



**Relatório de Fiscalização
RF-0009/2022-AGERGS
Ação Fiscalizadora da Distribuição**

Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia
Elétrica

Processo 000294-39.00/22-7

**Companhia Estadual de Distribuição
de Energia Elétrica – CEEE-D**

Maio/2022

SUMÁRIO

I – INTRODUÇÃO	4
II – IDENTIFICAÇÃO DO AGENTE	4
III – INFORMAÇÕES DA FISCALIZAÇÃO	4
IV – DOS FATOS	5
V – CONTEXTO.....	6
V.1 - Grupo Equatorial	7
V.2 - Organograma da distribuidora	7
V.3 - Centro de Operação Integrado - COI	8
V.3.1 – Da operação	12
V.4 - Equipes	14
V.4.1 – Descrição das Equipes.....	14
V.4.2 – Despacho durante o evento	17
V.4.3 - Parecer sobre os temas Equipes e Despacho	17
V.5 - Infraestrutura de Tecnologia da Informação	17
V.5.1 – Sustentação dos serviços de TI	19
V.5.2 – Banco de dados Oracle	22
V.5.3 – Serviço de registro de reclamações via SMS	25
VI – CONSTATAÇÕES	30
VI.1 – Qualidade da informação prestada (CT1).....	30
VI.2 – Não Conformidade 1 (NC1).....	32
VI.3 - Atendimento às unidades consumidoras prioritárias (CT2).....	32
VI.4 - Não Conformidade 2 (NC2)	35
VI.5 – Infraestrutura de TI (CT3)	35
VI.6 – Não Conformidade 3 (NC3).....	36
VI.7 – Registro de reclamações via SMS (CT4).....	36
VI.8 – Não Conformidade 4 (NC4).....	36
VI.9 – Plano de Contingência (CT5).....	36
VI.9.1 – Análise do documento “Plano de Contingência”	37
VI.10 – Não Conformidade 5 (NC5).....	39

P. 3 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

VI.11 - Situação de Emergência (CT6)	39
VI.12 – Não Conformidade 6 (NC6).....	41
VII – RECOMENDAÇÕES	41
VIII – CONCLUSÕES	41
IX – ANEXOS	42
Anexo I – Segmentos do Plano de Contingência	43

RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO – AÇÃO FISCALIZADORA DA DISTRIBUIÇÃO

I – INTRODUÇÃO

1. De acordo com o artigo 16 do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, a fiscalização da ANEEL tem como fundamentos primordiais a educação e a orientação dos agentes do setor de energia elétrica e a prevenção de condutas violadoras da lei e dos contratos de concessão.
2. A presente fiscalização tem por objetivo verificar a conduta e o desempenho da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica durante o período compreendido entre o dia 5 e 16 de março de 2022, período no qual ocorreram relatos recorrentes de má prestação do serviço em diferentes veículos de comunicação do Estado do Rio Grande do Sul.
3. A seguir são apresentados os resultados das verificações, o diagnóstico realizado, as constatações, as conclusões e as recomendações.

II – IDENTIFICAÇÃO DO AGENTE

Agente: COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D
CNPJ: 08.467.115/0001-00
Responsável Legal: Diretor Presidente - Raimundo Barretto Bastos
Endereço: Avenida Joaquim Porto Villanova, 201
CEP: 91410-400

III – INFORMAÇÕES DA FISCALIZAÇÃO

Fiscalização realizada no período de 07/03/2022 a 27/04/2022
Período fiscalizado: 01/08/2021 até 11/05/2022
Equipe de fiscalização¹:

- Clodoaldo de Borba Lambiase – GPE/AGERGS - Coordenador
- Álvaro André Saldanha de Souza – GPE/AGERGS
- Cláudio André Alves de Araújo – GPE/AGERGS
- Maria Inês Guglielmin Schumacher – GPE/AGERGS

¹ As assinaturas eletrônicas podem ser verificadas no documento SEI nº 0342226 do processo nº 000294-39.00/22-7.

- Róger Samuel Zulpo – GPE/AGERGS

IV – DOS FATOS

4. No dia 5 de março de 2022 teve início a aproximação de um sistema de baixa pressão com a presença de ventos e chuvas. No domingo, dia 6, esse sistema aproximou-se da região metropolitana de Porto Alegre e resultou no primeiro evento climático de temporal. Na tarde de segunda-feira, dia 7, novamente ocorreram chuvas e ventos na região sul do Estado e metropolitana de Porto Alegre.

5. A partir da segunda-feira (7) começaram os relatos de problemas para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Os principais relatos eram relacionados a falta ou incorreção das informações prestadas pela distribuidora. Nesse dia as notícias veiculadas eram em rádios e canais de televisão.

6. A partir da terça-feira (8) os relatos se intensificaram nas rádios, canais de televisão e mídia escrita sobre:

- Clientes há mais de dois dias sem energia elétrica;
- Falhas na abertura de protocolo por SMS;
- Teleatendimento via 0800 ocupado;
- Falta de previsão para retorno da energia elétrica;

7. A escalada de insatisfação dos consumidores alcançou órgãos públicos como a Defensoria Pública, Ministério Público e Procon, além da Agergs. No Quadro 1 estão apresentadas notícias publicadas para contextualizar a situação do período.

P. 6 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

Quadro 1 – Recortes de jornais do período

https://g1.globo.com/rio-grande-do-sul/.../noticia/2022/03/09/apos-longo-periodo-sem-luz-como-ceee-e-autoridades-estao-.../

O PAPEL DE CADA UM / NOTÍCIA

Após longo período sem luz, como CEEE e autoridades estão agindo para resolver o problema

Concessionária, Ministério Público, Procon, Agergs e Defensoria Pública detalham suas ações em relação ao desabastecimento de energia que ocorre desde domingo

09/03/2022 - 19h26min
Atualizado em 09/03/2022 - 21h44min

COMPARTILHE:   

https://g1.globo.com/rio-grande-do-sul/.../noticia/2022/03/09/apos-protestos-ceee-faz-novo-calculo-e-aponta-que-65-mil-seguem-sem-luz/

5 de maio de 2022

PÁGINA INICIAL NOTÍCIAS BLOGS ▾ PROGRAMAÇÃO EQUIPE INSTITUCIONAL VEJ

Após protestos, CEEE faz novo cálculo e aponta que 65 mil seguem sem luz

Ao todo, 80 mil famílias estão sem energia elétrica no Rio Grande do Sul

Publicado por Rádio Guaíba - 09/03/2022 - 08:34



Quadro 1 – Recortes de jornais do período

RIO GRANDE DO SUL 



Região Metropolitana de Porto Alegre enfrenta falta de luz há cinco dias após temporais

Cinco dias após os **fortes temporais**, moradores da Região Metropolitana de **Porto Alegre** ainda estão sem luz. Em razão da demora no restabelecimento da energia, órgãos como o Ministério Público (MP-RS) e a Defensoria Pública do Estado (DPE) cobram respostas da concessionária CEEE Equatorial, que **assumiu o serviço após a privatização**.

Em nota, a empresa afirma que "não tem medido esforços para realizar melhorias em sua rede de distribuição". *Leia o comunicado abaixo.*

 Dmae POA @dmaepoa

⚠️ Atenção: Como a estação está parada há muitas horas por falta de energia elétrica, o abastecimento levará mais tempo para restabelecer. É possível que nas áreas mais afastadas da rede, normalize somente na noite de segunda-feira (7).

Dmae POA @dmaepoa - 6 de mar
A ETA Menino Deus parada desde 11 h de hoje, por falta de energia elétrica. A previsão por parte da concessionária é na tarde de hoje.



Porto Alegre  Fique sabendo!

BAIRROS AFETADOS:
Agronomia, Azenha, Boa Vista, Bom Jesus, Camaquã, Cavallhada, Centro, Cel Aparício Borges, Cascata, Cidade Baixa, Cristal, Glória, Jardim Botânico, Jardim Carvalho, Jardim do Salso, Medianeira, Menino Deus, Nonoai, Partenon, Petrópolis, Praia de Belas, Santana, Santa Teresa, Teresópolis, São José, Santo Antonio, Vila João Pessoa, Vila Nova, Vila dos Sargentos.

156 opção 2

9:53 PM · 6 de mar de 2022 · Twitter for iPhone

V – CONTEXTO

8. O objetivo dessa seção é ambientar o leitor à estrutura física, administrativa e operacional da CEEE-D, após a assunção do Grupo Equatorial como acionista controlador.

V.1 - Grupo Equatorial²

9. A Equatorial Energia é uma holding com atuação no setor elétrico brasileiro nos segmentos de:

- Distribuição, através da Equatorial Maranhão, Equatorial Pará, Equatorial Piauí, Equatorial Alagoas, CEEE-D e CEA;
- Transmissão, com 8 projetos 100% concluídos e a Intesa, linha operacional que cruza os Estados do Tocantins e Goiás,
- Saneamento, através da Companhia de Saneamento do Amapá;
- Geração Distribuída, através da E-nova;
- Comercialização, através da Helios, e
- Serviços, através da Equatorial Serviços.

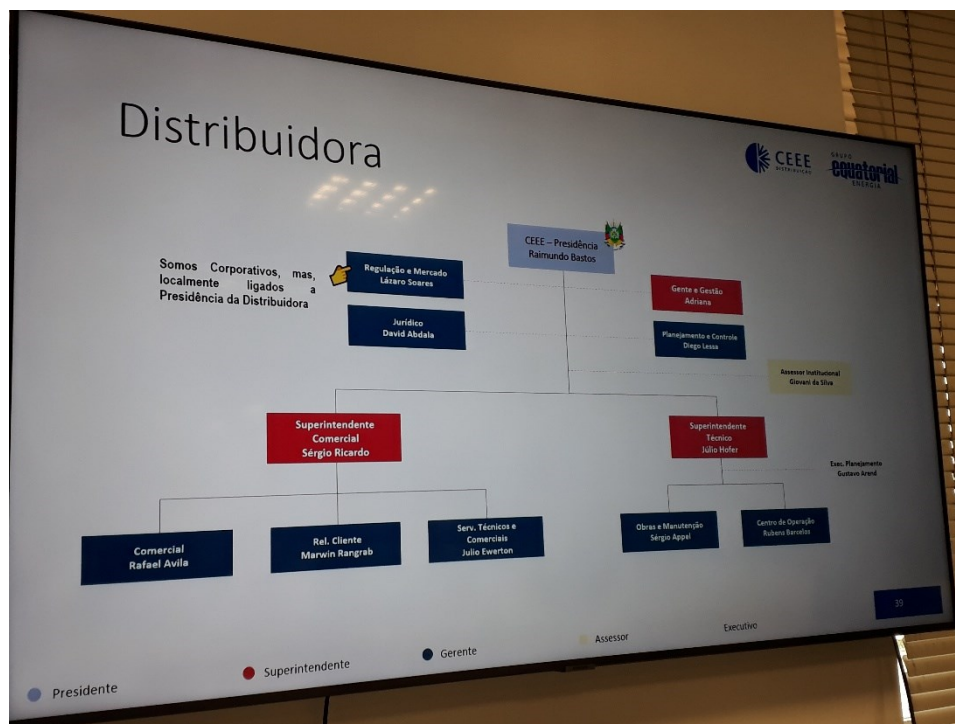
10. A empresa possui capital aberto desde 2006 e suas ações integram o chamado Novo Mercado (nível 2 de governança) da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) desde 2008.

V.2 - Organograma da distribuidora

11. A distribuidora CEEE-D possui o seu organograma, conforme Figura 1, mas apresenta forte interação com o organograma corporativo do Grupo Equatorial. Existem áreas e assuntos que são tratados por funcionários que não estão fisicamente e nem administrativamente lotados na CEEE-D. Um dos exemplos é a Gestão da Tecnologia da Informação que é gerenciada por funcionários lotados no corporativo do Grupo Equatorial.

Figura 1 – Organograma apresentado na reunião de abertura da fiscalização

² As informações presentes nessa subseção foram retiradas do site <https://ri.equatorialenergia.com.br/pt-br/>

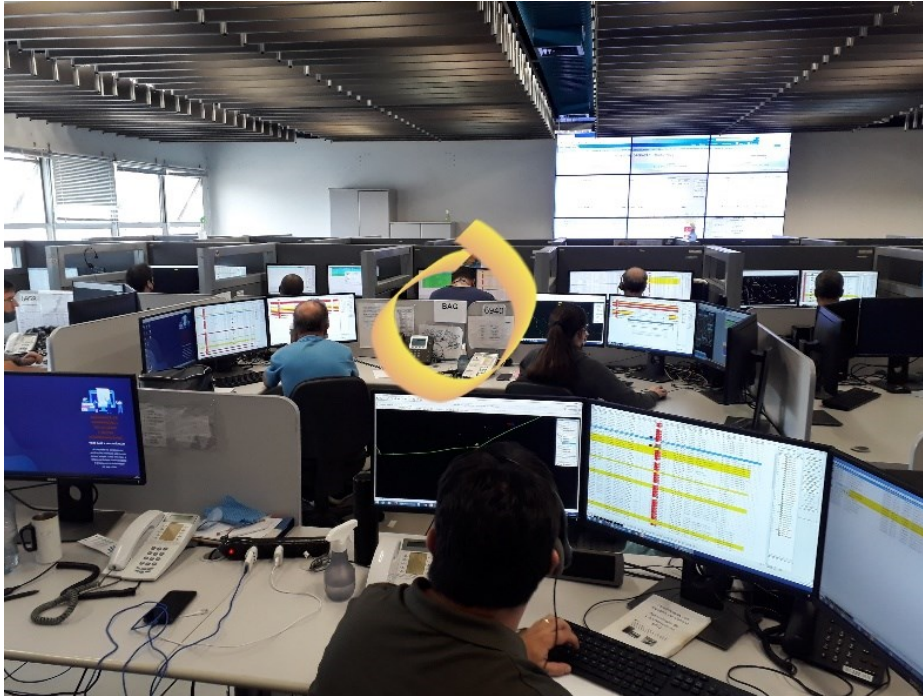


V.3 - Centro de Operação Integrado - COI

12. O Centro de Operação Integrado (COI) está localizado na sede da CEEE-D e é composto pela tela principal contendo o *Business Intelligence* (BI) da operação e por mesas de operadores separados por região e por nível de tensão (baixa, média e alta tensão). Na Figura 2 é apresentado em destaque a mesa responsável pela região de Bagé.

P. 9 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

Figura 2 – Mesa de operadores da região de Bagé



13. Na Figura 3 e Figura 4 são apresentadas a tela do BI projetada a frente das mesas de operação no COI e a mesma tela do BI está disponível aos operadores do COI por intermédio de acesso externo por celular ou computador.

Figura 3 – Tela de BI para acompanhamento da operação no COI

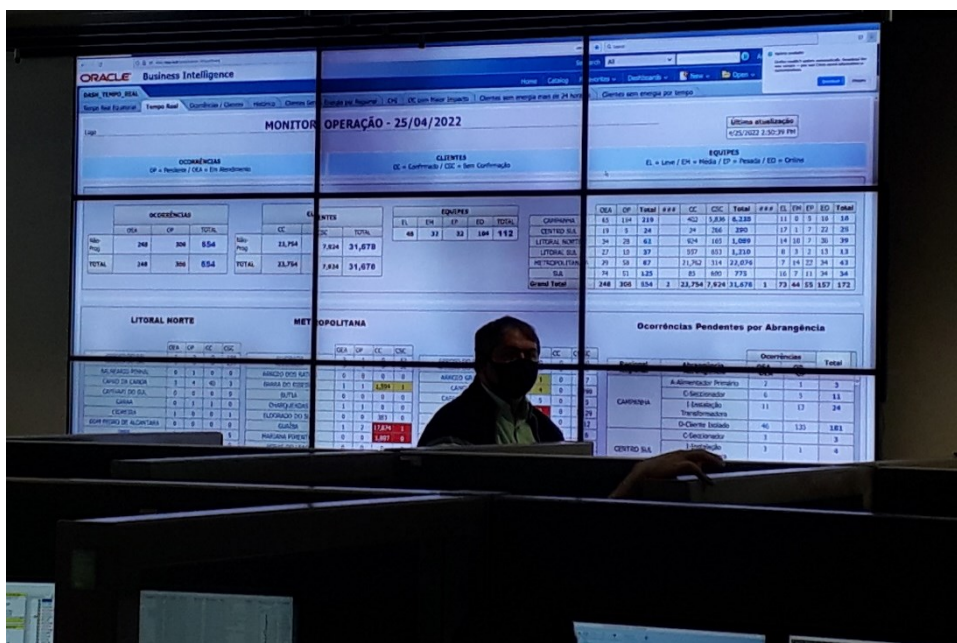


Figura 4 – Acesso externo ao BI do COI

The image shows a smartphone screen displaying a web application. At the top, the browser address bar shows 'indicadores.ceee.com.br/ar'. Below the address bar is a table with columns: 'OP', 'Total', '###', 'CC', 'CSC', 'Total', '###', and 'EE'. The table contains several rows of data. Below the table, there is a section titled 'Ocorrências Pendentes por Abrangê' with a sub-table showing 'Regional', 'Abrangência', and 'Ocorrê'.

OP	Total	###	CC	CSC	Total	###	EE
136	198	###	363	5.799	6.162	###	EE
1	26	###	16	269	285	###	EE
37	65	###	879	167	1.046	###	14
11	38	###	605	653	1.258	###	7
47	77	###	10	262	272	###	7
69	148	###	85	940	1.025	###	17
301	552	2	1.958	8.090	10.048	1	73

Regional	Abrangência	Ocorrê
	A-Alimentador Primário	2
	C-Seccionador	5

14. Na antessala do COI ficam localizados os setores denominados pré-operação, pós-operação e avaliação de desempenho. Houve um processo gradual de centralização do COD com redução do número de mesas de operação, como pode ser visto da Tabela 1 até Tabela 5.

Tabela 1 – Lotação das mesas de operação entre agosto e novembro de 2021

01 de Agosto até 15 de Novembro - 2021

Centro de Operação	Mesas de Operação	
	7:00 - 23:00	23:00 - 07:00
Porto Alegre	3	2
Osório	2	0
Pelotas	2	0
Rio Grande	3	0

P. 11 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

Tabela 2 – Lotação das mesas de operação entre 16 e 25 de novembro de 2021

16 de Novembro até 25 de Novembro – 2021 (Centralização Pelotas)		
Centro de Operação	Mesas de Operação	
	7:00 - 23:00	23:00 - 07:00
Porto Alegre	4	2
Osório	2	0
Rio Grande	3	0

Tabela 3 – Lotação das mesas de operação entre novembro e dezembro de 2021

26 de Novembro até 10 de Dezembro – 2021 (Centralização Camaquã)		
Centro de Operação	Mesas de Operação	
	7:00 - 23:00	23:00 - 07:00
Porto Alegre	5	2
Osório	2	0
Rio Grande	3	0

Tabela 4 – Lotação das mesas de operação entre 10 e 24 de dezembro de 2021

10 de Dezembro até 24 de Dezembro – 2021 (Centralização Bagé)		
Centro de Operação	Mesas de Operação	
	7:00 - 23:00	23:00 - 07:00
Porto Alegre	6	2
Osório	2	0
Rio Grande	3	0

Tabela 5 – Lotação das mesas de operação entre dezembro de 2021 e março de 2022

24 de Dezembro 2021 até Março - 2022		
Centro de Operação	Mesas de Operação	
	7:00 - 23:00	23:00 - 07:00
Porto Alegre	6	2
Osório	2	0

15. Este processo terminou em abril de 2022, após o encerramento da temporada de verão, com a transferência do controle de Osório para o COI em Porto Alegre.

V.3.1 – Da operação

16. O documento Instrução Técnica IT-12.02.001 Operação em Tempo Real da Distribuição, versão: 00, vigente desde 31 de agosto de 2017, define os procedimentos que orientam as *“ações de operação em tempo real nos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão na área de concessão da CEEE-D”*.

17. Na operação normal as solicitações dos usuários ingressam pelo Sistema de Gestão Comercial - SGC. As que geram serviços técnicos - Risco de Vida, Falta de Luz e Nível de Tensão - são recebidas pelo Sistema de Gestão da Distribuição – SGD, após a geração do protocolo pelo SGC, e atendidas na tela de ocorrências pendentes com a seguinte prioridade:

“a) Atendimento de falhas que representem risco iminente de perda de vida humana;

b) Manobras para manutenção ou restabelecimento do fornecimento, conforme a abrangência da interrupção:

i. Tronco de alimentador primário ou linha de distribuição;

ii. Ramal primário;

iii. Falha em equipamento de transformação;

iv. Falha na rede secundária;

v. Falha em ramal de ligação ou circuito de iluminação.”

18. As que geram serviços - Ligação; Desligamento; Corte; Religação; Troca de Padrão; Instalação, Retirada, Troca e Aferição de Equipamentos – são recebidas pelo Sistema de Gestão de Serviços-SGS e atendidas na tela de ordens de serviço com a seguinte prioridade:

“i. Religação de UC do grupo A;

ii. Religação de Corte Indevido;

iii. Vistoria de ligação ou troca de padrão em área rural;

iv. Vistoria de ressarcimento de danos;

v. Inspeção de equipamento (Aferição);

vi. Serviços com prazo vencendo no dia;

vii. Demais serviços.”

19. No funcionamento usual, há um operador em cada mesa de operação por turno, havendo troca de mesa no turno seguinte. As solicitações são despachadas para as equipes

P. 13 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

disponíveis pelo operador no SGD/SGS, que recebe as ocorrências já agrupadas e, quando há serviço essencial ou cliente VIP incluído, identificadas com vermelho na tela. O despacho é realizado conforme estabelecido na IT-12.02.001 priorizando as ocorrências com serviços essenciais/clientes VIP na ordem estabelecida. Ao terminar o serviço, as equipes inserem os dados no sistema, o operador faz o pré-encerramento e estando tudo certo encerra a ocorrência e libera a equipe para o próximo serviço. É feito 100% de “*call back*”, três tentativas para os clientes isolados e por amostragem, se for, por exemplo, uma chave.

20. Quando há notícia de eventos climáticos severos, a saída do operador na mesa de operação é retardada e a entrada do seguinte é adiantada, além de serem postos em sobreaviso operadores e equipes adicionais. As mesas passam a operar com dois operadores, que permanecem na mesa em que estão, ou vão para aquela que conhecem melhor o local, até o fim do evento.

21. Nos dias 5, 6 e 7 de março a área de concessão da CEEE-D foi atingida por eventos climáticos severos que resultaram em 125.393 (cento e vinte cinco mil, trezentas e noventa e três), 362.477 (trezentas e sessenta e duas mil, quatrocentas e setenta e sete) e 338.647 (trezentas e trinta e oito mil, seiscentas e quarenta e sete) unidades consumidoras (UCs) com interrupção no fornecimento de energia, respectivamente. Essas foram as solicitações recebidas pelos canais de atendimento da CEEE-D e processadas pelo SGC.

22. Com o aumento na quantidade de solicitações e a instabilidade dos sistemas de gestão, a quantidade de UCs com interrupção no fornecimento de energia por mais de três dias aumentou: (i) no dia 05/03 foram 105 (cento e cinco); (ii) no dia 06/03, 13.423 (treze mil, quatrocentas e vinte e três); e (iii) no dia 07/03, 35.343 (trinta e cinco mil, quatrocentas e trinta e três), para fins de comparação. Os indicadores de continuidade não são tratados neste relatório por serem objeto de Plano de Resultados de Janeiro a Dezembro de 2022 e de acompanhamento trimestral durante este período.

23. Na visita ao COI e durante a realização das entrevistas foi relatado que a tela do SGD (Sistema de Gestão da Distribuição) apresentou instabilidade a partir do final da tarde do dia 07/03/2022 até o dia 10/03/2022, não permitindo a utilização do sistema de forma habitual, fazendo com que o despacho das equipes fosse realizado por meio de comunicação por telefone, o que diminuiu sua efetividade. O SGD permanecia até 30 minutos sem atualização de tela fazendo com que as ocorrências não pudessem ser agrupadas pelo sistema tendo que ser realizadas, na medida do possível, pelo operador, dependendo do seu conhecimento do local.

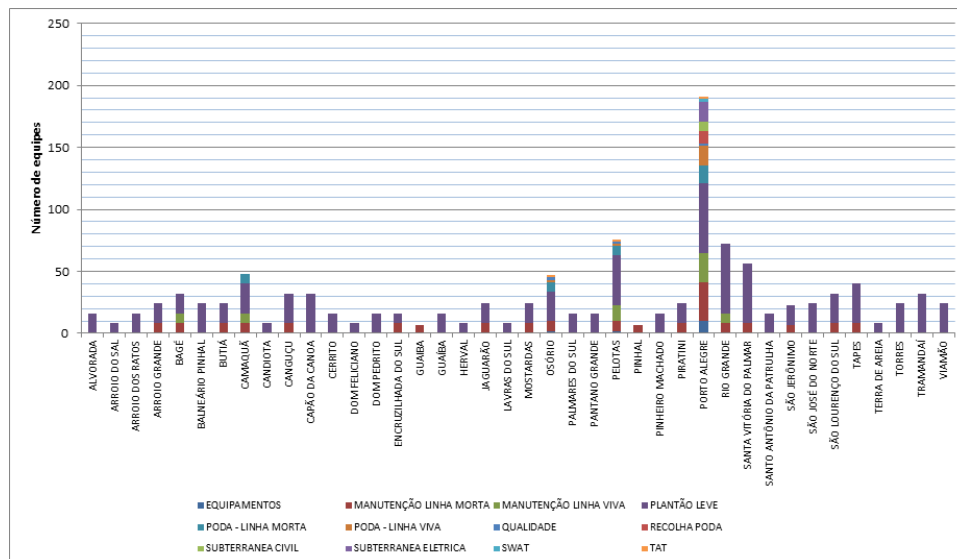
V.4 - Equipes

24. A distribuidora possui equipes classificadas como comercial, poda de linha morta, poda de linha viva, subterrânea elétrica, manutenção linha viva, manutenção linha morta, plantão leve, entre outras. As equipes leves multifuncionais/multitarefa fazem o atendimento comercial e plantão.

V.4.1 – Descrição das Equipes

25. A concessionária CEEE Equatorial possuía 425 equipes para atendimento das ocorrências em 28 de fevereiro de 2022 (equipes adicionais foram incorporadas a partir de 14 de março de 2022), distribuídas de acordo com o Gráfico 1 a seguir.

Gráfico 1 – Distribuição das equipes por município.



26. A Distribuidora relatou durante a fiscalização em campo que há um processo de PDV (Pedido de Demissão Voluntária) em curso, no qual ocorreu a adesão de aproximadamente 40% da força de trabalho de toda empresa e que afetou diretamente a composição das equipes atuais. Por outro lado, houve a contratação de terceiros, com o aumento da quantidade de equipes, principalmente nos meses de fevereiro e março de 2022, como pode ser visto do Gráfico 2 ao Gráfico 4.

P. 15 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

Gráfico 2 – Equipes, quantidade e tipo.

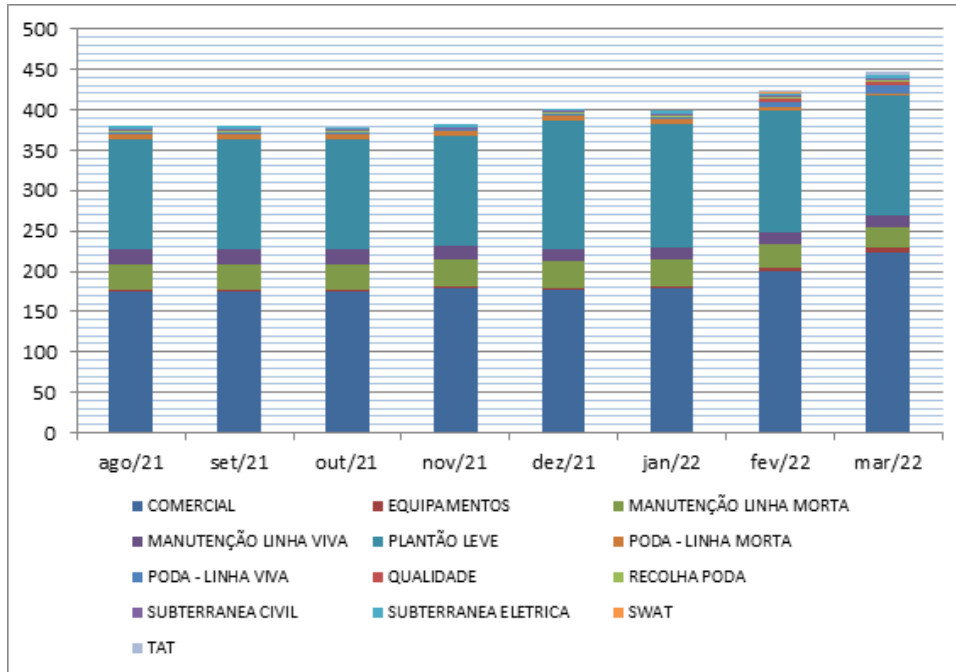


Gráfico 3 – Quantidade de empregados e suas datas de admissão

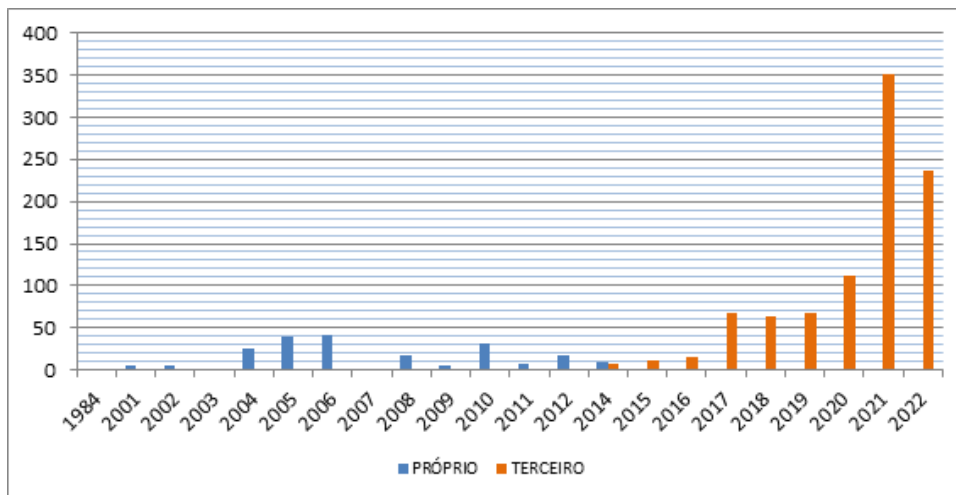
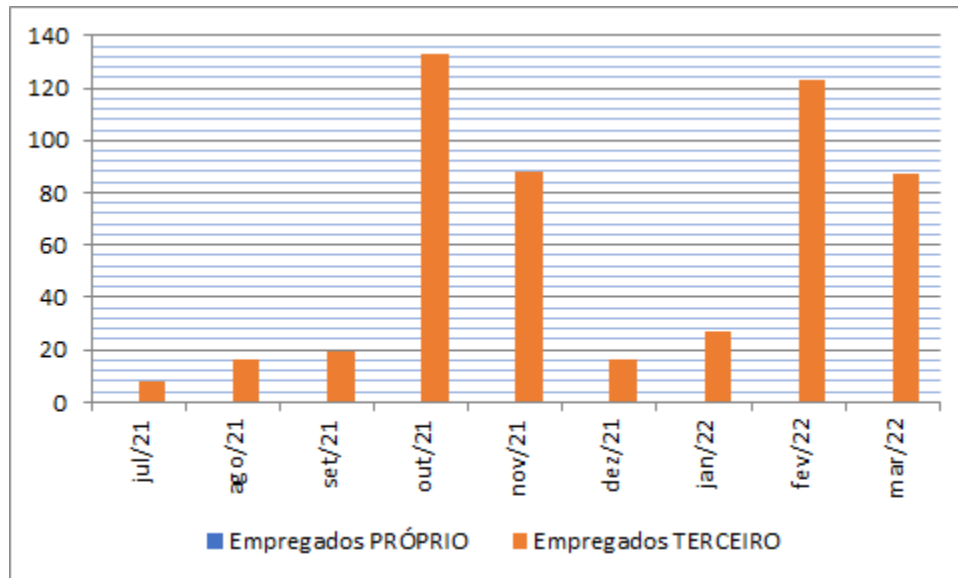
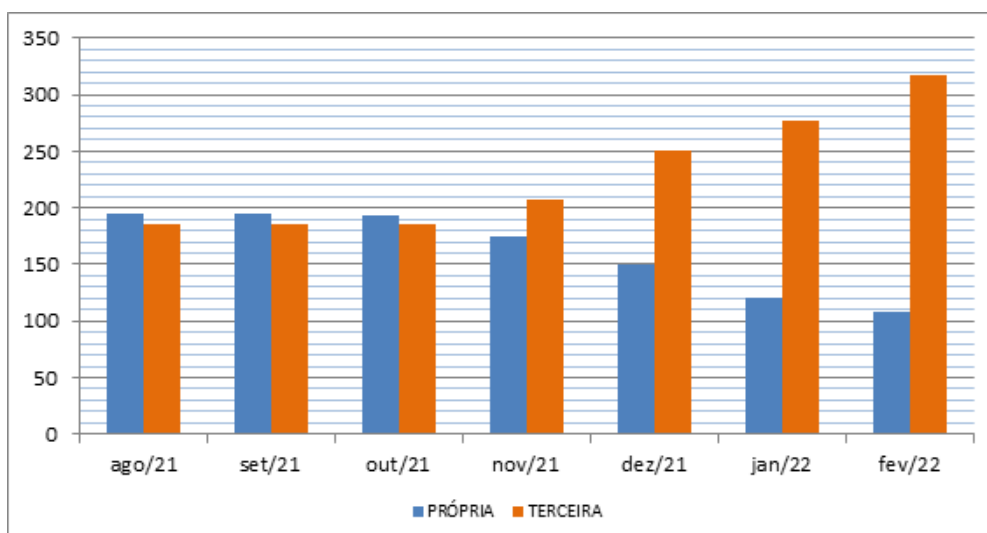


Gráfico 4 – Quantidade de empregados incorporados após troca de controlador



27. Em 28 de fevereiro de 2022 a Distribuidora contava com 108 (cento e oito) equipes próprias e 317 (trezentos e dezessete) terceirizadas, totalizando 425 (quatrocentos e vinte e cinco), compondo o atendimento, indicadas no Gráfico 5. Um aumento de 44 equipes em relação a agosto de 2021.

Gráfico 5 – Quantitativo das equipes, próprias e terceiras.



28. O agente informou que os novos integrantes das equipes de campo são submetidos a um treinamento com carga horária de 142 horas e que aproximadamente 60% dos participantes são aprovados, certificados e admitidos.

V.4.2 – Despacho durante o evento

29. A instabilidade do sistema relatada anteriormente dificultou a realização do pré-encerramento das ocorrências pelos operadores da mesa do COI, ao término do atendimento, fazendo com que estas equipes ficassem indisponíveis para atendimento de novas ocorrências.

30. Adicionalmente, as equipes em campo se tornaram prejudicadas por não haver sinal de telefonia móvel em determinados locais, não permitindo a comunicação com o COI e assim, impossibilitando-as para novos despachos de ocorrências.

V.4.3 - Parecer sobre os temas Equipes e Despacho

31. Quanto a gestão de equipes para atendimento, o ente regulador não possui ingerência. Há tendência de terceirização das equipes, intensificada com a nova gestão da distribuidora, sendo predominante para equipes comerciais.

32. Está ocorrendo a migração das equipes de poda do tipo linha morta para linha viva. O quantitativo total de equipes do tipo linha viva aumentou, o que é positivo para o serviço, visto que diminui a necessidade de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

33. Em fevereiro foram incorporados 123 (cento e vinte e três) colaboradores, representando a segunda maior incorporação mensal do histórico da distribuidora, sendo superada apenas pela incorporação de outubro/2021. No período da ocorrência do evento climático severo, estes incorporados tinham no máximo 30 dias de experiência na empresa.

34. O despacho das equipes mostrou-se prejudicado em face de instabilidade no SGD, fazendo com que os operadores fossem forçados a abandonar a execução do despacho via sistema e recorressem ao despacho das equipes com base na sua experiência profissional com a utilização de telefonia quando possível.

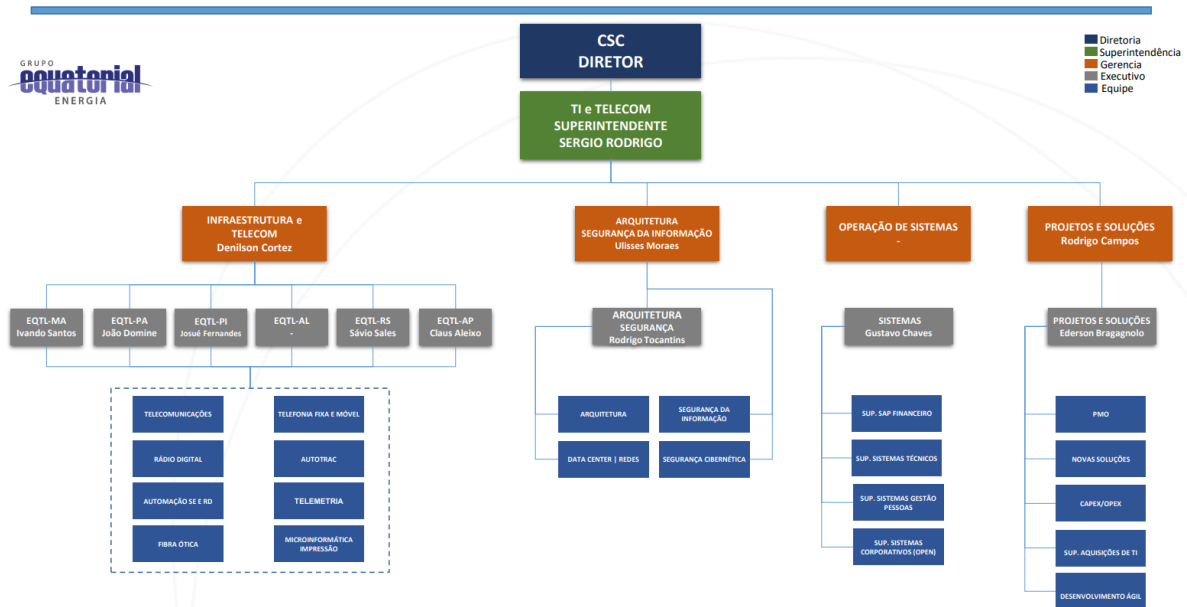
35. O recurso tecnológico utilizado em substituição ao sistema SGD foi a telefonia móvel.

V.5 - Infraestrutura de Tecnologia da Informação

36. A Infraestrutura de TI possui um organograma corporativo conforme apresentado na Figura 5. A equipe de fiscalização foi recepcionada nas instalações da distribuidora pelos senhores Michel Maio Berwaldt, Sávio Sales e Ulisses Moraes (chefe do setor corporativo de Arquitetura e Segurança da Informação).

Figura 5 – Organograma da Diretoria CSC

ORGANOGRAMA | TI, TELECOM, DIGITAL E INOVAÇÃO - 2022



37. Conforme apurado pela fiscalização, o senhor Sávio Sales é responsável pelos serviços de telecom da CEEE-D, chamada no organograma de EQTL-RS, e responde ao senhor Denilson Cortez (chefe do setor corporativo de Infraestrutura e Telecom). O senhor Michel é funcionário corporativo do Grupo Equatorial e responde ao senhor Rodrigo Tocantins (chefe de Arquitetura e Segurança) que por último responde ao senhor Ulisses.

38. Apurou-se que as responsabilidades do senhor Michel são múltiplas e envolvem, por exemplo, o suporte ao data center localizado na atual sede da distribuidora.

39. A CEEE-D está preparando um *moving* dos seus servidores e sistemas para o data center da nova sede no bairro Humaitá de Porto Alegre e para o data center corporativo do grupo equatorial no estado do Maranhão. A Figura 6 apresenta a localização atual do data center no Prédio F da Sede da distribuidora CEEE.

Figura 6 – Localização Data Center (Fonte: Google Maps)



V.5.1 – Sustentação dos serviços de TI

40. A fiscalização buscou identificar a sequência de eventos que provocaram as dificuldades apresentadas pela distribuidora na recomposição do serviço de distribuição de energia e no atendimento às reclamações dos consumidores após os eventos climáticos ocorridos entre os dias 5 e 7 de março.

41. A equipe de fiscalização foi informada pela distribuidora durante a reunião de abertura da fiscalização presencial que um dos principais motivos para as dificuldades no restabelecimento da rede elétrica foi a intermitência do sistema de gestão da distribuição (SGD).

42. A distribuidora declarou que identificou problemas no sistema SGD a partir das 20 horas do dia 07/03/2022. Esses problemas envolviam o congelamento do sistema durante períodos variados e dificultaram o trabalho de despacho das equipes de atendimento às ocorrências, conforme já relatado na seção sobre equipes do presente relatório.

43. A sequência de eventos nos sistemas de informática da distribuidora que ocasionaram as dificuldades para restabelecimento do sistema foi:

Dia 7 de março

- i. às 20 horas iniciaram os problemas no sistema SGD
- ii. entre 20-21 horas os responsáveis pelo COI acionaram o setor de TI

P. 20 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

- iii. por volta das 22 horas a sala de crise da TI foi instalada
- iv. entre 23 e 00 horas foi identificado como origem do problema o banco de dados Oracle do sistema SGD (sem solução imediata)

Dia 8 de março

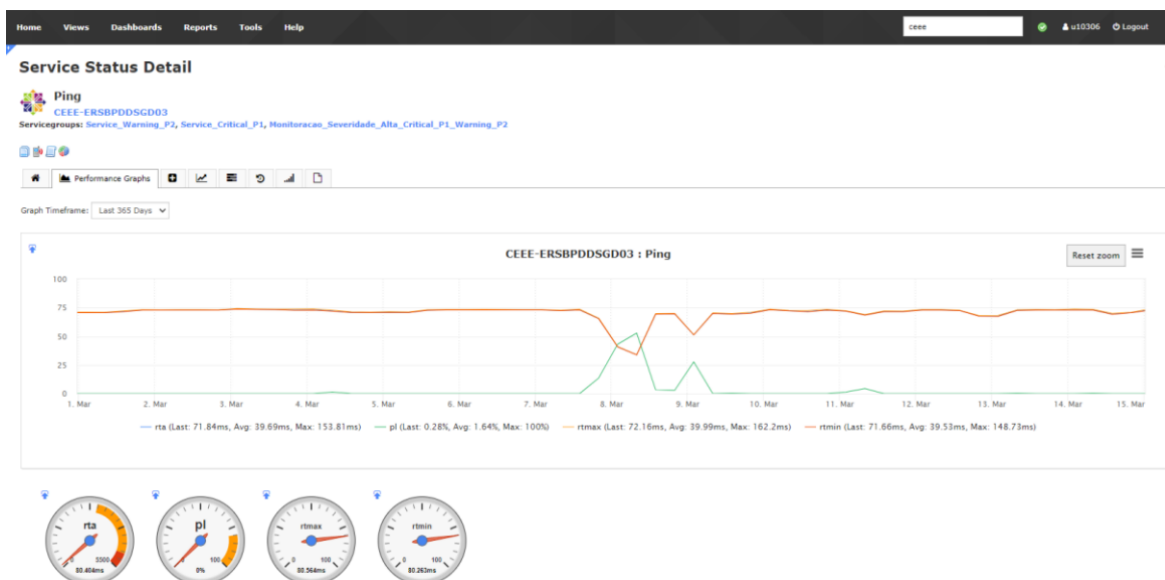
- i. identificaram que o problema no banco de dados Oracle 11g dependeria de aplicação de um pacote de atualização ou correção (*pacth*)

Dia 9 de março

- i. reinstalaram o sistema operacional Linux da máquina que hospedava o banco de dados Oracle
- ii. reinstalaram o banco de dados Oracle na máquina
- iii. aplicaram o *pacth* recomendado pela Oracle para a versão 11g do banco de dados
- iv. entre o final do turno da tarde e início da noite, o sistema SGD foi corrigido e disponibilizado aos operadores do COI

44. As comprovações dessa sequência de eventos são as declarações dos gestores, as entrevistas realizadas tanto com operadores do sistema SGD como com funcionários da TI, o registro de um chamado interno aberto no sistema *ServiceNow* e o Gráfico 6 contendo a situação da máquina que hospedava o banco de dados Oracle utilizado pelo SGD.

Gráfico 6 – Status SGD



45. A fiscalização buscou descartar a possibilidade da instabilidade no sistema SGD ser proveniente de falha física dos ativos de TI localizados no data center da distribuidora ou dos sistemas de sustentação do data center, como por exemplo *nobreaks* ou sistema de refrigeração.

46. Foram solicitados para o período todos os registros de entradas e saídas da sala de computadores do data center e os históricos de alarmes do sistema *Nagios* que monitora os ativos de TI localizados no data center. O sistema de monitoramento *Nagios* é o mesmo sistema em que a distribuidora gerou o Gráfico 6 entregue à equipe de fiscalização.

47. A distribuidora apresentou justificativas técnicas para não entregar à equipe de fiscalização as informações solicitadas para o período entre 5 e 16 de março de 2022. As informações solicitadas foram entregues com referência ao período posterior ao dia 16 de março.

48. A descrição das justificativas apresentadas pela distribuidora para a entrega parcial das informações solicitadas, tanto do controle de acesso à sala de computadores como os dados de monitoramento dos ativos de TI, podem ser verificadas na subseção desse relatório chamada VI.1 – Qualidade da informação prestada (CT1).

49. Ressalta-se que os data centers são ambientes conhecidos como de missão crítica, ou seja, são ambientes que abrigam equipamentos responsáveis pelo processamento e

P. 22 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

armazenamento de informações cruciais para a continuidade de um negócio, no caso a distribuição de energia elétrica.³

50. A perda declarada pela distribuidora de uma parte do histórico de acesso à sala de computadores do data center, referente ao mês anterior ao da fiscalização presencial, não está condizente com a importância dessas instalações. Na sala de computadores estão localizados os servidores que hospedam os sistemas comercial (SSG) e de gestão da distribuição (SGD), ambos sistemas constituem o núcleo de sustentação operacional da prestação dos serviços da distribuidora.

51. Devido à ausência das informações, a fiscalização não obteve êxito em afastar a possibilidade de falha de equipamento como causa da instabilidade do sistema SGD. A falha do banco de dados Oracle versão 11g manteve-se como principal causa da instabilidade do sistema SGD.

V.5.2 – Banco de dados Oracle

52. A distribuidora afirmou que o sistema SGD utiliza como banco de dados a versão 11 da empresa Oracle. A Tabela 6 apresenta as versões do banco de dados Oracle, suas datas de lançamento e os períodos de suporte.

³ Adaptado de “Data Centers – Desvendando cada passo: conceitos, projeto, infraestrutura física e eficiência energética” / Paulo S. Main. – 1. Ed. – São Paulo : Érica, 2011.

Tabela 6 - Períodos de suporte para o banco de dados Oracle (Fonte: Site Oracle⁴)

Oracle Database Releases				
Release	GA Date	Premier Support Ends	Extended Support Ends	Sustaining Support Ends
8.1.7	Sept 2000	Dec 2004	Dec 2006	Indefinite
9.2	Jul 2002	Jul 2007	Jul 2010	Indefinite
10.1	Jan 2004	Jan 2009	Jan 2012	Indefinite
10.2	Jul 2005	Jul 2010	Jul 2013	Indefinite
11.1	Aug 2007	Aug 2012	Aug 2015	Indefinite
11.2	Sep 2009	Jan 2015	Dec 2020	Indefinite
Enterprise Edition 12.1 ²	Jun 2013	Jul 2018	Jul 2022	Indefinite
Standard Edition (SE) 12.1	Jun 2013	Aug 2016	Not Available	Indefinite
Standard Edition One (SE1) 12.1	Jun 2013	Aug 2016	Not Available	Indefinite
Standard Edition 2 (SE2) 12.1 ²	Sep 2015	Jul 2018	Jul 2022	Indefinite
12.2.0.1 ¹	Mar 2017	Nov 30, 2020 (Limited Error Correction Period for 12.2.0.1 – Dec 1, 2020 – Mar 31, 2022)	Not Available	Indefinite

53. Foi considerado que a versão 11 a que a distribuidora se refere seja a versão 11.2 lançada no ano de 2009, ou seja, a versão mais recente entre as versões 11.1 e 11.2 da Tabela 6.

54. A versão 11.2 do banco de dados Oracle ofereceu suporte premium até o ano de 2015 e suporte estendido até dezembro de 2020. A partir do ano de 2021 a versão 11.2 passou para o suporte de sustentação (*Sustaining Support*) sem data de fim prevista.

55. A Figura 7 apresenta a descrição dos serviços de suporte oferecidos pelo suporte de sustentação. Esse suporte oferece pacotes de reparo, atualização e atualizações críticas que tenham sido criados durante o período de suporte premium ou estendido, ou seja, no período de suporte de sustentação são oferecidos apenas os pacotes desenvolvidos durante a vigência dos períodos premium e estendido de suporte.

⁴ <https://www.oracle.com/us/support/library/lifetime-support-technology-069183.pdf>

Figura 7 – Descrição dos serviços oferecidos pelo suporte de sustentação (Fonte: Site Oracle⁵)

Sustaining Support

Sustaining Support puts you in control of your upgrade strategy. When Premier Support expires, if you choose not to purchase Extended Support, or when Extended Support expires, Sustaining Support will be available for as long as you license your Oracle products. With Sustaining Support, you receive technical support, including access to our online support tools, knowledgebases, and technical support experts. You benefit from

- Major product and technology releases
- Technical support
- Access to My Oracle Support
- Fixes, updates, and critical patch updates created during Premier Support and Extended Support (if offered and only after the Extended Support period ends)
- Upgrade scripts created during the Premier Support stage

Sustaining Support does not include

- New updates, fixes, security alerts, data fixes, and critical patch updates
- New tax, legal, and regulatory updates
- New upgrade scripts
- Certification with new third-party products/versions
- Certification with new Oracle products

For more specifics on Premier Support, Extended Support, and Sustaining Support, please refer to Oracle's 'Technical Support Policies'.

56. Em março de 2022 não estavam mais disponíveis os suportes premium ou estendido para a versão 11.2 do banco de dados Oracle, segundo as políticas de suporte da fornecedora do banco de dados Oracle.

57. A solução encontrada pela distribuidora para os problemas apresentados pelo banco de dados na instabilidade do sistema SGD foi a aplicação de um *patch*. Verificou-se que todos os *patches* relacionados a versão 11.2 do banco de dados deveriam ter sido disponibilizados pela Oracle até janeiro de 2021 em observância a lógica da política de suporte da empresa da Figura 7 e Tabela 6.

58. A distribuidora estava operando o principal sistema de apoio a operação da rede elétrica (SGD) sob risco de falha considerando as informações levantadas pela fiscalização que apontam para:

- i. existência de atualizações disponibilizadas pelo fornecedor do banco de dados e ainda não aplicadas;
- ii. utilização de versão do banco de dados com menor nível de suporte devido a sua obsolescência.

⁵ <https://www.oracle.com/us/support/library/lifetime-support-technology-069183.pdf>

P. 25 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

59. A operação do SGD sob risco técnico apenas agrava a responsabilidade da distribuidora, pois a ocorrência de falha de equipamentos ou softwares sob guarda da distribuidora é invariavelmente de responsabilidade da distribuidora, com exceção dos casos previstos na regulamentação setorial.

V.5.3 – Serviço de registro de reclamações via SMS

60. A distribuidora possuía em março de 2022 quatro canais para ingresso das reclamações de interrupção no fornecimento de energia:

- i. Call Center 0800 721 2333
- ii. SMS 27307: preenchido com a palavra LUZ e o número da UC
- iii. Agência Virtual: <https://servicos.ceee.com.br/AgenciaWeb/>
- iv. Agências de atendimento: <https://ceee.equatorialenergia.com.br/locais-de-atendimento>

61. Nas entrevistas apurou-se que o principal canal de ingresso das reclamações dos consumidores por interrupção do fornecimento de energia é o SMS.

62. O SMS é um canal bastante difundido pela própria distribuidora, conforme Figura 8 e Figura 9, como forma de evitar a ocupação máxima dos 115 postos de atendimento telefônico do *call center* disponíveis em março de 2022.

Figura 8 – Incentivo da distribuidora ao SMS



<https://ceee.equatorialenergia.com.br/distribuicao>

CEEE Equatorial realiza ações de regularização de pontos compartilhados com redes de telecomunicação e outros serviços

[Mais Notícias >>](#)

CEEE
DISTRIBUIDORA

GRUPO
equatorial
ENERGIA

Comercial: 0800 721 2333 Deficientes Auditivos: 0800 642 2333

Faltou luz?
Envie do celular a palavra
Luz e o Número da UC para:
27307

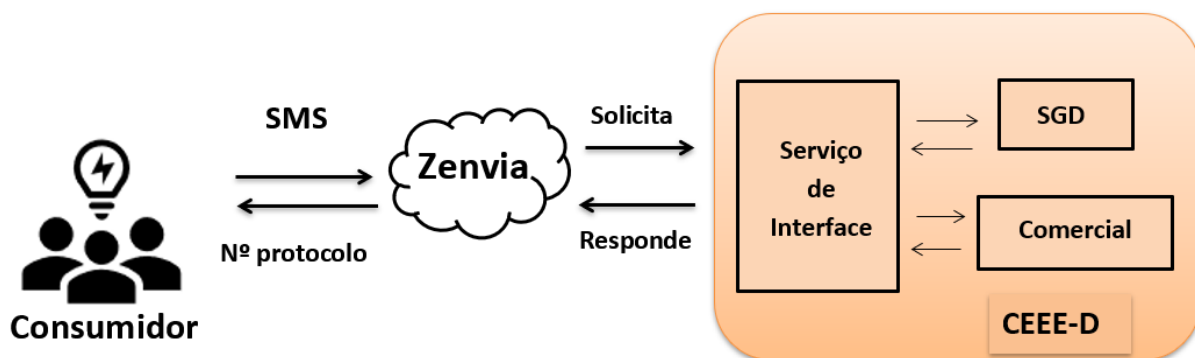
Figura 9 – Mensagem apresentada na fatura



63. Na Figura 10 está representado o fluxo simplificado de comunicação dos SMS enviados pelos consumidores e sua sequência, conforme:

- i. consumidor envia SMS para a CEEE
- ii. a responsável por receber o SMS é a empresa Zenvia
- iii. a Zenvia converte o SMS do consumidor em uma solicitação para a CEEE
- iv. a solicitação da Zenvia é recebida pela CEEE por intermédio de um serviço de interface
- v. o serviço de interface encaminha solicitações para o sistema SGD ou Comercial de acordo com a solicitação do cliente
- vi. pedidos de registro de interrupção no fornecimento são encaminhados para o sistema Comercial que gera um protocolo
- vii. o protocolo é devolvido para o sistema da Zenvia que o encaminha via SMS para o consumidor

Figura 10 – Fluxo de comunicação do serviço de SMS



64. Os problemas em registrar a reclamação do consumidor são comunicados ao consumidor por intermédio de uma mensagem contendo a frase “nosso sistema encontra-se em manutenção”. Isso ocorre quando a empresa Zenvia não recebe resposta válida da distribuidora dentro do limite de tempo pré-estabelecido.

65. Apurou-se nas entrevistas com os funcionários designados pela distribuidora como responsáveis pelo serviço de SMS que não existe um monitoramento em tempo real do

P. 27 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

conteúdo das respostas encaminhadas para os consumidores. O monitoramento existente alerta os responsáveis, conforme Figura 11, se a distribuidora está a mais de 35 (trinta e cinco) minutos sem receber um SMS mas não se as respostas estão sendo encaminhadas contendo o protocolo de registro da reclamação.

Figura 11 – Alerta sobre situação do SMS

URGENTE - SMS Parado a mais de 35 minutos - CEEE



DGCom.Gab@ceee.com.br
Para Cibele Gallio Borges; RodrigoM@ceee.com.br; MarceloAuth@ceee.cc

AVISO: Este e-mail foi originado de fora do Grupo Equatorial E

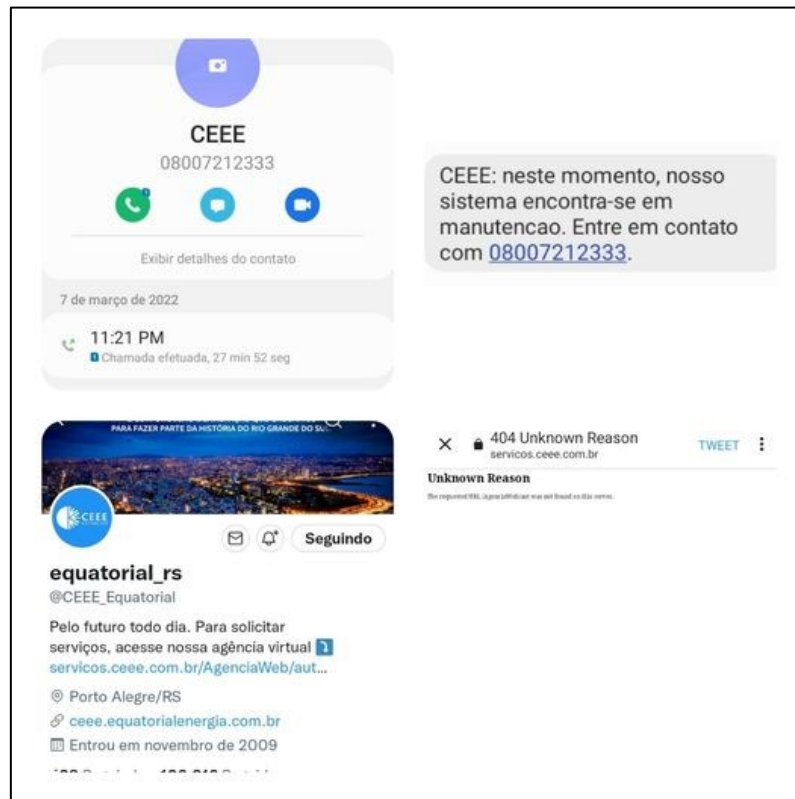
TIPO	DTA_INC	MINUTOS
ENVIO	08-03-2022 01:59:25	711
RECEBIMENTO	08-03-2022 01:59:26	711

66. Na Figura 12 é apresentado um dos relatos publicados por consumidores insatisfeitos com a queda dos serviços de atendimento aos consumidores durante o período de 5 a 16 de março de 2022.

67. No relato é possível observar:

- a negativa de registro do protocolo de reclamação por interrupção de energia;
- consequente tentativa de contato com o *call center* da distribuidora, o qual reproduzia a mensagem de ocupado;
- tentativa de utilizar o link apresentado pelo perfil no Twitter da distribuidora, o qual apresentava mensagem de erro.

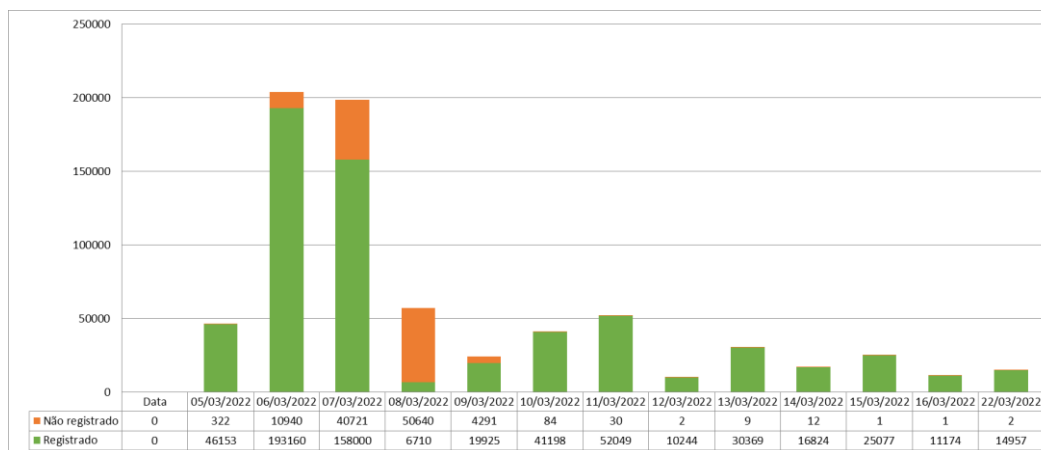
Figura 12 – Exemplo de manifestação de consumidor



68. A equipe de fiscalização confirmou no dia 27 de abril, enquanto estava presente na sede da distribuidora, que o link disponibilizado pelo Twitter da empresa continha erro de redirecionamento. Esse erro resultava na apresentação do erro “404 Unknwon Reason”, mesma mensagem apresentada para o consumidor da Figura 12 no dia 07 de março.

69. Identificou-se a ocorrência de falhas no registro das reclamações de interrupção do fornecimento de consumidores que utilizaram o canal SMS no mês de março de 2022, conforme Figura 13.

Figura 13 – Quantitativo de SMS respondidos aos consumidores

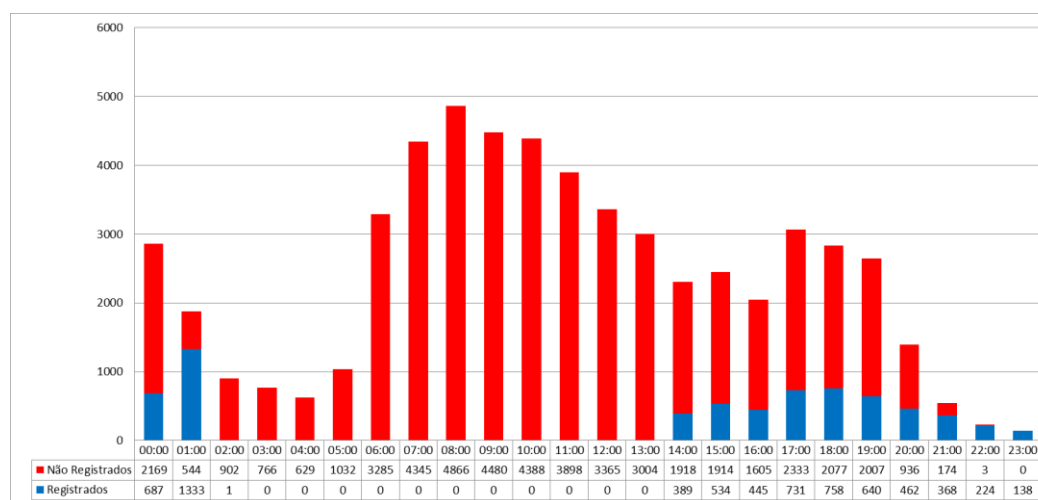


70. As falhas estão localizadas entre os dias 5 e 9 de março de 2022, o que confirma os relatos de consumidores veiculados pela imprensa no período. A proporção entre o número de SMS retornados sem registros em relação ao total apresentou elevação entre os dias 5 e 8 de março.

71. Ressalta-se que o canal SMS utiliza o sistema comercial (Sonda) para registro das reclamações de interrupção no fornecimento e não foi impactado pelos problemas do SGD.

72. No dia 8 de março, 88% (oitenta e oito por cento) das mensagens encaminhadas aos consumidores não apresentaram o protocolo de registro da reclamação de interrupção no fornecimento, o que representa uma falha generalizada do canal SMS, conforme Figura 14.

Figura 14 – Quantitativo horário de SMS respondidos aos consumidores no dia 08/03/2022



73. A continuidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica foi severamente impactada pelas falhas de registro das reclamações dos consumidores. A distribuidora perdeu parcialmente a capacidade de receber os avisos de interrupção no fornecimento justamente nos dias em que a rede elétrica foi mais afetada pelas condições climáticas: dias 5, 6 e 7 de março.

74. No dia 8 de março, a incapacidade de recebimento dos avisos de interrupção via SMS foi generalizada e isso impactou diretamente no tempo de resposta da distribuidora, uma vez que a distribuidora depende das reclamações para ter ciência das interrupções no fornecimento nos trechos da rede elétrica sem monitoramento à distância.

VI – CONSTATAÇÕES

75. Conforme o artigo 16 do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, a ação fiscalizadora da ANEEL e das Agências Reguladoras Estaduais conveniadas tem como objetivos primordiais a educação e a orientação dos agentes do setor de energia elétrica, e a prevenção de condutas violadoras da lei e dos contratos de concessão.

VI.1 – Qualidade da informação prestada (CT1)

76. No dia 25 de abril de 2022, a equipe de fiscalização encaminhou para a distribuidora a Requisição de Documentos para Fiscalização (RD) nº 2 de 2022. A RD nº 2 solicitava no item 1 e 3, o seguinte:

1. Histórico de acesso à Sala Cofre do Data Center, localizado na Sede da distribuidora, entre os dias 01/03/2022 e 25/04/2022.

{...}

3. Histórico de eventos e incidentes envolvendo os ativos de TI ocorridos no Data Center da CEEE (Sistema Nagios) entre os dias 01/03/2022 e 25/04/2022.

77. No dia 26 de abril, às 21h41min, o prazo para entrega das informações foi postergado para às 9 horas do dia 27 de abril.

78. No dia 27 de abril, às 00h20min, a distribuidora respondeu sobre os itens 1 e 3 da RD nº 2. A resposta da distribuidora apresentou os seguintes argumentos para a não entrega completa das informações:

{...}

Sobre o item 3, cabe esclarecer que o relatório do

P. 31 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

monitoramento do sistema Nagios, guarda os dados de logs por aproximadamente 30 dias, assim, foi possível retornar até o dia 01/03 para visualização destes logs, contudo, com o objetivo de demonstrar a disponibilidade do banco de dados dos sistemas técnico e comercial (este último é o sistema que não passou por incidente), geramos um relatório complementar do sistema Nagios, que demonstra a disponibilidade dos sistemas técnico e comercial no período do evento.

Com respeito ao item 1, mesmo com todo nosso esforço para realizar o levantamento dos dados internamente, não conseguimos, e assim, foi necessário acionar o suporte da empresa Green4t, por meio de um chamado (registro nº GLPI #0110379), que virá a companhia na data de amanhã (28/04) para extrair os registros e imediatamente disponibilizar a equipe de fiscalização.

{...}

79. O item 1 foi considerado entregue intempestivamente na data de 01/05. As informações foram consideradas parcialmente entregues, pois a distribuidora não encaminhou os registros de acesso ao data center para o período entre o dia 01/03 e 16/03.

80. A distribuidora encaminhou a justificativa de que o sistema de controle de acesso precisou ser reinicializado pela empresa terceirizada para possibilitar a inclusão de novas permissões de acesso ao data center e não foi feito *backup* do histórico de registros de acesso armazenados até a data de 17 de março de 2022.

81. O item 3 foi considerado tempestivo mas parcialmente entregue, pois os alarmes do data center para o período solicitado, de 01/03 até 25/04, não foram integralmente disponibilizados. A distribuidora entregou os dados para o período entre o dia 28/03 e 24/04. Logo, o dia 25/04 e o período entre 01/03 e 27/03 não foram entregues para a equipe de fiscalização.

82. Os gráficos disponibilizados para os ativos de TI SSGCDB01P e CEEE-ERSBPDDSGD03, responsáveis por hospedar os sistemas comercial e SGD respectivamente, para o período de 01/03 a 15/03 não substituem as informações solicitadas para o item 3 da RD nº 2. O que foi solicitado no item 3 da RD nº 2 foi o histórico de alarmes de todos os ativos de TI do data center e não de apenas dois equipamentos.

VI.2 – Não Conformidade 1 (NC1)

83. Deixar de enviar ou disponibilizar informações ou documentos solicitados pela ANEEL, nos prazos e nas condições estabelecidas.

VI.3 - Atendimento às unidades consumidoras prioritárias (CT2)

84. Em 16/03/2022 foi encaminhado o Ofício Nº 63/2022 - GPE solicitando as informações a seguir sobre o cadastro de unidades consumidoras com existência de pessoa usuária de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, conforme RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000/2021.

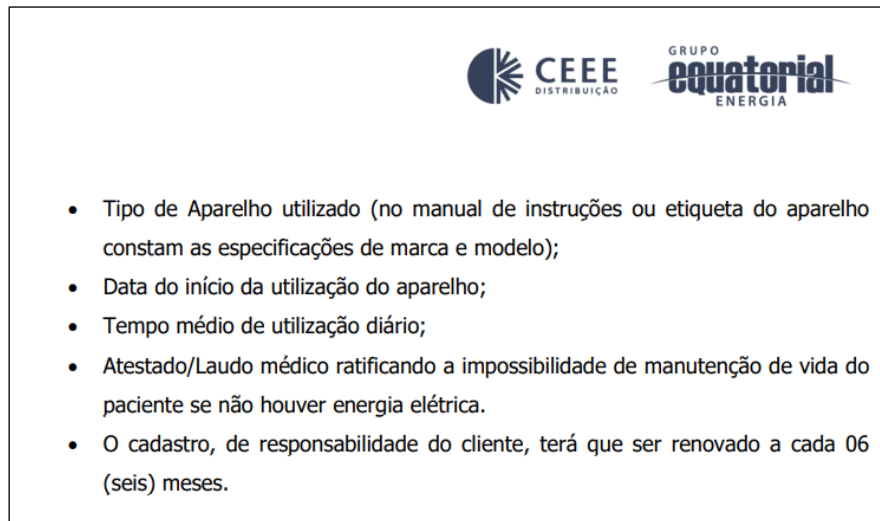
{...}

1. *procedimento para cadastramento junto a distribuidora dessas unidades consumidoras conforme parágrafo único do Art. 6º;*
2. *justificativa para não ser possível o cadastramento via agência virtual e também por não existirem informações sobre essa opção de cadastramento;*
3. *relação de todas as unidades consumidoras cadastradas nessa condição no dia 06/03/2022 (nº da UC, endereço e data de cadastramento);*
4. *evidências da última campanha rotineira veiculada pela distribuidora para informar ao consumidor e ao público em geral sobre a importância do cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada;*
5. *evidências da existência de informações permanentemente disponíveis sobre o cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada nas páginas da distribuidora na internet, redes sociais e demais canais de relacionamento;*
6. *procedimento pelo qual um consumidor titular de UC cadastrada pode verificar se o seu cadastro está ativo como residência de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada;*

85. No dia 21/03/2022 a distribuidora CEEE-D respondeu ao Ofício Nº 63/2022 - GPE com as informações solicitadas e uma lista de unidades consumidoras (UCs) prioritárias com cadastro ativo no dia 06/03/2022.

86. Para o item 1 do Ofício Nº 63/2022 – GPE, a distribuidora declarou que o procedimento para cadastro das UCs prioritárias depende do comparecimento do titular da UC a uma agência física de posse dos seguintes documentos e informações presentes na Figura 15.

Figura 15 – Evidência de exigência de informações adicionais



87. Verificou-se a solicitação de informações além do previsto na RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000/2021, como especificações de marca e modelo do aparelho, o que dificulta o cadastro imediato prevista no parágrafo único do Art. 6º.

Art. 6º {...}

Parágrafo único. A distribuidora deve cadastrar de imediato a existência de pessoa usuária de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, mediante comprovação médica.

88. A distribuidora não apresentou evidências de que estivesse atendendo ao disposto no Art. 7º da RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000/2021 que tratam das campanhas rotineiras e da disponibilização de informações permanentes.

Art. 7º A distribuidora deve desenvolver e implementar, em caráter rotineiro e de maneira eficaz, campanhas com o objetivo de:

{...}

V - informar ao consumidor e ao público em geral sobre a importância do cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da

P. 34 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

vida humana e dependentes de energia elétrica;

{...}

§ 2º As campanhas devem ser acessadas de forma permanente nas páginas da distribuidora na internet, redes sociais e demais canais de relacionamento, por meio de cartilhas, vídeos e outras formas de divulgação de caráter educativo, sem prejuízo da utilização de outros meios de comunicação.

89. Os itens 4 e 5 do Ofício Nº 63/2022 – GPE foram respondidos pela distribuidora, conforme a Figura 16, onde a distribuidora declara que não implementou as campanhas e nem disponibilizou as informações permanentemente.

Figura 16 – Evidência sobre a ausência de campanhas



4. Evidências da última campanha rotineira veiculada pela distribuidora para informar ao consumidor e ao público em geral sobre a importância do cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada.

A CEEE não possuía em seu rol de campanhas, material vinculado a este tema, porém, pela relevância do assunto e por entender ser um ponto de melhoria essencial para aprimorar a comunicação com estes consumidores, a distribuidora irá elaborar uma campanha a ser veiculada ainda neste 1º semestre, nas mídias sociais e site, no sentido de orientar os clientes sobre os procedimentos para o cadastro de equipamentos vitais, mantendo-a ativa de forma rotineira.

5. Evidências da existência de informações permanentemente disponíveis sobre o cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada nas páginas da distribuidora na internet, redes sociais e demais canais de relacionamento.

Com relação as informações em mídias sociais e site, a empresa já prestou os esclarecimentos no item 4. Com relação aos demais canais, existe procedimento definido onde o cliente é esclarecido acerca do passo a passo, entretanto sem material específico para publicidade. Será avaliado como incorporar tal material na rotina das nossas operações presenciais.

90. Na planilha encaminhada pela distribuidora constavam 150 UCs com data de cadastramento entre os anos de 2015 e 2019. Em 30/03/2022 foi solicitado complementação da planilha para que fossem incluídos o município, classe, grupo e subgrupo das UCs.

91. No dia 04/04/2022 foi encaminhada nova planilha contendo a complementação solicitada e indicação de que houve correção espontânea das informações prestadas. O número de UCs passou de 150 para 390 e as datas de cadastramento foram modificadas.

92. A distribuidora está descumprindo a regulamentação da Aneel pelos seguintes motivos:

- i. por não cadastrar de imediato a existência de pessoa usuária de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, mediante comprovação médica; a Distribuidora tem solicitado o tipo do aparelho com comprovação de marca ou modelo por intermédio de manual ou etiqueta;

P. 35 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

- ii. por não desenvolver e implementar, em caráter rotineiro e de maneira eficaz, campanhas com o objetivo de informar ao consumidor e ao público em geral sobre a importância do cadastramento de pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica;
- iii. por não manter permanentemente acessíveis as campanhas nas páginas da distribuidora na internet, redes sociais e demais canais de relacionamento, por meio de cartilhas, vídeos e outras formas de divulgação de caráter educativo, sem prejuízo da utilização de outros meios de comunicação.

VI.4 - Não Conformidade 2 (NC2)

93. Deixar de cumprir ao disposto nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

VI.5 – Infraestrutura de TI (CT3)

94. Conforme subseção V.5 - Infraestrutura de Tecnologia da Informação, constatou-se que a distribuidora não estava operando com tecnologia adequada em razão de em março de 2022 estar operando os seus serviços com uma versão de banco de dados do sistema SGD obsoleta, sem acesso aos níveis mais altos de suporte do fabricante e com pacotes de atualização ainda não aplicados.

95. Por sua omissão a distribuidora descumpriu os princípios da atualidade e da eficiência previstos na Subcláusula Primeira da Cláusula Segunda do contrato de concessão, conforme:

Subcláusula Primeira - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas. (grifo nosso)

96. A definição do princípio de atualidade está prevista na LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995 conforme segue:

Art. 6º {...}

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

VI.6 – Não Conformidade 3 (NC3)

97. Implantar, operar ou manter instalações de energia elétrica e os respectivos equipamentos de forma inadequada, em face dos requisitos legais, regulamentares ou contratuais aplicáveis.

VI.7 – Registro de reclamações via SMS (CT4)

98. O principal canal disponibilizado pela distribuidora para registro das reclamações dos consumidores sobre a ocorrência de interrupção no fornecimento de energia elétrica apresentou falhas entre os dias 5 e 9 de março de 2022 conforme consta na subseção V.5.3 – Serviço de registro de reclamações via SMS.

99. No dia 8 de março considerou-se como falha generalizada do serviço de registro das ocorrências, pois 88% (oitenta e oito por cento) das tentativas de registro de ocorrência não retornaram protocolo de registro.

VI.8 – Não Conformidade 4 (NC4)

100. Deixar de registrar ou de analisar as ocorrências nos seus sistemas de distribuição, transmissão ou geração;

VI.9 – Plano de Contingência (CT5)

101. A AGERGS solicitou no dia 14/03/2022 procedimentos específicos para atuação em contingência conforme item 194 do Módulo 8 do PRODIST. Como resposta a essa solicitação, a CEEE Equatorial apresentou documento cujo título é “Plano de Contingência”.

*194. A distribuidora deve possuir procedimentos específicos para atuação em contingência devido a eventos que acarretem interrupções significativas, mesmo que essas interrupções não se enquadrem nas alíneas “c” e “g” do item 187.
(PRODIST Módulo 8)*

102. Como definição de procedimento observamos os conceitos trazidos por: a) Dicionário Oxford Languages; b) Dicionário Michaelis e c) ABNT NBR ISSO 9000:2015, conforme seguem:

- a. modo de fazer (algo); técnica, processo, método;
- b. modo de iniciar e dar continuidade a um processo, método, técnica; e
- c. forma especificada de realizar uma atividade ou um processo.

103. Nesse sentido, entendemos que um procedimento deve instruir seus leitores na execução de uma atividade de maneira suficientemente específica para que auxilie as partes na tomada de decisão. Aplicando esse conceito à situação de contingência no sistema elétrico, temos que o procedimento deve ser objetivo, conciso e sem generalidades para que os responsáveis possam decidir de forma eficiente e eficaz sob pressão, em condições anormais e com escassez de recursos.

VI.9.1 – Análise do documento “Plano de Contingência”

104. As regras e procedimentos devem ser específicos para que as pessoas, equipes, gerências, etc. possam atuar de forma extraordinária em situações de contingência. Em uma situação anormal do sistema elétrico, os participantes estarão sobrecarregados com as novas atividades ou com atividades de caráter rotineiro, mas de maior monta. Assim procedimentos para contingências devem ser os mais específicos possíveis. (Ref: Item a, ANEXO I)

105. Este documento não é o local adequado para a definição de COD. Ele deve conter informações relevantes para a tomada de decisão em contingência. Todas as outras informações devem ser suprimidas para que o tempo escasso em situações anormais seja o mais eficiente possível. (Ref: Item b, ANEXO I)

106. O procedimento não define qual o número determinado de equipes, nem o critério de agrupamento em situação de contingência. Também não cita a quantidade total de equipes disponíveis em condições anormais de rede. (Ref: Item c, ANEXO I)

107. Não consta no documento critérios definidos para a necessidade de aumento de contingente. Também não está descrita a capacidade de atendimento, tanto em dias normais como em contingência. (Ref: Item d, ANEXO I)

108. Não está descrito nesse item procedimento específico para atuação do relacionamento com o cliente em situação de contingência. Apenas as atribuições normais do setor/área. (Ref: Item e, ANEXO I)

109. Não há definição quanto à distribuição geográfica das equipes. Nem da atuação extraordinária do STC e da GM em condições de contingência, assim como indicadores estabelecidos para a disponibilização de equipes terceirizadas adicionais. Não existem parâmetros para a capacidade de atendimento. (Ref: Item f, ANEXO I)

110. Os itens de 2.4 a 2.10 trazem definições genéricas sem qualquer especificidade relacionada à situação de contingência. (Ref: Item g, ANEXO I)

111. Não consta fator de acréscimo de quantitativo de equipes em sobreaviso para atendimento à situação de contingência. (Ref: Item h, ANEXO I)

P. 38 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

112. Os setores e/ou atividades que participam da realocação de recursos não estão definidos, também não consta o grau de prioridade de cada um desses na cedência de recursos e a capacidade dos mesmos em fornecer meios para a mitigação das contingências. (Ref: Item i, ANEXO I)

113. Ausência de indicador para mensurar a necessidade de contratação emergencial de recursos. (Ref: Item i, ANEXO I)

114. A empresa utiliza o conceito de situação de emergência alternativamente ao conceito de contingência. Essas situações estão definidas de forma distinta no Módulo 1 do PRODIST nos itens 87 e 208. (Ref: Item j, ANEXO I)

115. Para cada nível de contingência, não foram especificados todos os recursos necessários e como especificamente esses recursos tem que ser utilizados para dirimir ou minorar a situação anormal de rede. (Ref: Item k, ANEXO I)

116. Também se verifica que apenas na definição de nível de contingência é utilizado critério objetivo para tomada de decisão. Este critério é o número de ocorrências por equipe. (Ref: Item k, ANEXO I)

117. Não existe definição específica quanto aos membros que irão compor a Sala de Crise, onde esta realizará suas atividades, como ela está inserida no organograma da empresa e quais são seus poderes. (Ref: Item k, ANEXO I)

118. Não existe definição objetiva de quem é responsável pela Coordenação da Operação em contingência. (Ref: Item l, ANEXO I)

119. Quanto a análise das ações tomadas durante a contingência, não constam requisitos mínimos para a atividade, como relatório e suas partes, assim como pessoas ou representantes de grupos de funcionários que devem ser ouvidos. (Ref: Item m, ANEXO I)

120. A conclusão da Fiscalização sobre o “Plano de Contingência” é que esse documento não possui os requisitos necessários para ser classificado como procedimento específico para atuação em contingência.

121. Nota-se também que o documento entregue pela CEEE Equatorial não possui ato de aprovação, controle de revisões ou responsável por sua elaboração. Essa falta de controle pode gerar dificuldade no seu emprego, como foi observado em visita ao Centro de Operações Integrado (COI). Ali constatou-se que os gestores da unidade utilizavam, além do número de ocorrências por equipe, outras variáveis na definição do nível de contingência, suplantando as definições contidas no “Plano de Contingência”.

122. Outro ponto importante constatado pela Fiscalização foi verificado durante as entrevistas realizadas. Quando questionados, todos os colaboradores responderam que não receberam treinamento sobre o “Plano de Contingência”.

VI.10 – Não Conformidade 5 (NC5)

123. Por não possuir procedimentos específicos para atuação em contingência, a CEEE Equatorial descumpriu o item 194 do PRODIST Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, ANEXO VIII da REN ANEEL Nº 956, de 07 de dezembro de 2021.

VI.11 - Situação de Emergência (CT6)

124. Uma das possibilidades de expurgo dos indicadores coletivos de continuidade são as interrupções classificadas como Situação de Emergência (ISE). A Situação de Emergência é definida no Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist).

125. No Módulo 8 do Prodíst são definidos os conteúdos que devem ser apresentados pelo relatório de situação de emergência e o prazo para apresentação das informações conforme segue:

228. (...)

h) as evidências do evento que tenha gerado interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 também devem estar documentadas em relatório, o qual deve ser disponibilizado no sítio eletrônico da distribuidora em local de livre e fácil acesso, devendo conter as informações mínimas a seguir:

i. código único do relatório;

ii. informações sobre o Decreto de Calamidade Pública ou Situação de Emergência (se houver);

iii. descrição detalhada do evento, incluindo mapa geoelétrico e diagrama unifilar da região afetada;

iv. descrição dos danos causados ao sistema elétrico, incluindo a relação dos equipamentos danificados e sua importância para o sistema;

v. relato técnico sobre a intervenção realizada com as ações da distribuidora para restabelecimento do sistema, incluindo o contingente de técnicos utilizados nos serviços;

vi. tempo médio de preparação, de deslocamento e de execução das equipes;

vii. número de unidades consumidoras atingidas;

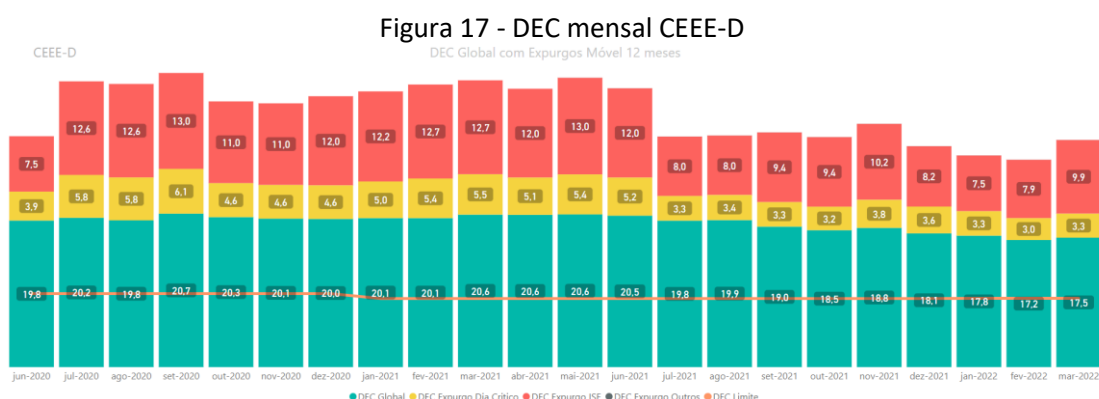
viii. municípios atingidos;

P. 40 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

- ix. subestações atingidas;
- x. quantidade de interrupções associadas ao evento;
- xi. data e hora do início da primeira interrupção;
- xii. data e hora do término da última interrupção;
- xiii. média da duração das interrupções;
- xiv. duração da interrupção mais longa;
- xv. soma do CHI das interrupções associadas ao evento; e
- xvi. registros diversos que evidenciem a classificação das interrupções na alínea “c” do item 187, permitindo identificar a causa, a abrangência e os danos causados pelo evento à rede e às áreas atingidas, como imagens fotográficas, boletins meteorológicos e matérias jornalísticas.

193. Os eventos que ensejarem interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 devem ser descritos em detalhes, com no mínimo as informações definidas no item 228, as quais devem estar disponíveis em até 2 meses após o período de apuração das interrupções.

126. A Figura 17 apresenta a evolução mensal do indicador coletivo de continuidade DEC para a distribuidora, onde é possível observar que nos meses de dezembro de 2021 a março de 2022 foram realizados expurgos por Situação de Emergência.



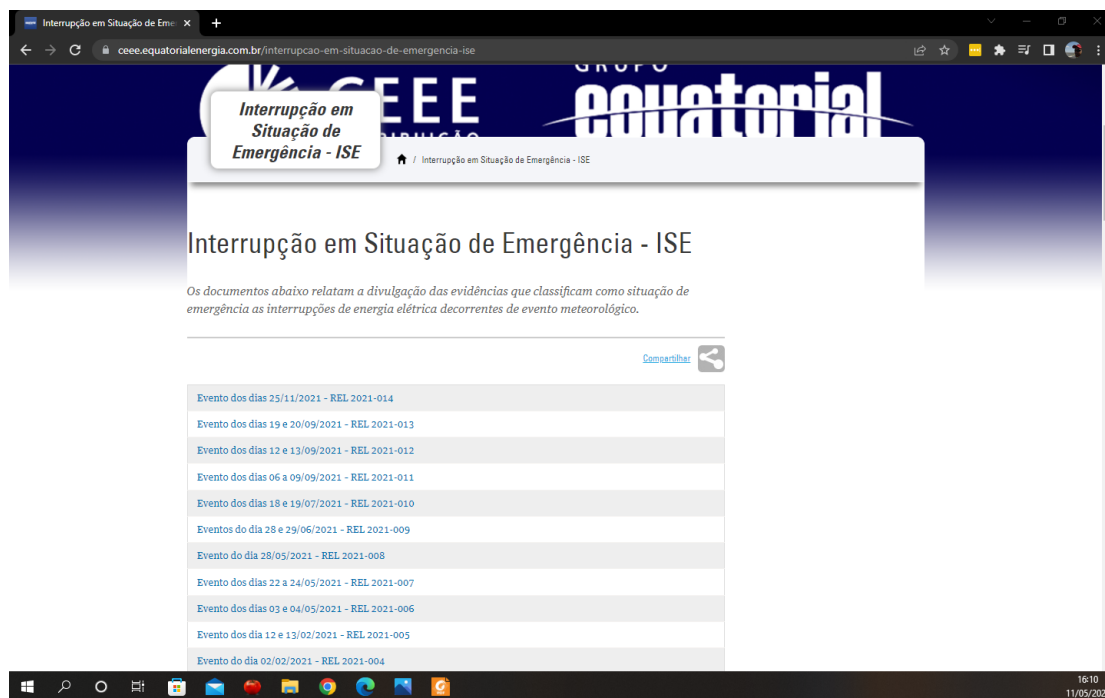
127. O relatório de interrupção em situação de emergência referente ao mês de dezembro de 2021 deveria estar disponível no site da distribuidora a partir do primeiro dia de março, ou seja, dois meses após a apuração. Entretanto, a Figura 18 apresenta o site da distribuidora em 11/05/2022 sem o relatório dos eventos de dezembro de 2021.

128. A distribuidora igualmente falhou em observar os prazos para apresentação do relatório dos eventos de janeiro e fevereiro de 2022, pois deveriam estar disponíveis a partir

P. 41 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

do primeiro dia de abril e de maio de 2022 respectivamente. Ou seja, três relatórios de situação de emergência estavam em atraso no dia 11/05/2022.

Figura 18 – Lista de Relatórios de Situações de Emergência em 11/05/2022



VI.12 – Não Conformidade 6 (NC6)

129. Deixar de cumprir ao disposto nos Procedimentos de Distribuição (Prodist).

VII – RECOMENDAÇÕES

130. Aumentar o nível de supervisão e monitoramento dos ativos e serviços de informática da distribuidora, principalmente os relacionados aos sistemas de SMS, Gestão da Distribuição (SGD), Comercial (SGC) e Site;

131. Aprimorar a prevenção de interrupções do fornecimento devido a vegetal na rede elétrica nas áreas da concessão com elevados índices de incidência dessa causa.

VIII – CONCLUSÕES

132. A fiscalização presencial executada na CEEE-D constatou que as dificuldades apresentadas pela distribuidora para restabelecimento do serviço de distribuição de energia

P. 42 do RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO Nº 0009/2022-AGERGS.

elétrica, entre os dias 5 e 16 de março de 2022, tiveram como uma das principais causas a instabilidade do sistema de gestão da distribuição (SGD).

133. Concomitante à instabilidade do SGD, os consumidores tiveram dificuldades em protocolar as suas reclamações de interrupção no fornecimento de energia via SMS, principal canal de registro de interrupções à época. O *call center* da distribuidora foi sobrecarregado devido ao incremento de ligações daqueles consumidores que não conseguiram atendimento por SMS.

134. Quanto a gestão de equipes, o despacho das equipes mostrou-se prejudicado em face de instabilidade no SGD, fazendo com que os operadores fossem forçados a abandonar a execução do despacho via sistema e recorressem ao despacho das equipes com base na sua experiência profissional.

135. Verificou-se que o sistema SGD é imprescindível para a priorização do despacho de equipes para atendimento às ocorrências de acordo com os critérios de operação do sistema de distribuição. A falta de despacho de equipes via sistema resultou na não priorização do atendimento de unidades consumidoras cadastradas como usuárias de equipamentos de sustentação a vida.

136. Acerca do “Plano de Contingência” constatou-se que esse documento não possui os requisitos necessários para ser classificado como procedimento específico para atuação em contingência. Ademais, não foi identificado treinamento formal dos colaboradores aos quais o documento se destina.

137. Foram apontadas seis não conformidades em decorrência da inobservância do contrato de concessão e dos regulamentos expedidos pela ANEEL, vigentes à época da fiscalização.

Anexo I – Segmentos do Plano de Contingência

a)

1. Objetivo

Estabelecer regras gerais e critérios para orientar o gerenciamento do Plano de Atendimento a Contingências na área de concessão da CEEE-D.

b)

2. Estrutura disponível, habilidades e materiais necessários

2.1. Centro de Operação da Distribuição (COD)

Os Centros de Operação da Distribuição comandam as equipes localizadas em pontos estratégicos, alocadas especificamente para o atendimento a emergências. As ordens dos operadores da rede de distribuição são emitidas através do sistema de comunicação disponível: PalmOne (PDA) ou telefone.

c)

Cada operador comanda um número determinado de equipes, normalmente agrupadas por critério geográfico. Cabe ao operador, realizar a análise de todas as manobras programadas ou não, no sistema de distribuição. Ao executar o atendimento das ocorrências, deve identificar a área atingida, o número de consumidores atingidos e o tempo decorrido da notificação de interrupção, organizando e priorizando os atendimentos por meio da seguinte sistemática:

d)

Em função do monitoramento da evolução do número de ocorrências verificadas, confronta-se a demanda de ocorrências com a capacidade de atendimento, dentro dos parâmetros estabelecidos com os recursos de equipes de emergência alocadas no momento. Caso seja verificada a necessidade de aumentar o contingente, deve-se informar o Gerente de Operações para que este decida sobre a necessidade de alocar recursos extras para se obter a melhor recomposição possível do sistema de distribuição.

e)

2.2. Relacionamento com o Cliente

O processo de Relacionamento com o Cliente é responsável pelo recebimento das solicitações dos clientes. Por meio da indagação rápida e precisa, o colaborador que efetua o atendimento faz os registros da comunicação. Este, também deve orientar os clientes a respeito das condições do restabelecimento de energia elétrica.

f)

2.3. Serviços Técnicos Comerciais (STC) e Manutenção de Rede (GM)

O STC e a GM devem proporcionar as condições necessárias às equipes para atendimento das ocorrências emergenciais, como por exemplo, disponibilizar materiais (kits de emergência), ferramental, equipamentos de proteção, e veículos adequados aos serviços exigidos.

De acordo com a evolução da demanda, deve-se buscar a contratação de novas equipes terceirizadas, complementares as já existentes, bem como realizar a locação de veículos especiais adicionais, necessários em situações não previstas, com a respectiva ciência da Gerência de Operações.

O STC e a GM também são responsáveis por atualizar as capacidades de atendimento previamente declaradas no intuito de permitir a correta atribuição dos atendimentos, minimizando assim o tempo de preparação das ocorrências.

g)

2.4. Suporte de Suprimentos

O suporte de suprimentos deve garantir o fornecimento suficiente de materiais (kits de emergência), ferramental, equipamentos de proteção (EPI e EPC) e equipamentos de uso na rede de distribuição (transformadores, seccionadoras, reguladores e etc.) para a realização dos atendimentos emergenciais.

2.5. Manutenção de Linhas e Subestações

As equipes de Manutenção de Linhas e Subestações devem garantir que, diante de algum evento que atinja as Linhas de Distribuição ou equipamentos da CEEE-D, o diagnóstico e a manutenção dos ativos atingidos seja realizada da maneira mais eficiente possível.

2.6. Suporte de Tecnologia da Informação (TI)

O suporte de TI deve garantir o adequado funcionamento de todos os sistemas envolvidos no atendimento comercial e de emergência, além de administrar a infraestrutura necessária para comportar tais sistemas (rede, servidores, *data center* e etc.).

2.7. Suporte dos Sistemas Digitais e de Comunicação

O suporte dos sistemas digitais e de comunicação deve garantir o adequado funcionamento dos sistemas supervisórios das Subestações e chaves telecomandadas da CEEE-D, assim como, garantir a integridade dos meios de comunicação entre os dispositivos telecomandados e os COD(s), promovendo todo o suporte necessário para o adequado funcionamento do software do sistema supervisório (ActionView). Além disso, esse suporte, também é responsável por garantir o funcionamento das Estações de Rádio Base e VOIP utilizados pelos COD(s) para comunicação com as equipes de campo. Para mais, realizam ainda, a verificação dos sistemas digitais das Subestações (relés) com o objetivo de identificar possíveis causas e/ou problemas que originaram algum evento no Sistema Elétrico de Distribuição em tempo real.

2.8. Segurança do Trabalho

A segurança do trabalho, mesmo em meio a uma situação adversa, não pode ser negligenciada. A execução das atividades requer que a atenção seja redobrada, considerando que as condições de trabalho são geralmente dificultadas pela ação dos fortes ventos e das chuvas.

Independentemente da fiscalização do Técnico de Segurança Trabalho (TST), cada empregado deve ser responsável pelo zelo à segurança do trabalho, cumprindo todas as regras estabelecidas.

2.9. Comunicação de Informações à Sociedade

A Comunicação Social da CEEE-D acompanha regularmente, junto aos COD(s), os eventos na rede de distribuição de maior impacto aos clientes. Mediante o acionamento do Plano de Contingências, a CS disponibilizará, boletins informativos diários. Os boletins informativos deverão conter, pelo menos, o número de clientes atingidos, principais regiões afetadas e as previsões de restabelecimento (sempre que possível). O sistema corporativo para obter os dados da operação é a Ferramenta “Monitoramento da Operação” disponível no Portal Técnico além de ferramentas adicionais de relatórios disponíveis nos sistemas da CEEE-D.

Ademais, a área de Comunicação monitora junto à sociedade as informações sobre os eventos de maior impacto aos clientes na rede de distribuição.

Em ocorrências emergenciais, os informativos e boletins divulgados a sociedade procuram disponibilizar informações como o número de clientes impactados, as principais regiões afetadas e quando factível, as previsões de reestabelecimento.

2.10. Monitoramento do Climatológico

A CEEE-D monitora o clima em tempo real por meio da ferramenta SMAC fornecida pela empresa ClimaTempo. Além do monitoramento em tempo real, são fornecidos regularmente boletins das condições do tempo, incluindo os alertas meteorológicos que indiquem a ocorrência de condições adversas, tais como ventos fortes, chuvas intensas e descargas atmosféricas.

Mediante estes informes, as áreas da empresa envolvidas na manutenção e recomposição do sistema de distribuição, devem se preparar para os possíveis níveis de contingência, ajustando escalas de sobreaviso e organizando toda a estrutura necessária para o atendimento.

h)

2.11. Sobreavisos

As escalas de sobreaviso para atendimento às eventuais contingências passíveis de previsão pelos informes meteorológicos, devem contemplar eletricitas habilitados para compor equipes leves e médias, operadores do sistema de distribuição e de subestações, bem como equipes de manutenção de linhas e subestações de Subtransmissão.

Cada área é responsável pela manutenção das informações da escala de sobreaviso, sempre atualizada e disponível às demais áreas da empresa.

i)

3. Acionamento do plano de contingência

O Plano de Atendimento a Contingências tem por objetivo identificar e classificar eventos que alteram a necessidade de recursos disponíveis ao atendimento emergencial e definir as ações necessárias para agilizar a recomposição do sistema elétrico de distribuição o quanto antes possível, respeitando os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL.

No intuito de alcançar uma maior eficiência, sempre que possível, os recursos devem ser realocados de outras atividades ou setores da empresa para a realização dos atendimentos emergenciais. Depois de esgotada essa condição, os demais recursos necessários para agilizar o atendimento emergencial devem ser requisitados por meio de contratações emergenciais adequadas e devidamente justificados.

Os meios de comunicação que poderão ser utilizados entre os órgãos envolvidos nesse plano são o telefone (fixo e celular), mensagem de texto (SMS), e-mail ou outros aplicativos de mensagens instantânea utilizados na Companhia. Cabe salientar que a escolha do meio de comunicação a ser utilizado deve levar em consideração a criticidade da informação passada, a urgência do retorno do interlocutor e a garantia de que a mensagem enviada foi recebida pelo destinatário.

O acionamento do Plano de Atendimento a Contingências e as ações necessárias para adequar o recurso à demanda de serviços ocorre de acordo com a sinalização dos níveis de contingências descritos conforme tópico em sequência.

j)

3.1. Níveis de Contingência

A CEEE-D identifica e diferencia situações de emergência conforme os recursos e procedimentos necessários para a solução do evento. Normalmente, tais situações geram acúmulo de comunicações de clientes e ocorrências no Sistema de Gestão da Distribuição (SGD) à espera de atendimento pelos COD(s).

k)

3.1.1. Contingência de Nível 0 (Zero)

A contingência de Nível 0 é o sistema operando em condição de normalidade, quando o número de ocorrências é plenamente administrável com as equipes disponíveis na escala normal de serviço.

3.1.2. Contingência de Nível 1

A contingência de nível 1 é aquela gerada por eventos não programados que repercutem na forma de atendimento e são caracterizados por uma quantidade superior a seis (6) e inferior ou igual a dez (10) ocorrências por equipe.

Quando o Plano de Atendimento a Contingências for acionado para este nível, as equipes de atendimento e operadores terão estendidas suas jornadas de trabalho, podendo haver convocação das equipes em sobreaviso.

A Coordenação da Operação deve verificar junto à Coordenação Geral da Contingência o acionamento do Plano de Atendimento a Contingências para garantir os recursos de equipes e materiais necessários ao atendimento.

3.1.3. Contingência de Nível 2

A contingência de nível 2 é aquela gerada por eventos não programados com maior repercussão na forma de atendimento e são caracterizados por uma quantidade superior a dez (10) e inferior ou igual a quinze (15) ocorrências por equipe.

Quando o Plano de Atendimento a Contingências é acionado para este nível, as equipes de atendimento e operadores tem mantidas a extensão de suas jornadas de trabalho e devem ser convocadas as equipes e operadores que estão em sobreaviso. Neste nível de contingência é necessária paralisação parcial das atividades das equipes de serviço comercial, fiscalização, e manutenção para alocação destas equipes para o atendimento da contingência. Nos locais em que houver equipes multitarefa suas atividades serão priorizadas para o atendimento da contingência. Também poderão ser convocados funcionários previamente orientados para atuarem como batedores.

Nesse cenário, é comum o aumento significativo de serviços que necessitam de intervenção de Equipes Médias para recomposição do sistema. E sendo assim, o COD deve adequar sua estrutura para atender de maneira eficiente os encaminhamentos de serviços e receber os retornos das Equipes Médias envolvidas nos atendimentos emergenciais.

A Coordenação da Operação deve informar a Coordenação Geral da Contingência, o acionamento do Plano de Atendimento a Contingências, para que sejam garantidos os recursos de equipes e materiais necessários ao atendimento e gestão de convocações extras juntos aos demais órgãos da CEEE-D.

3.1.4. Contingência de Nível 3

A contingência de nível 3 é aquela gerada por eventos severos não programados com intensa repercussão na forma de atendimento e são caracterizados por uma quantidade superior a quinze (15) ocorrências por equipe.

Quando o Plano de Atendimento a Contingências for acionado para este nível, as equipes de atendimento e operadores têm mantidas a extensão de suas jornadas de trabalho e mantidas as convocações das equipes em sobreaviso. Além disso, há paralisação total das atividades das equipes multitarefa, comercial, fiscalização, manutenção e obras para alocação destas equipes para realização do atendimento da contingência.

Neste nível de contingência será necessária a convocação de equipes de outras gerências regionais que não estejam em contingência, para reforço do atendimento emergencial. Alternativamente é necessária a contratação emergencial de equipes terceirizadas junto às empresas que mantêm contratos de manutenção e obras, para fazer frente ao esforço de restauração da continuidade dos sistemas de distribuição. Nesse caso, faz-se necessário o acionamento de fiscais para atuarem junto a essas equipes e coordenarem a realização dos serviços. Também devem ser convocados funcionários previamente orientados para atuarem como batedores.

Nesse cenário, é comum o aumento significativo de serviços que necessitam de intervenção de Equipes Médias para recomposição do sistema. E sendo assim, o COD, deve adequar sua estrutura para atender, de maneira eficiente, os encaminhamentos de serviços e receber os retornos das Equipes Médias envolvidas nos atendimentos emergenciais.

Deve-se também buscar alternativas para aumentar os canais de comunicação com as equipes de tal maneira que os serviços possam ser encaminhados pelo COD e os retornos das equipes, recebidos sem demora. Nesse tipo de evento deve ser constituído a Sala de Crise para agilizar e facilitar a Comunicação entre as áreas para tomada de decisão e centralizar informações sobre os impactos e andamento da recomposição do sistema de distribuição.

A Coordenação da Operação deve informar à Coordenação Geral da Contingência o acionamento do plano de atendimento a contingências, para que sejam garantidos os recursos extras de equipes e materiais necessários ao atendimento, e gestão das contratações emergenciais necessárias.

l)

3.2. Coordenação do plano

3.2.1. Coordenação da Operação

A Coordenação da Operação é exercida pelo Executivo ou Líderes de Operações e supervisor dos COD(s). É o responsável por acionar a execução do Plano de Atendimento a Contingências, e que demanda as atividades aos demais órgãos envolvidos no atendimento emergencial.

m)

4.1. Avaliação da Contingência

Após a contingência devem ser analisadas as ações tomadas para o atendimento, pelo Centro de Operação da Distribuição, para possibilitar o constante aprimoramento desse Plano.

Quando se tratar de contingência de nível 3, após o atendimento, deve ser convocada pela Coordenação Geral da Contingência uma reunião visando à elaboração de um relatório com avaliação da performance de atendimento do evento que disparou a necessidade de acionamento de recursos extra para recomposição do sistema. Tal medida deve possibilitar a eficácia estratégica do presente Plano e retroalimentar, caso identificado, o próprio plano com oportunidades de melhoria.