



**EMPRESA LUZ E FORÇA
SANTA MARIA**

www.elfsm.com.br

PLANO DE NEGÓCIOS

**2023
2027**

Elaborado	Aprovado		Código
Diretoria Executiva	Documento aprovado na reunião do Conselho de Administração, em 18/12/2019		PN. 01
Data Elaboração	Revisão	Data Revisão	Data Reaprovação
12/12/2019	03	27/04/2023	24/10/2023

1. OBJETIVO

Este documento tem por objetivo principal apontar a direção estratégica que deverá ser seguida pela Santa Maria nos próximos 05 (cinco) anos, acompanhada de metas a serem perseguidas e que permitirão a aferição de desempenho.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Este Plano de Negócios foi elaborado em consonância com o contexto empresarial da Santa Maria, contemplando o ciclo 2023-2027, e ainda, em atendimento ao disposto no Anexo VII - Módulo VII, Componente A2, da Resolução Normativa nº 948 de 16 de novembro de 2021, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

3. APRESENTAÇÃO

3.1. História

A história da Santa Maria confunde-se com a história de seu fundador, Henrique Nunes Coutinho.

Henrique Nunes Coutinho nasceu em 12 de fevereiro de 1904 na Fazenda Jovem Arminda, situada em Barra do Córrego Senador, nas proximidades de São Zenon, no vale do Rio Santa Maria, no município de Colatina, ES. A propriedade tinha uma boa estrutura com engenho para fabricação de açúcar e cachaça, moinho, máquinas para beneficiar arroz e café, acionadas por máquina a vapor utilizando lenha como combustível.



Figura 1 - Henrique Nunes Coutinho, fundador da Santa Maria

Era tempo de colonização na região e a Fazenda Jovem Arminda foi montada por seu pai, Arthur Coutinho D'Alvarenga, para servir de apoio às famílias de imigrantes italianos que por ali chegavam no final do século XIX.

Com pouco mais de 20 anos de idade, na década de 20, o jovem Henrique Nunes Coutinho, leigo, mas curioso sobre assuntos de energia elétrica, construiu uma usina hidrelétrica na Fazenda, no próprio Rio

Santa Maria. Trabalhou enormes troncos de madeira para fazer a represa, e logo a energia elétrica substituiu a máquina a vapor que movimentava os engenhos da Jovem Arminda. Até uma fábrica de gelo havia na Fazenda.

Em 1938, já estava projetando uma nova usina. Comprou uma fazenda em Mutum (hoje, distrito de Boapaba, município de Colatina) para criar gados bovino e suíno, e lá, na margem direita do Rio Santa Maria, Henrique Nunes Coutinho construiu uma nova usina hidrelétrica, com estrutura para beneficiar café, arroz e milho.

Construiu uma usina maior na margem esquerda do Rio Santa Maria, concluída em 1945. Sua intenção era a transferência, para o Bairro Vila Lenira, em Colatina, de sua indústria de beneficiamento de cereais, mediante a construção de uma linha de 11,4 kV, com extensão aproximada de 12 quilômetros.

A Prefeitura de Colatina, na época, adquiriu a energia excedente, pois a cidade era servida precariamente por energia elétrica gerada por uma pequena usina térmica com caldeira à lenha e um motor diesel. Era a energia "vagalume", fornecida apenas durante algumas horas por dia.

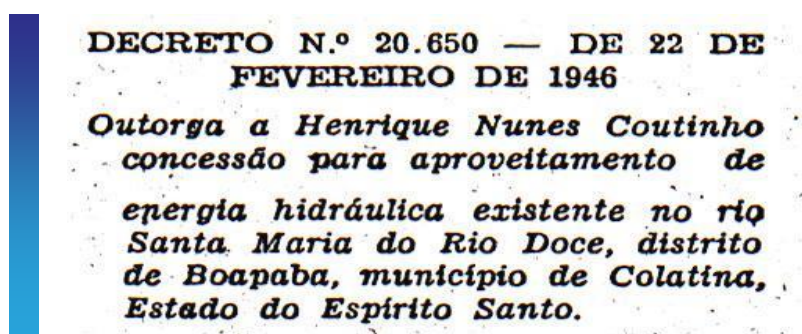


Figura 2 - Decreto Nº 20.650, de 22 de fevereiro de 1.946

Mas essa energia excedente da usina foi suficiente apenas por algum tempo, pois a cidade acelerou seu crescimento com a luz elétrica. Por isso, Henrique Nunes Coutinho construiu outra usina ao lado da segunda e, em 1950, o então governador do Estado negociou com ele a construção de uma usina para atender ao distrito de São João de Petrópolis e à Escola Agrotécnica situada no mesmo distrito, no município de Santa Teresa, ES. Surgia, então, a usina de Tabocas, que atendeu ainda Mutum, Vila de São Antônio, Vinte e Cinco de Julho e São Roque.

Com a energia e o desenvolvimento, surgiram em Colatina as primeiras indústrias madeireiras e logo a energia passou a ser pouca para atender à demanda. Assim, esse pioneiro da energia elétrica em nossa região, instalou em 1953, no atual Bairro Lacê, em Colatina, uma usina termelétrica acionada por dois motores diesel de 310 HP cada um.

Posteriormente, buscando suprir a necessidade de energia elétrica, surgia mais uma usina hidrelétrica, desta vez na Cachoeira do Oito, no Rio Pancas, em Colatina, concluída em 1957.

Em 1959, foi constituída a Empresa Luz e Força Santa Maria S/A, sob a presidência de Henrique Nunes Coutinho, com sede em Colatina, Estado do Espírito Santo.

Um salto importante ocorreu no ano de 1961: para atender ao aumento do consumo da área atendida, a Santa Maria contratou a compra de energia elétrica gerada pela Usina de Rio Bonito, no Rio Santa Maria de Vitória, município de Santa Leopoldina, ES, pertencente à Espírito Santo Centrais Elétricas S/A-ESCELSA, hoje EDP-ES.

Essa interligação significou mais abundância de eletricidade, permitindo ampliar os serviços da Empresa e levar energia ao município de São Gabriel da Palha, ES, passando pelos distritos de Paul, Graça Aranha, Novo Brasil, Governador Lindenberg e também São Domingos. De São Gabriel foi construído um ramal até Pancas.

Em seguida, um grande programa de eletrificação rural foi realizado, tornando a Empresa Luz e Força Santa Maria S/A pioneira da eletrificação rural no Brasil.

Outro fato importante foi a construção, nos anos de 1969 a 1972, da usina da Cachoeira da Onça, no Rio São José, em São Gabriel da Palha, que possibilitou levar a energia para Vila Valério, Fartura, Água Branca, Vila Verde e Alto Rio Novo.

Em 3 de fevereiro de 1999 foi celebrado o Contrato de Concessão nº 20/99 com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, tendo por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na área de atuação da Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.

Em 2015, a Santa Maria celebrou aditivo contratual que concedeu mais 30 anos de exploração da concessão de distribuição de energia elétrica para a região noroeste do estado.

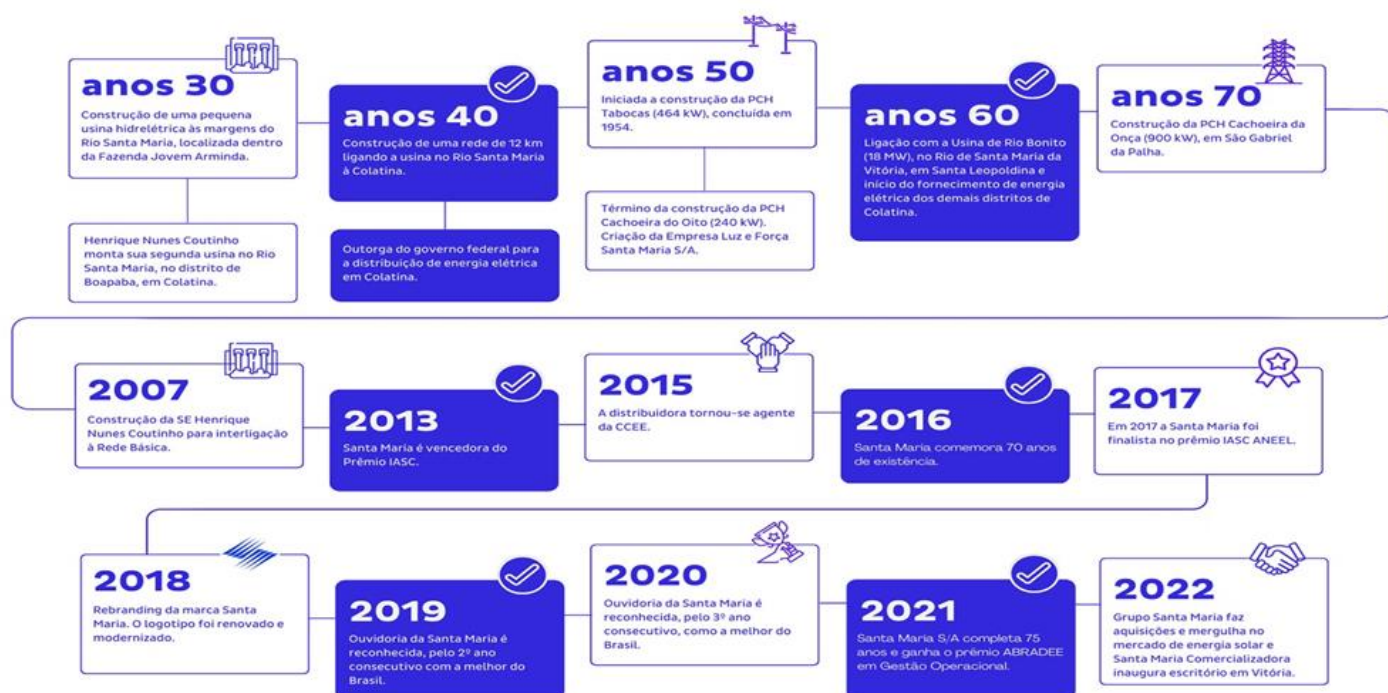


Figura 3 - História da Santa Maria

1930



2027



3.2. Área de Concessão

A base de operações da Santa Maria se concentra em Colatina/ES. Sua área de concessão ocupa cerca de 5 mil km², o que representa 10% da área territorial do estado do Espírito Santo, abrangendo os municípios de Colatina (exceto o distrito de Itapina), Pancas, São Gabriel da Palha, Alto Rio Novo, Águia Branca, São Domingos do Norte, São Roque do Canaã, Marilândia, Governador Lindenberg, parte de Santa Teresa e parte de Vila Valério.

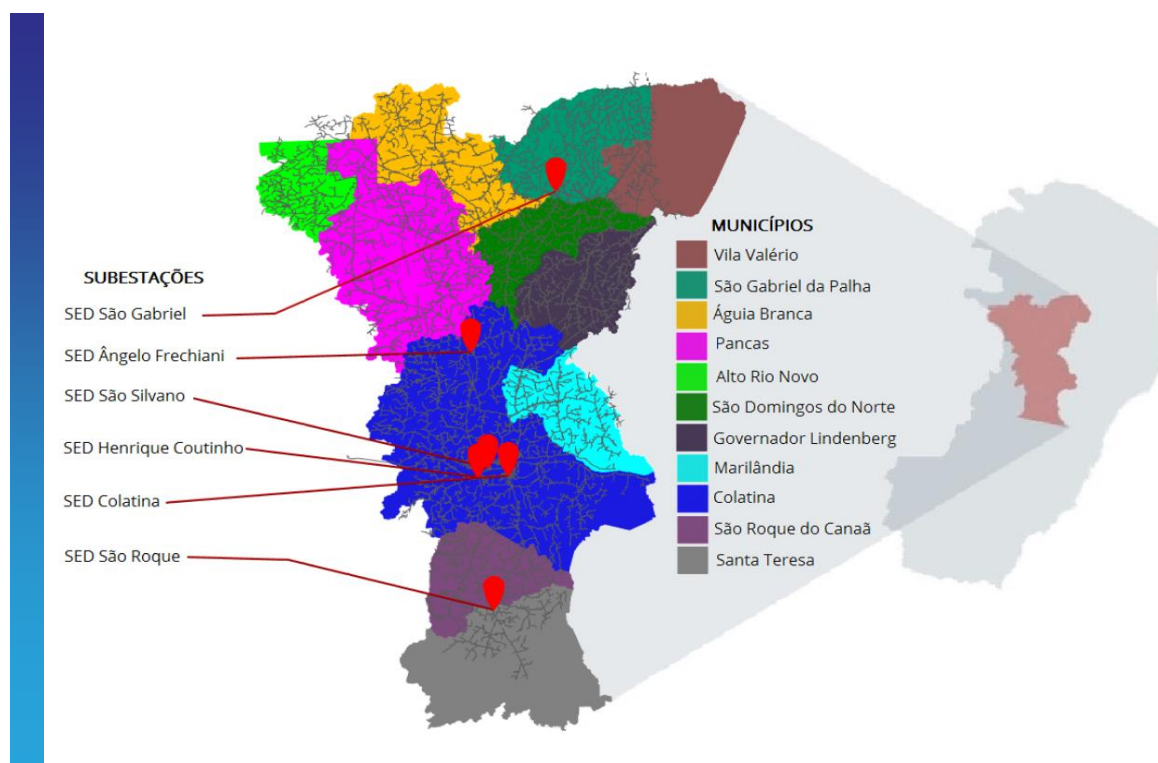


Figura 4 - Área de concessão

3.3. Estrutura Organizacional de Controle e de Gerenciamento de Riscos

Em conformidade com o Anexo VII - Módulo VII, da Resolução Normativa nº 948 de 16 de novembro de 2021, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Santa Maria passou por readequação estrutural relacionada à Governança Corporativa, criando um sistema envolvendo os relacionamentos entre sócios, conselho de administração, diretoria, órgãos de fiscalização e controle e demais partes interessadas.

Até o exercício de 2018, a Companhia possuía como órgão de administração sua Diretoria Executiva, composta por 3 (três) membros, sendo estes: Diretor-Presidente, Diretor Vice-Presidente e Diretor, e um Conselho Fiscal não permanente. Além desses órgãos, até abril de 2019 a Santa Maria possuía um Conselho Consultivo, formado por 5 (cinco) membros, sendo 3 (três) diretores e 2 (dois) acionistas, responsável em assessorar a diretoria e com esta colaborar, sempre que por ela solicitado. Após a criação do Conselho de Administração, que ocorreu em abril de 2019, o Conselho Consultivo foi extinto.

3.3.1. Adequações na Estrutura Organizacional

A Santa Maria promoveu as seguintes mudanças em sua estrutura organizacional:

- Criação do Conselho de Administração com 5 (cinco) membros, dentre os quais 1 (um) membro é independente;
- Inclusão do processo de avaliação anual do desempenho dos administradores, conforme critérios estabelecidos;
- Alteração/inserção dos requisitos mínimos para posse nos cargos de Diretores, Conselheiros e Controllers (Compliance e Auditoria Interna);
- Criação das áreas de Compliance e Auditoria Interna;
- Reestruturação do Organograma com a criação de 8 gerências.

3.3.2. Órgãos de Governança

Diante das adequações acima expostas, os órgãos de Governança Corporativa e de controle e gerenciamento de riscos da Santa Maria ficaram assim definidos:

- **Conselho de Administração:** é o órgão deliberativo da SANTA MARIA, composto por 05 (cinco) membros eleitos pela Assembleia Geral, sendo um independente, com mandato de 03 (três) anos, responsável por determinar as diretrizes gerais para seus negócios, de modo a buscar o cumprimento de seu objeto social e decidir sobre questões estratégicas, tendo como missão proteger e valorizar o patrimônio da Companhia, pensar na empresa de forma estratégica e maximizar o retorno de seu investimento.
- **Diretoria Executiva:** órgão executivo de administração, composto por 03 (três) Diretores, sendo um Presidente, um Vice-Presidente e um Diretor Sem Denominação, eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de 03 (três) anos, responsável pela execução das diretrizes e políticas definidas pelo Conselho de Administração e os negócios da Companhia, visando o cumprimento de seu objeto social e a sua representação legal, ativa e passiva, judicial e extrajudicial.
- **Conselho Fiscal:** órgão com funcionamento não permanente, com atuação independente do Conselho de Administração e da Diretoria, podendo ser instalado por deliberação da Assembleia Geral, com a composição de 03 (três) membros efetivos e 03 (três) membros suplentes, tendo suas atribuições delimitadas pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, pelo Estatuto Social e por seu Regimento Interno próprio aprovado pelo Conselho de Administração. Sua atuação é, prioritariamente, um mecanismo de fiscalização independente das atividades dos administradores com reporte direto aos acionistas.
- **Compliance, Gestão de Riscos Corporativos e Controles Internos:** área responsável pela coordenação do processo a ser utilizado na gestão de controles internos, compliance e riscos corporativos, acompanhando os planos de ação para mitigação dos riscos, prestando suporte a todas as áreas da empresa. Auxilia na análise das estruturas e processos, seus produtos e serviços, a fim de alinhá-los às normas emitidas pelos órgãos reguladores e à estrutura normativa interna, além de estruturar, implementar e disseminar o Código de Conduta Ética e Integridade, fiscalizando o seu cumprimento, dentre outras atividades. O departamento é composto por um Supervisor de Compliance e por 02 (dois) Analistas de Compliance.
- **Auditoria Interna:** composta por um Supervisor de Auditoria Interna, este departamento é responsável pela avaliação e testes das atividades de controle da SANTA MARIA, permitindo ao Conselho de Administração, à Diretoria e ao Conselho Fiscal, quando instalado, aferir a adequação dos controles internos e governança, a efetividade do gerenciamento dos riscos e dos processos, o cumprimento de normas e regimentos e a confiabilidade do processo de coleta, mensuração,

classificação, registro e divulgação de eventos e transações com vistas ao preparo de demonstrações financeiras.

- **Comitê de Ética:** composto por sete membros, eleitos pela Diretoria Executiva, o Comitê de Ética foi instalado na reunião da Diretoria de 07 de outubro de 2020, com seu funcionamento iniciado na primeira reunião do Comitê realizada em 20 de outubro de 2020, o qual consiste em um grupo de trabalho representativo, multissetorial e multinível, criado com o objetivo de ser uma instância consultiva, investigativa e educacional em relação às posturas aceitáveis dentro de uma organização, mantendo a adequação das práticas internas aderentes ao Código de Conduta Ética e Integridade.
- **Comitê Técnico de Engenharia:** eleito pelo Conselho de Administração, o Comitê Técnico de Engenharia, composto por 03 (três) membros, sendo um deles, também, membro do Conselho, foi instalado na reunião do Conselho dos dias 26 e 27 de março de 2020, tendo seu efetivo funcionamento iniciado na primeira reunião do Comitê ocorrida em 05 de agosto de 2020, dispondo de técnicos de nível superior experientes em atuação no setor elétrico, criado com o objetivo de discutir soluções técnicas e assessorar a Alta Direção Executiva e o Conselho de Administração nas decisões técnicas de engenharia e investimentos em ativos elétricos pertinentes às atividades da Companhia.
- **Comitê de Auditoria, Compliance e Riscos:** órgão de assessoramento, vinculado ao Conselho de Administração e eleito por este, composto por 03 (três) membros, sendo um deles o Conselheiro Independente, instalado na reunião ordinária do Conselho dos dias 26 e 27 de março de 2020, tendo seu efetivo funcionamento iniciado com a primeira reunião datada de 06 de agosto de 2020, atuando com o objetivo de prestar suporte em assuntos relacionados a conformidade, riscos, auditorias e demonstrações financeiras, dentre outros temas demandados pelo Conselho de Administração que tratem dessas matérias.

4. IDENTIDADE ORGANIZACIONAL

4.1. Objeto Social

A Santa Maria atua exclusivamente na prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica, sob o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 20/1999-ANEEL, que em seu sexto termo aditivo prorroga a exploração desse serviço até 07 de julho de 2045, nos termos do Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, de 09 de novembro de 2015, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015.

4.2. Missão, Visão, Valores e Fatores Críticos de Sucesso



MISSÃO: Levar Energia Elétrica com Qualidade a todos os cantos e para toda sociedade.

VISÃO: Ser reconhecida como a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil.

VALORES:

- **Ética:** Agir respeitando as regras e preceitos morais dos indivíduos e da sociedade.
- **Transparência:** Clareza no relacionamento com seus clientes, colaboradores, fornecedores, investidores e demais integrantes da sociedade.
- **Segurança:** Zelar pela vida como bem maior.
- **Competência:** Dispor de profissionais qualificados trabalhando em equipe, buscando a excelência na prestação dos serviços.
- **Comprometimento:** Compromisso em contribuir com o desenvolvimento de todos os setores da sociedade.
- **Sustentabilidade:** Buscar a longevidade do negócio incluindo diretrizes de responsabilidade social e ambiental.

Fatores críticos de sucesso: Fatores críticos de sucesso são pontos-chave que, quando bem executados, definem e garantem o desenvolvimento e o crescimento de uma empresa e seu negócio, atingindo seus objetivos. Em contrapartida, quando estes mesmos fatores são negligenciados ou ignorados, contribuem muito para o fracasso da Organização. Os fatores críticos de sucesso devem e precisam ser encontrados através de um estudo aprofundado dos próprios objetivos da empresa, derivando de sua missão, sua visão e seus valores, tornando-se referências obrigatórias e fundamentais para que a empresa sobreviva, seja competitiva e tenha sucesso. Considerando o contexto empresarial da Santa Maria (prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica), destacam-se os seguintes fatores críticos de sucesso:

- Administrar adequadamente os processos de reajustes e revisões tarifárias promovidos pela ANEEL, visando garantir, por meio de uma tarifa justa e módica, o equilíbrio econômico e financeiro da concessão e o retorno do capital investido;
- Controlar adequadamente os custos operacionais reais (Parcela B), visando garantir a sua integral cobertura tarifária;
- Gerenciar adequadamente a contratação de energia e demanda de modo a suprir o mercado com o melhor custo;
- Garantir que os indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômica e financeira, previstos no contrato de concessão, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos regulatórios estabelecidos pela ANEEL;
- Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor; e
- Gerenciar pessoas visando o desenvolvimento do capital humano e alcance dos objetivos do negócio.

PLANO DE NEGÓCIOS

5. CONTEXTUALIZAÇÃO DO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO

Nos próximos 05 anos estão previstas obras importantes para o sistema elétrico da Santa Maria. A de maior destaque é a consolidação de um novo ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional. Associado a esta conexão estão a construção de uma nova subestação, além de duas linhas de distribuição. Ainda estão previstos reforços nas redes de distribuição, aquisição de novo transformador de força, melhoria na proteção de subestações, aumento do parque de equipamentos especiais, além de obras de rotina da distribuição. A busca por evolução no desempenho dos índices de continuidade e por modicidade tarifária é constante na rotina da Santa Maria, o que pode ser comprovado pela trajetória dos indicadores de qualidade de fornecimento e pela redução da tarifa de energia elétrica em 2019.

O projeto de novo ponto de conexão com a Rede Básica, com montantes significativos de investimentos, demonstra que a empresa busca constantemente a melhoria da qualidade dos serviços prestados e da confiabilidade no fornecimento de energia aos seus clientes. A concretização desse projeto será mais um marco importante na história da Santa Maria.

5.1. Análise de Ambiente (SWOT)

A Análise de SWOT é uma ferramenta-conceito utilizada para fazer a análise de cenário (ou de ambiente), proporcionando a base para um planejamento.

Análise SWOT



Figura 6 - Ilustração SWOT

Focada nos fatores críticos de sucesso e no horizonte de planejamento, a Santa Maria determinou questões pertinentes com seu contexto, como segue:

	FATORES POSITIVOS	FATORES NEGATIVOS
FATORES INTERNOS	Força	Fraquezas
	Indicadores de Qualidade e Continuidade	Único ponto de conexão ao sistema interligado
	Imagem	-
	Saúde financeira	-
	Gestão de ativos elétricos	-
FATORES EXTERNOS	Oportunidades	Ameaças
	Segundo ponto de conexão ao sistema	Crescimento da geração distribuída
	-	Variação abrupta do mercado
	-	-
	-	-

Tabela 1 - Questões pertinentes ao Contexto

5.2. Riscos, Oportunidades e Contingências

A análise de riscos teve como foco principal levantar possíveis ocorrências com potencial de impedir ou dificultar a concretização de uma determinada meta empresarial. Tal metodologia foi implementada seguindo as determinações da PL.03 Política de Administração de Riscos Corporativos aprovada pelo Conselho de Administração desta Concessionária em 21/07/2020.

Questão pertinente	Principais Objetivos	Principais Riscos	Contingências
FRAQUEZA - Único ponto de conexão ao sistema interligado (Rede Básica)	Reduzir riscos de interrupção generalizada no fornecimento de energia elétrica da distribuidora em situações normais e contingência, reduzir perdas e reduzir risco de não conseguir atender novas cargas num	Interrupção no fornecimento de energia dos consumidores da distribuidora em função de falhas no ponto de suprimento existente e limitação em capacidade no atendimento de cargas futuras.	Implementação de novo ponto de conexão à rede básica até 2024. Até que a execução deste novo ponto (obra) não tenha sido concluído, manter atenção ao comportamento do sistema elétrico que hoje atende à distribuidora e agir junto ao ONS para que medidas preventivas sejam adotadas para manter o seu bom funcionamento.

	futuro próximo.		
FORÇA - Indicadores de Qualidade e Continuidade	Garantir que os indicadores previstos no contrato de concessão e em demais atos regulatórios, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos estabelecidos pela ANEEL, além de promover a melhoria contínua destes, alinhando-os às estratégias do negócio.	Queda do desempenho operacional, comercial e administrativo/financeiro a patamares abaixo de performance interna determinada e outrora obtida, ou ainda, a patamares que se configurem como transgressões dos limites estabelecidos pelo órgão regulador, imagem institucional desvalorizada.	Manutenção das rotinas do Sistema de Gestão da Qualidade (mapeamento de processos, estabelecimento de procedimentos, treinamentos, estabelecimento de indicadores de desempenho para os processos em consonância com metas do regulador, reuniões de análise de dados periódicas para avaliação do desempenho); e ainda, aplicação dos testes de controle pela Auditoria Interna de forma a aferir se os controles existentes se demonstram adequados aos riscos conexos aos diversos processos da Distribuidora.
FORÇA - Imagem	Garantir o cumprimento dos VALORES Institucionais.	Queda na satisfação dos clientes.	Manutenção do Programa de Integridade, com a imersão de toda a estrutura nas práticas previstas no Código de Conduta Ética e Integridade, objetivando o engajamento de todos na identidade organizacional da Santa Maria; Manutenção das rotinas do Departamento de Comunicação Institucional, validando cada vez mais o papel da Santa Maria na sociedade.
FORÇA - Saúde Financeira	Garantir a continuidade do equilíbrio econômico e financeiro da concessão.	Desequilíbrio econômico e financeiro da concessão.	Administrar adequadamente os processos de reajustes e revisões tarifárias promovidos pela ANEEL, visando garantir, por meio de uma tarifa justa e módica, o equilíbrio econômico e financeiro da concessão e o retorno do capital investido / Controlar adequadamente os custos operacionais reais (Parcela B), visando garantir a sua integral cobertura tarifária / Gerenciar adequadamente a contratação de energia e demanda de modo a suprir o mercado com o melhor custo / Garantir que os indicadores de sustentabilidade econômica e

			financeira, previstos no contrato de concessão, se mantenham em patamares adequados em relação aos parâmetros mínimos regulatórios estabelecidos pela ANEEL / Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor.
FORÇA - Gestão de Ativos Elétricos	Garantir o retorno do capital investido na infraestrutura da concessão.	Perdas econômicas e financeiras decorrentes do não reconhecimento dos investimentos na tarifa de energia elétrica.	Gerenciar adequadamente os critérios de apropriação de custos e movimentação de bens (cadastramento, baixa e depreciação), com o objetivo de maximizar resultados, evitar perdas e garantir a sua conformidade e o integral reconhecimento dos investimentos realizados na infraestrutura da concessão na tarifa de energia elétrica / Garantir que a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) reflita fidedignamente os ativos físicos em campo e a serviço da concessão / Conciliar periodicamente os cadastros físico (BDGD) e contábil (Ativo Imobilizado em Serviço - AIS), visando garantir as suas adequação e aderência / Garantir a observância e o cumprimento da legislação setorial, bem como de todas as demais obrigações previstas no contrato de concessão em vigor.
AMEAÇA - Crescimento da Geração Distribuída	Buscar equilíbrio entre o potencial impacto financeiro provocado pela queda de receita e o necessário investimento para adaptação da rede ao crescente aumento de GD's.	Desequilíbrio tarifário.	Ações junto ao poder concedente para a real mensuração tarifária da GD.

AMEAÇA - Variação abrupta do mercado	Garantir o equilíbrio entre o mercado de energia elétrica e os contratos firmados pela Distribuidora, garantindo o devido repasse tarifário.	Agravo da saúde financeira por desequilíbrio econômico/financeiro devido ao desembolso; risco de não reconhecimento tarifário e de penalidade do poder concedente.	Estudos eficazes de contratação de energia / Contratação mais flexível / Atenção e acompanhamento diário do mercado de energia.
---	--	--	---

Tabela 2 - Riscos, Oportunidades e Contingências

6. METAS DA ORGANIZAÇÃO PARA OS PRÓXIMOS CINCO ANOS

Com base na sua identidade organizacional (missão, visão, valores institucionais e fatores críticos de sucesso), e ainda, pautada em sua análise estratégica de ambientes, a Santa Maria, estabeleceu os seguintes objetivos estratégicos:

- Excelência nos Padrões Técnicos de Fornecimento
- Sustentabilidade Econômica e Financeira do Negócio
- Excelência no Atendimento aos Clientes
- Gestão de Pessoas

A partir destes objetivos são estabelecidas metas organizacionais alinhadas com resoluções vigentes, bem como, contrato de concessão.



Figura 7 - Visão estratégica

6.1. Metas relativas à Qualidade do Serviço Prestado

6.1.1. Indicadores de continuidade DEC e FEC

Limites Aneel - Valor Global - 5º CRTP					
	2022	2023	2024	2025	2026
DEC limite (horas)	11,38	11,23	10,98	10,98	10,29
	2022	2023	2024	2025	2026
FEC limite (vezes)	7,92	7,23	6,92	6,92	6,23

Tabela 3 - Metas para indicadores de continuidade

6.1.2. Perdas elétricas

Trajetória de Perdas Técnicas e não Técnicas 5º CRTP ELFSM					
	2021	2022	2023	2024	2025
Perdas Técnicas (%)	9,0840	9,0840	9,0840	9,0840	9,0840
Perdas Não Técnicas (%)	2,4148	1,9148	1,4148	1,2547	1,2547
Perda Total Regulatória (%)	11,4988	10,9988	10,4988	10,3387	10,3387

Tabela 4 - Metas para perdas elétricas

6.1.3. Níveis de Tensão e TMA de Ocorrências

Para Tensão de fornecimento e TMA – Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências, internamente estão estabelecidas as seguintes metas:

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023	Horizonte de 05 anos
TMA - Realizar a inspeção técnica, a medição instantânea e comunicar o resultado em casos de reclamação de tensão	15 dias	≤6 dias (média ano)	Manter padrões de excelência
TMA - Realizar a medição pelo período de 168 horas e entregar o laudo técnico do resultado	30 dias	-	
TMA – Ocorrências Rural	-	≤190,00 min	
TMA – Ocorrências Urbana	-	≤120,00 min	

Tabela 5 - Metas para verificação de tensão e atendimento a ocorrências

6.2. Metas relativas a Eficiência Econômico-financeira

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{LAJIDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{1,11 * \text{Selic}}$$

Metas para eficiência Econômico-financeira

6.3. Metas relativas a Gestão de Pessoas

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023	Horizonte de 05 anos
Turnover	-	≤ 3% ano	Manter padrões de excelência
Absenteísmo	-	≤ 5% ano	
Treinamento	-	≥ 8h/homem	

Tabela 6 - Metas para pessoas

6.4. Metas relativas ao Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

QUALIDADE DO ATENDIMENTO TELEFÔNICO			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023	Horizonte de 05 anos
INS – Índice de Nível de Serviço	≥85%	≥87%	Manutenção dos resultados dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL
IAB – Índice de Abandono de Chamadas	≤4%	≤4%	
ICO – Índice de Chamadas Ocupadas	≤2%	≤2%	
ANEXO IV - REN 1000/2021 (QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL)			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023 (TMA)	Horizonte de 05 anos
Realizar as alterações cadastrais	5 dias úteis	≤5 dias úteis	Manter padrões de excelência
Realizar as alterações cadastrais, com visita técnica	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Fornecer o orçamento estimado	30 dias	≤30 dias	
Disponibilizar estudos do orçamento	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Informar as condições para a revisão da demanda contratada em projetos de eficiência energética	30 dias	≤30 dias	

Enquadramento na modalidade tarifária horária branca	30 dias	≤30 dias
Retorno à modalidade tarifária convencional	30 dias	≤30 dias
Providenciar o reparo do meio utilizado para o acompanhamento da leitura de medição externa	15 dias	≤15 dias
Fornecer cópia do processo de defeito na medição.	5 dias úteis	≤5 dias úteis
Fornecer cópia da gravação da chamada telefônica	5 dias úteis	5 dias úteis
Informar a relação dos registros do histórico das demandas	3 dias úteis	≤3 dias úteis
Informações relacionadas aos indicadores de continuidade, compensações e interrupções	30 dias	≤30 dias
Fornecer cópia do processo de levantamento cadastral de iluminação pública	5 dias úteis	≤5 dias úteis
Disponibilizar informações do sistema de informação geográfica	30 dias	≤30 dias
Fornecer cópia do processo de irregularidade	5 dias úteis	≤5 dias úteis
Fornecer cópia do processo de ressarcimento de danos	5 dias úteis	≤5 dias úteis
Informar o resultado da análise de projeto	30 dias	≤25 dias
Informar o resultado da reanálise de projeto em caso de análise anterior incompleta	10 dias úteis	≤8 dias úteis
Disponibilizar o projeto e demais informações em caso de antecipação de obra	10 dias úteis	≤10 dias úteis
Encaminhar o relatório de vistoria em caso de reprovação	3 dias úteis	≤3 dias úteis
Comunicar o resultado do comissionamento de obras	30 dias	≤20 dias
Comunicar o resultado do comissionamento de obras no caso de informação anterior incompleta	10 dias úteis	≤5 dias úteis

Informar o resultado da análise de classificação tarifária	5 dias úteis	≤5 dias úteis	
Informar o resultado da análise de classificação tarifária, caso haja necessidade de visita técnica	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Inspeção do sistema de medição de faturamento e demais providências	30 dias	≤15 dias	
Informar o resultado da análise de reconhecimento de sazonalidade, sem visita técnica	5 dias úteis	≤5 dias úteis	
Informar o resultado da análise de reconhecimento de sazonalidade, caso haja necessidade de visita técnica	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Solucionar reclamação de compensação de faturamento	15 dias	≤8 dias	
Solução de reclamações, sem visita técnica, exceto as que possuam prazo próprio	5 dias úteis	≤3 dias úteis	
Solução de reclamações, com visita técnica, exceto as que possuam prazo próprio.	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Atendimento de solicitações que não disponham de prazo próprio	30 dias	≤30 dias	
Comunicar as providências adotadas na Ouvidoria da distribuidora	10 dias úteis	≤7,5 dias	
Comunicar as providências adotadas na Ouvidoria da distribuidora em caso de prorrogação do prazo	Prazo informado	Prazo informado	
realizar a inspeção técnica, a medição instantânea e demais providências em casos de reclamação de tensão	15 dias	≤6 dias	
Realizar a medição pelo período de 168 horas e entregar o laudo técnico do resultado	30 dias	≤30 dias	
Fornecer informações sobre a arrecadação da contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública	30 dias	≤30 dias	
Avaliar reclamação sobre disponibilidade mensal insuficiente em sistemas do tipo MIGDI ou SIGFI	30 dias	≤30 dias	

Adotar medidas corretivas em caso de disponibilidade mensal insuficiente em sistemas do tipo MIGDI ou SIGFI	60 dias	≤60 dias	
regularizar nível tensão, sistema MIGDI ou SIGFI	60 dias	≤60 dias	
Verificação ou retirada do equipamento danificado utilizado para o acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos	1 dia útil	≤1 dia útil	
Verificação ou retirada do equipamento danificado	10 dias	≤10 dias	
Informar o resultado da solicitação de ressarcimento feita em até 90 dias	15 dias	≤8 dias	
Informar o resultado da solicitação de ressarcimento feita com mais de 90 dias	30 dias	≤30 dias	
Efetuar o ressarcimento em caso de deferimento	20 dias	≤3 dias	
Instalação do padrão de entrada gratuito	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Fornecer o orçamento de conexão, conexão de unidades consumidoras, inclusive com micro GD em tensão menor que 69kV, sem obras	15 dias	≤15 dias	
Fornecer o orçamento de conexão, conexão de unidades consumidoras, inclusive com micro GD em tensão menor que 69kV, com obras	30 dias	≤30 dias	
Fornecer o orçamento de conexão, demais conexões	45 dias	≤45 dias	
Entregar os contratos e demais documentos	5 dias úteis	≤5 dias úteis	
Concluir as obras de conexão, tensão menor que 2,3 kV	60 dias	≤45 dias	
Concluir as obras de conexão, tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV, até 1km	120 dias	≤95 dias	
Concluir as obras de conexão, obras até 69 kV, acima de 1km	365 dias	365 dias	
Concluir demais obras não previstas nos critérios anteriores	Cronograma	Cronograma	

Conexão - Lei nº 14.195, de 26 de agosto de 2021	45 dias	≤45 dias	
Vistoria e instalação de medição, conexão menor que 2,3 kV	5 dias úteis	≤5 dias úteis	
Vistoria e instalação de medição, conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV	10 dias úteis	≤1 dia útil	
Vistoria e instalação de medição, conexão maior ou igual a 69 kV	15 dias úteis	≤15 dias úteis	
Implantação/adequação do sistema de medição no ACL	Cronograma	Cronograma	
Aprovar o projeto de medição de central geradora, importador e exportador de energia	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Comunicar a avaliação do relatório de comissionamento do sistema de medição	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Alteração de titularidade, área urbana	3 dias úteis	≤3 dias úteis	
Alteração de titularidade, área rural	5 dias úteis	≤5 dias úteis	
Substituir o medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação do defeito	30 dias	≤1 dia	
Religação em caso de suspensão indevida	4 horas	≤2 horas	
Religação de urgência em área urbana	4 horas	≤1,10 horas	
Religação normal em área urbana	24 horas	≤2,80 horas	
Religação normal em área rural	48 horas	≤5 horas	
Vistoria para conexão, sistema MIGDI ou SIGFI	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Conexão, sistema MIGDI ou SIGFI	10 dias úteis	≤10 dias úteis	
Religação, sistema MIGDI ou SIGFI	120 horas	≤120 horas	
Religação em caso de suspensão indevida, sistema MIGDI ou SIGFI	72 horas	≤72 horas	
Resolução Autorizativa nº 13. 933/2023			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023	Horizonte de 05 anos

FER - Frequência Equivalente de Reclamação	6,00	≤3,04	Manter padrões de excelência
OUTRAS METAS			
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Projeções	
		Metas 2023	Horizonte de 05 anos
Índice geral de satisfação (ABRADEE)	-	≥85%	Manter padrões de excelência
Índice geral de satisfação (IASC)	-	≥70%	
Índice Geral de Satisfação com o processo de tratamento de reclamações	-	≥85%	Manter padrões de excelência
TME – Tempo Médio de Espera Consumidores	30 min	≤00:02:55	

Tabela 7 – Metas para Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

7. DESEMPENHO DOS INDICADORES

7.1. Qualidade do Serviço Prestado

7.1.1. Indicadores de continuidade DEC e FEC

Limites Aneel - Valor Global - 5º CRTP						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEC limite (horas)	12,18	12,18	11,86	11,86	11,42	11,42
DEC real (horas)	6,79	7,54	7,24	6,57	6,19	6,94
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
FEC limite (vezes)	9,38	9,38	8,70	8,64	7,92	7,92
FEC real (vezes)	5,42	4,71	4,57	3,50	4,07	4,24

Tabela 8 - Desempenho dos indicadores de continuidade

7.1.2. Níveis de Tensão

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenho	
		2021	2022
TMA - Verificação de Níveis de Tensão	-	4,57	4,83

	2021		2022	
	Procedente	Improcedente	Procedente	Improcedente
1º Trim.	13	80	12	67
2º Trim.	7	49	5	79
3º Trim.	12	83	7	76
4º Trim.	6	55	9	41
Total	38	267	33	263

Tabela 10 - Desempenho verificação de tensão

7.1.3. Perdas Elétricas

	2021	2022
Perda Total Regulatória	11,50%	11,00%
Perdas Totais	11,44%	10,91%

Tabela 11 - Desempenho perdas elétricas

7.1.4. Tempo Média de Atendimento - Ocorrências

TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO (TMA) (EM MINUTOS)		
	2021	2022
TMA UB	116,30	113,50
TMA RR	165,30	168,10

Tabela 12 – Desempenho atendimento a ocorrências

7.2. Eficiência Econômico-financeira

CRITÉRIO DE EFICIÊNCIA EM RELAÇÃO À GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA		
$\{ \text{Dívida líquida} / [\text{LAJIDA (-) QRR}] \} \leq 1 / (1,11 * \text{SELIC})$	2021	2022
Dívida líquida / LAJIDA (-) QRR	-2,93	-2,33
1 / 1,11 * SELIC	0,15	0,07
Resultado	Cumpriu	Cumpriu

Tabela 13 - Desempenho eficiência econômico-financeira

7.3. Gestão de Pessoas

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenho	
		2021	2022
Turnover	-	0,84%	0,55%
Absenteísmo	-	0,01%	0,01%
Treinamento	-	0,57 horas/ homem	1,22 horas/ homem

Tabela 14 - Desempenho gestão de pessoas

7.4. Atendimento Comercial e Satisfação do Consumidor

ANEXO II - REN 414/2010 - QUALIDADE DO ATENDIMENTO TELEFÔNICO					
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos		Limites Excedidos	
		2021	2022	2021	2022
INS – Índice de Nível de Serviço	≥85%	88,95	89,68	0	0
IAB – Índice de Abandono de Chamadas	≤4%	1,07	0,90	0	0
ICO – Índice de Chamadas Ocupadas	≤2%	0	0	0	0

ANEXO III - REN 414/2010 - QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL					
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos (TMA) Metas ELFSM		Serviços executados fora do prazo (%)	
		2021	2022	2021	2022
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação.	30 dias	4,56 dias	10,92 dias	0	0
Prazo máximo para reanálise do projeto quando de reprovação por falta de informação da distribuidora na análise anterior.	10 dias	0,00 dia	0,00 dia	0	0
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área urbana	3 dias úteis	0,95 dia	0,98 dia	0,17	0,05
Prazo máximo de vistoria de unidade consumidora, localizada em área rural	5 dias úteis	1,79 dia	1,83 dia	1,06	0,70
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área urbana, a partir da data da aprovação das instalações	2 dias úteis	0	0	0	0
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área rural, a partir da data da aprovação das instalações	5 dias úteis	0	0	0	0

Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo A, a partir da data da aprovação das instalações	7 dias úteis	0	0	0	0
Prazo máximo para elaborar os estudos, orçamentos e projetos e informar ao interessado, por escrito, quando da necessidade de realização de obras para iabilização do fornecimento.	30 dias	18,73	21,10	0,12	-
Prazo máximo de conclusão das obras, na rede de distribuição aérea de tensão secundária, incluindo a instalação ou substituição de posto de transformação.	60 dias	32,84 dias	31,54 dias	0	0
Prazo máximo de conclusão das obras com dimensão de até 1 (um) quilômetro na rede de distribuição aérea de tensão primária, incluindo nesta distância a complementação de fases na rede existente e as obras do inciso I do art. 34.	120 dias	85,97 dias	100,37 dias	0,34	7,69
Prazo máximo de conclusão das obras não abrangidas nos incisos I e II do art. 34.	Cronograma	0	0	0	0
Prazo máximo para informar ao interessado o resultado do comissionamento das obras após sua solicitação	30 dias	10,74 dias	15,43 dias	0	0
Prazo máximo para novo comissionamento das obras quando de reprovação por falta de informação da distribuidora no comissionamento anterior	10 dias	-	-	0	0
Prazo máximo para substituição do medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação da deficiência, com exceção para os casos previstos no art. 72	30 dias	0,51 dia	0,11 dia	0	0
Prazo máximo para comunicar, por escrito, o resultado da reclamação ao consumidor referente à discordância em relação à cobrança ou devolução de diferenças apuradas.	15 dias	5,94 dias	5,35 dias	0	0
Prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição.	30 dias	12,01 dias	11,90 dias	0	0
Prazo máximo para religação, sem ônus para o consumidor, quando constatada a suspensão indevida do fornecimento.	4 horas	0,00	0,00	0	0
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	24 horas	2,67 horas	2,70 horas	0,03	0,07
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área rural, quando cessado o motivo da	48 horas	4,82 horas	5,24 horas	0,03	0,03

suspensão.					
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	4 horas	1,11 hora	1,11 hora	0,31	-
Prazo máximo para solução de reclamação do consumidor, observando-se as condições específicas e os prazos de execução de cada situação, sempre que previstos em normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, com exceção das reclamações que implicarem realização de visita técnica ao consumidor ou avaliação referente à danos não elétricos reclamados.	5 dias úteis	2,92 dias	2,80 dias	0	0
Prazo máximo para solução de reclamação, nas situações onde seja necessária a realização de visita técnica ao consumidor.	15 dias	11,65 dias	8,85 dias	0	0
Prazo máximo para informar por escrito ao consumidor a relação de todos os seus atendimentos comerciais.	30 dias	0	0	0	0
Prazo máximo para verificação de equipamento em processo de ressarcimento de dano elétrico.	10 dias	-	-	0	0
Prazo máximo para verificação de equipamento utilizado no acondicionamento de alimentos perecíveis ou de medicamentos em processo de ressarcimento de dano elétrico	1 dia útil	-	-	0	0
Prazo máximo para informar ao consumidor o resultado da solicitação de ressarcimento por meio de documento padronizado e do meio de comunicação escolhido, contados a partir da data da verificação ou, na falta desta, a partir da data da solicitação de ressarcimento.	15 dias	3,50 dias	3,58 dias	0	0
Prazo máximo para efetuar o ressarcimento por meio do pagamento em moeda corrente, conserto ou substituição do equipamento danificado, contados do vencimento do prazo disposto no art. 207 ou da resposta, o que ocorrer primeiro.	20 dias	1,82 dias	3,00 dias	0	0
Resolução Autorizativa nº 7.717/2019					
Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenhos (Meta ELFSM)		Limites Excedidos	
		2021	2022	2021	2022
FER - Frequência Equivalente de Reclamação	6,00	3,04	3,89	-	-
OUTRAS METAS					

Descrição	Prazos / Limites ANEEL	Desempenho		Desvios em relação a metas da Qualidade(%)	
		2021	2022	2021	2022
Índice geral de satisfação (ABRADEE)	-	75,90	76,30	-11,98	-11,40
Índice geral de satisfação (IASC)	-	61,47	-	-	-
Índice Geral de Satisfação com o processo de tratamento de reclamações	-	88,00%	87,50%	-	-
TME – Tempo Médio de Espera Consumidores	45 min	02:15	02:30	-	-

Tabela 15 - Desempenho do Atendimento Comercial e a Satisfação do Consumidor

8. PROGRAMA DE INVESTIMENTOS DOS PRÓXIMOS CINCO ANOS

Distribuição - Máquinas e equipamentos - R\$ mil	Projeção dos investimentos				
	2023	2024	2025	2026	2027
AIS bruto	16.945	100.964	14.553	16.335	14.296
Transformador de distribuição	3.964	3.914	4.071	4.234	4.403
Medidor	2.330	2.267	2.358	2.452	2.551
Redes de baixa tensão (< 2,3 kV)	-	-	-	-	-
Redes de média tensão (2,3 kV a 44 kV)	9.815	7.132	7.182	7.079	7.342
Redes de alta tensão (69 kV)	188	21.107	-	-	-
Redes de alta tensão (88 kV a 138 kV)	-	32.486	-	600	-
Redes de alta tensão (>= a 230 kV)	-	-	-	-	-
Subestações de média tensão (primário de 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-
Subestações de alta tensão (primário de 69 kV)	371	1.787	942	-	-
Subestações de alta tensão (primário de 88 kV a 138 kV)	279	32.270	-	1.970	-
Subestações de alta tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-
Demais máquinas e equipamentos	-	-	-	-	-
Obrigações especiais do AIS bruto	(3.276)	(3.407)	(3.543)	(3.685)	(3.832)
Participações, doações e subvenções	(3.276)	(3.407)	(3.543)	(3.685)	(3.832)

Tabela 16 - Quadro de investimentos e U&F

9. METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DE PREÇOS E TARIFAS PELOS PRÓXIMOS CINCO ANOS

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2017), a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pela Agência, não representando efetivamente os custos praticados pela distribuidora.

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos:

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços.

O transporte da energia (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora e a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
Parcela B: Distribuição de Energia.

PARCELA A

A parcela A é composta por Encargos, Transporte e Energia, sendo:

ENCARGOS:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
- Encargos Serviços do Sistema - ESS e Energia de Reserva – EER
- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativa
- P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética

TRANSPORTE:

- Rede Básica e Rede Básica Fronteira

- MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) de Itaipu
- Transporte de Itaipu
- Conexão
- Uso do sistema de distribuição

9.1 Energia Comprada Para Revenda

PARCELA B

A parcela B é composta pelos custos que são gerenciáveis, sendo:

- Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)
- Remuneração do Capital (RC)
- Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

A parcela A é calculada e repassada ao consumidor em cada processo tarifário (reajuste ou revisão tarifária).

A parcela B é definida nas revisões tarifárias periódicas (a cada 5 anos, atualmente) e corrigida pelo IPCA-Fator X a cada reajuste.

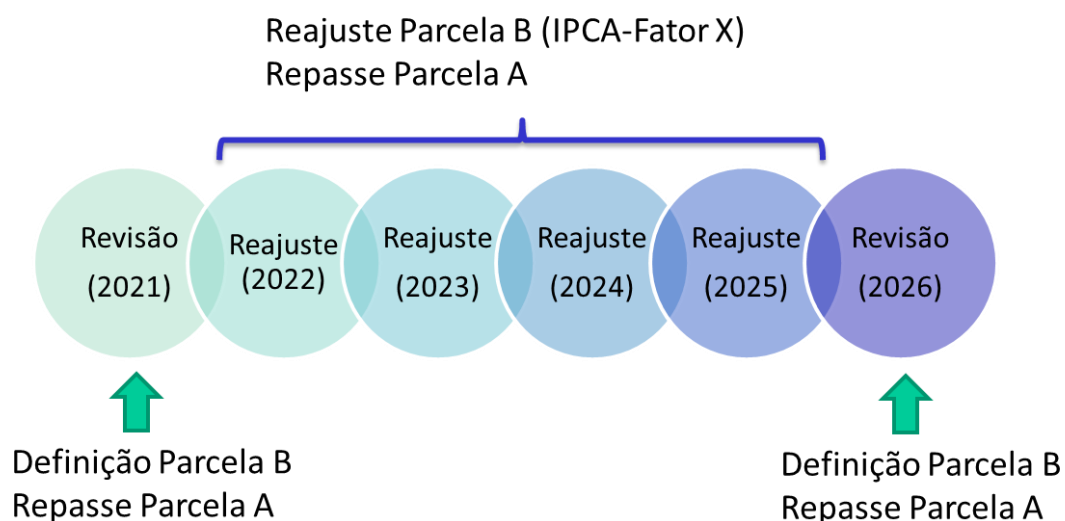


Figura 10 – Processos Tarifários