

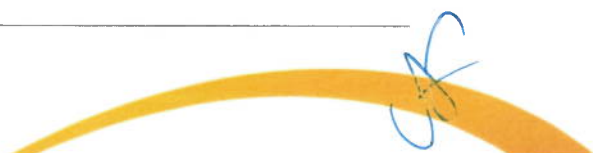
Projeto de Regulamento Tarifário do Setor Elétrico

(Anexo da Consulta Pública)

Tabela de Conteúdos

CAPÍTULO I: DISPOSIÇÕES GERAIS	1
Artigo 1º Objeto.....	1
Artigo 2º Âmbito.....	1
Artigo 3º Siglas e Definições	1
Artigo 4º Princípios orientadores.....	3
CAPÍTULO II: ATIVIDADES, TAXAS DE REMUNERAÇÃO E CONTAS DAS EMPRESAS REGULADAS	5
Secção I: Atividades	5
Artigo 5º Atividades da concessionária e das subconcessionárias do transporte e distribuição de Energia	5
Secção II: Taxas de remuneração	5
Artigo 6º Taxas de remuneração.....	5
Secção III: Contas reguladas.....	6
Artigo 7º Contas reguladas	6
Artigo 8º Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas ...	6
Artigo 9º Auditorias	7
Artigo 10º Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização	7
Artigo 11º Envio de informação	8
Artigo 12º Categorias de custos.....	8
Artigo 13º Custos aceites.....	8
Artigo 14º Perdas de energia e de potência	9
Artigo 15º Custos não reconhecidos.....	10
Artigo 16º Princípios de alocação de custos	10
CAPÍTULO III: RECEITAS DAS ATIVIDADES REGULADAS.....	11
Secção I: Cálculo de receitas requeridas	11
Artigo 17º Receitas requeridas	11
Artigo 18º Período de cálculo das receitas.....	11
Artigo 19º Base de remuneração.....	11
Secção II: Receitas requeridas das atividades	11
Artigo 20º Receitas requeridas da atividade da Aquisição de Energia Elétrica	11
Artigo 21º Receitas requeridas da atividade de Gestão do Sistema.....	13
Artigo 22º Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT	14

Artigo 23º Receitas requeridas da atividade de Distribuição MT e BT.....	14
Artigo 24º Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica..	15
CAPÍTULO IV: TARIFAS REGULADAS E MECANISMO DE CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA.....	17
Secção I: Tarifas reguladas e fixação das tarifas.....	17
Artigo 25º Definições das tarifas reguladas.....	17
Artigo 26º Fixação das tarifas	17
Secção II: Tarifas das atividades.....	17
Artigo 27º Fixação da Tarifa de Aquisição de Energia Elétrica	17
Artigo 28º Fixação da Tarifa de Gestão do Sistema	19
Artigo 29º Fixação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	20
Artigo 30º Fixação da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	25
Artigo 31º tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e BT.....	26
Artigo 32º Fixação da Tarifa de Comercialização de Energia Elétrica.....	32
Artigo 33º Tarifa para clientes cativos	34
Artigo 34º Tarifa para clientes qualificados a agente de mercado.....	36
Secção III: Convergência tarifária.....	37
Artigo 35º Mecanismo anual da convergência tarifária.....	37
Artigo 36º Montante mensal da convergência tarifária	41
CAPÍTULO V: REVISÕES TARIFÁRIAS	43
Artigo 37º Revisões programadas	43
Artigo 38º Revisões extraordinárias	43
Artigo 39º Planeamento das revisões programadas	43
Artigo 40º Pedido de Revisões extraordinárias.....	44
CAPÍTULO VI: MECANISMO DE INDEXAÇÃO E AJUSTE TARIFÁRIO PERIÓDICO.....	45
Artigo 41º Ajuste da Tarifa de Energia	45
Artigo 42º Ajuste da Tarifa de Gestão do Sistema	48
Artigo 43º Ajuste da Tarifa de Uso da Rede	48
Artigo 44º Ajuste da tarifa de Comercialização de Energia Elétrica	49
Artigo 45º Ajuste da convergência tarifária.....	49
CAPÍTULO VII: INFORMAÇÃO A FORNECER À ARME PELAS CONCESSIONÁRIAS E SUBCONCESSIONÁRIAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	50
Artigo 46º Informações contabilísticas e financeiras.....	50
Artigo 47º Informações comerciais e operacionais.....	51
Artigo 48º Informações a fornecer para revisões tarifárias	51



CAPÍTULO VIII: INCENTIVOS À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	53
Artigo 49º Incentivos à melhoria da qualidade do serviço.....	53
Artigo 50º Valores-alvo de perdas e consumos específicos de combustíveis	53
Artigo 51º Incentivos adicionais	53
Artigo 52º Valores-alvo anuais para um indicador de qualidade comercial.....	53
Artigo 53º Comunicação	53
CAPÍTULO IX: DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS	54
Artigo 54º Disposições Finais e Transitórias.....	54
Artigo 55º Entrada em vigor	54

CAPÍTULO I: DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 1º

Objeto

1. O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respetiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adotar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do setor elétrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

Artigo 2º

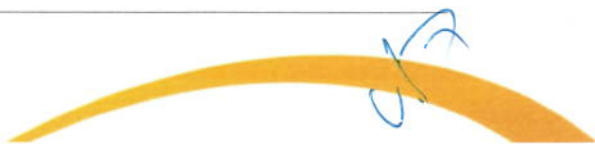
Âmbito

1. O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:
 - i. Fornecimentos da concessionária ou subconcessionárias do transporte e distribuição de energia elétrica aos clientes ou consumidores finais;
 - ii. Utilização das redes da concessionária ou subconcessionárias do transporte e distribuição de energia elétrica.
2. Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:
 - a) Os clientes ou consumidores;
 - b) A concessionária e subconcessionárias de transporte e distribuição de energia;
 - c) Os produtores independentes que disponham de uma ligação às redes do SEP;
 - d) Os produtores independentes em regime especial, nos termos do presente regulamento; e
 - e) Os autoprodutores e cogeneradores, nos termos previstos na legislação.

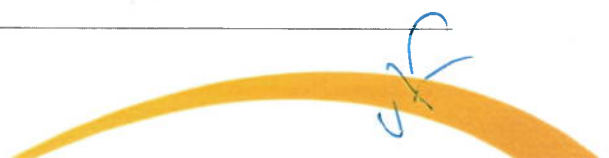
Artigo 3º

Siglas e Definições

1. No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:
 - a) ARME (Agência Reguladora Multisectorial da Economia) :Entidade reguladora do setor elétrico;
 - b) AT: Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 35 kV e igual ou inferior a 110 kV);
 - c) BT: Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);



- d) BTE: Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 20,7 kV A);
 - e) BTN: Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kV A);
 - f) MPQS: Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;
 - g) MT: Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 35 kV);
 - h) RARI: Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
 - i) RRC: Regulamento de Relações Comerciais;
 - j) RD: Regulamento de Despacho;
 - k) RQS: Regulamento de Qualidade de Serviço;
 - l) SEP: Sistema Elétrico Público;
2. Para a aplicação do presente regulamento, entende-se:
- a) Agente de mercado: entidade que transaciona energia elétrica por contratação bilateral, designadamente: produtor independente em regime ordinário, produtor independente em regime especial e cliente ou consumidor qualificado;
 - b) Autoprodutor: Pessoa coletiva pública ou privada, ou pessoa individual que produza energia elétrica maioritariamente e prioritariamente para uso próprio, devidamente licenciada para o efeito, através do regime específico de acesso e de remuneração relativos à energia remanescente entregue à rede de transporte ou distribuição nos termos do nº 3 do artigo 25º e do artigo 41º do Decreto-Lei nº 14/2006 de 20 de fevereiro, do Decreto-Lei nº 1/2011 de 3 de janeiro e demais legislação aplicável;
 - c) Cliente: entidade que adquire energia elétrica;
 - d) Clientes cativos: pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, através da celebração de um contrato de fornecimento de energia elétrica com o respetivo comercializador de serviços públicos, segundo tarifas aprovadas;
 - e) Cliente qualificado a agente de mercado: pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de uso de redes com o operador da rede pública ao qual se encontra ligado, tem um contrato bilateral de fornecimento de energia elétrica diretamente com um produtor para consumo próprio;
 - f) Consumidor: entidade que recebe energia elétrica para utilização própria;
 - g) Consumidor cativo; Consumidor final a que é fornecido eletricidade em baixa tensão exclusivamente por um distribuidor;
 - h) Consumidor economicamente vulnerável: pessoa singular que se encontra em condições de beneficiar da tarifa social de acesso ou de fornecimento de eletricidade, nos termos da legislação aplicável;

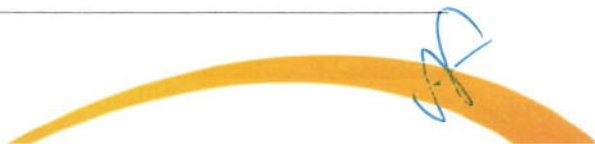


- i) Comercializador de serviços públicos: entidade titular de concessão, subconcessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer os serviços de venda de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público nos termos da lei;
- j) Distribuição: veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- k) Gestão do sistema: entidade titular de concessão, subconcessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer os serviços de gestão técnica global dos sistemas de Cabo Verde;
- l) Operador de rede pública: entidade titular de concessão, subconcessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer os serviços de transporte e ou distribuição de energia elétrica, sujeita a obrigações de serviço público nos termos da lei;
- m) Produtor vinculado: entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia elétrica, atribuída pelo serviço competente do Governo, na sequência de celebração de contrato de fornecimento de energia elétrica vinculado ao sistema elétrico público, aprovado pela ARME, comprometendo-se a abastecer o sistema elétrico público em exclusivo ou não;
- n) Produtor não vinculado: entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia elétrica, atribuída pelo serviço competente do Governo, na sequência de contratos de fornecimento de energia elétrica não vinculado ao sistema elétrico público, aprovado pela ARME;
- o) Produtor em regime especial: entidade habilitada para a produção de energia elétrica sujeita a regimes jurídicos especiais, podendo beneficiar de incentivos nos termos e pelo período estabelecido na lei, designadamente a produção de eletricidade a partir de cogeração e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a produção de eletricidade em unidades de pequena produção, a produção de eletricidade para autoconsumo ou outra produção sem injeção de potência na rede;
- p) Produtor verticalmente integrado: entidade a quem foi atribuída uma licença de produção emitida pelo serviço competente do Governo nos termos do artigo 39º do Decreto-Lei n.º 14/2006, de 20 de fevereiro e demais legislação aplicável;
- q) Transporte: veiculação de energia elétrica através de redes em alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- r) Uso das redes: utilização das redes e instalações do SEP nos termos do RARI.

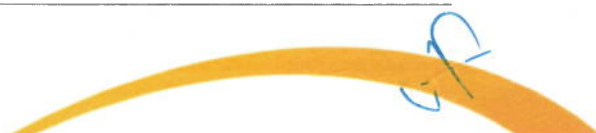
Artigo 4º

Princípios orientadores

1. O cálculo, a aprovação e a aplicação das tarifas dos serviços prestados pelos operadores do SEP são realizados com base nos princípios estabelecidos na legislação setorial, nos contratos de concessão e licenças outorgadas pelas entidades competentes e nas disposições do presente regulamento, visando alcançar os seguintes objetivos de regulação:



-
- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
 - b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos;
 - c) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária;
 - d) Permitir aos prestadores de serviços público do setor, na medida em que estes operem de forma eficiente e realizem investimentos prudentes, a oportunidade de arrecadar as receitas necessárias para fazer face aos custos operacionais justos e razoáveis relacionados com a prestação dos serviços de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, e uma remuneração do capital investido, comparável com o nível de remuneração de outras atividades de risco similar;
 - e) Incentivar a minimização de custos para os consumidores;
 - f) Repercutir as diferenças de custos dos diferentes tipos de consumos, considerando a forma de prestação e a localidade geográfica, tendo em vista a eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia elétrica;
 - g) Garantir que, tendo em conta os planos ótimos de expansão e investimento, todos os consumidores tenham acesso ao normal fornecimento de energia elétrica a preços adequados, de acordo com o nível de qualidade estipulada e sem discriminação entre consumidores em igualdade de circunstâncias, mas tomando em consideração as necessidades específicas dos consumidores das zonas rurais e a promoção da poupança de energia elétrica.
2. Os processos e metodologias de determinação tarifária devem também satisfazer os princípios gerais de transparência, consulta, comunicação, consistência e previsibilidade.



CAPÍTULO II: ATIVIDADES, TAXAS DE REMUNERAÇÃO E CONTAS DAS EMPRESAS REGULADAS

SECÇÃO I:

Atividades

Artigo 5º

Atividades da concessionária e das subconcessionárias do transporte e distribuição de Energia

1. Para efeitos do presente regulamento tarifário, a concessionária e as subconcessionárias do transporte e distribuição de energia desenvolvem, nos termos do RRC, as seguintes atividades:
 - a) Aquisição de energia elétrica: atividade de compra e produção de energia elétrica para os clientes da respetiva região do SEP, onde se inclui a aquisição de energia elétrica aos produtores vinculados, aos produtores não vinculados e em regime especial;
 - b) Gestão do sistema: atividade de gestão técnica global dos sistemas elétricos das ilhas que engloba a coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEP; a gestão dos serviços de sistema; a gestão do mecanismo de reserva de segurança do SEP; a gestão do mecanismo de comunicação de contratação bilateral; as liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta atividade e a recepção da informação dos agentes de mercado;
 - c) Transporte e distribuição de energia elétrica: atividade de utilização das redes e instalações de AT, MT e BT do SEP nos termos do RARI para veicular a energia elétrica dos pontos de recepção até aos clientes finais;
 - d) Comercialização de energia elétrica: atividade de venda aos clientes finais das respetivas regiões; incluindo, contratação, leitura, faturação, cobrança e gestão comercial global dos clientes.

SECÇÃO II:

Taxas de remuneração

Artigo 6º

Taxas de remuneração

1. As taxas de remuneração das atividades reguladas definidas no 0 devem respeitar os seguintes princípios:
 - a) as taxas devem permitir uma taxa de retorno razoável para as empresas que operam com eficiência. Da mesma forma,
 - b) a taxa deve estar relacionada ao grau de eficiência operacional da empresa e ser semelhante, como uma média da indústria, àquela de outras atividades de risco semelhante ou comparável nacional e internacionalmente.
2. As taxas de remuneração estão sujeitas à:



- a) Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro, definida pela ARME para o período de regulação;
- b) Consideração de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes.

SECÇÃO III: Contas reguladas

Artigo 7º Contas reguladas

1. A concessionária e as subconcessionárias do transporte e distribuição de energia elétrica devem manter atualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.
2. As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ARME.
3. A ARME, sempre que julgar conveniente, pode aprovar ou emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.
4. As normas e metodologias complementares aprovadas pela ARME aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.
5. As contas reguladas enviadas anualmente à ARME, de acordo com o estabelecido no Capítulo VII do presente Regulamento, são aprovadas pela ARME constituindo as contas reguladas aprovadas.
6. As contas reguladas, enviadas à ARME para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.
7. A concessionária e as subconcessionárias do transporte e distribuição devem enviar à ARME, no início de cada período de regulação, a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação.
8. Caso ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria referida no número anterior durante o período regulatório, deverá ser designada num prazo de 15 dias, nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, sendo dado conhecimento à ARME.

Artigo 8º Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas

1. O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das atividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respetivas notas anexas, nos termos das Normas Complementares emitidas pela ARME, bem como a certificação das contas reguladas efetuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento.

2. O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 1 de maio.

Artigo 9º

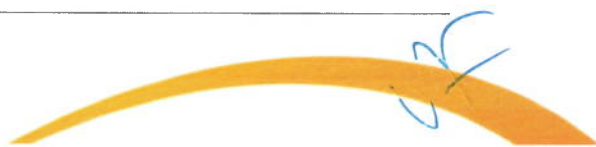
Auditorias

1. As auditorias de cariz económico e financeiro que suportam as contas reguladas a enviar à ARME previstas no presente regulamento deverão garantir a execução de todos os procedimentos considerados necessários, de acordo com as Normas e as Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Cabo Verde, no quadro da legislação que regulamenta a atividade de auditoria.
2. As contas reguladas não serão consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressarem uma opinião profissional e independente ou tiverem escusa de opinião.

Artigo 10º

Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização

1. As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento deverão recorrer a mecanismos de auditoria e de ações de fiscalização para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.
2. O conteúdo e os termos de referência das auditorias e das ações de fiscalização e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ARME.
3. Cabe à ARME aprovar um plano de realização de auditorias e de ações de fiscalização, o qual deverá conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias periódicas, nos termos da regulamentação específica aplicável.
4. Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ARME pode solicitar às entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento ou por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares às auditorias financeiras ou de ações de fiscalização a concessionária e ou subconcessionárias do transporte e distribuição, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento, fundamentando o seu pedido.
5. Os custos com a realização das auditorias e das ações de fiscalização referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas sempre que das conclusões destas auditorias e ações de fiscalização resultarem fundamentos que contrariem a informação financeira ou técnica enviada pelas empresas para efeitos de cálculo dos ajustamentos aos proveitos nos termos do presente regulamento ou sempre que os seus custos não respeitem critérios de razoabilidade e de proporcionalidade.
6. Caso as auditorias complementares e das ações de fiscalização referidas no número anterior sejam promovidas pelas entidades sujeitas a regulação, estas devem recorrer a auditores externos, independentes e de reconhecida idoneidade.



Artigo 11º
Envio de informação

1. Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ARME de acordo com o estabelecido no Capítulo VII do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ARME pode:
 - a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.
 - b) Solicitar informação adicional ou complementar.
2. A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ARME em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela mesma.

Artigo 12º
Categorias de custos

1. Para efeitos do presente regulamento e especificamente para a implementação do mecanismo de inflação e ajuste periódico das tarifas, consideram-se duas grandes categorias de custos:
 - a) Os custos não controláveis dos operadores que apresentam um elevado grau de volatilidade e têm um peso importante na estrutura de custos que são sujeitos ao regime de repasse automático;
 - b) Os custos controláveis que são sujeitos ao regime de regulação por incentivos.

Artigo 13º
Custos aceites

1. A ARME determinará e validará o nível eficiente e a composição dos custos aceites para cada atividade do setor elétrico incluindo, nomeadamente:
 - a) Para a atividade de aquisição de energia elétrica, considera-se:
 - I. Custos de combustíveis e lubrificantes das centrais das empresas verticalmente integradas;
 - II. Custos relativos à operação e manutenção das centrais das empresas verticalmente integradas, incluindo os relativos ao pessoal, fornecimentos e serviços externos e materiais;
 - III. Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores independentes;
 - IV. Custos de combustíveis e lubrificantes de produtores independentes;
 - V. Custos de gestão da atividade;
 - VI. Amortizações dos ativos de centrais das empresas verticalmente integrada;
 - VII. Amortizações dos ativos afetos à gestão de atividade da aquisição de energia;
 - VIII. Remuneração dos ativos de centrais das empresas verticalmente integrada;
 - IX. Remuneração dos ativos afetos à gestão de atividade da aquisição de energia; e
 - X. Rendas da concessão, taxas e impostos.

- b) Para a atividade de gestão do sistema, consideram-se:
- I. Os custos inerentes a todos os serviços de gestão do sistema, incluindo os inerentes ao pessoal, fornecimentos e serviços externos, materiais e os serviços auxiliares;
 - II. Amortizações dos ativos afetos à gestão do sistema;
 - III. Remuneração do capital afeto à gestão do sistema;
 - IV. Rendas da concessão, taxas e impostos.
- c) Para a atividade de transporte e distribuição de energia elétrica, consideram-se:
- I. Os custos inerentes à operação e manutenção das redes, incluindo os inerentes ao pessoal, fornecimentos e serviços externos e materiais;
 - II. Amortizações dos ativos de redes, com exceção dos bens comparticipados, fornecidos e financiados por clientes sob acordos explícitos, ou a título de comparticipação ou ainda do Governo;
 - III. Remuneração do capital investido para melhoria, manutenção e expansão de redes, com exceção dos bens fornecidos e financiados por clientes sob acordos explícitos, ou a título de comparticipação ou ainda do Governo e,
 - IV. Rendas da concessão, taxas e impostos.
2. Os custos da atividade de transporte e distribuição de energia são diferenciados quanto à tensão: custos da rede AT, MT e BT.
- d) Para as atividades de comercialização de energia elétrica, consideram-se:
- I. Os custos inerentes a todos os serviços de comercialização, incluindo os inerentes ao pessoal, fornecimentos e serviços externos e materiais requisitos para contratação, leitura, faturação, cobrança e gestão comercial global dos clientes;
 - II. Amortizações dos ativos afetos à comercialização;
 - III. Remuneração dos ativos afetos à comercialização;
 - IV. Rendas da concessão, taxas e impostos.

Artigo 14º

Perdas de energia e de potência

1. A ARME deve estabelecer os níveis anuais (metas) de perdas técnicas e comerciais de energia e potência por nível de tensão.
2. A Concessionária deve enviar à ARME, em pormenores, as estratégias a implementar no período tarifário seguinte para o seu controlo e redução.



Artigo 15º**Custos não reconhecidos**

1. Não são reconhecidos como custos, os resultantes de multas e penalidades aplicadas por transgressões a qualquer disposição vigente ou que se encontrem expressamente recuperados em outro tipo de atividade e os correspondentes a atividades não reguladas.

Artigo 16º**Princípios de alocação de custos**

1. Para a alocação de custos das diferentes atividades do setor elétrico, as concessionárias devem respeitar os seguintes princípios:
 - a) objetividade;
 - b) transparência;
 - c) consistência e
 - d) princípio fundamental da causalidade: os custos devem ser alocados e atribuídos segundo as atividades que os geram.
2. As tarifas por cliente para cada tipo de serviço devem somente cobrir os custos desses serviços.
3. Para apurar os custos de cada serviço, devem ser identificados:
 - a) os custos diretamente e unicamente (100%) relacionados a cada uma das atividades, uma vez que, por natureza, não requerem processos ou critérios de alocação particulares;
 - b) os custos comuns ou conjuntos indiretamente ligados a cada uma dessas atividades por meio de uma relação de causa-efeito não arbitrária e verificável — o que significa que é possível identificar essas relações e escolher os fatores relevantes que permitirão alocar esses custos a cada uma das atividades;
 - c) Sendo que pode haver custos comuns ou conjuntos para os quais não seja possível identificar tal relação de causa e efeito, estes últimos não podem representar uma percentagem significativa dos custos que são definidos pela ARME.
4. Quando as concessionárias apresentarem à ARME seu modelo de conta regulada, deverão pormenorizar os custos direta e indiretamente alocados às atividades; e para os custos indiretos, deverão pormenorizar os fatores de alocação utilizados para cada custo ou grupo de custos, de acordo com as melhores práticas de contabilidade de custos.

CAPÍTULO III: RECEITAS DAS ATIVIDADES REGULADAS

SECÇÃO I:

Cálculo de receitas requeridas

Artigo 17º

Receitas requeridas

1. As receitas requeridas são calculadas com base nos custos económicos eficientes aceites e validados pela ARME para cada uma das atividades reguladas definidas no **Erro! A origem da referência não foi encontrada..**
2. O valor presente líquido (VPL) das receitas requeridas de cada atividade permite a determinação das suas tarifas reguladas.

Artigo 18º

Período de cálculo das receitas

As receitas requeridas são calculadas prospectivamente durante um período futuro de cinco anos, definido como o período regulatório T.

Artigo 19º

Base de remuneração

1. A base de remuneração inicial utilizada para os cálculos de receitas requeridas deve ser determinada distintamente para cada actividade e incluir as seguintes componentes:
 - a) O valor médio dos ativos afetos às atividades, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano;
 - b) O ativo e passivo circulante a ser composto por:
 - i. Inventários de materiais e provisões retidos especificamente para permitir uma operação eficiente da concessionária; e
 - ii. Fundo de maneoio.
2. A base de remuneração será indexada anualmente de acordo com os princípios estabelecidos no 0.

SECÇÃO II:

Receitas requeridas das atividades

Artigo 20º

Receitas requeridas da atividade da Aquisição de Energia Elétrica

1. As receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica previstas para o ano t são dadas pela expressão:

$$RR_{Aquis,t} = CGSAE_t + CAE_t$$

Onde:

- s = Sistema elétrico do SEP;
- $RR_{Aquis,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica previstas para o ano t ;
- $CGSAE_t$ = Custo agregado de gestão dos sistemas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica previsto para o ano t :

$$CGSAE_t = \sum_s CGSAE_t^s$$

- $CGSAE_t^s$ = Custo de gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- $CAEE_t$ = Custo de energia elétrica previsto para o ano t :

$$CAE_t = \sum_s CAE_t^s$$

2. As receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica de cada sistema elétrico s previstas para o ano t são dados pela expressão:

$$RR_{Aquis,t}^s = CGSAE_t^s + CAE_t^s$$

Onde:

- $RR_{Aquis,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstas para o ano t ;
- CAE_t^s = Custo de energia elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t :

$$CAE_t^s = CIPP_t^s + CPEVIV_t^s$$

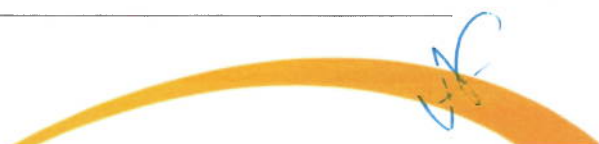
Onde:

- $CIPP_t^s$ = Custo de aquisição de energia elétrica dos produtores em regime especial, aos produtores independentes, de acordo com os termos dos contratos de Aquisição de Energia Elétrica, previsto para o ano t ;
- $CPEVIV_t^s$ = Custo de produção das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t .

$$CPEVIV_t^s = CO_{CPEVIV,t}^s + CC_{CPEVIV,t}^s + CCA_{CPEVIV,t}^s + Amt_{CPEVIV,t}^s + Act_{CPEVIV,t}^s * r_{Prod} + T_{CPEVIV,t}^s$$

Onde:

- $CO_{CPEVIV,t}^s$ = Custos operacionais das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
- $CC_{CPEVIV,t}^s$ = Custos com os combustíveis das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t ;



- $CCA_{CPEVIV,t}^s$ = Custos com os lubrificantes e outros fluídos das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
 - $Amt_{CPEVIV,t}^s$ = Depreciação do ativo imobilizado das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
 - $Act_{CPEVIV,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
 - r_{Prod} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
 - $T_{CPEVIV,t}^s$ = Imposto sobre a renda da produção das centrais das empresas verticalmente integradas do sistema elétrico s previsto para o ano t .
- $CGSAE_{Aquis,t}^s$ = Custo de gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t

$$CGSAE_{Aquis,t}^s = CO_{Aquis,t}^s + Amt_{Aquis,t}^s + Act_{Aquis,t}^s * r_{Aquis} + T_{Aquis,t}^s$$

Onde:

- $CO_{Aquis,t}^s$ = Custos operacionais da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
- $Amt_{Aquis,t}^s$ = Depreciação do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s prevista para o ano t ;
- $Act_{Aquis,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s entre o início e o final do ano t ;
- $r_{Aquis,t}$ = Taxa de remuneração de capital da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $T_{Aquis,t}^s$ = Imposto sobre a renda da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t .

Artigo 21º

Receitas requeridas da atividade de Gestão do Sistema

1. As receitas requeridas da atividade de Gestão do sistema previstas para o ano t são dadas pela expressão:

$$RR_{SA,t} = CO_{SA,t} + Amt_{SA,t} + Act_{SA,t} * r_{SA} + T_{SA,t}$$

Onde:

- $RR_{SA,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Gestão do Sistema previstas para o ano t ;



- $CO_{SA,t}$ = Custos operacionais da atividade de Gestão do Sistema incluindo fornecimento dos serviços auxiliares previstos para o ano t ;
- $Amt_{SA,t}$ = Depreciação do ativo imobilizado da atividade de Gestão do Sistema incluindo fornecimento dos serviços auxiliares previsto para o ano t ;
- $Act_{SA,t}$ = Valor médio dos ativos imobilizados da atividade de Gestão do Sistema entre o início e o final do ano t ;
- r_{SA} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Gestão do Sistema;
- $T_{SA,t}$ = Imposto sobre a renda da atividade de Gestão do Sistema previsto para o ano t .

Artigo 22º

Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT

1. As receitas requeridas da atividade de Transporte em AT previstas para o ano t são dadas pela expressão:

$$RR_{URT,t} = \sum_s RR_{URT,t}^s$$

Onde:

- s = Sistema elétrico do SEP;
- $RR_{URT,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Transporte em AT previstas para o ano t ;
- $RR_{URT,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Transporte em AT do sistema elétricos previstas para o ano t .

$$RR_{URT,t}^s = CO_{URT,t}^s + Amt_{URT,t}^s + Act_{URT,t}^s * r_{URT} + T_{URT,t}^s$$

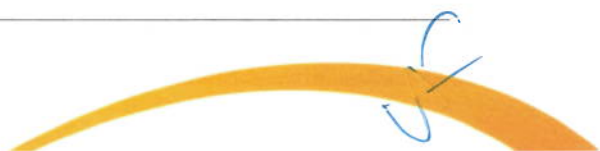
Onde:

- $Amt_{URT,t}^s$ = Custos operacionais da atividade de Transporte em AT do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
- $Amt_{URT,t}$ = Depreciação de ativos imobilizados da atividade de Transporte em AT do sistema elétrico s prevista para o ano t ;
- $Act_{URT,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado da atividade de Transporte em AT do sistema elétrico s entre o início e o final do ano t ;
- r_{URT} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Transporte em AT;
- $T_{URT,t}^s$ = Imposto sobre a renda da atividade de Transporte em AT do sistema elétrico s previsto para o ano t .

Artigo 23º

Receitas requeridas da atividade de Distribuição MT e BT

1. As receitas requeridas da atividade de Distribuição previstas para o ano t são dadas pela expressão:



$$RR_{URD,t} = \sum_s RR_{URD,t}^s$$

Onde:

- s = Sistema elétrico do SEP
- $RR_{URD,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Distribuição previstas para o ano t ;
- $RR_{URD,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Distribuição do sistema elétrico s previstas para o ano t .

$$RR_{URD,t}^s = CO_{URD,t}^s + Amt_{URD,t}^s + Act_{URD,t}^s * r_{URD} + T_{URD,t}^s$$

Onde:

- $CO_{URD,t}^s$ = Custos operacionais da atividade de Distribuição do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
- $Amt_{URD,t}^s$ = Depreciação de ativo imobilizado da atividade de Distribuição do sistema elétrico s prevista para o ano t ;
- $Act_{URD,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado da atividade de Distribuição do sistema elétrico s entre o início e o final do ano t ;
- r_{URD} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Distribuição;
- $T_{URD,t}^s$ = Imposto sobre a renda da atividade de Distribuição do sistema elétrico s previsto para o ano t .

Artigo 24º

Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica

1. As receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica previstas para o ano t são dadas pela expressão:

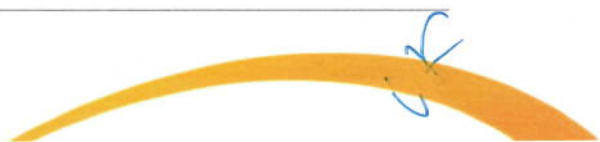
$$RR_{CEE,t} = \sum_s RR_{CEE,t}^s$$

Onde:

- s = Sistema elétrico do SEP;
- $RR_{CEE,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica previstas para o ano t ;
- $RR_{CEE,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstas para o ano t .

$$RR_{CEE,t}^s = CO_{CEE,t}^s + Amt_{CEE,t}^s + Act_{CEE,t}^s * r_{CEE} + T_{CEE,t}^s$$

Onde:



-
- $CO_{CEE,t}$ = Custos operacionais da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
 - $Amt_{CEE,t}$ = Depreciação de ativo imobilizado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s prevista para o ano t ;
 - $Act_{CEE,t}$ = Valor médio do ativo imobilizado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s entre o início e o final do ano t ;
 - r_{CEE} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Comercialização de Energia Elétrica;
 - $T_{CEE,t}$ = Imposto sobre a renda da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t .



CAPÍTULO IV: TARIFAS REGULADAS E MECANISMO DE CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

SECÇÃO I:

Tarifas reguladas e fixação das tarifas

Artigo 25º

Definições das tarifas reguladas

1. O presente regulamento define as seguintes tarifas:
 - I. Tarifas de Energia;
 - II. Tarifas de gestão do sistema;
 - III. Tarifas de uso de rede de transporte em AT e distribuição em MT e BT;
 - IV. Tarifas de comercialização;
 - V. Tarifas de venda a clientes ou consumidores finais.
2. É também definido neste capítulo um mecanismo de convergência tarifária, que é um fundo de compensação entre empresas que serve para registar as diferenças de tarifas entre o regime de tarifa única (com base no equilíbrio económico e financeiro do setor, incluindo qualquer política de interesse geral) com as condições específicas das empresas operadoras de cada sistema.

Artigo 26º

Fixação das tarifas

1. As tarifas referidas na secção anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no 0 com base no Valor Presente Líquido das receitas requeridas calculadas durante um período regulatório de cinco anos, e de acordo os procedimentos de revisão tarifária definidos no 0.

SECÇÃO II:

Tarifas das atividades

Artigo 27º

Fixação da Tarifa de Aquisição de Energia Elétrica

1. A estrutura associada a esta atividade é composta somente por tarifas horárias (períodos horários de Ponta, Cheia, Vazio) variáveis de energia com diferenciação sazonal (Inverno, Verão).

Tabela 1: Tarifas de Energia Elétrica

Tarifas	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Energia Elétrica						X		

2. A tarifa de Energia Elétrica é aquela que atende à seguinte fórmula:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{Aquis,t}}{(1 + r_{Prod})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_e \sum_h \sum_f CE_{e,h,f,t} * QkWh_{Prod,e,h,f,t}}{(1 + r_{Prod})^t}$$

Onde:

- t = ano;
- T = duração do período tarifário;
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- e = sazonalidade (Inverno, Verão)
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{Prod} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $RR_{Aquis,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica previstas para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f para o ano t ;

$$CE_{e,h,f,t} = CMG_{e,h,f} * B$$

Onde:

- $CMG_{e,h,f}$ = Custos marginais de energia horários no SEP para a sazonalidade e , opção BT f , no período tarifário T ;
- B = Fator de correção dos custos marginais para recuperação das receitas requeridas à atividade de Aquisição de Energia Elétrica no período tarifário T .
- $QkWh_{Prod,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de kWh produzidos dos s sistemas durante a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , previstas para o ano t :

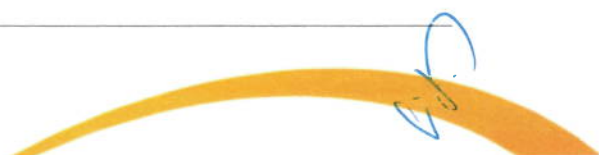
$$QkWh_{Prod,e,h,f,t} = \sum_s QkWh_{Prod,e,h,f,t}^s$$

3. Para efeito de cálculo da convergência, são calculadas as tarifas para cada sistema elétrico s da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{Aquis,t}^s}{(1 + r_{Prod})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_e \sum_h \sum_f CE_{e,h,f,t}^s * QkWh_{Prod,e,h,f,t}^s}{(1 + r_{Prod})^t}$$

Onde:

- t = ano;
- T = duração do período tarifário;



- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- e = sazonalidade (Inverno, Verão);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{Prod} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $RR_{Aquis,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstas para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}^s$ = Tarifa de Energia para a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , do sistema elétrico s prevista para o ano t :

$$CE_{e,h,f,t}^s = CMG_{e,h,f}^s * B^s$$

Onde:

- $CMG_{e,h,f}^s$ = Custos marginais de energia horários do sistema elétrico s para a sazonalidade e , opção BT f , no período tarifário T ;
- B^s = Fator de correção dos custos marginais para recuperação das receitas requeridas à atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s no período tarifário T .
- $QkWh_{Prod,e,h,f,t}^s$ = Quantidade de kWh produzidos no sistema elétrico s durante a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , prevista para o ano t .

Artigo 28º

Fixação da Tarifa de Gestão do Sistema

1. A estrutura associada a esta atividade é composta somente por tarifas horárias (períodos horários da Ponta, Cheia, Vazio) variáveis de energia com diferenciação sazonal (Inverno, Verão).

Tabela 2: Tarifas de Gestão do Sistema

	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
Tarifas	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Gestão do Sistema						X		

2. A tarifa de Gestão do Sistema é aquela que atende à seguinte fórmula:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{SA,t}}{(1 + r_{SA})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_e \sum_h \sum_f CESA_{e,h,f,t} * QkWh_{Prod,e,h,f,t}}{(1 + r_{SA})^t}$$

Onde:



- t = ano;
- T = duração do período tarifário;
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- e = sazonalidade (Inverno, Verão);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{SA} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Gestão do Sistema;
- $RR_{SA,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Gestão do Sistema previstas para o ano t ;
- $CESA_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Gestão do Sistema para a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , para o ano t :

$$CESA_{e,h,f,t} = CMG_{e,h,f} * D$$

Onde:

- $CMG_{e,h,f}$ = Custos marginais de energia horários no SEP para a sazonalidade e , opção BT f , no período tarifário T ;
 - D = Fator de correção dos custos marginais para recuperação das receitas requeridas à atividade de Gestão do Sistema no período tarifário T .
- $QkWh_{Prod,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de kWh produzidos dos s sistemas durante a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , para o ano t :

$$QkWh_{Prod,e,h,f,t} = \sum_s QkWh_{Prod,e,h,f,t}^s$$

Artigo 29º

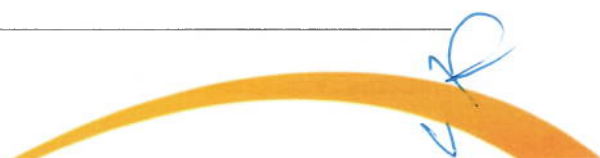
Fixação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

1. A tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT é caracterizada por tarifas horárias de energia ativa (TOU) e reativa e taxas de potência contratada e de pico.

Tabela 3: Uso da Rede de Transporte em AT

Tarifas	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Uso da Rede de Transporte		X	X			X		X

2. As tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT são aquelas que atendem à seguinte fórmula:



$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{URT,t}}{(1+r_{URT})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\left[\begin{aligned} &P_{C_{AT,t}} * PP_{C_{AT,t}} + P_{p_{AT,t}} * PP_{p_{AT,t}} \\ &+ \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t} * QkWh_{AT,e,h,t} * \gamma_{AT,t}^e + CR_{AT,e,h,t} * Qkvarh_{AT,e,h,t}) \\ &+ \sum_i \sum_f P_{p_{i,f,t}} * \Pi_j (1 + \gamma_{j,t}^p) * (PP_{p_{AT,f,t}} + (1 + \sigma_{AT}) * PP_{C_{AT,f,t}}) \\ &+ \sum_i \sum_f \sum_e \sum_h CE_{e,h,f,t} * \gamma_{AT,t}^e * QkWh_{e,h,f,t} * \Pi_j (1 + \gamma_{j,t}^e) \end{aligned} \right]}{(1+r_{URT})^t}$$

Onde:

- t = ano;
- T = duração do período tarifário;
- i = nível de tensão (BT, MT);
- j = nível de tensão (BT, MT), $j \geq i$;
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- e = sazonalidade (Inverno, Verão);
- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{URT} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT;
- $RR_{URT,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT previstas para o ano t ;
- $QkWh_{AT,e,h,t}$ = Quantidade agregada de energia ativa vendida a clientes próprios de AT dos s sistemas na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t :

$$QkWh_{AT,e,h,f,t} = \sum_s QkWh_{AT,e,h,f,t}^s$$

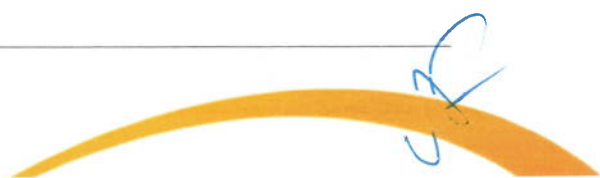
- $QkWh_{e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de energia ativa vendida dos s sistemas na faixa horária h durante sazonalidade e , opção BT f , para o ano t :

$$QkWh_{e,h,f,t} = \sum_s QkWh_{e,h,f,t}^s$$

- $P_{C_{AT,t}}$ = Potência contratada agregada de clientes próprios de um nível de tensão AT dos s sistemas para o ano t :

$$P_{C_{AT,t}} = \sum_s P_{C_{AT,t}}^s$$

- $PP_{C_{AT,t}}$ = Tarifa de potência contratada de clientes de um nível de tensão AT para o ano t :



$$PP_{C_{AT},t} = CILP P_{C_{AT}} * A$$

- $PP_{C_{AT},f,t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT para o ano t :

$$PP_{C_{AT},f,t} = CILP P_{C_{AT},f} * A$$

Onde:

- $CILP P_{C_{AT}}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no SEP associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP P_{C_{AT},f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT, aplicado a clientes BT opção f , no SEP associado à potência contratada no período tarifário T
- A = Fator de correção dos custos incrementais para recuperar a receita requerida da atividade do Uso da Rede de Transporte em AT no período tarifário T .
- $Pp_{AT,t}$ = Potência agregada em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT dos s sistemas para o ano t :

$$Pp_{AT,t} = \sum_s Pp_{AT,t}^s$$

- $PPp_{AT,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes de um nível de tensão AT para o ano t :

$$PPp_{AT,t} = CILP Pp_{AT} * A$$

- $PPp_{AT,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT para o ano t :

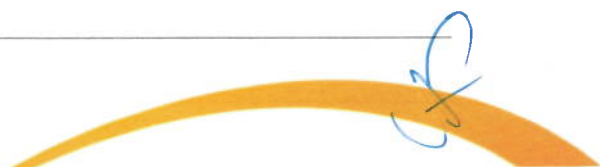
$$PPp_{AT,f,t} = CILP Pp_{AT,f} * A$$

Onde:

- $CILP Pp_{AT}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no SEP associado à potência em horas de ponta no período tarifário T ;
- $CILP Pp_{AT,f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT, aplicado a clientes BT opção f , no SEP associado à potência em horas de ponta no período tarifário T .
- $Pc_{i,f,t}$ = Potência agregada contratada de clientes próprios de um nível de tensão i , opção BT f , dos s sistemas para o ano t :

$$Pc_{i,f,t} = \sum_s Pc_{i,f,t}^s$$

- $Pp_{i,f,t}$ = Potência agregada em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i , opção BT f , dos s sistemas para o ano t :



$$Pp_{i,f,t} = \sum_s Pp_{i,f,t}^s$$

- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , para o ano t ;
- $CR_{AT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para AT em h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $Qkvarh_{AT,e,h,t}$ = Quantidade agregada de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão AT dos s sistemas faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t :

$$Qkvarh_{AT,e,h,t} = \sum_s Qkvarh_{AT,e,h,t}^s$$

- $\gamma_{AT,t}^e$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão AT no ano t ;
 - $\gamma_{j,t}^e$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão j no ano t ;
 - $\gamma_{j,t}^p$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta no SEP para nível de tensão j no ano t ;
 - σ_{AT} = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada AT no SEP medida pelo fator de simultaneidade.
3. Para efeito de cálculo da convergência, são calculadas as tarifas para cada sistema elétrico s da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{URT,t}^s}{(1+r_{URT})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\left[\begin{aligned} &Pc_{AT,t}^s * Pp_{AT,t}^s + Pp_{AT,t}^s * Ppp_{AT,t}^s \\ &+ \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t}^s * QkWh_{AT,e,h,t}^s * \gamma_{AT,t}^{e,s} + CR_{AT,e,h,t}^s * Qkvarh_{AT,e,h,t}^s) \\ &+ \sum_i \sum_f Pp_{i,f,t}^s * \prod_j (1 + \gamma_{j,t}^{p,s}) * (Ppp_{AT,f,t}^s + (1 + \sigma_{AT}^s) * Pp_{AT,f,t}^s) \\ &+ \sum_i \sum_f \sum_e \sum_h CE_{e,h,f,t}^s * \gamma_{AT,t}^{e,s} * QkWh_{i,e,h,f,t}^s * \prod_j (1 + \gamma_{j,t}^{e,s}) \end{aligned} \right]}{(1+r_{URT})^t}$$

Onde:

- t = ano;
- T = duração do período tarifário;
- i = nível de tensão (BT, MT);
- j = nível de tensão (BT, MT), $j \geq i$;
- h = horario de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- e = sazonalidade (Inverno, Verão);

- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{URT} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT;
- $RR_{URT,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico s previstas para o ano t ;
- $QkWh_{AT,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de AT do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $QkWh_{i,e,h,f,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e , opção BT f , para o ano t ;
- $Pc_{AT,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPc_{AT,t}^s$ = Tarifa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;

$$PPc_{AT,t}^s = CILP Pc_{AT,t}^s * A^s$$

- $PPc_{AT,f,t}^s$ = Taxa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT para o ano t ;

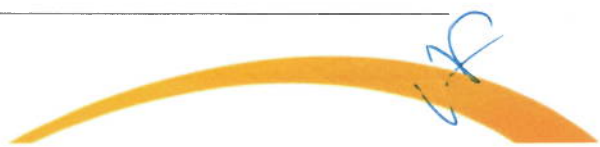
$$PPc_{AT,f,t}^s = CILP Pc_{AT,f,t}^s * A^s$$

Onde:

- $CILP Pc_{AT,t}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no sistema elétrico s associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP Pc_{AT,f,t}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no sistema elétrico s aplicado a clientes BT opção f , associado à potência contratada no período tarifário T ;
- A^s = Fator de correção dos custos incrementais para recuperar a receita requerida da atividade do Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico s no período tarifário T .
- $Pp_{AT,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;

$$PPp_{AT,t}^s = CILP Pp_{AT,t}^s * A^s$$

- $PPp_{AT,f,t}^s$ = Taxa de potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPp_{AT,f,t}^s = CILP Pp_{AT,f,t}^s * A^s$



Onde:

- $CILP Pp_{AT}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no sistema elétrico s associado à potência em horas de ponta no período tarifário T .
- $CILP Pp_{AT,f}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no sistema elétrico s aplicado a clientes BT opção f , associado à potência em horas de ponta no período tarifário T .
- $Pc_{i,f,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico s , opção BT f , para o ano t ;
- $Pp_{i,f,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico s , opção BT f , para o ano t ;
- $CE_{e,h,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h , opção BT f , do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CR_{AT,e,h,t}^s$ = Tarifa de energia reativa para AT em h durante sazonalidade e do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Qkvarh_{AT,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{AT,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão AT no ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{p,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- σ_{AT}^s = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada AT do sistema elétrico s medida pelo fator de simultaneidade.

Artigo 30º

Fixação da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

1. A tarifa de uso da rede de distribuição é caracterizada por tarifas horárias de energia ativa (TOU) e reativa e taxas de potência contratada e de pico.

Tabela 4: Tarifas de uso da rede de distribuição

	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
Tarifas	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Uso da Rede de Distribuição		X	X			X		X

As receitas de Uso da Rede de Distribuição são definidas como:

$$RR_{URD,t} = RR_{URD,MT,t} + RR_{URD,BT,t}$$

Onde:

- $RR_{URD,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Distribuição previstas para o ano t ;
- $RR_{URD,MT,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Distribuição em MT previstas para o ano t ;
- $RR_{URD,BT,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Distribuição em BT previstas para o ano t .

Artigo 31º

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e BT

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t=1}^T \frac{PR_{URD,MT,t}}{(1 + r_{URD})^t} \\
 &= \sum_{t=1}^T \left[\frac{PC_{MT,t} * PP_{CMT,t} + Pp_{MT,t} * PPp_{MT,t}}{(1 + r_{URD})^t} \right. \\
 & \quad \left. + \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t} * QkWh_{MT,e,h,t} * \gamma_{MT,t}^e + CR_{MT,e,h,t} * Qkvarh_{MT,e,h,t}) \right. \\
 & \quad \left. + \sum_f Pp_{BT,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * (PPp_{MT,f,t} + (1 + \sigma_{MT}) * PP_{CMT,f,t}) \right. \\
 & \quad \left. + \sum_e \sum_h \sum_f CE_{e,h,f,t} * \gamma_{MT,t}^e * QkWh_{BT,e,h,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^e) \right] \\
 & \sum_{t=1}^T \frac{PR_{URD,BT,t}}{(1 + r_{URD})^t} \\
 &= \sum_{t=1}^T \left[\frac{\sum_f Pp_{BT,f,t} * PP_{CMT,f,t} + Pp_{BT,f,t} * PPp_{BT,f,t}}{(1 + r_{URD})^t} \right. \\
 & \quad \left. + \sum_e \sum_h \sum_f (CE_{e,h,f,t} * QkWh_{BT,e,h,f,t} * \gamma_{BT,t}^e + CR_{BT,e,h,f,t} * Qkvarh_{BT,e,h,f,t}) \right]
 \end{aligned}$$

Onde:

- t = ano;

- i = nível de tensão (BT, MT);
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- e = Sazonalidade;
- r_{URD} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Uso da Rede de Distribuição;
- $P_{C_{MT},t}$ = Potência agregada contratada de clientes próprios de um nível de tensão MT dos s sistemas para o ano t :

$$P_{C_{MT},t} = \sum_s P_{C_{MT},t}^s$$

- $P_{C_{BT},f,t}$ = Potência contratada agregada dos s sistemas para clientes próprios de um nível de tensão BT, opção f para o ano t :

$$P_{C_{BT},f,t} = \sum_s P_{C_{BT},f,t}^s$$

- $PP_{C_{MT},t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão MT para o ano t :

$$PP_{C_{MT},t} = CILP P_{C_{MT}} * C;$$

- $PP_{C_{MT},f,t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão MT para o ano t :

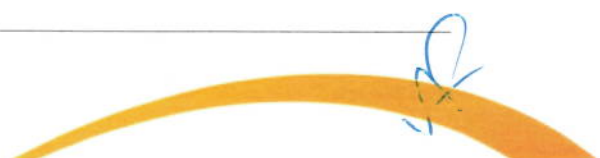
$$PP_{C_{MT},f,t} = CILP P_{C_{MT},f} * C;$$

- $PP_{C_{BT},f,t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão BT para o ano t :

$$PP_{C_{BT},f,t} = CILP P_{C_{BT},f} * C;$$

Onde:

- $CILP P_{C_{MT}}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP P_{C_{MT},f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT, aplicado a clientes BT opção f , associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP P_{C_{BT},f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição BT, aplicado a clientes BT opção f , associado à potência contratada no período tarifário T ;
- C = Fator de correção dos custos incrementais de distribuição para recuperar as receitas requeridas da atividade de distribuição no período tarifário T .



- $Pp_{MT,t}$ = Potência em horas de ponta agregada de clientes próprios de um nível de tensão MT dos s sistemas para o ano t :

$$Pp_{MT,t} = \sum_s Pp_{MT}^s$$

- $Pp_{BT,f,t}$ = Potência em horas de ponta agregada dos s sistemas para clientes próprios de um nível de tensão BT , opção f para o ano t :

$$Pp_{BT,f,t} = \sum_s Pp_{BT,f,t}^s$$

- $PPp_{MT,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão MT para o ano t :

$$PPp_{MT,t} = CILP Pp_{MT} * C;$$

- $PPp_{MT,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes BT opção f medida em um nível de tensão MT para o ano t :

$$PPp_{MT,f,t} = CILP Pp_{MT,f} * C;$$

- $PPp_{BT,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes BT opção f medida em um nível de tensão BT para o ano t :

$$PPp_{BT,f,t} = CILP Pp_{BT,f} * C;$$

Onde:

- $CILP Pp_{MT}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT em horas de ponta no período tarifário T ;
- $CILP Pp_{MT,f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT , aplicado a clientes BT opção f , em horas de ponta no período tarifário T ;
- $CILP Pp_{BT,f}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição BT , aplicado a clientes BT opção f , em horas de ponta no período tarifário T ;
- C = Fator de correção dos custos incrementais de distribuição para recuperar as receitas requeridas da atividade de distribuição no período tarifário T .
- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de energia ativa na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}$ = Tarifa de energia ativa para opção $BT f$, na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $CR_{MT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para MT na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;



- $CR_{BT,e,h,f,t}$ = Tarifa de energia reativa para BT na faixa horária h durante sazonalidade e , opção BT f , para o ano t ;
- $QkWh_{MT,e,h,t}$ = Quantidade agregada de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão MT dos s sistemas na faixa horária h durante sazonalidade e , para o ano t :

$$QkWh_{MT,e,h,t} = \sum_s QkWh_{MT,e,h,t}^s$$

- $QkWh_{BT,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão BT, opção BT f , dos s sistemas na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t :

$$QkWh_{BT,e,h,f,t} = \sum_s QkWh_{BT,e,h,f,t}^s$$

- $Qkvarh_{MT,e,h,t}$ = Quantidade agregada de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão MT dos s sistemas faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t :

$$Qkvarh_{MT,e,h,t} = \sum_s Qkvarh_{MT,e,h,t}^s$$

- $Qkvarh_{BT,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão BT dos s sistemas faixa horária h durante sazonalidade e , opção BT f , para o ano t :

$$Qkvarh_{BT,e,h,f,t} = \sum_s Qkvarh_{BT,e,h,f,t}^s$$

- $\gamma_{i,t}^e$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão i no ano t ;
- $\gamma_{i,t}^p$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta no SEP para nível de tensão i no ano t ;

σ_{MT} = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada MT no SEP medida pelo fator de simultaneidade;

2. Para efeito de cálculo da convergência, são calculadas as tarifas para cada sistema elétrico s da seguinte forma:

$$\sum_{t=1}^T \frac{PR_{UDT,MT,t}^s}{(1+r_{UDT})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\left[\begin{aligned} &Pc_{MT,t}^s * Pp_{MT,t}^s + Pp_{MT,t}^s * Pp_{MT,t}^s \\ &+ \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t}^s * QkWh_{MT,e,h,t}^s * \gamma_{MT,t}^{e,s} + CR_{MT,e,h,t}^s * Qkvarh_{MT,e,h,t}^s) \\ &+ \sum_f (Pp_{BT,f,t}^s * (1 + \gamma_{BT,t}^{p,s}) * (Pp_{MT,f,t}^s + (1 + \sigma_{MT}^s) * Pp_{MT,f,t}^s)) \\ &+ \sum_f \sum_e \sum_h (CE_{e,h,f,t}^s * \gamma_{MT,t}^{e,s} * QkWh_{BT,e,h,f,t}^s * (1 + \gamma_{BT,t}^{e,s})) \end{aligned} \right]}{(1+r_{UDT})^t}$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{PR_{UDT,BT,t}^s}{(1+r_{UDT})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\left[\begin{aligned} &Pc_{BT,f,t}^s * Pp_{BT,f,t}^s + Pp_{BT,f,t}^s * Pp_{BT,f,t}^s \\ &+ \sum_e \sum_h (CE_{e,h,f,t}^s * QkWh_{BT,e,h,f,t}^s * \gamma_{MT,t}^{e,s} + CR_{BT,e,h,f,t}^s * Qkvarh_{BT,e,h,f,t}^s) \end{aligned} \right]}{(1+r_{UDT})^t}$$

Onde:

- t = ano;
- T = duração do período tarifário;
- i = nível de tensão (BT, MT);
- j = nível de tensão (BT, MT), $j \geq i$;
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão BT;
- e = sazonalidade (Inverno, Verão);
- s = Sistema elétrico do SEP;
- r_{UDT} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Uso da Rede de Distribuição;
- $PR_{UDT,i,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Distribuição de um nível de tensão i do sistema elétrico s previstas para o ano t ;
- $QkWh_{MT,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão MT do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $QkWh_{BT,e,h,f,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão BT opção f do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $Pc_{MT,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão MT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Pc_{BT,f,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão BT, opção f , do sistema elétrico s para o ano t ;



- $PPc_{MT,t}^s$ = Tarifa da potência contratada de um nível de tensão MT do sistema elétrico s para o ano t :

$$PPc_{MT,t}^s = CILP Pc_{MT}^s * C^s$$

- $PPc_{MT,f,t}^s$ = Tarifa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão MT do sistema elétrico s para o ano t :

$$PPc_{MT,f,t}^s = CILP Pc_{MT,f}^s * C^s$$

- $PPc_{BT,f,t}^s$ = Tarifa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão BT do sistema elétrico s para o ano t :

$$PPc_{BT,f,t}^s = CILP Pc_{BT,f}^s * C^s$$

Onde:

- $CILP Pc_{MT}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT do sistema elétrico s associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP Pc_{MT,f}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT do sistema elétrico s , aplicado a clientes BT opção f , associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP Pc_{BT,f}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição BT , aplicado a clientes BT do sistema elétrico s , opção f , associado à potência contratada no período tarifário T ;
- C^s = Fator de correção dos custos incrementais para recuperar a receita requerida da atividade do Uso da Rede de Distribuição do sistema elétrico s no período tarifário T .
- $Pp_{MT,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão MT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Pp_{BT,f,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão BT do sistema elétrico s , opção f , para o ano t ;
- $PPp_{MT,t}^s$ = Tarifa da potência em horas de ponta de um nível de tensão MT do sistema elétrico s para o ano t :

$$PPp_{MT,t}^s = CILP Pp_{MT}^s * C^s$$

- $PPp_{MT,f,t}^s$ = Tarifa da potência em horas de ponta do sistema elétrico s de clientes BT opção f medida em um nível de tensão MT para o ano t :

$$PPp_{MT,f,t}^s = CILP Pp_{MT,f}^s * C^s$$

- $PPp_{BT,f,t}^s$ = Taxa da potência em horas de ponta do sistema elétrico s de clientes BT opção f medida em um nível de tensão BT para o ano t :



$$PPp_{BT,f,t}^s = CILP Pp_{BT,f}^s * C^s$$

Onde:

- $CILP Pp_{MT}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição de um nível de tensão MT no sistema elétrico s associado à potência em horas de ponta no período tarifário T .
- $CILP Pp_{MT,f}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição de um nível de tensão MT no sistema elétrico s , aplicado a clientes BT opção f , em horas de ponta no período tarifário T .
- $CILP Pp_{BT,f}^s$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição BT, aplicado a clientes BT do sistema elétrico s , opção f , em horas de ponta no período tarifário T .
- $CE_{e,h,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}^s$ = Tarifa de Energia para a sazonalidade e na faixa horária h opção em BT f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CR_{MT,e,h,t}^s$ = Tarifa de energia reativa de um nível de tensão MT a faixa horária h durante sazonalidade e do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CR_{BT,e,h,f,t}^s$ = Tarifa de energia reativa de um nível de tensão BT para a sazonalidade e na faixa horária h opção em BT f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Qkvarh_{MT,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão MT do sistema elétrico s faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $Qkvarh_{BT,f,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão BT opção f do sistema elétrico s faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{p,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- σ_{MT}^s = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada MT do sistema elétrico s medida pelo fator de simultaneidade.

Artigo 32º

Fixação da Tarifa de Comercialização de Energia Elétrica

1. A tarifa de Comercialização de Energia Elétrica baseia-se em uma taxa fixa por cliente.

Tabela 5: Tarifas de comercialização

	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
Tarifas	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Comercialização	X							

2. A tarifa de Comercialização de Energia Elétrica atende à seguinte fórmula:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{CEE,t}}{(1 + r_{CEE})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{[\sum_i \sum_f NC_{i,f,t} * CFC_{i,f,t}]}{(1 + r_{CEE})^t}$$

- t = ano;
- i = nível de tensão (BT, MT, AT);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão i ;
- r_{CEE} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Comercialização de Energia Elétrica;
- $RR_{CEE,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica previstas para o ano t ;

$NC_{i,f,t}$ = Número de clientes cativos para o nível de tensão i na tarifa f para o ano t ;

- $CFC_{i,f,t}$ = Tarifa fixa da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para nível de tensão i na tarifa f para o ano t ;

$$CFC_{i,f,t} = CMeC_{i,f} * E$$

Onde:

- E = Fator de correção dos custos médios da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para recuperar as receitas requeridas da atividade de comercialização para o período tarifário T ;
- $CMeC_{i,f}$ = Custos médios da atividade de Comercialização de Energia Elétrica por tipo de cliente para o período tarifário T .

3. Para efeito de cálculo da convergência, são calculadas as taxas para cada sistema elétrico s da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^T \frac{RR_{CEE,t}^s}{(1 + r_{CEE})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{[\sum_i \sum_f NC_{i,f,t}^s * CFC_{i,f,t}^s]}{(1 + r_{CEE})^t}$$

- t = ano;
- i = nível de tensão (BT, MT, AT);
- f = Opções tarifárias f do nível de tensão i ;
- s = Sistema elétrico do SEP;

- r_{CEE} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Comercialização de Energia Elétrica;
- $RR_{CEE,t}^s$ = Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstas para o ano t ;

$NC_{i,f,t}^s$ = Número de clientes para o nível de tensão i na tarifa f do sistema elétrico s para o ano t ;

- $CFC_{i,f,t}^s$ = Tarifa fixa da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para nível de tensão i na tarifa f do sistema elétrico s para o ano t ;

$$CFC_{i,f,t}^s = CMeC_{i,f}^s * E^s$$

Onde:

- E^s = Fator de correção dos custos médios da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para recuperar as receitas requeridas da atividade de comercialização do sistema elétrico s para o período tarifário T ;
- $CMeC_{i,f}^s$ = Custos médios da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico s por tipo de cliente para o período tarifário T .

Artigo 33º

Tarifa para clientes cativos

1. As tarifas para os clientes cativos resultam da adição de diferentes tarifas, a saber:

- Tarifas de aquisição de energia elétrica;
- Tarifas de gestão do sistema;
- Tarifas de uso da rede de transporte;
- Tarifas de uso da rede de distribuição;
- Tarifas de comercialização de energia elétrica.

Tabela 6: Tarifa para clientes cativos

Tarifas	Tarifas Fixas	Tarifas de Potência			Tarifas Variáveis de Energia			
	Com. (\$/Cliente)	Potência Contratada (\$/kW)	Potência Pico (\$/kW)	Potência (\$/kW)	Simples (\$/kWh)	TOU (\$/kWh)	Blocos (\$/kWh)	Reativa (\$/kVARh)
Energia Elétrica						X		
Gestão do Sistema						X		
Uso da Rede de Transporte		X	X			X		X
Uso da Rede de Distribuição		X	X			X		X
Comercialização	X							



2. Essas tarifas devem incluir os respectivos fatores de perda para cada nível de tensão, a fim de que haja uma conciliação entre os valores cobrados de usuários diferentes em níveis de tensão diferentes e a receita requerida de cada atividade.

(i) *Fórmula de Tarifa Aditiva para os clientes cativos de Média Tensão*

$$\begin{aligned}
 \text{Tarifa}_{MT, \text{Energia Activa}} &= \overbrace{CE_{e,h,t}}^{\text{Aquisição de energia}} + \overbrace{CESA_{e,h,t}}^{\text{Gestão do sistema}} + \overbrace{(CE_{e,h,t} + CESA_{e,h,t}) * \gamma_{AT,t}^e * (1 + \gamma_{MT,t}^e)}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{(CE_{e,h,t} + CESA_{e,h,t}) * \gamma_{MT,t}^e}^{\text{Uso de distribuição MT}} \\
 \text{Tarifa}_{MT, \text{Energia Reactiva}} &= \overbrace{CR_{MT,e,h,t}}^{\text{Uso de distribuição}} \\
 \text{Tarifa}_{MT, \text{Potencia Contratada}} &= \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \sigma_{AT}) * PPC_{AT,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{PPC_{MT,t}}^{\text{Uso de distribuição MT}} \\
 \text{Tarifa}_{MT, \text{Potencia Ponta}} &= \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * PPP_{AT,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{PPP_{MT,t}}^{\text{Uso de distribuição MT}} \\
 \text{Tarifa}_{MT, \text{Taxa fixa}} &= \overbrace{CFC_{MT,t}}^{\text{Comercialização}}
 \end{aligned}$$

(ii) *Fórmula de Tarifa Aditiva para os clientes finais de Baixa Tensão*

$$\begin{aligned}
 \text{Tarifa}_{BT,f, \text{Energia Activa}} &= \overbrace{CE_{e,h,f,t}}^{\text{Aquisição de energia}} + \overbrace{CESA_{e,h,f,t}}^{\text{Gestão do sistema}} + \overbrace{(CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{AT,t}^e * (1 + \gamma_{MT,t}^e) * (1 + \gamma_{BT,t}^e)}^{\text{Uso de transporte}} \\
 &\quad + \overbrace{(CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{MT,t}^e * (1 + \gamma_{BT,t}^e)}^{\text{Uso de distribuição MT}} + \overbrace{(CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{BT,t}^e}^{\text{Uso de distribuição BT}} \\
 \text{Tarifa}_{BT,f, \text{Energia Reactiva}} &= \overbrace{CR_{BT,e,h,f,t}}^{\text{Uso de distribuição BT}} \\
 \text{Tarifa}_{BT,f, \text{Potencia Contratada}} &= \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * (1 + \sigma_{AT}) * PPC_{AT,f,t}}^{\text{Uso de transporte}} \\
 &\quad + \overbrace{PPC_{MT,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * (1 + \sigma_{MT})}^{\text{Uso de distribuição MT}} + \overbrace{PPC_{BT,f,t}}^{\text{Uso de distribuição BT}}
 \end{aligned}$$

$$Tarifa_{BT,f,Potencia\ Ponta} = \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * PPp_{AT,f,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{PPp_{MT,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^p)}^{\text{Uso de distribuição MT}} + \overbrace{PPp_{BT,f,t}}^{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Taxa\ Fixa} = \overbrace{CFC_{BT,f,t}}^{\text{Comercialização}}$$

Artigo 34º

Tarifa para clientes qualificados a agente de mercado

1. As tarifas para os clientes qualificados ou não cativos resultarão da adição de diferentes tarifas e preços, a saber:
 - Tarifas de gestão do sistema;
 - Tarifas de uso da rede de transporte;
 - Tarifas de uso da rede de distribuição;
2. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica serão livremente pactuados entre clientes e produtores.

(iii) *Fórmula de Tarifa Aditiva para os clientes qualificados a cliente livre de Média Tensão*

$$Tarifa_{MT,Energia\ Activa} = \overbrace{CESA_{e,h,t}}^{\text{Gestão do sistema}} + \overbrace{(CE_{e,h,t} + CESA_{e,h,t}) * \gamma_{AT,t}^e * (1 + \gamma_{MT,t}^e)}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{(CE_{e,h,t} + CESA_{e,h,t}) * \gamma_{MT,t}^e}^{\text{Uso de distribuição MT}}$$

$$Tarifa_{MT,Energia\ Reactiva} = \overbrace{CR_{MT,e,h,t}}^{\text{Uso de distribuição}}$$

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Contratada} = \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \sigma_{AT}) * PPc_{AT,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{PPc_{MT,t}}^{\text{Uso de distribuição MT}}$$

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Ponta} = \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * PPp_{AT,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \overbrace{PPp_{MT,t}}^{\text{Uso de distribuição MT}}$$

3. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica serão livremente pactuados entre clientes e produtores.

(iv) *Fórmula de Tarifa Aditiva para os clientes qualificados au cliente não cativos de Baixa Tensão*



$$\begin{aligned}
\text{Tarifa}_{BT,f,Energia Activa} &= \overbrace{CESA_{e,h,f,t}}^{\text{Gestão do sistema}} + \overbrace{(CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{AT,t} * (1 + \gamma_{MT,t}^e) * (1 + \gamma_{BT,t}^e)}^{\text{Uso de transporte}} \\
&\quad \underbrace{+ (CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{MT,t}^e * (1 + \gamma_{BT,t}^e)}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{(CE_{e,h,f,t} + CESA_{e,h,f,t}) * \gamma_{BT,t}^e}_{\text{Uso de distribuição BT}} \\
\text{Tarifa}_{BT,f,Energia Reactiva} &= \overbrace{CR_{BT,e,h,f,t}}^{\text{Uso de distribuição BT}}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Tarifa}_{BT,f,Potencia Contratada} &= \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * (1 + \sigma_{AT}) * PPc_{AT,f,t}}^{\text{Uso de transporte}} \\
&\quad \underbrace{+ PPc_{MT,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * (1 + \sigma_{MT})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPc_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Tarifa}_{BT,f,Potencia Ponta} &= \overbrace{(1 + \gamma_{MT,t}^p) * (1 + \gamma_{BT,t}^p) * PPp_{AT,f,t}}^{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPp_{MT,f,t} * (1 + \gamma_{BT,t}^p)}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPp_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}
\end{aligned}$$

4. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica serão livremente pactuados entre clientes e produtores.

SECÇÃO III: Convergência tarifária

Artigo 35º Mecanismo anual da convergência tarifária

1. O custo com a convergência tarifária do sistema elétrico s para o ano t é dado pela expressão:

$$CONV_t^s = CONVRR_{Aquis,t}^s + CONVRR_{URT,t}^s + CONVRR_{URD,t}^s + CONVRR_{CEE,t}^s$$

Onde:

- $CONVRR_{Prod,t}^s$ = Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t;

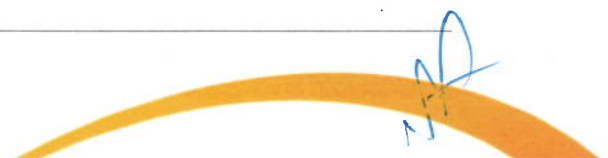
$$CONVPR_{Aquis,t}^s = \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t} - CE_{e,h,t}^s) * QkWh_{Aquis,e,h,t}^s$$

- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h para o ano t;
- $CE_{e,h,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s prevista para o ano t;

- $QkWh_{prod,e,h,t}^s$ = Quantidade de kWh produzidos no sistema elétrico s durante a sazonalidade e na faixa horária h para o ano t ;
- $CONVRR_{URT,t}^s$ = Sobrecusto da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico s previsto para o ano t :

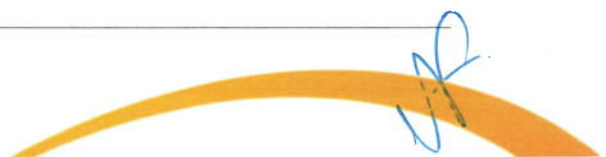
$$\begin{aligned}
CONVRR_{URT,t}^s &= Pc_{AT,t}^s * (PPc_{AT,t} - PPc_{AT,t}^s) + Pp_{AT,t}^s * (PPp_{AT,t} - PPp_{AT,t}^s) \\
&+ \sum_e \sum_h ((CE_{e,h,t} - CE_{e,h,t}^s) * QkWh_{AT,e,h,t}^s * \gamma_{AT,t}^{e,s} + (CR_{AT,e,h,t} - CR_{AT,e,h,t}^s) * Qkvarh_{AT,e,h,t}^s) \\
&+ \sum_i \sum_f Pp_{i,f,t}^s * \prod_j (1 + \gamma_{j,t}^{p,s}) * ((PPp_{AT,f,t} - PPp_{AT,f,t}^s) + (1 + \sigma_{AT}^s) * (PPc_{AT,f,t} - PPc_{AT,f,t}^s)) \\
&+ \sum_i \sum_f \sum_e \sum_h (CE_{e,h,f,t} - CE_{e,h,f,t}^s) * \gamma_{AT,t}^{e,s} * QkWh_{i,e,h,f,t}^s * \prod_j (1 + \gamma_{j,t}^{e,s})
\end{aligned}$$

- $Pc_{AT,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPc_{AT,t}$ = Taxa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT para o ano t ;
- $PPc_{AT,t}^s$ = Taxa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Pp_{AT,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPp_{AT,t}$ = Taxa de potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT para o ano t ;
- $PPp_{AT,t}^s$ = Taxa de potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h para o ano t ;
- $CE_{e,h,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s para o ano t ;
- $QkWh_{i,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $CR_{AT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para AT em h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $CR_{AT,e,h,t}^s$ = Tarifa de energia reativa para AT em h durante sazonalidade e do sistema elétrico s para o ano t ;



- $Qkvarh_{AT,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $Pp_{i,f,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{p,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $PPp_{At,f,t}$ = Taxa de potência em horas de ponta de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT para o ano t ;
- $PPp_{At,f,t}^s$ = Taxa de potência em horas de ponta de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- σ_{AT}^s = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada AT do sistema elétrico s medida pelo fator de simultaneidade;
- $PPc_{At,f,t}$ = Taxa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT para o ano t ;
- $PPc_{At,f,t}^s$ = Taxa de potência contratada de clientes BT opção f medida em um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h opção f em BT para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $QkWh_{i,e,h,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $CONVRR_{UDT,t}^s$ = Sobrecusto da atividade de Uso da Rede de Distribuição do sistema elétrico s previsto para o ano t ;

$$\begin{aligned}
CONVRR_{UDT,t}^s &= Pc_{MT,t}^s * (PPc_{MT,t} - PPc_{MT,t}^s) + Pp_{MT,t}^s * (PPp_{MT,t} - PPp_{MT,t}^s) \\
&+ \sum_e \sum_h ((CE_{e,h,t} - CE_{e,h,t}^s) * QkWh_{MT,e,h,t}^s * \gamma_{MT,t}^{e,s} + (CR_{MT,e,h,t} - CR_{MT,e,h,t}^s) \\
&\quad * Qkvarh_{MT,e,h,t}^s) \\
&+ \sum_f (Pp_{BT,f,t}^s * (1 + \gamma_{BT,t}^{p,s}) \\
&\quad * ((PPp_{MT,f,t} - PPp_{MT,f,t}^s) + (1 + \sigma_{MT}^s) * (PPc_{MT,f,t} - PPc_{MT,f,t}^s)))
\end{aligned}$$



$$+ \sum_f \sum_e \sum_h \left((CE_{e,h,f,t} - CE_{e,h,f,t}^s) * \gamma_{MT,t}^{e,s} * QkWh_{BT,e,h,f,t}^s * (1 + \gamma_{BT,t}^{e,s}) \right) + PC_{BT,f,t}^s$$

$$* (PPC_{BT,f,t} - PPC_{BT,f,t}^s)$$

$$+ Pp_{BT,f,t}^s * (PPp_{BT,f,t} - PPp_{BT,f,t}^s)$$

$$+ \sum_e \sum_h \left((CE_{e,h,f,t} - CE_{e,h,f,t}^s) * QkWh_{BT,e,h,f,t}^s * \gamma_{MT,t}^{e,s} + (CR_{BT,e,h,f,t} - CR_{BT,e,h,f,t}^s) \right)$$

$$* Qkvarh_{BT,e,h,f,t}^s$$

- $PC_{i,f,t}^s$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPC_{i,f,t}$ = Taxa da potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão i opção f para o ano t ;
- $PPC_{i,f,t}^s$ = Taxa da potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $Pp_{i,f,t}^s$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $PPp_{i,f,t}$ = Taxa potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i opção f para o ano t ;
- $PPp_{i,f,t}^s$ = Taxa potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h para o ano t ;
- $QkWh_{i,e,h,f,t}^s$ = Quantidade de energia ativa vendida a clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{e,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- $CR_{i,e,h,f,t}^s$ = Tarifa de energia reativa de um nível de tensão i opção f em h durante sazonalidade e do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CR_{i,e,h,f,t}$ = Tarifa de energia reativa de um nível de tensão i opção f em h durante sazonalidade e para o ano t ;



- $Qkvarh_{i,e,h,f,t}^s$ = Quantidade de energia reativa dos clientes próprios de um nível de tensão i opção f do sistema elétrico s faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
- $\gamma_{j,t}^{p,s}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico s para nível de tensão j no ano t ;
- σ_{MT}^s = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada MT do sistema elétrico s medida pelo fator de simultaneidade;
- $CE_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h opção em BT f para o ano t ;
- $CE_{e,h,f,t}^s$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h opção em BT f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CONVRR_{CEE,t}^s$ = Sobrecusto da atividade de comercialização do sistema elétrico s previsto para o ano t ;

$$CONVRR_{CEE,t}^s = \sum_i \sum_f NC_{i,f,t}^s * (CFC_{i,f,t} - CFC_{i,f,t}^s)$$

$NC_{i,f,t}^s$ = Número de clientes para o nível de tensão i na tarifa f do sistema elétrico s para o ano t ;

- $CFC_{i,f,t}^s$ = Tarifa fixa da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para nível de tensão i na tarifa f do sistema elétrico s para o ano t ;
- $CFC_{i,f,t}$ = Tarifa fixa da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para nível de tensão i na tarifa f para o ano t .

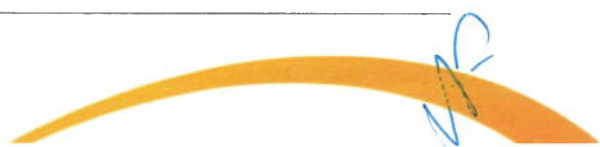
Artigo 36º

Montante mensal da convergência tarifária

1. Os operadores de cada atividade do sistema s com custos de convergência positivos receberão um pagamento do fundo de convergência. Da mesma forma, os custos de convergência negativos dos operadores de cada atividade são recuperados através da sua contribuição para o fundo de convergência.
2. O valor mensal de convergência é dado pelas expressões:

$$CONVRR_{Aquis,mês}^s = \frac{CONVRR_{Aquis,t}^s}{12}$$

$$CONVRR_{URT,mês}^s = \frac{CONVRR_{URT,t}^s}{12}$$

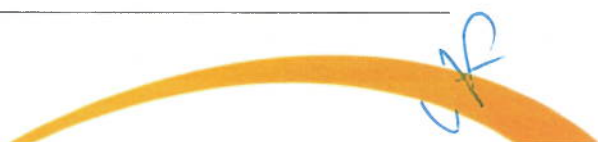


$$CONVRR_{URD,mês}^s = \frac{CONVRR_{URD,t}^s}{12}$$

$$CONVRR_{CEE,mês}^s = \frac{CONVRR_{CEE,t}^s}{12}$$

Onde:

- $CONVRR_{Aquis,mês}^s$ = Sobrecusto mensal previsto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s;
- $CONVRR_{URT,mês}^s$ = Sobrecusto mensal previsto da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico s;
- $CONVRR_{URD,mês}^s$ = Sobrecusto mensal previsto da atividade de Uso da Rede de Distribuição do sistema elétrico s;
- $CONVRR_{CEE,mês}^s$ = Sobrecusto mensal previsto da atividade de comercialização do sistema elétrico s.



CAPÍTULO V: REVISÕES TARIFÁRIAS

Artigo 37º

Revisões programadas

1. As revisões programadas são as que ocorrem no final de cada período regulamentar cuja a duração é definida pelo marco regulatório do setor.

Artigo 38º

Revisões extraordinárias

1. As revisões extraordinárias são as que podem ocorrer a qualquer momento durante o período regulatório, exceto no último ano, que é dedicado ao processo normal de revisão programada.
2. Os impactos de eventos que motivem uma revisão extraordinária que possa ocorrer durante o último ano do período são tratados na revisão tarifária seguinte.

Artigo 39º

Planeamento das revisões programadas

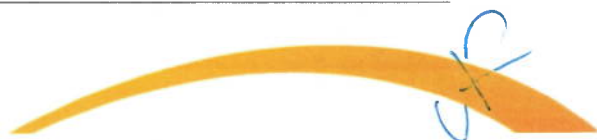
1. As revisões programadas devem respeitar o seguinte planeamento:
 - i. 12 meses antes da data de publicação das tarifas para o próximo período regulatório: os operadores submetem à ARME as informações definidas no Capítulo 7, incluindo as suas projeções de demanda e cálculos das receitas requeridas por atividade para o próximo período regulatório em pormenores e justificando a projeção de custos e investimentos, além de estimativas da base de ativos a ser remunerada, a evolução dos principais indicadores financeiros, operacionais e comerciais;
 - ii. 9 meses antes da data de publicação, a ARME apresenta e publica seus próprios cálculos e comentários sobre as propostas dos operadores, justificando as diferenças entre os seus cálculos e as propostas;
 - iii. Entre 6 e 9 meses antes da data de publicação, a ARME deve organizar pelo menos uma reunião com cada operador para apresentar e explicar seus cálculos e registrar os comentários dos operadores; em seguida, deve organizar uma audiência pública para apresentar os resultados dessas consultas e registrar comentários de todas as partes interessadas no setor (Ministérios, Associações de Consumidores, Associações Profissionais, etc.);
 - iv. 6 meses antes da data de publicação, os operadores devem atualizar seus cálculos iniciais com base nas últimas informações disponíveis e apresentá-los à ARME em um relatório explicativo;
 - v. 4 meses antes da data de publicação, a ARME deve publicar as suas decisões provisórias quanto aos cálculos das receitas requeridas por atividade, justificando suas decisões e validações quanto às projeções de demanda, base de ativos, custos operacionais e investimentos;

- vi. Entre 4 e 2 meses antes da data de publicação, a ARME deve organizar uma audiência pública para apresentar suas decisões provisórias e registrar os comentários mais recentes de todas as partes interessadas;
 - vii. 1 mês antes da data de publicação, a ARME divulga sua decisão final e suas respostas para os comentários da última consulta pública;
 - viii. Na data oficial, a ARME publica as novas tarifas.
2. Após a publicação, os interessados têm um mês para recorrer sobre a decisão das novas tarifas, seguindo as regras e processos estabelecidos, sem que o recurso bloqueie a implementação das novas tarifas.

Artigo 40º

Pedido de Revisões extraordinárias

1. A ARME ou um operador pode requisitar uma revisão extraordinária no caso de eventos extraordinários, isto é, eventos não resultantes de riscos contratualmente assumidos pelo operador e aqueles fora do seu controle dentro de uma gestão prudente e razoável do serviço, que tenham um impacto acumulado negativo de mais de 5% nas receitas requeridas determinadas, segundo as instruções pormenorizadas no Capítulo 3.
2. Os eventos que resultem em um impacto acumulado positivo superior a 5% nas receitas requeridas determinadas, que não sejam provenientes dos benefícios concedidos ao operador no seu contrato, também abrem a possibilidade de uma revisão extraordinária à concedente.
3. Os impactos acumulados de eventos extraordinários que não excedam 5% das receitas requeridas do período regulatório são tratados na revisão tarifária seguinte.
4. Para ser válido, um pedido de revisão extraordinária deve ser acompanhado por uma justificativa objetiva e documentada da revisão das projeções de demanda, custos e investimentos.
5. A ARME deve confirmar no prazo de 30 dias a partir do recebimento do pedido sua validade e o início do processo de revisão extraordinária, que deve ser concluído em três meses com a publicação das novas tarifas.



CAPÍTULO VI: MECANISMO DE INDEXAÇÃO E AJUSTE TARIFÁRIO PERIÓDICO

Artigo 41º

Ajuste da Tarifa de Energia

1. Para fins de atualização dos valores de convergência, a tarifa de Energia do sistema elétrico s $CE_{e,h,t}^s$ será reajustada no início de cada ano $t+1$ da seguinte forma:

- i. Quantidade de kWh produzidos no sistema elétrico s observada no ano t : $QkWhO_{Prod,t}^s$;
- ii. Custo de energia elétrica do sistema elétrico s observado no ano t : $CIPPO_t^s$;

Onde

- $CIPPO_t^s$ = Custo de aquisição de energia elétrica dos produtores em regime especial, aos produtores vinculados ou não, de acordo com os termos dos contratos de Aquisição de Energia Elétrica observado no ano t ;
-
- iii. Quantidade de kWh produzidos pela central termelétrica w no sistema elétrico s observada no ano t : $QkWhEVIVO_{Prod,w,t}^s$;
- iv. Estimação dos volumes de combustível necessários no sistema elétrico s para cobrir $QkWhEVIVO_{Prod,w,t}^s$ no ano t :

$$VC_{w,t}^s = QkWhEVIVO_{Prod,w,t}^s * EF_w^s$$

Onde

- $VC_{w,t}^s$ = volume de combustível eficiente expresso na unidade de medida relevante da central termelétrica w observado no ano t ;
- EF_w^s = consumo específico eficiente do combustível reconhecido pelo regulador para cada central termelétrica w ;
- v. Verificação dos preços observados dos combustíveis utilizados por cada central termelétrica w do sistema elétrico s no ano t : $PE_{w,t}^s$;
- vi. Estimação de custo de combustível eficiente do sistema elétrico s no ano t :

$$CCO_{CPEVIV,t}^s = \sum_w VC_{w,t}^s * PE_{w,t}^s$$

vii. Estimação dos volumes dos lubrificantes e outros fluidos necessários no sistema elétrico s para cobrir $QkWhEVIVO_{Prod,w,t}^s$ no ano t :

$$VCA_{w,t}^s = QkWhEVIVO_{Prod,w,t}^s * EFA_w^s$$

Onde



- $VCA_{w,t}^s$ = volume dos lubrificantes e outros fluídos expresso na unidade de medida relevante da central termelétrica w observado no ano t ;
 - EFA_w^s = consumo específico eficiente dos lubrificantes e outros fluídos reconhecido pelo regulador para cada central termelétrica w ;
- viii. Verificação dos preços observados dos lubrificantes e outros fluídos utilizados por cada central termelétrica w do sistema elétrico s no ano t : $PA_{w,t}^s$;
- ix. Estimação de custo dos lubrificantes e outros fluídos eficientes do sistema elétrico s no ano t :

$$CCAO_{CPEVIV,t}^s = \sum_w VCA_{w,t}^s * PA_{w,t}^s$$

- x. Verificação de custos não controláveis observados do sistema elétrico s no ano t :

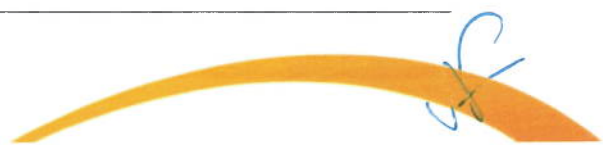
$$CNOCO_{Aquis,t}^s = CIPPO_t^s + CCO_{CPEVIV,t}^s + CCAO_{CPEVIV,t}^s$$

- xi. Os outros custos económicos “controláveis” do sistema elétrico s para o ano t definidos no momento da revisão tarifária periódica serão ajustados pelo índice de preços ao consumidor local e corrigidos por um fator de eficiência X como segue:

$$CCC_{Aquis,t}^s = (CO_{CPEVIV,t}^s + CO_{Prod,t}^s + Amt_{CPEVIV,t}^s + Act_{CPEVIV,t}^s * r_{Prod} + T_{CPEVIV,t}^s + Amt_{Aquis,t}^s + Act_{Aquis,t}^s * r_{Aquis} + T_{Aquis,t}^s) * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_{Aquis})$$

Onde

- $CO_{CPEVIV,t}^s$ = Outros custos operacionais das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- $Amt_{CPEVIV,t}^s$ = Depreciação do ativo imobilizado das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- $Act_{CPEVIV,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- r_{Aquis} = Taxa de remuneração de capital da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $T_{CPEVIV,t}^s$ = Imposto sobre a renda da produção das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- $CO_{Aquis,t}^s$ = Custos operacionais da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstos para o ano t ;
- $Amt_{Aquis,t}^s$ = Depreciação do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s , previsto para o ano t ;
- $Act_{Aquis,t}^s$ = Valor médio do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s entre o início e o final do ano t ;



- $r_{Aquis,t}$ = Taxa de remuneração de capital da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $T_{Aquis,t}^s$ = Imposto sobre a renda da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previsto para o ano t ;
- X_{Aquis} = Fator de produtividade da atividade de Aquisição de Energia Elétrica definido pela ARME no momento da revisão tarifária periódica;
- IPC_o = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no início do período tarifário;
- IPC_t = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no mês $n-2$ do ano t .

- xii. O custo eficiente da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s para o ano t é definido como $PRO_{Prod,t}^s$:

$$RRO_{Aquis,t}^s = CCC_{Aquis,t}^s + CNO_{CO}_{Aquis,t}^s$$

- xiii. A correção da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s para o ano t é definida como $Corr_{Prod,t}^s$:

$$CorrC_{Aquis,t}^s = RRO_{Aquis,t}^s - \sum_e \sum_h CE_{e,h,t} * QkWh_{Prod,e,h,t}$$

- xiv. Para efeitos de convergência, a variação média a ser aplicada a todas as tarifas de Energia Elétrica do sistema elétrico s para o ano $t+1$ será: $VarC_{Aquis,t}^s$

$$VarC_{Aquis,e,h,t}^s = \frac{CorrC_{Aquis,t}^s}{\sum_e \sum_h CE_{e,h,t} * QkWh_{Aquis,e,h,t+1}}$$

Onde:

$QkWh_{Prod,e,h,t+1}$ = Quantidade de kWh produzidos no sistema elétrico s durante a sazonalidade e na faixa horária h previstas para o ano $t+1$;

- xv. Para efeitos de convergência, a tarifa de Energia para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s prevista para o ano $t+1$ será: $CE_{e,h,t+1}^s$

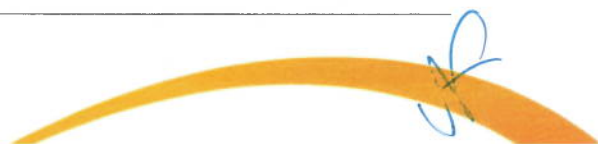
$$CE_{e,h,t+1}^s = CE_{e,h,t}^s * (1 + VarC_{Aquis,e,h,t}^s)$$

- xvi. A variação média a ser aplicada as tarifas de Energia no SEP para o ano $t+1$ será: $VarC_{Aquis,e,h,t}$

$$VarC_{Aquis,e,h,t} = \frac{\sum_s CorrC_{Aquis,t}^s}{\sum_s \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t}^s * QkWh_{Aquis,e,h,t+1}^s)}$$

- xvii. A tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s prevista para o ano $t+1$ será: $CE_{e,h,t+1}$

$$CE_{e,h,t+1} = CE_{e,h,t} * (1 + VarC_{Aquis,e,h,t})$$



Artigo 42º

Ajuste da Tarifa de Gestão do Sistema

1. A tarifa de Energia do sistema elétrico s $CESA_{e,h,t}^s$ será reajustada no início de cada ano t da seguinte forma:
 - i. A tarifa de Gestão do Sistema para a sazonalidade e na faixa horária h do sistema elétrico s prevista para o ano $t+1$ será: $CESA_{e,h,t+1}$

$$CESA_{e,h,t+1} = CESA_{e,h,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_{SA})$$

Onde

- X_{SA} = Fator de produtividade da Gestão do Sistema definido pela ARME no momento da revisão tarifária periódica;
- IPC_0 = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no início do período tarifário;
- IPC_t = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no mês $n-2$ do ano t ;

Artigo 43º

Ajuste da Tarifa de Uso da Rede

1. As tarifas de uso da Rede serão reajustadas no início de cada ano t do período tarifário da seguinte forma:

$$PPC_{i,t+1} = PPC_{i,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

$$PPp_{i,t+1} = PPp_{i,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

$$CR_{i,e,h,t+1} = CR_{i,e,h,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

$$PPC_{BT,f,t+1} = PPC_{BT,f,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

$$PPp_{BT,f,i,t+1} = PPp_{BT,f,i,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

$$CR_{BT,f,e,h,t+1} = CR_{BT,f,e,h,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_l)$$

Onde

- l = Atividade (Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição);
- $PPC_{i,t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão i para o ano t ;
- $PPC_{BT,f,t}$ = Tarifa da potência contratada para nível de tensão BT, opção f para o ano t ;

- $PPp_{i,t}$ = Tarifa da potência em horas de ponta para nível de tensão i para o ano t ;
 - $PPp_{BT,f,t}$ = Tarifa da potência em horas de ponta para nível de tensão BT, opção em BT f para o ano t ;
 - $CR_{i,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para um nível de tensão i na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t ;
 - $CR_{BT,f,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para nível de tensão BT, opção f , durante sazonalidade e na faixa horária h para o ano t ;
 - X_l = Fator de produtividade da atividade l definido pela ARME no momento da revisão tarifária periódica;
 - IPC_o = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no início do período tarifário;
 - IPC_t = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no mês $n-2$ do ano t ;
2. Para efeito de convergência, as tarifas aqui mencionadas são ajustadas da mesma forma para cada sistema s.

Artigo 44º

Ajuste da tarifa de Comercialização de Energia Elétrica

1. As tarifa de uso da Rede são reajustadas no início de cada ano t da seguinte forma:

$$CFC_{i,f,t+1} = CFC_{i,f,t} * \frac{IPC_t}{IPC_o} * (1 - X_{Com})$$

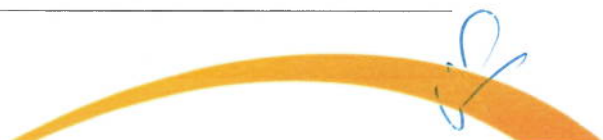
Onde

- $CFC_{i,f,t}$ = Tarifa fixa da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para nível de tensão i na tarifa f para o ano t ;
 - X_l = Fator de produtividade da atividade de Comercialização de Energia Elétrica definido pela ARME no momento da revisão tarifária periódica;
 - IPC_o = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no início do período tarifário;
 - IPC_t = Índice de Preços no Consumidor definido pelo INE no mês $n-2$ do ano t ;
2. Para efeito de convergência, as tarifas aqui mencionadas são ajustadas da mesma forma para cada sistema s.

Artigo 45º

Ajuste da convergência tarifária

1. Os valores da convergência tarifária serão calculados no início de cada ano tarifário, aplicando-se o ajuste pormenorizado neste Capítulo.

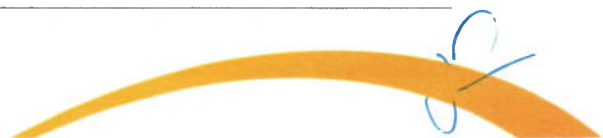


CAPÍTULO VII: INFORMAÇÃO A FORNECER À ARME PELAS CONCESSIONÁRIAS E SUBCONCESSIONÁRIAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Artigo 46º

Informações contábilísticas e financeiras

1. As concessionárias do transporte e distribuição devem apresentar cada ano à ARME as seguintes informações:
 - a) Contas reguladas:
 - I. As concessionárias de transporte e distribuição devem enviar à ARME, até 1º de maio de cada ano, as contas reguladas para cada atividade verificadas no ano anterior, incluindo balanço, balancete, demonstração de resultados, demonstração dos fluxos de caixa, e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e de acordo com as regras regulatórias de alocação aprovado pela ARME; as concessionárias devem também apresentar um documento sobre a reconciliação explicando as diferenças entre as suas contas estatutárias e as contas reguladas das atividades;
 - II. As concessionárias e as subconcessionárias de transporte e distribuição devem enviar à ARME, até 1º de outubro de cada ano, estimativas do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso;
 - b) Transações com partes relacionadas: as concessionárias de transporte e distribuição devem enviar à ARME, até 1º de maio de cada ano, uma lista de todas as transações do ano anterior com partes relacionadas (sucursais, acionistas, sociedades controladas pelos acionistas) pormenorizando o montante, a natureza da transação e a prova de que a transação foi efetuada a preço de mercado.
2. As concessionárias do transporte e distribuição devem apresentar a cada três meses à ARME as seguintes informações:
 - c) Pormenores dos montantes desembolsados para investimentos por tipo de investimento, explicando a relação entre o investimento e o plano de investimento do período regulatório vigente aprovado durante a última revisão tarifária.
3. As concessionárias do transporte e distribuição devem apresentar mensalmente à ARME as vendas monetárias por tipo de nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.



Artigo 47º**Informações comerciais e operacionais**

1. As concessionárias de transporte e distribuição devem apresentar mensalmente à ARME as seguintes informações:
 - a) Balanco de energia elétrica: o balanço deve conter as informações abaixo discriminadas em energia ativa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a faturar, potência em horas de ponta, energia reativa, por nível de tensão e por opção tarifária:
 - I. Quantidades de energia elétrica produzidas pelas suas próprias unidades;
 - II. Quantidades de energia elétrica adquiridas a produtores vinculados, não vinculados e de produtores em regime especial;
 - III. Entregas e fornecimento de energia elétrica a clientes, discriminadas por tipo de nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.
 - b) Toda a informação requerida definida no RQS e RCC.

Artigo 48º**Informações a fornecer para revisões tarifárias**

1. As concessionárias de transporte e distribuição devem fornecer à ARME essas informações discriminadas por atividade no início do processo da revisão tarifária programada, 12 meses antes da data de publicação das tarifas para o próximo período regulatório.
 - a) Informações contábilísticas e financeiras
 - I. Estimativa, no final do último ano do período regulatório, da base de ativos usados na prestação do serviço, identificando os bens por rubrica contábilística e nível de tensão, e separando os bens financiados pela concessionária dos bens pagos por terceiros (clientes, Estado, doadores internacionais e outros);
 - II. Projeções para o próximo período regulatório de balanço, balancete, demonstração de resultados, demonstração dos fluxos de caixa; incluindo um relatório explicativo justificando a evolução dos principais itens de custo (incluindo explicação dos determinantes de custo utilizados nas projeções);
 - III. Projeções de receitas requeridas para o próximo período regulatório;
 - IV. Plano anual de investimentos para o próximo período regulatório, dividido por tipo de ativo e nível de tensão, com um relatório explicativo dos objetivos, benefícios e indicadores de desempenho (usados para medir os benefícios dos investimentos) para cada projeto de investimento;
 - V. Plano anual de manutenção para o próximo período regulatório com pormenores das principais operações de manutenção e seus custos.
 - b) Informações comerciais e operacionais

-
- I. As projeções para o próximo período regulatório de números de clientes, consumo e potência por opção tarifária;
 - II. A evolução anual estimada, para o próximo período regulatório, dos níveis de perdas técnicas e comerciais por nível de tensão e dos principais indicadores de interrupção do serviço (incluindo SAIDI, SAIFI), e a identificação e justificativa dos projetos de investimento e manutenção para essa evolução.



CAPÍTULO VIII: INCENTIVOS À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Artigo 49º

Incentivos à melhoria da qualidade do serviço

1. Os incentivos à melhoria da qualidade do serviço são de três tipos:
 - 1) Penalidades que compreendem compensação direta a clientes finais por violações das obrigações de continuidade do serviço e qualidade do serviço comercial;
 - 2) Incentivos implícitos para que a ARME utilize valores-alvo anuais eficientes de perdas e de consumo específico de combustível na determinação das receitas requeridas;
 - 3) Incentivos adicionais que possam afetar as receitas requeridas das atividades para uso de redes e comercialização.
2. As penalidades que compreendem compensação direta a clientes finais estão definidas no Capítulo VI do RQS.

Artigo 50º

Valores-alvo de perdas e consumos específicos de combustíveis

1. Os valores-alvo de perdas e consumos específicos de combustíveis são definidos pela ARME nos processos de revisões tarifárias e são utilizados nos cálculos de receitas requeridas.

Artigo 51º

Incentivos adicionais

1. Em relação a incentivos adicionais, podem ser propostos pela ARME, por período regulatório, incentivos à melhoria dos indicadores SAIFI e SAIDI, com um mecanismo baseado em valores-alvo anuais (com margem de tolerância definida pela ARME) e impacto positivo ou negativo sobre as receitas requeridas da atividade de uso de redes limitadas a 2,5% das referidas receitas, determinadas anualmente (3 meses após o final do ano) pelas diferenças entre os valores observáveis e os valores-alvo.

Artigo 52º

Valores-alvo anuais para um indicador de qualidade comercial

1. A ARME também pode implementar um mecanismo semelhante usando valores-alvo anuais para um indicador de qualidade comercial, afetando as receitas requeridas da atividade de comercialização.

Artigo 53º

Comunicação

1. A ARME deve informar os operadores da sua decisão sobre esses mecanismos (pormenorizando os indicadores escolhidos e seus valores-alvo anuais) pelo menos 15 meses antes do início da próxima revisão tarifária programada.

CAPÍTULO IX: DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Artigo 54º

Disposições Finais e Transitórias

1. As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.
2. Enquanto não forem aprovados pela ARME os documentos ou os demais atos previstos no presente regulamento, continuam a aplicar-se às situações nele regulamentadas as condições constantes dos documentos e dos atos aprovados pela ARME ao abrigo da legislação anterior e das melhores práticas comerciais.
3. Para a implementação dos procedimentos dispostos neste Regulamento, o operador de rede dispõe dos prazos máximos, a contar da data de publicação deste Regulamento, conforme regulamentação específica da ARME referente a cada número de exigência deste regulamento.
4. O incumprimento das disposições tratadas neste Regulamento enseja a aplicação das penalidades previstas em regulamentação específica da ARME.
5. As omissões, dúvidas e casos não previstos neste Regulamento são resolvidos e decididos pela ARME.

Artigo 55º

Entrada em vigor

1. O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no n.º 2.
2. As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação da respetiva regulamentação.
3. A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados pela ARME, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.