

3 Regulação do setor elétrico brasileiro

Neste capítulo, apresentam-se inicialmente um breve histórico da regulação do setor elétrico brasileiro e os modelos regulatórios estrangeiros vinculados à questão energética. Na sequência, descrevem-se o papel e as funções da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Discutem-se os principais aspectos jurídicos relativos às condições gerais de fornecimento de energia elétrica, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e a incidência tributária no mercado de energia elétrica. Finaliza-se com uma reflexão sobre os riscos associados aos negócios e operações de empresas de energia elétrica, para evidenciar a importância da auditoria contínua nas empresas de capital aberto do setor elétrico.

3.1. Breve histórico

Historicamente, as primeiras iniciativas no campo da geração de eletricidade no Brasil, ocorreram nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, através da iniciativa privada, por empresários cujas atividades industriais, agrícolas, comerciais e financeiras estavam vinculadas as localidades que seriam beneficiadas pela introdução dos novos serviços (Pinto Jr. et al., 2007). Impulsionados principalmente pelo crescimento da indústria cafeeira, o consumo de energia elétrica foi incrementado em sua base, tornado seus investimentos independentes dos interesses das classes empresariais diversas que estavam voltadas à economia de exportação. Com isso, houve a formação das primeiras empresas de serviço público de eletricidade com investimentos associados das atividades urbanas e industriais.

Com a industrialização na era da República, em especial no estado de São Paulo com a indústria cafeeira, aumenta a atratividade de empresários estrangeiros interessados pela participação na modernização e industrialização no país. Este movimento marca o início da chegada das concessionárias estrangeiras no Brasil.

Em 1899 é criada no Canadá a São Paulo *Railway, Light and Power Company Limited* e, em 1904, no Rio de Janeiro, a *Tramway, Light and Power Company Limited*.

Segundo Gastaldo (2009), os primeiros passos para a regulação nacional do setor elétrico, podem ser considerados na emissão da Lei nº 1.145, de 31/12/1903 e no Decreto 5.704, de 10/12/1904, que abordavam a questão da concessão dos serviços de eletricidade ao poder público federal.

Apesar dessa iniciativa, na prática, tais atos demonstraram pouca eficácia, uma vez que os contratos dos concessionários eram firmados diretamente com os usuários e regulamentados por Estados e municípios.

Assim, a rede elétrica se expandia com o desenvolvimento econômico e social, com predominância de suas instituições nas mãos de capital estrangeiro.

Ao final da década de 1930, a sociedade passou a clamar por uma maior intervenção estatal na limitação dos lucros das empresas elétricas e fixação de tarifas justas. Cabe destacar que durante este período a nação passava por uma alteração no cenário político que questionava os poderes legitimados, culminando com a Revolução de 1930.

De fato, o projeto de intervenção estatal na gestão energética foi materializado através da promulgação do Decreto nº 24.643 de 10/7/1934.

Conhecido como "Código das Águas", esse Decreto dispunha sobre a propriedade das águas e sua utilização. Outorgava autorizações e concessões para exploração dos serviços de eletricidade, assim como determinava critérios para tarifação do serviço e competência dos Estados quanto ao novo código.

Quanto às tarifas, o Decreto determinava que a tarifa deveria ser remunerada pelo custo do serviço, de forma a compensar o prestador do serviço em suas despesas operacionais, de depreciação de ativos e justa remuneração.

O Decreto ainda estabelecia uma componente nacionalista que determinava que as concessões e autorizações fossem conferidas a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil.

Outros Decretos foram lançados na sequência, como, por exemplo, o Decreto nº 23.501, de 27/11/1933, que dispunha a proibição de contratos que estivessem indexados ao ouro ou moeda estrangeira (prática comum na época).

Com era de se esperar, os Decretos citados não tiveram boa receptividade pelas empresas estrangeiras que geraram resistências à sua implementação,

culminando na falta de interesse em investimento, devido às incertezas de obtenção de melhores tarifas e segurança para aportes de capital.

Nesse novo cenário de engessamento do setor elétrico, o governo brasileiro se viu obrigado a ampliar suas atribuições, contudo lhe faltavam capital, tecnologia e a capacidade de gestão para ampliar o setor.

Apesar disso, passou a investir diretamente na geração de usinas de pequeno e médio porte, no período pós-guerra (1947). A iniciativa denominada de Plano SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia) tinha como principal objetivo coordenar esforços de investimentos nessas quatro áreas. No entanto, não logrou total êxito, sendo encerrado em 1952.

No início da década de 1950, tornou-se evidente a necessidade de planejamento centralizado pelo Estado, que fomentasse tanto a expansão da produção de energia quanto à possibilidade de financiamento desse setor. Nesse sentido, Vargas negociou com o EUA, a criação da Comissão Mista Brasil - Estados Unidos (CMBEU) para o desenvolvimento econômico.

O estudo apresentado por esta comissão apontou diversos entraves estruturais, sobretudo nos setores de transportes e energia, que dificultavam o processo de crescimento industrial do Brasil.

Nesse sentido, o governo brasileiro imediatamente negociou com bancos internacionais, o financiamento em moeda estrangeira, de importações de máquinas e equipamentos necessários ao desenvolvimento.

Outra ação foi a criação do Programa de Reparcelamento Econômico, através da Lei nº 1.474, de 26/11/1951. Os recursos para esse Programa vinham do Fundo de Reparcelamento Econômico (FRE) formado de empréstimos do exterior e recursos fiscais compulsórios do imposto de renda dos contribuintes.

A administração do FRE ficava por conta da recém-criada autarquia subordinada ao Ministério da Fazenda, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (Lei de nº 1.628, de 20/06/1952).

Já durante o governo do Presidente Juscelino Kubitschek, no período de 1956 a 1961, houve um aprofundamento do projeto de desenvolvimento do setor elétrico com a criação de boa parte das companhias estaduais de energia elétrica.

Também durante esse período, motivados por constantes interrupções de fornecimento e quedas de tensão nos dois principais polos econômicos do país –

Rio de Janeiro e São Paulo – o governo criou, em 1957, a Central Elétrica de Furnas.

Com um grande potencial energético, a empresa tinha como principal desafio a superação de obstáculos de demanda da região Sudeste. Seu papel foi de fundamental importância em que operou suas usinas no auge da crise de abastecimento de 1963, pondo fim ao racionamento devido à estiagem.

Destaca-se ainda a criação da Eletrobrás em junho de 1962. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com atribuições de coordenar, planejar e administrar os recursos financeiros oriundos dos empréstimos compulsórios no desenvolvimento do setor elétrico, função anteriormente desempenhada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico. Portanto, as bases de uma nova estrutura organizacional para o planejamento, regulação, fiscalização e expansão do setor estabeleceu-se durante os anos de 1967, até o início dos anos de 1990, constituindo-se uma presença mais efetiva do Estado.

O predominante otimismo econômico e a expansão do setor elétrico nacional vigoraram até o início dos anos de 1970.

Em 1971, o governo edita a Lei 5.655 que estabelece a transferência para a tarifa a garantia de remuneração de 10% a 12% do capital investido em redes, de forma que o setor foi capaz de autofinanciar a sua expansão.

Outro aspecto importante foi a promulgação do Decreto nº 1.383, de 1974, que instituiu a equalização tarifária em todo Brasil, com ajustes de remuneração de concessionárias por meio de transferência de recursos de companhias eficientes e superavitárias para as deficitárias.

No ano anterior à promulgação desse último Decreto, houve uma alteração no cenário mundial com a elevação dos preços do petróleo e dos juros norte americanos. Dessa forma, o modelo institucional centralizado inicia um processo de deterioração, que se intensifica com o *default* da dívida mexicana em 1982.

Devido ao elevado déficit comercial brasileiro na década de 1980, as empresas estatais foram usadas para atenuar os efeitos da crise hiperinflacionária através da contenção de suas tarifas de energia elétrica. Todo esse cenário impactou negativamente os Planos de Expansão do SEB, seja no planejamento, seja na elevação dos custos de financiamento devido à desvalorização cambial. Com o endividamento crescente em dólar e a tarifa de energia sobrevalorizada, começam os questionamentos sobre a eficiência das empresas estatais.

Nesse novo contexto, influenciados pelas ideias neoliberais que rediscutiam o novo papel do Estado na economia como regulador e mínimo, inicia-se a concepção de um novo modelo para o SEB. Em 1987, o então presidente José Sarney realiza a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), na tentativa de reorganizar o setor.

Um ponto a se destacar diz respeito às mudanças na constituição de 1988 e na flexibilização no regime de concessão, reescrito de forma a permitir a entrada de capital privado. Em 1990, é criado o Programa Nacional de Desestatização (PND) no governo do presidente Fernando Collor, seguida da promulgação da Lei das Concessões em 1993, já sob o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

Influenciados fortemente pelo modelo regulatório britânico, o Brasil encomenda à consultoria *Coopers & Lybrands* um estudo conhecido como “Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro” (RESEB). Nele, sugeriu-se o desmembramento das empresas do SEB nos segmentos de geração, transmissão e distribuição (Castro Leite, 2010). A privatização ocorre inicialmente no segmento de distribuição e, em parte, no segmento de geração. As privatizações mostraram-se atrativas para o setor privado, uma vez que o governo equacionou o endividamento dessas empresas e promoveu um profundo reajuste das tarifas e (Furtado, 2011).

As novas Leis introduziram mudanças profundas no mercado, viabilizando-se a licitação de novos empreendimentos em geração; a criação da figura do Produtor Independente; o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia elétrica (Massaguer, 2013).

Em 1996, através da Lei nº 9.427, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com a responsabilidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país.

Com o Decreto nº 2.335, a estrutura regimental dessa Agência é constituída. Posteriormente, a Aneel cria a Resolução nº 456 de 2000, estabelecendo as condições gerais de fornecimento de energia elétrica em consonância com o Código de Defesa do Consumidor (CDC), dada pela Lei nº 8.078, de 1990.

Em 1998, com a publicação da Medida Provisória 1.531, o Poder Executivo é autorizado a promover a reestruturação da Eletrobrás.

Nesse mesmo ano, a Lei nº 9.648 cria a figura do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e implementa o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Apesar de todos esses movimentos de retirada do Estado da economia e de abertura do setor a novos empreendimentos ao mercado, não houve um interesse maior por parte da iniciativa privada, como esperado. Para os empresários, a aquisição de ativos já existentes e amortizados em suas dívidas seriam muito mais atrativos (Furtado, 2011). Além disso, percebiam um ambiente de incertezas quanto ao aspecto jurídico na aprovação de novos empreendimentos.

Sem os investimentos futuros necessários, o planejamento da expansão no longo prazo baseado na atuação do capital privado tornou-se insuficiente, o que levou ao desequilíbrio entre oferta e demanda. Como resultado, foi necessário o racionamento de energia em 2001.

Nesse período houve uma maior participação do Estado na direção da segurança do abastecimento e da redução da dependência de combustíveis fósseis (Castro Leite, 2008). Um movimento importante nesse sentido foi a promulgação da Lei nº 9991/2000, diretamente relacionada às ações e às atribuições da recém-criada Aneel e ao papel das atividades de P&D no contexto do SEB.

Essa Lei determinou que 1% da receita operacional líquida fosse direcionada a programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética.

Por meio desse novo mecanismo, o Estado regulador buscou fomentar a interação de agentes distintos: (i) indústria de máquinas e equipamentos elétricos; (ii) institutos de pesquisa públicos e privados; (iii) grupos de pesquisa universitários; e (iv) concessionárias de energia elétrica.

Acreditava-se que através de um arranjo que estimulasse a capacitação tecnológica nacional voltada ao setor elétrico, adviriam ganhos para o usuário final através de modicidade tarifária.

A partir de 2003, no governo do Presidente Luís Inácio Lula da Silva, buscou-se o reestabelecimento do planejamento centralizado do setor. Foram transferidas as coordenações das atividades de geração, transmissão e transporte, anteriormente exercidas pela Eletrobrás, para um colegiado de empresas do setor, denominado Operador Nacional do Sistema (ONS).

O ONS herdou toda a infraestrutura de despacho da Eletrobrás e passa a assumir a coordenação dos fluxos de energia no Sistema Interligado Nacional (Furtado, 2011).

Na sequência, é criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), na perspectiva de viabilizar instrumentos que efetivassem o exercício qualificado dos estudos de planejamento da matriz energética, visando à expansão do sistema elétrico e à redução dos riscos de racionamentos e “apagões”.

A partir de 2004, o BNDES muda o seu foco. Antes voltado para a coordenação do processo de privatizações, passa a financiar a expansão mediante a adoção do modelo *Project Finance*.

Nesse novo modelo, a garantia do negócio era dada pelo próprio fluxo de caixa do investimento, reduzindo-se o risco do investidor. Outra importante característica foi a instauração de contratos de concessão de longo prazo (30 anos).

Dentre as diretrizes do novo modelo, destacam-se:

- neutralidade no planejamento operacional que devem ser realizadas através de procedimentos acordados entre a Aneel e os demais agentes do setor;
- livre acesso de todos os agentes ao sistema de transmissão;
- modelo adequado de transação entre geradores, empresas de distribuição e comercialização de energia (varejo), de portes semelhantes, com o objetivo de estabelecer um mercado atacadista competitivo, sem participantes dominantes ou cartéis;
- limitada separação da geração em empresas integradas verticalmente, para garantir o acesso ao mercado por parte de outras empresas.

A fim de incentivar a concorrência, houve separação entre as funções de operação e desenvolvimento da rede de distribuição e comercialização de energia.

Outros movimentos permitiram: (i) a negociação de montantes de energia entre concessionários; (ii) a cisão das empresas regionais em empresas de geração, de transmissão e de distribuição; e (iii) a participação acionária da Eletrobras nas empresas de geração criadas a partir da cisão da Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte.

Seguindo tendências internacionais na regulação de mercados de energia, foram gerados mecanismos mercadológicos liberalizantes que diminuiriam barreiras institucionais e incluíram a iniciativa privada.

A estrutura de mercado subjacente às reformas é composta tanto por empresas estatais como privadas e visa possibilitar uma maior dinâmica concorrencial devido ao acesso a novas fontes de recursos advindas do livre mercado estabelecido. Supunha-se que tais medidas teriam impacto direto no custo da energia, na qualidade dos serviços prestados, no planejamento da expansão do sistema e na aquisição e desenvolvimento de competências tecnológicas relacionadas ao setor elétrico (Massaguer, 2013).

3.2.

Modelos regulatórios estrangeiros vinculados à questão energética

Como apresentado na seção anterior, a evolução do sistema elétrico brasileiro se deu de forma verticalizada com forte presença estatal até o final da década de 1970, com serviços de geração, transmissão e distribuição, por muitas vezes desempenhados por uma mesma empresa.

A despeito dessa evolução no mercado nacional, cresciam novos questionamentos ideológicos sobre monopólios de serviços públicos na Inglaterra, também durante a década de 1970. Tais ideologias pautavam-se não somente ao setor de energia elétrica, mas também aos setores de transporte, petróleo e gás natural.

No que tange ao setor elétrico, os economistas sugeriam ideias bastante incomuns à época, como: (i) segmentação da distribuição e transmissão, com consequência do surgimento da competição dos entes de geração; (ii) a gestão autônoma do segmento da transmissão, mesmo na condição de monopólio natural, deveria permitir a entrada dos entes de geração; (iii) a criação da figura dos agentes comercializadores de energia, servindo como união entre consumidores e demais atores; (iv) a criação da figura do consumidor livre que contrataria sua energia através de comercializadores, pagando os custos associados de uso dos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) o estabelecimento de um órgão regulador com atribuições de governo que garanta as regras do jogo, estimulando a concorrência e qualidade em prol dos consumidores.

Tal estrutura de modelo só começou a ser implementada na prática na Inglaterra, no início da década de 1990, por meio de várias iniciativas regulamentares, com destaque à criação da agência denominada *Office of Electricity Regulation (Offer)*.

O *Offer* subdividiu a Inglaterra em regiões e passou à iniciativa privada o controle acionário das empresas de distribuição. Além disso, por intermédio do recém-criado *National Grid Company* (NGC), permitiu a independência do sistema de transmissão que seria operado por esta Agência, sem interferência dos geradores e distribuidores. No entanto, deveria permitir o acesso de qualquer gerador habilitado pela agência.

Na sequência ao delineado na década de 1970, a criação da figura do consumidor livre de energia foi o marco da criação desse modelo, permitindo no início do processo que grandes consumidores escolhessem a energia baseada em critérios mais vantajosos. Tal mecanismo tornou-se mais abrangente para qualquer consumidor da Inglaterra.

O sucesso do novo modelo fez com que houvesse uma redução das tarifas finais aos consumidores da Inglaterra, estimulando sua replicação em outros países.

No entanto, como enfatiza Gastaldo (2009), dentre os aspectos pouco analisados, destaca-se a influência da alteração da matriz energética da Inglaterra de carvão para gás natural, que ocorrera simultaneamente com a adoção do novo modelo, o que poderia trazer interferência na análise do sucesso do modelo.

Contudo, a despeito da observação acima, o modelo foi difundido em diversos países, servindo de instrumento de recomendação do Banco Mundial aos países em desenvolvimento, com adaptações quanto ao peso da autonomia do órgão regulador em cada situação.

A iniciativa inglesa foi seguida em diversos países da União Europeia, em 1996, com a emissão da Diretriz 96/92/EC, que conceituava o consumidor livre. Em avanço, a Diretriz 2003/54/EC, diligenciou sobre a abrangência do mercado livre para os consumidores residenciais (2003) e para todos os consumidores a partir de julho de 2007.

Ao mesmo tempo do que ocorria na Inglaterra, alguns países nórdicos, como Noruega e Suécia, aplicaram semelhante modelo de reestruturação. No caso da Noruega, país com geração predominantemente hídrica, a diferença do modelo

Inglês fica por conta da não alienação de ativos das empresas de geração, transmissão e distribuição. Na prática, as empresas permaneceram estatais, porém competindo entre si, pelos consumidores livres.

Outro ponto importante refere-se à criação da bolsa internacional para comercialização de energia elétrica sob o comando de duas empresas de transmissão estatais, que em 1998, comercializavam 30% de toda energia da Suécia e Noruega, passando para 60% em 2006.

Esses países, na aplicação de seu modelo, identificaram alguns problemas como as oscilações na oferta de energia, em face de aspectos climáticos, entretanto, aprimoraram a estrutura fazendo surgir dois tipos de contrato: (i) um de longo prazo; e (ii) outro negociado em bolsa no *NordPOOL spot*.

Já no mercado americano, movimento semelhante ocorreu com a abertura do acesso à transmissão para qualquer produtor independente de energia, através do que ficou conhecido como Ato de Política Energética (*Energy Policy Act*), em 1992.

Entretanto, uma vez que os estados da federação têm suas próprias leis de regulação em seus domínios, o desenvolvimento do mercado livre de energia cresceu diferenciadamente.

No Canadá, país com matriz energética hídrica, coube ao recém-criado *Independent Electricity System Operator* (IESO), em 1998, a responsabilidade de operar o sistema elétrico e administrar o mercado atacadista de energia.

Como descrito nas várias iniciativas internacionais, buscou-se o desenvolvimento de um modelo que garantisse a expansão da oferta, com grau de competitividade entre os agentes, com qualidade de fornecimento e tarifas módicas.

Traçando um paralelo ao adotado no Brasil, alguns autores sugerem que o modelo implantado pelos países nórdicos talvez trouxesse mais vantagens para o país, devido às características hídricas, sem a necessidade de alienação dos ativos às empresas privadas.

Outro importante aspecto refere-se à importância da figura do consumidor livre de energia elétrica, para o bom funcionamento do modelo, situação esta não concluída no Brasil, onde somente os grandes consumidores têm acesso às regras para o mercado livre.

Comum a todos os modelos implantados, há uma tendência à concentração de poucos grupos empresariais, o que pode ser um preocupante elemento contrário às ideias antimonopolistas (Gastaldo, 2009).

3.3.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

No Brasil, as agências reguladoras surgiram ao longo da década de 1990, na perspectiva de ampla reforma econômica e constitucional, alterando o papel do Estado quanto à exploração econômica e como prestador de serviço público. O Estado passou a funcionar como regulador e fiscalizador dos serviços ora delegados.

Introduzidas sob a forma de autarquias especiais, as agências reguladoras possuem personalidade jurídica de direito público, com prerrogativas próprias e autonomia em relação ao poder público.

Possuem ainda dotações orçamentárias próprias provenientes de taxas de fiscalização e regulação, ou participação de contratos e convênios.

No setor elétrico brasileiro, a materialização de um agente regulador se deu com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica Aneel (Aneel), através da Lei nº 9.427, de 26/12/1996.

A Agência conta com somente dois níveis hierárquicos, sendo conduzida por uma Diretoria Colegiada, composta por um diretor-geral e quatro diretores, submetidos à aprovação do Senado Federal, antes de suas nomeações pelo Presidente da República em exercício. Seus mandatos são de quatro anos não coincidentes e suas decisões são subsidiadas pelo trabalho de 20 unidades técnicas e de apoio, além da Chefia de Gabinete, da Secretaria Geral, Assessoria de Comunicação e Imprensa, Auditoria Interna e Procuradoria Geral.

As funções da Aneel estão descritas na própria Lei nº 9.427 de 26/12/1996, conforme transcrição no Quadro 3.1, a seguir.

Quadro 3.1 – Funções da Aneel

Funções da Aneel, conforme Lei nº 9.427/96	
Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.	Estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando à universalização do uso da energia elétrica.
Promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos.	Efetuar o controle prévio e a posteriori de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato.
Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica.	Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre.
Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.	Promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado.
Fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos.	Homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do "caput" deste artigo.
Articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos.	Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
Estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferências de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si.	Definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

Quadro 3.1 – Funções da Aneel (cont.)

Funções da ANEEL, conforme Lei nº 9.427/96	
Zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica.	Regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.
Fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondentes aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.	Elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos.
Estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos.	Celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

Fonte: Aneel, 2013.

Em suma, é de competência da Aneel: (i) a garantia de tarifas justas; (ii) o zelo pela qualidade dos serviços; (iii) a exigência de investimentos necessários para a adequada prestação de serviço; (iv) arbitrar sobre o conflito de interesses; (v) estimular a saudável competição em condições leais; (vi) prezar pela universalização dos serviços; (vii) fiscalizar de forma ampla; e (viii) promover a defesa do interesse do cidadão-consumidor.

3.4.

Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

A estruturação do sistema elétrico brasileiro com forte presença estatal teve seu início na década de 1950, conforme visto na seção 3.1. Seu crescimento ocorrera até a década de 1970, motivado por programas de reaparelhamento econômico (Lei nº 1.474, de 26/11/1951) e outras iniciativas, como, por exemplo, a tomada de empréstimos ao exterior para sua estruturação.

O que se viu a partir da década de 1970, foram cenários adversos da economia mundial pela crise do petróleo entre outras, seguida de um crescente aumento das taxas de juros internacionais. Tal fato levou o Brasil a um aumento do seu endividamento e conseqüente redução dos investimentos do setor elétrico.

Pressionado pelo Banco Mundial, a saída encontrada foi a reabertura da economia e negociação dos títulos da dívida externa por ações de empresas estatais.

A partir daí, seguindo a orientação do Banco Mundial, o Brasil começou com seu plano de desestatização, como forma de reduzir a carga financeira e promover a eficiência econômica e empresarial do setor elétrico, com a exposição de seus agentes à competição do mercado.

Sob este cenário, inicia-se em 1993, a reestruturação do setor elétrico brasileiro, com diversas ações regulatórias, como a extinção da equalização tarifária e obrigatoriedade de contratos entre geradores e distribuidores (Lei nº 8.631) e a materialização da figura do Produtor Independente de Energia e do Consumidor Livre (Lei nº 9.074).

Outras ações se seguiram como a implantação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), em 1996, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), que apontou a necessidade de divisão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, de forma a promover a competitividade, porém se mantendo a regulação dos monopólios naturais de distribuição e transmissão (MME, 2013).

O estudo também indicava a necessidade de criação de um órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica), de um operador central para o sistema elétrico (Operador Nacional do Sistema - ONS) e de um ambiente, no qual se registrariam os contratos com as transações de compra e venda de energia (Mercado Atacadista de Energia, hoje denominado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

O relatório conclusivo do estudo foi finalizado em 1998, definindo-se as bases conceituais e institucionais a serem implantadas no setor elétrico nacional. Contudo, no ano de 2001, o setor elétrico nacional foi acometido por uma crise de abastecimento, que levou a um plano de racionamento de energia elétrica.

Devido a esse acontecimento de graves conseqüências, diversos questionamentos foram levantados quanto aos rumos do setor, que foram

materializados em propostas a partir de 2002, mediante a instituição do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (CCEE, 2013). Essa nova reflexão ocasionou ajustes no SEB, nos períodos entre 2003 e 2004, e lançou as bases para um Novo Modelo, que foi suportado pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15/03/2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30/7/2004.

O resumo das mudanças do setor elétrico brasileiro encontra-se no Quadro 3.2 abaixo, extraído do CCEE, em 2013.

Quadro 3.2 - Mudanças do setor elétrico brasileiro

Modelo antigo (até 1995)	Modelo de livre mercado (1995 a 2003)	Novo modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSO) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE, 2013.

Sob o aspecto institucional, o novo modelo estabeleceu a criação de diversas entidades com atribuições específicas na constituição do SIN, a saber:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Mercado Atacadista de Energia (MAE), responsável pela continuidade às atividades relativas à comercialização de energia elétrica;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com atribuições de registros de contratos e transações de compra e venda de energia elétrica;
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão multiministerial, presidido pelo Ministro de Minas e Energia com a função de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia.

Alterou ainda a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME), ampliando a autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

No aspecto da comercialização de energia, foram demarcados dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de distribuição e geração de energia; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam entidades de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

A partir das referidas mudanças, o novo modelo do setor elétrico visa:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária;
- promover a inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O modelo determinou um arcabouço de medidas a serem implementadas pelos agentes, a saber: (i) obrigatoriedade de contratação da totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres; (ii) adoção de uma nova metodologia de cálculo para determinação do lastro para venda de geração; (iii) contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que possibilitem um melhor balanceamento entre a garantia e custo de suprimento; e (iv) monitoramento permanente da continuidade e da segurança de

suprimento na detecção de possíveis desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa. Essa modalidade objetiva a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser transferida para a tarifa dos consumidores cativos.

Por fim, o novo modelo pretende uma melhor inserção social na busca pela universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, assim como garantir subsídios adequados àqueles de baixa renda (MME, 2013).

A Figura 3.1 ilustra as principais instituições que integram o atual modelo do setor elétrico brasileiro.

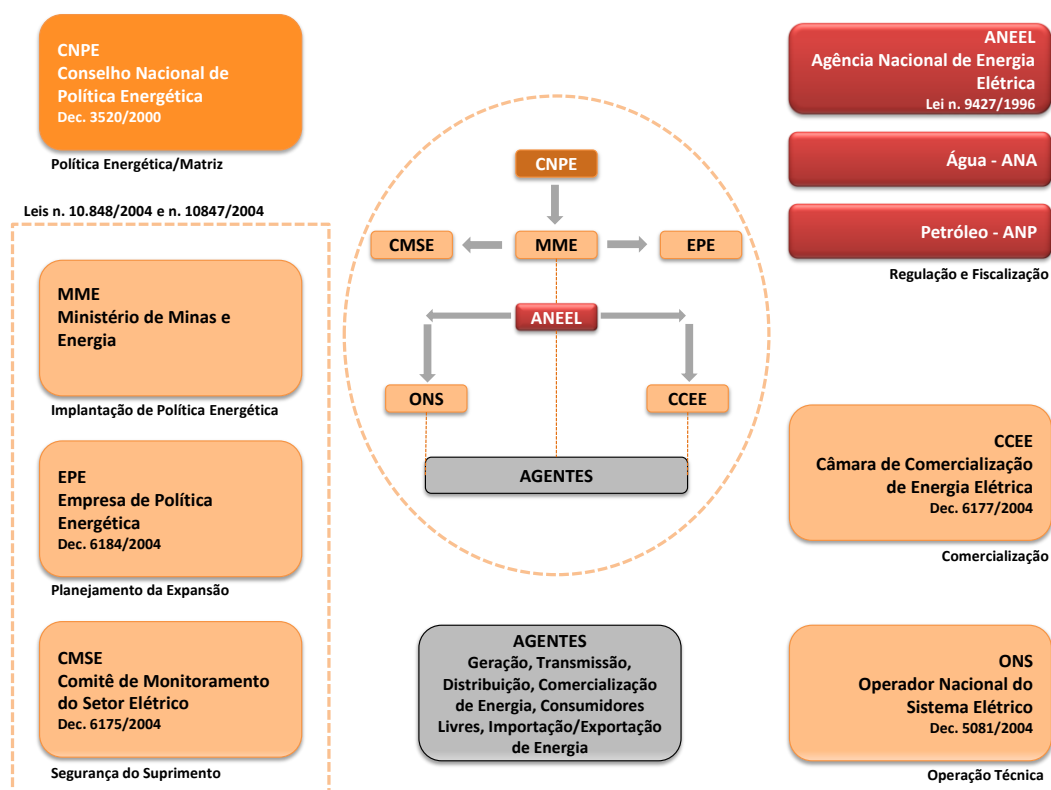


Figura 3.1 - Instituições do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Fonte: ONS, 2013.

3.5.

Aspectos jurídicos relativos às condições gerais de fornecimento de energia elétrica

Com descrito na seção 3.3, a Aneel é uma autarquia em regime especial, ou seja, possui as seguintes prerrogativas: (i) poder normativo técnico; (ii) autonomia decisória para dirimir conflitos administrativos entre as entidades sob seu controle; (iii) independência administrativa de seus dirigentes que possuem investidura do cargo ocupado, após serem nomeados pelo Chefe do Poder Executivo e aprovados pelo Senado Federal; e (iv) autonomia econômico-financeira.

Sob o aspecto normativo técnico, a Agência deliberou sobre os entes concessionários, uma série de regras para o fornecimento regular de energia elétrica aos consumidores.

Dessa forma, a iniciativa disposta pela Resolução nº 456, de 29/11/2000, estabelece, baliza e consolida as relações entre as distribuidoras com seus clientes.

Como observado por Gastaldo (2009), o documento fundamenta-se no princípio da boa fé, o que pode ser percebido pelo uso de expressões como cientificar, informar, dar conhecimento, dentre outras, que denotam a imposição do respeito em todas as fases pertinentes da relação fornecedor-consumidor.

Dentre os quesitos expostos nesta Resolução, destacam-se as definições de critérios técnicos para unidades de baixa, média e alta tensão, norteando desde a instalação de novas unidades de consumo até formas de faturamento aderentes a classificação tarifária pertinente a cada grupo.

O documento dispõe ainda, entre outros, sobre as responsabilidades das concessionárias de distribuição de energia elétrica em desenvolver campanhas informativas do uso racional de energia, bem como a divulgação de direitos e deveres dos consumidores.

Dessa forma, com o avanço dos esclarecimentos e amadurecimento das relações entre esses dois atores, novas necessidades foram sendo demandas para aperfeiçoamento e resolução de conflitos não cobertos nessa primeira edição normativa.

Em consequência, iniciou-se em 2008 um longo processo de discussão por meio da realização de audiências públicas para aprimoramento da normativa, que resultaram em 2.580 contribuições de consumidores, associações de agentes do

setor elétrico, órgãos de defesa do consumidor, Ministério Público Federal e Departamento Nacional de Defesa do Consumidor (DPDC) do Ministério da Justiça (Aneel, 2010).

O produto final dessas contribuições foi a revogação completa da Resolução nº 456/2000, com sua devida substituição pela nova Resolução nº 414, de 9/11/2010, atualizada recentemente pela Resolução Normativa nº 499/2012 (Ressarcimento de Danos Elétricos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST).

Dentre vários aspectos, a nova Resolução apresenta alterações nas classificações de unidades consumidoras, prazos para ligações novas, modalidades tarifárias, contratos, procedimentos para faturamento e leitura, tratamento de ligações irregulares e ressarcimento de danos elétricos.

Além disso, define como as distribuidoras deverão oferecer atendimento presencial em todos os municípios de sua área de concessão, respeitando-se critérios quantitativos de unidades de consumo em cada área, bem como a qualidade desse atendimento comercial com padronização de procedimentos e prazos.

A nova Resolução incorpora ainda os critérios para acesso à Tarifa Social, dadas pela Resolução Normativa nº 407, de 27/07/2010, também regulamentada pela Lei nº 12.212, de 20/01/2010.

Em aspecto controverso, a atual normativa estabelece a transferência dos ativos de iluminação pública das distribuidoras aos municípios, ficando estes últimos a assumirem todo o custo para atendimento, operação, manutenção e gestão desse parque.

Em argumentação sustentada por Gioielli (2013), a Aneel exorbitou competência do seu poder regulador, cometendo vícios de ilegalidade ao estabelecer ônus aos municípios por invasão de matéria reservada à Lei. O autor ressalta ainda que o ônus atribuído ao município será demasiadamente maior contra aquele anteriormente sob a responsabilidade da distribuidora, levando a um aumento da tarifa de iluminação pública (Contribuição de Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP/Cosip) pago pelo contribuinte.

A despeito dessa controvérsia, o caráter evolutivo das relações entre esses agentes tem se materializado em constantes alterações nas normativas, refletindo a tentativa do órgão regulador em cumprir sua missão, seja em proporcionar

condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva em equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

3.6.

Incidência tributária no mercado de energia elétrica

Até a promulgação da Constituição de 1988, a incidência de tributos na energia elétrica se dava mediante cobrança de imposto único de competência da União: o Imposto sobre Operações Relativas a Combustíveis, Lubrificantes, Energia Elétrica e Minerais do País.

Instituído pela Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954, o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) destinava suas receitas ao Fundo Federal de Eletrificação para financiar a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A distribuição desse tributo se constituía como 40% (União) e 60% (Estados, Distrito Federal e Municípios), sendo 5/6 para os Estados e 1/6 para os Municípios.

Nesse período, ficou evidente que o interesse maior de aplicação tributária visava a expansão do parque de geração e distribuição, ao contrário do interesse arrecadatório presente nos dias de hoje (Soares, 2007).

Com a promulgação da Constituição de 1988, houve uma alteração singular do antigo modelo de tributação de energia elétrica, passando a ser tributado da forma ao aplicado a combustíveis, lubrificantes e minerais, na base incidente do Imposto sobre a Circulação de Mercadoria (ICM).

O legislador ainda transferiu essas importantes bases tributáveis para os Estados e Distrito Federal, delegando a esses a fixação de tal imposto. Por fim, incorporou os serviços de Transporte e Comunicação, mudando a denominação do imposto para (Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS).

Adicionalmente, após longo embate judicial, o Supremo Tribunal Federal (STF) legitimou a incidência das contribuições sociais sobre a energia elétrica (e sobre os combustíveis), ficando a base tributária assim definida e consolidada como:

- PIS/COFINS – cobrado pela União, a fim de manter programas voltados ao trabalhador e também atender programas sociais do Governo Federal;

- ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
- PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público.

Atualmente, as alíquotas de recolhimento do PIS/COFINS para as entidades financeiras é 0,65% e 1% para entidades sem fins lucrativos.

Já com relação ao PASEP, o recolhimento é de 1% sobre as pessoas jurídicas de direito público e autarquias, e de 0,65% sobre as empresas públicas.

As entidades financeiras enquadradas como empresas públicas são também contribuintes do PIS

O setor elétrico é ainda onerado em dois tributos que incidem sobre o lucro das empresas de energia elétrica: o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Sobre o Lucro Líquido (CSLL) que, embora tenham as mesmas características, possuem destinações diferenciadas de recursos previstas na Constituição Federal.

Outros tributos do setor são o Imposto Territorial Rural (ITR), com pouca relevância em arrecadação, e a já extinta Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira (CPMF).

Na esfera municipal, os governos podem recolher dois outros tributos e uma contribuição, sendo: (i) o Imposto sobre Serviços (ISS); (ii) o Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana (IPTU); e (iii) a Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública (Cosip ou Cip).

A Cosip foi instituída em 2002, pela Emenda Constitucional nº 39, sendo cobrada dos consumidores finais pelas concessionárias e transferidas aos municípios para o custeio da rede de iluminação pública.

Já o IPTU é matéria controversa, que está sendo discutida em Tribunais Superiores, com um viés de desfavorecimento aos municípios.

Encargos trabalhistas também são aplicados às tarifas de energia elétrica, com destaques para: (i) Contribuição Patronal ao Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS); (ii) contribuições ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS); (iii) encargos sociais que incluem o Seguro Acidente de Trabalho (SAT); (iv) Salário Educação; e (v) “Sistema S”, que engloba o Serviço Social da Indústria (Sesi), o Serviço Social do Comércio (Sesc), o Serviço Social do Transporte (Sest), o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai), o

Serviço Nacional de Aprendizagem Comercial (Senac), o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae), o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural (Senar), o Serviço Nacional de Aprendizagem do Transporte (Senat) e o Serviço Social do Cooperativismo (Sescoop).

O Quadro 3.3, a seguir, resume os principais tributos que incidem nas tarifas do setor elétrico brasileiro.

Quadro 3.3 - Principais tributos incidentes nas tarifas do SIN

Sigla	Tributo	Fato gerador	Base de cálculo	Destinação	Legislação
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica	Renda ou proventos de qualquer natureza	Lucro	52% União; 21,5% estados; 23,5% municípios; 3% Fundos do N, NE e CO.	Leis nº 8.383, 8.540, 8.981, 9.065, 9.249, 10.426, 10.431, 11.053; Decreto nº 3.000.
CSLL	Contribuição Sobre Lucro Líquido	Renda ou proventos de qualquer natureza	Lucro	União (Seguridade Social)	Leis nº 7.689, 8.383, 9.249, 9.316, 9.779, 10.426, 10.637, 10.684, 11.727; Instrução Normativa SRF nº 810.
PIS/Pasep	Contribuição para os Programas de Integração Social e Formação do Patrimônio do Servidor Público	Receita	Faturamento Mensal	União (Seguridade Social)	Lei Complementar nº 7; Leis nº 7.859, 8.398, 9.701, 9.718, 10.312, 10.276, 10.431, 10.637, 10.865, 10.833; Decreto nº 4.524.
Cofins	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social	Receita	Faturamento Mensal	União (Seguridade Social)	Leis Complementares nº 70 e 85; Leis nº 8.696, 8.850, 9.701, 9.718, 10.312, 10.431, 10.684, 10.833.
ITR	Imposto Territorial Rural	Propriedade, domínio útil ou posse de imóvel em zona rural	Valor da terra	50% União; 50% municípios	Leis nº 9.393, 11.250; Decreto nº 4.382; e EC nº 42
INSS Patronal	Contribuição ao Instituto Nacional de Seguro Social (INSS) pelo Empregador	Possuir empregado que seja segurado do INSS	Rendimentos pagos, devidos ou creditados ao empregado	União (INSS)	Art. 195, I, da Constituição Federal; Lei nº 8.212.
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço	Pagamento ao empregado por prestação de serviço	Folha salarial	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço de cada empregado	Art. 195, I, da Constituição Federal; Lei nº 8.036.

Quadro 3.3 - Principais tributos incidentes nas tarifas do SIN (cont.)

Sigla	Tributo	Fato gerador	Base de cálculo	Destinação	Legislação
SAT	Seguro Acidente de Trabalho	Possuir empregado que seja segurado do INSS	Total das remunerações pagas ou creditadas	União (INSS)	Art. 22 da Lei nº 8.212/1991, 9.732/1998 e 9.876/1999.
Senai, Senac, Sesi, Sesc, Sest, Sebrae, Senar, Senat, SESCOOP	Contribuições para o “Sistema S”	Possuir empregado(s) e atuar no respectivo setor de atuação (indústria, comércio, pequena e média empresa)	Folha Salarial	Entidades autônomas de serviço social	Decreto-Lei nº 4.048/1942, 8.621/1946, 9.403/1946; Lei nº 8.029/1990 e 8.315/1991.
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicações	Circulação de mercadorias	Valor agregado	75% estado; 25% municípios	Art. 155, II, da Constituição Federal; Lei nº 5.172; Leis Complementares nº 24, 63 e 87 e legislação estadual.
IPVA	Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores	Propriedade de veículos automotores	Valor venal do veículo	50% estado; 50% município	Art. 155, III, da Constituição Federal; Lei nº 8.115 e legislação estadual.
ISS	Imposto sobre Serviços	Prestação de serviços a terceiros	Preço do serviço	Município	Art. 156, III, da Constituição Federal; Lei Complementar nº 116; legislação municipal.
IPTU	Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana	Propriedade, domínio útil ou posse de imóvel em zona urbana	Valor venal do imóvel	Município	Art 156, I, da Constituição Federal e legislação municipal.
CPMF(extinto)	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira	Movimentação ou transmissão de valores e de créditos e direitos de natureza financeira	Valor da movimentação Ou transmissão	União (Fundo Nacional de Saúde), para financiamento das ações e serviços de saúde)	Art. 74 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias; Lei nº 9.311 (alterada pelas Leis nº 9.539, 10.174, 10.306).

Fonte: Price WaterHouse & Coopers, Instituto Acende Brasil, 2010.

Na prática, as distribuidoras de energia elétrica são responsáveis somente pelo recolhimento e repasse desses tributos às autoridades competentes. Quanto

aos geradores, o legislador previu a incidência tributária pela comercialização de sua produção, respeitando-se alguns critérios específicos.

Entretanto, há situações previstas em Lei em que a incidência do tributo não é aplicável, a saber: (i) em operações de exportação de energia elétrica, diferentemente ao aplicado aos processos de importação, ainda que se trate de bem ou consumo destinado a compor ativo permanente do estabelecimento; e (ii) em energia produzida e destinada ao autoconsumo, seja qual for a figura jurídica do produtor (autoprodutor, produtor independente, concessionária, etc.).

Já no ambiente de contratação livre (mercado livre), por sua natureza em formalizações de contratos bilaterais, não houve um acompanhamento da legislação tributária adaptada a essa nova modalidade. Dessa forma, o planejamento tributário nesses casos é feito pontualmente, respeitando-se a característica peculiar de cada contratação.

Todos os tributos até aqui apresentados constituem impostos, contribuições e encargos trabalhistas incidentes nas tarifas elétricas.

Apesar da quantidade já atribuída, outros tributos denominados de encargos setoriais são incorporados, onerando ainda mais as tarifas. Segundo site da Aneel (2013), os principais são: (i) Reserva Global de Reversão (RGR); (ii) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); (iii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); (iv) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); e (v) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); (vi) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); (vii) P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética; (viii) Encargo de Serviços do Sistema (ESS); e (ix) Operador Nacional do Sistema (ONS).

3.6.1. Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo sua vigência estendida até 2010, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços.

Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual.

Sua gestão fica a cargo das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras).

3.6.2. Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

Criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, com objetivo de subsidiar a geração térmica na região Norte do país (sistemas Isolados). Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela Eletrobras.

3.6.3. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Tem por finalidade a constituição de receita, para a cobertura do custeio de suas atividades da Aneel.

3.6.4. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda. Sua gestão fica a cargo da Centrais Elétricas Brasileiras.

3.6.5. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para: (i) o desenvolvimento energético dos Estados; (ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e (iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Sua gestão fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobras.

3.6.6.**Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)**

Criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da Aneel.

3.6.7.**Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética**

Criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética no uso final.

Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e de Minas e Energia (MME), como também a Aneel, a Eletrobras e os próprios agentes.

3.6.8.**Encargo de Serviços do Sistema (ESS)**

Previsto no Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, é um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN.

3.6.9.**Operador Nacional do Sistema (ONS)**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto n.º 5.081, de 14 de maio de 2004.

Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS para coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados,

bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. Sua gestão fica a cargo do ONS, que submete anualmente seu orçamento para a aprovação da Aneel.

Como anteriormente abordado, o modelo atual de tarifação deixou de suprir somente aspectos de fomento da expansão do setor elétrico passando a ser um importante mecanismo arrecadador de receitas ao Governo. Nesse sentido, alguns analistas do setor identificam uma importante necessidade na reestruturação do atual modelo de encargos setoriais elétricos de forma a desonerá-lo em tributos com objetivo de aperfeiçoamento e redução das tarifas.

Até final de 2011, pouco avanço foi observado nessa direção, entretanto em setembro de 2012, o Governo edita Medida Provisória n. 579, que alteraria essa percepção.

Sob o argumento de que o setor elétrico não deveria ser onerado por questões de caráter social, sendo estas de atribuições do Tesouro Nacional, o Governo, alterou através da MP, a composição de dois blocos da atual estrutura tarifária: Encargos e Indústria de Energia Elétrica.

Com relação aos encargos, a Medida Provisória nº579, deliberou pelo fim da cobrança da CCC, da RGE e diminuiu para 25% o valor da CDE nas tarifas, que, segundo estudos de Castro (2013), proporcionaram uma redução média de R\$ 18/MWh na tarifa de energia.

Concomitantemente, a Medida Provisória nº579 reduziria os custos da indústria de energia elétrica, com uma contraproposta de renovação das concessões de usinas hidroelétricas e de linhas de transmissão com contratos com vencimento nos anos de 2015 e 2017.

As duas propostas que emergiram quando da concepção da Medida Provisória nº579 foram de licitar novamente os ativos ou renovar de forma onerosa a concessão, sendo que a escolha do Governo foi pela renovação das concessões, dentro de uma característica legalista (Castro, 2013). Nela haveria a reversão dos ativos para a União com a opção das atuais concessionárias manterem a concessão desses mesmos ativos, desde que aceitassem a antecipação do vencimento do contrato, além de que passassem à condição de simples operadores e mantenedores das usinas hidroelétricas ou linhas de transmissão, sendo remunerados através de uma tarifa de custeio da atividade.

O impacto dessa medida alterou diretamente um total de 22.341 MW em geração e 85.326 km de linhas de transmissão, que reduziriam o valor médio da energia negociadas em blocos de leilões dos atuais R\$ 95,00/MWh para valores inferiores a R\$ 30,00/MWh (Castro, 2013).

As principais empresas de geração afetadas foram: Chesf, CESP/EMAE, Furnas e Cemig. Pelo lado das transmissoras: Chesf, Eletrosul, Furnas e CTEEP.

A despeito da componente positiva em razão da perspectiva de redução das tarifas, as ações no mercado de capitais das empresas afetadas foram significativas a ponto dos analistas avaliarem um novo risco regulatório ao setor.

3.7.

Tarifas de fornecimento de energia elétrica: conceituação

De acordo com Ganim (2009), o regime de tarifação em vigor no país até 1993 tinha como base a remuneração garantida do custo do serviço prestado, com equalização tarifária em todos os estados.

Esse sistema de tarifação garantia ao concessionário uma taxa interna de retorno de 10% a 12%, com previsão de ajustes de valores a serem compensados por insuficiência ou excessos apurados na contabilização, registrados em uma Conta de Resultados a Compensar (CRC).

Também durante esse período, visando a garantia do equilíbrio econômico financeiro das concessões, instituiu-se um encargo atribuído à tarifa, denominado de Conta de Reserva Global (RGG), que vigorou sob essa denominação até 1998, com a emissão do Decreto-Lei nº 2.432.

Esse novo Decreto criava então, a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), com as mesmas condições do extinto RGG, sendo formado por recursos provenientes de quotas anuais de compensação das receitas excedentes das concessionárias, dos saldos da CRC e receitas de outras origens.

Na prática, segundo Ganim (2009), a política tarifária nesse período, não alcançou seus objetivos, tendo sido utilizada como instrumento de controle inflacionário, levando a um acúmulo de aproximadamente U\$ 26 bilhões, no CRC até sua extinção.

A partir de 1993, com objetivo de conceber uma política tarifária eficiente e com justa remuneração para os concessionários, o governo edita uma série de

dispositivos legais que extingue a CRC e acaba com a equalização tarifária entre os estados.

Já em 1995, com a promulgação da Lei nº 8.987/1995, o governo estabelece que a tarifa passa a ser calculada com base no custo do serviço prestado, sendo fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação mais vantajosa e aderente ao contrato de concessão e edital pré-estabelecidos.

Tal regra passou a ser praticada inicialmente aos leilões de linhas de transmissão e geradoras, sendo seguidas pelas distribuidoras em 1996.

No caso da distribuição, as tarifas seriam fixadas pelo órgão regulador em contrato, com previsão de reajustes anuais, revisões periódicas e extraordinárias, com objetivo na manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão, conforme descritas abaixo:

- revisões anuais: realizadas pelo Índice de Reajuste Tarifário - IRT, e determinada por fórmula paramétrica, tem o objetivo de recompor no momento do reajuste, o poder de compra da tarifa. Na prática, o índice reajusta anualmente a tarifa nos custos gerenciáveis da distribuidora (gastos com pessoal, depreciação, material, serviços e remuneração, dentre outros) pela base do IGP-M, ajustado por um fator X, correspondente aos ganhos de produtividade aos quais as concessionárias deverão repassar para as tarifas do consumidores. Quanto aos custos não-gerenciáveis (energia comprada, encargos de transmissão e encargos setoriais) as variações são repassados integralmente às tarifas;
- revisões periódicas: são realizadas a cada cinco anos com objetivo de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- revisões extraordinárias: podem ser solicitadas nos períodos de reajuste, sempre que algum evento significativo em particular, provoque o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No caso particular das revisões periódicas, a Aneel vem aprimorando sua metodologia de cálculo, a fim de graduar o equilíbrio entre os agentes.

No primeiro e segundo ciclos de revisões aplicados, o órgão regulador adotou o conceito de empresa de referência para remuneração e ajustes dos custos operacionais das concessionárias.

Em aprimoramento, no terceiro ciclo, atualizou os dados da empresa de referência e introduziu a comparação dos custos operacionais entre distribuidoras (*benchmark*).

Já no quarto ciclo, previsto para 2014, poucas mudanças ocorrerão na metodologia empregada atualmente, exceto na base de remuneração, que segundo ele, ficarão mais "regulatórias".

Lima (2013) tem defendido uma estabilidade de regras de forma a aumentar a previsibilidade de resultados e eliminar o que ele chamou de "subjetivismo e incoerências" na revisão periódica de tarifas.

3.8. Regime tarifário e adequação de tarifas

Como abordado em seções anteriores, a contrapartida paga pelos consumidores finais através das faturas remunera o concessionário prestador do serviço e provê receitas aos diversos agentes governamentais, por intermédio dos encargos setoriais.

O valor mensal das faturas depende da quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior, estabelecida em kWh (quilowatt-hora) multiplicada pelo valor tarifário em R\$/kWh (reais por kilowatt hora).

Para efeito de aplicação das tarifas, o órgão regulador identifica os consumidores em classes e subclasses de consumo, como descrito a seguir:

- residencial: para os consumidores residenciais incluindo os de baixa renda cuja tarifa é determinada conforme critérios específicos;
- industrial: unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;
- comercial, serviços e outras atividades: serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;
- rural: atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;
- poder público: atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;
- iluminação pública: iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;
- serviço público: serviços de água, esgoto e saneamento;
- consumo próprio: consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

As tarifas de energia elétrica são baseadas em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia.

A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias.

Já o consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias (Aneel, 2011).

As tarifas são ainda classificadas em dois grandes grupos de consumidores, como descrito nos itens a seguir.

3.8.1. Grupo A

Tarifas atribuídas a consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), subclassificados em :

- A1 - para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 - para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 - para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a - para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 - para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS - para sistema subterrâneo.

As tarifas do grupo A são ainda classificadas em duas modalidades: (i) convencional; e (ii) estrutura tarifária horo-sazonal.

A modalidade convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Essa tarifa apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

Já a modalidade de estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, conforme a utilização do dia e dos períodos do ano, permitindo sua racionalização.

Nessa estrutura são estabelecidos dois horários, denominados postos tarifários, como sendo:

- posto tarifário “ponta”: correspondente ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia;
- posto tarifário “fora da ponta”: compreendido pelas demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados.

As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos:

- o “período seco”: quando a incidência de chuvas é menor;
- o “período úmido”: quando é maior o volume de chuvas.

As tarifas no período seco, compreendido os meses de maio a novembro, são mais altas, devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando uma eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, mais cara. Em contrapartida, há historicamente situação tarifária favorável entre os meses de dezembro a abril, denominado de período úmido, devido à abundância de chuvas.

Na prática, a estrutura tarifária horo-sazonal subdivide-se em outras duas modalidades denominadas de "horo-sazonal azul" e "horo-sazonal verde", conforme diferenças destacadas a seguir.

A tarifação horo-sazonal azul é obrigatória para consumidores com tensão de fornecimento igual o superior a 69 kV) e apresenta as seguintes características de tarifas:

- demanda de potência (R\$/kW): Um valor para o horário de ponta (P) e um valor para o horário fora de ponta (FP);
- consumo de energia (R\$/MWh): Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU); um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU); Um valor para o horário de ponta em período seco (PS); um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Já a tarifação horo-sazonal verde aplica-se aos consumidores atendidos com tensão inferior à 69kV e tem como características:

- demanda de potência (R\$/kW): valor único;
- consumo de energia (R\$/MWh): Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU); Um valor para o horário fora de ponta em período

úmido (FPU); Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

3.8.2. Grupo B

Este grupo de tarifas é destinado aos consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV e é subdividido nas seguintes subclasses de consumo:

- B1 - Clientes residenciais e de baixa renda;
- B2 - Para clientes rurais, com subdivisões para o setor agropecuário, de cooperativas de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- B3 - Outras classes compreendendo a indústria, comércio, serviços e outras atividades do poder público, serviço público e consumo próprio;
- B4 - Iluminação pública.

As tarifas do Grupo B são estabelecidas para componentes de consumo de energia elétrica, sendo o custo atribuído à demanda incorporado na mesma componente de consumo.

3.8.3. Regimes de bandeiras tarifárias e a criação da tarifa branca

O sistema de tarifação descrito anteriormente tem vigorado até os dias de hoje, sendo incorporados novos conceitos visando melhor aproveitamento energético e educação do uso eficiente da energia pelo consumidor final.

Uma das iniciativas recentes nesse sentido é o estudo do uso de bandeiras tarifárias e a criação da tarifa branca, que permitem um melhor gerenciamento energético ao consumidor final.

Com relação ao regime de bandeiras tarifárias previstas para vigorar em 2014, o sistema denominado de bandeira tarifária atribui as cores verde, amarela e vermelha, como indicativas de geração favorável ou desfavorável em termos de custos.

Na prática essas cores indicarão mensalmente:

- bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

- bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Os valores calculados no sistema de bandeira tarifária seguem conforme a variação do CMO (Custo Marginal de Operação) e do Encargo de Serviço do Sistema (ESS_SE) em cada subsistema de geração, calculados pelo ONS.

Esses valores não são adicionados imediatamente às tarifas vigentes na atribuição do sistema de bandeiras, na verdade eles são incorporados posteriormente quando do cálculo de reajuste tarifário das distribuidoras que os repassam aos consumidores.

Servem, portanto, como instrumento para melhor gerenciamento de energia e adaptação de seu consumo.

A tarifa branca – com previsão de funcionamento em março de 2014 – apresenta-se como uma nova opção aos consumidores em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 V). Nessa modalidade, a tarifa é diferenciada conforme o dia e o horário de consumo, permitindo ao consumidor final a adoção de hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta.

Para aderir a essa nova modalidade, o consumidor deverá formalizar sua opção à distribuidora local, que deverá instalar um novo medidor com atribuições funcionais diferenciadas.

Outros aspectos quanto à tarifação branca ainda estão sendo discutidas em audiências públicas que definirão os regulamentos e disposições para emissão de uma nova resolução no setor.

3.9. Riscos no mercado de energia

Segundo Nunes (2009), compradores e vendedores estão em busca de uma estratégia de risco ideal para proteção de seus investimentos e viabilização de seus ganhos, por meio de ferramentas de avaliações históricas, modelos de previsão e experiências prévias.

Tais ferramentas para mitigação de risco são amplamente utilizadas em mercados financeiros e derivativos, que não possuem sazonalidades e grande presença regulatória.

Diferentemente do setor financeiro, o mercado de energia teve que criar suas próprias ferramentas de mitigação de risco, devido às suas características

peculiares de geração hidrológica, precipitações de chuvas, sazonalidade, produção sem possibilidade de armazenagem entre outras (Nunes, 2009).

Assim, os agentes do setor elétrico traçaram seus principais riscos inerentes ao mercado com possíveis impactos no custo marginal de operação e comprometimento da entrega do produto. São eles: (i) risco de geração; (ii) preço de liquidação de diferenças (PLD); (iii) risco das térmicas; (iv) risco hidrológico; e (v) risco do sistema de transmissão.

3.9.1. Risco de geração

A diversidade das bacias hidrográficas brasileira, aliada a sua sazonalidade foram um dos principais motivadores para a composição do sistema interligado de energia elétrica no Brasil.

No entanto, de forma a mitigar os riscos inerentes de um sistema puramente hidrológico, o país adotou a estratégia de utilização complementar de usinas termoelétricas, que embora mais caras, cumprem a tarefa de garantir a segurança nas operações.

Apesar dessa opção para mitigação do risco hidrológico, o governo vem se empenhando em estimular a presença de outras fontes de energia complementares e mais baratas, visando à busca por uma tarifa menos onerosa em comparação às atuais usinas termoelétricas despachadas.

Dessa forma, em relação aos aspectos da variação dos preços em função da matriz de geração energética utilizada, o mercado elétrico atribui os seguintes riscos envolvidos, a seguir.

3.9.2. Preço de liquidação das diferenças (PLD)

Através de um modelo de gestão centralizada de geração, controlado pelo ONS, há o despacho de cada usina integrante do sistema interligado nacional (SIN) com monitoramento constante dos níveis de reservatórios, disponibilidade técnica para despacho e priorização da energia mais barata disponível.

Levam-se em conta ainda na decisão de despacho o custo do déficit, as restrições da transmissão entre os submercados e a segurança na operação do sistema (Nunes, 2009).

Os desafios de prever os índices de precipitações em cada região, assim como as vazões ótimas de uma bacia hidrográfica, representam um dos riscos inerentes que repercutem significativamente no preço *spot* da energia, representado semanalmente através do PLD.

3.9.3. Risco das térmicas

O combustível convencional das usinas termelétricas é de origem fóssil como óleo combustível, carvão, gás natural e biomassa.

No caso brasileiro, o gás natural é o combustível mais utilizado para suprimento das térmicas, com participação de 10,3% da matriz energética brasileira (Aneel, 2013).

Este dado importante mostra o risco de exposição associado pela utilização de térmicas desse tipo, devido a insuficiência de gás para suprimento da demanda necessária para despacho. Como consequência, levando a um aumento da dependência de importação desse insumo a custos elevados, exposição a variações cambiais e políticas de negociação (Nunes, 2009).

Apesar dos aspectos negativos evidenciados, não se pode descartar a utilização de térmicas em complemento à geração hidráulica devido a flexibilidade na produção em condições desfavoráveis de escassez.

Nesse sentido, ainda que com atrasos, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) tem garantido uma participação ainda maior da geração térmica através de fontes por biomassa, que hoje, segundo dados da Aneel (2013), representam a participação de 8,47% da matriz energética nacional.

3.9.4. Risco hidrológico

Como observado por Nunes (2009), as variáveis hidrológicas como vazão de afluentes, energia natural afluenta e energia armazenada são as principais fontes de incertezas na previsão do PLD.

Na prática, uma elevação do PLD pode ser verificada quando os níveis de energia armazenada estão baixos, ou em época de seca. De forma contrária, reservatórios cheios possibilitam um baixo custo de oportunidade para movimentação do mercado (Veiga, 1999).

Sob a ótica dos agentes de geração, na condição de contratação de toda a sua capacidade produtiva em cenários de baixa produção (períodos de seca) a exposição ao risco está na obrigação de manutenção dos contratos, pela necessidade de compra no mercado *spot*, a preços desfavoráveis de PLD.

Em contrapartida, na opção de aguardarem melhores oportunidades podem não contratar sua capacidade produtiva total esperando o melhor momento para negociação.

Segundo Barroso (2003), os geradores procuram o equilíbrio entre a quantidade produzida e contratada, considerando-se todas as variáveis hidrológicas. Entretanto, liquidam frequentemente no curto prazo suas operações de compra e venda ao preço do PLD do momento.

Apesar de legítimo, esse mecanismo de tomada de decisão individual do gerador pode impactar em toda a cadeia de geração de energia.

Dessa forma, para compartilhamento dos riscos hidrológicos foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Assim, caso o gerador gere quantidade inferior à soma de sua energia assegurada, as deficitárias receberão menores créditos e deverão comprar energia no mercado de curto prazo (Nunes, 2009).

3.9.5. Risco do sistema de transmissão

A diversidade hidrológica e extensão territorial do Brasil criam situações diferenciadas entre submercados que ora podem estar em condições de cheias e secas em um mesmo período. Nessas condições a transmissão possibilita a migração de energia entre submercados equilibrando o uso da água para produção em cada região (Nunes, 2009).

Uma vez que o PLD é determinado pelo custo marginal de operação em cada região, pode acontecer do preço da energia de transferência entre submercados ser diferente.

Essas diferenças de preço são em consequência do limite de capacidade das linhas de transmissão, sendo denominadas de limites de intercâmbio.

O critério de otimização de despacho utilizado pelo ONS respeita um modelo matemático específico que pode vir a utilizar a energia de uma fonte mais barata localizada em submercado diferente do consumo.

Em termos de nomenclatura, aquele submercado que gerou a energia mais barata é denominado de exportador.

Nesse mecanismo, caso o submercado importador consiga energia ao mesmo custo para suprir seu consumo, não haverá alteração de preços. Ao contrário, caso tenha importado toda sua capacidade e ainda necessite complementação de outras fontes locais a preços mais altos, ocasionará alteração do custo de geração com preços mais caros ao submercado importador.

3.10. Competências e atribuições das concessionárias de distribuição de energia elétrica

Segundo Gastaldo (2009), um dos pilares da regulação e fiscalização está na imposição de regras, tanto aos entes concessionários e permissionários de energia elétrica, quanto aos consumidores.

Nessa perspectiva, a Aneel estabeleceu, pela Resolução nº 456/2000, uma sequência de regras para nortear as condições de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Fundamentadas pelo preceito da boa fé, a referida resolução se apresentava como um importante marco regulatório para as relações entre concessionários e consumidores. Como produto do amadurecimento e críticas a esta normativa que vigorava, o órgão regulador estabeleceu a nova Resolução nº 414/2010, que veio a revogar a antiga Resolução nº 456/2000.

Nela as competências e atribuições da distribuidora ainda estavam presentes, ainda regidas pelo fundamento da boa fé.

São estabelecidas responsabilidades para as distribuidoras na prestação dos serviços adequados a todos os consumidores, devendo satisfazer as condições de regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia (Gastaldo, 2009).

Foram inseridas novas atribuições às distribuidoras que devem oferecer atendimento presencial com tempo máximo de espera de 45 minutos, em todos os municípios em sua área de concessão, com padronização de regras que disciplinam a qualidade do atendimento (Aneel, 2010).

As distribuidoras devem ainda criar o Conselho de Consumidores, de caráter consultivo, voltado à orientação, análise e avaliação de questões ligadas ao

fornecimento de energia elétrica, às tarifas e à adequação dos serviços prestados ao consumidor, conforme regulamentado pela Resolução nº 451/2011 (Aneel, 2013).

3.11. Importância da auditoria contínua nas empresas de capital aberto do setor elétrico

No desenvolvimento deste capítulo, forneceu-se um breve histórico da regulação do setor elétrico brasileiro, os entraves para sua composição, o modelo regulatório adotado e sua importância estratégica, além da formação das instituições.

Discutiu-se o papel particular da Aneel, como agente regulador no desafio de garantir condições equilibradas entre os agentes, na busca da modicidade tarifária, universalização dos serviços com qualidade e adequada prestação dos serviços, entre outros.

Abordou-se a questão tributária e incidência dos encargos setoriais nas tarifas de energia elétrica, assim como os mecanismos de repasses ao consumidor via metodologia de cálculo determinada pela própria Aneel.

Identificaram-se os principais riscos do setor, pelo lado da geração e transmissão que impactam substancialmente os repasses às tarifas ao consumidor final. Pelo lado das distribuidoras, discutiram-se suas atribuições e responsabilidades frente ao desafio de prestar o serviço de suprimento de energia elétrica, em conformidade ao disposto pela norma de condições gerais de fornecimento aos consumidores, editada pelo órgão regulador.

Conveniente lembrar que as distribuidoras de energia, por sua característica de concessionárias do poder público, são fortemente reguladas em suas receitas e prestação de serviços. Não menos importante, a condição da grande maioria delas estar inserida em um ambiente de mercado de capitais (com regulação financeira e obrigatoriedade de cumprimento de níveis de governança), faz emergir uma necessidade natural por administração de riscos por controle de seus processos.

Sob esta ótica, em um contexto geral de administração de risco em empresas do setor elétrico, objeto deste trabalho, a combinação de técnicas e ferramentas de auditoria contínua em tempo real passa a figurar com relevância na mitigação de erros e fraudes, além de cumprirem com as necessidades de divulgações

financeiras confiáveis para as partes interessadas em atendimento à Lei Sarbanes-Oxley (SOX).

A identificação dos processos auditáveis, regras para monitoramento contínuo e riscos associados à realização dos objetivos traçados no âmbito de uma empresa do setor elétrico brasileiro será abordada, a seguir, no capítulo 4.