IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

Sexta-feira, 10 de dezembro de 2021

II Série

Número 194

BOLETIM OFICIAL

4020000 000000

ÍNDICE

PARTE E

AGÊNCIA REGULADORA MULTISSETORIAL DA ECONOMIA - ARME

Conselho de Administração:

Deliberação nº 50/CA/2021:

Aprovando o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Despacho e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, todos do setor elétrico.....1946

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

PARTE E

AGÊNCIA REGULADORA MULTISSETORIAL DA ECONOMIA - ARME

Conselho de Administração

Deliberação nº 50/CA/2021

de 3 de dezembro

Aprova o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Despacho e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, todos do setor elétrico

Enquadrado na reforma do setor de regulação, a 20 de setembro de 2018, o Governo, pelo Decreto-lei n.º 50/2018, extingue as entidades reguladoras independentes, Agência de Regulação Económica – ARE e Agência Nacional das Comunicações – ANAC, e cria uma nova entidade, Agência Reguladora Multissectorial da Economia – ARME, com as mesmas competências daquelas que foram extintas, mas com a inovação de alargar as suas atribuições aos transportes coletivos interurbanos de passageiros e unicidade da regulação, ao consagrar as atividades administrativas de regulação técnica e económica numa mesma entidade.

A Agência Reguladora Multissectorial da Economia, no âmbito do seu plano estratégico e particularmente no setor elétrico, identificou a regulamentação como uma das prioridades para o triénio 2020-2022. Assim, dando sequência ao plano, vem através desta deliberação aprovar o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Despacho (RD) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) para atualizar e reforçar os pilares e a racionalidade da regulação do setor elétrico.

O novo Regulamento Tarifário (RT), que substitui o regulamento tarifário aprovado pela extinta ARE, através do Despacho n.º 14/2011, de 14 de outubro e publicado no Boletim Oficial, II série, de 30 de janeiro de 2012, é parte essencial dos documentos de apoio à continuidade das reformas do setor iniciadas pelo Governo de Cabo Verde, particularmente quanto à desagregação da sua cadeia de valor, isto é, produção, gestão, transporte, distribuição e comercialização de energia.

Contrariamente ao RT anterior, onde as atividades eram consideradas verticalmente integradas e o tarifário tinha apenas o objetivo de cobrir os custos totais, neste novo regulamento pretende-se ter tarifas por atividade, isto é, tarifas de aquisição/produção, de gestão de sistema, de transporte, de distribuição e comercialização de energia.

O Regulamento de Despacho (RD) tem como objetivos estabelecer: as condições de gestão dos fluxos de eletricidade nas redes, assegurando a sua inter-operacionalidade com as redes a que esteja ligada, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação; as condições para a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, entre outros.

Por sua vez, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) tem como objetivos estabelecer: as disposições relativas às condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes do setor elétrico; as condições em que é facultado ou restringido o acesso, bem como a retribuição a que as entidades têm direito por proporcionarem o acesso às suas redes; e as obrigações de prestação de informação à ARME bem como a divulgação de informação ao público para efeitos de acesso, entre outros

No quadro dos seus deveres estatutários, a ARME submeteu, de 4 de fevereiro a 5 de março de 2021, a discussão pública das propostas de RD e de RARI e, de 14 de setembro a 26 de outubro de 2021, a do RT. Na sequência dos processos de consulta pública, a ARME recebeu os comentários e sugestões dos interessados, os quais constam dos respetivos relatórios publicados na sua página de internet.

Nestes termos, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 7.º, do artigo 12.º, do artigo 14.º alínea *b*), do artigo 17.º e do artigo 19.º, todos dos Estatutos da ARME aprovados pelo Decreto-lei n.º 50/2018, de 20 de setembro, o Conselho de Administração deliberou, na sua reunião ordinária de 3 de dezembro de 2021, o seguinte:

1. Aprovar o Regulamento Tarifário do setor elétrico, cuja redação consta do Anexo I à presente deliberação e dela fica a fazer parte integrante.
2. Aprovar o Regulamento de Despacho do setor elétrico, cuja redação consta do Anexo II à presente deliberação e dela fica a fazer parte integrante.
3. Aprovar o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do setor elétrico, cuja redação consta do Anexo III à presente deliberação e dela fica a fazer parte integrante.
4. Aprovar que as disposições previstas nos anteriores números 1, 2 e 3 entram em vigor no dia seguinte ao da publicação da presente deliberação no Boletim Oficial, sem prejuízo do estabelecido em cada um dos regulamentos quanto à entrada em vigor das suas diversas disposições e dos regimes transitórios nestes estabelecidos.

A presente deliberação entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Feita na Cidade da Praia, aos 3 de dezembro do ano de 2021.

O Conselho de Administração, Presidente, *Isaías Barreto da Rosa, Administradores, Almerindo Fonseca e João Almeida Gomes.*

ANEXO I da Deliberação n.º 50/CA/2021

Regulamento Tarifário do Setor Elétrico

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 as subconcessionárias de transporte e distribuição de energia;

c) Os produtores independentes;

d) Os produtores em regime especial; e

e) Os autoprodutores.

Artigo 3º

Siglas e Definições

1. No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) ARME: Agência Reguladora Multissectorial da Economia

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 de 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) Agência Reguladora Multissetorial da Economia (ARME): entidade reguladora do setor elétrico;

b) Agente de mercado: entidade que transaciona energia elétrica por contratação bilateral, designadamente: produtor independente, produtor em regime especial e consumidor qualificado;

c) 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 25° e do artigo 41° do Decreto-lei nº 14/2006 de 20 de fevereiro, do Decreto-lei nº 1/2011 de 3 de janeiro e demais legislação aplicável;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

d) Cliente: entidade que adquire energia elétrica;

e) Consumidor: entidade que recebe energia elétrica para utilização própria;

f) Consumidor cativo: Consumidor final a que é fornecido eletricidade em baixa tensão exclusivamente por um distribuidor;

g) 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;

h) Distribuição: veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

i) 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;

j) 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;

k) 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;

l) Transporte: veiculação de energia elétrica através de redes em alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes consumidores, mas sem incluir a comercialização;

m) 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 tarifas 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; e

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.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

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, a demonstração de resultados e as 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 são consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressem 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 concessionaria 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; e

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

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 determina e valida 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:

I. Custos de combustíveis e lubrificantes das centrais;

II. Custos relativos à operação e manutenção das centrais existentes da empresa verticalmente integrada, incluindo os relativos ao pessoal, fornecimentos e serviços externos e materiais;

III. Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores;

IV. Custos de gestão da atividade;

V. Amortizações dos ativos afetos à gestão de atividade da aquisição de energia e dos ativos de centrais existentes da empresa verticalmente integrada;

VI. Remuneração dos ativos de centrais existentes da empresa verticalmente integrada e de ativos afetos à gestão da atividade de aquisição de energia; e

VII. Taxas e impostos.

b) Para a atividade de gestão do sistema:

I. 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:

I. 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.

d) Para as atividades de comercialização de energia elétrica:

I. 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.

2. Os custos da atividade de transporte e distribuição de energia são diferenciados quanto à tensão: custos da rede AT, MT e BT.

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 e/ou subconcessionária deve enviar à ARME, em pormenores, as estratégias a implementar no período tarifário seguinte para o seu controlo e redução.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

Artigo 15º

Custos não reconhecidos

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, a concessionária e a subconcessionária 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 sejá 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 comparticipações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano;

b) O ativo e passivo circulante composto por:

i. Inventários de materiais e provisões retidos especificamente para permitir uma operação eficiente da concessionária; e

ii. Fundo de maneio.

2. A base de remuneração é indexada anualmente de acordo com os princípios estabelecidos no 0.

Secção II

Receitas requeridas das atividades

Artigo 20º

Receitas requeridas da atividade de 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:

- $RR_{Aquis,t}$= 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*:

$$CGSAE_t = \sum_s CGSAE_t^s$$

- *s* = Sistema elétrico;
- $CGSAE_t^s$= Custo de gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*:
- CAE_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 ou autoprodutores, 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 existentes da empresa verticalmente integrada 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 existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previstos para o ano *t*;
- $CC_{CPEVIV,t}^s$= Custos com os combustíveis das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*;
- $CCA_{CPEVIV,t}^s$= Custos com os lubrificantes e outros fluídos das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previstos para o ano *t*;
- $Amt_{CPEVIV,t}^s$= Depreciação do ativo imobilizado das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* prevista 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_{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 existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

- $CGSAE^{s}_{Aquis,t}$= Custo de gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*

$$CGSAE^{s}_{Aquis,t} = CO^{s}_{Aquis,t} + Amt^{s}_{Aquis,t} + Act^{s}_{Aquis,t} * r_{Aquis} + T^{s}_{Aquis,t}$$

Onde:

- $CO^{s}_{Aquis,t}$= Custos operacionais da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previstos para o ano *t*;
- $Amt^{s}_{Aquis,t}$= Depreciação do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* prevista para o ano *t*;
- $Act^{s}_{Aquis,t}$= 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;

$T^{s}_{Aquis,t}$= 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 prevista 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:

$$RR_{URT,t} = \sum_{s} RR^{s}_{URT,t}$$

Onde:

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

$$RR^{s}_{URT,t} = CO^{s}_{URT,t} + Amt^{s}_{URT,t} + Act^{s}_{URT,t} * r_{URT} + T^{s}_{URT,t}$$

Onde:

- $Amt^{s}_{URT,t}$ = 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*;
- $Act^{s}_{URT,t}$ = 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;
- $T^{s}_{URT,t}$ = 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:

$$RR_{URD,t} = \sum_{s} RR^{s}_{URD,t}$$

Onde:

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

$$RR^{s}_{URD,t} = CO^{s}_{URD,t} + Amt^{s}_{URD,t} + Act^{s}_{URD,t} * r_{URD} + T^{s}_{URD,t}$$

Onde:

- $CO^{s}_{URD,t}$= Custos operacionais da atividade de Distribuição do sistema elétrico *s* previstos para o ano *t*;
- $Amt^{s}_{URD,t}$ = Depreciação de ativo imobilizado da atividade de Distribuição do sistema elétrico *s* prevista para o ano *t*;
- $Act^{s}_{URD,t}$ = 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;
- $T^{s}_{URD,t}$ = 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:

$$RR_{CEE,t} = \sum_{s} RR^{s}_{CEE,t}$$

Onde:

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

$$PR^{s}_{CEE,t} = CO^{s}_{CEE,t} + Amt^{s}_{CEE,t} + Act^{s}_{CEE,t} * r_{CEE} + T^{s}_{CEE,t}$$

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;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

III. Tarifas de uso de rede de transporte e distribuição MT e BT: definem-se tarifas para uso da rede AT, MT e BT;

IV. Tarifas de comercialização;

V. Tarifas de venda ao consumidores final.

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) e 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 com os procedimentos de revisão tarifária definidos no 0.

Secção II

Tarifas por 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 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)
Energia Elétrica						X		

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

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

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;
- r_{Aquis}= 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.

- $QkWh_{Aquis,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de kWh adquirida nos sistemas s durante a sazonalidade e na faixa horária h, opção BT f, previstas para o ano t:

$$QkWh_{Aquis,e,h,f,t} = \sum_s QkWh^s_{Aquis,e,h,f,t}$$

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

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{RR^s_{Aquis,t}}{(1+r_{Aquis})^t} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\sum_e \sum_h \sum_f CE^s_{e,h,f,t} * QkWh^s_{Aquis,e,h,f,t}}{(1+r_{Aquis})^t}$$

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_{Aquis}= Taxa de remuneração de capital da atividade de Aquisição de Energia Elétrica;
- $RR^s_{Aquis,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s previstas para o ano t;
- $CE^s_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia para a sazonalidade e na faixa horária h, opção BT f, do sistema elétrico s prevista para o ano t:

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

Onde:

  - $CMG^s_{e,h,f}$ = 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 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s no período tarifário T.

- $QkWh^s_{Aquis,e,h,f,t}$ = Quantidade de kWh adquirida 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:

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

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;
- $CGS_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Gestão do Sistema para a sazonalidade e na faixa horária h, opção BT f, para o ano t:

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

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.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

- $QkWh_{Aquis,e,h,f,t}$ = Quantidade agregada de kWh adquirida dos *s* sistemas durante a sazonalidade *e* na faixa horária *h,* opção BT *f,* para o ano *t*:

$$QkWh_{Aquis,e,h,f,t} = \sum_{s} QkWh^{s}_{Aquis,e,h,f,t}$$

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 tarifas de potência contratada e de pico.

Tabela 3: Uso da Rede de Transporte em AT

	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 Transporte		X	X			X		X

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

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{RR_{URT,t}}{(1+r_{URT})^{t}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} Pc_{AT,t} * PPc_{AT,t} + Pp_{AT,t} * PPp_{AT,t} \\ + \sum_e \sum_h \left(CE_{e,h,t} * QkWh_{AT,e\,h,t} * \gamma^{e}_{AT,t} + CR_{AT,e,h,t} * Qkvarh_{AT,e,h,t}\right) \\ + \sum_i \sum_f Pp_{i,f,t} * \prod_j \left(1+\gamma^{p}_{j,t}\right) * \left(PPp_{AT,f,t} + (1+\sigma_{AT}) * PPc_{AT,f,t}\right) \\ + \sum_i \sum_f \sum_e \sum_h CE_{e,h,f,t} * \gamma^{e}_{AT,t} * QkWh_{e,h,f,t} * \prod_j \left(1+\gamma^{e}_{j,t}\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{URT})^{t}}$$

Onde:

- *t* = ano;
- *T*= duração do período tarifário;
- *i* = nível de tensão (BT, MT);
- *j* = nível de tensão (BT, MT), j≥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 consumidores próprios de AT dos *s* sistemas na faixa horária *h* durante sazonalidade *e* para o ano *t*:

$$QkWh_{AT,e,h,f,t} = \sum_{s} QkWh^{s}_{AT,e,h,f,t}$$

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

$$QkWh_{e,h,f,t} = \sum_{s} QkWh^{s}_{e,h,f,t}$$

- $Pc_{AT,t}$ = Potência contratada agregada de consumidores próprios de um nível de tensão AT dos *s* sistemas para o ano *t*:

$$Pc_{AT,t} = \sum_{s} Pc^{s}_{AT,t}$$

- $PPc_{AT,t}$ = Tarifa de potência contratada de consumidores de um nível de tensão AT para o ano *t*:

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

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

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

Onde:

- $CILP\ Pc_{AT}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Transporte em AT no SEP associado à potência contratada no período tarifário *T*;
- $CILP\ Pc_{AT,f}$ = 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*:

$$Pp_{AT,t} = \sum_{s} Pp^{s}_{AT,t}$$

- $PPp_{AT,t}$ = 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*:

$$Pc_{i,f,t} = \sum_{s} Pc^{s}_{i,f,t}$$

- $Pp_{i,f,t}$ = 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*:

$$Pp_{i,f,t} = \sum_{s} Pp^{s}_{i,f,t}$$

- $CE_{e,h,t}$ = 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*:

$$Qkvarh_{AT,e,h,t} = \sum_{s} Qkvarh^{s}_{AT,e,h,t}$$

- $\gamma^{e}_{AT,t}$= Fator de ajustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão AT no ano *t*;
- $\gamma^{e}_{j,t}$ = Fator de ajAustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão *j* no ano *t*;
- $\gamma^{p}_{j,t}$ = 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:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{RR^{s}_{URT,t}}{(1+r_{URT})^{t}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} Pc^{s}_{AT,t} * PPc^{s}_{AT,t} + Pp^{s}_{AT,t} * PPp^{s}_{AT,t} \\ + \sum_e \sum_h \left(CE^{s}_{e,h,t} * QkWh^{s}_{AT,e,h,t} * \gamma^{e,s}_{AT,t} + CR^{s}_{AT,e,h,t} * Qkvarh^{s}_{AT,e,h,t}\right) \\ + \sum_i \sum_f Pp^{s}_{i,f,t} * \prod_j \left(1+\gamma^{p,s}_{j,t}\right) * \left(PPp^{s}_{AT,f,t} + (1+\sigma^{s}_{AT}) * PPc^{s}_{AT,f,t}\right) \\ + \sum_i \sum_f \sum_e \sum_h CE^{s}_{e,h,f,t} * \gamma^{e,s}_{AT,t} * QkWh^{s}_{i,e,h,f,t} * \prod_j \left(1+\gamma^{e,s}_{j,t}\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{URT})^{t}}$$

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

Onde:

- t = ano;
- T= duração do período tarifário;
- i = nível de tensão (BT, MT);
- j = nível de tensão (BT, MT), j≥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;
- $RR^s_{URT,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico *s* previstas para o ano *t*;

- $QkWh^s_{AT,e,h,t}$ = 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*;
- $QkWh^s_{i,e,h,f,t}$ = 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*;
- $Pc^s_{AT,t}$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $PPc^s_{AT,t}$ = Tarifa de potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*:

$$PPc^s_{AT,t} = CILP\ Pc^s_{AT} * A^s$$

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

$$PPc^s_{AT,f,t} = CILP\ Pc^s_{AT,f} * A^s$$

Onde:

- $CILP\ Pc^s_{AT}$ = 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*;
- $CILP\ Pc^s_{AT,f}$ = 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*.

- $Pp^s_{AT,t}$ = Potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*;

$$PPp^s_{AT,t} = CILP\ Pp^s_{AT} * A^s$$

- $PPp^s_{AT,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de clientes próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*:

- $PPp^s_{AT,f,t} = CILP\ Pp^s_{AT,f} * A^s$

Onde:

- $CILP\ Pp^s_{AT}$ = 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*.
- $CILP\ Pp^s_{AT,f}$ = 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*.

- $Pc^s_{i,f,t}$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão *i* do sistema elétrico *s* , opção BT *f,* para o ano *t*;
- $Pp^s_{i,f,t}$ = 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*;
- $CE^s_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade *e* na faixa horária *h* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CE^s_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade *e* na faixa horária *h,* opção BT *f*, do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CR^s_{AT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para AT em h durante sazonalidade *e* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $Qkvarh^s_{AT,e,h,t}$ = 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*;
- $\gamma^{e,s}_{AT,t}$= Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico *s* para nível de tensão AT no ano *t*;
- $\gamma^{e,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- $\gamma^{p,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- σ^s_{AT} = 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 tarifas 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

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{PR_{URD,MT,t}}{(1+r_{URD})^t} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} Pc_{MT,t} * PPc_{MT,t} + Pp_{MT,t} * PPp_{MT,t} \\ +\sum_e \sum_h \left(CE_{e,h,t} * QkWh_{MT,e\,h,t} * \gamma^e_{MT,t} + CR_{MT,e,h,t} * Qkvarh_{MT,e,h,t}\right) \\ +\sum_f Pp_{BT,f,t} * \left(1+\gamma^p_{BT,t}\right) * \left(PPp_{MT,f,t} + (1+\sigma_{MT}) * PPc_{MT,f,t}\right) \\ +\sum_e \sum_h \sum_f CE_{e,h,f,t} * \gamma^e_{MT,t} * QkWh_{BT,e,h,f,t} * \left(1+\gamma^e_{BT,t}\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{URD})^t}$$

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{PR_{URD,BT,t}}{(1+r_{URD})^t} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} \sum_f Pc_{BT,f,t} * PPc_{BT,f,t} + Pp_{BT,f,t} * PPp_{BT,f,t} \\ +\sum_e \sum_h \sum_f \left(CE_{e,h,f,t} * QkWh_{BT,e\,h,f,t} * \gamma^e_{BT,t} + CR_{BT,e,h,f,t} * Qkvarh_{BT,e,h,f,t}\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{URD})^t}$$

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

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;
- $Pc_{MT,t}$ = Potência agregada contratada de clientes próprios de um nível de tensão *MT* dos *s* sistemas para o ano *t*:

$$Pc_{MT,t} = \sum_{s} Pc^{s}_{MT,t}$$

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

$$Pc_{BT,f,t} = \sum_{s} Pc^{s}_{BT,f,t}$$

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

$$PPc_{MT,t} = CILP\ Pc_{MT} * C;$$

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

$$PPc_{MT,f,t} = CILP\ Pc_{MT,f} * C;$$

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

$$PPc_{BT,f,t} = CILP\ Pc_{BT,f} * C;$$

Onde:

  - $CILP\ Pc_{MT}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT associado à potência contratada no período tarifário *T*;
  - $CILP\ Pc_{MT,f}$ = 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*;
  - $CILP\ Pc_{BT,f}$ = 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*:

$$Pp_{MT,t} = \sum_{s} Pp^{s}_{MT}$$

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

$$Pp_{BT,f,t} = \sum_{s} Pp^{s}_{BT,f,t}$$

- $PPp_{MT,t}$ = 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 consumidores próprios de um nível de tensão *MT* dos *s* sistemas na faixa horária *h* durante sazonalidade *e*, para o ano *t*:

$$QkWh_{MT,e,h,t} = \sum_{s} QkWh^{s}_{MT,e,h,t}$$

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

$$QkWh_{BT,e,h,f,t} = \sum_{s} QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t}$$

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

$$Qkvarh_{MT,e,h,t} = \sum_{s} Qkvarh^{s}_{MT,e,h,t}$$

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

$$Qkvarh_{BT,e,h,f,t} = \sum_{s} Qkvarh^{s}_{BT,e,h,f,t}$$

- $\gamma^{e}_{i,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa no SEP para nível de tensão *i* no ano *t*;
- $\gamma^{p}_{i,t}$ = 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:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{PR^{s}_{UDT,MT,t}}{(1+r_{UDT})^{t}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} Pc^{s}_{MT,t} * PPc^{s}_{MT,t} + Pp^{s}_{MT,t} * PPp^{s}_{MT,t} \\ + \sum_{e} \sum_{h} \left(CE^{s}_{e,h,t} * QkWh^{s}_{MT,e,h,t} * \gamma^{e,s}_{MT,t} + CR^{s}_{MT,e,h,t} * Qkvarh^{s}_{MT,e,h,t}\right) \\ + \sum_{f} \left(Pp^{s}_{BT,f,t} * \left(1+\gamma^{p,s}_{BT,t}\right) * \left(PPp^{s}_{MT,f,t} + (1+\sigma^{s}_{MT}) * PPc^{s}_{MT,f,t}\right)\right) \\ + \sum_{f} \sum_{e} \sum_{h} \left(CE^{s}_{e,h,f,t} * \gamma^{e,s}_{MT,t} * QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t} * \left(1+\gamma^{e,s}_{BT,t}\right)\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{UDT})^{t}}$$

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{PR^{s}_{UDT,BT,t}}{(1+r_{UDT})^{t}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\begin{bmatrix} Pc^{s}_{BT,f,t} * PPc^{s}_{BT,f,t} + Pp^{s}_{BT,f,t} * PPp^{s}_{BT,f,t} \\ + \sum_{e} \sum_{h} \left(CE^{s}_{e,h,f,t} * QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t} * \gamma^{e,s}_{MT,t} + CR^{s}_{BT,e,h,f,t} * Qkvarh^{s}_{BT,e,h,f,t}\right) \end{bmatrix}}{(1+r_{UDT})^{t}}$$

Onde:

- t = ano;
- T= duração do período tarifário;
- i = nível de tensão (BT, MT);
- j = nível de tensão (BT, MT), j≥i;
- h = horário de uso (Ponta, Cheia, Vazio);

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

- 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;
- $PR^{s}_{UDT,i,t}$ = 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*;
- $QkWh^{s}_{MT,e,h,t}$ = Quantidade de energia ativa vendida a consumidores próprios de um nível de tensão MT do sistema elétrico *s* na faixa horária *h* durante sazonalidade *e* para o ano *t*;
- $QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t}$ = Quantidade de energia ativa vendida a consumidores próprios de um nível de tensão BT opção f do sistema elétrico *s* na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano t;
- $Pc^{s}_{MT,t}$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão *MT* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $Pc^{s}_{BT,f,t}$ = Potência contratada de clientes próprios de um nível de tensão *BT, opção f,* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $PPc^{s}_{MT,t}$ = Tarifa da potência contratada de um nível de tensão *MT* do sistema elétrico *s* para o ano *t*:

$$PPc^{s}_{MT,t} = CILP\ Pc^{s}_{MT} * C^{s}$$

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

$$PPc^{s}_{MT,f,t} = CILP\ Pc^{s}_{MT,f} * C^{s}$$

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

$$PPc^{s}_{BT,f,t} = CILP\ Pc^{s}_{BT,f} * C^{s}$$

Onde:

- $CILP\ Pc^{s}_{MT}$ = Custo incremental de longo prazo do Uso da Rede de Distribuição MT do sistema elétrico *s* associado à potência contratada no período tarifário T ;
- $CILP\ Pc^{s}_{MT,f}$ = 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*;
- $CILP\ Pc^{s}_{BT,f}$= 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*.

- $Pp^{s}_{MT,t}$ = Potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão *MT* do sistema elétrico *s* para o ano t;
- $Pp^{s}_{BT,f,t}$ = Potência em horas de ponta de consumidoresientes próprios de um nível de tensão *BT* do sistema elétrico *s,* opção *f,* para o ano t;
- $PPp^{s}_{MT,t}$ = Tarifa da potência em horas de ponta de um nível de tensão *MT* do sistema elétrico *s* para o ano *t*:

$$PPp^{s}_{MT,t} = CILP\ Pp^{s}_{MT} * C^{s}$$

- $PPp^{s}_{MT,f,t}$ = 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*:

$$PPp^{s}_{MT,f,t} = CILP\ Pp^{s}_{MT,f} * C^{s}$$

- $PPp^{s}_{BT,f,t}$ = Tarifa 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*:

$$PPp^{s}_{BT,f,t} = CILP\ Pp^{s}_{BT,f} * C^{s}$$

Onde:

- $CILP\ Pp^{s}_{MT}$ = 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*.
- $CILP\ Pp^{s}_{MT,f}$ = 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*.
- $CILP\ Pp^{s}_{BT,f}$ = 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*.

- $CE^{s}_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade *e* na faixa horária *h* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CE^{s}_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia para a sazonalidade *e* na faixa horária *h* opção em BT *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CR^{s}_{MT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa de um nível de tensão *MT* na faixa horária *h* durante sazonalidade *e* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CR^{s}_{BT,e,h,f,t}$ = 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*;
- $Qkvarh^{s}_{MT,e,h,t}$ = Quantidade de energia reativa dos consumidores próprios de um nível de tensão *MT* do sistema elétrico *s* na faixa horária *h* durante sazonalidade e para o ano *t*;
- $Qkvarh^{s}_{BT,f,e,h,t}$ = Quantidade de energia reativa dos consumidores próprios de um nível de tensão BT opção *f* do sistema elétrico *s* na faixa horária h durante sazonalidade e para o ano *t*;
- $\gamma^{e,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- $\gamma^{p,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- σ^{s}_{MT} = 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:

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

- 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 tarifas para cada sistema elétrico s da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{RR^{s}_{CEE,t}}{(1+r_{CEE})^{t}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{\left[\sum_i \sum_f NC^{s}_{i,f,t} * CFC^{s}_{i,f,t}\right]}{(1+r_{CEE})^{t}}$$

- 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;
- $RR^{s}_{CEE,t}$ = Receitas requeridas da atividade de Comercialização de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previstas para o ano *t*;

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

- $CFC^{s}_{i,f}, t$ = 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*;

$$CFC^{s}_{i,f,t} = CMeC^{s}_{i,f} * E^{s}$$

Onde:

4020000 000000

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

- 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*;
- $CMeC^s_{i,f}$= 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 consumidores finais

1. As tarifas para os consumidores finais 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 consumidores finais

	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)
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 respetivos 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 consumidores de Média Tensão

$$Tarifa_{MT,Energia\ Activa} = \underbrace{CE_{e,h,t}}_{\text{Aquisição de energia}} + \underbrace{CESA_{e,h,t}}_{\text{Gestão do sistema}} + \underbrace{(CE_{e,h,t}+CESA_{e,h,t}) * \gamma^e_{AT,t} * (1+\gamma^e_{MT,t})}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{(CE_{e,h,t}+CESA_{e,h,t}) * \gamma^e_{MT,t}}_{\text{Uso de distribuição MT}}$$

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

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Contratada} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\sigma_{AT}) * PPc_{AT,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPc_{MT,t}}_{\text{Uso de distribuição MT}}$$

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Ponta} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * PPp_{AT,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPp_{MT,t}}_{\text{Uso de distribuição MT}}$$

$$Tarifa_{MT,Taxa\ fixa} = \underbrace{CFC_{MT,t}}_{\text{Comercialização}}$$

(ii) Fórmula de Tarifa Aditiva para os consumidores de Baixa Tensão

$$Tarifa_{BT,f,Energia\ Activa} = \underbrace{CE_{e,h,f,t}}_{\text{Aquisição de energia}} + \underbrace{CESA_{e,h,f,t}}_{\text{Gestão do sistema}} + \underbrace{(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{AT,t} * (1+\gamma^e_{MT,t}) * (1+\gamma^e_{BT,t})}_{\text{Uso de transporte}}$$

$$\underbrace{+(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{MT,t} * (1+\gamma^e_{BT,t})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{BT,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Energia\ Reactiva} = \underbrace{CR_{BT,e,h,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Potencia\ Contratada} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\gamma^p_{BT,t}) * (1+\sigma_{AT}) * PPc_{AT,f,t}}_{\text{Uso de transporte}}$$

$$\underbrace{+PPc_{MT,f,t} * (1+\gamma^p_{BT,t}) * (1+\sigma_{MT})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPc_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Potencia\ Ponta} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\gamma^p_{BT,t}) * PPp_{ATf,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPp_{MT,f,t} * (1+\gamma^p_{BT,t})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPp_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

Artigo 34º

Tarifa para consumidores qualificados

1. As tarifas para os consumidores qualificados resultam da adição de diferentes tarifas a saber:

a)Tarifas de gestão do sistema;

b)Tarifas de uso da rede de transporte;

c)Tarifas de uso da rede de distribuição.

2. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica são livremente pactuados entre esses consumidores e produtores.

(iii) Fórmula de Tarifa Aditiva para os consumidores qualificados de Média Tensão

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

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

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Contratada} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\sigma_{AT}) * PPc_{AT,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPc_{MT,t}}_{\text{Uso de distribuição MT}}$$

$$Tarifa_{MT,Potencia\ Ponta} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * PPp_{AT,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPp_{MT,t}}_{\text{Uso de distribuição MT}}$$

1. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica são livremente pactuados entre esses consumidores e produtores.

(iv) Fórmula de Tarifa Aditiva para os consumidores qualificados de Baixa Tensão

$$Tarifa_{BT,f,Energia\ Activa} = \underbrace{CESA_{e,h,f,t}}_{\text{Gestão do sistema}} + \underbrace{(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{AT,t} * (1+\gamma^e_{MT,t}) * (1+\gamma^e_{BT,t})}_{\text{Uso de transporte}}$$

$$\underbrace{+(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{MT,t} * (1+\gamma^e_{BT,t})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{(CE_{e,h,f,t}+CESA_{e,h,f,t}) * \gamma^e_{BT,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Energia\ Reactiva} = \underbrace{CR_{BT,e,h,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Potencia\ Contratada} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\gamma^p_{BT,t}) * (1+\sigma_{AT}) * PPc_{AT,f,t}}_{\text{Uso de transporte}}$$

$$\underbrace{+PPc_{MT,f,t} * (1+\gamma^p_{BT,t}) * (1+\sigma_{MT})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPc_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

$$Tarifa_{BT,f,Potencia\ Ponta} = \underbrace{(1+\gamma^p_{MT,t}) * (1+\gamma^p_{BT,t}) * PPp_{ATf,t}}_{\text{Uso de transporte}} + \underbrace{PPp_{MT,f,t} * (1+\gamma^p_{BT,t})}_{\text{Uso de distribuição MT}} + \underbrace{PPp_{BT,f,t}}_{\text{Uso de distribuição BT}}$$

1. Os preços de aquisição e de comercialização de energia elétrica são livremente pactuados entre esses consumidores 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:

$$CONV^s_t = CONVRR^s_{Aquis,t} + CONVRR^s_{URT,t} + CONVRR^s_{URD,t} + CONVRR^s_{CEE,t}$$

Onde:

- $CONVRR^s_{Aquis,t}$= Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*:

$$CONVPR^s_{Aquis,t} = \sum_e \sum_h (CE_{e,h,t} - CE^s_{e,h,t}) * QkWh^s_{Aquis,e,h,t}$$

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

- $CE_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária *h* para o ano *t*;
- $CE^{s}_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária *h* do sistema elétrico *s* prevista para o ano *t*;
- $QkWh^{s}_{Aquis,e,h,t}$ = Quantidade de kWh adquirida no sistema elétrico *s* durante a sazonalidade e na faixa horária *h* para o ano *t*;
- $CONVRR^{s}_{URT,t}$= Sobrecusto da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*:

$$CONVRR^{s}_{URT,t} = Pc^{s}_{AT,t} * (PPc_{AT,t} - PPc^{s}_{AT,t}) + Pp^{s}_{AT,t} * (PPp_{AT,t} - PPp^{s}_{AT,t}) + \sum_{e}\sum_{h}\left((CE_{e,h,t} - CE^{s}_{e,h,t}) * QkWh^{s}_{AT,e,h,t} * \gamma^{e,s}_{AT,t} + (CR_{AT,e,h,t} - CR^{s}_{AT,e,h,t}) * Qkvarh^{s}_{AT,e,h,t}\right) + \sum_{i}\sum_{f} Pp^{s}_{i,f,t} * \prod_{j}(1+\gamma^{p,s}_{j,t}) * \left((PPp_{AT,f,t} - PPp^{s}_{AT,f,t}) + (1+\sigma^{s}_{AT}) * (PPc_{AT,f,t} - PPc^{s}_{AT,f,t})\right) + \sum_{i}\sum_{f}\sum_{e}\sum_{h}(CE_{e,h,f,t} - CE^{s}_{e,h,f,t}) * \gamma^{e,s}_{AT,t} * QkWh^{s}_{i,e,h,f,t} * \prod_{j}(1+\gamma^{e,s}_{j,t})$$

- $Pc^{s}_{AT,t}$ = Potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano *t*;
- $PPc_{AT,t}$ = Tarifa de potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão AT para o ano *t*;
- $PPc^{s}_{AT,t}$ = Tarifa de potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $Pp^{s}_{AT,t}$ = Potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $PPp_{AT,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão AT para o ano *t*;
- $PPp^{s}_{AT,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de consumidores 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*;
- $CE^{s}_{e,h,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária *h* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $QkWh^{s}_{i,e,h,t}$ = Quantidade de energia ativa vendida a consumidores próprios de um nível de tensão i do sistema elétrico *s* na faixa horária *h* durante sazonalidade e para o ano *t*;
- $\gamma^{e,s}_{j,t}$ = 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 na faixa horária h* durante sazonalidade *e* para o ano *t* ;
- $CR^{s}_{AT,e,h,t}$ = Tarifa de energia reativa para *AT na faixa horária h* durante sazonalidade *e* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $Qkvarh^{s}_{AT,e,h,t}$ = Quantidade de energia reativa dos consumidores próprios de um nível de tensão AT do sistema elétrico *s* faixa na horária *h* durante sazonalidade e para o ano *t*;
- $Pp^{s}_{i,f,t}$ = Potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* para o ano t;
- $\gamma^{p,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t;*
- $PPp_{At,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de consumidores BT opção *f* medida em um nível de tensão AT para o ano *t*;
- $PPp^{s}_{At,f,t}$ = Tarifa de potência em horas de ponta de consumidores BT opção *f* medida em um nível de tensão AT do sistema elétrico s para o ano *t*;
- σ^{s}_{AT} = Relação entre potência em horas de ponta e potência contratada AT do sistema elétrico *s* medida pelo fator de simultaneidade;
- $PPc_{At,f,t}$ = Tarifa de potência contratada de consumidores BT opção *f* medida em um nível de tensão AT para o ano *t*;
- $PPc^{s}_{At,f,t}$ = Tarifa de potência contratada de consumidores 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 em BT *f* para o ano *t*;
- $CE^{s}_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária *h* opção em BT *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $QkWh^{s}_{i,e,h,t}$ = Quantidade de energia ativa vendida a consumidores próprios de um nível de tensão *i* do sistema elétrico *s* na faixa horária *h* durante sazonalidade e para o ano t*;*

$\gamma^{e,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;

- $CONVRR^{s}_{UDT,t}$= Sobrecusto da atividade de Uso da Rede de Distribuição do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*:

$$CONVRR^{s}_{UDT,t} = Pc^{s}_{MT,t} * \left(PPc_{MT,t} - PPc^{s}_{MT,t}\right) + Pp^{s}_{MT,t} * \left(PPp_{MT,t} - PPp^{s}_{MT,t}\right) + \sum_{e}\sum_{h}\left((CE_{e,h,t} - CE^{s}_{e,h,t}) * QkWh^{s}_{MT,e,h,t} * \gamma^{e,s}_{MT,t} + (CR_{MT,e,h,t} - CR^{s}_{MT,e,h,t}) * Qkvarh^{s}_{MT,e,h,t}\right) + \sum_{f}\left(Pp^{s}_{BT,f,t} * \left(1+\gamma^{p,s}_{BT,t}\right) * \left((PPp_{MT,f,t} - PPp^{s}_{MT,f,t}) + (1+\sigma^{s}_{MT}) * (PPc_{MT,f,t} - PPc^{s}_{MT,f,t})\right)\right) + \sum_{f}\sum_{e}\sum_{h}\left((CE_{e,h,f,t} - CE^{s}_{e,h,f,t}) * \gamma^{e,s}_{MT,t} * QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t} * \left(1+\gamma^{e,s}_{BT,t}\right)\right) + Pc^{s}_{BT,f,t} * (PPc_{BT,f,t} - PPc^{s}_{BT,f,t}) + Pp^{s}_{BT,f,t} * (PPp_{BT,f,t} - PPp^{s}_{BT,f,t}) + \sum_{e}\sum_{h}\left((CE_{e,h,f,t} - CE^{s}_{e,h,f,t}) * QkWh^{s}_{BT,e,h,f,t} * \gamma^{e,s}_{MT,t} + (CR_{BT,e,h,f,t} - CR^{s}_{BT,e,h,f,t}) * Qkvarh^{s}_{BT,e,h,f,t}\right)$$

- $Pc^{s}_{i,f,t}$ = Potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* para o ano t;
- $PPc_{i,f,t}$ = Tarifa da potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* para o ano *t*;
- $PPc^{s}_{i,f,t}$ = Tarifa da potência contratada de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $Pp^{s}_{i,f,t}$ = Potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $PPp_{i,f,t}$ = Tarifa potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* para o ano *t*;
- $PPp^{s}_{i,f,t}$ = Tarifa potência em horas de ponta de consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CE^{s}_{e,h,t}$ = 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*;
- $QkWh^{s}_{i,e,h,f,t}$ = Quantidade de energia ativa vendida a consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* na faixa horária *h* durante sazonalidade e para o ano *t*;
- $\gamma^{e,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de energia ativa do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- $CR^{s}_{i,e,h,f,t}$ = 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*;
- $Qkvarh^{s}_{i,e,h,f,t}$ = Quantidade de energia reativa dos consumidores próprios de um nível de tensão *i* opção *f* do sistema elétrico *s* faixa horária *h* durante sazonalidade e para o ano t*;*
- $\gamma^{p,s}_{j,t}$ = Fator de ajustamento para perdas de potência em horas de ponta do sistema elétrico *s* para nível de tensão *j* no ano *t*;
- σ^{s}_{MT} = 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*;
- $CE^{s}_{e,h,f,t}$ = Tarifa de Energia Elétrica para a sazonalidade e na faixa horária *h* opção em BT *f* do sistema elétrico *s* para o ano *t*;
- $CONVRR^{s}_{CEE,t}$ = Sobrecusto da atividade de comercialização do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*;

$$CONVRR^{s}_{CEE,t} = \sum_{i}\sum_{f} NC^{s}_{i,f,t} * (CFC_{i,f,t} - CFC^{s}_{i,f,t})$$

- $NC^{s}_{i,f,t}$= *Número de clientes para o nível de tensão i na tarifa f do sistema elétrico s para o ano t;*
- $CFC^{s}_{i,f,t}$ = 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 recebem 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:

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

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

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

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

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

Onde:

- $CONVRR^{s}_{Aquis,mês}$= Sobrecusto mensal previsto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico s;
- $CONVRR^{s}_{URT,mês}$= Sobrecusto mensal previsto da atividade de Uso da Rede de Transporte em AT do sistema elétrico s;
- $CONVRR^{s}_{URD,mês}$= Sobrecusto mensal previsto da atividade de Uso da Rede de Distribuição do sistema elétrico s;
- $CONVRR^{s}_{CEE,mês}$= 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 registar os comentários dos operadores; em seguida, deve organizar uma audiência pública para apresentar os resultados dessas consultas e registar os 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;

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 registar 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 controlo 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 $CE^{s}_{e,h,t}$ é reajustada no início de cada ano t+1 da seguinte forma:

i. Quantidade de kWh adquirido no sistema elétrico *s* observada no ano *t*: $QkWhO^{s}_{Aquis,t}$;

ii. Custo de energia elétrica do sistema elétrico *s* observado no ano *t*: $CIPPO^{s}_{t}$;

Onde

- $CIPPO^{s}_{t}$= Custo de aquisição de energia elétrica dos produtores 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*: $QkWhEVIVO^{s}_{Prod,w,t}$;

iv. Estimação dos volumes de combustível necessários no sistema elétrico *s* para cobrir $QkWhEVIVO^{s}_{Prod,w,t}$ no ano *t*:

$$VC^{s}_{w,t} = QkWhEVIVO^{s}_{Prod,w,t} * EF^{s}_{w}$$

Onde

- $VC^{s}_{w,t}$= volume de combustível eficiente expresso na unidade de medida relevante da central termelétrica *w* observado no ano *t*;
- EF^{s}_{w}=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*: $PE^{s}_{w,t}$;

vi. Estimação de custo de combustível eficiente do sistema elétrico *s* no ano *t*:

$$CCO^{s}_{CPEVIV,t} = \sum_{w} VC^{s}_{w,t} * PE^{s}_{w,t}$$

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

$$VCA^{s}_{w,t} = QkWhEVIVO^{s}_{Prod,w,t} * EFA^{s}_{w}$$

Onde

- $VCA^{s}_{w,t}$= volume dos lubrificantes e outros fluídos expresso na unidade de medida relevante da central termelétrica *w* observado no ano *t*;
- EFA^{s}_{w}=consumo específico eficiente dos lubrificantes e outros fluídos reconhecido pelo regulador para cada central termelétrica *w*;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

viii. Verificação dos preços observados dos lubrificantes e outros fluídos utilizados por cada central termelétrica *w* do sistema elétrico *s* no ano t: $PA^s_{w,t}$;

ix. Estimação de custo dos lubrificantes e outros fluídos eficientes do sistema elétrico *s* no ano *t*:

$$CCAO^s_{CPEVIV,t} = \sum_w VCA^s_{w,t} * PA^s_{w,t}$$

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

$$CNOCO^s_{Aquis,t} = CIPPO^s_t + CCO^s_{CPEVIV,t} + CCAO^s_{CPEVIV,t}$$

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:

$$CCC^s_{Aquis,t} = \left(CO^s_{CPEVIV,t} + CO^s_{Aquis,t} + Amt^s_{CPEVIV,t} + Act^s_{CPEVIV,t} * r_{Prod} + T^s_{CPEVIV,t} + Amt^s_{Aquis,t} + Act^s_{Aquis,t} * r_{Aquis} + T^s_{Aquis,t}\right) * \frac{IPC_t}{IPC_0} * \left(1 - X_{Aquis}\right)$$

Onde

- $CO^s_{CPEVIV,t}$= Outros custos operacionais das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*;
- $Amt^s_{CPEVIV,t}$= Depreciação do ativo imobilizado das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*;
- $Act^s_{CPEVIV,t}$= 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;
- $T^s_{CPEVIV,t}$= Imposto sobre a renda da produção das centrais existentes da empresa verticalmente integrada do sistema elétrico *s* previsto para o ano *t*;
- $CO^s_{Aquis,t}$= Custos operacionais da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s* previstos para o ano *t*;
- $Amt^s_{Aquis,t}$= Depreciação do ativo imobilizado da gestão da atividade de Aquisição de Energia Elétrica do sistema elétrico *s*, previsto para o ano *t*;
- $Act^s_{Aquis,t}$= 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;
- $T^s_{Aquis,t}$= 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 $RRO^s_{Prod,t}$:

$$RRO^s_{Aqis,t} = CCC^s_{Aquis,t} + CNOCO^s_{Aquis,t}$$

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

$$CorrC^s_{Aquis,t} = RRO^s_{Aquis,t} - \sum_e \sum_h CE_{e,h,t} * QkWh_{Prod,e,h,t}$$

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: $VarC^s_{Aquis,t}$

$$VarC^s_{Aquis,e,h,t} = \frac{CorrC^s_{Aquis,t}}{\sum_e \sum_h CE_{e,h,t} * QkWh_{Aquis,e,h,t+1}}$$

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: $CE^s_{e,h,t+1}$

$$CE^s_{e,h,t+1} = CE^s_{e,h,t} * \left(1 + VarC^s_{Aquis,e,h,t}\right)$$

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

$$VarC_{Aquis,e,h,t} = \frac{\sum_s CorrC^s_{Aquis,t}}{\sum_s \sum_e \sum_h \left(CE^s_{e,h,t} * QkWh^s_{Aquis,e,h,t+1}\right)}$$

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: $CE_{e,h,t+1}$

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

Artigo 42º

Ajuste da Tarifa de Gestão do Sistema

1. A tarifa de Energia do sistema elétrico s $CESA^s_{e,h,t}$ é reajustada no início de cada ano t+1 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_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*;

Artigo 43º

Ajuste da Tarifa de Uso da Rede

1. As tarifas de uso da Rede é reajustadas no início de cada ano t+1 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 tarifas de comercialização são reajustadas no início de cada ano t+1 da seguinte forma:

$$CFC_{i,f,t+1} = CFC_{i,f,t} * \frac{IPC_t}{IPC_0} * (1 - X_{Com})$$

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*;

4020000 000000

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

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 são 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 contabilísticas e financeiras

1. As concessionárias do transporte e distribuição devem apresentar a cada ano à ARME as seguintes informações:

a) Contas reguladas:

I. As concessionárias de transporte e distribuição devem enviar à ARME, até 1° 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 subconcessinárias de transporte e distribuição devem enviar à ARME, até 1° 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 1° 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) Balanço 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;

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 contabilísticas 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 contabilística 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

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

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

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

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.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

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.

ANEXO II da Deliberação nº 50/CA/2021

Regulamento de Despacho do Setor Elétrico

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES GERAIS

Secção I

Princípios e disposições gerais

Artigo 1º

Objeto

1. O presente regulamento, tem por objeto estabelecer:

a) As condições que permitam ao gestor técnico do sistema a gestão dos fluxos de eletricidade nas redes, assegurando a sua inter-operacionalidade com as redes a que esteja ligada, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação.

b) As condições em que o gestor técnico do sistema monitoriza as indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitoriza fontes de armazenamento de energia, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

c) A garantia do acesso dos operadores das redes à informação das características técnicas das instalações ligadas às mesmas, que os habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.

d) As condições para a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, mediante a contratação e mobilização de serviços de sistema.

2. As disposições constantes neste regulamento estão de acordo com o Capitulo XII do Decreto-lei n.º 54/99, de 30 de Agosto, com a redação que lhe é dada pelo Decreto-lei n.º 14/2006, de 20 de Fevereiro, que institui à Agencia de Regulação o estabelecimento de regulamentos relativos à operação, despacho e otimização das redes (Regulamento de Despacho) numa base de não discriminação e respeito pela equidade de direitos e obrigações, principalmente através da atividade de gestão técnica do sistema elétrico de serviço publico.

Artigo 2º

Âmbito de aplicação

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento as seguintes entidades:

a) Os Consumidores;

b) Os Operadores das redes;

c) Os Produtores independente;

d) Os Produtores em regime especial;

e) Os Autoprodutores.

Artigo 3º

Siglas e definições

1. No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) ARME: Agência Reguladora dos Serviços Energéticos;

b) AT: alta tensão em concordância com o CRECV;

c) BT: baixa tensão em concordância com o CRECV;

d) CRECV: Código de Rede Elétrica de Cabo Verde;

e) MT: média tensão em concordância com o CRECV;

f) SEP: Sistema Elétrico Público;

2 - Para efeitos do presente regulamento entende-se por:

a) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica por contratação bilateral, designadamente: produtor independente, produtor em regime especial, autoprodutor e grande consumidor ou consumidor qualificado;

b) Banda de regulação secundária - margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir, de acordo com os tempos e contribuições estabelecidos no Manual de Procedimentos de Gestão do Sistema;

c) Consumidor - entidade que recebe energia elétrica para utilização própria;

d) Contrato de uso das redes - contrato que tem por objeto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;

e) Contrato bilateral físico - contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a colocar na rede e a outra a receber a energia elétrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato;

f) Deslastre de carga - interrupção da alimentação de alguns consumos de energia elétrica, com o objetivo de preservar o funcionamento do sistema elétrico, em condições aceitáveis de tensão e frequência;

g) Distribuição - veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

h) Gestor Técnico do sistema: Entidade titular de concessão, subconcessão, licença ou nomeada pela ARME, ao abrigo da qual é autorizada a prestar serviços de Gestão Técnica dos sistemas elétrico de serviço público nos pontos de ligação às redes de energia elétrica, dos trânsitos de energias elétrica das instalações de produção em alta, média e baixa tensão e dos consumidores ligados às redes de energia;

i) Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica;

j) Casos Fortuitos ou de Força Maior: adota-se a mesma definição do que no regulamento de Qualidade de Serviço;

k) Interligação - ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes para trocas de energia elétrica;

l) Interruptibilidade: regime de contratação de energia elétrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança de cada sistema elétrico;

m) Operador da rede – Entidade titular de concessão, subconcessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a prestar os serviços de transporte e ou de distribuição de energia elétrica em alta, média e baixa tensão em regime de serviço público aos clientes que a requeiram e que preencham os requisitos legais para o efeito;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

n) Ordem de mérito – Lista ordenada de preços/custos associados a patamares de potência ativa em cada grupo ou central;

o) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;

p) Período de indisponibilidade - período em que o funcionamento de uma instalação ou de um equipamento fique total ou parcialmente limitado, abreviadamente designado por indisponibilidade;

q) Ponto de ligação - ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações;

r) 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;

s) Autoprodutores - qualquer pessoa coletiva pública ou privada ou pessoa individual que produza energia elétrica maioritária e prioritariamente para uso próprio, devidamente licenciada para o efeito através de regime específico de acesso e de remuneração, relativos à energia remanescente entregue à rede de transporte ou de distribuição;

t) Produtor independente - entidade autorizada a produzir energia elétrica, devidamente licenciada para o efeito através de regime específico de acesso e de remuneração, para entrega à rede de transporte ou de distribuição;

u) Receção de energia elétrica - entrada física de energia elétrica na rede pública;

v) Regulação primária de frequência – função automática descentralizada do regulador de velocidade do motor ou turbina para ajustar a potência do gerador, em resultado de um desvio de frequência;

w) Reserva de regulação - variação máxima de potência a subir ou a baixar dos grupos do sistema e do programa na interligação, que pode ser mobilizada no horizonte da programação da exploração em vigor;

x) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço;

a) Transporte - veiculação de energia elétrica através de redes em alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes consumidores ou consumidores qualificados, mas sem incluir a comercialização;

y) Unidade física - grupos térmicos ou centrais;

z) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações; e

aa) Utilizador das redes - Cliente, Agentes de mercado, Comercializador de Serviço Público, Produtor em regime ordinário, ou Produtor em regime especial nos termos previstos na legislação, que está sujeito à obrigação de celebrar um Contrato de Uso das Redes.

Artigo 4º

Prazos

1. Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2. Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do artigo 279º do Código Civil.

3. Os prazos fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5º

Gestão do Sistema

1. A atividade de Gestão do Sistema compete à entidade titular de concessão, subconcessão, licença ou nomeada pela ARME, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de Gestão Técnica global desse sistema.

2. Cada Gestor técnico do Sistema assegura a coordenação do funcionamento das instalações do sistema elétrico adstrito a ele e das instalações ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, as seguintes atribuições:

a) A coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o sistema elétrico por forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado, a segurança e a continuidade de abastecimento de energia elétrica;

b) A gestão dos serviços de sistema incluindo a contratação de serviços mediante aprovação prévia da ARME;

c) A gestão dos mecanismos de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor;

d) As liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta atividade, incluindo a liquidação dos desvios;

e) A receção da informação das entidades produtoras de qualquer tipo, sistemas de armazenamento e entidades com contratos bilaterais, relativamente aos factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais

3. As atribuições referidas na alínea *a*) do número anterior incluem, nomeadamente:

a) Coordenação do funcionamento do SEP, incluindo a gestão das interligações em AT e MT e a consumidores ligados diretamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e qualidade de serviço estabelecidos;

b) Coordenação das indisponibilidades dos centros electroprodutores e monitorização das cotas dos sistemas de armazenamento, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros electroprodutores e propor, às entidades responsáveis, reservas mínimas para os sistemas de armazenamento e verificar o seu cumprimento;

c) Verificação técnica da operação do sistema elétrico, após recebidas as informações relativas aos programas de produção e de consumo de todas as entidades;

d) Gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a resolução de congestionamentos;

e) Previsão da utilização dos equipamentos de produção, do nível de penetração dos renováveis e do nível das cotas dos sistemas de armazenamento, a garantia de segurança de abastecimento, e a segurança da operação no curto e no médio prazo.

4. As atribuições referidas na alínea *b*) do número 2 incluem, nomeadamente:

a) Gestão dos serviços de sistema necessários ao equilíbrio entre produção e consumo e à operação em segurança do sistema elétrico;

b) Identificação das necessidades de serviços de sistema; e

c) Gestão da contratação de serviços de sistema através de mecanismos eficientes, transparentes e competitivos, que possibilitem a participação da produção e do consumo, que assegurem a operação a mínimo custo.

Artigo 6º

Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema

1. Considerando o disposto no presente regulamento e no Regulamento de Relações Comerciais, o Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve, designadamente, detalhar as seguintes matérias:

a) Critérios de segurança e de funcionamento do SEP;

b) Programação e verificação técnica da exploração;

c) Informação necessária para a gestão do sistema incluindo a informação relativa às comunicações de concretização de contratos bilaterais;

d) Informação a transmitir e a receber de todas as entidades participantes conectadas às redes de AT e MT;

e) Estabelecimento de planos de segurança, nomeadamente planos de salvaguarda, planos de deslastre de carga e planos de reposição do serviço;

f) Ativação de contratos de interruptibilidade.;

g) Gestão e contratação de serviços de sistema;

h) Disposições relativas à participação do consumo e da produção habilitados a participar no mercado de serviços de sistema;

i) Verificação da garantia de abastecimento e da segurança da operação no curto e médio prazo;

j) Indisponibilidade das redes, de unidades de produção e de sistemas de armazenamento;

k) Gestão das interligações;

l) Informação das características técnicas das instalações ligadas às redes de transporte ou às redes de distribuição que possibilitam a realização de análises e estudos necessários para o desempenho da gestão do sistema;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

m) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação;

n) Cálculo, valorização e liquidação das energias de desvio dos agentes de mercado.

o) Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e condições a integrar no respetivo contrato de adesão;

p) Tipificação das situações excecionais e dos procedimentos a adotar;

q) Informação a tornar pública pelo gestor técnico do sistema relativamente a factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;

r) Descrição funcional dos sistemas informáticos utilizados; e

s) Matérias sujeitas a definição em Avisos a publicar pelo gestor técnico do sistema, nos termos do número 2.

2. O gestor técnico do sistema pode proceder à publicação de Avisos de concretização das matérias que entenda constituírem detalhe operacional, desde que essas matérias sejam objeto de identificação no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema e os Avisos em causa sejam previamente aprovados pela ARME.

3. Os Avisos previstos nos números anteriores, ainda que publicados autonomamente, consideram-se parte integrante do Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

4. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema é aprovado pela ARME, na sequência de proposta a apresentar pelo gestor técnico do sistema, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do presente Regulamento.

5. A ARME, por sua iniciativa, ou mediante proposta do gestor técnico do sistema pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ARME.

6. Os gestores técnicos dos sistemas deve disponibilizar a versão atualizada do Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, nomeadamente na sua página da Internet.

7. As entidades a quem se aplique o Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema devem cumprir as suas disposições, designadamente prestando ao Gestor Técnico do Sistema toda a informação com impacte na exploração do sistema e na coordenação de indisponibilidades.

Artigo 7º

Sistemas informáticos e de comunicação do Gestor Técnico do Sistema

1. Os gestores técnicos do sistema devem manter operacionais os sistemas informáticos e de comunicação afetos ao Gestor Técnico do Sistema, designadamente os que asseguram a exploração do sistema e a sua simulação.

2. Os gestores técnicos do sistema devem dar conhecimento à ARME de qualquer acesso do exterior aos sistemas previstos no número anterior.

3. Os gestores técnicos devem impedir qualquer transmissão de informação com as restantes funções ou atividades da entidade concessionária ou subconcessionária a que faz parte, fora dos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de critérios adequados de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afetos ao gestor do sistema.

4.A proposta de Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema a apresentar à ARME por cada gestor técnico deve contemplar soluções concretas que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

Secção II

Princípios gerais da gestão do sistema

Artigo 8º

Princípios gerais

1. O exercício por cada gestor técnico do sistema da atividade de Gestão Técnica do Sistema está sujeito à observância dos seguintes princípios:

a) Salvaguarda do interesse público;

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

c) Não discriminação;

d) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria;

e) Independência e separação funcional das restantes atividades ou funções da entidade que o gestor técnico faz parte.

2. A aplicação das regras estabelecidas no presente Regulamento tem como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos no Decreto-lei n.º 54/99 de 30 de agosto, com as mudanças dadas pelo Decreto-lei n.º 14/2006, de 20 de fevereiro.

Artigo 9º

Segurança e qualidade de serviço

Os gestores técnicos do sistema, no desempenho da atividade de Gestão do Sistema, devem respeitar critérios que assegurem a manutenção de níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados, em conformidade com o disposto no presente Regulamento, no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, no Regulamento da Qualidade de serviço e nas recomendações técnicas e melhores práticas internacionais aplicáveis.

CAPÍTULO II

PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

Artigo 10º

Programa diário base de funcionamento

1. O Gestor Técnico de cada Sistema devem elaborar o programa diário base de funcionamento, observando os níveis de segurança e qualidade de serviço regulamentares, tendo em conta:

a) O programa diário base e ordem de mérito;

b) Os contratos bilaterais físicos, comunicados pelos agentes de mercado;

c) O parque gerador próprio das concessões ou subconcessão;

d) Os sistemas de armazenamento de energia; e

e) As previsões de demanda preparadas por cada gestor técnico.

2. As entidades envolvidas devem enviar os programas e contratos referidos no número anterior, bem como as respetivas repartições por unidades físicas nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema, por forma a permitir que este elabore o programa diário base de funcionamento, que deve discriminar a energia elétrica total e a energia elétrica a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, bem como a energia elétrica importada ou exportada através das interligações, em cada hora.

Artigo 11º

Critérios de segurança

1. O Gestor Técnico do Sistema é responsável pelo estabelecimento de critérios de segurança para a exploração do sistema elétrico, com base, nomeadamente, nos seguintes valores:

a) Potência admissível nos transformadores, autotransformadores e linhas das redes, incluindo as interligações; e

b) Níveis mínimos de reserva para a regulação de frequência-potência.

2. A metodologia para o estabelecimento dos critérios de segurança e os valores referidos no número anterior, bem como os mecanismos de divulgação, são estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

3. O Gestor Técnico do Sistema pode alterar os valores estabelecidos, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema, sempre que ocorram condicionalismos de exploração que justifiquem a sua alteração.

4. O Gestor Técnico do Sistema deve divulgar as alterações, bem como os motivos dessa atuação.

Artigo 12º

Verificação técnica do programa diário base de funcionamento

1. O Gestor Técnico do Sistema deve verificar a exequibilidade técnica do programa diário base de funcionamento respeitando os critérios definidos nos termos do artigo anterior.

2. Sempre que a referida verificação técnica a tal obrigue, o Gestor Técnico do Sistema deve introduzir as modificações necessárias no programa diário base de funcionamento, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 13º

Programa diário viável e programa previsional de reserva

1. Concluída a verificação técnica, o Gestor Técnico do Sistema deve elaborar o programa diário viável, que, a partir do programa diário base de funcionamento e do programa previsional de compra a Produtores em Regime Especial, deve discriminar a energia elétrica total e a energia elétrica média a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, bem como os valores de reserva secundária atribuída e a energia elétrica importada ou exportada através das interligações, em cada hora.

2. Após finalizar o programa diário viável, o Gestor Técnico do Sistema deve enviar às entidades envolvidas os programas respetivos, bem como as eventuais alterações introduzidas.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

3. Elaborado e divulgado o programa diário viável, o Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer um programa previsional de reserva, simulando a mobilização ou desmobilização de produção e consumo habilitados a participar de serviços de sistema, de forma a assegurar a cobertura do consumo do SEP por si previsto nas condições de segurança estabelecidas no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 14º

Programa de despacho ou programa horário final

1. O Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer o programa de despacho ou programa horário final, incorporando no programa diário viável os ajustes resultantes da mobilização ou desmobilização de produção e consumo necessários, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

2. Após finalizar o programa de despacho ou programa horário final, o Gestor Técnico do Sistema deve enviar às entidades envolvidas os programas respetivos.

Artigo 15º

Modificações ao programa horário final

1. O Gestor Técnico do Sistema pode alterar o programa horário final, sempre que ocorram alterações imprevisíveis aos pressupostos que serviram de base à sua elaboração, como sejam alterações de topologia das redes motivadas por incidentes, indisponibilidades fortuitas de grupos geradores, alterações na evolução do consumo ou na produção em regime especial, ou mediante solicitação dos produtores, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

3. O Gestor Técnico do Sistema deve elaborar diariamente o programa horário operativo efetuado, decorrente do programa horário final e das alterações nele introduzidas previamente à operação em tempo real.

4. As modificações ao programa horário final devem ser devidamente justificadas, sendo facultadas as justificações às entidades envolvidas sempre que solicitado, através do envio das informações relativas ao programa em causa, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

CAPÍTULO III

EXPLORAÇÃO DO SISTEMA EM TEMPO REAL

Secção I

Disposições gerais

Artigo 16º

Noção e âmbito

1. A exploração do sistema em tempo real é assegurada através do controlo e operação do sistema elétrico.

2. O controlo do sistema em tempo real, baseado na permanente monitorização do seu estado de funcionamento, visa os seguintes objetivos:

a) A manutenção ou reposição dos valores de tensão, frequência e trânsitos de energia dentro dos limites estabelecidos, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares;

b) A permanente confrontação das condições efetivas de exploração do sistema e, se necessário, a modificação do programa horário operativo estabelecido; e

c) A deteção e diagnóstico tempestivo de incidentes ou de situações passíveis de colocar em risco a segurança do sistema elétrico e a identificação de medidas tendentes a minimizar o impacto da sua ocorrência, nomeadamente nos casos em que possa estar em causa a continuidade do abastecimento de energia elétrica.

3. A operação do sistema em tempo real consiste na execução das manobras decorrentes das decisões tomadas na fase de controlo.

Artigo 17º

Participação na exploração do sistema

1. As entidades com instalações ligadas às redes em AT e MT devem prestar ao Gestor Técnico do Sistema toda a informação relevante que o habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções, nomeadamente através do preenchimento da base de dados estrutural do sistema elétrico, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

2. As entidades abrangidas pelo presente regulamento devem prestar assistência permanente, na sua esfera de competência, à exploração do sistema, devendo, em especial, manter o Gestor Técnico do Sistema tempestivamente informado das condições de funcionamento das suas instalações, de acordo com o estipulado no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

3. O Gestor Técnico do Sistema deve coordenar a exploração do sistema elétrico com as entidades nacionais relevantes.

4. Todas as entidades abrangidas pela aplicação do presente regulamento devem participar na exploração do sistema, designadamente:

a) Cumprindo as disposições estabelecidas no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema;

b) Operando e assegurando a manutenção das respetivas instalações;

c) Executando as instruções de despacho, exceto em condições excecionais em que considerem haver risco para a segurança de pessoas ou bens; e

d) Atuando, no âmbito das suas competências, na reposição de serviço em caso de incidente.

5. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve identificar as situações que possam constituir exceção ao cumprimento do disposto no número anterior.

Artigo 18º

Acesso às instalações dos utilizadores das redes

1. O Gestor Técnico do sistema pode solicitar a colocação dos equipamentos considerados necessários à exploração eficiente do sistema elétrico, nas instalações dos utilizadores das redes mediante acordo entre as partes.

2. Os utilizadores das redes devem facultar o acesso às suas instalações por parte dos técnicos designados pelo Gestor Técnico do sistema para as ações relacionadas com a:

a) Comprovação das características de equipamentos;

b) Manutenção de equipamentos de propriedade do Gestor Técnico do sistema; e

c) Realização de ensaios com vista a:

i. Comprovar a disponibilidade declarada pelas instalações de produção sujeito a despacho, tanto no domínio da potência ativa, como dos parâmetros dinâmicos;

ii. Analisar o impacto nas redes do funcionamento das instalações, nomeadamente na análise do teor harmónico, funcionamento e regulação de proteções e sistemas automáticos de exploração; e

iii. Introduzir alterações no modo de funcionamento das redes.

Artigo 19º

Variáveis de controlo e segurança

1. Das variáveis que permitem supervisionar o estado de funcionamento das redes, destacam-se a frequência, a tensão, o desvio angular, a intensidade de corrente, a potência ativa, a potência aparente e a temperatura nos diversos elementos das redes, nomeadamente linhas, autotransformadores, transformadores e aparelhagem associada.

2. Os limites admissíveis das variáveis de controlo e segurança são estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 20º

Comunicações para a exploração do sistema

1. As comunicações para a exploração do sistema devem ser efetuadas exclusivamente em língua portuguesa.

2. Todas as comunicações telefónicas efetuadas ou recebidas nas salas de comando do Gestor Técnico do Sistema devem ser objeto de gravação.

3. As comunicações para a exploração do sistema devem ser objeto de registo em papel, em suporte magnético, em base de dados informática ou sobre qualquer outro suporte acordado entre os interessados, quer pelo Gestor Técnico do Sistema quer pelos seus interlocutores, com identificação destes, indicação de hora confirmada e descrição sucinta do conteúdo.

4. As comunicações para a exploração do sistema podem ser dos seguintes tipos:

a) Instruções de despacho, emitidas pelo Gestor Técnico do Sistema;

b) Avisos recebidos pelo Gestor Técnico do Sistema, designadamente sobre as seguintes matérias:

i. Ensaios;

ii. Funcionamento em regimes especiais;

iii. Indisponibilidades;

iv. Operação de grupos geradores; e

v. Manobras nas redes.

c) Comunicações de ocorrências emitidas pelos produtores, pelo Gestor Técnico do Sistema ou pelo operador das redes; e

d) Informações emitidas pelas entidades abrangidas pela aplicação do presente Regulamento, destinadas à comunicação de factos relevantes para a exploração do SEP.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

Secção II

Medidas de exploração

Artigo 21º

Instruções de despacho

1. Para concretização do programa horário operativo estabelecido, o Gestor Técnico do Sistema deve emitir instruções de despacho.

2. As instruções de despacho podem ser classificadas nas seguintes categorias:

a) Instruções para controlo de potência ativa;

b) Instruções para regulação de tensão;

c) Instruções para realização de manobras nas redes;

d) Instruções para modificação das condições de operação de instalações ou suspensão da modificação; e

e) Instruções extraordinárias de despacho.

3. O Gestor Técnico do Sistema deve emitir as instruções de despacho com uma antecedência que permita a sua execução de acordo com o disposto no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema e, no caso dos grupos geradores, de acordo com os parâmetros dinâmicos declarados.

4. Os consumidores e os produtores habilitados de participar nos serviços do sistema ou sujeitos a despacho devem, nos termos do presente Regulamento, dar cumprimento às instruções de despacho emitidas pelo Gestor Técnico do Sistema.

5. O operador da rede, bem como os produtores, os sistemas de armazenamento e os consumidores ligados à AT, devem executar, com a brevidade possível, as instruções de despacho emitidas pelo Gestor Técnico do Sistema, designadamente as relativas ao deslastre de carga ou produção manual e à ativação de contratos de interruptibilidade, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

6. As entidades referidas no número anterior devem dispor de procedimentos escritos de reposição de serviços a adotar na sequência de incidentes localizados.

7. Em caso de incidente generalizado, as entidades referidas no n. º 5 devem aguardar instruções do Gestor técnico do sistema nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 22º

Modulação da produção

1. O Gestor Técnico do Sistema deve manter o equilíbrio entre a geração o consumo e o programa estabelecido nas interligações de acordo com o programa de despacho ou programa horário final.

2. A modulação da produção deve atender a eventuais restrições de natureza técnica, bem como às restrições de caráter ambiental ou decorrentes da utilização dos locais onde os centros electroprodutores se inserem.

3. Para efeitos do disposto nos números anteriores, o Gestor Técnico do Sistema deve manter registos auditáveis das alterações introduzidas ao programa horário final e das respetivas justificações.

Artigo 23º

Avaliação da segurança da rede

1. O Gestor Técnico do Sistema deve avaliar o nível de segurança da rede em tempo real, de acordo com os critérios definidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema, por forma a permitir a sua atuação sempre que o valor das variáveis de controlo e segurança monitorizadas em qualquer elemento esteja fora dos limites permitidos.

2. Sempre que o Gestor Técnico do Sistema verificar que não se encontra assegurado o nível de segurança desejável de acordo com o referido no artigo anterior, deve modificar o programa horário final ou adotar eventuais medidas extraordinárias de exploração por forma a corrigir a situação, nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 24º

Situações de carência absoluta de energia

1. O Gestor Técnico do Sistema pode decretar a situação de carência absoluta de energia sempre que ocorram situações suscetíveis de colocar em perigo a manutenção de adequados níveis de segurança do sistema elétrico, designadamente:

a) Situações de força maior com origem em causas externas de natureza imprevisível e irresistível;

b) Impossibilidade de dispor de qualquer meio de produção em condições de fazer paralelo em menos de duas horas;

c) Incapacidade de cumprimento das disposições estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço;

d) Insuficiência de banda de regulação secundária e de reserva de regulação; e

e) Insuficiência de reserva de capacidade para controlo de tensão.

2. Sempre que se verifique uma destas situações, o Gestor Técnico do Sistema pode declarar a situação de carência absoluta de energia e ativar os contratos de interruptibilidade e as medidas extraordinárias quando os contratos de interruptibilidade se revelarem insuficiente, definidas no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 25º

Planos de segurança

1. O Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer as medidas preventivas necessárias por forma a evitar a ocorrência de incidentes que provoquem a interrupção do serviço aos utilizadores do sistema elétrico.

2. Para efeitos do número anterior, o Gestor Técnico do Sistema deve antecipar as ocorrências nas redes que possam provocar a ultrapassagem dos limites definidos para os diversos elementos das redes, através da monitorização do sistema elétrico.

3. O Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer esquemas especiais de exploração ou modificar o programa horário final para garantir que os limites referidos no número anterior não sejam ultrapassados.

4. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve conter as disposições relativas aos planos de segurança.

Artigo 26

Gestão de desvios em tempo real

1. Sempre que existirem desvios entre a produção e o consumo, quer por alteração do consumo ou do estado de funcionamento dos grupos geradores colocados no programa horário final, o Gestor Técnico do Sistema deve verificar as necessidades de banda de regulação secundária.

2. Se a modulação da potência nas centrais incluídas no programa horário final originar uma diminuição dos valores disponíveis de banda de regulação secundária exigidos, será necessário mobilizar a reserva de regulação de forma a repor os valores adequados de banda de regulação secundária.

Artigo 27º

Deslastre de carga

1. O deslastre de carga justifica-se como último recurso para preservar o funcionamento do sistema, quer numa ótica local quer do sistema, em condições tecnicamente aceitáveis, e no pressuposto que a reposição da alimentação dos consumos interrompidos deve ser tão rápida quanto possível.

2. O recurso ao deslastre de carga só tem lugar em consequência da ocorrência de acontecimentos excecionais, não enquadráveis nos critérios de segurança normalmente adotados, quer na programação da exploração, quer na exploração do sistema em tempo real, designadamente os que possam resultar de dificuldades de produção ou de transporte ou distribuição, ou da conjugação dos anteriores, nas seguintes condições:

a) Perda simultânea, não programada, de múltiplos elementos da rede de MT ou de redes a ela ligadas;

b) Perda simultânea, não programada, de múltiplos grupos geradores;

c) Perda simultânea, não programada, de um elemento da rede de MT ou de redes a ela ligadas, e de um grupo gerador;

d) Ocorrência de valores anómalos da frequência, da tensão ou da corrente em determinados elementos das redes; e

e) Qualquer situação caracterizada como de força maior.

3. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve identificar, de forma tão completa quanto possível, as situações excecionais ou de emergência referidas no número anterior.

Artigo 28º

Planos de deslastre de carga

1. Compete ao Gestor Técnico do Sistema o estabelecimento e coordenação dos planos de deslastre de carga do sistema elétrico, bem como a sua atualização.

2. Os planos de deslastre de carga referidos no número anterior devem identificar o tipo de deslastre, manual ou automático, objeto do plano e a localização dos dispositivos instalados.

3. Os planos de deslastre de carga automático devem ainda identificar os limiares fixados para as grandezas elétricas observadas.

4. Os planos de deslastre de carga devem ser coordenados com o operador da rede de distribuição.

5. Os planos de deslastre de carga devem ser estabelecidos por forma a não afetar consumos essenciais.

6. O plano de deslastre frequencimétrico deve ser coordenado com o plano homólogo do operador da rede do sistema com a qual está interligado.

4020000 000000

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

7. O Gestor Técnico do Sistema deve proceder, periodicamente ou sempre que tal se justifique, à simulação do plano de deslastre frequencimétrico do respetivo sistema, por forma a garantir que os princípios gerais que o suportam permanecem válidos e que os consumos essenciais não são afetados.

8. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve identificar, de forma tão completa quanto possível, os planos de deslastre de carga.

Artigo 29º

Registos de deslastres

1. O Gestor Técnico do Sistema deve manter registos relativos a todas as ocorrências de deslastres de carga.

2. Os registos de deslastres de carga devem conter, designadamente, os seguintes elementos:

a) Zonas afetadas;

b) Datas e horas do início e do fim dos períodos de interrupção da alimentação;

c) Estimativa do valor da energia não fornecida; e

d) Justificação dos deslastres, mencionando explicitamente os valores atingidos pelas grandezas associadas.

3. Sempre que ocorram deslastres de carga, os respetivos registos de deslastres de carga devem ser enviados à ARME.

Artigo 30º

Coordenação do restabelecimento de serviço

1. O Gestor Técnico do Sistema deve manter planos atualizados de reposição de serviço, destinados a serem utilizados no âmbito das suas competências de coordenação do restabelecimento do serviço, na sequência de incidente generalizado.

Artigo 31º

Planos de reposição de serviço

1. O Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer planos que integrem medidas específicas de atuação, para além de dispositivos automáticos de reposição de serviço, com o objetivo de minimizar as consequências para os utilizadores do sistema elétrico após a ocorrência de um incidente.

2. Os planos devem ser acordados com os produtores ou sistemas de armazenamento cujos grupos participam no respetivo plano.

3. Nestes planos devem ser contemplados todos os grupos que disponham do serviço de arranque autónomo, competindo aos respetivos produtores garantir que este serviço se encontra permanentemente operacional.

4. Os protocolos de exploração acordados com o operador das redes devem contemplar a articulação dos planos de reposição de serviço.

5. O Gestor Técnico do Sistema deve, sempre que possível, coordenar os planos de reposição de serviço com o operador das redes com o qual está interligado, por forma a garantir uma rápida reposição após incidentes de âmbito alargado.

CAPÍTULO IV

GESTÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Artigo 32º

Serviços de sistema

1. Os serviços de sistema destinam-se a permitir a exploração do sistema em condições de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

2. Consideram-se serviços de sistema, nomeadamente, os seguintes serviços:

a) Regulação de tensão;

b) Regulação primária de frequência;

c) Manutenção da estabilidade;

d) Banda de regulação secundária;

e) Reserva de regulação;

f) Compensação síncrona;

g) Compensação estática;

h) Interruptibilidade rápida;

i) Arranque autónomo; e

j) Telearranque.

3. Os serviços de sistema referidos nas alíneas *a*), *b*) e *c*) do número anterior são de fornecimento obrigatório pelos produtores e não são passíveis de qualquer remuneração.

4. Os serviços de sistema referidos nas alíneas *d*) e seguintes do n.º 2 são passíveis de remuneração.

5. Para a contratação dos serviços de sistema passíveis de remuneração devem ser estabelecidos mecanismos transparentes e não discriminatórios que promovam a eficiência económica e que possibilitem a participação da produção e do consumo.

Artigo 33º

Necessidades de serviços de sistema

1. Por forma a detetar situações de insuficiência relativamente a determinados serviços de sistema, que pela sua especificidade devam ser contratados bilateralmente, a atividade de Gestão do Sistema deve identificar, até o final do primeiro trimestre do primeiro ano de cada período de regulação, as necessidades de serviços de sistema, a aprovar pela ARME.

2. As necessidades identificadas de cada um dos serviços de sistema passíveis de serem contratados, devem referir claramente as prioridades por localização ou áreas de influência das instalações do operador das redes e as características consideradas para cada serviço a contratar.

Artigo 34º

Mecanismos de contratação de banda de regulação secundária e de reserva do sistema

1. Para que seja possível compensar os desvios de produção e de consumo de energia elétrica é necessário considerar como obrigatório o fornecimento dos serviços de banda de regulação secundária e de reserva de regulação, nomeadamente banda de regulação secundária em todos os grupos geradores dos produtores do SEP que se encontrem disponíveis e equipados para o fornecimento desse serviço.

2. A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade é efetuada com base nos parâmetros dinâmicos dos grupos geradores em serviço nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

3. A mobilização da regulação secundária, através do serviço de telerregulação, é efetuada com base na banda de regulação dos grupos geradores em serviços, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

4. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve instituir os mecanismos de valorização da prestação dos serviços mencionados nos números anteriores.

Artigo 35º

Mecanismos de contratação de outros serviços de sistema

1. O Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema deve instituir mecanismos de contratação de outros serviços de sistema que promovam a eficiência económica e a participação da produção e do consumo.

2. Os agentes de mercado podem também propor medidas que contribuam para o fornecimento de serviços de sistema, podendo propor de igual forma contratos para esse fim.

3. Os contratos estabelecidos no âmbito dos números anteriores são sujeitos à aprovação da ARME.

CAPÍTULO V

VERIFICAÇÃO DA GARANTIA E DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

Artigo 36º

Responsabilidade

Compete ao Gestor Técnico do Sistema verificar a garantia e a segurança da operação no curto e médio prazo.

Artigo 37º

Objetivo

A verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazo consiste, designadamente, na:

a) Elaboração de previsões da utilização dos equipamentos de produção e em especial do uso dos sistemas de armazenamento;

b) Elaboração de previsões do nível máximo de penetração de energias renováveis que assegurem a segurança da operação; e

c) Determinação das Quantidades Anuais Base das centrais com contratos bilaterais residuais nos termos e prazos definidos contratualmente.

Artigo 38º

Condições de monitorização

1. A prossecução dos objetivos referidos no artigo anterior será realizada através de estudos de simulação, tendo em conta diversos cenários de eolicidade, irradiação e qualquer outro insumo de produção sujeito à incerteza e para os consumos e preços de combustíveis previstos, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

2. Os estudos referidos nas alíneas *a*) e *b*) do artigo anterior terão periodicidade mensal e analisarão o horizonte até ao final do ano seguinte.

3. Nos casos em que a garantia e a segurança da operação no curto e médio prazo estejam em causa, o Gestor Técnico do Sistema alterará os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, proporá reservas mínimas para os sistemas de armazenamento à entidade responsável pela monitorização da segurança e garantia do abastecimento e verificará o seu cumprimento.

Artigo 39º

Informação necessária

1. As entidades envolvidas fornecerão ao Gestor Técnico do Sistema toda a informação relativa às características técnicas das instalações de produção ou de consumo ligadas às redes de AT ou MT que permita a realização de análises e estudos técnicos necessários para a verificação da segurança da operação no curto e médio prazo nos termos e prazos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

2. O processo de verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazos deve considerar o equilíbrio entre a oferta e procura de cada sistema, o nível de procura prevista e o nível de produção disponível, a capacidade suplementar prevista ou em construção, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores, bem como os fornecimentos mensais previstos no caso das centrais termoelétricas sem capacidade de armazenamento de combustível.

Artigo 40º

Confidencialidade

O Gestor Técnico do Sistema preservará a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas para a verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazo.

CAPÍTULO VI

COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

Artigo 41º

Objetivos

A coordenação de indisponibilidades visa a garantia da segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

Artigo 42º

Plano anual de indisponibilidades do Sistemas

1. Para efeitos da coordenação de indisponibilidades, o Gestor Técnico do Sistema elabora o plano anual de indisponibilidades de cada sistema, que inclui as indisponibilidades de:

a) Grupos geradores dos produtores independentes;

b) Grupos geradores dos autoprodutores

c) Grupos geradores de produtores em regime especial;

d) Elementos da rede de AT;

e) Linhas de interligação com a rede de distribuição;

f) Elementos da rede de MT; e

g) Consumidores habilitados para participar nos serviços de sistema.

2. Para atingir os objetivos referidos no artigo anterior, as indisponibilidades constantes do plano anual de indisponibilidades do sistema devem ser articuladas globalmente, atendendo aos seguintes critérios:

a) As indisponibilidades dos grupos geradores devem ser calendarizadas por forma garantir a segurança no abastecimento, tendo em conta diversos cenários de eolicidade, irradiação e qualquer outro insumo de produção sujeito à incerteza e para os consumos e preços de combustíveis previstos, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema;

b) As indisponibilidades dos elementos da rede de AT e MT devem condicionar o menos possível, do ponto de vista da segurança da rede de AT, a capacidade de produção dos grupos geradores e a satisfação dos consumos; e

c) As indisponibilidades dos elementos da rede de AT e MT, por si só ou na sequência da perda de um outro elemento, não devem implicar sobrecargas ou uma exploração fora dos limites de tensão ou frequência estabelecidos.

3. Para além dos critérios referidos no número anterior, devem ainda ser considerados os resultantes das restrições e dos condicionalismos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

4. O Gestor Técnico do Sistema deve monitorizar os grandes sistemas de armazenamento de energias, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

Artigo 43º

Plano de indisponibilidades

1. Compete ao Gestor Técnico do Sistema o estabelecimento e coordenação do plano de indisponibilidades do sistema, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

2. À medida que ocorrem ou são solicitadas novas indisponibilidades, estas são incorporadas no plano de indisponibilidades, que abrange também todas as alterações dos períodos de indisponibilidade inicialmente previstos no plano anual de indisponibilidades do sistema.

3. O Gestor Técnico do Sistema deve estabelecer os contactos necessários com as entidades responsáveis pela coordenação das indisponibilidades das redes com as quais o sistema está interligado, por forma a assegurar que toda a informação relevante esteja disponível nos prazos adequados para ser considerada no referido plano ou permitir ajustamentos aos planos internos daquelas entidades.

4. O Gestor Técnico do Sistema deve adotar um procedimento semelhante ao descrito no número anterior relativamente a Indisponibilidades em elementos da rede com a qual o sistema está interligado com impacto na exploração.

CAPÍTULO VII

GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES

Artigo 44º

Objetivos

1. A gestão das interligações tem por objetivo contribuir para a segurança do abastecimento do consumo de cada sistema, bem como contribuir para a promoção, o desenvolvimento do mercado elétrico e assegurar o uso eficiente de todos os recursos disponíveis, devendo ainda permitir o estabelecimento de programas de apoio entre os sistemas interligados por motivos de segurança em caso de ser possível.

2. A gestão da interligação deve respeitar os critérios técnicos definidos para a operação das redes, bem como outros a definir para o efeito, devendo igualmente observar as disposições regulamentares previstas no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Artigo 45º

Determinação e divulgação dos valores da capacidade de interligação

A determinação e a divulgação dos valores da capacidade da interligação para fins comerciais devem efetuar-se nos termos previstos no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Artigo 46º

Estabelecimento de programas na interligação

1. Compete ao Gestor Técnico do cada Sistema o estabelecimento de acordos com os gestores técnicos de sistemas de redes interligadas tendo em vista a criação de metodologias aplicáveis à definição e validação dos programas horários de exploração na interligação.

2. Compete aos dois operadores das redes propor as metodologias de determinação de desvios em relação ao programa estabelecido na interligação, bem como propor os procedimentos associados à compensação dos mesmos.

3. Compete ao Gestor Técnico do cada Sistema, no âmbito da atividade de Gestão do Sistema, acordar com o seu congénere interligado as metodologias para o estabelecimento de programas de intercâmbios de apoio que, por razões de segurança, venha a ser necessário estabelecer.

4. Os procedimentos e metodologias referidos nos números anteriores obedecem ao disposto no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

CAPÍTULO VIII

REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

Artigo 47º

Registo de informação

1. O Gestor Técnico do Sistema deve manter registos atualizados da seguinte informação descritiva da exploração ocorrida:

a) Folha diária de ocorrências de exploração;

b) Relato diário de ocorrências;

c) Instruções de despacho;

d) Declarações de disponibilidade;

e) Potências disponíveis das diversas centrais ou grupos;

f) Pedidos de indisponibilidades ou de alterações;

g) Plano de indisponibilidades;

h) Diagrama de potências horárias;

i) Energia elétrica emitida pelas diversas centrais ou grupos;

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

j) Potência máxima registada nas diversas centrais ou grupos;

k) Elementos caracterizadores da situação dos sistemas de armazenamento;

l) Intercâmbio de energia elétrica nas interligações;

m) Relatório diário da interligação; e

n) Notas semanais de exploração.

2. O Gestor Técnico do Sistema deve enviar à ARME, quando solicitado, um relatório justificativo de todas as decisões adotadas nas seguintes situações:

a) Recurso a deslastres manuais;

b) Ativação de contratos de interruptibilidade;

c) Alterações aos programas ou contratos referidos no n.º 1 do Artigo 10.º, decorrentes da verificação técnica da programação ou de alterações verificadas na exploração do sistema em tempo real; e

d) Alterações aos pedidos de indisponibilidades a incorporar no plano de indisponibilidades.

3. O relatório justificativo referido no número anterior deve ser apresentado à ARME no prazo de 10 dias a contar da data da solicitação e devem, em obediência aos princípios gerais estabelecidos no n.º 1 do Artigo 8.º, conter toda a informação necessária à caracterização e fundamentação das decisões adotadas.

4. O Gestor técnico de cada sistema deve divulgar relatórios semanais e mensais caracterizadores da exploração ocorrida.

5. A informação registada deve ser conservada durante um período mínimo de 5 anos.

6. O Gestor Técnico do Sistema, os produtores, os clientes sujeitos a despacho, o operador das redes de AT e MT e os agentes de mercados detentores de instalações ligadas as redes devem trocar entre si as informações necessárias à correta exploração do sistema, nomeadamente em caso de manobras ou incidentes que possam afetar aquela exploração.

Artigo 48º

Divulgação de informação

1. É objeto de divulgação a informação necessária para caracterizar e fundamentar as decisões tomadas no âmbito da exploração do sistema, nomeadamente:

a) Folha diária de ocorrências de exploração;

b) Relato diário de ocorrências;

c) Diagramas de potências horárias;

d) Elementos informativos diários;

e) Condicionamentos técnicos de exploração;

f) Incidentes nas redes de AT e MT;

g) Entradas em serviço de novas instalações de produção ou transporte; e

h) Relatório diário da interligação.

2. A divulgação da informação deve ser feita, nomeadamente, através das seguintes formas:

a) Publicações periódicas; e

b) Meios de divulgação eletrónica.

3. O conteúdo da informação divulgada, a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais a informação deve ser enviada são objeto das regras definidas no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

Artigo 49º

Uso da informação

1. O Gestor Técnico do Sistema deve dispor da informação proveniente de todas as entidades afetadas por este regulamento que seja indispensável ao desempenho da sua atividade.

2. Os fluxos de informação cujo conteúdo seja objeto de registo devem ser descritos no Manual de Procedimentos da Gestão do Sistema.

3. O uso da informação fornecida ao abrigo do n.º 1 ao Gestor Técnico do Sistema, fora dos casos previstos no número anterior e no artigo anterior, deve obedecer às disposições do Regulamento de Relações Comerciais, designadamente as relativas à informação de natureza confidencial.

CAPÍTULO IX

GARANTIAS ADMINISTRATIVAS

Artigo 50º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ARME quaisquer petições, queixas ou denúncias contra ações ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEP, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 51º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou reclamações previstas no artigo anterior são dirigidas por escrito à ARME, devendo nas mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 52º

Instrução

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

CAPÍTULO X

RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Artigo 53º

Disposições gerais

1. Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com a qual se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2. As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

3. Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SEP com a qual se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ARME, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

4. A intervenção da ARME deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

5. A ARME intervém na resolução extrajudicial de conflitos através da realização de ações de mediação e de conciliação e da promoção da arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 54º

Arbitragem voluntária

1. Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2. Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ARME pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

3. Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

Artigo 55º

Mediação e conciliação de conflitos

1. A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com caráter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ARME.

2. Através da mediação e da conciliação, a ARME pode, respetivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3. A intervenção da ARME através dos procedimentos descritos no presente artigo não suspende quaisquer prazos de recurso às instâncias judiciais e outras que se mostrem competentes.

4020000 0000000

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

CAPÍTULO XII

DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 56º

Documentos complementares

A deliberação da ARME de aprovar os documentos complementares e propostas previstos no presente regulamento toma a forma de diretiva.

Artigo 57º

Recomendações e orientações da ARME

1. Sempre que o entenda necessário, a ARME pode formular recomendações e orientações genéricas aos agentes sujeitos à sua regulação.

2. As recomendações visam transmitir a perspetiva da ARME sobre boas práticas a adotar no âmbito dos mercados.

3. Os agentes sujeitos à sua regulação que optem por não acolher as recomendações da ARME devem divulgá-lo publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet.

4. As orientações genéricas visam a adoção pelos destinatários de ações consideradas pela ARME como adequadas ao cumprimento dos princípios e regras legais e regulamentares consagrados, que serão tidos em conta na atividade de supervisão.

Artigo 58º

Pareceres interpretativos da ARME

1. As entidades que integram os sistemas elétricos públicos podem solicitar à ARME pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2. Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm caráter vinculativo.

Artigo 59º

Fiscalização da aplicação do Regulamento

1. A fiscalização da aplicação do presente regulamento é da competência da ARME, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

2. Para efeitos do disposto no número anterior, as ações de fiscalização devem ser realizadas em execução de planos previamente aprovados pela ARME e sempre que se considere necessário para assegurar a verificação das condições de funcionamento do SEP.

3. A ARME realiza ou promove a realização de ações de verificação, que podem incidir sobre a totalidade ou sobre parte das disposições do presente regulamento, conforme for determinado pela ARME.

4. As ações de verificação podem revestir, nomeadamente, a forma de:

a) Auditorias;

b) Inspeções; e

c) Ações de cliente mistério.

Artigo 60º

Auditorias de verificação do cumprimento regulamentar

1. As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento devem recorrer a mecanismos de auditoria, sempre que previsto regulamentarmente ou que seja determinado pela ARME, para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2. O conteúdo e os termos de referência das auditorias e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ARME.

Artigo 61º

Regime sancionatório

1. A violação das disposições estabelecidas no presente regulamento constitui contraordenação punível nos termos do regime sancionatório do setor energético.

2. Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada em processo de contraordenação, nos termos do regime sancionatório do setor energético.

Artigo 62º

Informação a enviar à ARME

Salvo indicação em contrário pela ARME, toda a informação a enviar à ARME pelos sujeitos intervenientes no SE, nos termos previstos no presente regulamento, deve ser apresentada em formato eletrónico.

Artigo 63º

Aplicação no tempo

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.

Artigo 64º

Entrada em vigor

1. O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação no boletim oficial, sem prejuízo do disposto quanto à produção de efeitos pelo ato de aprovação.

2. As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

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, na sua aplicação, ter-se em conta as disposições do presente regulamento.

ANEXO III da Deliberação nº 50/CA/2021

Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS

Artigo 1º

Objeto

1. O presente regulamento tem por objeto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes públicas e às suas interligações.

2. As disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações têm como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos nos artigos 46º e 50º do Decreto-lei n.º54/99, de 30 de agosto, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 14/2006, de 20 de fevereiro, os contratos de concessão e de subconcessão de transporte e distribuição de energia elétrica, relativo às condições de livre acesso às redes de transporte e de distribuição de serviços públicos, e em demais legislação aplicável.

Artigo 2º

Âmbito

1. As condições a que deve obedecer o acesso às redes e às interligações incluem:

a) As condições em que é facultado ou restringido o acesso.

b) A retribuição a que as entidades têm direito por proporcionarem o acesso às suas redes.

c) As condições de utilização das interligações.

2. Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento as seguintes entidades:

a) Os consumidores;

b) Os Operadores da rede:

i. A concessionária de transporte e distribuição;

ii. As subconcessionárias de transporte e distribuição;

c) Os Produtores independentes;

d) Os Produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

e) Os autoprodutores.

Artigo 3º

Siglas e definições

1. No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) ARME: Agência Reguladora dos Serviços Energéticos.

b) AT: alta tensão em concordância com o CRECV.

c) BT: baixa tensão em concordância com o CRECV.

d) CRECV: Código de Rede Elétrica de Cabo Verde.

e) MT: média tensão em concordância com o CRECV.

f) SEP: Sistema Elétrico Público.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

2 - Para efeitos do presente regulamento entende-se por:

a) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador de serviço público e cliente qualificado.

b) Barramento - ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou términos de linhas de transmissão de energia.

c) Distribuição - veiculação de energia elétrica através de redes em média ou baixa tensão, para entrega ao consumidor, excluindo a comercialização.

d) Interligação - ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes para trocas de energia elétrica.

e) Operador da rede – Entidade titular de concessão, subconcessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a prestar os serviços de transporte e ou de distribuição de energia elétrica em alta, média e baixa tensão em regime de serviço público aos consumidores que a requeiram e que preencham os requisitos legais para o efeito.

f) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.

g) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

h) 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.

i) Produtor independente - entidade autorizada a produzir energia elétrica, devidamente licenciada para o efeito através de regime específico de acesso e de remuneração, para entrega à rede de transporte ou de distribuição.

j) Transporte - veiculação de energia elétrica numa rede interligada em alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores ou a consumidores qualificados.

k) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do presente regulamento.

l) Utilizador das redes –Consumidores qualificados, Produtores independentes, autoprodutores, ou Produtores em regime especial nos termos previstos na legislação, que está sujeito à obrigação de celebrar um Contrato de Uso das Redes.

Artigo 4º

Prazos

1. Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2. Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do Artigo 279º do Código Civil.

Os prazos fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5º

Entidades com direito ao acesso

O direito de acesso às redes e às interligações é automaticamente reconhecido a todas as entidades quando se finalize o processo de ligação às redes das suas instalações, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais, designadamente:

a) Os consumidores qualificados;

b) Os Produtores independentes;

c) Os Produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

d) Os autoprodutores.

Artigo 6º

Entidades com obrigação de permitir o acesso

Estão obrigados a permitir o acesso às redes e às interligações, nos termos do presente regulamento, os Operadores das redes, definidos na alínea *g*) do n.º 2 do Artigo 3º.

Artigo 7º

Princípios gerais

O acesso às redes e às interligações processa-se em obediência aos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público, incluindo a manutenção da segurança de abastecimento.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Pagamento das tarifas aplicáveis.

CAPÍTULO II

ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES E CONTRATO DE USO DAS REDES

Artigo 8º

Disposições gerais

1. O direito de acesso às redes e às interligações é automaticamente reconhecido a todas as entidades referidas no Artigo 5º no termo do processo de ligação das suas instalações às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2. O acesso às redes e às interligações é formalizado com a celebração do Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente capítulo.

3. O Contrato de Uso das Redes é formalizado por escrito e tem por objeto as condições relacionadas com o uso das redes e das interligações.

4. O Agente de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no processo de ligação às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

5. O acesso às interligações deve obedecer, para além das condições de acesso às redes em geral, às condições técnicas relacionadas com as prioridades funcionais cometidas ao uso das interligações, como sejam a manutenção de adequados níveis de segurança e estabilidade no sistema elétrico, nos termos definidos nos Regulamento específicos.

Artigo 9º

Entidades celebrantes do Contrato de Uso das Redes

1. Os Consumidores que pretendam ser agentes de mercado devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o Operador da rede a que as suas instalações se encontrem ligadas.

2. Os Produtores, ou quem os represente, devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o Operador da rede a que as suas instalações se encontrem ligadas.

3. Os Produtores são considerados Consumidores para efeitos da aquisição de energia elétrica para abastecimento de consumos próprios, devendo para tal também celebrar o Contrato de Uso das Redes previsto no n.º 1.

Artigo 10º

Condições a integrar o Contrato de Uso das Redes

1. O Contrato de Uso das Redes deve integrar as condições relacionadas com o uso das suas redes e diferem consoante o tipo de Agente de mercado em causa, nos termos seguintes:

a) Grandes consumidores ou consumidores qualificados;

b) Produtores independentes;

c) Produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação

d) Autoprodutores.

2. O Contrato de Uso das Redes deve integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

a) A periodicidade de emissão, as formas e os prazos de pagamento das faturas emitidas pelos operadores das redes.

b) As condições comerciais aplicáveis à alteração de potência contratada e as condições comerciais aplicáveis à mudança de equipamento de medição resultante de alterações contratuais.

c) O prazo mínimo de antecedência para denúncia do Contrato de Uso das Redes por parte do Utilizador das redes, como descrito no Artigo 12º.

d) As entidades a quem os Operadores das redes devem comunicar a suspensão e a cessação da suspensão do Contrato de Uso das Redes, seguindo as diretrizes descritas no Artigo 14º.

e) O valor da garantia a que se refere o Artigo 18º, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço.

f) A data de entrada em vigor.

3. As condições do Contrato de Uso das Redes devem observar, designadamente, o disposto nos seguintes regulamentos e manuais:

a) Regulamento da Qualidade de Serviço,

b) Regulamento de Relações Comerciais e

c) Regulamento Tarifário.

Artigo 11º

Condições gerais do Contrato de Uso das Redes

1. As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes são aprovadas pela ARME, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores das redes.

2. A ARME, por sua iniciativa ou mediante proposta dos operadores das redes, pode propor alterações às condições gerais previstas no n.º 1, sempre que considere necessário.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

3. Os operadores das redes por questões de separação de custos e da determinação das tarifas de acesso, devem apresentar à ARME, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta de condições gerais de Uso das Redes aplicável à atividade de comercialização de serviços públicos.

4. Os Operadores das redes são responsáveis pela qualidade de serviço técnica prestada aos clientes do comercializador, bem como pela qualidade de serviço de natureza comercial que lhe seja imputável nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 12º

Duração do Contrato de Uso das Redes

1. O Contrato de Uso das Redes tem a duração limitada a um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia do Agente de mercado.

2. A denúncia prevista no número anterior deve ser feita por escrito, com a antecedência mínima estabelecida no respetivo Contrato de Uso das Redes.

Artigo 13º

Alteração da informação relativa ao agente de mercado

Qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato de Uso das Redes, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de mercado, deve ser comunicada por este aos Operadores das redes com os quais celebrou contrato, através de carta registada com aviso de receção, no prazo de 30 dias a contar da data da alteração.

Artigo 14º

Suspensão do Contrato de Uso das Redes

1. O Contrato de Uso das Redes pode ser suspenso por:

a) Incumprimento das disposições aplicáveis, designadamente as constantes do presente regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Despacho.

b) Incumprimento do disposto no Contrato de Uso das Redes.

c) Razões de interesse público, de serviço e de segurança, estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

2. A suspensão do Contrato de Uso das Redes, por razões imputáveis ao Agente de mercado ou por outras razões suscetíveis de pré-aviso, deve ser notificada ao Agente de mercado com a antecedência mínima de 8 dias.

3. A suspensão do Contrato de Uso das Redes determina a cessação temporária dos seus efeitos até à regularização das situações que constituíram causa para a sua suspensão.

4. Perante a ocorrência de situação que possa constituir causa para a suspensão do Contrato de Uso das Redes, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato, para que apresente prova de que reúne de novo as condições necessárias ao cumprimento do Contrato de Uso das Redes.

5. Na notificação referida no número anterior deve constar a causa de suspensão do Contrato de Uso das Redes, incluindo uma explicação justificada da causa que levou à suspensão, bem como o prazo previsto e os procedimentos a adotar para a sua regularização.

6. Suspenso o Contrato de Uso das Redes, o Agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato para, no prazo máximo de 10 dias úteis, proceder à regularização comprovada das situações que motivaram a suspensão do Contrato de Uso das Redes, sob pena de, findo o referido prazo, o contrato cessar, nos termos do Artigo 15º.

Artigo 15º

Cessação do Contrato de Uso das Redes

1. O Contrato de Uso das Redes pode cessar por:

a) Acordo entre as partes.

b) Caducidade, nas seguintes situações:

i. Se o Cliente deixar de ser agente de mercado, ou transmitir a propriedade da instalação.

ii. Por extinção da licença, subconcessão ou concessão do Comercializador de Serviço Público.

iii. Por extinção da licença de Produtor.

c) Rescisão, se a causa que motivou a suspensão do Contrato de Uso das Redes não for regularizada dentro do prazo estabelecido no Artigo 14º.

2. Com a cessação do Contrato de Uso das Redes extinguem-se todos os direitos e obrigações das partes, sem prejuízo do cumprimento dos encargos emergentes do contrato cessado, conferindo aos Operadores das redes o direito de interromperem a emissão ou o fornecimento e de procederem ao levantamento do material e equipamento que lhes pertencer.

Artigo 16º

Direito à prestação de garantia

1. Os Operadores das redes, enquanto entidades titulares do Contrato de Uso das Redes, têm direito à prestação de garantia por parte dos Agentes de mercado.

2. A garantia prestada visa assegurar o cumprimento das obrigações decorrentes do Contrato de Uso das Redes

3. As regras aplicáveis à utilização e restituição da garantia são as estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 17º

Meios e forma de prestação de garantia

Salvo acordo entre as partes, a garantia é prestada em numerário, cheque, transferência eletrónica, garantia bancária ou seguro-caução.

Artigo 18º

Valor da garantia

1. O valor da garantia prestada deve ser calculado tendo em conta os encargos com o acesso às redes, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2. O valor da garantia prestada, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço, são estabelecidos no âmbito do Contrato de Uso das Redes.

Artigo 19º

Prestação de informação pelos operadores das redes

Os Operadores das redes devem fornecer aos Agentes de mercado com os quais celebraram o Contrato de Uso das Redes, nomeadamente, a seguinte informação:

a) Interrupções programadas do fornecimento de energia elétrica com origem nas redes.

b) Iniciativas dos operadores das redes com intervenção nos locais de consumo, como sejam a substituição de equipamentos de medição ou de dispositivos de controlo de potência.

c) Problemas de qualidade da onda de tensão existentes numa determinada região.

d) Tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica a cada cliente que seja agente de mercado, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

CAPÍTULO III

INFORMAÇÃO A PRESTAR PELOS OPERADORES DAS REDES

Artigo 20º

Informação a prestar pelos operadores das redes

1. Os operadores das redes devem disponibilizar aos Agentes de mercado e outras entidades interessadas, informação técnica que lhes permita conhecer as características das suas redes.

2. Os operadores das redes devem disponibilizar, aos agentes de mercado e outras entidades interessadas, informação técnica que lhes permita conhecer as características das suas redes, designadamente:

a) Características técnicas de rede e seu funcionamento. O conteúdo mínimo a ser publicado inclui para as redes em MT e AT, nomeadamente:

b) Da informação a divulgar pelos operadores das redes deve constar, nomeadamente:

i. A localização geográfica das linhas e das subestações e a área de abrangência geográfica das subestações.

ii. As principais características da rede, das linhas e das subestações, bem como as variações destas características, de acordo com a época do ano.

iii. A potência de curto-circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos Barramentos MT e AT das subestações.

iv. O tipo de ligação do neutro à terra.

v. Valores máximos, médios e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações.

vi. Identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes.

vii. Informação quantitativa e qualitativa relativa à continuidade de serviço e à qualidade da onda de tensão, nomeadamente através dos indicadores e das características, previstos no respetivo Regulamento da Qualidade de Serviço.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

c) Capacidade total e capacidade disponível das barras de MT e AT de suas subestações.

d) Exigências técnicas de conexão para cada tipo de Utilizador das redes.

e) As tarifas e critérios de cobrança dos encargos e serviços ligados ao acesso às redes.

3. Os operadores das redes devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.

4. A informação divulgada pelos operadores das redes deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado e outras entidades interessadas, nos pedidos de informação referidos no número anterior.

5. A informação deve estar disponível, nomeadamente nas suas páginas de Internet e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

6. A informação deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respetivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de dezembro de cada ano.

7. Os operadores das redes de cada uma das regiões podem apresentar um documento único relativo à informação das respetivas redes de transporte e de distribuição.

8. O operador da rede também deve publicar no seu site web uma lista anónima de pedidos de conexão de novos produtores para cada nó da rede que são recebidos, indicando pelo menos o nó, os projetos individuais com a sua capacidade de conexão solicitada e o status da solicitação de conexão (pendente, aprovado).

9. Os documentos referidos no n.º 7 devem ser enviados à ARME, até dia 31 de março de cada ano.

10. Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 39º

11. Os dados referidos no n.º 8 deste artigo devem ser publicados cada 6 meses, até dia 31 de janeiro para a segunda metade do ano precedente, e até dia 31 de julho para a primeira metade do ano.

Artigo 21º

Informação a prestar pelos operadores das redes para efeitos de acesso às interligações

1. O Operador da rede deve disponibilizar aos Agentes de mercado, informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua efetiva utilização.

2. Da informação a divulgar para efeitos de acesso às interligações pelo Operador da rede deve constar, nomeadamente:

a) A localização geográfica das linhas e das subestações.

b) As principais características das instalações.

c) Os Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações, nos termos do Capítulo VI do presente regulamento.

d) Os valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais

e) As atualizações diárias dos valores da capacidade de interligação técnica e disponível.

f) Os valores da capacidade de interligação técnica e para fins comerciais efetivamente utilizados.

g) Identificação e justificação dos principais congestionamentos ocorridos com impacte na capacidade de interligação.

3. A informação apresentada deve ainda permitir aos Agentes de mercado, a identificação dos principais desenvolvimentos previstos.

4. O Operador da rede de transporte e de distribuição deve manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação relativa às interligações.

5. A informação sobre interligações divulgada para efeitos de acesso às interligações deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado nos pedidos de informação referidos no número anterior.

6. A informação para efeitos do acesso às interligações deve estar disponível aos agentes de mercado, nomeadamente nas suas páginas de Internet e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

7. A informação para efeitos do acesso às interligações deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respetivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de dezembro do ano anterior.

8. Os documentos referidos no número anterior devem ser enviados à ARME, até dia 31 de março de cada ano.

9. Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 28º.

CAPÍTULO IV

RETRIBUIÇÃO PELO USO DAS INSTALAÇÕES E SERVIÇOS

Secção I

Retribuição pelo uso das instalações e serviços

Artigo 22º

Retribuição pelo uso das instalações e serviços

1. Os Operadores das redes têm o direito de receber uma retribuição pelo uso das suas instalações e serviços inerentes, pela aplicação da tarifa de acesso relativa ao nível de tensão a que a instalação do Cliente está ligada e tipo de fornecimento aplicável, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2. Os operadores das redes têm o direito de receber uma retribuição pelo uso das suas instalações e serviços inerentes, pela aplicação da tarifa de acesso relativa às instalações de produção ligadas à rede de transporte e à rede de distribuição, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

3. As tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são publicadas em conjunto com as restantes tarifas do setor elétrico, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4. Os períodos tarifários aplicáveis na faturação das tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são publicados pela ARME no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte.

5. As grandezas a medir para o cálculo das tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são determinadas nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

6. Compete aos Operadores das redes cobrar os valores relativos à tarifa referida no n.º 1, nos termos previstos no Contrato de Uso das Redes.

7. Compete também aos Operadores das redes cobrar os valores relativos à tarifa referida no n.º 2, nos termos previstos no Contrato de Uso das Redes.

Artigo 23º

Entidades responsáveis pela retribuição pelo uso das instalações e serviços

Os utilizadores das redes são responsáveis pelo pagamento das tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 do artigo anterior, pela apresentação da garantia definida no Artigo 16º e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, de acordo com os preços publicados anualmente pela ARME, e compensações previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

Secção II

Informação sobre investimentos nas redes e interligações

Artigo 24º

Projetos de investimentos e relatório de execução do orçamento

1. Para efeitos da determinação da retribuição pelo uso das instalações e serviços, os Operadores das redes devem enviar à ARME os projetos de investimento que pretendem efetuar nas suas redes, identificando as redes abrangidas e a calendarização da sua execução.

2. Os projetos de investimento devem contemplar os três anos seguintes ao ano em que são apresentados, devendo incluir o orçamento de investimentos para o ano seguinte ao de apresentação dos projetos.

3. Para o primeiro ano dos projetos de investimento, os Operadores das redes devem descrever o orçamento de investimentos nas suas redes a executar no ano seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos ativos em que irão investir, da calendarização das obras e dos respetivos valores de investimento previstos.

4. Devem ser elaborados projetos de investimento relativos às seguintes redes, por parte de cada operador:

a) Rede de transporte.

b) Interligações.

c) Rede de distribuição em MT e BT.

5. Os operadores das redes, quando fazendo parte da mesma entidade, podem apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento das respetivas redes de transporte e de distribuição.

6. Os operadores das redes devem enviar os projetos de investimento à ARME, incluindo o orçamento de investimentos para o ano seguinte, para aprovação, para efeito de reconhecimento na base de ativos e para cálculo das tarifas, até ao dia 15 de junho do ano anterior ao início de cada período de regulação, de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA
© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

7. Até ao dia 1 de maio de cada ano, os operadores das redes públicas devem ainda enviar à ARME o relatório de execução do orçamento do ano anterior, com indicação dos respetivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

8. Os orçamentos de investimentos e os relatórios de execução do orçamento do ano anterior, referidos no número anterior, devem, nomeadamente, identificar:

a) A caracterização física das obras.

b) A data de entrada em exploração.

c) Os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra.

9. Para os anos seguintes, os projetos de investimento nas redes devem apresentar as alternativas de desenvolvimento das mesmas, identificando para cada alternativa:

a) A lista das obras a executar e respetiva justificação.

b) O prazo de execução.

c) O valor orçamentado.

d) A repartição dos encargos, para projetos que envolvam outras entidades.

10. Os projetos de investimento, após aprovação da ARME, e o relatório de execução do orçamento devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 28º.

Artigo 25º

Realização de investimentos nas redes e nas interligações

1. Os investimentos nas redes e nas interligações devem ser realizados de acordo com os planos de expansão ou os procedimentos estabelecidos pela ARME.

2. Os investimentos aprovados, após efetuados e os ativos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3. Para efeitos do número anterior, os investimentos nas redes e interligações devem ser realizados de acordo com as regras de contratação pública:

a) Os investimentos realizados na sequência de concurso público são automaticamente aceites pela ARME para efeitos de reconhecimento nas tarifas.

b) Os investimentos realizados na sequência de concurso com recurso à prévia qualificação de fornecedores são igualmente aceites para efeitos de repercussão nas tarifas, ficando condicionados a análise da ARME.

CAPÍTULO VI

AJUSTAMENTO PARA PERDAS

Artigo 26º

Ajustamento para perdas

1. Constitui o objetivo de o ajustamento para perdas relacionar a energia elétrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

2. Para efeitos de determinação da quantidade de energia elétrica que deve ser colocada, em cada hora, na rede por contratação bilateral, são aplicados perfis de perdas aos valores de energia ativa dos consumos previstos, nos termos do disposto no artigo seguinte.

3. Para efeitos de tarifas, são aplicados fatores de ajustamento para perdas por período tarifário aos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4. Para efeitos da aplicação dos números anteriores, a ARME publica os valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte.

5. Os perfis horários de perdas referidos no n.º 2 do presente artigo, são aprovados pela ARME.

6. Os perfis de perdas são diferenciados por rede de transporte ou de distribuição e por nível de tensão.

7. Os operadores das redes devem enviar à ARME uma proposta de perfis de perdas e uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de junho de cada ano.

Artigo 27º

Ajustamento para perdas nas regiões

1. A energia elétrica a colocar, em cada hora, nas redes dos diversos sistemas para abastecer o consumo dos Clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia ativa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia elétrica nas redes de transporte e distribuição das regiões, de acordo com as seguintes fórmulas:

a) Na rede elétrica em AT: EP = EC x (1+pATi).

b) Na rede elétrica em MT: EP = EC x (1+pATi) x (1+pMTi).

c) Na rede elétrica em BT: EP = EC x (1+pATi) x (1+pMTi) x (1+pBTi).

2. As siglas utilizadas nas fórmulas do número anterior têm o seguinte significado:

a) EP – energia ativa a colocar na rede, por período horário.

b) EC – energia ativa de consumo dos Clientes do respetivo nível de tensão, por período horário.

c) pATi, pMTi, pBTi – perfis horários de perdas nas redes elétricas em AT, MT e BT, respetivamente, para a ilha i.

d) i – Ilhas das regiões com rede elétrica em MT.

CAPÍTULO VII

DIVULGAÇÃO DA INFORMAÇÃO

Artigo 28º

Divulgação da informação sobre as redes e as interligações

Os operadores das redes devem publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página na Internet, os documentos seguintes:

a) As condições gerais do Contrato de Uso das Redes, para os vários tipos de agentes de mercado, previstas no Artigo 11º.

b) Os documentos com informação a prestar pelos operadores das redes, previstos no Artigo 20º.

c) Os documentos com informação para efeitos de acesso às interligações, previstos no Artigo 21º.

d) Os projetos de investimentos nas redes e o relatório de execução do orçamento do ano anterior, previstos no Artigo 24º.

CAPÍTULO VIII

GARANTIAS ADMINISTRATIVAS

Artigo 29º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ARME quaisquer petições, queixas ou denúncias contra ações ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEP, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 30º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ARME, devendo nas mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 31º

Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

CAPÍTULO IX

RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Artigo 32º

Disposições gerais

1. Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com a qual se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2. As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no ponto anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

3. Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SEP com a qual se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ARME, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE, SA

© Todos os direitos reservados. A cópia ou distribuição não autorizada é proibida.

4. A intervenção da ARME deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

5. A ARME tem por objeto promover a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

Artigo 33º

Arbitragem voluntária

1. Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento são sempre resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2. Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do sistema elétrico nacional podem propor aos seus clientes a inclusão no respetivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

3. Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ARME pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

4. Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

Artigo 34º

Mediação e conciliação de conflitos

1. A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ARME.

2. Através da mediação e da conciliação, a ARME pode, respetivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3. A intervenção da ARME através dos procedimentos descritos no presente artigo não suspende quaisquer prazos de recurso às instâncias judiciais e outras que se mostrem competentes.

CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Artigo 35º

Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infração ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório aplicável.

Artigo 36º

Pareceres interpretativos da ARME

1. As entidades que integram os sistemas elétricos públicos podem solicitar à ARME pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2. Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3. As entidades que solicitaram os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4. O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 37º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 38º

Fiscalização e aplicação do regulamento

1. A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento são da competência da ARME.

2. No âmbito da fiscalização do presente regulamento, a ARME goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelos seus estatutos aprovados pelo Decreto-lei n.º 50/2018, de 20 de setembro, e estatutos anexos a este diploma, pelo Decreto-lei n.º 54/99, de 30 de agosto, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 14/2006, de 20 de fevereiro.

Artigo 39º

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.

O Conselho de Administração, Presidente, *Isaías Barreto da Rosa, Administradores, Almerindo Fonseca e João Almeida Gomes.*

II SÉRIE

BOLETIM OFICIAL

Registo legal, nº 2/2001, de 21 de Dezembro de 2001

Endereço Electronico: *www.incv.cv*

IMPRENSA NACIONAL DE CABO VERDE

Av. da Macaronésia,cidade da Praia - Achada Grande Frente, República Cabo Verde.
C.P. 113 • Tel. (238) 612145, 4150 • Fax 61 42 09
Email: kioske.incv@incv.cv / incv@incv.cv

I.N.C.V., S.A. informa que a transmissão de actos sujeitos a publicação na I e II Série do *Boletim Oficial* devem obedecer as normas constantes no artigo 28º e 29º do Decreto-lei nº 8/2011, de 31 de Janeiro.

https://kiosk.incv.cv 539E2913-6A20-4DF9-A3EE-E59B0F931BE5