a decisão proferida em 7 de abril de 2026 (após o evento de dezembro de 2025), o referido critério jamais havia sido formalmente aprovado pela Diretoria Colegiada, instância competente para a tomada de decisões em nome da ANEEL. Aliás, ao tratar do critério da NT 254, o próprio voto condutor se refere repetidas vezes a uma

“sugestão” da SFT²⁵, corroborando que se trata de mera instrução e sem a deliberação até então da Diretoria Colegiada da Agência.

85. Com isso, ressalta-se que o voto condutor possui uma informação incorreta quando trata da questão: o item 113 do voto menciona que a Enel SP “*não protocolou outra proposta que alinhasse as inconsistências apontadas pela fiscalização*”. Tal afirmação, contudo, não corresponde à realidade, pois a Enel SP se manifestou expressamente sobre a NT 254 por meio da Enel SP nº 013-2025-RB²⁶, de 15.01.2025, abordando as metas então sugeridas pela SFT, em especial aquelas relacionadas ao TMAE e ao patamar de 80% de restabelecimento de UCs em até 24 horas, e apresentando, inclusive, metas subsidiárias alternativas para o TMAE e para o TMP.

86. Além de o critério da curva de restabelecimento não ter respaldo normativo e não ter sido fixado antes que se exigisse a correção da suposta falha a ele associada pela Enel SP, a análise da ANEEL que fundamentou o Despacho nº 1.214/2026 deixou de considerar adequadamente a magnitude do evento climático severo de dezembro de 2025 ao fazer comparações entre o desempenho da Enel SP e o de outras distribuidoras do Estado de São Paulo em outros eventos.

87. A esse respeito, apesar de o item 189 do voto condutor afirmar que a NT nº 36/2026 realizou comparação com base em percentuais de UCs afetadas – e não apenas em números absolutos, resta evidente tecnicamente, conforme demonstrado na Figura 1, que a abrangência e a severidade dos eventos não foram equivalentes.

88. A comparação direta entre eventos e distribuidoras deve ser analisada com cautela, pois os percentuais de clientes interrompidos refletem realidades operacionais, geográficas, climáticas e estruturais distintas. A Figura 1

²⁵ Item 109 (“Para essa avaliação, a SFT **sugere** a medição dos resultados conforme o Quadro 4 da Nota Técnica nº 254”); Item 110 (“Destaco que a **sugestão** da SFT para esse indicador”); Item 115 (“...apesar do monitoramento tanto dos indicadores propostos no Plano de Recuperação protocolado pela Enel SP quanto das **sugestões** feitas pela SFT”). Ademais, ao replicar o Quadro 4 da NT 254, o voto condutor (pág. 14) coloca a palavra “**sugestão**” com gritante ênfase (negrito e em caixa de destaque vermelha).

²⁶ SEI 48500.002145/2025-05.

demonstra que, em 03/11/2023, o impacto variou de 13% a 53% dos consumidores das distribuidoras afetadas, evidenciando elevada dispersão setorial e ausência de comparabilidade automática entre os casos.

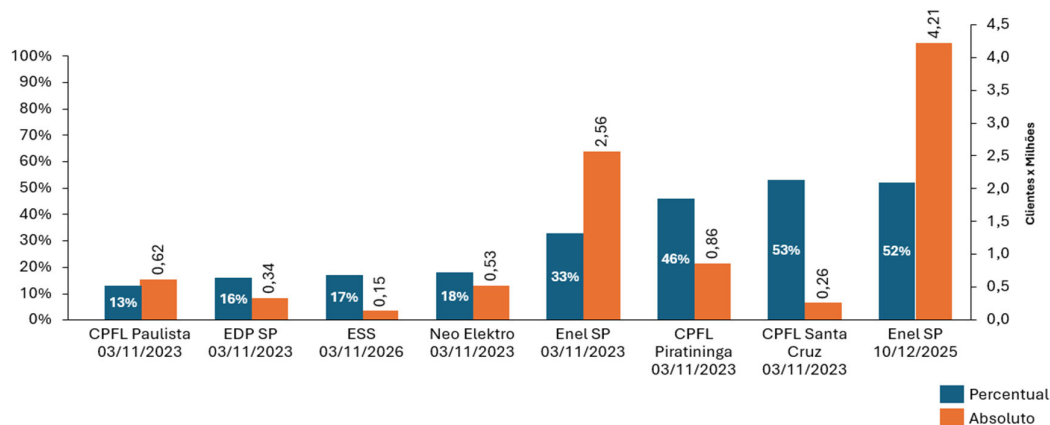


Figura 1 – Evidência da não comparabilidade direta entre eventos climáticos e distribuidoras.

89. Ademais, mesmo em situações com percentuais semelhantes de unidades consumidoras afetadas, é tecnicamente necessário considerar a natureza predominante das ocorrências — em baixa, média ou alta tensão —, uma vez que essa característica influencia diretamente a complexidade operacional e a curva de restabelecimento do serviço.

90. O voto condutor parte do pressuposto de que os eventos climáticos observados nas diferentes distribuidoras apresentariam características semelhantes, permitindo comparação direta dos impactos e das curvas de recuperação. Contudo, conforme demonstrado a seguir, **a análise técnica detalhada dos dados das estações meteorológicas esclarece que os eventos apresentaram diferenças relevantes em termos de comportamento físico (ventos), afastando a premissa de semelhança adotada na comparação.**

91. A avaliação apresentada a seguir representa a **severidade dos eventos** climáticos a partir da **persistência e abrangência dos ventos ao longo do tempo**. Para isso, foram utilizados dados horários de vento provenientes de estações meteorológicas distribuídas nas áreas de concessão das distribuidoras brasileiras²⁷.

²⁷ A análise foi desenvolvida a partir de dados públicos de três fontes, abrangendo todas as distribuidoras do Brasil: (i) Estações automáticas do **INMET – Instituto Nacional de Meteorologia**; (ii) Estações meteorológicas localizadas em aeroportos (estações aeroportuárias - ASOS),

92. Nesse contexto, a Figura 2 apresenta os eventos analisados com base no indicador denominado **Rajada Média Equivalente Diária**, utilizado para medir a severidade climática de forma mais representativa, **ao considerar não apenas a intensidade máxima do vento, mas também a duração dos ventos fortes ao longo do tempo**. Para essa análise, foram selecionadas estações meteorológicas das 33 distribuidoras de grande porte do país²⁸, com o objetivo de demonstrar tecnicamente que os **eventos climáticos não são semelhantes** e, portanto, não podem ser diretamente comparáveis, inclusive aqueles enfrentados pela Enel SP nos anos de 2023, 2024 e 2025.

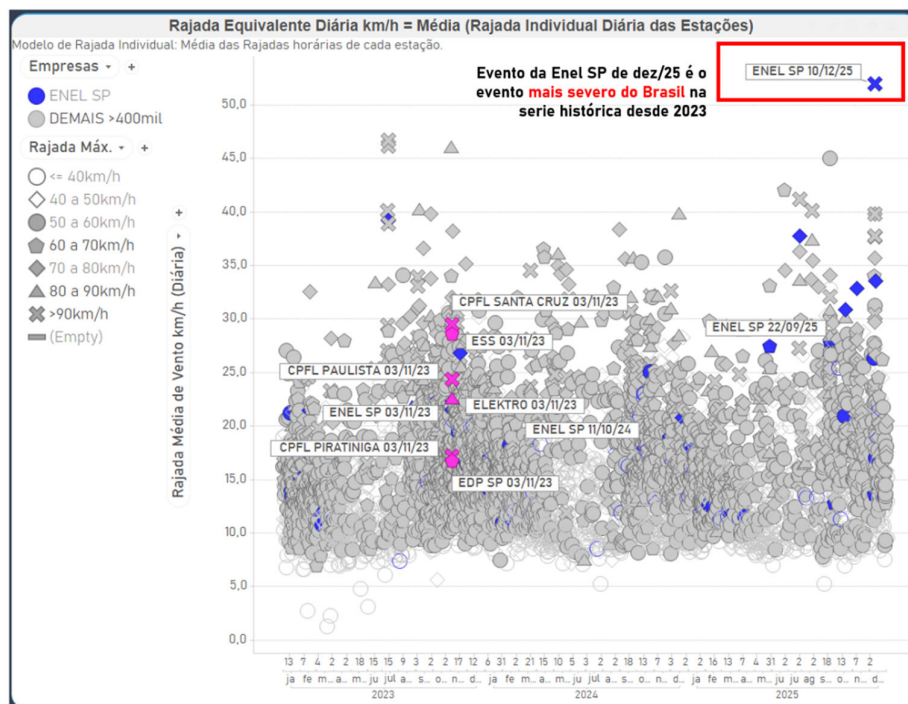


Figura 2 – Rajada média equivalente (km/h) por dia por distribuidora

disponibilizadas pelo **DECEA – Departamento de Controle do Espaço Aéreo**; e (iii) Dados da **ANEEL**, incluindo os indicadores de impacto das interrupções, os polígonos das áreas de concessão das distribuidoras e os limites geográficos dos estados brasileiros (UF). Os dados meteorológicos utilizados possuem granularidade horária, permitindo avaliar os valores máximos registrados e também toda a evolução temporal dos ventos ao longo do dia. Adicionalmente, foram utilizados os polígonos geográficos das áreas de concessão das distribuidoras para realização do cruzamento espacial entre a localização das estações meteorológicas e as áreas de concessão.

²⁸ Na Figura, os pontos azuis são os dados referentes aos eventos climáticos na Enel SP, enquanto os pontos cinzas e rosas são das demais distribuidoras (os pontos rosas destacam os dados das empresas paulistas referentes ao evento de Nov/2023 citado no voto condutor).

93. Pela análise da Figura 2, o evento de dez/2025 destoa dos demais (vide canto superior direito da Figura), evidenciando a maior severidade. Somente esse evento superou os 50 km/h de rajada média ao longo do dia.

94. Nesse sentido, resta evidente tecnicamente que o evento ocorrido em dez/2025 na área da concessão da Enel SP não é comparável com as demais distribuidoras do país e tampouco com os eventos anteriores ocorridos na própria área da concessão da Enel SP, dada sua característica inédita e excepcional. Apesar de não ter tido a maior rajada de vento isolada, ele se destacou porque reuniu três fatores ao mesmo tempo: ventos intensos, ventos fortes por um longo período e impacto em uma grande área da concessão.

95. Em abordagem complementar, a Figura 3 apresenta análise da **Causa** (medida pela Rajada Média Equivalente dos ventos) versus o **Impacto** (% do total clientes afetados no dia), considerando as distribuidoras com mais de três estações meteorológicas em suas áreas de concessão e os eventos com percentual de clientes interrompidos simultaneamente superior a 1% da base de clientes da distribuidora, para o ano de 2025.

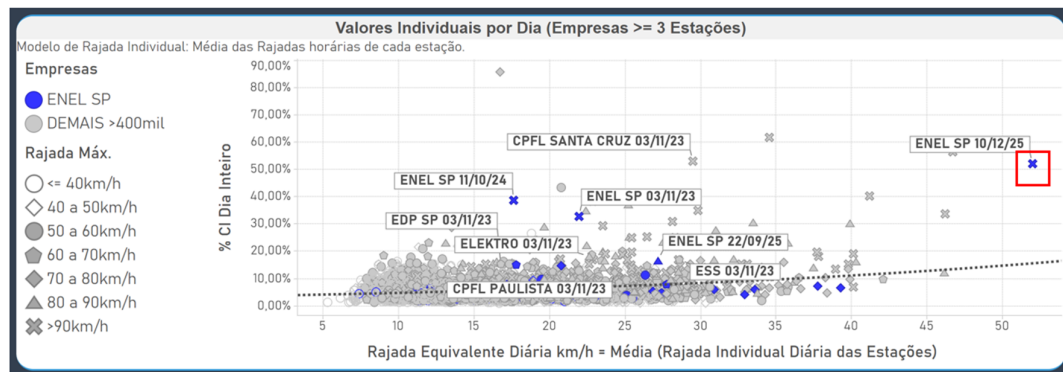


Figura 3 – Relação entre severidade climática (Rajada Média Equivalente Diária) e impacto operacional (percentual de clientes interrompidos no dia).

96. Na Figura 3, os resultados são contundentes e evidenciam relação crescente e não linear entre severidade climática e impacto operacional. Observa-se que, **à medida que aumentam os valores da Rajada Média Equivalente Diária, há crescimento desproporcional do percentual médio de clientes afetados**, indicando que eventos climáticos mais severos, na combinação de intensidade

pontual, persistência e abrangência, tendem a produzir impactos significativamente mais elevados sobre a rede elétrica.

97. Diante da comprovação técnica de que os **eventos não foram semelhantes (Figura 2)** e de que os **impactos sobre as unidades consumidoras afetadas não foram proporcionais (Figura 3)**, mostra-se tecnicamente inadequada a realização de comparações diretas de percentuais de restabelecimento, bem como a adoção de metas padronizadas de recomposição, sob pena de se exigir desempenho idêntico em situações marcadas por eventos e impactos materialmente distintos.

98. A necessidade de critérios avaliativos não autoriza a utilização de métricas simplificadas ou não normatizadas, especialmente quando essas métricas servem de base para sanção de natureza gravíssima. Dessa forma, a avaliação regulatória que não incorpora adequadamente a severidade climática tende a reduzir a capacidade de distinguir, de forma objetiva e proporcional, eventos extraordinários de maior complexidade daqueles de menor criticidade.

99. Nesse contexto, não é tecnicamente adequado concluir pela existência de falha estrutural da Enel SP com base em informações isoladas ou descontextualizadas. No caso da Enel SP, o evento iniciado em 10/12/2025 atingiu aproximadamente 52% da base de clientes, com predominância de ocorrências na rede de baixa tensão, evidenciando sua excepcionalidade e elevada severidade operacional. Ainda assim, houve o restabelecimento, em até 24 horas, de mais de 80% das unidades consumidoras afetadas.

E.1.2. Histórico da evolução do restabelecimento de consumidores após eventos climáticos severos

100. Independentemente da demonstração, realizada na seção anterior, de que não existe qualquer previsão na regulamentação de restabelecimento de unidades consumidoras em até 24 horas após eventos climáticos severos e que o evento de dezembro de 2025 ocorrido na área de concessão da ENEL SP não é comparável ao ocorrido em outras distribuidoras de São Paulo, destaca-se que ainda assim **a ENEL SP logrou restabelecer o suprimento de energia elétrica para mais de 80% de seus consumidores afetados em todos os eventos ocorridos após o TI 49**, inclusive aqueles dias classificados como situação de emergência.

101. A avaliação acerca da eventual existência de falha no restabelecimento do fornecimento após interrupções decorrentes de eventos climáticos não pode se fundamentar na análise isolada de um único evento (10.12.2025), sobretudo quando este possui característica excepcional e sem precedentes, com impacto significativo na rede de baixa tensão. Impõe-se, portanto, uma análise abrangente, baseada em múltiplos eventos, sob pena de se incorrer em juízo distorcido da realidade operacional, especialmente quando se cogita a aplicação da penalidade mais gravosa prevista na regulamentação, que é a recomendação de caducidade da concessão.

102. Adicionalmente, importa destacar que a Concessionária enfrentou posteriormente à emissão do TI 49, diversos outros eventos climáticos de grande intensidade e severidade que devem ser considerados para a avaliação da prestação do serviço adequado, pois permitem verificar o aumento da robustez e da resiliência do sistema de distribuição da Enel SP. O desempenho descrito na Tabela 1 e Figura 4 apresentadas sob o item 106 abaixo reflete os investimentos realizados e o reforço operacional implementado no Plano de Recuperação, evidenciando evolução concreta na capacidade de resposta.

103. Destaca-se que o evento de 10/12/2025 – **com 4,21 milhões de clientes impactados (52,1% do total da concessão)** – foi excepcional e sem precedentes, o que naturalmente implicou maior complexidade na recomposição do serviço, sobretudo considerando sua elevada duração, grande abrangência e forte concentração do impacto na **rede de baixa tensão. Apesar do alto impacto, complexidade e ineditismo do evento enfrentado, a Enel SP conseguiu religar em 24h mais de 80% dos clientes impactados em razão do plano operativo de contingenciamento da Enel SP ter sido robustecido, devidamente implementado e operacionalizado pela Concessionária.**

104. A eventual caracterização de falha estrutural não pode ser realizada de forma isolada ou com base em um único evento, devendo considerar o conjunto de ocorrências e suas respectivas condições operacionais.

105. **Para demonstrar a inexistência de falha estrutural no restabelecimento após interrupções**, bem como a necessidade de avaliação contextualizada à luz da severidade e da recorrência dos eventos climáticos — e não

por recortes pontuais que possam gerar distorções —, a Tabela 1 apresenta para Enel SP a análise de todos os eventos com rajadas de vento superiores a 60 km/h, enquanto a Figura 4 demonstra os percentuais de restabelecimento observados nas situações de emergência de 2025²⁹.

Tabela 1 – Eventos (Enel SP) com Rajadas de Vento > 60Km/h da Enel SP - Classificação INMET³⁰/ DECEA³¹

Enel SP	Dia	Clientes Empresa	CI Dia Inteiro	% CI Dia Inteiro / Clientes Empresa	Até 24 horas	Rajada máx. (Km/h) ³²	Rajada Méd. (Km/h)
Pós Plano de Recuperação	10/12/2025	8.065.368	4.205.435	52%	80,2%	96	52
	19/10/2025	8.056.550	485.534	6%	99%	74	31
	13/10/2025	8.056.550	133.112	2%	100%	63	27
	22/09/2025	8.045.932	1.333.674	17%	93%	74	27
	21/09/2025	8.045.932	643.623	8%	99%	65	28
	28/07/2025	7.973.761	583.573	7%	99%	78	38
	28/05/2025	7.947.158	393.117	5%	99%	64	27
	26/02/2025	7.918.443	215.005	3%	100%	68	12
Plano de Recuperação	24/01/2025	7.921.419	421.041	5%	100%	64	12
	30/12/2024	7.920.039	200.124	3%	100%	61	18
	20/12/2024	7.920.039	1.175.404	15%	97%	74	21
	16/12/2024	7.920.039	204.028	3%	100%	70	29
	28/11/2024	7.925.997	423.118	5%	100%	61	19
TI	11/10/2024	7.925.071	3.068.982	39%	67%	108	18
Multa 165 MM	03/11/2023	7.802.570	2.561.556	33%	61%	105	22

²⁹ O Anexo II demonstra numericamente que houve restabelecimento superior a 80% em todos os dias com Interrupção em Situação de Emergência – ISE.

³⁰ Fonte de dados do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET.

³¹ Fonte primária e oficial dos dados meteorológicos do Aeroporto de Congonhas (SBSP) é o Departamento de Controle do Espaço Aéreo (DECEA), órgão da Força Aérea Brasileira.

³² Fonte: <https://portal.inmet.gov.br/>

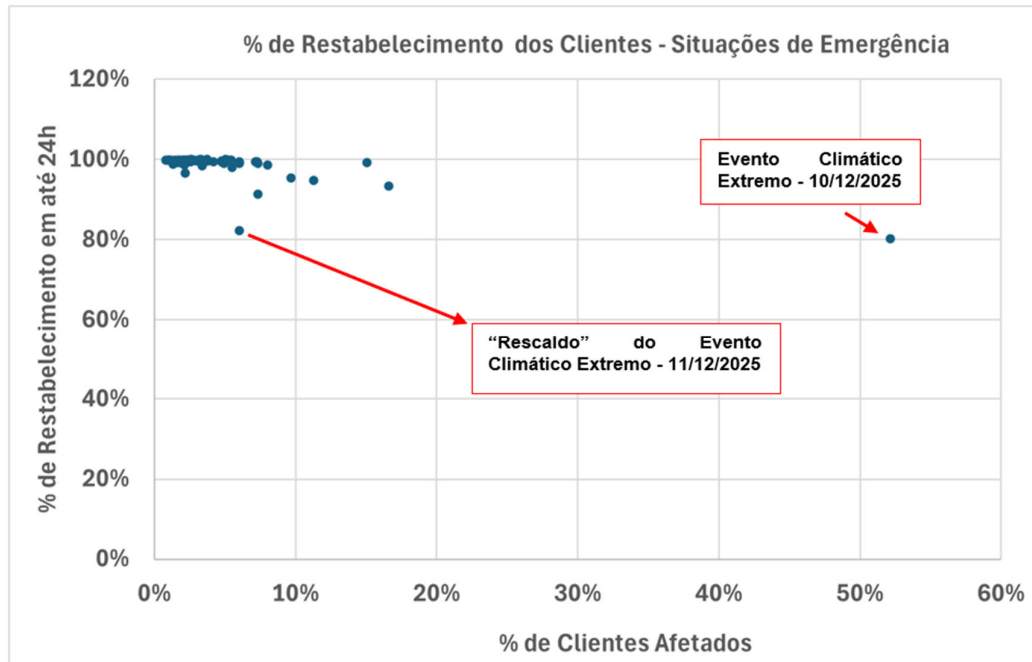


Figura 4 – % Restabelecimento dos clientes em situação de emergência – ISE na Enel SP.

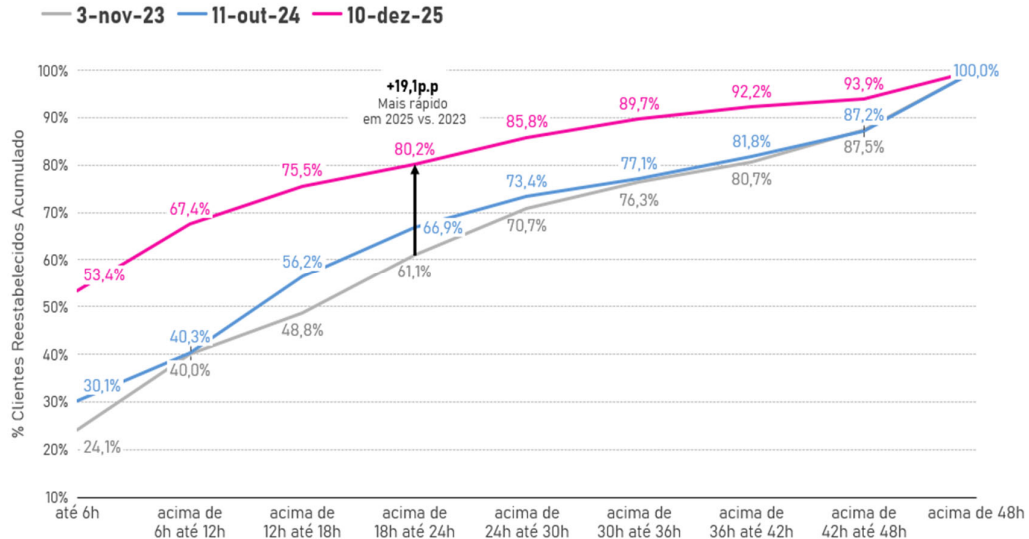


Figura 5 – Percentual de restabelecimentos dos clientes nos eventos severos de 2023, 2024 e 2025.

106. Sendo assim, comprova-se tecnicamente a inexistência de falha estrutural no restabelecimento do fornecimento após interrupções, uma vez que foi alcançado percentual superior a 80% de recomposição em até 24 horas em todos os eventos ocorridos após a emissão do TI. Destaca-se, ainda, a evolução

verificada na comparação entre os eventos climáticos mais severos de 2023, 2024 e 2025:

107. Nesse contexto, é inegável que, no evento severo de 2025, a Enel SP apresentou melhorias relevantes em seu desempenho, mesmo diante de um evento mais severo em termos climáticos e mais abrangente em termos de unidades consumidoras afetadas.

E.1.3. Análise do restabelecimento completo

108. Um dos argumentos adicionais apresentados no voto condutor, ao analisar a prestação do serviço no restabelecimento após interrupções na área de concessão da Enel SP, refere-se à existência de períodos excessivos de recomposição, conforme indicado nos itens 139 e 226 do referido voto.

139. Além disso, foram registradas interrupções superiores a 147 horas (mais de 6 dias), caracterizando eventos extremos de longa duração, e similares aos verificados nos eventos de novembro de 2023 e outubro de 2024.

109. Contudo, não há, no arcabouço regulatório vigente, no Contrato de Concessão, nem tampouco no âmbito do TI 49 e do Plano de Recuperação, qualquer previsão de meta de restabelecimento total como parâmetro para aferição da prestação adequada do serviço. A utilização dessa métrica - inexistente à época dos fatos, não previamente definida e não submetida ao devido processo regulatório - como fundamento para recomendar a aplicação da penalidade mais gravosa, qual seja, a caducidade da concessão, revela-se novamente desproporcional e desarrazoada.

110. Assim, a análise do **restabelecimento total** demonstra que os casos mais prolongados estão associados, em sua maioria, a danos estruturais severos, com interferências externas diversas (tais como quedas de árvores ou de galhos sobre a rede), ocasionando quedas de postes, rompimento de redes de média e baixa tensão e necessidade de obras civis ou de reconstrução completa de trechos da rede. A análise do ranking das distribuidoras corrobora que esse comportamento não é isolado, mas sim recorrente no setor.

111. Nesse sentido, com base nos dados oficiais disponíveis no site da ANEEL, foi possível identificar, para cada distribuidora, **quando houve algum caso** em que o restabelecimento total do serviço demorou mais de 6 dias. Nesse contexto,

a Figura 6 a seguir foi construída a partir do restabelecimento de todos os dias de cada ano observando a duração individual de cada cliente. **O objetivo da Figura é mostrar a quantidade de dias em cada distribuidora em que o restabelecimento individual ficou acima de 6 dias.** Por exemplo, ao longo dos 365 dias de 2025, a média do Brasil foi de 32 dias com ocorrências superiores a 6 dias para o restabelecimento total, enquanto a média da Enel SP é de apenas 5 dias.

112. Importa esclarecer que esse resultado não significa que, em média, os clientes tenham permanecido 32 dias consecutivos sem energia. **Trata-se, do número de dias do ano em que se verificou ao menos uma ocorrência em que o restabelecimento total do serviço, para algum cliente, ultrapassou 6 dias.**

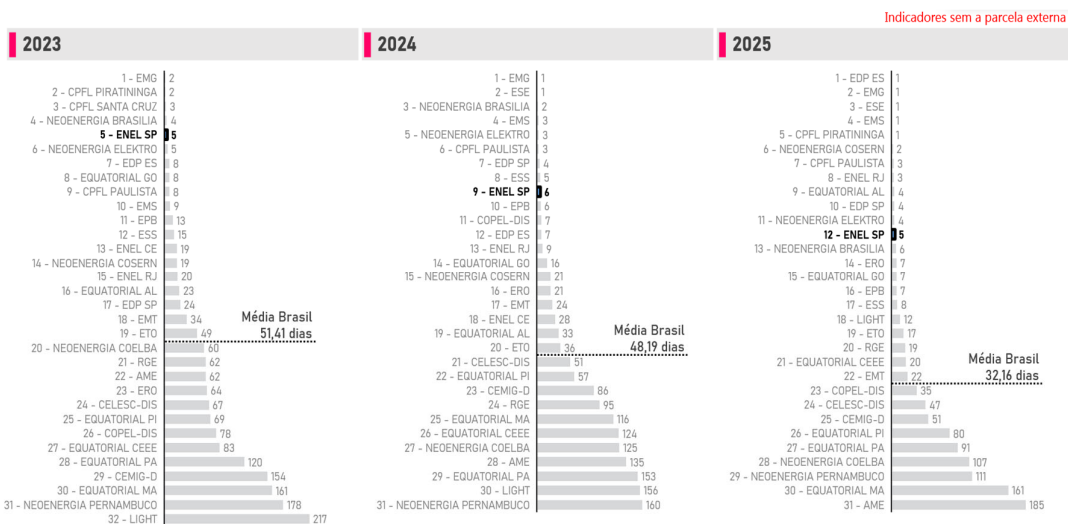


Figura 6 - Quantidade de dias por ano em que o restabelecimento ficou acima de 6 dias (análise de restabelecimento individual).

113. Diante dos números mostrados na Figura 6, destaca-se que a Enel SP, mesmo diante de evento climático inédito como o de dezembro de 2025 se posicionou bem melhor do que o comportamento médio observado no Brasil.

Indicadores sem a parcela externa

Empresa	2023	Empresa	2024	Empresa	2025
EMG	3 0,00%	ESE	1 0,00%	ESE	1 0,00%
CPFL SANTA CRUZ	5 0,00%	ESS	2 0,00%	NEOENERGIA BRASILIA	1 0,00%
EDP ES	16 0,00%	CPFL PAULISTA	4 0,00%	CPFL PIRATININGA	2 0,00%
ESS	16 0,00%	EMS	6 0,00%	EDP ES	2 0,00%
NEOENERGIA ELEKTRO	17 0,00%	COPEL-DIS	9 0,00%	NEOENERGIA COSERN	3 0,00%
EQUATORIAL GO	21 0,00%	NEOENERGIA ELEKTRO	20 0,00%	ETO	6 0,00%
EPB	42 0,00%	EQUATORIAL GO	25 0,00%	ENEL RJ	8 0,00%
NEOENERGIA COSERN	43 0,00%	ERO	28 0,00%	EPB	14 0,00%
EQUATORIAL AL	46 0,00%	EDP ES	31 0,00%	EDP SP	23 0,00%
EMS	48 0,00%	EPB	55 0,00%	CPFL PAULISTA	24 0,00%
ETO	56 0,01%	ETO	56 0,01%	EMS	44 0,00%
EMT	58 0,00%	EDP SP	75 0,00%	EQUATORIAL GO	50 0,00%
CPFL PIRATININGA	135 0,01%	NEOENERGIA COSERN	78 0,00%	ESS	58 0,01%
ENEL CE	159 0,00%	CELESC-DIS	92 0,00%	LIGHT	59 0,00%
ENEL RJ	183 0,01%	EQUATORIAL AL	157 0,01%	CELESC-DIS	70 0,00%
ERO	194 0,03%	EQUATORIAL PI	219 0,01%	ERO	73 0,01%
CPFL PAULISTA	197 0,00%	EMT	279 0,02%	EMT	75 0,00%
AME	200 0,02%	EQUATORIAL MA	317 0,01%	EQUATORIAL AL	101 0,01%
EQUATORIAL PI	285 0,02%	EQUATORIAL PA	353 0,01%	EQUATORIAL PA	128 0,00%
EDP SP	291 0,01%	ENEL CE	399 0,01%	EQUATORIAL CEEE	158 0,01%
CELESC-DIS	503 0,02%	ENEL SP	492 0,01%	ENEL SP	170 0,00%
NEOENERGIA PERNAMBUCO	794 0,02%	LIGHT	594 0,02%	EQUATORIAL PI	331 0,02%
NEOENERGIA COELBA	997 0,02%	CEMIG-D	973 0,01%	CEMIG-D	333 0,00%
LIGHT	1.374 0,04%	ENEL RJ	1.027 0,04%	NEOENERGIA ELEKTRO	338 0,01%
CEMIG-D	1.490 0,02%	NEOENERGIA PERNAMBUCO	1.149 0,03%	COPEL-DIS	350 0,01%
EQUATORIAL PA	1.935 0,07%	AME	1.676 0,19%	NEOENERGIA PERNAMBUCO	507 0,01%
RGE	3.294 0,11%	NEOENERGIA COELBA	3.948 0,06%	EQUATORIAL MA	521 0,02%
EQUATORIAL MA	4.825 0,18%	RGE	86.401 2,79%	RGE	661 0,02%
COPEL-DIS	4.834 0,10%	EQUATORIAL CEEE	130.670 6,70%	NEOENERGIA COELBA	1.235 0,02%
ENEL SP	6.979 0,09%			AME	3.100 0,34%
EQUATORIAL CEEE	15.152 0,81%				

Figura 7 - Quantidade de unidades consumidoras por ano em que o restabelecimento foi maior do que 6 dias (análise de restabelecimento individual).

114. Diante dos números apresentados na Figura 7, verifica-se uma evolução consistente do desempenho da Enel SP ao longo dos anos. Observa-se uma redução expressiva na quantidade total de unidades consumidoras com restabelecimento superior a 6 dias evidenciando ganho relevante de eficiência operacional mesmo em contextos desafiadores.

115. Nesse sentido, ao se analisar o desempenho da Enel SP em um contexto mais amplo, sempre à luz do padrão nacional e com as devidas proporcionalizações, fica claro que, em nenhuma hipótese, a concessionária se destaca negativamente nos aspectos que fundamentaram a alegação de inadequação do serviço.

116. Tal constatação reforça a necessidade de que a avaliação regulatória considere o contexto sistêmico, e não análises isoladas desprovidas da adequada proporcionalização. Em outras palavras, conclusões de caráter mais abrangente (especialmente aquelas que podem culminar na extinção precoce de um

contrato de concessão) exigem a realização de testes de consistência e a verificação da realidade fática do setor.

E.1.4. Metodologia para avaliação da curva de recomposição das unidades consumidoras interrompidas e erro material no principal dado técnico usado pelo Despacho nº 1.214/2026

117. Importa ressaltar que o voto condutor da decisão - como será demonstrado na Tabela a seguir – reconhece, de forma expressa, que a metodologia mais adequada para avaliação da curva de recomposição é aquela baseada no total de unidades consumidoras impactadas ao longo do evento, e não na métrica de pico simultâneo, corretamente qualificada como mera “fotografia”.

118. No item 146 do voto condutor houve referência às conclusões e à “metodologia empregada” na Nota Técnica nº 9/2026-SFT/ANEEL. Ocorre que a referida Nota Técnica contempla duas abordagens distintas: (i) a metodologia baseada no **total de clientes impactados** – refletida no **Gráfico 16 (item 75, pág. 28)**³³, na qual a SFT indica expressamente o percentual de 82,8%³⁴ de unidades consumidoras restabelecidas em até 24 horas; e (ii) a metodologia baseada no pico simultâneo de interrupções. **Como se demonstrará a seguir, a primeira é a única compatível com o racional técnico acolhido no voto condutor, ao passo que a segunda – além de expressamente criticada – não foi adotada como critério válido de aferição pela Diretoria da ANEEL.**

119. Importa destacar a existência de contradição no voto condutor da decisão, na medida em que, embora adote como metodologia adequada a análise baseada no total de clientes afetados (apesar de não observar do devido rito regulatório para sua formalização), fundamenta sua conclusão a partir de resultado decorrente de metodologia diversa, de pico simultâneo, expressamente classificada no próprio voto como inadequada. Vejamos na Tabela 2:

³³ Gráfico 16 da NT nº 9/2026 também replicado pela Fiscalização na Figura 2 da Nota Técnica nº 36/2026 – SFT/ANEEL.

³⁴ Percentual de 82,8% mostrado pela SFT corresponde a dado preliminar à época da emissão da Nota Técnica, posteriormente consolidado em 80,2%, ainda assim superior ao patamar de referência considerado pela própria Agência.

Tabela 2 - Trechos do Voto Condutor e a relação com a metodologia de avaliação do restabelecimento (Curva do total acumulado de UCs impactadas ou Curva de pico simultâneo).

Item Voto Condutor	Metodologia escolhida	Comentários/ Evidências
<p>4. Em 10 de dezembro de 2025, a área de concessão da Enel SP novamente foi acometida por evento climático severo. Em razão deste evento, ocorreu a interrupção dos serviços em diversas unidades consumidoras, afetando um número total de aproximadamente 4,2 milhões de consumidores. Pelos dados da SFT, verificou-se, também, que foi atingido pico de aproximadamente 2 milhões de consumidores interrompidos simultaneamente.</p>	<p>Sem menção específica à metodologia</p>	<p>Embora não mencione a metodologia diretamente, o item 4 evidencia que o total de clientes impactados (4,2 milhões) é muito superior ao pico simultâneo (2 milhões).</p> <p>A adoção do pico desconsidera parcela relevante das UCs afetadas, distorcendo a real percepção dos consumidores e a avaliação da recomposição realizada pela distribuidora.</p>
<p>122. O PRODIST estabelece que a avaliação da atuação das distribuidoras em situações de emergência deve considerar, entre outros aspectos:</p> <p>i. o impacto das interrupções sobre os consumidores;</p> <p>ii. o tempo necessário para restabelecimento do serviço;</p> <p>iii. a mobilização de recursos operacionais;</p> <p>iv. a diligência e a eficiência das ações de recomposição do sistema.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>Inicialmente, registre-se que o PRODIST não elege expressamente os aspectos indicados no item 122 do voto condutor para avaliar a atuação das distribuidoras em situações de emergência. De qualquer forma, os aspectos citados comprovam que a ANEEL entendeu que a metodologia mais aderente é aquela baseada no total de clientes afetados, pois:</p> <p>Impacto interrupções sobre consumidores (i): só é capturado corretamente quando se considera todos os clientes afetados, e não apenas os simultâneos em um instante.</p> <p>Tempo de restabelecimento (ii): exige análise da duração individual das interrupções, o que o pico não reflete.</p> <p>Mobilização operacional (iii): está relacionada ao volume total de ocorrências ao longo do tempo, não ao ponto máximo isolado.</p> <p>Eficiência da recomposição (iv): é medida pela velocidade de recuperação do total de clientes, e não por fotografias instantâneas.</p> <p>Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>
<p>123. Nesse contexto, a análise baseada na evolução temporal do restabelecimento das unidades consumidoras afetadas constitui metodologia adequada para avaliar a resposta operacional da concessionária em eventos de grande magnitude.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>À luz do item 123, a curva de pico simultâneo é tecnicamente inadequada para avaliar a evolução temporal, pois não captura a duração das interrupções por consumidor afetado, não reflete o total de clientes efetivamente impactados ao longo do evento e tampouco permite aferir, de forma consistente, a velocidade e a eficiência da recomposição do sistema, especialmente em</p>

Item Voto Condutor	Metodologia escolhida	Comentários/ Evidências
		função das características do evento. Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).
<p>131. Após tratamento e depuração da base de dados, foram analisadas mais de 24 mil interrupções associadas ao evento climático, permitindo a construção de uma curva de recomposição das unidades consumidoras ao longo do tempo.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>A própria construção de uma curva de recomposição ao longo do tempo pressupõe a consideração do universo total de unidades consumidoras impactadas. Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>
<p>132. Essa metodologia permite avaliar diretamente a velocidade de recuperação do sistema elétrico, mensurando o percentual de consumidores restabelecidos em diferentes horizontes temporais.”</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>Pressupõe a consideração do total de UCs afetadas, e não do pico simultâneo, que representa apenas um instante do evento. Apenas a base total permite avaliar, de forma fiel, o % de consumidores efetivamente restabelecidos ao longo do tempo e, conseqüentemente, a real dinâmica de recomposição do sistema. Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>
<p>137... três características centrais:</p> <p>i. Unidade de análise: A análise é estruturada sobre unidades consumidoras interrompidas (UC) e sua evolução temporal até o restabelecimento. Tal abordagem permite avaliar diretamente: o impacto do evento na população atendida e a velocidade de recomposição do sistema, alinhando-se aos princípios estabelecidos pelo PRODIST;</p> <p>ii. Estrutura temporal: A análise considera início da interrupção, momento de restabelecimento e duração total do evento. O que permite construir uma curva de recomposição horária. Essa abordagem é amplamente utilizada na engenharia de sistemas elétricos para análise de eventos extremos.</p> <p>iii. Indicador de desempenho: O indicador central utilizado é Percentual de Unidades Consumidoras restabelecidas ao longo do tempo. Apesar de simples, tal métrica mede diretamente a capacidade de resposta operacional do sistema de distribuição.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>Apenas a curva baseada no total de UCs afetadas atende às três características indicadas, pois considera cada consumidor ao longo de toda a interrupção e seu restabelecimento. Já a curva de pico simultâneo retrata apenas um momento do evento, não captura a evolução temporal individual de cada UC afetada, não representa o impacto real individual dos consumidores e não mede corretamente o percentual de clientes restabelecidos ao longo do tempo. Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>

Item Voto Condutor	Metodologia escolhida	Comentários/ Evidências
<p>182 ... A SFT justamente rebate essa simplificação ao explicar que a curva baseada apenas em pico simultâneo é uma “fotografia” que não captura adequadamente as horas efetivas sem energia, ao passo que a análise por duração das interrupções ao longo do dia fornece visão mais completa do impacto suportado pelos consumidores.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>Deixa muito claro ao reconhecer a limitação da curva de pico simultâneo, ao afirmar que se trata de mera “fotografia” que não captura adequadamente as horas efetivas sem energia. Em contraposição, valoriza expressamente a análise baseada na duração das interrupções ao longo do tempo, que reflete o impacto real sobre os consumidores, abordagem que, na prática, corresponde à consideração do total de UCs afetadas, em linha com o PRODIST, que privilegia a duração da interrupção individual da unidade consumidora. Trata-se, portanto, exatamente da lógica adotada na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>
<p>183. Do ponto de vista regulatório, o que importa não é apenas quantos clientes estavam interrompidos em um momento, mas por quanto tempo os consumidores efetivamente permaneceram sem energia.</p>	<p>Curva do Total de UCs impactadas</p>	<p>Reforça a crítica à curva de pico simultâneo ao destacar que a avaliação regulatória deve considerar o tempo efetivo sem energia por consumidor, e não apenas um instante do evento. Com isso, o próprio Voto converge para a metodologia baseada no total de UCs impactadas ao longo do tempo, que é a única capaz de refletir essa dimensão — exatamente como na Curva da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (Gráfico 16, pág. 28).</p>
<p>138. Nesse contexto, a Nota Técnica identificou que aproximadamente 67% das unidades consumidoras foram restabelecidas em até 24 horas, evidenciando atraso relevante na recomposição para parcela significativa dos consumidores afetados...</p>	<p>Curva de pico simultâneo</p>	<p>Resta evidente a inconsistência numérica da decisão. Enquanto a o Gráfico 16 da NT nº 9/2026-SFT/ANEEL (pág. 28) aponta que 82,8% das unidades consumidoras foram restabelecidas em até 24 horas, o voto condutor adota o percentual derivado do pico simultâneo (67%), em desacordo com a metodologia reconhecida ao longo da própria fundamentação, conduzindo, assim, a uma conclusão contraditória e equivocada.</p>
<p>146. Dessa forma, ratifico a validade das conclusões técnicas apresentadas na Nota Técnica nº 9/2026-SFT/ANEEL, reconhecendo a pertinência da metodologia empregada e a consistência das análises realizadas pela área técnica.</p>	<p>Sem menção específica à metodologia</p>	<p>A NT nº 09/2026 cita as duas abordagens: (i) total de clientes impactados (Gráfico 16, com 82,8% restabelecidos em 24h); e (ii) pico simultâneo.</p> <p>Conforme argumentações do próprio voto nos itens 122, 123, 131, 132, 137, 182 e 183, a curva do total de impactados é a mais correta e coerente com a lógica técnico-regulatória, enquanto a curva simultânea foi expressamente criticada e afastada como critério válido de aferição.</p>

120. Embora a ANEEL ainda não tenha instaurado o devido rito regulatório para definição de meta de eficiência de restabelecimento em eventos climáticos – com realização de consulta pública e AIR –, verifica-se, conforme demonstrado acima, que a metodologia baseada no pico simultâneo não é a mais

adequada. **Ademais, a própria Agência, ao editar a REN 1.137/2025 e instituir o indicador de Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência (DISE), reforça a adoção de abordagem baseada na duração individual das interrupções e, portanto, no total de UCs afetadas ao longo do tempo, e não em métricas pontuais de pico simultâneo**³⁵.

134-A. Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência **por Unidade Consumidora** ou por Ponto de Conexão – DISE: corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em Situação de Emergência, **para cada unidade consumidora** ou ponto de conexão.

121. Apenas a título de reflexão, e em caráter estritamente hipotético, ainda que se admitisse como correta a metodologia baseada no pico simultâneo — o que se demonstra tecnicamente inadequado —, a aplicação da sanção mais gravosa de recomendação de caducidade com base em um único evento, de natureza excepcional e sem precedentes, seria desarrazoada e desproporcional.

122. Nesse contexto, impõe-se a necessidade de realização de um teste de razoabilidade para verificar a aderência do critério de restabelecimento de 80% das UCs em até 24 horas, a partir do pico simultâneo, à realidade setorial. Ao se analisarem dados públicos oficiais da própria ANEEL, relativos aos anos de 2023, 2024 e 2025, **observa-se que diversas distribuidoras não atingem esse patamar em eventos relevantes, sem que isso tenha ensejado a aplicação de sanções extremas.**

³⁵ Ressalta-se que o DISE não é indicador de resiliência e não é meta de restabelecimento.

Tabela 3 - Avaliação da aplicabilidade do critério de restabelecimento de 80% das UCs em até 24h a partir do pico simultâneo – Análise das ocorrências de 2023, 2024 e 2025 nas 33 maiores distribuidoras do Brasil³⁶.

Em quantos eventos critério não foi atendido?	Quantas distribuidoras não atenderam ao critério?	Pergunta:	Resposta:
<p>Em 129 eventos, não houve em 24 horas o restabelecimento de 80% das UCs considerando o critério baseado no pico simultâneo.</p>	<p>24 distribuidoras. Foram avaliadas 33 grandes distribuidoras do país (> 400 mil UCs) e há 24 distribuidoras que não atenderiam ao critério (ou seja, 73% do total analisado). Entre essas 24 distribuidoras estão empresas de todos os grupos privados do país, além das 3 grandes distribuidoras públicas.³⁷</p>	<p>No caso hipotético de adoção do critério de pico simultâneo em substituição à metodologia aprovada pelo voto condutor: A elevada incidência de não atendimento ao critério por diversas distribuidoras não evidencia a necessidade de revisão de sua calibração antes de sua utilização como base para decisões de natureza sancionatória?</p>	<p>Dada a relevância de eventual mudança de critério e seus impactos setoriais, eventual revisão para o critério de pico simultâneo deveria, no mínimo, ser previamente debatida em consulta pública e submetida à Análise de Impacto Regulatório (AIR), não sendo razoável sua utilização, sem a observância desse devido processo, como fundamento para decisões sancionatórias mais gravosa (caducidade).</p>

123. Em conclusão, ao se utilizar a metodologia da curva por duração individual, a mais adequada tecnicamente e alinhada aos fundamentos apresentados no voto condutor, por refletir efetivamente o restabelecimento da totalidade dos consumidores, conclui-se que a Enel SP recompôs o fornecimento para mais de 80% das unidades consumidoras em até 24 horas.

E.2. Evolução dos indicadores de atendimento emergencial: item 226 (ii) e (iii) do voto condutor

124. Tendo sido demonstrado que a imputação contra a Enel SP constante do item 226 (i) do voto condutor não procede, cabe transcrever novamente a segunda e terceira imputações do mesmo voto:

³⁶ A análise considera apenas os dias em que as distribuidoras enfrentaram picos simultâneos superiores a 1% do total de UCs da concessão. Esse “filtro” é importante para identificar os dias em que as distribuidoras enfrentaram necessidade de maior desempenho operacional diante de UCs desligadas.

³⁷ Se considerado apenas o ano de 2025, os números ainda permanecem altos: em **23 eventos em 14 distribuidoras** não houve em 24h o restabelecimento de 80% das UCs considerando o critério baseado no pico simultâneo.

- (ii) elevado tempo médio de atendimento às ocorrências emergenciais;
- (iii) aumento da quantidade de interrupções com duração superior a 24 horas na concessão;

125. Conforme será demonstrado a seguir, tais imputações também não procedem.

E.2.1. Ausência de metas

126. O atendimento a ocorrências emergenciais no setor elétrico é disciplinado de forma dispersa na regulamentação da ANEEL, com destaque para o Módulo 8 do PRODIST, que estabelece os indicadores operacionais (TMAE, TMP, TMD e TME), e para a REN nº 1.000/2021, que trata das obrigações gerais de prestação do serviço. Contudo, não há, no arcabouço regulatório vigente, a definição de parâmetros objetivos, uniformes e previamente estabelecidos para aferição do desempenho das distribuidoras em situações de eventos extremos, devendo a análise considerar necessariamente o contexto fático, a severidade e a simultaneidade das ocorrências.

127. A Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST dispõe sobre a qualidade do serviço, estabelecendo definições, responsabilidades, procedimentos aplicáveis aos indicadores de continuidade e de atendimento às ocorrências emergenciais. Somente para os indicadores de continuidade são definidos limites.

128. Embora a regulamentação reconheça a relevância dos indicadores de atendimento emergencial, dentre os quais se insere o Tempo Médio de Atendimento às Ocorrências Emergenciais (TMAE), **não há, no âmbito do PRODIST nem de qualquer outra norma da Agência, a fixação de limites objetivos e vinculantes para esse indicador**, aplicáveis indistintamente a todas as distribuidoras.

129. Ademais, a ausência de critérios objetivos previamente estabelecidos impede a realização de análises isonômicas e consistentes, abrindo espaço para avaliações casuísticas e seletivas, dissociadas da realidade fática enfrentada pelas distribuidoras — especialmente em cenários de eventos climáticos severos e de elevada complexidade.

130. Assim, a própria estrutura normativa do PRODIST evidencia que os indicadores de atendimento emergencial devem ser interpretados como

instrumentos de monitoramento e gestão operacional, e não como métricas sancionatórias extremas (caducidade), devendo sua análise ocorrer sempre à luz das condições concretas enfrentadas.

131. Nos termos do art. 4º da REN 1.000/2021, o serviço público deve ser prestado de forma adequada, observando requisitos como regularidade, continuidade, eficiência e segurança. Contudo, a própria regulamentação (itens 164, 178 e 187 do Módulo 8 do PRODIST e § 3º do art. 4º da REN 1.000/2021) é expressa ao reconhecer que **interrupções decorrentes de situações de emergência, caso fortuito ou força maior não se caracterizam como descontinuidade indevida do serviço**, justamente por refletirem eventos alheios ao controle da concessionária.

132. A fiscalização e a aplicação de sanções, incluindo a medida extrema de caducidade, devem obrigatoriamente seguir critérios de legalidade e tipicidade, utilizando indicadores e limites regulatórios objetivos previamente estabelecidos com base no processo administrativo regulamentado pela Lei nº 13.848/2019 (Lei das Agências Reguladoras) e pelo Decreto nº 10.411/2020, que determinam a realização obrigatória de AIR para atos administrativos que provoquem custos relevantes aos agentes econômicos e usuários do serviço público. Com isso, a norma busca garantir a adequação entre meios e fins das obrigações regulatórias e evitar a imposição de incentivos ou exigências que sejam desproporcionais, desarrazoadas ou contrárias ao princípio da modicidade tarifária.

133. Portanto, a avaliação da performance operacional da distribuidora não pode ser pautada em métricas arbitrárias, subjetivas ou diagnósticas, mas sim em parâmetros normativos que garantam a previsibilidade, a segurança jurídica e o respeito aos princípios da proporcionalidade, razoabilidade e adequação entre meios e fins que vedam a imposição de obrigações, restrições e sanções em medida superior àquelas estritamente necessárias ao atendimento do interesse público, sob pena de gerar incentivos regulatórios para investimentos e despesas ineficientes e imprudentes.

134. A Tabela 10, que será apresentada a seguir na seção “Consolidação dos fatos, evidências e fundamentos técnicos da defesa”, organiza as bases legais, normas e os fundamentos aplicados aos indicadores de atendimento emergencial: Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE); percentual de

interrupções com duração superior a 24 horas (Interrupções>24h) e percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas (CI>24h).

E.2.2. Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE

135. O Tempo Médio de Atendimento a Emergência (TMAE), assim como seus componentes (TMP, TMD e TME), encontra-se previsto no Módulo 8 do PRODIST como indicador operacional. Todavia, a regulamentação **não estabelece limites objetivos para esse indicador**, nem o adota como parâmetro isolado para aferição da adequação do serviço ou para fundamentar medidas sancionatórias de maior gravidade (Caducidade).

136. De todo modo, ainda que não haja obrigação regulatória que imponha limites ao TMAE – e tampouco que o estabeleça como critério objetivo para a decretação de caducidade –, cumpre destacar que a ENEL SP apresentou evolução significativa de desempenho nesse indicador após o TI 49, tanto sob a ótica de valores médios da concessão quanto na análise por conjuntos elétricos.

137. A análise do TMAE por conjuntos elétricos, inclusive, foi recentemente adotada pela própria SFT/ANEEL em ações fiscalizatórias realizadas em março de 2026, no âmbito dos processos nº 48500.007932/2026-15 e nº 48500.008303/2026-11, destinados à verificação da qualidade do fornecimento de energia elétrica quanto ao atendimento às ocorrências emergenciais (TMAE) no ano de 2025, com base nos Módulos 1 e 8 do PRODIST e na REN ANEEL 1.000/2021.

E.2.2.1. Evolução do TMAE em perspectiva anual e comparativa setorial

138. A Figura 8 a seguir apresenta os rankings de TMAE para os anos de 2024 e 2025 e as barras à direita mostram a evolução específica da Enel SP de 2023 a 2026 (sendo que 2026 mostra o indicador LTM, que considera os últimos 12 meses com a atualização até março)³⁸. A análise da Figura demonstra que a Enel SP apresenta avanços significativos quando observada em perspectiva comparativa e evolutiva (mesmo comportamento positivo é observado para o TMP, conforme Figura 9).

³⁸ Alguns dados apresentados nas figuras deste Capítulo têm pequenas diferenças quando comparados aos dados das figuras apresentadas pela Enel SP em cartas anteriores. Isso se explica pela data de acesso à base de dados da ANEEL, à medida que as distribuidoras e a SFT realizam atualizações/retificações nos dados.

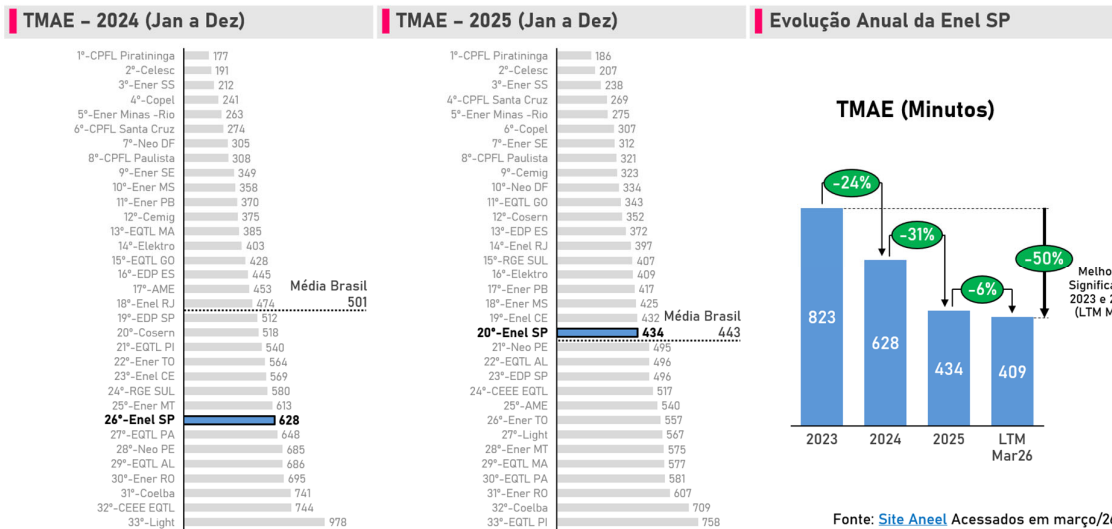


Figura 8 - Ranking e evolução do desempenho do TMAE

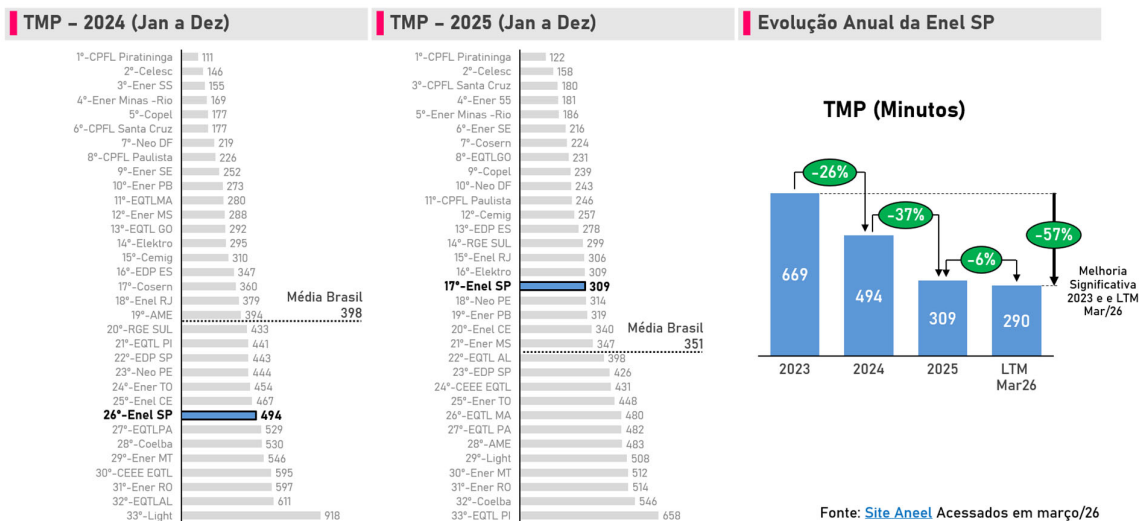


Figura 9 - Ranking e evolução do desempenho do TMP

E.2.2.2. Evolução do TMAE em perspectiva dos conjuntos elétricos e comparativa setorial

139. Em março de 2026, a SFT realizou ação fiscalizatória no âmbito dos **processos 48500.007932/2026-15 e 48500.008303/2026-11**, desenvolvendo metodologia destinada à verificação da qualidade do fornecimento de energia elétrica quanto ao atendimento às ocorrências emergenciais (TMAE). **Nesse contexto, a ENEL SP aplicou exatamente a mesma metodologia, evidenciando, de forma clara, a evolução significativa do TMAE sob a ótica dos conjuntos elétricos –**

análise que não pode ser desconsiderada pela ANEEL na avaliação do desempenho da concessionária.

140. A metodologia aplicada pela SFT analisou o TMAE com base nos dados de 2025, comparando o desempenho da distribuidora com a média Brasil e com um valor de referência (percentil 85), **tanto no resultado global quanto na análise detalhada por conjuntos elétricos, verificando quantos conjuntos ficaram acima desse limite.**

141. Não é juridicamente admissível que a SFT, tendo desenvolvido e aplicado recentemente uma metodologia para avaliação do TMAE, deixe de utilizá-la justamente para fundamentar a aplicação da sanção mais gravosa, adotando critérios distintos e sem respaldo prévio, em afronta à isonomia, à motivação e à segurança jurídica.

142. Na Figura 10, observa-se **redução significativa (58%)** no número de conjuntos elétricos acima da média Brasil, **bem como uma queda ainda mais acentuada (95%)** quando considerado o critério do percentil 85, **passando de 95 conjuntos para apenas 5 conjuntos no mesmo intervalo.** Essa evolução demonstra não apenas o aprimoramento substancial da capacidade operacional da Concessionária, mas também seu reposicionamento em relação ao desempenho setorial, afastando de forma inequívoca qualquer caracterização de inadequação estrutural na prestação do serviço.

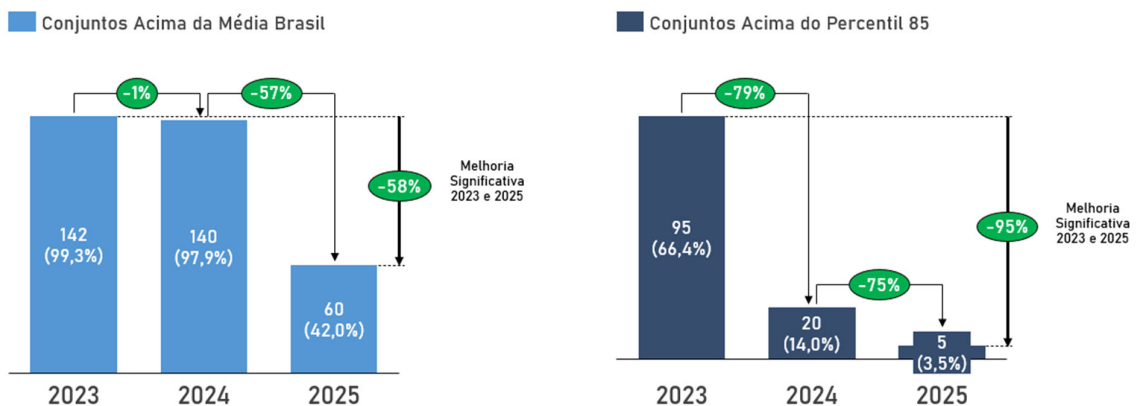


Figura 10 - Evolução do TMAE por conjunto Elétrico.

Tabela 4 – Análise Setorial do TMAE por conjunto Elétrico – Metodologia dos processos nº 48500.007932/2026-15 e nº 48500.008303/2026-11

ID	Empresa	Nº Conjuntos	TMAE (h)	TMAE (h) Média Brasil	TMAE Percentil 85 (h)	% Conjuntos > Média Brasil	% Conjuntos > Percentil 85
1	CELESC-DIS	121	3,5	7,3	10	1%	0%
2	COPEL-DIS	157	5,1	7,3	10	5%	0%
3	CPFL PAULISTA	176	5,4	7,3	10	2%	0%
4	CPFL PIRATININGA	45	3,1	7,3	10	0%	0%
5	CPFL SANTA CRUZ	21	4,5	7,3	10	0%	0%
6	EDP ES	44	6,2	7,3	10	16%	0%
7	Energisa MG	44	4,6	7,3	10	0%	0%
8	Energisa SE	31	5,2	7,3	10	0%	0%
9	Energisa SS	40	4	7,3	10	0%	0%
10	NEO BRASÍLIA	26	5,6	7,3	10	4%	0%
11	NEO ELEKTRO	130	6,8	7,3	10	25%	0%
12	NEO COSERN	59	5,9	7,3	10	10%	0%
13	CPFL RGE	101	6,8	7,3	10	31%	0%
14	ENEL RJ	78	6,6	7,3	10	18%	1%
15	EPB	75	7	7,3	10	43%	1%
16	CEMIG-D	265	5,4	7,3	10	18%	2%
17	EQUATORIAL AL	47	8,3	7,3	10	83%	2%
18	ENEL CE	115	7,2	7,3	10	44%	3%
19	ENEL SP	143	7,2	7,3	10	42%	4%
20	Energisa MS	61	7,1	7,3	10	44%	8%
21	EDP SP	50	8,3	7,3	10	56%	10%
22	EQUATORIAL CEEE	62	8,6	7,3	10	82%	11%
23	NEO PERNAMBUCO	134	8,3	7,3	10	69%	18%
24	Amazonas E	30	9	7,3	10	33%	20%
25	LIGHT	109	9,4	7,3	10	93%	22%
26	EQUATORIAL PA	149	9,7	7,3	10	93%	40%
27	Energisa TO	55	9,3	7,3	10	71%	42%
28	EQUATORIAL MA	98	9,6	7,3	10	79%	46%
29	Energisa RO	36	10,1	7,3	10	94%	50%
30	Energisa MT	88	9,6	7,3	10	81%	55%
31	NEOENERGIA COELBA	211	11,8	7,3	10	99%	63%
32	EQUATORIAL PI	68	12,6	7,3	10	100%	75%
33	EQUATORIAL GO	147	5,7	7,3	10	14%	93%

143. Dessa forma, **resta demonstrada a necessidade** de uma avaliação **estrutural e contextualizada** do desempenho do TMAE. A formulação de conclusões – apenas para o caso da Enel SP – com base em análises isoladas, restritas a meses de eventos climáticos severos, sem considerar a abrangência, a simultaneidade e a severidade das ocorrências (alta, média ou baixa tensão) não se mostra tecnicamente adequada para afirmar a persistência de falhas ou transgressões relacionadas ao indicador.

144. **Diante de todas as evidências apresentadas, não se verifica a existência de problema estrutural no indicador de TMAE**, uma vez que a evolução observada é clara e consistente. Não se sustenta, portanto, a conclusão de persistência de falhas e transgressões apontadas no TI 49, tampouco qualquer alegação de descumprimento do Plano de Recuperação no que se refere a esse indicador.

145. Apenas a título exemplificativo, destaca-se que, no âmbito do Plano Nacional de TMAE conduzido pela ANEEL, a SFT excluiu a Enel SP, conforme consignado no item 51 da NT nº 181/2025-SFT/ANEEL. Ainda assim, mesmo após a ANEEL ter optado por não aplicar metas de TMAE para o ano de 2025 a todas as distribuidoras do país, e mesmo a SFT tendo imposto a maior redução percentual para Enel SP, a Distribuidora alcançou TMAE de 7,2 horas - valor praticamente coincidente com o patamar inicialmente sugerido pela SFT, sem que tenha havido qualquer processo de negociação, como usualmente ocorre em Planos de Resultados.

146. Importante destacar que no âmbito do Plano Nacional do TMAE todas as distribuidoras, com exceção da Enel SP, estão sendo avaliadas por metas anuais e apenas a partir de 2026, ou seja, **em nenhum momento na Nota Técnica 181/2025 (Processo 48500.001607/2025-69) cita a necessidade de acompanhamento mensal do TMAE, muito menos especificamente em meses em que tenham ocorrido eventos climáticos extremos.**

147. Apenas a título exemplificativo, a despeito da melhoria significativa apresentada pela Enel SP, observa-se que o TMAE de 760 minutos registrado em dezembro de 2025 — mês em que ocorreu evento cuja severidade e abrangência se mostraram tecnicamente distintas, tanto sob a ótica climática quanto em relação ao percentual de unidades consumidoras afetadas — não representa situação isolada no

setor. Registros de TMAE em magnitude semelhante foram observados, em determinados meses, em outras cinco distribuidoras do Brasil, vide Tabela 5, inclusive com recorrência em alguns casos, evidenciando que ocorrências pontuais de TMAE nessa magnitude podem ocorrer em situações excepcionais sem que isso, por si só, caracterize falha estrutural.

Tabela 5 - Empresas com TMAE mensal > 760 min (12,67 h).

ID	Empresa	Ano	Mês	TMAE
1	EQUATORIAL PI	2025	jan	1187
1	EQUATORIAL PI	2025	mar	995
1	EQUATORIAL PI	2025	fev	914
2	NEO COELBA	2025	jan	878
2	NEO COELBA	2025	fev	785
3	EQUATORIAL MA	2025	fev	785
2	NEO COELBA	2025	dez	784
4	ENERGISA TO	2025	dez	784
1	EQUATORIAL PI	2025	dez	775
2	NEO COELBA	2025	mai	771
5	LIGHT	2025	fev	762
6	ENEL SP	2025	dez	760
1	EQUATORIAL PI	2026	fev	841
3	EQUATORIAL MA	2026	fev	772

148. Dessa forma, não se sustenta tecnicamente a conclusão de existência de falha estrutural no TMAE, tampouco a alegação de manutenção das condições verificadas à época da lavratura do TI. Ao contrário, os dados apresentados evidenciam evolução do TMAE fruto das ações operacionais implementadas, revelando-se desproporcional e desarrazoada a utilização desse fundamento para instauração do presente processo.

E.2.3. Percentual de interrupções com duração superior a 24 horas (Interrupções>24h) – item 226 (iii) do voto condutor

149. A terceira imputação prevista no item 226 do voto diz respeito ao suposto “aumento da quantidade de interrupções com duração superior a 24 horas na concessão”.

150. Como será demonstrado a seguir, essa imputação não procede: ao contrário de haver aumento de tais interrupções, o que há, na verdade, é melhoria substancial de tal indicador.

E.2.3.1. Evolução do indicador Interrupções>24h em perspectiva anual e comparativa setorial

151. Inicialmente, cumpre destacar que, assim como no caso do TMAE, não existe, no âmbito das normas da ANEEL, previsão de meta para o indicador regulatório relativo ao percentual de interrupções superiores a 24 horas.

152. A Figura 11 a seguir apresenta os rankings de clientes interrompidos por mais de 24 horas para os anos de 2024 e 2025 e as barras à direita mostram a evolução específica da Enel SP de 2023 a 2026 (sendo que 2026 mostra o indicador dos últimos 12 meses com a atualização até março). Pela análise da Figura, novamente a Enel SP apresenta avanços quando observada em perspectiva comparativa e evolutiva.

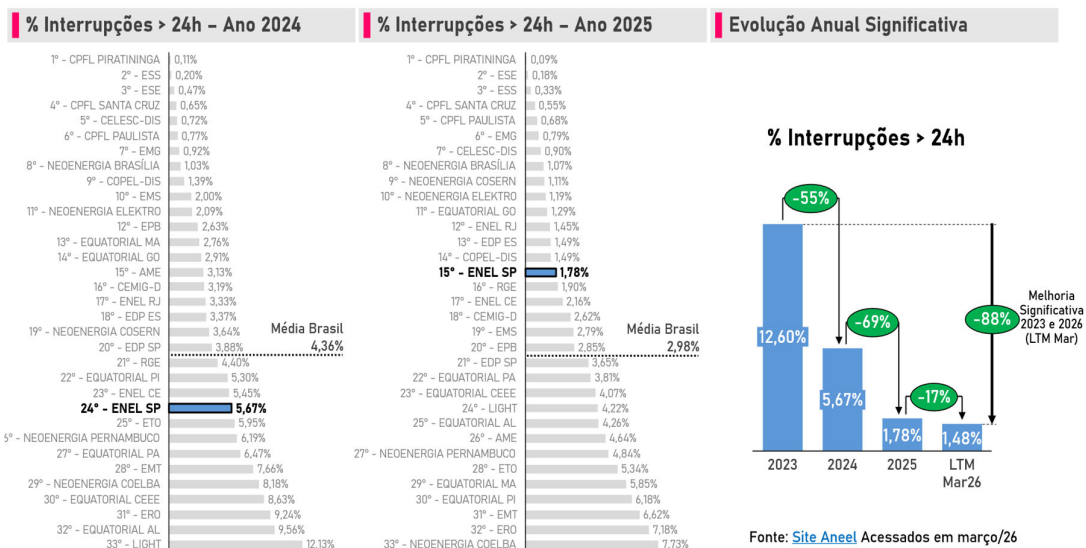


Figura 11 - Ranking e evolução do desempenho do % de interrupções com duração superior a 24 horas

E.2.3.2. Evolução do indicador Interrupções>24h em perspectiva dos conjuntos elétricos e comparativa setorial

153. Com o objetivo de demonstrar a evolução expressiva do indicador de clientes com interrupção superior a 24 horas, reaplicou-se a mesma análise crítica

adotada pela SFT nos Processos nº 48500.007932/2026-16 e nº 48500.008303/2026-11, conforme já exposto na seção referente ao TMAE.

154. Na Figura 12, observa-se redução significativa (80,9%) no número de conjuntos elétricos acima da média Brasil, bem como uma queda ainda mais acentuada (93,5%) quando considerado o critério do percentil 85, passando de 107 conjuntos para apenas 7 conjuntos entre 2023 e 2025. Essa evolução demonstra não apenas o aprimoramento substancial da capacidade operacional da Concessionária, mas também seu reposicionamento em relação ao desempenho setorial, afastando de forma inequívoca qualquer caracterização de inadequação estrutural na prestação do serviço.

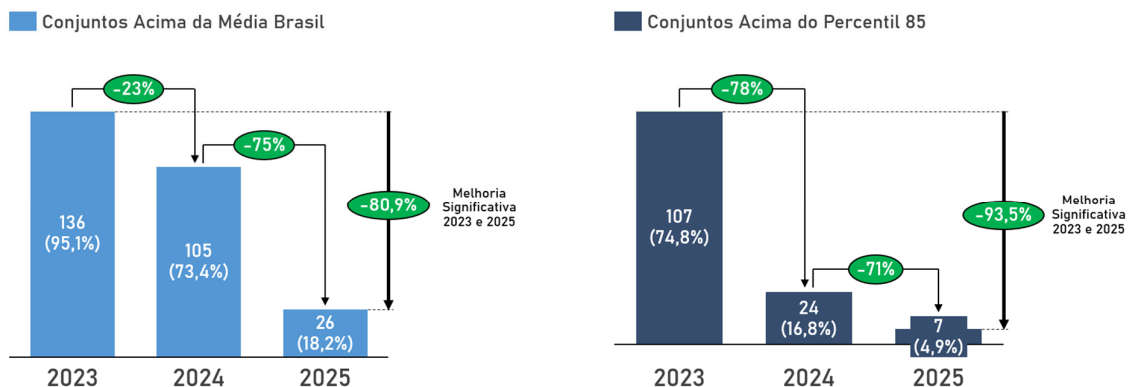


Figura 12 - Evolução do indicador Interrupções > 24h por conjunto Elétrico.

Tabela 6 – Análise Setorial do indicador Interrupções > 24h por conjunto Elétrico – Metodologia dos processos nº 48500.007932/2026-15 e nº 48500.008303/2026-11.

ID	Empresa	Nº Conjuntos	% Interrup >= 24h	Média Brasil % Interrup >= 24h	Percentil 85 Conjuntos	% Conjuntos > Média Brasil	% Conjuntos > Percentil 85
1	Energisa MG	44	0,8%	3,1%	6%	0%	0%
2	NEOELEKTRO	130	1,2%	3,1%	6%	5%	0%
3	CPFL RGE	101	1,9%	3,1%	6%	10%	0%
4	COPEL-DIS	157	1,5%	3,1%	6%	6%	0%
5	CPFL PAULISTA	176	0,7%	3,1%	6%	0%	0%
6	NEO COSERN	59	1,1%	3,1%	6%	0%	0%
7	CPFL PIRATININGA	45	0,1%	3,1%	6%	0%	0%
8	EDP ES	44	1,5%	3,1%	6%	2%	0%
9	Energisa SE	31	0,2%	3,1%	6%	0%	0%
10	CPFL SANTA CRUZ	21	0,6%	3,1%	6%	0%	0%
11	Energisa SS	40	0,3%	3,1%	6%	0%	0%
12	NEO BRASÍLIA	26	1,1%	3,1%	6%	4%	0%
13	CELESC-DIS	121	0,9%	3,1%	6%	3%	1%

ID	Empresa	Nº Conjuntos	% Interrup >= 24h	Média Brasil % Interrup >= 24h	Percentil 85 Conjuntos	% Conjuntos > Média Brasil	% Conjuntos > Percentil 85
14	ENEL RJ	78	1,5%	3,1%	6%	9%	1%
15	EQUATORIAL GO	147	1,3%	3,1%	6%	16%	1%
16	ENEL CE	115	2,2%	3,1%	6%	26%	3%
17	EPB	75	2,9%	3,1%	6%	36%	3%
18	ENEL SP	143	1,8%	3,1%	6%	18%	5%
19	EQUATORIAL AL	47	4,3%	3,1%	6%	79%	6%
20	Energisa MS	61	2,8%	3,1%	6%	36%	8%
21	CEMIG-D	265	2,6%	3,1%	6%	36%	9%
22	EQUATORIAL CEEE	62	4,1%	3,1%	6%	60%	11%
23	EDP SP	50	3,7%	3,1%	6%	48%	12%
24	EQUATORIAL PA	149	3,8%	3,1%	6%	64%	13%
25	Amazonas	30	4,6%	3,1%	6%	33%	20%
26	LIGHT	109	4,2%	3,1%	6%	59%	27%
27	Energisa TO	55	5,3%	3,1%	6%	60%	27%
28	NEO PERNAMBUCO	134	4,8%	3,1%	6%	71%	30%
29	EQUATORIAL MA	98	5,9%	3,1%	6%	76%	52%
30	EQUATORIAL PI	68	6,2%	3,1%	6%	90%	54%
31	Energisa MT	88	6,6%	3,1%	6%	81%	57%
32	NEO COELBA	211	7,7%	3,1%	6%	89%	58%
33	Energisa RO	36	7,2%	3,1%	6%	94%	64%

155. Diante de todas as evidências apresentadas e das informações sintetizadas nas tabelas acima, não se verifica a existência de problema estrutural no indicador interrupções>24h, uma vez que a evolução observada é clara e consistente. Não se sustenta, portanto, a conclusão de persistência de falhas e transgressões apontadas no TI 49, tampouco qualquer alegação de descumprimento do Plano de Recuperação no que se refere a esse indicador.

156. Apenas a título exemplificativo, a despeito da melhoria significativa apresentada, observa-se que o % de interrupções acima de 24 horas de 8,86% registrado em dezembro de 2025 – em evento cuja severidade e abrangência se mostraram tecnicamente distintas, tanto sob a ótica climática quanto em relação ao percentual de unidades consumidoras afetadas – não representa situação isolada no setor. Registros desse indicador em magnitude semelhante foram observados, em determinados meses, em outras 7 distribuidoras do Brasil, inclusive com recorrência em alguns casos, evidenciando que indicadores dessa magnitude podem ocorrer em situações excepcionais sem que isso, por si só, caracterize falha estrutural.

Tabela 7 - Empresas com % Interrup \geq 24h (8,86%).

ID	Empresa	Ano	Mês	% Interrup \geq 24h
1	NEOENERGIA COELBA	2025	jan	11,85%
2	EQUATORIAL PI	2025	jan	10,97%
3	Energisa RO	2025	dez	10,69%
4	Energisa TO	2025	nov	10,37%
5	Energisa MT	2025	nov	9,76%
6	EDP SP	2025	fev	9,73%
3	Energisa RO	2025	jan	9,71%
7	EQUATORIAL MA	2025	jan	9,48%
2	EQUATORIAL PI	2025	mar	9,27%
1	NEOENERGIA COELBA	2025	mai	9,12%
1	NEOENERGIA COELBA	2025	dez	9,12%
2	EQUATORIAL PI	2025	nov	8,98%
8	ENEL SP	2025	dez	8,86%

157. Dessa forma, não se sustenta tecnicamente a conclusão de existência de falha estrutural no indicador de interrupções superiores a 24 horas, tampouco a alegação de manutenção das condições verificadas à época da lavratura do TI. Ao contrário, os dados apresentados evidenciam evolução significativa desse indicador fruto das ações operacionais implementadas, revelando-se desproporcional e desarrazoada a utilização desse fundamento para instauração de processo tendente à recomendação de caducidade.

E.2.4. Percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas (CI>24h)

E.2.4.1. Evolução do indicador CI>24h em perspectiva anual e comparativa setorial

158. Inicialmente, cumpre destacar que não existe, no âmbito das normas da ANEEL, previsão de indicador regulatório formal referente ao percentual de clientes com interrupções superiores a 24 horas (CI>24h). De fato, a regulação vigente — notadamente o PRODIST — estabelece outros indicadores padronizados de qualidade do fornecimento, como DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC, acompanhados de metodologia e limites previamente definidos.

159. De todo modo, ainda que não haja obrigação regulatória que imponha limites ao percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas (CI> 24h), muito menos que o estabeleça como critério objetivo para a abertura de processo tendente à recomendação de caducidade, cumpre destacar que a Enel SP

apresentou evolução significativa de desempenho nesse indicador após o TI 49 em termos anuais e em termos de conjuntos elétricos.

160. A Figura 13 a seguir apresenta os rankings de clientes interrompidos por mais de 24 horas para os anos de 2024 e 2025 e as barras à direita mostram a evolução específica da Enel SP de 2023 a 2026 (sendo que 2026 mostra o indicador dos últimos 12 meses com a atualização até março). Pela análise da Figura, novamente a Enel SP apresenta avanços quando observada o seu desempenho em perspectiva comparativa e evolutiva. A Tabela 8 consolida os avanços do indicador CI>24h da Enel SP.

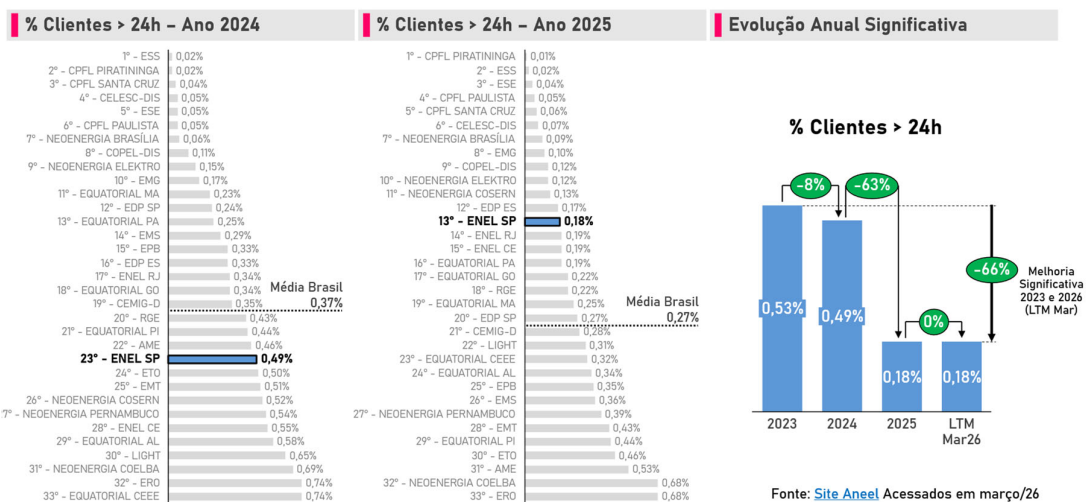


Figura 13 – Ranking e evolução do desempenho do % de clientes interrompidos por mais de 24 horas.

161. A análise setorial do indicador de clientes com interrupção superior a 24 horas (CI>24h) evidencia que a Enel SP se posiciona em patamar competitivo e alinhado às melhores práticas do setor. Com apenas **0,18% de clientes afetados**, a distribuidora apresenta desempenho **melhor que a média nacional (0,27%)**, situando-se no bloco superior entre as concessionárias analisadas.

E.2.4.2. Evolução do indicador CI>24h em perspectiva dos conjuntos elétricos e comparativa setorial anual e comparativa setorial

162. Com o objetivo de demonstrar a evolução expressiva do indicador de clientes com interrupção superior a 24 horas, reaplicou-se a mesma análise crítica adotada pela SFT nos Processos nº 48500.007932/2026-16 e nº 48500.008303/2026-11, conforme já exposto na seção referente ao TMAE.

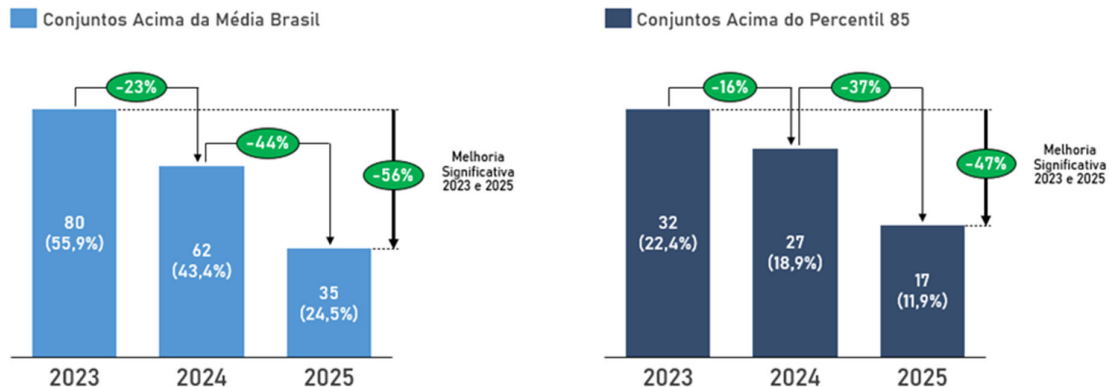


Figura 14 – Análise dos 143 conjuntos da ENEL SP em relação ao indicador de clientes com interrupção superior a 24h (CI>24h), considerando a média nacional e o percentil 85

163. A Figura 14 evidencia a evolução consistente da Enel SP entre 2023 e 2025, demonstrando redução significativa no número de conjuntos com desempenho acima das referências nacionais. Considerando a média Brasil, houve uma redução de 56% no período. De forma semelhante, na análise em relação ao percentil 85, verifica-se redução de 47%.

164. No recorte por conjuntos elétricos, a Enel SP registra 11,9% de seus conjuntos acima do Percentil 85, posição mais favorável do que várias distribuidoras que possuem percentuais de 30% a 50%. Da mesma forma, a Enel SP apresenta 24,48% dos conjuntos acima do média Brasil, novamente em posição mais favorável do que várias distribuidoras, muitas das quais apresentam níveis superiores a 40%, 50% ou até mais de 60%.

165. Essa abordagem adicional reforça que o desempenho da ENEL SP não apenas está **dentro dos padrões setoriais**, como também **supera a média nacional**.

Tabela 8 – Comparativo em relação ao % CI > 24h Brasil e ao Percentil 85 de todas as Distribuidoras – Ano 2025.

ID	Empresa	Nº Conjuntos	% CI >= 24h	Média Brasil % CI >= 24h	Percentil 85 Conjuntos	% Conjuntos > Média Brasil	% Conjuntos > Percentil 85
1	EDP ES	44	0,2%	0,3%	1%	9%	0%
2	CPFL PIRATININGA	45	0,0%	0,3%	1%	0%	0%
3	CPFL SANTA CRUZ	21	0,1%	0,3%	1%	5%	0%
4	ESS	40	0,0%	0,3%	1%	0%	0%
5	CPFL PAULISTA	176	0,1%	0,3%	1%	2%	0%
6	EMG	44	0,1%	0,3%	1%	7%	0%
7	CELESC-DIS	121	0,1%	0,3%	1%	6%	2%
8	COPEL-DIS	157	0,1%	0,3%	1%	9%	2%
9	EDP SP	50	0,3%	0,3%	1%	26%	2%
10	NEO ELEKTRO	130	0,1%	0,3%	1%	8%	2%
11	ESSE	31	0,0%	0,3%	1%	7%	3%
12	NEO BRÁSÍLIA	26	0,1%	0,3%	1%	4%	4%
13	NEOCOSERN	59	0,1%	0,3%	1%	20%	5%
14	ENEL RJ	78	0,2%	0,3%	1%	22%	5%
15	EQUATORIAL PA	149	0,2%	0,3%	1%	13%	5%
16	RGE	101	0,2%	0,3%	1%	24%	6%
17	ENEL CE	115	0,2%	0,3%	1%	23%	6%
18	EQUATORIAL MA	98	0,3%	0,3%	1%	35%	7%
19	EQUATORIAL CEEE	62	0,3%	0,3%	1%	39%	10%
20	ENEL SP	143	0,2%	0,3%	1%	25%	12%
21	EQUATORIAL GO	147	0,2%	0,3%	1%	29%	16%
22	CEMIG-D	265	0,3%	0,3%	1%	39%	18%
23	AME	30	0,5%	0,3%	1%	37%	20%
24	LIGHT	109	0,3%	0,3%	1%	43%	21%
25	EQUATORIAL AL	47	0,3%	0,3%	1%	45%	21%
26	EPB	75	0,4%	0,3%	1%	51%	23%
27	NEO PERNAMBUCO	134	0,4%	0,3%	1%	59%	31%
28	EMS	61	0,4%	0,3%	1%	51%	31%
29	EMT	88	0,4%	0,3%	1%	60%	33%
30	ETO	55	0,5%	0,3%	1%	49%	38%
31	EQUATORIAL PI	68	0,4%	0,3%	1%	71%	38%
32	NEO COELBA	211	0,7%	0,3%	1%	63%	39%
33	ERO	36	0,7%	0,3%	1%	86%	53%

166. Apenas a título exemplificativo, a despeito da melhoria significativa apresentada, observa-se que o % de clientes com interrupção acima de 24 horas – de 0,99% – registrado em dezembro de 2025 – em evento cuja severidade e abrangência se mostraram tecnicamente distintas, tanto sob a ótica climática quanto em relação

ao percentual de unidades consumidoras afetadas – não representa situação isolada no setor. Registros desse indicador em magnitude semelhante foram observados, em determinados meses, em outras 2 distribuidoras do Brasil, inclusive com recorrência em alguns casos, evidenciando que indicadores dessa magnitude podem ocorrer em situações excepcionais sem que isso, por si só, caracterize falha estrutural.

Tabela 9 - Empresas com % CI >= 24h (0,99).

ID	Empresa	Ano	Mês	% CI >= 24h
1	NEOENERGIA COELBA	2025	jan	1,11%
2	Energisa RO	2025	set	1,03%
2	Energisa RO	2025	dez	0,99%
3	ENEL SP	2025	dez	0,99%

167. Dessa forma, não se sustenta tecnicamente a conclusão de existência de falha estrutural no indicador de % de clientes com interrupções superiores a 24 horas, tampouco a alegação de manutenção das condições verificadas à época da lavratura do TI. Ao contrário, os dados apresentados evidenciam evolução significativa desse indicador fruto das ações operacionais implementadas, revelando-se desproporcional e desarrazoada a utilização desse fundamento para a instauração do presente processo.

E.2.5. Indicador de Duração Média das Interrupções (DM)

168. Para uma avaliação complementar e abrangente do desempenho operacional de uma distribuidora — **que não deve ser desconsiderada pela ANEEL** —, podem também ser considerados indicadores que reflitam o resultado efetivo para os consumidores, como a Duração Média das interrupções - DM (apesar de não ser objeto do TI 49). **Ressalte-se que a DM resulta da razão entre os indicadores DEC e FEC**, consagrados como parâmetros objetivos e regulados para a avaliação da prestação do serviço, inclusive para fins de eventual aplicação da sanção mais gravosa, a caducidade, sendo amplamente acompanhados no setor.

169. A Figura 15 apresenta o ranking da DM para 2024 e 2025, bem como a evolução da ENEL SP entre 2023 e 2026 (LTM até mar/26). A análise evidencia melhoria do indicador, tanto em perspectiva comparativa quanto evolutiva.

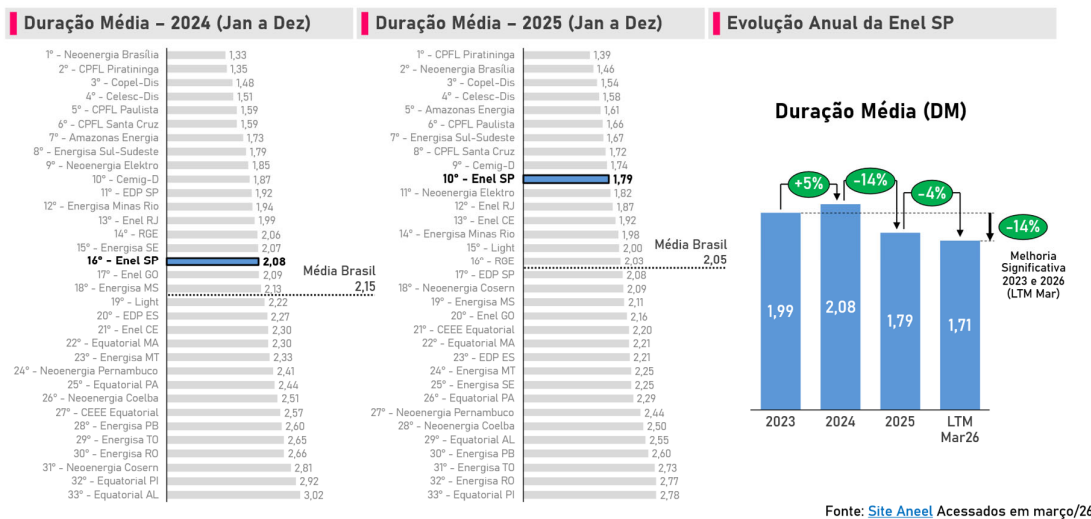


Figura – 15 - Ranking e evolução do desempenho do DM.

170. Em conclusão, não há deficiência nos indicadores da Enel SP, ficando evidente que houve melhoria e reversão das condições verificadas à época da lavratura do TI 49. Os dados deixam clara a evolução da Distribuidora, que se posiciona com resultados melhores do que a média nacional, incluindo os indicadores que fundamentaram a emissão do TI 49. Com relação à argumentação do Voto acerca do desempenho da Enel SP em dezembro de 2025, foi demonstrado que, em diferentes meses do ano, várias outras distribuidoras apresentaram resultados piores, mesmo sem a ocorrência de evento tão severo como aquele enfrentado pela Enel SP (tanto sob a ótica climática quanto em relação ao percentual de unidades consumidoras afetadas).

E.3. Efetividade do Plano de Contingências para eventos climáticos severos: item 226 (iv) do voto condutor

171. A quarta e última imputação contra a Enel SP diz respeito à suposta “ausência de efetividade do plano de contingências para fazer frente a eventos climáticos severos”. Assim como as outras três imputações antecedentes, ela também não procede.

172. Inicialmente, cumpre esclarecer que não havia normas detalhadas sobre planos de contingência aprovadas pela ANEEL aplicáveis quando da ocorrência dos eventos climáticos extremos de novembro de 2023, outubro de 2024 e dezembro de 2025, mas tão-somente disposições esparsas no PRODIST. Disposições mais

detalhadas somente passaram a existir com a edição da REN 1.137/2025, em 21.10.2025, que estabeleceu prazo de implementação de 90 dias para revisão e republicação dos planos de contingência (art. 13, I, da referida REN), o qual se encerrou em 28.01.2026.

173. Assim, nem mesmo em tese é possível se concluir que o Plano de Contingências da Enel SP não foi efetivo em tais eventos climáticos, pois a ANEEL sequer havia estabelecido normas mínimas sobre referidos planos à época da instauração do TI.

174. Com a aprovação do Módulo 4 do PRODIST – Seção 4.11 – Planos de Contingência, por meio da REN 1.137/2025, passaram a ser estabelecidos apenas princípios norteadores, diretrizes e requisitos mínimos para elaboração e implementação desses planos pelas distribuidoras, voltados à resposta a situações emergenciais e à recomposição do serviço.

175. Na Nota Técnica nº 90/2024-STD-SFF/ANEEL³⁹, uma das premissas citadas para um Plano de Contingência é a de “contemplar as fases de **Antecipar, Recuperar e Aprender**. Na etapa de antecipar, são estabelecidos critérios de contingência e monitoramento. A fase de recuperar define critérios de atuação e recomposição do sistema diante de eventos adversos. A etapa de aprender desenvolve uma metodologia para avaliar a eficácia das ações, identificando oportunidades de melhoria”. (grifo nosso)

176. Nesse contexto, o conceito basilar do Plano de Contingência é permitir que as distribuidoras identifiquem riscos, definam ações preventivas e de resposta e mobilizem recursos antecipadamente com o objetivo de **minimizar os impactos** das contingências e assegurar a segurança de colaboradores e da população, bem como contemplar ações preventivas destinadas a aumentar a resiliência do sistema. Ademais, como estabelecido pela própria ANEEL no PRODIST, que trata a “adaptabilidade” dos Planos de Contingência como um de seus princípios norteadores, é natural que Planos de Contingência sejam revistos e robustecidos ao longo do tempo, conforme haja a ocorrência de eventos severos e situações de emergência. Sendo o evento de dezembro de 2025 na área da Enel SP um evento de

³⁹ Processo 48552.004325/2024-00.

características inéditas, como já demonstrado, não há como se julgar a efetividade do Plano de Contingência então em vigor com base exclusivamente nele já que são justamente as características inéditas de tal evento que fazem nascer a obrigação de adaptação do Plano de Contingência.

177. Assim, o Plano de Contingências é um instrumento orientado à capacidade de resposta e mitigação de impactos em cenários adversos, e **não um mecanismo objetivo que assegure a eliminação de interrupções e um percentual baixo de atendimentos improdutivos**, especialmente em eventos climáticos severos e de elevada magnitude.

178. Nesse contexto, não havendo critérios objetivos previamente definidos para aferição de sua efetividade, não se mostra adequado que a ANEEL conclua, de forma subjetiva, pela ineficácia do plano, especialmente para fins de decisão sobre a abertura de processo administrativo tendente à aplicação da penalidade mais grave possível contra um concessionário (isto é, a caducidade).

179. Como se isso não bastasse, ainda que, por hipótese, os atuais princípios, diretrizes e requisitos mínimos do PRODIST fossem aplicáveis quando da ocorrência do evento climático extremo de dezembro de 2025, **mesmo assim não caberia a aplicação de qualquer penalidade contra a Enel SP, pois a Distribuidora os observou.**

180. Nesse sentido, todas as comprovações da aplicação dos princípios norteadores e das diretrizes do Plano de Contingência foram apresentadas durante as fiscalizações realizadas na Enel SP.

181. Destacam-se, a seguir, alguns exemplos implementados no âmbito do Plano de Contingência, decorrentes das ações adotadas e de sua execução:

- +32% de equipes mobilizadas em relação ao Plano de Recuperação;
- ~3x mais equipes em comparação ao evento de 2024 (Dia D);
- +57% de veículos pesados e +180% de veículos totais;

182. À luz da regulamentação da ANEEL, não há evidências técnicas que sustentem a alegação de ausência de efetividade do Plano de Contingência da Enel SP.

183. Em suma, o Plano de Contingência é mero meio criado para se buscar a melhoria dos indicadores em eventos críticos. Portanto, a única forma de

medir sua efetividade é justamente pela verificação dos indicadores da companhia relativos às situações para as quais o Plano de Contingência foi criado. E, no caso da Enel SP, como visto, tais indicadores demonstram não somente a melhoria da atuação da Concessionária com relação a eventos anteriores em sua própria área de concessão, como também que ela está melhor do que a média nacional em todos referidos indicadores.

184. Dessa forma, comprovada está a efetividade das medidas e ações implementadas pela Distribuidora e de seu Plano de Contingências e a ausência da suposta conduta infracional mencionada sob o item 226 (iv) do voto condutor.

185. A seguir, a Enel SP apresenta Tabela 10 resumindo todos os argumentos técnicos apresentados sob os itens acima, os quais comprovam a total improcedência da imputação de todas as condutas supostamente infracionais do item 226 do voto condutor.

E.4. Consolidação dos fatos, evidências e fundamentos técnicos da defesa

186. As tabelas a seguir apresentam, de forma ordenada, a compilação dos fatos, evidências e fundamentos técnicos apresentados anteriormente neste capítulo.

Tabela 10 - Restabelecimento do fornecimento após eventos climáticos severos - Inexistência de critério formal e objetivo definido previamente.

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento Legal	Evidência
O contrato de Concessão nº 162/1998 prevê metas de recuperação após evento climático severo?	Não	Contrato de Concessão 162/1998 (Anexo III)	Nenhuma menção, no Contrato de Concessão, acerca de metas de eficiência de recuperação após eventos climáticos.
Existe norma ou regulamento que define tecnicamente o que é evento climático extremo?	Não	Norma inexistente	Norma inexistente. Normas mencionam apenas situação de emergência.
A REN 1.137/2025, estabelece meta de recuperação em até 24 horas	Não	REN 1.137/2025	Nenhuma menção na Resolução, acerca de metas de eficiência de recuperação após eventos climáticos.

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento Legal	Evidência
após evento climático?			
O Plano de Recuperação solicitado no âmbito do TI nº 49/2024 estabeleceu ou solicitou da Enel SP alguma meta objetiva de recomposição do serviço em até 24 horas?	Não	TI 049/2024 - Item 63	<p>63. O Plano de Recuperação deverá ser encaminhado em até 30 (trinta) dias após o recebimento do Termo de Intimação, devendo contemplar: (i) descrição de forma detalhada das medidas de saneamento, apresentando-se um cronograma que indique as principais datas para as quais estão previstas as ações a serem tomadas pela Concessionária, que serão analisadas quanto à razoabilidade das premissas adotadas; e (ii) previsão dos resultados objetivos a serem alcançados no tocante a reduzir substancialmente o percentual de interrupções com duração superior a 24 horas, a reduzir expressivamente o Tempo Médio de Preparação – TMP e demais parcelas do indicador de Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE e garantir a mobilização de toda a equipe da Distribuidora em até 24h, na hipótese de contingências de nível extremo no sistema de distribuição. O Plano de Recuperação será avaliado tanto em termos de cumprimento de ações quanto de resultados em relação à regularização do serviço de restabelecimento do fornecimento da energia elétrica após interrupções.</p>

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento Legal	Evidência
Percentual de Recuperação em até 24 horas é indicador passível de caducidade?	Não	REN 948/2021 e TCU	<p>“Art. 9º O descumprimento do DECi ou do FECi, isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da <u>penalidade de declaração de caducidade</u> da concessão, nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la.”</p> <p>TC 021.537/2025-9 – Apêndice F (pág. 28) - Diferentemente do que a Aneel apontou na NT 1.056/2024, as RENs 846/2019 e 948/2021 não possuem critérios adicionais, tampouco constam da Agenda Regulatória da Agência atualizações desses normativos, para que haja a definição desses novos critérios.</p>
Existe previsão para regulamentação futura da meta de eficiência para recomposição?	Sim	Voto condutor da deliberação da publicação da REN 1.137/2025	<p>"24. ...o segundo [grupo de temas], de maior complexidade (redes subterrâneas, incentivos econômicos, indicadores de resiliência, avaliação de riscos e monitoramento climático), que seguirá o rito regulatório completo, incluindo AIR."</p>
Novo Contrato de Concessão a ser firmado prevê criação futura de metas de restabelecimento?	Sim	Despacho ANEEL 517/2025 ¹ Cláusula Segunda, §2º, III, do Contrato de Concessão	<p>“CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO</p> <p>Parágrafo Segundo – A ANEEL estabelecerá padrões de continuidade a serem observados pela DISTRIBUIDORA, contemplando, no mínimo:</p> <p>III- metas de eficiência para recomposição do serviço após interrupções motivadas por eventos climáticos extremos.”</p>

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento Legal	Evidência
A Diretoria da ANEEL deliberou sobre esse critério de restabelecimento de no mínimo 80%, analisando os argumentos da Enel SP após sua resposta à NT 254/2024?	Não	N/A	O item 113 do Voto menciona que a Enel SP “ <i>não protocolou outra proposta que alinhasse as inconsistências apontadas pela fiscalização</i> ”. Já o item 138 afirma que “ <i>Já era de conhecimento da Enel SP, desde dezembro de 2024 (Nota Técnica nº 254/2024-SFT/ANEEL), que o percentual mínimo aceitável pela fiscalização para o restabelecimento das UCs em até 24h, seria de 80%</i> ”. Cumpre lembrar que a Enel SP se pronunciou expressamente contra a instituição da meta de recuperação de no mínimo 80% em sua resposta à NT 254/2024. Tais argumentos da Enel SP nunca foram expressamente rechaçados pela Fiscalização e a ANEEL somente se manifestou sobre essa meta quando decidiu instaurar o processo de verificação da inadimplência.
A ENEL SP logrou restabelecer mais de 80% das unidades consumidoras afetadas por eventos climáticos severos em menos de 24h em todos os dias, incluindo os dias de emergências supervenientes ao TI 49?	Sim	Norma inexistente	A Enel SP realizou investimentos de R\$ 6,2 bilhões entre 2024 e 2026, além de implementar medidas operacionais destinadas a aumentar a robustez e a resiliência do sistema de distribuição da concessão, aprimorando sua capacidade de resposta tanto nas operações diárias quanto em eventos climáticos. Esse esforço da companhia gerou resultados: após o evento climático extremo de dezembro de 2025, a Enel SP restabeleceu o serviço em 80,2% em 24 horas.
Existe, na regulamentação aplicável, meta ou prazo máximo definido para a recomposição total dos clientes após situações de emergência ou	Não	Norma inexistente	Nenhuma menção no PRODIST

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento Legal	Evidência
eventos climáticos severos?			
A quantidade de eventos na área de concessão da Enel SP que demandaram prazo igual ou superior a 6 dias para o restabelecimento total do fornecimento de energia é discrepante em relação à média observada no setor elétrico brasileiro?	Não	Norma inexistente	A Enel SP apresenta desempenho operacional adequado à severidade imposta pelos eventos climáticos e à complexidade de sua área de concessão. A Enel SP é significativamente melhor do que a média Brasil e há várias outras empresas com desempenho pior.
A quantidade de clientes restabelecidos em prazo igual ou superior a 6 dias da ENEL SP é discrepante da média Brasil?	Não	Norma inexistente	A Enel SP apresenta desempenho operacional adequado à severidade imposta pelos eventos climáticos e à complexidade de sua área de concessão. A Enel SP é significativamente melhor do que a média Brasil e há várias outras empresas com desempenho pior.

Tabela 11 -TMAE, % Interrupção e % Cliente interrompido (CI) superior a 24 horas - Cumprimento do Plano de Recuperação; correção estrutural das falhas e transgressões apontadas no TI 49; e ausência de violação às normas e regulamentos da ANEEL.

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento	Evidência
As normas da ANEEL estabelecem limites regulatórios objetivos para o TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h aplicáveis a todas as distribuidoras?	Não	PRODIST – Módulos 1 e 8	O PRODIST estabelece limites para diversos indicadores de qualidade. Contudo, ao estruturar a regulamentação, o regulador definiu o TMAE e suas parcelas, mas optou por não fixar limites objetivos . Não há qualquer menção nas normas da ANEEL para os indicadores Interrupção>24h e CI>24h.

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento	Evidência
<p>O acompanhamento e monitoramento do TMAE pela ANEEL é realizado de forma padronizada, uniforme e isonômica para todas as distribuidoras do setor elétrico brasileiro?</p>	Não	<p>PRODIST, que somente prevê o TMAE e seus componentes, mas sem prever metas.</p>	<p>Não existe padronização nem isonomia. Vide lista não exaustiva:</p> <p>Processos nº 48500.007932/2026-15 e nº 48500.008303/2026-11: Aplicação do TMAE por conjuntos avaliando com a média Brasil e percentil 85.</p> <p>Processos Fiscalizatórios Punitivos convertidos em Fiscalização Responsiva com os seguintes Termo de Arquivamento – TA: TA nº: 009/2024-SFT (Processo 48500.000643/2024-24); TA nº 008/2024-SFT (Processo 48500.006156/2023-94); TA nº 001/2025-SFT (processo 48500.001607/2025-69)</p> <p>Planos de Resultado Nacional de Atendimento Emergencial, avaliados e instituídos pela SFT para as distribuidoras, com metas anuais aprovadas a partir de 2026 por meio da Nota Técnica nº 181/2025-SFT/ANEEL (Processo 48500.001607/2025-69)</p>
<p>O TI previa quais resultados objetivos a Distribuidora deveria atingir para o TMAE, o % Interrupção > 24h e o CI > 24 h para o caso de ocorrerem eventos climáticos severos?</p>	Não	<p>TI 049/2024</p>	<p><i>(ii) previsão dos resultados objetivos a serem alcançados no tocante a <u>reduzir substancialmente o percentual de interrupções com duração superior a 24 horas, a reduzir expressivamente o Tempo Médio de Preparação – TMP e demais parcelas do indicador de Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE.</u></i></p> <p><i>Segundo o TI, o Plano de Recuperação deveria “considerar o horizonte máximo de até 90 (noventa) dias após o recebimento do Termo de Intimação para execução das ações e alcance dos resultados”.</i></p>

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento	Evidência
Há evidência de deterioração estrutural do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h da ENEL SP após emissão do TI?	Não, pelo contrário.	Nota Técnica nº 166/2025, Figuras 8 a 14 apresentadas anteriormente e demais documentos do Processo 48500.903331/2024-7	Dados históricos mostram evolução significativa e sinalizam uma mudança positiva estrutural e a efetividade das ações operacionais.
A análise do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h deve ser realizada de forma isolada, sem considerar a severidade e abrangência dos eventos climáticos?	Não	PRODIST Módulos 1 e 8	Os indicadores foram concebidos como instrumento de acompanhamento da capacidade operacional da concessionária ao longo do tempo, e não para mensurar, de forma isolada, o desempenho da distribuidora somente em eventos climáticos extremos. Tampouco na norma foi instituído parâmetro de limite de 24 horas para o restabelecimento.
A análise restrita ao mês de dezembro de 2025 permite concluir, com segurança técnica, pela existência de falha estrutural?	Não	PRODIST Módulos 1 e 8 e Plano Nacional do TMAE	A análise isolada de dezembro de 2025, marcado por evento climático extremo, não permite concluir tecnicamente pela existência de falha estrutural, sendo necessária avaliação histórica, contextualizada e comparativa dos indicadores da concessão. De toda forma, em diferentes meses do ano, várias outras distribuidoras apresentaram resultados piores, mesmo sem a ocorrência de evento tão severo como aquele enfrentado pela Enel SP.
ENEL SP apresentou redução consistente do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h após o Plano de Recuperação, indicando tendência estrutural de melhoria?	Sim	Carta Enel SP 132-2026-RB e demais documentos do Processo 48500.903331/2024-7 construídos com dados da própria ANEEL.	A série histórica de 2023, 2024, 2025 e LTM 2026, conforme demonstrado ao longo do processo e do presente documento, evidencia redução significativa dos indicadores, tanto em bases anuais quanto nas análises por conjuntos elétricos.

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento	Evidência
Há, na ANEEL, algum relatório de fiscalização de 2026 que avalie o TMAE de outras distribuidoras em 2025?	Sim	Relatório de Fiscalização nº7/2026 (48500.007932/2026-15 e RF 8/2026 48500.008303/2026-11:), que usa a metodologia por conjuntos elétricos	Item 11 RF 7/2026 - Na ação fiscalizadora foi constatado que a Distribuidora não prestou um serviço adequado no que diz respeito aos atendimentos às ocorrências emergenciais aos seus consumidores finais, superando valor 10,35 horas do TMAE BRASIL em 61% dos seus conjuntos elétricos. Item 11 RF 8/2026 - Na ação fiscalizadora foi constatado que a Distribuidora não prestou um serviço adequado no que diz respeito aos atendimentos às ocorrências emergenciais aos seus consumidores finais, superando valor 10,35 horas do TMAE BRASIL em 50% dos seus conjuntos elétricos.
O desempenho da ENEL SP em 2025 superou (melhor) a média nacional do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h?	Sim	Figuras 8, 10, 11, 12, 13 e 14 apresentadas anteriormente e demais documentos do Processo 48500.903331/2024-7 construídos com dados da própria ANEEL.	Melhor do que a média nacional seja na análise anual seja na análise por conjuntos elétricos.
ENEL SP apresentou evolução expressiva do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h?	Sim	Figuras 8, 11 e 13 apresentadas anteriormente e demais documentos do Processo 48500.903331/2024-7 construídos com dados da própria ANEEL.	A Enel SP apresentou evolução expressiva dos indicadores dos indicadores TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h, com reduções de 50%, 88% e 66%, respectivamente, evidenciando melhoria estrutural da capacidade operacional e da resposta da distribuidora.
ENEL SP apresentou evolução no ranking nacional do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h?	Sim	Figuras 8, 11 e 13 apresentada anteriormente e demais documentos do Processo 48500.903331/2024-7 construídos com dados da própria ANEEL.	A Enel SP apresentou evolução nos indicadores TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h, com avanço de 6, 8 e 10 posições, respectivamente, entre 33 distribuidoras de grande porte. Para os três indicadores, a Enel SP tem desempenho melhor do que

Pergunta	Resposta	Base/ Fundamento	Evidência
			a média nacional e se posiciona em um bloco superior no Ranking.
A ENEL SP apresentou evolução expressiva dos indicadores TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h nos conjuntos elétricos de 2023 a 2025?	Sim	Figuras 10, 12 e 14 apresentadas anteriormente em analogia ao RF 7/2026/SFT e ao RF8/2026/SFT	Com base no critério da SFT, a Enel SP apresentou redução significativa do percentual de conjuntos elétricos críticos (acima do Percentil 85), chegando a valores residuais de 3,5%, 4,9% e 11,9%, respectivamente para os indicadores TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h.
A melhoria do TMAE, % Interrupção > 24h e CI > 24 h pode ser associada a medidas operacionais adotadas no Plano de Recuperação?	Sim	Nota Técnica nº 166/2025 e Documentos do Processo 48500.903331/2024-7;	Resultados indicam relevante melhoria após implantação do Plano de Recuperação. Melhoria ano a ano e por conjunto elétrico (incluindo primeiros meses de 2026). Ainda que as atuais regras do PRODIST não estivessem em vigor na ocorrência do evento de dez/2025, a Enel SP as observou (comprovações apresentadas nas fiscalizações realizadas pela ANEEL e ARSESP). No evento de dez/2025, Enel SP teve relevante aumento e quantitativos expressivos na mobilização de equipes, de veículos pesados e de veículos totais.
Houve efetividade do Plano de Contingências da Enel SP do TI?	Sim	Documentos do Processo 48500.903331/2024-7, em especial as Cartas Enel SP 086 e 132-2026-RB	De forma geral, a efetividade do Plano de Contingência foi comprovada, pois Enel SP restabeleceu, em menos de 24h, mais de 80% das UCs afetadas por eventos em todos os dias supervenientes ao TI 49.

F. Aspectos jurídicos que impedem a recomendação de caducidade

F.1. Aspectos decorrentes das questões técnico-regulatórias

187. De todos os aspectos fático-regulatórios anteriormente apresentados, extraem-se as seguintes perspectivas jurídicas relevantes a serem consideradas, capazes de obstar a recomendação de declaração de caducidade.

F.1.1. Inexistência de critério objetivo e métrica definida para avaliação da atuação da Concessionária em relação aos eventos objeto deste processo

188. Como visto, não há nenhum indicador objetivo que estabeleça metas ou limites para: (i) o restabelecimento do fornecimento de energia após eventos climáticos severos; (ii) o tempo médio de atendimento às ocorrências emergenciais; (iii) as interrupções com duração maior que 24 horas; (iv) o percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas; nem (v) o cumprimento do plano de contingências para essas situações.

189. Tal inexistência foi inclusive reconhecida na abertura da Consulta Pública 32/2024, instaurada justamente no contexto do aumento da frequência e da severidade dos eventos climáticos extremos, e que resultou na aprovação da REN ANEEL 1.137/2025. Constou do voto da Diretora Relatora menção à “ausência de um indicador limite para as interrupções ocorridas em Situação de Emergência”.⁴⁰

F.1.1.1. Exigência de legalidade

190. O Despacho nº 1.214/2026 indica que os seguintes dispositivos legais, regulamentares e contratuais teriam sido supostamente violados pela Enel SP:

- e)1) Cláusula Segunda do Contrato de Concessão nº 162/98-ANEEL;
- e)2) art. 6º., §1º c/c art. 31, incs. I e IV da Lei 8.987, de 1995;
- e)3) art. 38, §1º, incs. I, II e VI da Lei 8.987, de 1995; e
- e)4) art. 20, incs. I, II e VI, "a" da REN nº 846, de 2019;

191. Conforme se passará a demonstrar, a Enel SP não violou nenhum dos dispositivos citados acima.

⁴⁰ Voto da Diretora Agnes Costa nos processos SEI ANEEL 48500.006650/2023-59 (item 125) e 48500.002288/2024-28 (item 125).

F.1.1.2. Cláusula Segunda do Contrato de Concessão e arts. 6º e 31 da Lei nº 8.987/1995 (Itens e)1) e e)2) do Despacho nº 1.214/2026)

192. Tanto a Cláusula Segunda do Contrato de Concessão como os artigos 6º e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987/1995 tratam genericamente da obrigação da Distribuidora de prestar um serviço adequado e de cumprir as normas contratuais e regulamentares. Entender que a citação genérica a esses dispositivos seria fundamento suficiente para se recomendar a abertura de processo tendente à recomendação de caducidade seria o mesmo que invocar como fundamento suficiente para a condenação por um crime a regra de que todo o cidadão deve agir conforme a lei, mas não indicar qual lei e como tal que não teria sido desrespeitada por dito cidadão.

193. E no presente caso, conforme será demonstrado a seguir, a Enel SP não desrespeitou nenhum dos parâmetros definidores de serviço adequado previstos na regulamentação nem qualquer outra norma legal, regulamentar ou contratual sobre a qualidade do serviço.

F.1.1.3. Definição do serviço adequado

194. A Lei 8.987/1995, em seu art. 6º, §1º, define o serviço adequado em termos amplos – regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade tarifária.⁴¹ Trata-se, contudo, de definição que orienta a atuação do concessionário e fornece parâmetro interpretativo ao regulador, mas que é insuficiente, por si só, para embasar a sanção máxima do regime.⁴²

195. O Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO⁴³ já assentou em sede doutrinária:

⁴¹ No plano regulatório, a REN ANEEL 1.000/2021, que disciplina a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, reproduz em seu art. 4º, §1º o conceito de serviço adequado consagrado na Lei 8.987/1995.

⁴² Por força do princípio da especialidade, a definição de serviço adequado relevante para fins de aferição de inadimplemento contratual e recomendação de caducidade é exclusivamente aquela do art. 6º, §1º, da Lei 8.987/1995, integrada à regulação setorial específica (REN 846/2019 e REN 948/2021). Conceitos de "serviço adequado" extraídos de outros diplomas – como o art. 22 do CDC – disciplinam relação jurídica diversa (de consumo) e não podem ser invocados como fundamento autônomo para a sanção máxima do regime concessório, sob pena de desvio do regime de tipicidade aplicável às concessões.

⁴³ Na Reunião Pública Ordinária da ANEEL de 7.4.2026, foram invocados na discussão do presente processo os itens 46 a 48 do parecer do Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO à ABRADÉE (Processo SEI

Adequação é conceito indeterminado, incumbindo ao Estado precisá-lo diante da situação concreta, inclusive para assegurar o controle na prestação do serviço. Dito conceito não retrata opções subjetivas nem avaliações irracionais por parte do Estado ou do usuário. **Devem ser estabelecidos parâmetros objetivos de avaliação da qualidade do serviço, que variarão em função da natureza do serviço e das circunstâncias de sua prestação.** Se for o caso, aplicar-se-ão as regras técnico-científicas apropriadas. (...)

Não se admitirá imputação de inadequação ou deficiência se não foram estabelecidos critérios objetivos. Nem teria cabimento avaliação subjetiva e personalíssima, proveniente de usuário ou agente público, acerca da qualidade do serviço.⁴⁴ (grifou-se)

196. O Contrato de Concessão replicou a definição da Lei sem incluir regras objetivas e específicas para aferição da prestação do serviço para fins de adimplemento contratual. Como visto acima, a Cláusula Segunda somente estabelece genericamente que a Distribuidora “*observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL*” e “*obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas*”.

197. E, no ponto específico que interessa a este processo que é o ponto sobre a qualidade do serviço, a Cláusula Segunda, em sua Décima Quinta Subcláusula remeteu expressamente aos “**critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço**, nos termos da legislação específica e deste Contrato”.

198. E o Contrato, à época em que assinado, previa expressamente em seu Anexo III, quais os parâmetros definidores da qualidade do serviço (à época DEC,

48500.014437/2025-82) para sustentar suposta contradição com a tese da Enel SP. A leitura, contudo, é seletiva: conjugada com os itens 52 e seguintes, conduz precisamente ao oposto, reforçando a tese desta Concessionária. Isso porque, embora os itens 46 a 48 reconheçam que “serviço adequado” é conceito indeterminado, os itens subsequentes assentam que (i) a redação genérica do art. 6º da Lei 8.987 “não permite extrair-se parâmetros definidos e precisos”, cabendo ao instrumento próprio concretizá-los (item 53); e (ii) “não se admitirá imputação de inadequação ou deficiência se não foram estabelecidos critérios objetivos” (item 55). A indeterminação do conceito, portanto, não autoriza juízo subjetivo pela Agência – ao contrário, é precisamente o que torna indispensável sua concretização normativa prévia por critérios objetivos, exatamente como aqui sustentado.

⁴⁴ JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviço Público*. São Paulo: Dialética, 2003, p. 308-309.

FEC, TMA e FMA, dentre outros). Tais parâmetros foram sendo aprimorados pela regulamentação superveniente como também expressamente previsto sob a Cláusula Segunda (caput e Subcláusula Décima Quinta) e hoje consistem justamente nas metas de DEC e de FEC conforme será visto detidamente mais a frente.

199. **Vê-se assim que o Contrato de Concessão não confere discricionariedade ilimitada à Agência:** condiciona a aferição à existência prévia de tais parâmetros normativos. Afinal, sem critério objetivo previamente estabelecido em norma e incorporado ao regime contratual, não há tipo sancionatório capaz de fundamentar a recomendação de caducidade, sob pena de violação ao art. 5º, XXXIX, da CF/88.

200. Sobre a necessidade de tipificação no direito administrativo sancionador, FABIO MEDINA OSÓRIO afirma que:

A ilicitude, nesse passo, é formalmente afirmada pelo tipo que prevê o modelo de conduta proibida. Não há ilicitude capaz de autorizar a incidência da norma sancionadora, se não houver um tipo prevendo a expressa proibição desse comportamento.⁴⁵

201. Não há como sequer cogitar a recomendação de caducidade diante da ausência de estipulação de parâmetros normativos prévios que caracterizem inequivocamente o ilícito, sendo inadmissível a utilização de quaisquer outros parâmetros para tal finalidade.

F.1.1.4. Entendimento do TCU e da AGU

202. Esse entendimento foi consolidado pelo TCU em manifestação reiterada e específica sobre o setor elétrico. **No Acórdão 2.253/2015**, o TCU registrou, com clareza inequívoca, a necessidade de parâmetros objetivos definidos previamente para a aferição do serviço adequado:

9.7. determinar à Aneel e ao MME, em atenção ao que prescrevem o art. 6º da Lei 8.987/1995 e o art. 7º da Lei 12.783/2013, que:

9.7.2 mantenham os critérios objetivos previstos no Decreto 8.461/2015, **ensejadores da extinção da concessão, ao longo de todo o período de vigência contratual, com o objetivo de aumentar as garantias de prestação do serviço**

⁴⁵ OSÓRIO, Fabio Medina. Direito Administrativo Sancionador. 9ª Edição. São Paulo: Thompson Reuters Brasil, 2023, p. 296.

adequado e de reduzir eventual tempo de exposição do consumidor ao serviço inadequado.⁴⁶ (grifou-se)

203. No Acórdão 2.520/2015, que julgou os embargos de declaração opostos contra o acórdão acima, o TCU aprofundou a análise, recomendando à ANEEL e ao MME a fixação de parâmetros objetivos vinculantes:

9.1.1 esclarecer à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e ao Ministério de Minas e Energia (MME) que a determinação exarada no **item 9.7.2 do Acórdão 2.253/2015-Plenário obriga a Agência e o MME a estabelecerem critérios objetivos que mensurem a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado e à gestão econômico-financeira, que, caso infringidos, ensejarão o início automático da caducidade da concessão**; nesse sentido, devem ser definidos pelo regulador, antes do início de períodos preferencialmente quinquenais, os indicadores, os critérios, as metodologias de cálculo e os valores limites, bem como as metas anuais e as regras que irão acionar o processo de caducidade antes e ao final do referido ciclo.⁴⁷ (grifou-se)

204. E nem poderia ser diferente: a discricionariedade administrativa, no exercício do poder sancionatório sobre concessões, deve ter limites objetivos previamente definidos, sob pena de consistir em arbitrariedade ou discriminação entre concessionárias. Está correta a posição do TCU, que vincula, na medida de sua autoridade institucional, a atuação da própria ANEEL.

205. Sobre o tema, cabe indicar que a 3ª Diretoria da Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (“AudElétrica”) do TCU apresentou o Relatório de Inspeção, de 12.09.2024, relativo à Fiscalização 90/2024, que avaliou, dentre outros pontos, a possibilidade de aplicação da penalidade de caducidade à Distribuidora.

206. Nesse documento, a AudElétrica indicou que a ANEEL regulamentou o processo de caducidade das concessões de distribuição no âmbito do Módulo VIII da REN ANEEL 948/2021, estabelecendo critérios objetivos para declaração de caducidade, que estariam relacionados “[a]o descumprimento do DECI ou do FECi, isoladamente ou em conjunto, por três anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos”.⁴⁸

⁴⁶ TCU, Acórdão 2.253/2015, Plenário, Rel. Min. JOSÉ MÚCIO MONTEIRO, j. 09.09.2015.

⁴⁷ TCU, Acórdão 2.520/2015, Plenário, Rel. Min. JOSÉ MÚCIO MONTEIRO, j. 14/10/2015.

⁴⁸ Processo TC 037.796/2023-2, peça 64, p. 29.

207. Diante disso, a AudElétrica, naquela oportunidade, reconheceu que a Enel SP não se encaixava nos critérios objetivos para a abertura de processo de caducidade, *verbis*:

115. Assim, tendo como base a avaliação do dispositivo supracitado, juntamente com todas as análises sobre a qualidade dos serviços e sobre a saúde econômico-financeira da empresa realizadas no tópico anterior, **pode-se concluir que a Distribuidora não se encaixou nos critérios objetivos para a abertura do processo administrativo punitivo voltado à penalidade de declaração de caducidade**, uma vez que não restou caracterizado descumprimento do DECI ou do FECI, isoladamente ou em conjunto, por três anos consecutivos, conforme mostrado nos Gráficos 9 e 10, ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos, como exposto no parágrafo 114.⁴⁹ (grifou-se)

208. Nesse mesmo sentido, o Parecer 163/2024/CONJUR-MME/CGU/AGU (que embasou a exposição de motivos do Decreto 12.068/2024⁵⁰) foi explícito quanto aos critérios que atualmente definem o inadimplemento contratual:

24. Caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL a definição dos critérios mínimos (art. 4º, XVI) e independentes (art. 2º, § 4º) para verificação da prestação do serviço adequado relativos à eficiência (art. 2º, §§ 1º, 2º e 3º):

i) da continuidade do fornecimento, a partir de indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica; e

ii) da gestão econômico-financeira, a partir de indicador que ateste a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável.

25. Destaque que esses [DEC e FEC e gestão econômico-financeira] são os mesmos critérios empregados atualmente pela ANEEL para identificar a falta de cumprimento contratual da concessionária, resultando eventualmente na abertura do processo administrativo punitivo para aplicar a penalidade de declaração de caducidade da concessão. Assim, o uso desses indicadores regulatórios tende evitar maiores debates sobre sua relevância e precisão, contribuindo para segurança na tomada de decisão administrativa. (grifou-se)

209. Essa orientação da AGU leva a duas conclusões: (i) os critérios objetivos para fins sancionatórios são somente os estabelecidos na norma vigente com a finalidade de aferir (in)adimplemento contratual, e (ii) os critérios constantes de instrumentos regulatórios destinados a outras finalidades – como monitoramento de performance, planos de resultado voluntários, regulação prospectiva – não podem ser convertidos em critérios sancionatórios sem norma específica.

⁴⁹ Processo TC 037.796/2023-2, peça 64, p. 30.

⁵⁰ Processo SEI MME 48300.000990/2022-41, de 16.5.2024.

210. Trata-se de distinção estrutural, cuja inobservância configura desvio de finalidade, conforme o art. 2º, parágrafo único, “e”, da Lei 4.717/1965.

F.1.1.5. DEC e FEC: únicos critérios de inadimplemento para fins de caducidade

211. DEC e FEC são, exclusivamente, os indicadores que, por norma específica (Módulo VIII, art. 9º, da REN 948/2021⁵¹) aferem a prestação do serviço adequado em relação à qualidade para fins de adimplemento contratual e aplicação da sanção mais gravosa, que é a recomendação de caducidade.

212. O Módulo 8 do PRODIST disciplina esses indicadores com metas vinculantes por unidade consumidora, por conjunto elétrico e por concessionária, com finalidade sancionatória. Em consonância com isso, as Subcláusulas Décima Quinta⁵² a Décima Oitava⁵³ da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão vinculam a aferição da qualidade aos indicadores e metas regulatórias, sendo DEC e FEC os indicadores efetivamente vinculantes. Daí a integração entre o contrato e o regulamento setorial, na exata forma reconhecida pela AGU.

213. Nesse sentido, destaca-se o trecho do voto do i. Diretor-Geral ao aprovar a REN 896/2020-ANEEL, que elegeu os indicadores de DEC e FEC como critérios para mensuração da qualidade do serviço para instaurar processo de caducidade da concessão, e que hoje constam da REN 948/2021-ANEEL:

(...) ao sinalizar com clareza e antecedência as dimensões FUNDAMENTAIS a serem monitoradas, o regulador permite que as concessionárias entendam e se

⁵¹ “Art. 9º. O descumprimento do DECI ou do FECI, isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la. Parágrafo único. Para as concessionárias cujos contratos de concessão contenham cláusulas objetivas relacionadas à caducidade, o relatório de comunicação de falhas e transgressões em relação à legislação e ao contrato de concessão, apresentado pela ANEEL, não concederá prazo prospectivo para a regularização definitiva dos indicadores e critérios de eficiência definidos no *caput*, sendo assegurada tal prerrogativa para as demais concessionárias”.

⁵² “A CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter ou melhorar o nível de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação específica e deste Contrato.”

⁵³ “Décima Oitava Subcláusula – Pela inobservância dos padrões de qualidade estabelecidos nos termos do Anexo III a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização da ANEEL conforme disposto no mesmo anexo, as quais serão recolhidas em favor: I - do consumidor diretamente envolvido, quando da violação de padrões de qualidade de caráter individual; II - do PODER CONCEDENTE, quando da violação de padrões de qualidade de caráter coletivo.”

adequem aos incentivos postos, trazendo estabilidade e previsibilidade sobre a atuação do regulador. Trata-se de um COMPROMISSO DE LONGO PRAZO e de mão dupla, na medida em que assegura a continuidade das concessões, desde que haja adequação do serviço EM SUAS DIMENSÕES MAIS RELEVANTES.⁵⁴ (grifou-se)

214. Tais indicadores foram cumpridos pela Enel SP, conforme se verifica objetivamente dos dados apurados em comparação com os limites regulatórios:

Ano	DEC apurado	Limite DEC	FEC apurado	Limite FEC	Resultado
2021	6,77	7,34	3,63	5,08	Cumprido
2022	6,36	7,24	3,4	4,92	Cumprido
2023	6,77	7,11	3,4	4,89	Cumprido
2024	6,68	7,1	3,2	4,88	Cumprido
2025	6,83	6,93	3,82	4,73	Cumprido

215. Não se verifica, portanto, descumprimento de DECI ou FECI por três anos consecutivos, tampouco transgressão do critério de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos – únicos requisitos do art. 9º da REN 948/2021 para caracterização da inadimplência contratual. O fato é incontroverso e está documentado nos autos (Cartas Enel SP 095-2025-RB e 158-2026-RB, bem como seus respectivos anexos)⁵⁵.

F.1.1.6. Inexistência de norma posterior com critérios alternativos

216. Examinada a evolução normativa do setor desde 2015 (do Decreto 8.461/2015 ao Decreto 12.068/2024),⁵⁶ verifica-se que nenhuma norma posterior trouxe critérios alternativos para fins de caracterização de inadimplemento contratual ou de recomendação de caducidade. A regulação setorial, até o presente momento,

⁵⁴ Voto no processo 48500.000367/2019-37, que originou a REN 896/2020.

⁵⁵ Essas cartas constam no Processo SEI nº 48500.010908/2025-83. Nesse mesmo processo, consta a Nota Técnica Conjunta 44/2025-SCE-SFF-STR/ANEEL que conclui que a Enel SP "cumpriu e atendeu todas as condicionantes estabelecidas no Decreto nº 12.068, de 2024, para a prorrogação da concessão de distribuição".

⁵⁶ Esse mesmo entendimento se confirma na evolução do tratamento regulatório do tema. A matéria foi disciplinada, em sua origem, pela REN ANEEL 63/2004 e suas alterações posteriores e, na sequência, pela REN ANEEL 948/2021 – sem que, em nenhuma dessas etapas, os critérios objetivos de aferição do serviço adequado para fins sancionatórios tenham sido modificados.

consolidou DEC e FEC como referência para a qualidade do serviço, sem inovar em critérios sancionatórios alternativos ou cumulativos.⁵⁷

217. O Decreto 12.068/2024, que regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, apesar de ter contemplado a necessidade de previsão de cláusula contratual específica com a “*definição de metas de eficiência na recomposição do serviço, após eventos climáticos extremos*” (art. 4º, VII), não estabeleceu critérios objetivos a serem observados em tais casos extremos.

218. Longe de inovar, o Decreto confirmou os indicadores DEC e FEC e, no que interessa à discussão dos autos, reservou a fixação de novos critérios que impliquem abertura de processo de caducidade apenas para os contratos após a renovação, condicionando-a à prévia Análise de Impacto Regulatório, à Consulta Pública e à carência de três anos.

219. Em seu art. 5º, o decreto estabelece que, sob os novos contratos de concessão, somente poderiam ser estabelecidos “*critérios adicionais ou requisitos mais restritivos para a abertura de processo de caducidade*” (além daqueles atualmente previstos sob a REN ANEEL 948/2021) **após** a realização de processo de consulta pública e da elaboração de análise de impacto regulatório e a observância de carência mínima de três anos. Os termos da norma não poderiam ser mais claros:

Art. 5º (...)

§1º A minuta do termo aditivo ao contrato de concessão deverá prever a **possibilidade de a Aneel definir critérios adicionais ou requisitos mais restritivos que impliquem a abertura de processo de caducidade** com vistas a propiciar que as concessionárias prestem o serviço público de distribuição de energia elétrica compatível com a realidade tecnológica, regulatória e comercial do setor elétrico durante toda a vigência do contrato de concessão.

§2º **A aplicação do disposto no § 1º deverá ser precedida de processo de consulta pública, elaboração de análise de impacto regulatório e carência mínima de três anos** para início da vigência da apuração de qualquer critério adicional ou requisito mais restritivo que venha a ser definido pela Aneel.

§3º O disposto neste artigo aplica-se inclusive para fins de antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 10. (grifou-se)

⁵⁷ O próprio Decreto 12.068/2024 foi precedido de análise da Advocacia-Geral da União, que reconheceu a juridicidade e a suficiência dos critérios objetivos nele estabelecidos — DEC/FEC e gestão econômico-financeira — como parâmetros aptos a aferir a prestação do serviço adequado (PARECER nº 163/2024/CONJUR-MME/CGU/AGU), na forma do art. 6º, §1º, da Lei nº 8.987/1995. Tais critérios, ademais, foram reputados pelas Notas Técnicas nº 14/2023/SAER/SE e nº 19/2023/SAER/SE do MME como idênticos àqueles aplicáveis para fins de aferição da inadimplência contratual, o que reforça a ausência de critérios sancionatórios alternativos no ordenamento setorial.

220. Contudo, tais parâmetros dependem de regulamentação posterior e, até o momento, sequer houve a instauração do devido processo de consulta pública pela ANEEL.

221. Por sua vez, a minuta de contrato aprovada pelo Despacho 517/2025-ANEEL, de fevereiro de 2025, tampouco estipula tais critérios objetivos.

Parágrafo Segundo – A ANEEL estabelecerá padrões de continuidade a serem observados pela DISTRIBUIDORA, contemplando, no mínimo:

- I. o cumprimento dos limites globais de continuidade e o percentual mínimo de cumprimento dos limites dos conjuntos de unidades consumidoras;
- II. critérios isonômicos na definição dos limites de continuidade na área de concessão, observada a modicidade tarifária;
- III. metas de eficiência para recomposição do serviço após interrupções motivadas por eventos climáticos extremos.

222. Trata-se de minuta submetida a relevante discussão com a sociedade, implementada por meio da Consulta Pública 32/2024 e que, ainda assim, e a despeito da contemporaneidade de sua conformação aos diversos grandes eventos climáticos ocorridos em âmbito nacional, não trouxe parâmetros objetivos capazes de informar os concessionários e regular sua atuação quanto a esse aspecto.

223. A REN ANEEL 1.137/2025, que dispõe sobre “*o aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos severos*”, também não trouxe novos critérios para fins de caracterização de inadimplemento contratual ou caducidade.⁵⁸ A referida REN alterou o art. 13 da REN 846/2019 para considerar infração “atuar de forma inadequada no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica nos sistemas de distribuição” (inc. XIX). Também acrescentou o item 134-A ao Anexo I da REN 956/2021, tratando da duração da interrupção individual ocorrida em emergência por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DISE), com a introdução de limites relativamente ao referido indicador.

⁵⁸ Vejam-se, nesse sentido, os termos do voto que fundamentou a aprovação da REN 1.137/2025: “24. Esses temas, conforme proposição das áreas técnicas na abertura desta CP, foram divididos em dois grupos: o primeiro, considerado de curto prazo e de menor complexidade (arborização, comunicação, integração entre organizações, cessão emergencial de recursos, planos de contingência) ou de maior urgência (interrupções em emergência e ressarcimento de danos elétricos), que poderiam ser endereçados em proposta de norma, dispensada a Análise de Impacto Regulatório (AIR) devido à baixa complexidade ou à urgência; **o segundo, de maior complexidade** (redes subterrâneas, incentivos econômicos, **indicadores de resiliência**, avaliação de riscos e monitoramento climático), **que seguirá o rito regulatório completo, incluindo AIR.**” (grifou-se)

224. Porém, a REN 1.137/2025 não estabeleceu critérios objetivos para aferição do serviço adequado em emergências nem eventos climáticos extremos. Segundo a própria ANEEL, o DISE não é um indicador de qualidade relacionado à resiliência.⁵⁹ Esse instrumento surge apenas como forma de compensação, e não como métrica de desempenho ou resiliência das distribuidoras. E, de todo modo, a eficácia da REN 1.137/2025 no que diz respeito ao DISE ocorreu somente em 30.12.2025, posteriormente aos eventos objeto deste processo.

225. Portanto, a ANEEL não instituiu, até este momento, indicadores de resiliência e critérios objetivos para avaliação da atuação das distribuidoras em ocorrências tal como a examinada neste processo e tampouco definiu parâmetros adicionais ou mais restritivos que justifiquem a recomendação de caducidade.

226. A ausência de tal definição regulatória e contratual prévia impede a recomendação da caducidade, mediante a aplicação de critérios *ad hoc*, definidos extemporaneamente e para aplicação exclusivamente à Enel SP.

F.1.1.7. Confirmação do entendimento pelo Decreto 12.068/2024

227. Ao disciplinar a renovação dos contratos de distribuição, o Decreto 12.068/2024 reconhece que novos critérios para fins de inadimplemento contratual ou caducidade só poderão ser implementados com observância de procedimento qualificado: AIR prévia, consulta pública e carência de três anos entre a edição da nova métrica e sua aplicação para fins sancionatórios (art. 5º, §2º). Inclusive, essa exigência foi integralmente replicada na minuta dos novos contratos de concessão, aprovada pela Diretoria da ANEEL.

⁵⁹ Conforme constou do voto da Diretora Relatora na abertura da CP 32/2024, que resultou na aprovação da REN 1.137/2025, a definição de indicadores de resiliência é um tema “de maior complexidade” e que precisa passar por “rito regulatório completo, incluindo AIR”. Confira-se o trecho do voto: “26. Cada tema requer tratamento distinto, com complexidade e impactos diferenciados para as partes envolvidas. Dessa forma, as áreas técnicas propuseram uma divisão de temas em dois grupos. Para o primeiro, composto pelas temáticas arborização, comunicação, integração entre organizações, cessão emergencial de recursos, planos de contingência, interrupções em situação de emergência e ressarcimento de danos elétricos - sugeriram tratamento de curto prazo, com dispensa de Análise de Impacto Regulatório (AIR) por serem de menor complexidade e/ou caracterizados como “urgentes”, considerando os anseios da sociedade identificados nos eventos climáticos extremos recentes. Já para o segundo grupo, composto pelos temas redes subterrâneas, incentivos econômicos, indicadores de resiliência, avaliação de riscos e monitoramento climático, as unidades organizacionais signatárias das notas técnicas propuseram tratamento observando o rito regulatório completo, incluindo a elaboração de AIR.”

228. Isso significa que, mesmo para os contratos novos, que ainda serão assinados após a renovação, a fixação de novos critérios sancionatórios para caducidade depende de procedimento prévio, participativo e robusto. Em outras palavras, o Poder Executivo reconheceu, em norma vigente, que critérios sancionatórios novos para abertura de processo de caducidade não podem ser introduzidos por interpretação administrativa, *ad hoc*, individualizada ou retroativa.

229. Disso decorre conclusão lógica inafastável: se o ordenamento exige AIR, consulta pública e três anos de carência para introduzir novos critérios sancionatórios para caducidade em contratos futuros, é juridicamente impossível admitir que esses mesmos critérios possam ser aplicados, retroativamente e sem qualquer procedimento qualificado, a fatos ocorridos sob o contrato vigente.

230. Coerentemente com essa lógica, o art. 2º do mesmo Decreto consolidou os indicadores DEC e FEC como critérios objetivos de aferição da adequação do serviço para fins de prorrogação – exatamente os parâmetros já utilizados pela ANEEL, por força do art. 9º do Anexo VIII da REN 948/2021⁶⁰, para caracterizar a inadimplência contratual apta a ensejar a abertura de processo de caducidade.

231. Tal alinhamento não é casual, mas deliberado. A Nota Técnica 14/2023/SAER/SE, documento-base da CP MME 152/2023 e do próprio Decreto 12.068/2024, propôs expressamente que:

4.5.1.2. Propõe-se que os critérios para prorrogação sejam OS MESMOS ATUALMENTE APLICADOS PELA ANEEL para caracterizar a inadimplência contratual da concessionária e que implica a abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, conforme disposto nos arts. 3º, 4º e 9º do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948, de 16 novembro de 2021, da ANEEL. (grifou-se)

232. Mesmo após o crivo da consulta pública, a NT 19/2023/SAER/SE, manteve integralmente esse entendimento:

⁶⁰ Art. 9º O descumprimento do DECI ou do FECi, isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura pela ANEEL do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão, nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou normas supervenientes que vierem a sucedê-la. (grifou-se)

d) O descumprimento dos condicionantes será constatado, para cada critério, de forma independente, com base na violação dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos estabelecidos pela ANEEL, **isoladamente ou em conjunto, por 3 (três) anos consecutivos; e na transgressão do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 2 (dois) anos consecutivos;** (grifou-se)

233. É verdade que a NT 19/2023/SAER/SE preservou "flexibilidade para a regulação definir indicadores adicionais que mensurem a prestação de serviço adequado, para fins de instrução de processo de caducidade da concessão". Tal previsão, contudo, é estritamente prospectiva — condicionada à edição de ato normativo específico pela ANEEL, com a devida publicidade, AIR e carência. Não autoriza, em hipótese alguma, aplicação retroativa de critérios criados *ad hoc* no curso de um processo tendente à recomendação de caducidade. Enquanto não validamente instituídos esses indicadores adicionais, os critérios sancionatórios aplicáveis são, exclusivamente, DEC, FEC e gestão econômico-financeira.

234. À luz de todo esse arcabouço, e diferentemente do que entendeu o voto condutor da decisão (itens 209-224), a Enel SP não pretende transformar os critérios do Decreto em “teto hermenêutico geral contra qualquer atuação sancionatória mais ampla” (item 219). O que se afirma – e isso é juridicamente inafastável – é que a Enel SP atende cumulativamente aos critérios objetivos do Decreto 12.068/2024 e do art. 9º do Anexo VIII da REN 948/2021: não houve violação dos limites globais de DEC e FEC por três anos consecutivos. Sendo esses, por expressa determinação do Poder Concedente, "os mesmos" critérios que caracterizam a ausência de inadimplência contratual apta a ensejar a recomendação de caducidade, não há fundamento jurídico para se sustentar que houve violação do disposto na Cláusula Segunda do Contrato de Concessão nem dos artigos 6º e 31 da Lei nº 8.987/1995 no caso da Enel SP.

F.1.1.8. Art. 38, § 1º, incisos I, II e VI, da Lei 8.987/1995 e art. 20, incisos I, II e VI, da REN ANEEL 846/2019 – itens e.3 e e.4 do Despacho nº 1.214/2026

235. A decisão que instaurou o presente processo também indica como dispositivos que supostamente a fundamentam o art. 38, §1º, incisos I, II e VI da Lei 8.987/1995 e o art. 20, incisos I, II e VI, “a” da REN ANEEL 846/2019, estes últimos que meramente replicam no nível infralegal os primeiros. Aqui novamente o Despacho 1.214/2026 incorre no mesmo sofisma de que padece a invocação que fez a artigos

da Lei 8.987/1995 e à Cláusula Segunda do Contrato de Concessão objeto do capítulo anterior pois tais dispositivos simplesmente dispõem sobre causas genéricas de caducidade da concessão que para se concretizarem dependem da indicação de parâmetro ou norma violados, o que a ANEEL não conseguiu indicar pela simples razão de que não houve nenhum parâmetro ou norma violados pela Enel SP.

236. A declaração de caducidade constitui a sanção mais grave aplicável a um concessionário, e sua aplicação exige observância estrita do princípio da legalidade e da tipicidade. Isso significa que a penalidade não poderá ser imposta sem que haja parâmetros objetivos previamente estabelecidos e que sejam reputados descumpridos, conforme dispõe o art. 38 da Lei 8.987/1995:

§1º A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando: **I - o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço;** (grifou-se)

237. O referido dispositivo legal condiciona a caracterização de serviço inadequado à existência de “*normas, critérios, indicadores e parâmetros*” prévios, de modo que sua ausência impede a configuração de descumprimento (ilícito) e, por consequência, a aplicação da sanção.

238. Não há que se falar em adoção de valores abstratos para a recomendação de caducidade de uma concessionária de serviço público, como é o caso da Enel SP. Isso porque é justamente por meio de indicadores que se torna possível avaliar a qualidade do serviço e o desempenho dos agentes, conforme consta do Módulo 8 PRODIST:

Por meio do controle das interrupções e da apuração dos **indicadores de continuidade de serviço**, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. (item 170, grifou-se)

239. Ademais, o próprio fundamento normativo citado e o quanto explicado acima sobre a definição do serviço adequado desconstituem a decisão. Primeiramente, porque o artigo 38, §1º, inciso I, determina a verificação de critérios, indicadores e parâmetros como **requisitos cumulativos**, e **não alternativos**, à norma, para a aferição da qualidade do serviço. O art. 38, § 1º, inciso I, da Lei 8.987/1995 tem a seguinte redação:

Art. 38. (...) § 1º A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

I – o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (grifou-se)

240. Adiante, o inciso II trata do descumprimento de cláusula contratual ou disposição legal/regulamentar. A hipótese exige identificação de cláusula ou dispositivo específico violado. Mas, como visto acima, (i) a invocação genérica da Cláusula Segunda do Contrato (cláusula geral de obrigações), do art. 6º, §1º (cláusula geral programática) e do art. 31, I e IV (encargos enunciados em termos amplos) não preenche o requisito; e (ii) não há qualquer meta de indicador de qualidade fixada pela regulamentação que tenha sido descumprida pela Enel SP.

241. Ou seja, nenhum dispositivo concreto e específico foi efetivamente violado pela Enel SP, à luz dos critérios objetivos vigentes (DEC e FEC, cumpridos). O inciso II, portanto, não se aplica nem mesmo em tese.

242. Por fim, o inciso VI, referente ao não atendimento à intimação para regularizar a prestação do serviço, é hipótese manifestamente inaplicável. A Enel SP atendeu integralmente à intimação do TI 49, pois houve defesa tempestiva, Plano de Recuperação cumprido no prazo fixado pelo próprio TI 49, execução das medidas, prestação de todas as informações solicitadas e, principalmente, melhoria estrutural do serviço conforme comprovado ao longo desta defesa.

243. Portanto, os fundamentos citados pela decisão não se sustentam e a Distribuidora, nem mesmo em tese, violou os dispositivos citados nos itens e.3 e e.4 do Despacho nº 1.214/2026. Soma-se a isso vício procedimental autônomo: nos termos do art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995, a instauração de processo de inadimplência pressupõe prévia comunicação detalhada à concessionária dos descumprimentos imputados, com fixação de prazo para correção e enquadramento — providência jamais adotada no caso, o que, por si só, fulmina a validade da decisão.

F.1.1.9. Equívoco das métricas invocadas pela decisão

244. Conjugados os pontos anteriores – a opção legislativo-contratual, a posição do TCU, a orientação da AGU, o quadro normativo vigente no âmbito da ANEEL, a evolução normativa subsequente e a coerência sistêmica do regime de novos contratos –, conclui-se o seguinte:

Para fins de caracterização de descumprimento do contrato de concessão e aplicação da sanção de caducidade, não podem ser utilizados critérios outros que não tenham sido previamente estabelecidos em norma vigente com finalidade sancionatória e aderidos ao regime contratual da Concessionária. Os critérios atualmente vigentes para essa finalidade são, exclusivamente, DEC e FEC.

245. Assim, as quatro condutas imputadas no item 226 do voto condutor da decisão que instaurou o presente processo – TMAE elevado, percentual de UCs com interrupção superior a 24 horas, curva de recomposição e ausência de efetividade do plano de contingência – correspondem, na melhor das hipóteses, a métricas de monitoramento, que consistem em finalidades distintas, válidas em seus próprios planos, mas **inutilizáveis para fins de caducidade**.⁶¹

246. Essa inaplicabilidade para fins sancionatórios de recomendação de caducidade não significa irrelevância técnica. Eventuais indicadores adicionais podem ser legitimamente utilizados como instrumentos auxiliares para aprimorar o diagnóstico e a identificação de causas, mas não podem servir, de forma isolada ou inovadora, como fundamento para a aplicação da penalidade de caducidade, sob pena de violação aos princípios da legalidade e da segurança jurídica. A distinção entre o uso diagnóstico – legítimo e bem-vindo – e o uso sancionatório com a penalidade de caducidade – vedado sem norma específica – preserva o instrumental técnico da Agência sem subverter o regime de tipicidade.⁶²

247. Portanto, em que pese o TMAE constar como indicador previsto na regulação, assim como o TMP, TMD e TME, todos contemplados no Módulo 8 do

⁶¹ Mais que isso: ainda que se admitisse, *ad argumentandum tantum*, a pertinência desses indicadores adicionais, eles atestam justamente o oposto do que se pretende imputar à Concessionária. A aplicação da própria metodologia da SFT evidencia que a Enel SP reduziu, entre 2023 e 2025, em 58% o número de conjuntos acima da média Brasil no TMAE e em 95% acima do percentil 85. Seu desempenho é superior à média nacional e melhor do que o de sete distribuidoras que tiveram a renovação recomendada e de distribuidoras que já formalizaram a prorrogação nos termos do Decreto 12.068/2024. Ou seja: mesmo nos critérios extra-regulatórios criados ao longo do processo, os dados demonstram evolução consistente e mensurável, e não inadequação.

⁶² Nesse sentido, o reconhecimento de DEC e FEC como únicos critérios para fins de caducidade não exclui a possibilidade de a ANEEL aplicar outras penalidades (advertências, multas, obrigações de fazer etc.) por descumprimento de indicadores monitorados, observado o devido processo legal e a tipicidade aplicável a cada penalidade.

PRODIST, o fato é que **não há limites objetivos que devem ser observados pelas distribuidoras em relação a esses indicadores. Não há métrica determinada para o balizamento do que a Agência Reguladora e o Poder Concedente entendem como desejável ou indesejável em relação a tais indicadores.**

248. E com relação ao percentual de interrupções por mais de 24 horas, em processo no qual a SFT propôs planos de resultados às distribuidoras, a própria SFT entendeu que não era o caso de propor metas para tal indicador sob tais planos já que há sobreposição entre tais indicadores:

Quanto à alta correlação entre o TMAE e o Percentual de Interrupções de Duração Excessiva, **o que ocasionaria uma redundância no monitoramento do tema, de fato, após avaliação identificou-se a mesma conclusão.** Logo, acata-se a sugestão e considerar-se-á metas apenas para o indicador TMAE.⁶³ (grifou-se)

249. O mesmo se diga com relação à curva de recomposição: além de não estar prevista em nenhuma norma da ANEEL como indicador autônomo, **não há limites objetivos que devem ser observados pelas distribuidoras em relação a esse “indicador”.**

250. Desse modo, a utilização do TMAE ou do percentual de interrupções por mais de 24 horas ou da curva de recomposição para fins de recomendação de caducidade é descabida, sob pena de haver um juízo arbitrário e discriminatório no âmbito de processo administrativo sancionador – o que é vedado pelo ordenamento jurídico.

F.1.2. Avaliação subjetiva da prestação do serviço pela Concessionária: comparação indevida com outras distribuidoras e eventos distintos

251. Como também exposto, a avaliação da performance operacional da Distribuidora pautou-se em ampla subjetividade, inclusive com comparações superficiais com a performance de outras distribuidoras em eventos climáticos isolados de características distintas, em completa dissonância com as normas vigentes. Dito de outro modo, na ausência de critérios normativos objetivos, a ANEEL não pode fazer uma avaliação subjetiva para concluir pela inadequação do serviço prestado pela Enel SP e recomendar-lhe a caducidade.

⁶³ Nota Técnica 181/2025-SFTANEEL.

252. Tal exigência diz respeito a garantias do administrado, como discorrido pelo Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO em seu parecer (itens 129, 130, 145 e 146) e pelo Prof. GUSTAVO BINENBOJM em seu parecer (p. 30-31):⁶⁴

253. Como reiteradamente apontado pela Enel SP, somente o não atendimento a parâmetros regulatórios pré-determinados seria capaz de fundamentar o que se buscou apontar com essa comparação. Esse tema foi examinado de modo aprofundado no parecer jurídico do Prof. FLORIANO AZEVEDO MARQUES NETO (p. 19-20) e no parecer jurídico do Prof. GUSTAVO BINENBOJM (p. 30-31):

254. Diante da exigência legal, contratual e normativa acerca de critérios objetivos, uma avaliação subjetiva da atuação da concessionária, com base em comparações com a atuação de outras distribuidoras em outros eventos climáticos pontuais, não pode desqualificar a prestação do serviço para fins de recomendação de caducidade.

255. Portanto, a comparação do desempenho da Enel SP com a atuação de distintas distribuidoras em diferentes eventos climáticos isolados é amplamente subjetiva e, por consequência, descabida.

F.1.3. Desempenho compatível com a gravidade do evento: cumprimento do Plano de Contingências

256. Como demonstrado acima, o Plano de Contingência da Enel SP observou os princípios norteadores, diretrizes e requisitos mínimos previstos no PRODIST para tal documento (ainda que eles sequer fossem aplicados quando da ocorrência dos eventos climáticos severos de novembro de 2023, outubro de 2024 e dezembro de 2025). E sua implementação foi efetiva, tanto é que os resultados demonstram evolução significativa dos indicadores da empresa em relação àqueles verificados à época do TI 49.

257. Esse documento tem a função de estruturar a capacidade de resposta da concessionária e mitigar impactos em cenários adversos, de modo que é

⁶⁴ Os pareceres de MARÇAL JUSTEN FILHO, GUSTAVO BINENBOJM, FLORIANO DE AZEVEDO MARQUES NETO, FREDIE DIDIER JR. e MARCUS VINICIUS FURTADO foram apresentados neste processo mediante as Cartas Enel SP 061-2026-RB, 116-2026-RB, 126-2026-RB, 125-2026-RB e 124-2026-RB. Conforme item 164 do voto condutor do Despacho 1.214/2026, em respeito à economia processual seria dada continuidade ao processo 48500.903331/2024-72, mantendo-se a diretora relatora, aproveitando-se os documentos dele constantes e sem a atribuição de novo número.

o parâmetro adequado para a avaliação da atuação da Distribuidora frente a eventos climáticos severos. Afinal, o Plano de Contingência é o instrumento regulatório previsto no Módulo 8 do PRODIST que estabelece procedimentos operacionais, recursos mobilizáveis e ações a serem adotadas em tais eventos.

258. E, como explicado acima, o Plano de Contingência, apesar de listar as ações a serem tomadas pela distribuidora, é meramente um meio para que se atinja como resultado a redução dos indicadores relacionados à recomposição do serviço (indicadores esses, repise-se, para os quais não há metas).

259. Ocorre que a ANEEL, embora exija a elaboração e manutenção do Plano de Contingência, não realiza avaliação prévia, não o homologa nem fiscaliza a sua adequação antes da ocorrência de eventos. A análise é feita apenas *a posteriori*, sem critérios objetivos previamente conhecidos pela concessionária.⁶⁵

260. Assim, impor sanção gravíssima à Enel SP por descumprimento de parâmetros que desconhecia e que sequer foram formalmente estabelecidos é incompatível com o Estado de Direito e com os princípios do processo administrativo sancionador. Trata-se de sistemática que viola os princípios da segurança jurídica, da previsibilidade e da boa-fé. O tema foi abordado pelo Prof. MARÇAL JUSTEN FILHO em seu parecer jurídico (p. 21).

261. Portanto, o Plano de Contingência da Enel SP, que cumpre os princípios norteadores, diretrizes e requisitos do PRODIST, consiste em parâmetro adequado para avaliação da implementação das ações previstas no documento. No caso, todas essas comprovações foram apresentadas durante as fiscalizações realizadas na Enel SP, de modo que houve efetividade nas medidas adotadas.

262. Não há elementos que permitam concluir pela inadequação do serviço prestado pela Enel SP sob mais esse aspecto.

⁶⁵ Deficiência reconhecida pelo Tribunal de Contas da União no Acórdão 651/2016-Plenário (Rel. Min. Vital do Rêgo, j. 23.03.2016), que registrou, em comunicação oficial sobre o julgado (<https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/fiscalizacao-da-aneel-sobre-qualidade-na-prestacao-do-servico-de-distribuicao-de-energia-eletrica-e-deficiente>) que a “Aneel não realiza as fiscalizações na periodicidade que ela própria estabelece”, determinando à Agência a apresentação de plano de ação para aprimoramento da apuração dos indicadores de qualidade do serviço de distribuição. A deficiência somente foi suprida com edição da REN ANEEL 1.137/2025 (publicada no DOU em 30.10.2025), por meio da qual a Agência, segundo divulgou em sua comunicação oficial (<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-amplia-direitos-do-consumidor-em-interruptoes-de-energia-em-situacoes-de-emergencia-por-eventos-climaticos>) estabeleceu “requisitos mínimos para os Planos de Contingências” das distribuidoras – portanto, em momento posterior aos eventos objeto deste processo.

F.1.4. Impossibilidade de configuração de inadimplemento: ocorrência de caso fortuito ou força maior

263. Restou demonstrado que os eventos climáticos de novembro de 2023, outubro de 2024 e dezembro de 2025 enfrentados pela Enel SP são extremos, de modo que se enquadram na categoria de caso fortuito e força maior.

264. Trata-se de eventos de proporções excepcionais, cujas características se enquadram, sob o ponto de vista técnico-jurídico, nas hipóteses de caso fortuito ou força maior. Os efeitos jurídicos de tal reconhecimento são tão relevantes que teriam o condão, dentre outros efeitos, de afastar o inadimplemento de obrigações pela Concessionária.

265. No âmbito das concessões de serviço público, os eventos classificáveis como caso fortuito ou força maior têm tamanha importância que até mesmo existe a previsão de que não seja passível de decretação de caducidade a interrupção na prestação de serviços decorrente de tais circunstâncias. É o que dispõe o art. 38, § 1º, III, da Lei 8.987:

A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando: (...)
III – a concessionária paralisar o serviço ou concorrer para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou força maior.

266. Trata-se precisamente dos eventos climáticos objeto do TI 49 (assim como o evento de dezembro de 2025 indevidamente usado pela ANEEL no Despacho nº 1.214/2026), pois: (i) envolvem causas inteiramente estranhas à atuação da Concessionária; (ii) trata-se de fenômenos meteorológicos de intensidade atípica e sem precedentes históricos na área de concessão; (iii) não há nexos causal entre a atividade regular da Concessionária e a ocorrência dos eventos; e (iv) as medidas preventivas foram dimensionadas para eventos ordinários, não para fenômenos extremos.

267. Esse entendimento foi confirmado pelo Prof. FLORIANO DE AZEVEDO MARQUES NETO em seu parecer jurídico juntado aos autos:

A primeira razão é que os eventos climáticos extremos em questão devem ser juridicamente qualificados como hipóteses de **caso fortuito ou força maior**. A intensidade das tempestades afasta a premissa de que a adoção desta ou daquela providência seria capaz de, por si só, evitar danos à rede de distribuição.

(...)

O caráter crescentemente previsível desses eventos, aliás, **não afeta esse entendimento**. Eventos previsíveis podem ser classificados como força maior quando

seus impactos forem inevitáveis, mesmo quando o agente tomar todas as diligências possíveis. (...) **as exigências legais para a caducidade (descumprimentos contratuais e má-performance) não estão preenchidas**, porque os problemas não podem ser diretamente imputados à Concessionária. (p. 18, grifou-se)

268. Dessa forma, a previsibilidade estatística do evento não afasta o caso fortuito ou força maior. O elemento relevante é a inevitabilidade dos efeitos, não a mera previsibilidade da ocorrência. A própria regulação setorial reconhece essa distinção ao prever mecanismo de expurgo de interrupções causadas por eventos climáticos extremos no cálculo de DEC e FEC. Se tais eventos não devem impactar a avaliação ordinária da continuidade, com maior razão não podem fundamentar a decretação da caducidade.

269. O art. 6º, §3º, da Lei 8.987 estabelece que não se caracteriza descontinuidade do serviço a interrupção em situação de emergência (conceito legal replicado pela ANEEL nos itens 164, 178 e 187 do Módulo 8 do PRODIST e no § 3º do art. 4º da REN 1.000/2021). Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situações emergenciais, assim entendidas aquelas decorrentes do caso fortuito, força maior ou de condições técnicas e de segurança que impliquem risco iminente a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico. Portanto, não é possível punir a concessionária em situação de descontinuidade do serviço em decorrência de evento indubitavelmente classificável como força maior.

270. A *ratio* da norma é evidente: circunstâncias emergenciais excepcionam o dever de continuidade absoluta. A responsabilidade objetiva das concessionárias não significa responsabilidade absoluta. Não dispensa a demonstração do nexo causal, e a ocorrência de fortuito externo rompe esse nexo.

271. No presente caso, não há demonstração de que as interrupções decorreram de conduta omissiva da Enel SP. Ao contrário, os relatórios constantes dos autos evidenciam mobilização de recursos extraordinários para mitigar os efeitos dos eventos.

272. Em síntese, os eventos climáticos extremos configuram caso fortuito ou força maior, rompem o nexo causal e afastam a imputação de responsabilidade sancionatória para fins de recomendação de caducidade.

F.1.5. Violação à isonomia: tratamento regulatório distinto de outras distribuidoras

273. A ANEEL aplica critérios mais rigorosos exclusivamente à Enel SP para fundamentar a instauração deste processo tendente à recomendação de caducidade, incorrendo em tratamento regulatório anti-isonômico em relação a outras distribuidoras.

274. O princípio da isonomia é contemplado no art. 5º, *caput*⁶⁶ e art. 37, *caput*, da CF/88. O art. 2º, *caput* e parágrafo único da Lei 9.784/1999, também estabelece que a Administração Pública deve atuar conforme critérios de igualdade, finalidade, razoabilidade e proporcionalidade, assegurada a coerência decisória. O art. 50 da mesma Lei exige a motivação dos atos administrativos, o que implica justificar eventuais tratamentos diferenciados entre administrados, sob pena de nulidade.

275. Nesse contexto, a isonomia exige tratamento uniforme para situações equivalentes. A adoção de decisões divergentes em casos substancialmente idênticos, sem fundamentação idônea configura afronta direta a esses dispositivos constitucionais e legais.

276. No caso, o patamar de 80% de restabelecimento em até 24 horas do total de UCs impactadas foi aplicado apenas à Enel SP, sem previsão normativa e sem ser exigido de quaisquer outras distribuidoras. Conforme já destacado, a própria Enel SP contestou essa meta e propôs alternativas, nunca apreciadas pela ANEEL. A própria SFT, ao longo do processo, não adotou as medidas necessárias para a formalização da pactuação da suposta obrigação, mas utilizou esse critério para avaliar o desempenho da Enel SP.

277. Se fosse aplicado o irrazoável critério que considera contagem a partir do pico da curva simultânea de consumidores interrompidos, 24 distribuidoras (entre as 33 de grande porte) não atenderiam ao critério de restabelecimento de 80% das UCs em até 24h.

⁶⁶ Segundo DIOGO DE FIGUEIREDO MOREIRA NETO, “a expressão ‘todos são iguais perante a lei’ (art. 5º, *caput*) na verdade se estende a toda a ordem jurídica e, por consequência, obriga a todo o Estado, como seu capital instrumento de atuação. É o princípio – também denominado de isonomia ou da generalidade – que domina todo o universo jurídico, mas é no Direito Administrativo que ganha especial e frequente aplicação, ao proscrever qualquer tratamento diferenciado entre os administrados, que não se fundamente em lei prévia que, por sua vez, haja garantido generalidade de tratamento a todos os que se encontrem na idêntica situação de fato tomada como base de igualação, desprezados os elementos acidentais diferenciadores” (Curso de direito administrativo: parte introdutória, parte geral e parte especial. 16. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Forense, 2014, p. 87).

278. Além disso, outros indicadores utilizados pela decisão que instaurou este processo também foram tratados de forma assimétrica, pois não há metas equivalentes para outras distribuidoras e as metas unilateralmente impostas à Enel SP são mensais ou relativas ao próprio evento climático específico (dez/2025), enquanto para as demais distribuidoras alguns indicadores sequer são monitorados e o único que é (TMAE) tem metas somente a partir de 2026 com acompanhamento trimestral, tornando as exigências impostas à Enel SP substancialmente mais rígidas.

279. Ainda, ao longo do processo (em especial nas Cartas Enel SP 132-2026-RB e 161-2026-RB) e do presente documento foram apresentados exemplos de casos análogos no setor em que distribuidoras com desempenho igual ou pior em indicadores relevantes receberam sanções menos gravosas (como obrigações de fazer), reforçando que somente a Enel SP foi submetida a medidas extremas. Com relação à argumentação do Voto acerca do desempenho da Enel SP especificamente no mês de dezembro de 2025, foi demonstrado que, em diferentes meses do ano, várias outras distribuidoras apresentaram resultados piores, mesmo sem a ocorrência de evento tão severo como aquele enfrentado pela Enel SP.

280. E, com relação especificamente ao desempenho diante de um evento climático, destaca-se que as comparações diretas com outras distribuidoras são metodologicamente falhas, pois ignoram diferenças essenciais de escala (duração e abrangência) e de severidade do impacto dos eventos climáticos, bem como de características estruturais da concessão da Enel SP.

281. O voto condutor da decisão, embora afirme ter promovido o ajuste de proporcionalidade, realiza uma comparação direta entre o desempenho da Enel SP e o de outras distribuidoras, sem qualquer normalização pela escala de consumidores afetados. Também compara percentuais de recomposição entre eventos de magnitudes radicalmente distintas, sem ajuste pela severidade, extensão geográfica ou número de UCs afetadas (itens 149 e 151).

282. Conforme já destacado, o evento de dezembro de 2025 afetou mais de 52% de todos os consumidores da concessão da Enel SP (ou seja, 4,21 milhões) – que apresenta características estruturais que a diferenciam de qualquer outra distribuidora de energia do país em aspectos fundamentais, como a densidade de UCs

por área, cerca de 23 vezes superior, e densidade de rede por área cerca de 7 vezes maior que a média nacional.

283. Contudo, somente à Enel SP foi dispensado tratamento tão rigoroso e desproporcional:

- a) Enquanto todas as demais distribuidoras do Brasil não têm obrigação regulamentar de atender qualquer meta de restabelecimento após eventos climáticos (já que tais indicadores não foram estabelecidos sob a REN 1137 conforme demonstrado acima), a Enel SP vem sendo compelida a cumprir indicadores de resiliência fixados *ad hoc para fins de caducidade*, com a imposição de metas mensais rigorosas relativas ao TMAE e ao percentual de interrupções superiores a 24 horas;
- b) Para as distribuidoras que concordaram se sujeitar a Plano de Resultados relacionados ao TMAE (Ofício Circular 34/2025-SFT/ANEEL e Nota Técnica 181/2025), as eventuais metas pactuadas (e não impostas unilateralmente): (a) não incluem metas para percentual de interrupções acima de 24 horas, uma vez que o monitoramento conjunto do TMAE e de tal percentual foi considerado como redundante pela SFT⁶⁷; e (b) são anuais para o TMAE (e não mensais tal qual imposto pela ANEEL à Enel SP)⁶⁸;
- c) A Enel SP atualmente apresenta TMAE e percentual de interrupções acima de 24 horas melhor do que o da média nacional, além de ter **TMAE melhor** do que o de: (a) **outras distribuidoras do Estado** de São Paulo; (b) **sete distribuidoras** em relação às quais a **ANEEL recomendou a prorrogação da concessão**; e (c) **oito distribuidoras que já formalizou a prorrogação** nos termos do Decreto nº 12.068/2024;

⁶⁷ “34. Apesar das críticas acerca da metodologia do DEC_V8 para definição de metas para o TMAE e o Percentual de Interrupções de Duração Excessiva colocadas por algumas empresas, a finalidade da proposta foi apresentar valores iniciais, tendo sido solicitado que as distribuidoras avaliassem e propusessem ajustes nas metas anuais propostas. Destaca-se ainda que algumas distribuidoras entenderam o propósito da fiscalização e aceitaram os valores sugeridos. Outras propuseram prazo mais dilatado para alcançar as metas colocadas. 35. **Quanto à alta correlação entre o TMAE e o Percentual de Interrupções de Duração Excessiva, o que ocasionaria uma redundância no monitoramento do tema, de fato, após avaliação identificou-se a mesma conclusão. Logo, acata-se a sugestão e considerar-se-á metas apenas para o indicador TMAE**” (Nota Técnica 181/2025-SFT/ANEEL, grifou-se).

⁶⁸ Cf. Parecer da AEA sobre a impropriedade técnica de se estabelecer metas mensais para o TMAE.

- d) Com foco no TMAE por conjunto, a reaplicação da metodologia da SFT nos Processos 48500.007932/2026-16 e 48500.008303/2026-11 evidencia que a ENEL SP reduziu, entre 2023 e 2025, em 58% o número de conjuntos acima da média Brasil e em 95% acima do percentil 85, demonstrando evolução expressiva e desempenho superior ao padrão setorial; e
- e) O grupo Enel Brasil é um de apenas dois grandes grupos detentores de concessões de distribuição no Brasil que tem **todas as suas distribuidoras com desempenho acima da média Brasil.**

284. Portanto, o tratamento aplicado à Enel SP viola a isonomia, sendo incompatível também com os princípios da impessoalidade, razoabilidade, proporcionalidade, adequação entre meios e fins e coerência regulatória.

F.1.6. Ainda a violação à isonomia: violação à Constituição e ao Tratado Brasil-Itália

285. Além de todas as violações expostas acima, como corolário da violação à isonomia comprovada sob o item F.1.5. acima, há também inconstitucional distinção entre brasileiros: o tratamento muito mais rigoroso conferido à Enel SP resulta direta e necessariamente no tratamento diferenciado entre os consumidores de diferentes distribuidoras do Brasil.

286. Essa distinção entre brasileiros, porém, viola frontalmente o disposto no art. 19, inciso III, da Constituição Federal.⁶⁹⁻⁷⁰

287. Como se isso não bastasse, também há tratamento distinto em relação a investimentos italianos no Brasil, em violação a tratado internacional.

288. O *Acordo-Quadro de Cooperação Econômica Industrial e para o Desenvolvimento entre Brasil e Itália* (“Acordo-Quadro”) estabelece em seu artigo IV que “[a]s Partes assegurarão ainda, em observância às respectivas legislações na matéria, **as condições jurídicas e econômicas adequadas para garantir tratamento justo e imparcial aos investimentos públicos e privados de ambas**”.

289. Tal Acordo-Quadro foi ratificado pelo Congresso Nacional por meio do Decreto Legislativo 6/1998 e promulgado pelo Presidente da República por meio

⁶⁹ Art. 19. **É vedado à União**, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios: (...) III - **criar distinções entre brasileiros ou preferências entre si.**

⁷⁰ “A constituição determina ser vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios (CF, art. 19) (...) criar distinções entre brasileiros – preconiza mais uma vez o consagrado princípio da igualdade (CF, art. 5º, caput e inciso I). É o denominado princípio da isonomia federativa.” (MORAES, Alexandre de. *Direito Constitucional*. 39ª ed. Barueri: Atlas, 2024, p. 380).

do Decreto 2.879/1998, portanto, ao mesmo tempo, obrigando o Brasil no plano internacional e integrando a legislação pátria como norma cogente do direito interno.

290. Sendo a Enel SP uma empresa integrante do grupo italiano Enel, que conta inclusive com o Governo italiano como seu maior acionista individual, é inconteste que o Acordo-Quadro se aplica integralmente aos investimentos da empresa no país.

291. Diante das irregularidades apontadas ao longo desta defesa, resta claro que o Brasil, por meio da ANEEL, não está assegurando condições para o tratamento justo e imparcial da Enel SP (e, portanto, também não está assegurando essas mesmas condições para o investimento do grupo Enel no Brasil).

F.2. Demais aspectos jurídicos aplicáveis

F.2.1. Ausência de análise acerca de culpabilidade da Concessionária

292. Além de não ter havido o descumprimento de Lei, regulação ou contrato pela Enel SP, este processo não evidenciou nenhum elemento de culpabilidade para fins de eventual responsabilização da Concessionária, sendo que a comprovação do elemento subjetivo reprovável é indispensável no processo administrativo sancionador.

293. Não se admite a aplicação de penalidades apenas em razão da verificação de uma ocorrência de fato. Não basta o apontamento de um evento supostamente danoso.

294. É indispensável avaliar a dimensão subjetiva da conduta do agente. Na ausência de elemento subjetivo, a punição é juridicamente inviável quando se trata de sancionamento administrativo.

295. Confira-se a doutrina de EGON BOCKMANN MOREIRA:

o mero inadimplemento pode decorrer de fatos externos à esfera subjetiva do concessionário – e mesmo de condutas imediatamente praticadas pelo próprio concedente. Necessária se faz a prova circunstanciada da culpa, portanto.⁷¹

296. Ainda segundo o autor, a culpabilidade é um elemento exigido no âmbito do direito administrativo sancionador, consistindo:

⁷¹ MOREIRA, Egon Bockmann. Direito das concessões de serviço público: concessões, parcerias, permissões e autorizações. Belo Horizonte: Fórum, 2023, p. 433.

na violação de deveres objetivos de cuidado, sendo normalmente identificada nas modalidades de imperícia, negligência ou imprudência. O agente não tem a intenção, nem a vontade de praticar o fato ilícito e proibido, mas acaba cometendo o ato reprovado por uma atitude culposa, equivocada, por uma falta de cuidado ou atenção.⁷²

297. MARÇAL JUSTEN FILHO também afirma o seguinte:

Um Estado Democrático de Direito abomina o sancionamento punitivo dissociado da comprovação de culpabilidade. Não se pode admitir a punição apenas em virtude da concretização de uma ocorrência danosa material. Pune-se porque alguém agiu mal, de modo reprovável, em termos anti-sociais. A comprovação do elemento subjetivo é indispensável para a imposição de penalidade, ainda quando se possa pretender uma objetivação da culpabilidade em determinados casos. (...) [N]ão basta a mera verificação da ocorrência objetiva de um evento danoso. É imperioso avaliar a dimensão subjetiva da conduta do agente, subordinando-se a sanção não apenas à existência de elemento reprovável, mas também fixando-se a punição em dimensão compatível (proporcionada) à gravidade da ocorrência.⁷³

298. Como fartamente demonstrado nesta manifestação, a Enel SP vem implementando investimentos e aprimoramentos que a levaram ao cumprimento dos padrões de prestação de serviço exigidos pela regulação setorial e vem mantendo a qualidade de seus serviços acima da média nacional.

299. Em face do evento climático extremo que enfrentou, não somente atendeu aos requisitos de serviço contemplado em seu plano de contingência, como excedeu os parâmetros ali estabelecidos, tendo a própria ANEEL reconhecido que a Enel SP envidou esforços concentrados (item 81 da Nota Técnica 9/2026-SFT) para o enfrentamento da situação. Portanto, não houve, como não poderia haver, a exigida demonstração de culpabilidade, o que impede a recomendação da penalidade objeto deste processo.

⁷² MOREIRA, Egon Bockmann. Direito das concessões de serviço público: concessões, parcerias, permissões e autorizações. Belo Horizonte: Fórum, 2023, p. 433.

⁷³ JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria geral das concessões de serviços públicos*. São Paulo: Dialética, 2003, p. 459-460. Em outro artigo o autor aponta que “o exercício da competência punitiva deve ser norteado pela avaliação da culpabilidade do concessionário e da gravidade das repercussões de sua conduta. **Na ausência de elemento subjetivo, a punição é juridicamente inviável**” (ILC – Informativo de Licitações e Contratos, Curitiba, nº 100, jun. 2002, p. 492-509 – grifou-se).

F.2.2. Desproporcionalidade e ausência de análise consequencialista

300. Não houve análise das consequências práticas de eventual recomendação de caducidade. Há, assim, violação não só ao art. 20, *caput* e parágrafo único, da LINDB⁷⁴ como ao próprio Decreto 12.068/2024.

301. **Primeiro**, o Decreto 12.068/2024 parte da premissa de que a prorrogação é, em regra, vantajosa quando a concessionária atende aos critérios objetivos estabelecidos, notadamente os indicadores do art. 2º. Ou seja, **há um juízo normativo abstrato de vantajosidade na manutenção da concessão** uma vez verificado o cumprimento dos parâmetros regulatórios. Há presunção normativa de benefício na continuidade da prestação pelo atual concessionário, cabendo à Administração afastá-la apenas mediante motivação robusta, fundada em elementos concretos que demonstrem o contrário.

302. Esse modelo contrasta, por exemplo, com o regime aplicável às concessões de transmissão. O Decreto 11.314/2022 tem lógica normativa inversa: o art. 8º estabelece que a prorrogação somente será admitida quando “a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público”, revelando presunção regulatória favorável à licitação como solução mais vantajosa. A distinção entre os dois regimes demonstra a inequívoca escolha do Poder Concedente pelo prosseguimento das concessões de distribuição e sua percepção de vantagem nessa continuidade.

303. Portanto, no caso concreto, é indispensável que a ANEEL demonstre, de forma fundamentada e consequencialista, que a descontinuidade da concessão é efetivamente mais vantajosa ao interesse público do que sua continuidade – o que não foi feito, até porque, neste caso, não é.

304. Isso implica análise comparativa entre cenários, avaliação de impactos operacionais e consideração de medidas menos gravosas. O próprio TCU, por meio da AudElétrica, já se manifestou no sentido de que “há questões técnicas e gerenciais envolvidas na adoção de uma medida dessa natureza que devem ser sopesadas, pois um eventual novo concessionário (que venha a assumir a prestação

⁷⁴ “Art. 20. Nas esferas administrativa, controladora e judicial, não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão. Parágrafo único. A motivação demonstrará a necessidade e a adequação da medida imposta ou da invalidação de ato, contrato, ajuste, processo ou norma administrativa, inclusive em face das possíveis alternativas”.

dos serviços por meio de uma intervenção, ou até mesmo por meio da declaração de caducidade) teria que, além de enfrentar a dificuldade atualmente em evidência, se inteirar das realidades e dos desafios operacionais, bem como dos gargalos e dos pontos críticos da área de concessão”.⁷⁵

305. **Segundo**, qualquer decisão que vise à extinção antecipada da concessão exige rigorosa análise consequencialista, dever legal constante do art. 20, *caput*, da LINDB – o que não ocorreu no presente caso.

306. Não há estudos acerca da viabilidade operacional de eventual assunção da concessão por outro agente, nem foram avaliados os impactos sobre a continuidade do serviço, os reflexos sobre investimentos, ativos, trabalhadores e fornecedores, ou ainda as consequências para os cerca de 8 milhões de consumidores durante o período de transição.

307. Conforme evidenciado em Parecer Técnico produzido pela Consultoria Alvarez & Marsal, a descontinuidade do contrato de concessão da Enel SP não é indiferente (ou benéfica) ao serviço de distribuição, ao contrário, a preservação dessa outorga promove benefício ao serviço. Não por acaso, o próprio Diretor Relator do voto condutor que ensejou a abertura deste processo reconheceu, em entrevista ao jornal *O Estado de S. Paulo*, que “trocar a Enel não vai resolver os apagões em SP no dia seguinte” e que a melhoria do serviço depende, essencialmente, de aportes significativos de investimento.⁷⁶

308. Na mesma linha, Tiago de Barros Correia, ex-Diretor da ANEEL, ao analisar a questão, destacou que a caducidade não é a solução adequada para os problemas do setor elétrico. Ao contrário, ressaltou que a modernização da distribuição exige diálogo técnico consistente, segurança jurídica e incentivos regulatórios que viabilizem investimentos e o aprimoramento da resiliência do serviço diante de eventos climáticos extremos. Confira-se:

Diante deste cenário, **a pergunta que se faz é se a punição extrema a uma concessionária, como é a caducidade do contrato, se apresenta como caminho**

⁷⁵ Processo TC 037.796/2023-3, peça 84, instrução de 14.11.2024.

⁷⁶ “Trocar a Enel não vai resolver os apagões em SP no dia seguinte”, entrevista, *O Estado de S. Paulo*, 10.04.2026. Disponível em <https://www.estadao.com.br/sao-paulo/trocar-a-enel-nao-vai-resolver-os-apagoes-em-sp-no-dia-seguinte-diz-diretor-da-aneel/?srsltid=AfmBOoqin2Jv7mCenlRTHB7edpla2JHCzAAy3HkUasRiN8yexLx8r9w6> (acesso em 28.04.2026).

para a resolução dos problemas da distribuição de energia em São Paulo e no Brasil. Certamente não. A modernização do setor depende de um diálogo técnico bem alicerçado, que leve em consideração incentivos regulatórios adequados ao desenvolvimento de uma infraestrutura e de protocolos operativos que melhorem a resiliência do serviço público a eventos climáticos.⁷⁷ (grifou-se)

309. De modo semelhante, Edvaldo Santana, também ex-Diretor da ANEEL, apontou que os indicadores de qualidade de potenciais substitutos não são superiores – e, em muitos casos, são equivalentes ou inferiores – aos da atual concessionária, o que reforça a inadequação da medida proposta sob a ótica de eficiência do serviço.⁷⁸ Tal constatação é confirmada pelo Parecer Técnico da Alvarez & Marsal, segundo o qual a Enel SP figura entre as cinco distribuidoras com maior evolução em todos os indicadores relevantes entre 2023 e 2025, com desempenho superior à média setorial e a do Cluster 1 do PRORET.

310. Ainda, o próprio Ministro de Minas e Energia, embora tenha feito críticas à atuação da concessionária, reconheceu que há fatores estruturais externos relevantes, como a ausência de adequada gestão urbanística da arborização na cidade de São Paulo, evidenciando a complexidade multifatorial do problema.⁷⁹

311. O art. 20, parágrafo único, da LINDB impõe, ainda, a análise de alternativas menos gravosas, como é o caso da estipulação de obrigação de fazer ou de soluções negociais – e que também não aconteceu neste caso. Inclusive, ao analisar a situação da Amazonas Energia, que teve a caducidade recomendada pela ANEEL (Despachos 4.364/2026 e 136/2024), o Grupo de Trabalho designado pelo MME para examinar a sustentabilidade da concessão, afirmou que “mostra-se fundamental a avaliação das alternativas que possam ser conduzidas pelo Poder

⁷⁷ Tiago de Barros Correia, “Caducidade da Enel não resolve desafios impostos pelo clima”, artigo, Jota, 29.03.2026. Disponível em <https://www.jota.info/opiniao-e-analise/artigos/caducidade-da-enel-nao-resolve-desafios-impostos-pelo-clima> (acesso em 28.04.2026).

⁷⁸ Nas palavras do próprio ex-Diretor da ANEEL, “Como a caducidade da Enel é motivada pela qualidade, olhei os índices dos potenciais candidatos. É um desastre. Os grandes grupos, como Neoenergia, Equatorial, Energisa, Cemig, Copel e EDP, têm distribuidoras com indicadores iguais ou piores que a Enel. Do Amazonas, com DEC de 40 horas vem um dos “ficantes” mais fortes. Pelos números da Aneel, só a CPFL seria melhor que a Enel, ainda assim o DEC (280 minutos/ano) é muito pior que na Cidade do México, que não é lá essas coisas”. Disponível em https://www.linkedin.com/posts/edvaldo-santana-83899b123_a-caducidade-da-enel-sp-e-a-s%C3%A1tira-do-burro-share-7451607211962892288-Gbby/ (acesso em 29.04.2026).

⁷⁹ “Enel SP: Silveira muda o tom e pede que ANEEL avance com renovação”, Agência Infra, notícia, 11.03.2026. Disponível em <https://agenciainfra.com/blog/enel-sp-silveira-muda-o-tom-e-pede-que-aneel-avance-com-renovacao/> (acesso em 28.04.2026).

Concedente, considerando vantagens e desvantagens de cada uma delas, observada a superveniência do interesse público” (item 83).⁸⁰

312. Também conforme o Grupo de Trabalho, a caducidade consiste em “alternativa pouco testada no setor elétrico brasileiro, com risco não desprezível à continuidade do serviço prestado, prazo longo para conclusão, estimado em aproximadamente dois anos, e elevado risco de judicialização em razão dos conflitos que surgirão com credores, funcionários, prestadores de serviço, dentre outros” (item 123). O referido Relatório ainda consignou que “processos de caducidade com posterior licitação são bastante demorados, o que pode deteriorar ainda mais as condições para a readequação do serviço e colocar em risco sua continuidade” (item 136).

313. No caso analisado, após o exame do fluxo das alternativas, não houve a declaração da caducidade da concessão pelo MME, mas a determinação de continuidade da prestação do serviço até que mudanças estruturais sejam implementadas:

167. Reforça-se que todos os cenários aqui discutidos demandam mudanças legislativas, que ensejam flexibilizações criando as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço na concessão. Nesse sentido, as medidas propostas visam remediar o cenário atual da concessão.

168. Enquanto não há definição do cenário, que se mostra urgente diante do exposto no presente relatório, é fundamental que a ANEEL mantenha, por meio de sua competência fiscalizatória, o acompanhamento regular da prestação do serviço no estado do Amazonas, conforme determinação da Diretoria da ANEEL constante no Despacho n° 4.506/2023. (grifos no original)

314. Trata-se de entendimento que está de acordo com a posição da doutrina a respeito da caducidade. RAFAEL CARVALHO REZENDE OLIVEIRA afirma o seguinte:

O Poder Público deve decretar a caducidade apenas em situações de maior gravidade, quando constatada a prática de infração contratual ou legal grave por parte da concessionária, em razão do princípio da proporcionalidade. **Quando constatada a possibilidade de continuidade da relação contratual, o Poder Público deve prestigiar a manutenção do contrato, com a aplicação das sanções**

⁸⁰ Processo SEI MME 48330.000046/2023-18, Relatório emitido em 22.04.2026 (SEI 0856181).

contratualmente previstas. (...) Saliente-se, mais uma vez, que a caducidade é medida extrema e deve ficar restrita aos casos graves de inadimplemento.⁸¹

315. Ao contrário do se verifica neste caso, em que todas as melhorias implementadas pela Enel SP nos últimos anos foram completamente desconsideradas e, a cada etapa do processo, busca-se mais e diversos motivos para justificar a recomendação de caducidade, o sistema jurídico brasileiro se orienta pela busca da preservação da outorga. Nesse sentido, EGON BOCKMANN MOREIRA orienta que:

Nada obstante o natural desgaste subjetivo que a situação de caducidade instala, **o seu processo haverá de ser orientado pelo dever de melhores esforços para a preservação do contrato (tal como autorizado expressamente no § 3º do art. 38 da Lei nº 8.987/1995).** A caducidade é a última alternativa possível, eis que ambas as partes – concedente e concessionário – não só venceram a curva de aprendizado inicial e conhecem os desafios contratuais como poucos, mas têm de observar o cumprimento do projeto concessionário.⁸²

316. Portanto, no presente caso, não houve análise de consequências de eventual recomendação de caducidade nem a ponderação de alternativas mais eficazes e menos gravosas, em violação à LINDB e ao Decreto 12.068/2024.

G. Necessidade de produção de prova pericial

317. Em vista da complexidade da matéria tratada neste processo, é imprescindível a produção de prova pericial técnica, com fundamento no art. 5º, LV, da CF/88, nos arts. 2º, parágrafo único, X, 29, 38, 69, da Lei 9.784/1999, no art. 16 da Norma de Organização 001 da ANEEL (REN 1133/2025), **conforme fundamentos fáticos e quesitos contidos no Anexo I a esta manifestação.**

H. Conclusão

318. Diante de todo o exposto nesta defesa e do quanto já foi defendido pela Enel SP ao longo do processo, não se pode ignorar que **são incontroversos os seguintes fatos:**

- a) a nova realidade de intensificação de eventos climáticos extremos demandará a criação de soluções regulatórias específicas e poderá resultar

⁸¹ OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. Extinção dos contratos de parcerias público-privadas (PPPs). Revista Brasileira de Direito Público - RBDP, Belo Horizonte, ano 17, n. 66, p. 87-111, jul./set. 2019, p. 96.

⁸² MOREIRA, Egon Bockmann. Direito das Concessões de Serviço Público: Concessões, Parcerias, Permissões e Autorizações. 3ª ed. Belo Horizonte: Fórum, 2024, p. 434.

em novas exigências futuras para as distribuidoras, circunstância esta já refletida no Decreto 12.068/2024 ao prever a necessidade de regulamentação futura para tais questões (art. 6º, II);

- b) o atual Contrato de Concessão nº 162/1998 da Enel SP não contém métricas de restabelecimento do serviço em eventos climáticos extremos;
- c) a regulação vigente não estabelece o atendimento emergencial como critério para a decretação de caducidade. Tal entendimento foi recentemente reafirmado pelo TCU, no âmbito do TC 021.537/2025-9 – Apêndice F (p. 28), ao consignar que, diferentemente do apontado pela ANEEL na NT 1.056/2024, as Resoluções Normativas 846/2019 e 948/2021 não preveem critérios adicionais para caducidade, e que tampouco há, na Agenda Regulatória da Agência, previsão de atualização dessas normas com vistas à definição de novos parâmetros;
- d) a minuta dos novos contratos de concessão também não instituiu parâmetros adicionais para aferir o serviço adequado, apenas prevendo a possibilidade de criação futura de novos indicadores, criação essa expressamente condicionada a regulamentação específica, consulta pública e AIR, sendo que, sob referidos novos contratos, tais novos parâmetros somente poderiam se prestar à abertura de processo de caducidade após carência mínima de 3 anos;
- e) o próprio TCU já decidiu, sob o Acórdão nº 2.253/2015, que a adequação do serviço deve ser aferida com base em indicadores objetivos e pré-determinados, o que não ocorreu na emissão do TI 49 e isso vem sendo reafirmado pelas áreas técnicas do Tribunal em outros casos;
- f) a REN 1.137/2025, voltada ao aumento da resiliência do sistema elétrico e posterior à emissão do TI 49, não estabeleceu métricas objetivas de desempenho para recomposição após eventos climáticos severos, tendo a ANEEL reconhecido expressamente que assim não o fazia, pois tais indicadores demandam aprofundamento técnico e devem ser estabelecidos somente depois do rito regulatório completo⁸³;

⁸³ Ver itens 29 e 115 da NT nº 90/2024-STD-SFT-SFF/ANEEL.

- g) a Enel SP teve um TI instaurado com suposto fundamento no artigo 38, §1º, incisos I e II, da Lei nº 8.987/1995 (reproduzidos no artigo 20, incisos I e II, da REN 846/2019), sob a alegação de descumprimento dos requisitos de prestação de serviço público adequados constantes do art. 6º, §1º (reproduzido na Cláusula Segunda do Contrato de Concessão) e do art. 31 da Lei nº 8.987/1995, mesmo não havendo metas específicas previamente definidas para indicadores de atendimento a emergências conforme visto sob as alíneas a) a f) acima. Tal TI foi emitido e mantido mesmo ante o que dispõe o art. 6º, §3º, da própria Lei nº 8.987/1995, que expressamente afasta a caracterização de interrupções em situação de emergência como descontinuidade do serviço público (regra também constante da REN 1.000/2021 e do PRODIST);
- h) para as falhas e transgressões apontadas no TI 49, a Enel SP não foi previamente instada a pactuar um Plano de Resultados para os indicadores mencionados no RFT, tampouco foram adotadas, de forma escalonada, outras medidas sancionatórias menos gravosas previstas na regulação (e.g., AI com obrigação de fazer);
- i) o item 63 do TI 49 exigiu a previsão no Plano de Recuperação de resultados objetivos voltados à redução substancial, no prazo de 90 dias, das interrupções com duração superior a 24 horas, bem como do TMP e do TMAE, e garantia de mobilização máxima de toda a equipe da distribuidora em até 24 horas, em situações de contingência de nível extremo – objetivos que foram alcançados pela Enel SP. Isso foi atestado pela própria Fiscalização para o período de 90 dias fixado no próprio TI 49;
- j) a Enel SP, mesmo estando convicta de que a instauração do TI 49 não era cabível, apresentou e cumpriu com o Plano de Recuperação no prazo curtíssimo fixado pela Agência;
- k) o voto condutor dá a entender que a ENEL SP teria ciência da pretensão da ANEEL de utilizar o critério de 80% de restabelecimento em 24 horas (item 138 do voto) e não teria apresentado nenhuma manifestação sobre essa posição da ANEEL (item 113). Isso não é verdade: o critério foi apresentado pela SFT pela primeira vez na Nota Técnica nº 254/2024-

SFT/ANEEL e a ENEL SP logo em seguida, em 15.01.2025⁸⁴, manifestou-se expressamente sobre tal Nota Técnica e apresentou propostas alternativas que não foram objeto de deliberação da Diretoria durante todo o ano de 2025, vindo a ser objeto de análise pela primeira e única vez pela Diretoria apenas em 07.04.2026, evidenciando a adoção de parâmetro superveniente e sem prévia deliberação;

- l) considerando os dados oficiais da ANEEL relativos aos anos de 2023, 2024 e 2025, um total de 24 das 33 maiores distribuidoras do Brasil não atingiriam o patamar de 80% de restabelecimento em até 24 horas caso fosse aplicado o critério que considera contagem a partir do pico simultâneo de consumidores interrompidos (ressalta-se que o voto condutor reconhece expressamente, nos itens 122, 123, 131, 132, 137, 182 e 183, que a metodologia mais adequada é aquela baseada no total de unidades consumidoras impactadas ao longo do evento, e não no pico simultâneo de interrupções, classificado como mera "fotografia");
- m) a própria área técnica da ANEEL reconheceu a diligência da Enel SP ao atestar a aderência e o atendimento satisfatório do Plano de Recuperação pela Enel SP até o mês de janeiro de 2025 (período que inicialmente havia sido fixado pelo próprio TI 49 como prazo para regularização das supostas falhas) (item 152 a 154 da NT 166/2025), bem como atestou a melhoria do desempenho da Enel SP ao longo do ano de 2025 (e.g., item 54 da NT 36/2026);
- n) a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que teve um TI instaurado e depois de um ano mantido por suposto descumprimento de TMAE e % de interrupção superior a 24 horas, embora existam ao menos 13 distribuidoras com desempenho inferior ao seu nesses dois indicadores;
- o) a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que foi obrigada a cumprir metas para o TMAE já em 2025, enquanto as demais distribuidoras que aceitaram

⁸⁴ Carta Enel SP 013-2025-RB (SEI: 48500.002145/2025-05)

- se sujeitar a Planos de Resultados apenas passaram a ter metas de TMAE a partir de 2026;
- p) a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que tem o seu TMAE apurado de forma mensal, ao passo que, para as demais distribuidoras, quando muito, as metas pactuadas são anuais e o acompanhamento é apenas trimestral;
 - q) a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que está sendo submetida sem embasamento normativo a metas para consumidores e interrupções superiores a 24 horas e ameaçada com a pena de caducidade por supostamente descumpri-las;
 - r) a Enel SP é a única distribuidora do Brasil que está sendo submetida sem embasamento normativo a metas para a curva de recomposição após eventos climáticos severos e ameaçada com a potencial recomendação de caducidade por supostamente descumpri-la;
 - s) a Enel SP vem apresentando “melhora nos tempos de recomposição ao longo dos anos”, melhoria essa que inclui a sua resposta ao evento de dezembro de 2025 (evento incontroversamente mais severo, com características não semelhantes às daquelas dos eventos de 2023 e 2024, cujo impacto foi significativamente superior no total de UCs afetadas, especialmente as ocorrências de baixa tensão);
 - t) mesmo sem haver metas para os indicadores em nenhuma norma da ANEEL, o desempenho da Enel SP está acima da média nacional tanto em termos agregados quanto na análise por conjunto para os indicadores cujo suposto descumprimento gerou a emissão do TI 49 ou que são tratados no Plano de Recuperação (TMAE, interrupções por mais de 24 horas e consumidores interrompidos por mais de 24 horas), mesmo se considerado o evento de dezembro de 2025;
 - u) a Enel SP: (i) está melhor do que a média nacional quando se considera a quantidade de dias por ano em que o restabelecimento total ficou acima de 6 dias; e (ii) apresenta redução de 14% de sua Duração Média, que também está melhor do que a média nacional;

- v) a Enel SP apresenta resultados melhores do que os de diversas outras distribuidoras inclusive quando se considera a metodologia de análise que a Fiscalização vem adotando recentemente em outros processos a respeito da prestação de serviço adequado para o TMAE (metodologia dos conjuntos e do percentil 85), o que permite também atestar a evolução nos indicadores que ensejaram o TI 49; e
- w) há outras distribuidoras que, além de terem multas aplicadas relacionadas ao restabelecimento do serviço depois de eventos climáticos extremos, tiveram seus Planos de Resultados recusados pela Agência e nem por isso tiveram Termos de Intimação lavrados contra si, tendo a ANEEL nesses casos, corretamente, optado por dar início a processos administrativos potencialmente punitivos menos gravosos.

319. Tendo em vista esses fatos incontroversos, a Enel SP:

- a) não violou nenhum dos dispositivos contratuais, legais e normativos indicados sob o item e) do Despacho nº 1.214/2026, pois:
 - (a.1.) os arts. 6º, §1º, e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987/1995 e a Cláusula Segunda, caput e Primeira Subcláusula, do Contrato de Concessão estabelecem, de forma ampla e genérica, a obrigação de prestação de serviço adequado e de cumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais. Tais dispositivos somente poderiam servir para eventual recomendação de caducidade caso a Agência apontasse quais parâmetros objetivos da qualidade do serviço e/ou regras teriam sido violados de forma tão grave a justificar a aplicação da sanção mais severa (o que não aconteceu justamente porque a ENEL SP não violou nenhum parâmetro nem regra). Essa interpretação é corroborada pelo entendimento consolidado do TCU e da AGU;
 - (a.2.) o artigo 38, §1º, inciso I, da Lei nº 8.987/1995 (reproduzido no artigo 20, inciso I, da REN 846/2019) exige que eventual constatação do serviço inadequado se dê “*tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço*”, sendo incontroverso que a Enel SP cumpre com as normas, critérios, indicadores e parâmetros objetivamente fixados, sobretudo porque seus indicadores de DEC e FEC

(indicadores eleitos pela ANEEL e pelo Poder Concedente para aferição da qualidade do serviço) estão dentro dos limites fixados pela ANEEL;

(a.3.) o artigo 38, §1º, inciso II, da Lei nº 8.987/1995 (reproduzido no artigo 20, inciso II, da REN 846/2019), se interpretado corretamente, somente pode ser usado em inadimplementos outros que não digam respeito à qualidade do serviço, pois tais condutas já estão cobertas pelo inciso I do mesmo §1º. Ainda que assim não fosse, o inciso II nem mesmo em tese poderia estar sendo descumprido, pois não há qualquer regra que tenha sido descumprida pela Enel SP. Prova maior disso é que o Despacho 1.214/2026 não indicou o descumprimento de qualquer regra pela Enel SP, limitando-se a invocar genericamente a Cláusula Segunda do Contrato de Concessão, a qual trata de uma infinidade de assuntos diversos sobre as condições de prestação dos serviços; e

(a.4.) o artigo 38, §1º, inciso VI, da Lei nº 8.987/1995, relativo ao não atendimento a intimação para regularizar a prestação do serviço, é inaplicável porque a ENEL SP atendeu integralmente à intimação do TI 49, com a apresentação de Plano de Recuperação cumprido no prazo fixado pelo próprio TI 49, execução de medidas e prestação de informações requeridas pela Agência e, sobretudo, apresentou uma melhoria estrutural do serviço de distribuição;

b) não incorreu em nenhuma das condutas supostamente infracionais indicadas no item 226 do voto condutor do Despacho nº 1.214/2026, pois:

(b.1.) a imputação sobre o restabelecimento do serviço após os eventos de novembro de 2023 e outubro de 2024 são os fatos que originaram o TI 49. Se o objetivo do TI é assinalar prazo para a correção de falhas, a Concessionária não deve ser julgada pelos mesmos fatos que originaram o TI, mas sim pelo que fez para melhorar depois desses fatos;

(b.2.) ainda que a primeira imputação do item e) do Despacho nº 1.214/2026 tratasse do restabelecimento do serviço em dezembro de 2025 (o que não é o caso), a conclusão não poderia ser outra se não pelo bom desempenho da Enel SP que, dentre outros aspectos, restabeleceu o serviço em 80,2% em até 24 horas;

(b.3.) o TMAE da Enel SP não é “elevado” a ponto de justificar o presente processo, pois é melhor do que a média nacional;

(b.4.) não há aumento da quantidade de interrupções com duração superior a 24 horas – pelo contrário, a Enel SP somente tem melhorado significativamente os indicadores relacionados a tais interrupções; e

(b.5.) o Plano de Contingências da Enel SP é efetivo e cumpre com as normas então vigentes em 2023, 2024 e 2025 – efetividade essa demonstrada, por exemplo, pelo fato de a Enel SP ter alcançado percentual superior a 80% de recomposição em até 24 horas em todos os eventos ocorridos após a emissão do TI, incluindo o evento severo e de características distintas como foi o de dezembro de 2025.

320. Diante das questões de fato resumidas sob o item 318 acima e das questões de direito apontadas sob o item 319 acima, conclui-se que:

- (i) há nulidade estrutural e originária do TI 49 por ofensa: (a) à lógica do processo administrativo sancionador, conforme art. 5º, LV, da CF/88, c/c art. 3º, II e III, da Lei 9.784/1999, e Cláusula Nona, Segunda Subcláusula, do Contrato de Concessão 162/98; (b) à lógica do prazo de cura, conforme o art. 38, §3º, da Lei 8.987/1995, o art. 32, VIII, da REN 846/2019, e a Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula, do Contrato; (c) à oportunidade de defesa e da sua análise, conforme arts. 2º, parágrafo único, VIII e X; 3º, II e III; 38; 48; 50, I; e 69 da Lei 9.784/1999; (d) ao devido processo legal por descumprir o art. 34, §3º, I, da REN ANEEL 846/2019 por omissão da Diretoria da ANEEL ao não apreciar tempestivamente a defesa da Enel SP em resposta ao TI 49 antes de se exigir a cura das supostas falhas; (e) à teoria das nulidades, ao violar o art. 281 do CPC e o art. 2º, parágrafo único, VIII, e art. 53 da Lei 9.784/1999; e (f) à sequência procedimental ao não observar o art. 38, §3º e a Cláusula Décima Primeira, Quinta Subcláusula, do Contrato de Concessão;
- (ii) houve o pré-julgamento deste processo, o que configura ofensa ao: (a) princípio da impessoalidade, em razão de a decisão ter sido baseada em conclusões previamente estabelecidas; (b) princípio da persuasão racional,

- em razão de não ter sido assegurada a efetiva participação do administrado na formação da decisão; e (c) ao devido processo legal;
- (iii) houve a adoção de um “alvo em movimento” trazendo incerteza sobre os critérios que a ANEEL adotou para a correção das supostas falhas e transgressões no desempenho da Enel SP, o que configura ofensa ao (a) art. 2º da Lei nº 9.784/1999, especialmente no que diz respeito aos princípios da legalidade e da segurança jurídica; (b) art. 38, § 3º, da Lei nº 8.987/1995, que dá ao concessionário o direito de ser notificado previamente sobre as supostas falhas e transgressões e de ter prazo para corrigi-las; e (c) art. 2º, *caput*, da Lei 9.784/1999 e art. 5º, LV, da CF/88 ao inviabilizar o exercício adequado do direito de defesa pela Enel SP;
- (iv) foi e continua sendo ilegal a extensão do período de monitoramento do processo, por caracterizar prorrogação retroativa de prazo já exaurido, assim ofendendo (a) à Lei 8.987/1995, que estabelece prazo de forma expressa e vinculante; (b) ao Estado Democrático de Direito e segurança jurídica (art. 5º, XXXVI, da CF/88; arts. 2º, 23 e 24 da LINDB); e (c) ao devido processo legal (art. 5º, LIV, da CF/88);
- (v) a Enel SP não incorreu em nenhuma hipótese prevista legal, regulamentar ou contratualmente que autorizasse a abertura de procedimento administrativo tendente à recomendação de caducidade;
- (vi) ainda que – em tese e apenas a título de argumentação – tivesse havido o potencial enquadramento da conduta da Enel SP em alguma dessas hipóteses: (a) não houve demonstração do indispensável elemento de culpabilidade para fins de eventual responsabilização da Enel SP, uma vez que não houve comprovação de elemento subjetivo reprovável no processo administrativo sancionador; e (b) tampouco houve análise das consequências práticas de eventual recomendação de caducidade, em violação ao artigo 20, *caput* e parágrafo único, da LINDB e do Decreto 12.068/2024.

I. Pedidos

321. Diante do exposto, e sempre respeitosamente, a Enel SP requer o reconhecimento das nulidades que maculam este processo, anulando-se a decisão que determinou a sua instauração e determinando-se o arquivamento do processo.

322. Caso assim não se entenda, a Enel SP requer, preliminarmente, que seja examinado o parecer técnico independente elaborado pela consultoria independente Abdo, Ellery & Associados (AEA) apresentado no processo anteriormente, em 02.04.2026⁸⁵, e nunca analisado pela Diretoria Colegiada⁸⁶, assim como o anexo parecer técnico de Alvarez & Marsal, uma vez que a análise de tais documentos técnicos é exigida pelo art. 489, §1º, IV, do CPC, face à aptidão de suas conclusões para infirmarem a conclusão da Diretoria sob o Despacho ANEEL 1.214/2026 e promoverem decisão que conclua pela inaplicabilidade, ao caso, de recomendação de caducidade.

323. No mérito, a Enel SP requer, assim, o reconhecimento do descabimento da instauração deste processo em razão do cumprimento pela Enel SP dos requisitos objetivos existentes para aferição da adequação do serviço prestado e seu arquivamento sem a emissão de recomendação de caducidade.

324. Em qualquer caso, protesta pela produção de todas as provas admitidas em Direito, nos termos dos arts. 2º, parágrafo único, X, e 38 da Lei 9.784/99, e do art. 16 da Norma de Organização nº 1 da ANEEL, em especial a produção de prova técnica, através de perito com equipe técnica multidisciplinar devidamente qualificada, a ser indicado em comum acordo entre ANEEL e ENEL SP, observando-se os fundamentos e quesitos anexos a esta defesa (ANEXO I), sem prejuízo da apresentação de quesitos suplementares, e requer seja concedido prazo para nomeação de assistente técnico para acompanhamento da perícia.

⁸⁵ Parecer técnico-regulatório elaborado pela consultoria independente Abdo, Ellery & Associados (AEA), apresentado à ANEEL por meio da Carta Enel SP nº 131-2026-RB, de 02.04.2026.

⁸⁶ Registre-se que a própria Diretoria, no item 164 do voto condutor do Despacho ANEEL 1.214/2026, consignou que "*por razões de economia processual e à luz dos elementos já constantes destes autos, o presente processo fiscalizatório deverá ser convertido no processo de caducidade, passando a instruir, desde logo, a apuração da inadimplência contratual e legal/regulamentar no âmbito desta Agência, sem a necessidade de abertura de um novo número SEI e sem prejuízo da garantia do contraditório e da ampla defesa*". Daí porque o parecer técnico-regulatório elaborado pela AEA, juntado aos autos do processo originário, integra a presente instrução e, por conseguinte, deve ser objeto de exame fundamentado pela Diretoria Colegiada, nos exatos termos do art. 489, §1º, IV, do CPC.



325. Por fim, sem prejuízo dos requerimentos formulados nessa defesa, a Enel SP se coloca à disposição para avaliar ações complementares e realizar eventuais investimentos adicionais que se façam necessários à continuidade na melhoria do atendimento à população e da qualidade do serviços prestados, desde que tais obrigações sejam pautadas em parâmetros claros, objetivos e pré-definidos, permanecendo à inteira disposição da Agência para dialogar a respeito.

Atenciosamente,

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Guilherme Lencastre
CEO Enel SP

Antonio Scala
Diretor Presidente da Enel Brasil

Anexo I – Fundamentos fáticos e quesitos técnicos da Enel SP

Necessidade de produção de prova técnica pericial

Como demonstrado ao longo desta defesa, a adequada apreciação do presente processo depende da prévia elucidação de controvérsias de natureza eminentemente técnica, que não se resolvem apenas por interpretação jurídica ou por juízo abstrato de adequação do serviço.

A discussão instaurada nestes autos envolve a análise integrada de fatores meteorológicos, operacionais, estatísticos e técnico-regulatórios, notadamente quanto à severidade dos eventos climáticos analisados, à comparabilidade entre eventos distintos, à metodologia adequada para aferição da recomposição do serviço, à evolução dos indicadores operacionais da Concessionária e à existência de parâmetros objetivos previamente definidos para avaliação do desempenho em emergências.

Essas matérias exigem avaliação especializada e multidisciplinar, com apoio técnico nas áreas de meteorologia, estatística aplicada, engenharia elétrica e regulação setorial. A produção de prova pericial, nesse contexto, constitui providência instrutória necessária para permitir que a decisão administrativa seja formada a partir de premissas fáticas e metodológicas objetivamente verificadas.

A necessidade da perícia é reforçada pela existência de divergência técnica relevante entre as premissas adotadas na decisão de instauração do presente processo e as conclusões apresentadas pelo corpo técnico da Enel SP bem como constantes dos pareceres técnicos apresentados pela mesma, em especial o parecer técnico-regulatório independente da AEA (já juntado nos presentes autos) e A&M (apresentado com a presente defesa). Como se demonstrou, referido parecer não foi enfrentado de forma específica, embora trate de aspectos centrais para a compreensão da controvérsia técnica submetida à apreciação da Agência.

Não se trata, portanto, de requerer nova análise genérica do serviço prestado ou de substituir a competência regulatória e fiscalizatória da ANEEL. O que se pretende é assegurar que os pontos técnicos centrais para a formação do juízo administrativo sejam examinados por perito independente das perspectivas de Agente e Regulador

e equipe multidisciplinar qualificada, permitindo a adequada verificação das premissas utilizadas no processo e a superação de divergências metodológicas relevantes.

A medida é essencial diante da gravidade da consequência jurídica em discussão. Em procedimento que pode culminar na recomendação de caducidade da concessão, a instrução probatória deve ser compatível com a complexidade técnica da matéria e com a intensidade da sanção cogitada. A decisão administrativa, qualquer que seja seu resultado, deve estar amparada em base técnica segura, transparente e verificável.

A produção da prova pericial também se mostra compatível com uma postura de colaboração institucional da Enel SP perante a ANEEL. Ao requerer a perícia, a Concessionária busca contribuir para a completa elucidação dos fatos e para a adequada formação da convicção administrativa, evitando que matéria técnica controvertida seja decidida sem exame especializado nas matérias de alta complexidade técnica envolvidas notadamente quanto à questão meteorológica e seus impactos na infraestrutura de distribuição.

Nesse sentido, a perícia requerida permitirá esclarecer, de forma objetiva, os pontos técnicos efetivamente controvertidos na presente defesa, inclusive quanto à singularidade do evento climático ocorrido em dezembro de 2025 e sua comparabilidade com eventos climáticos que originaram a instauração do TI 049/2024, seus impactos operacionais e na infraestrutura da Distribuidora, à metodologia de apuração da recomposição em até 24 horas, à evolução dos indicadores operacionais da Enel SP, à adequação das comparações setoriais realizadas e à existência de parâmetros técnico-regulatórios previamente aplicáveis, dentre outros aspectos relevantes associados.

A Enel SP manifesta, desde logo, sua disposição de arcar com os custos da prova pericial, na forma aplicável (art. 16 Norma de Organização nº 1), requerendo que seja assegurado prazo adequado para sua realização, bem como a possibilidade de apresentação de quesitos pela Agência e de definição, em comum acordo, de Perito com equipe técnica multidisciplinar devidamente qualificada, com reconhecida atuação no setor elétrico de distribuição, que possua especializada atuação em especial nas áreas de meteorologia, engenharia elétrica, estatística aplicada e regulação setorial, dentre outras que se façam necessárias, com desejável

experiência internacional nos temas em questão, o qual seja dotado de plena independência técnica profissional equidistante das partes.

A instrução pericial, portanto, é medida adequada, proporcional e necessária ao pleno exercício do contraditório técnico e à correta formação da decisão administrativa, nos termos dos arts. 2º, parágrafo único, X, e 38 da Lei nº 9.784/1999 e do art. 16 da Norma de Organização nº 1 da ANEEL.

QUESITOS

Quesito 1. Considerando a tipologia meteorológica, a intensidade, a duração e a persistência dos ventos, a extensão territorial do evento, o número e o percentual de unidades consumidoras afetadas, a natureza das ocorrências na rede elétrica e a complexidade operacional da recomposição, o evento climático iniciado em 10/12/2025 é técnica, meteorológica e operacionalmente comparável aos eventos de 03/11/2023 e 11/10/2024? Em caso negativo, indicar se as diferenças de escala, severidade, duração, tipologia meteorológica e complexidade operacional limitam ou impedem a utilização do evento de dezembro de 2025 como parâmetro de avaliação do Plano de Recuperação dimensionado a partir das condições verificadas em novembro de 2023 e outubro de 2024.

Quesito 2. Considerando a avaliação dos dados meteorológicos disponíveis, inclusive tipologia do fenômeno, intensidade, duração e persistência dos ventos, bem como a natureza das ocorrências registradas na rede elétrica, o evento climático de 10/12/2025, que atingiu 4,21 milhões de unidades consumidoras, correspondentes a aproximadamente 52,1% da base total da concessão, pode ser tecnicamente considerado sem precedentes quando comparado ao histórico de eventos anteriores na área de concessão da Enel SP?

Quesito 3. À época do evento de 10/12/2025, existiam normas técnico-regulatórias claras, objetivas, previamente definidas e aplicadas de forma geral ao mercado de distribuição, relativas ao percentual de restabelecimento das unidades consumidoras em até 24 horas após evento climático severo?

Quesito 4. Considerando a avaliação constante do voto condutor respeito da análise metodológica sobre tempo em que os consumidores efetivamente permaneceram sem energia durante o evento climático do 10 dezembro de 2025, de acordo com a visão

mais completa do impacto suportado pelos consumidores, i.e., os itens 182 (“(...) curva baseada apenas em pico simultâneo é uma “fotografia” que não captura adequadamente as horas efetivas sem energia, ao passo que a análise por duração das interrupções ao longo do dia fornece visão mais completa do impacto suportado pelos consumidores”) e 183 (“Do ponto de vista regulatório, o que importa não é apenas quantos clientes estavam interrompidos em um momento, mas por quanto tempo os consumidores efetivamente permaneceram sem energia. (...)”) do voto condutor e considerando que o referido evento climático foi caracterizado por ventos severos e persistentes ao longo de várias horas, com novas ocorrências sendo geradas ao longo do tempo de duração do evento: de acordo com a lógica descrita no referido voto condutor e diante dos dados disponibilizados pela Enel SP, a avaliação técnica permite concluir que aproximadamente 80% das unidades consumidoras impactadas tiveram o fornecimento restabelecido em até 24 horas?

Quesito 5. Considerando os dados históricos disponíveis entre os anos de 2023 e 2026, os dados técnicos e operacionais da Enel SP demonstram evolução anual nos indicadores relacionados ao atendimento emergencial e à recomposição do serviço, especialmente quanto ao percentual de unidades consumidoras restabelecidas em até 24 horas, ao TMAE, ao percentual de interrupções superiores a 24 horas, ao percentual de clientes interrompidos por mais de 24 horas e à mobilização de equipes em contingência de nível extremo? Indicar, para cada indicador, a variação observada, a posição relativa da Enel SP no setor, quando disponível, e a comparação com a média nacional.

Quesito 6. No período de acompanhamento do TI nº 49/2024, existiam normas técnico-regulatórias claras, objetivas, previamente definidas e aplicadas de forma geral ao mercado de distribuição para aferição do TMAE como indicador de desempenho emergencial?

Quesito 7. À época do evento de 10/12/2025, existiam normas técnico-regulatórias claras, objetivos, previamente definidos e aplicados de forma geral ao mercado de distribuição relativo à meta para prazo limite de restabelecimento total de unidades consumidoras em prazo máximo de 6 dias, em caso de evento climático severo? A ocorrência de casos isolados de restabelecimento total superior a 6 dias é fenômeno exclusivo da Enel SP ou também ocorre em outras áreas de concessão?

Anexo II – Restabelecimento dos clientes em situação de emergência – ISE

ISE SP 2025	Empresa	Dia	CI Dia Inteiro	% CI Dia Inteiro / Clientes Empresa	% Individual até 24h
ISE 15/2025	ENEL SP	28/10/2025	265.164	3%	100%
ISE 07/2025	ENEL SP	11/03/2025	399.225	5%	100%
ISE 15/2025	ENEL SP	29/10/2025	299.786	4%	100%
ISE 16/2025	ENEL SP	09/11/2025	210.003	3%	100%
ISE 01/2025	ENEL SP	09/01/2025	64.402	1%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	25/01/2025	171.525	2%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	29/01/2025	180.138	2%	100%
ISE 08/2025	ENEL SP	18/03/2025	430.900	5%	100%
ISE 02/2025	ENEL SP	18/01/2025	188.417	2%	100%
ISE 06/2025	ENEL SP	27/02/2025	245.052	3%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	28/01/2025	83.259	1%	100%
ISE 06/2025	ENEL SP	26/02/2025	215.005	3%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	26/01/2025	269.626	3%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	31/01/2025	221.294	3%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	01/02/2025	154.064	2%	100%
ISE 08/2025	ENEL SP	20/03/2025	92.530	1%	100%
ISE 08/2025	ENEL SP	19/03/2025	131.796	2%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	27/01/2025	114.245	1%	100%
ISE 02/2025	ENEL SP	17/01/2025	165.720	2%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	24/01/2025	421.041	5%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	30/01/2025	143.367	2%	100%
ISE 09/2025	ENEL SP	01/04/2025	78.970	1%	100%
ISE 02/2025	ENEL SP	16/01/2025	274.071	3%	100%
ISE 09/2025	ENEL SP	31/03/2025	280.095	4%	100%
ISE 10/2025	ENEL SP	04/04/2025	237.736	3%	100%
ISE 04/2025	ENEL SP	13/02/2025	376.264	5%	100%
ISE 03/2025	ENEL SP	03/02/2025	299.766	4%	100%
ISE 16/2025	ENEL SP	08/11/2025	337.871	4%	100%
ISE 11/2025	ENEL SP	29/05/2025	166.014	2%	100%
ISE 04/2025	ENEL SP	14/02/2025	193.495	2%	100%
ISE 18/2025	ENEL SP	27/12/2025	385.655	5%	100%
ISE 14/2025	ENEL SP	19/10/2025	485.534	6%	99%
ISE 03/2025	ENEL SP	02/02/2025	204.120	3%	99%
ISE 14/2025	ENEL SP	18/10/2025	576.452	7%	99%
ISE 17/2025	ENEL SP	08/12/2025	588.398	7%	99%
ISE 07/2025	ENEL SP	13/03/2025	171.443	2%	99%
ISE 01/2025	ENEL SP	07/01/2025	1.191.909	15%	99%
ISE 12/2025	ENEL SP	29/07/2025	144.513	2%	99%
ISE 01/2025	ENEL SP	08/01/2025	121.040	2%	99%
ISE 11/2025	ENEL SP	28/05/2025	393.117	5%	99%

ISE SP 2025	Empresa	Dia	CI Dia Inteiro	% CI Dia Inteiro / Clientes Empresa	% Individual até 24h
ISE 05/2025	ENEL SP	18/02/2025	478.183	6%	99%
ISE 12/2025	ENEL SP	28/07/2025	583.573	7%	99%
ISE 10/2025	ENEL SP	05/04/2025	105.088	1%	99%
ISE 13/2025	ENEL SP	21/09/2025	643.623	8%	99%
ISE 13/2025	ENEL SP	23/09/2025	172.656	2%	99%
ISE 05/2025	ENEL SP	19/02/2025	266.448	3%	98%
ISE 07/2025	ENEL SP	12/03/2025	435.948	6%	98%
ISE 17/2025	ENEL SP	14/12/2025	176.244	2%	97%
ISE 17/2025	ENEL SP	13/12/2025	782.337	10%	96%
ISE 17/2025	ENEL SP	09/12/2025	908.803	11%	95%
ISE 13/2025	ENEL SP	22/09/2025	1.333.674	17%	93%
ISE 17/2025	ENEL SP	12/12/2025	592.451	7%	91%
ISE 17/2025	ENEL SP	11/12/2025	486.373	6%	82%
ISE 17/2025	ENEL SP	10/12/2025	4.205.435	52%	80,2%