

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO  
PROGRAMA NACIONAL DE FORMAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO PÚBLICA

MICHELE ROQUE VIEIRA

**O IMPACTO DA MEDIDA PROVISÓRIA 579**

PORTO ALEGRE - RS

Maio/2015

MICHELE ROQUE VIEIRA

**O IMPACTO DA MEDIDA PROVISÓRIA 579**

Trabalho de Conclusão do Curso de especialização em Gestão Pública apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Especialista, do Curso de Gestão Pública da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Orientador: André Luís Martinewski

Professor: Fabio Bittencourt Meira

PORTO ALEGRE  
2015

“Dedico este trabalho em especial à minha família e colegas de trabalho, pela compreensão e apoio recebido durante os estudos”.

## RESUMO

O governo brasileiro, desde 2011, vem fazendo um esforço no sentido de construir uma nova matriz de política econômica que viabilize e suporte um crescimento econômico sustentável, principalmente para alavancar o setor industrial que se encontrava estagnado.

Na tentativa de viabilizar esta nova matriz, a redução das tarifas de energia elétrica se fazia necessária. Neste intuito, o governo lançou em setembro de 2012, a Medida Provisória 579, que pretendia reduzir em 20%, em média, as tarifas de energia em troca da prorrogação das concessões de geração e transmissão que venceriam entre 2015 e 2017 por mais 30 anos para as empresas que aceitassem reduzir a sua tarifa e a sua receita. Dentro desta concepção a MP também reduziu os encargos setoriais que incidem sobre a energia elétrica.

O presente trabalho de conclusão de curso tem como proposta analisar os impactos decorrentes da implantação da Medida nas empresas de energia elétrica e no custo final ao consumidor.

Para o desenvolvimento do presente estudo foi realizada uma revisão de literatura de artigos, monografias, jornais e órgãos competentes do referido assunto.

Palavras-chave: Medida Provisória 579 - Impacto - Energia elétrica.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resumo da indústria de energia elétrica.....	10
Figura 2 – Hierarquia do setor elétrico brasileiro .....	12
Figura 3 – Novo modelo do setor elétrico: Principais Instituições .....	15
Figura 4 - Composição da matriz elétrica brasileira .....	17
Figura 5 – Composição das tarifas .....	19
Figura 6 – Encargos do setor elétrico .....	20
Figura 7 – Composição da Conta de Energia Elétrica da Cemig D em 2010.....	27
Figura 8 – Composição da Conta de Energia Elétrica da Cemig D em 2014.....	28
Figura 9 – Aderência das empresas a MP 579 .....	30
Figura 10 – Percentual de acionamento das Usinas Térmicas .....	31
Figura 11 – Comparação das cotações das ações 2012 x 2013 .....	33
Figura 12 – Nova Receita após a MP 579 .....	34

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	07
1.1. Definição do Problema .....	07
1.2. Justificativa .....	08
1.3. Objetivos.....	09
1.3.1 Objetivo geral.....	09
1.3.2 Objetivos específicos.....	09
2. METODOLOGIA .....	09
3. REFERENCIAL TEÓRICO.....	09
3.1. O setor elétrico brasileiro e sua normatização.....	09
3.2. A Matriz Elétrica Brasileira.....	16
3.3. A estrutura tarifária .....	17
3.4. Contextualização da MP 579/2012 e a redução tarifária .....	20
4. DESCRIÇÃO E ANÁLISE .....	25
5. CONCLUSÃO .....	36
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40

## **1 INTRODUÇÃO**

Um dos objetivos a ser perseguido em gestão pública é o uso racional do dinheiro público. Estes recursos devem ser sempre bem administrados, pois são provenientes dos tributos pagos pela população. Desta forma, os governos devem atender as demandas da população com o máximo de rapidez, lisura, transparência e principalmente atendendo aos preceitos da legislação.

Nos últimos anos as tarifas de energia elétrica no Brasil cresceram muito, ao ponto de prejudicar o desenvolvimento econômico do país e inviabilizar o crescimento do setor industrial. Para o professor Nivalde de Castro, do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio (Gesel), apesar da fonte primária de energia do país, a hidroeletricidade, ser abundante, limpa e barata, a conta final para o consumidor sai cara.

Para tentar conter o alto custo pago em energia pelos consumidores, o governo brasileiro criou em setembro de 2012 a Medida Provisória 579 que pretendia alcançar de imediato uma redução tarifária média em todo o País na ordem de 20%.

O presente trabalho analisará os impactos decorrentes da implantação desta Medida nas empresas de energia elétrica e no custo final ao consumidor.

### **1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA**

Em 11 de setembro de 2012, o governo federal - através da Medida Provisória 579, posteriormente transformada na Lei 12.783/2013 – concedeu a prorrogação das concessões de geração e transmissão que venceriam entre 2015 e 2017 por mais 30 anos para as empresas que aceitassem reduzir a sua tarifa e a sua receita. A MP também reduziu os encargos setoriais que incidem sobre a energia elétrica.

Como previsto, a renovação gerou impactos, tanto nas empresas que renovaram as concessões, quanto naquelas que não o fizeram. Para as empresas que renovaram (grande parte do grupo Eletrobrás) o impacto foi, de um lado, o recebimento da indenização dos ativos num valor inferior do que aquele registrado nos balanços contábeis, e de outro, na significativa redução das receitas de transmissão e geração. Para as empresas que não aceitaram a renovação, a medida alterou estratégias de atuação, uma vez que o horizonte de operação das

concessões reduziu-se ao prazo de vencimento delas, entre 2015 e 2017. Em ambos os casos, as estratégias levaram a uma significativa redução de custos, tendo como foco as despesas com pessoal, inclusive com a implementação de Planos de Demissão Voluntária (PDV).

Nestas circunstâncias, ao estabelecer regras pelas quais se pretende alcançar de imediato uma redução tarifária média em todo o País da ordem de 20%, a Medida Provisória 579 aparece como um achado, que mereceria o apoio incondicional de todos.

A verdade, porém, não é tão simples como parece. Seria mesmo a MP 579 capaz de proporcionar esta redução de forma consistente e duradoura? Ou seria apenas episódica. E quais seriam as suas consequências?

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Há alguns anos no Brasil vêm se discutindo o que fazer com as concessões a vencer (algumas já vencidas), e a MP determinou aos interessados que se posicionassem até o dia 15 de outubro de 2012 sem saber quais seriam os critérios e condições para a renovação. Afinal, o governo indicou que as mudanças na legislação seriam feitas por Projeto de Lei, mas acabou optando pela MP, do que resultaram alguns atropelos. A metodologia a ser adotada para a indenização dos ativos e passivos não amortizados também gera muita dúvida. A incerteza é tanta que no dia subsequente ao anúncio da MP 579 as ações das empresas de geração, transmissão e distribuição tiveram uma queda próxima a 30%. Não há sombra de dúvidas que a queda das tarifas se fazia necessária no Brasil, todavia esta prática não poderia desorganizar o setor elétrico e causar um efeito contrário, aumentando o custo de energia devido ao acionamento das térmicas

Conforme Lazzarini:

no setor elétrico, a renovação de muitas concessões recaiu na conta das próprias estatais. As elétricas federais hoje valem, na Bolsa, pouco mais de 1/4 do que valiam no início de 2012. Com o recente déficit de energia, as usinas térmicas, de alto custo, tiveram de ser acionadas. Os preços da energia no mercado livre dispararam. E o governo já admite repassar ao consumidor os custos extras para manter o sistema. LAZZARINI, Sérgio. **As intervenções do governo, 2 anos depois.** Disponível em: <http://www.imil.org.br/artigos/intervenoes-governo-2-anos-depois/>. Acesso em: 05 abr. 2014.

Além disso, a decisão foi tomada unilateralmente pelo governo federal sem que ocorressem audiências públicas para que as partes envolvidas pudessem

expressar seus interesses e corroborar com propostas construtivas e adequadas para as diferentes áreas afetadas, também poderemos verificar, durante o desenvolvimento do trabalho, que o efeito previsto por Lazzarini esta se concretizando e atualmente o governo esta repassando os custos extras aos consumidores.

### **1.3 OBJETIVO**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é verificar se a Medida Provisória 579 atingiu a premissa inicial de reduzir a tarifa aplicada pelas empresas do setor elétrico de forma consistente e duradoura, tal análise se dará através de Revisão de Literatura.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

O presente trabalho possui como objetivos específicos à análise da formação das tarifas do setor elétrico, a análise do comportamento da tarifa antes e após a implantação da Medida Provisória e o impacto sobre as empresas do setor energético.

## **2 METODOLOGIA**

A metodologia utilizada versa primeiramente no foco em um corpo teórico apoiado em pesquisa bibliográfica criando espaço para estabelecer uma discussão acerca do tema na atual conjuntura. Por tratar-se de assunto relativamente moderno e em constante evolução, será pesquisado principalmente na Internet. A Revisão de Literatura inicialmente descreverá como é estruturado o setor elétrico brasileiro e como foi a criação da MP 579 e suas diretrizes.

Após, para realizar uma análise da MP 579, será feita uma pesquisa que vislumbre os impactos nas empresas de energia e nos consumidores.

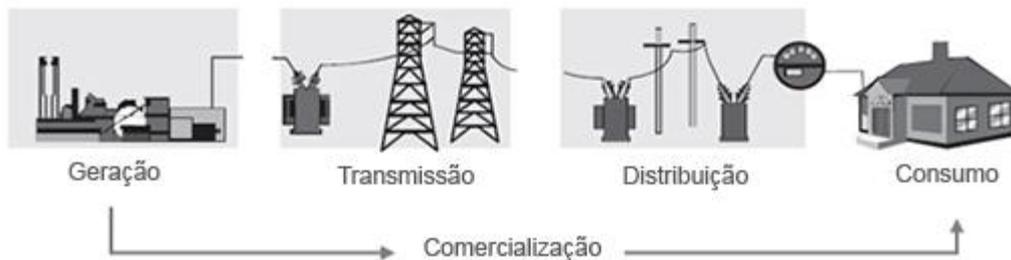
## **3 REFERENCIAL TEÓRICO**

### **3.1 O setor elétrico brasileiro e sua normatização**

A indústria de energia elétrica pode ser desagregada em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A figura número 1 demonstra claramente como estes segmentos se interligam e como o fluxo de energia se dá no sistema elétrico.

Figura 1: Resumo da indústria de energia elétrica



Fonte: Quanta Geração, 2015.

**Geração:** é responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transmissão – podendo passar por sistemas de distribuição, até atingir os consumidores finais. Em 2014, existiam 3.076 usinas em operação. A maioria das usinas são termoelétricas que utilizam diversas tecnologias e tipos de combustíveis (1.842 usinas em operação em 30 de maio de 2014), porém são as usinas hidrelétricas que possuem a maior participação no parque gerador, são 86,4 GW de capacidade instalada de geração, 68% do total. (OLIVEIRA, 2014)

**Transmissão:** o segmento de transmissão é o responsável por transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. Atualmente o Brasil conta com 104 concessionárias de transmissão, responsáveis pela operação e manutenção de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país. (OLIVEIRA, 2014)

**Distribuição:** o segmento de distribuição recebe a maior parte da energia transportada pelos sistemas de transmissão e a distribui aos seus consumidores. São 63 concessionárias de distribuição no Brasil, operando tensões entre 230 kV e 220/127V (tensão residencial). O país conta também com 38 cooperativas de eletrificação rural, atuando em determinadas áreas de concessão isoladas. (OLIVEIRA, 2014)

**Consumo:** os consumidores estão divididos em três grupos: cativo, livre e potencialmente livre. O consumidor cativo é aquele que adquire energia de concessionária a cuja rede esteja conectada, sujeitando-se a tarifas

regulamentadas. O consumidor livre é aquele que optou pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos. O consumidor potencialmente livre tem as mesmas características do consumidor livre, porém ainda não exerceu seu direito de comprar energia no mercado livre e continua a comprar a energia da distribuidora sujeita a tarifa regulamentada, como se fosse consumidor cativo. O consumidor potencialmente livre pode, a qualquer instante, optar pela sua condição de consumidor livre e procurar um fornecedor que ofereça melhores preços e condições. (Quanta Geração, 2015)

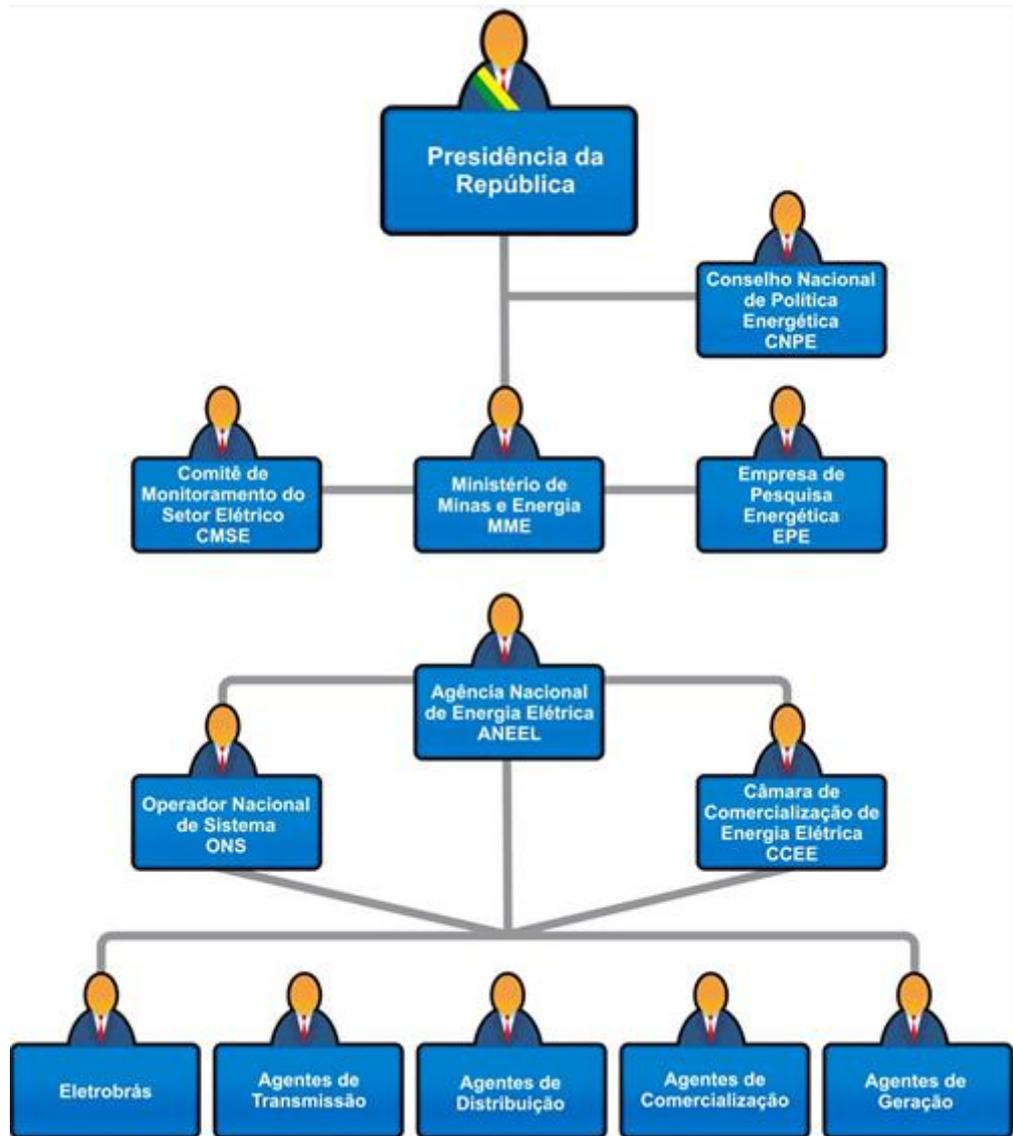
Comercialização: o segmento de comercialização de energia foi criado em 1996 e existem cerca de 150 agentes de comercialização atuando no mercado. Esse segmento tem um papel mais gerencial, intermediando as relações de consumidores, que contratam energia no ambiente livre, e geradores independentes de energia. (OLIVEIRA, 2014) A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre. (Lei 10.848/04)

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) são concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de leilões públicos, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica (adquirentes) e os agentes vendedores (ofertantes) titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. (CCEE, 2015)

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) ocorre a compra e venda de energia, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, com a participação dos agentes de geração, comercialização, importação e exportação de energia, e os consumidores livres, não sendo permitida à distribuidora a aquisição de energia neste mercado. (CCEE, 2015)

O setor elétrico brasileiro além de estar extremamente regulado está em constante aprimoramento. Atualmente ele possui várias instituições, descritas a seguir, que são organizadas hierarquicamente de acordo com a Figura 2.

Figura 2 – Hierarquia do setor elétrico brasileiro



Fonte: Abradee

No final da década de 80 e início da década de 90 para segurar o ímpeto da inflação, o governo federal manteve as tarifas de energia elétrica em patamares insuficientes para remunerar adequadamente as empresas de energia, foi então que surgiu a necessidade de uma profunda reestruturação do setor. A reforma do Setor Elétrico Brasileiro teve início com a Lei 8.631, de 04 de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária entre todos os estados brasileiros, eliminando assim os subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Posteriormente foi promulgada a Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, criando assim a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor Livre. Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Projeto RE-SEB. Para

Gastado(2009), Oliveira (2014) e conforme os dados da CCEE( 2015) as mudanças ocorridas no setor elétrico, entre 1993 e 2004, são:

- A desverticalização das empresas de energia elétrica por atividades específicas – geração, transmissão, distribuição e comercialização, aumentando assim a transparência dos negócios e concorrência em setores que eram monopolizados como as atividades de geração e comercialização;
- Fim da equalização tarifária – preços distintos para cada área de concessão;
- O setor elétrico passou a ser financiado não apenas com recursos públicos, mas também com recursos privados, ocorrendo algumas privatizações, e aumentando a capacidade de investimento do setor;
- Criação de um órgão regulador – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Criação de um operador independente do sistema elétrico (ONS) e o estabelecimento de um ambiente de comercialização de energia elétrica – Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), sucedido em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), aumentando a capacidade de fiscalização e regulação do setor, possibilitando uma operação integrada e centralizada do sistema, e ampliando o comércio da commodity energia;
- Surgiu a opção a consumidores específicos de se tornarem livres e assim negociarem, entre outras coisas, o custo de aquisição de energia, possibilitando maiores ganhos e flexibilidade de contratos, e incentivando o investimento no setor de geração, garantindo a expansão da oferta de energia.

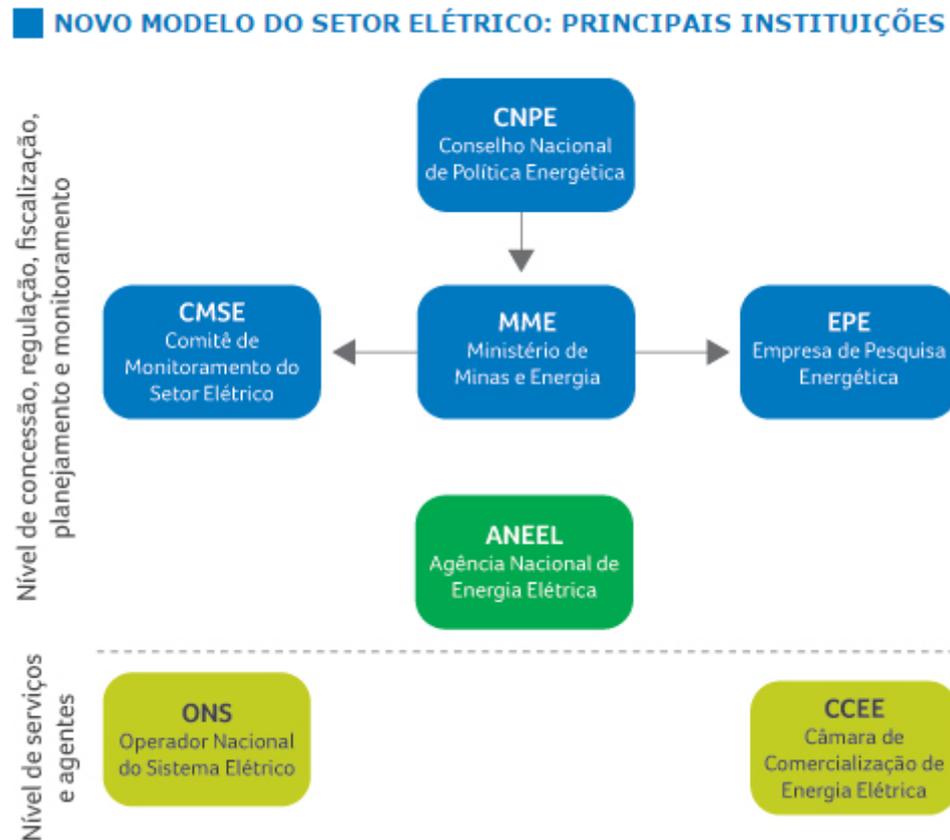
Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Alguns estudiosos do setor atribuem o racionamento, entre outros fatores, à falta de planejamento efetivo e também de monitoramento eficaz centralizado. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo com o intuito

de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema. Os princípios que nortearam o modelo de 2004, conforme dados da CCEE, foram: a segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento.

Com a publicação das Leis 10.847 e 10.848, em 15 de março de 2004, e do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, o governo estabeleceu as diretrizes para construção de um novo modelo para o setor elétrico, priorizando a segurança no suprimento, a modicidade tarifária, conceito que remete uma tarifa acessível para todos os consumidores, e a universalização do atendimento. Mudanças:

- As distribuidoras foram obrigadas a atender 100% do seu mercado mediante contratação regulada e aquisição da energia por meio de leilões;
- As distribuidoras foram obrigadas a prever seus mercados consumidores com antecedência de cinco anos;
- Instituiu dois ambientes de comercialização de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importação e Exportação, e Consumidores Livres de energia elétrica.
- Os custos de aquisição de energia continuaram a ser livremente negociados no ambiente de comercialização livre, porém, com o surgimento dos leilões de energia, os custos no ambiente regulado passaram a ser pela menor tarifa obtida em leilão (concorrência na oferta de energia);
- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Atuando no sentido de planejar de forma consistente e de longo prazo a expansão do setor elétrico, monitorar as necessidades de curto e médio prazo do setor, buscando soluções preventivas ou paliativas para as necessidades diagnosticadas, e buscando um maior controle das operações de comercialização de energia;

Figura 3 – Novo modelo do setor elétrico: Principais Instituições



Fonte: Eletrobrás

Conforme a CCEE os órgãos apresentam as seguintes funções:

- O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia: é o órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.
- O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento de energia elétrica.
- O Ministério de Minas e Energia (MME): é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.
- A Empresa de Pesquisa Energética (EPE): responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo;

- A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria.
- O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país.
- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): responsável pela contabilização dos contratos de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

### **3.2 A Matriz Elétrica Brasileira**

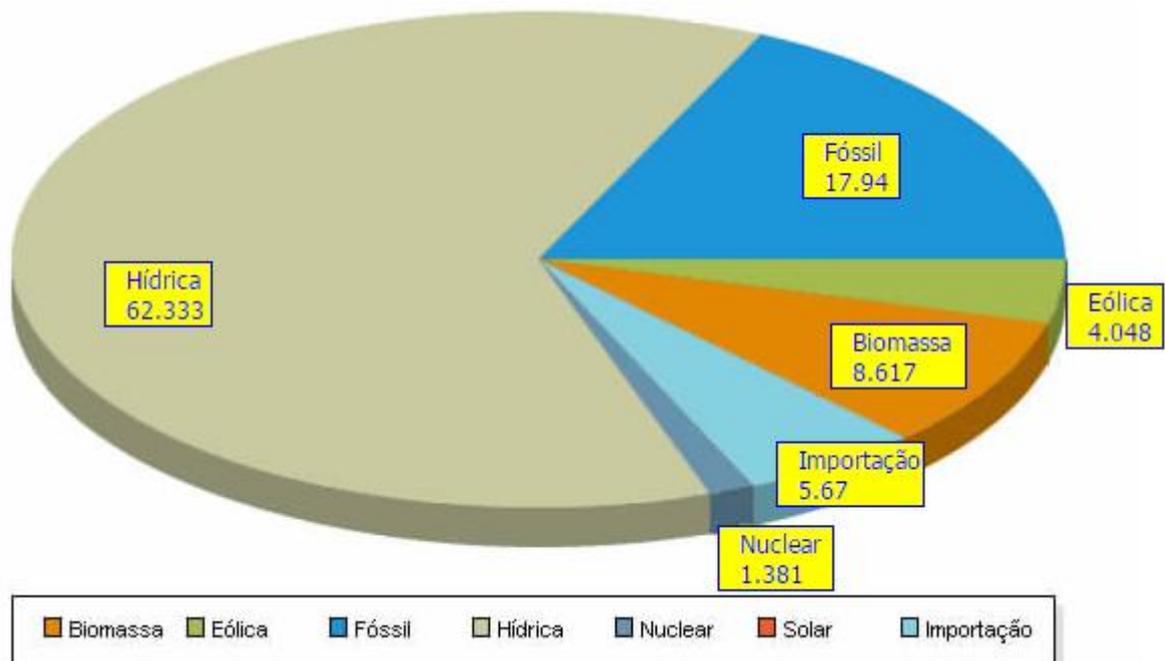
A matriz elétrica nacional é basicamente composta por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas convencionais. Apesar de ser conhecida como uma matriz essencialmente limpa, a utilização de termelétricas convencionais tem ocorrido com maior frequência nos últimos anos, devido à perda de capacidade de armazenamento hídrico do sistema, e a tendência é de que o parque nacional se torne cada vez mais hidrotérmico, aumentando assim o impacto ambiental vinculado ao setor.

Atualmente no Brasil, de acordo com os dados atualizados de Abril de 2015 do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cerca de 15,17% da capacidade total instalada de geração de eletricidade utiliza fontes alternativas de energia. Entre março de 2013 e fevereiro de 2014, essas fontes foram responsáveis por gerar aproximadamente 8,55% da energia elétrica do Brasil. O restante da geração elétrica, 91,45%, corresponde às fontes tradicionais, como grandes hidrelétricas, termelétricas a gás natural, óleo diesel,

carvão mineral e nuclear. A energia solar corresponde a 0,01% da capacidade instalada.

A associação de fontes alternativas de geração se mostra muito benéfica, pois traz uma maior segurança no fornecimento de energia elétrica, reduzindo os riscos vinculados a comercialização das mesmas, como intermitência na geração eólica, risco hidrológico e eventuais problemas na safra da cana-de-açúcar ou de outro cultivo agrícola.

Figura 4 - Composição da matriz elétrica brasileira



Fonte: BIG - ANEEL

### 3.3 A Estrutura Tarifária

Segundo o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES, 2013), as concessões de distribuição de energia no país, por serem um monopólio natural, com investimentos que em grande parte não podem ser recuperados caso a empresa deseje sair do mercado, e sem produtos substitutos, necessariamente possuem suas tarifas reguladas. O modelo de regulação praticado atualmente no segmento de distribuição nacional é o denominado discricionário com preço teto (Price Cap), onde a agência reguladora é responsável por periodicamente revisar as tarifas praticadas com base em regras preestabelecidas, porém de forma flexível. Na revisão tarifária periódica, ocorre uma análise comparativa entre os custos eficientes

praticados no mercado específico e os custos da distribuidora regulada, determinando assim as tarifas para um novo ciclo tarifário. A receita requerida da empresa é formada pela soma dos custos com depreciação, custos operacionais, tributos e o retorno sobre o Capital investido. Além disso, o preço é atualizado através de algum indicador econômico (IGP-M no caso das concessões de distribuição), com objetivo de repor perdas inflacionárias, e também é aplicado um fator, denominado fator X, cuja finalidade é compartilhar as variações dos indicadores de qualidade, eficiência e produtividade.

Nesse regime as revisões e reajustes tarifários consideram características próprias de cada área de concessão, tais como: número de unidades consumidoras, extensão de redes de distribuição, variação de mercado de fornecimento e o portfólio de contratos de energia. E segundo o conceito de modicidade tarifária, do modelo vigente do setor elétrico, as tarifas precisam assegurar receitas suficientes às concessões, para cobrirem seus custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos necessários para manter e ampliar as redes de distribuição, garantindo a qualidade de fornecimento para todos os consumidores.

Os custos, que formam as tarifas são agrupados em três classes: Geração de energia elétrica; Transporte da energia (Transmissão e Distribuição) e Encargos setoriais.

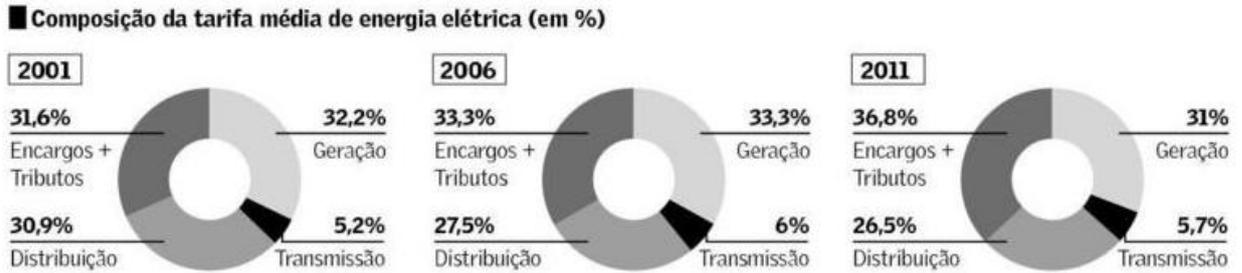
Sobre as tarifas são aplicados os tributos. São eles: PIS/COFINS – Esfera Federal, ICMS – Esfera Estadual e Iluminação Pública – Esfera Municipal.

Anteriormente ao regime de Price Cap, instituído pelas Leis 8.631, de 04 de março de 1993, e 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, as tarifas de energia elétrica no país eram iguais.

É necessário compreender também - já que a energia elétrica é um bem essencial - não se paga somente pelo consumo propriamente dito, mas também pela sua disponibilidade - 24 horas por dia, 7 dias por semana.

Vale ressaltar que as tarifas de energia variam devido à carga de tributos - diferente entre os Estados, o gráfico abaixo apresenta um estudo realizado pela Corecon que demonstra a composição da tarifa média de energia elétrica referente aos anos 2001, 2006 e 2011:

Figura 5 – Composição das tarifas



Fonte: CORECON

Basicamente, estes custos devem cobrir os investimentos realizados na rede e a sua operação diária, que devem resultar em baixos índices de falhas e menores tempos para eventuais consertos. Também espera-se que o preço da energia seja suficiente para arcar com os custos de operação e expansão de todos os elementos elétricos que compõem o sistema, desde a usina geradora até o ramal de ligação dos consumidores de baixa tensão.

Em 2012, conforme dados da Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), os consumidores cativos brasileiros pagavam 10 encargos setoriais e 4 impostos e contribuições destinados aos governos federal, municipal e estadual.

Em setembro de 2012, o Governo Federal propôs a eliminação dos encargos setoriais CCC - Conta de Consumo de Combustíveis e RGR - Reserva Global de Reversão, bem como a redução da CDE. Vale ressaltar que tanto o CCC quanto o RGR estão com a gestão a cargo da ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras. Já o encargo CDE tem a sua gestão a cargo do Ministério de Minas e Energia e da ELETROBRÁS.

Figura 6 – Encargos do setor elétrico

Encargo	Pra que serve?
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis (extinto em setembro/2012)	Subsidiar a geração térmica dos sistemas isolados (principalmente na região norte).
RGR - Reserva Global de Reversão (extinto em setembro/2012)	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do Setor Elétrico.
TFSEE - Taxa de fiscalização de Serviços de E. Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL.
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético (reduzido em setembro/2012)	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; prover a universalização do serviço de energia; e subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda.
ESS - Encargos de Serviço do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas	Subsidiar as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.
ONS - Operador Nacional do Sistema	Prover recursos para o funcionamento do ONS
CFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica
Royalties de Itaipú	Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil-Paraguai

Fonte: ABRADÉE

### 3.4 Contextualização da MP 579/2012 e a redução tarifária

A indústria de energia elétrica possui quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O segmento de geração de energia é uma etapa da cadeia produtiva que pode ser vista como um mercado competitivo sendo a energia elétrica em si um bem econômico. Já os segmentos de transmissão

e distribuição são monopólios naturais e suas atividades classificadas como serviço. Por isso as faturas de energia possuem valores discriminados para o valor da distribuição, da geração, da transmissão, dos encargos setoriais e dos impostos, a soma destes valores resulta na conta de energia paga pelos consumidores e tem o objetivo de cobrir os custos do setor elétrico e também garantir uma remuneração justa para o capital investido no setor.

Diante desta estrutura tarifária, o governo lançou a Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que teve como principal objetivo uma redução significativa das tarifas nacionais de energia elétrica, assegurando a continuidade, eficiência e a modicidade tarifária na prestação dos serviços de energia elétrica. A MP procurou atingir seus objetivos atuando nos dois blocos de custos da estrutura tarifária: Encargos e Indústria de Energia elétrica.

Nesta época a transmissão tinha nove contratos com prazos de vencimento em 2015, segundo Ministério de Minas e Energia, que totalizavam 85 mil quilômetros de linhas representando assim aproximadamente 65% do Sistema Interligado Nacional.

A geração detinha 123 concessões hidrelétricas que venceriam até o segundo semestre de 2017, entre concessões em posse de grupos empresariais federais – como Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Furnas, estaduais – como CESP, CEMIG, EMAE, CEEE e COPEL, e privadas ou municipais, que totalizavam aproximadamente 25,5 mil megawatts de potência fiscalizada.

Por fim a distribuição, segundo Ministério de Minas e Energia, possuía 44 contratos, com prazos de vencimento entre 2015 e 2017, que representavam 24 milhões de unidades consumidoras, o equivalente a 35% do mercado no final.

Para cumprir o objetivo, a MP 579 propôs antecipar o vencimento de concessões de geração e renová-las de modo que o custo dessa energia refletisse apenas os custos operacionais das usinas, também era preciso antecipar vencimentos de concessões de transmissão, reduzindo no momento da renovação a Receita Anual Permitida – RAP, e por fim a redução de encargos setoriais.

Em relação aos encargos, a MP 579 determinou o fim da cobrança da CCC (Conta de Consumo de Combustível), da RGR (Reserva Global de Reversão) e diminuiu para 25% o valor da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético).

Inicialmente, o alcance da publicação da Lei 12.783/2013, foi as usinas hidrelétricas com prazo de concessão se encerrando em até 60 meses a partir da data de publicação da MP 579/2012. Como determina a Lei 12.783/2013, a possibilidade de prorrogação, segundo decisão do poder concedente, é por uma única vez, por até 30 anos, no caso das concessões de geração hidrelétricas, concessões de transmissão e concessões de distribuição, e por até 20 anos no caso de concessões de geração termelétricas.

Desta forma, de acordo com a Lei 12.783/2013, as condições gerais para a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição foram:

- Requerer a prorrogação com antecedência mínima de 60 meses da data de encerramento contratual, exceto para as concessões que já possuíam prazos inferiores a este no momento da publicação da Medida Provisória 579/2012. Para concessões de geração termelétricas a antecedência mínima é de 24 meses da data de encerramento contratual;

As condições específicas para a prorrogação das concessões de geração hidrelétrica pelo prazo de trinta anos são as seguintes:

I. Remuneração por meio de tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, que considerará os custos de operação e manutenção, encargos e tributos; os investimentos ainda não amortizados, não depreciados e não indenizados; novos investimentos aprovados pela Aneel, com a finalidade de manter a qualidade e a continuidade dos serviços prestados pelas hidrelétricas; e as ampliações aprovadas pelo Poder Concedente;

II. Alocação de toda a capacidade de geração das usinas às concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, por intermédio de cotas definidas pela Aneel, com a finalidade de buscar uma redução uniforme das tarifas cobradas dos consumidores, ficando impedida a livre negociação da energia gerada;

III. Submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

A condição específica para a prorrogação das concessões de geração termelétricas foi a critério do poder concedente de ser contratada como energia de reserva. A Energia de Reserva é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Esta energia adicional existe quando a geração das usinas hidrelétricas não atende a energia assegurada, assim passa a existir a necessidade de repor essa energia através de fontes de energia normalmente mais caras, ocasionando perdas financeiras.

As concessões de geração termelétrica poderão ser prorrogadas, por até vinte anos, e sua energia poderá ser contratada diretamente, por meio de Leilões de Energia de Reserva - LER, a critério do poder concedente e busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras.

As condições específicas para a prorrogação das concessões de transmissão foram: Receita fixada pela ANEEL conforme critérios estabelecidos e submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

A condição específica para a prorrogação das concessões de distribuição foi a aceitação expressa dos critérios estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo. Vale lembrar que ainda não foram renovadas, pois os critérios ainda estão sendo discutidos, acredita-se que até o final de 2015 sejam publicados os critérios.

As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013, levam em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os contratos provenientes de leilões de energia existente tiveram o prazo de suprimento alterado, de 3 a 15 anos, para 1 a 15 anos de duração.

Aos consumidores livres e livres especiais surge a possibilidade de ceder excedentes de energia elétrica e potência contratados, a preços livremente negociados, sem alteração nos direitos e obrigações entre vendedores e compradores dos contratos originais de comercialização de energia elétrica.

Consumidores especiais passam a ter os mesmos prazos de carência, para migração para o mercado livre e retorno ao mercado cativo, já aplicados aos consumidores livres. Esses prazos estão descritos nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/95.

Caso não ocorra adesão as renovações das concessões a Lei 12.783/2013 determina que:

- As concessões de geração, transmissão ou de distribuição, que não forem prorrogadas, por opção do concessionário ou por decisão do Poder Concedente, serão licitadas, por até 30 anos, na modalidade leilão ou concorrência. Essas licitações poderão ocorrer sem reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.
- Após o vencimento do prazo, o titular poderá permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário. Caso não haja interesse do titular na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas na Lei 12.783/2013, o serviço será explorado temporariamente por órgão ou entidade da administração pública federal, até ser concluído o processo licitatório.
- O valor da indenização de bens não amortizados ou depreciados é calculado pela metodologia de valor novo de reposição (VNR), que se estabeleceu e foi utilizada no cálculo das indenizações no caso das prorrogações antecipadas em 24 de janeiro de 2014. A metodologia do VNR refere-se ao cálculo do valor de um ativo como se fosse construído a preços atuais, considerando as características técnicas de cada empreendimento.

Conforme os valores publicados no dia 01/12/2012 em edição extra do *Diário Oficial da União*, o governo federal terá que pagar R\$ 20 bilhões em indenizações para as empresas de geração e transmissão de energia que terão as concessões renovadas no ano que vem. Desse total, R\$ 12,96 bilhões são para nove que exploram os serviços de transmissão e R\$ 7,05 bilhões para 15 companhias geradoras de energia. A maior indenização será paga para a Usina Hidrelétrica Xingó, da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), que receberá R\$ 2,92 bilhões. As empresas do sistema Eletrobras serão indenizadas com R\$ 14 bilhões - R\$ 8,13 bilhões na área de transmissão e R\$ 5,89 bilhões na de geração. No

entanto, o presidente da Eletrobras, José da Costa Carvalho Neto, disse que a empresa esperava receber cerca de R\$ 30 bilhões em indenizações.

As indenizações correspondem aos investimentos que já foram feitos pelas empresas, vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados conforme previsto na Medida Provisória (MP) 579. Os valores foram obtidos com base em os estudos feitos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). As indenizações são referentes a preços de junho de 2012 e serão atualizadas até a data de seu efetivo pagamento, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A concessionária poderá escolher se quer receber a indenização: à vista, em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, ou em parcelas mensais a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão.

Os recursos para pagamento das indenizações deverão vir da Reserva-Geral de Reversão (RGR), um encargo criado para indenizar os investidores por reversões de concessão do serviço de energia elétrica. Atualmente, o fundo conta com cerca de R\$ 21 bilhões. Depois, com a MP 591, o governo reviu os valores de algumas indenizações de usinas e aceitou pagar pelos ativos de transmissão anteriores a 2000 que ainda não estavam amortizados. Nesse último caso, o pagamento será parcelado durante o período da concessão.

#### **4 DESCRIÇÃO E ANÁLISE**

Nos últimos 30 anos houve uma diminuição gradativa na participação do setor industrial na economia brasileira, caindo de 31,3% em 1980, 17,2% em 2000 e atingindo 14,6% em 2011. Este fenômeno de desindustrialização já fora verificado nos países desenvolvidos, mas sempre estiveram diretamente associados a elevados níveis de renda per-capita. No caso brasileiro, as causas diferem em muito daquelas que caracterizaram o processo de desenvolvimento nas economias mais avançadas, pois o processo ocorre antes que o Brasil tenha alcançado um nível de produtividade sistêmica e de renda per capita comparáveis com a experiência das economias avançadas. Esta desindustrialização "precoce" compromete o desenvolvimento econômico porque, em primeiro lugar, a própria ampliação das escalas de produção industrial tende a elevar os ganhos de eficiência, produtividade

e a geração de externalidades positivas para além do setor industrial. Em segundo lugar, porque as inovações tecnológicas no processo produtivo, responsáveis pelos aumentos sistemáticos (e sistêmicos) da produtividade na economia não são desenvolvidas e por isso ficam estagnadas.

Por outro lado, questões como a elevada carga tributária, custo da energia, logística e infraestruturas ineficientes tornaram a ampliação do setor industrial ainda mais difícil, inclusive para os produtores de bens primários o que resultou na queda de todo o setor produtivo como cadeia.

Vislumbrando este momento o governo da presidente Dilma criou um plano para reativar a economia e reduzir o "custo Brasil". Ao longo dos últimos anos, as tarifas brasileiras de energia elétrica vêm sendo apontadas como uma das causas da perda de competitividade da economia nacional.

Assim surgiu a MP 579 de 2012, com a proposta de reduzir as tarifas de energia elétrica em 20% na média, onde o governo optou pela alternativa da renovação das concessões, mas dentro de uma postura estritamente legalista: a reversão dos ativos para a União com a opção das atuais concessionárias de usinas hidroelétricas e de linhas de transmissão com contratos que iriam vencer entre 2015 e 2017 manterem a concessão dos ativos, desde que aceitassem a antecipação do vencimento de seus contratos.

O volume físico das concessões é expressivo: 22.341 MW e 85.326 km de linhas de transmissão, e pela sua dimensão ocasionou um intenso debate ao longo dos últimos anos sobre o destino a ser dado a estas concessões. Basicamente existiam duas opções: licitar os ativos ou renovar de forma onerosa.

Com respaldo da Lei 12.783/2013, conversão da MP579/2012, regulamentadas respectivamente pelo Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013 e Decreto 7.805, de 14 de setembro de 2012, as tarifas das distribuidoras foram redefinidas para refletir os efeitos da renovação das concessões de transmissão e geração, além da redução de encargos setoriais e da retirada de subsídios da estrutura tarifária.

A Lei 12.783/2013 também propôs importantes ajustes regulatórios que beneficiaram milhões de consumidores de energia elétrica do país. Um dos impactos mais significativos foi a eliminação dos "encargos" dentro da estrutura tarifária.

Para exemplificar melhor estas mudanças uma comparação com os dados da Composição Tarifária da Cemig D antes e depois da Lei 12.783/2013 é apresentada a seguir. A Figura 7, datada de 2010, mostra que os encargos setoriais representavam 9% da totalidade da conta de energia.

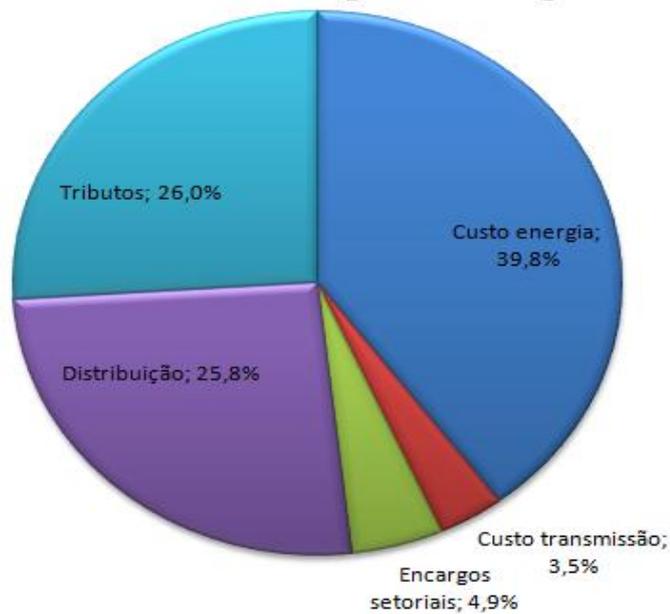
Figura 7: Composição da Conta de Energia Elétrica da Cemig D em 2010



Fonte: Cemig

Figura 8 - Composição da Conta de Energia Elétrica da Cemig D em 2014

Abertura da conta de energia elétrica Cemig D - 2014



Fonte: Cemig

Comparando as figuras, baseada na receita de energia elétrica de 2014, percebe-se que os encargos setoriais passam a representar 4,9% da totalidade da tarifa. Conforme dados da Cemig Distribuição, do valor cobrado em sua fatura, apenas 25,8% ficam na Cemig e se destinam a remunerar o investimento, cobrir a depreciação e o custeio da Concessionária. Os demais 74,2% são repassados para cobrir a compra da energia (39,8%), encargos setoriais (4,9%) e encargos de transmissão (3,5%), ICMS (21%) e Pasep/Cofins (5%), que são custos repassados aos governos estadual, federal e outros agentes do setor elétrico.

Pode-se afirmar que a intenção do governo em reduzir as tarifas de energia elétrica foi benéfica, e a redução dos encargos setoriais de 9% para 4,9% representam um avanço significativo. Sendo a alteração das alíquotas aplicadas o caminho para uma redução mais robusta do custo da energia e para isso seria necessário uma mudança na política tributária do país.

Aos consumidores livres, em sua maior parte indústrias conectadas em alta tensão, coube uma redução dos custos de transmissão, com a avaliação seguida de redução de custos com ativos já amortizados ou depreciados, e com a redução ou extinção de determinados encargos setoriais, como CDE, TFSEE, CCC e RGR. O benefício da extinção da CCC e redução da CDE só não atingem os autoprodutores de energia elétrica, pois esses já possuíam isenção de tais encargos. Parte do setor

industrial, que adquire energia no mercado cativo, também obteve benefícios com a redução dos custos da energia.

As medidas propostas pela Lei 12.783/2013, de forma geral, produzem maior benefício aos consumidores cativos em relação aos livres, visto que a redução dos custos de geração de energia atinge exclusivamente o ACR, o que em tese poderia provocar uma migração entre consumidores do mercado livre para o cativo, porém tal efeito ainda não foi observado.

### **Efeitos e ocorrências imprevistas após a MP 579/2012**

Conforme Oliveira (2014) o anúncio da Medida Provisória 579, em Setembro de 2012, gerou uma indefinição relacionada à metodologia de rateio da energia que seria comercializada em regime de Cotas e levou a não realização de um leilão de energia existente, que como de costume sempre ocorria no final de cada ano desde 2004.

De acordo com a reportagem realizada pela Reuters Brasil (2014), o secretário-executivo Márcio Zimmermann, do Ministério de Minas e Energia, justificou que não realizou, em 2012, o leilão de energia de contratação para o ano de 2013 (A-1) devido a não existência de demanda que o justificasse além de na época existir risco de sobrecontratação no setor.

A expectativa do setor elétrico era que existissem aproximadamente 14.200 MW médios de energia em regime de Cotas no começo de 2013, volume suficiente para suprir as necessidades contratuais das concessionárias de distribuição. Porém, a adesão ao regime de Cotas era opcional, e não obteve aceitação por parte de algumas concessionárias de geração, de forma mais relevante a CESP, CEMIG e COPEL, deixando de renovar 5.600 MW médios de energia. (OLIVEIRA, 2014)

Conforme o Correio da Cidadania as usinas que não aceitaram a renovação pertenciam às estatais estaduais (Cemig, Cesp, Copel, Celesc), que estavam sob controle dos governadores do PSDB (SP, MG e PR) e DEM (SC). Ao todo foram 12 hidrelétricas e 24 PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas).

Dos cerca de 25.043 MW de potência (13.600 MW médios) que tinham a opção de renovar, cerca de 60% optaram pela renovação (usinas das estatais federais) e 40% não aceitaram reduzir a tarifa e conseqüentemente não renovaram

as concessões. Na transmissão, dos 85.000 Km de linhas, praticamente todas aceitaram a renovação, onde a maioria é do sistema Eletrobras - estatal federal.

Figura 9 - Aderência das empresas a MP 579

GERAÇÃO		TRANSMISSÃO
Aderiram à MP 579	Não aderiram à MP 579	Aderiram à MP 579
Furnas	Cesp	Celg GT
Eletronorte	Cemig	Cemig GT
Chesf	Copel	Eletronorte
CEEE	Celesc	Cteep
Emae	Celg-GT	Chesf
Chesp		Copel
Companhia Paulista de Energia Elétrica		Eletrosul
DME Distribuição		Furnas
Departamento Municipal de Energia de Ijuí		
Companhia Jaguari de Energia		

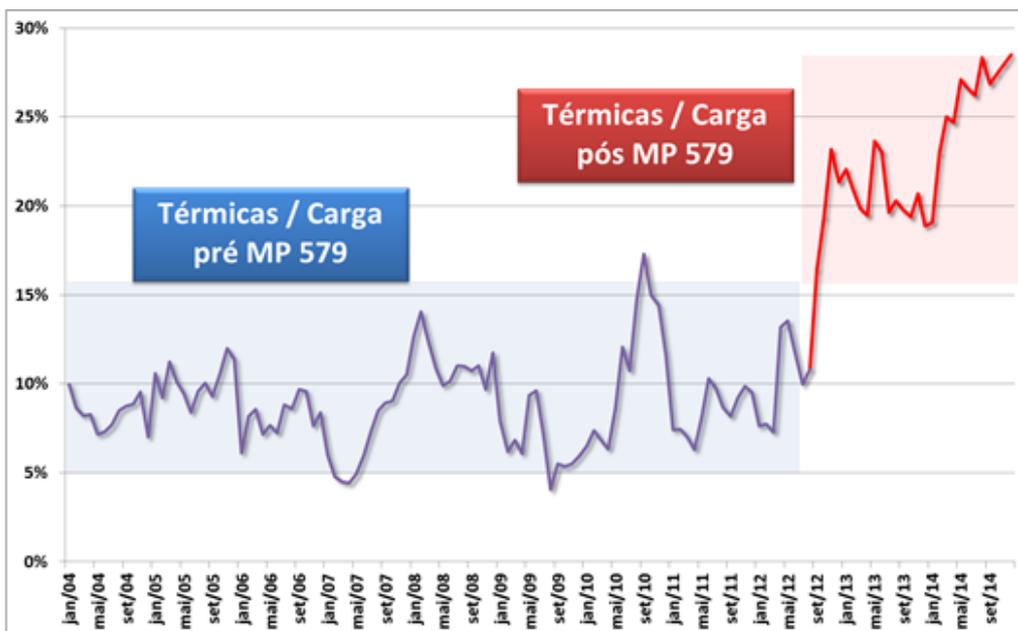
Fonte: Canal Energia

A não renovação, somada a não realização do leilão de energia existente no final de 2012, gerou uma desconstrução involuntária por parte das distribuidoras, que se viram obrigadas a adquirir energia no mercado de curto prazo, ao Preço de Liquidação das Diferenças, ou seja, se uma empresa ou distribuidora consumiu mais energia do que havia contratado (por meio de leilões ou acordos bilaterais), ela é obrigada a pagar a diferença pelo preço do mercado livre. Esse preço é chamado de PLD. Se uma empresa consumiu menos, recebe um crédito. Os gastos ou lucros com essas diferenças podem ser repassados para o consumidor cativo na data do reajuste anual da distribuidora. Distribuidoras e consumidores livres são obrigados a ter contratos para garantir 100% do seu consumo previsto. Portanto, o que se negocia na CCEE é somente a diferença entre o consumo previsto e aquilo que foi realizado. Para isso, as empresas são obrigadas a entregar os dados relativos a cada mês do ano.

Para agravar esse quadro, somam-se dois fatores, o cenário hidrológico e de armazenamento de energia no começo de 2013 eram muito desfavoráveis. Segundo

ONS, em setembro de 2012 os reservatórios do país estavam com 47,8 % da Energia Armazenável Máxima, um nível aceitável para época do ano. Porém, em outubro, novembro e dezembro, choveu respectivamente, 71%, 85% e 67% da Média de Longo Termo (MLT), reduzindo a Energia Armazenável para 28,9% da máxima no final de dezembro. Neste momento iniciou-se o acionamento das térmicas para evitar a falta de energia fazendo com que o PLD se deslocasse de aproximadamente 183 reais por megawatt-hora em setembro de 2012, para 414 reais por megawatt-hora em janeiro de 2013. As chuvas continuaram abaixo da média histórica para os meses subsequentes, e com recordes de demanda no SIN para o início de 2013, devido às altas temperaturas decorrentes da falta de chuvas, o custo da energia no curto prazo se manteve alto. Entre fevereiro e abril de 2014 o PLD chegou a atingir o limite superior de 822,83 R\$/MWh determinado pela ANEEL para o ano.

Figura 10: Percentual de acionamento das Usinas Térmicas



Fonte: Ilumina

Com altos custos na aquisição da energia, as concessionárias de distribuição se viram em dificuldades financeiras de honrar com a liquidação do mercado de curto prazo e com os CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. Para conter o problema de fluxo de caixa das distribuidoras e evitar o aumento exacerbado da conta de luz do consumidor no ano que vem, o

Governo Federal optou por fazer volumosos aportes de capital pelo Tesouro Nacional na Conta CDE, com intuito de cobrir tais custos.

Tais aportes foram regulamentados pelo Decreto 7.945, de 07 de março de 2013, que incluiu os incisos I e II do art.4º-A do Decreto 7.891/2013, adicionando assim novas finalidades a CDE, como prover recursos para neutralizar a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo.

Também determinou que os recursos para cobrir as novas finalidades da CDE seriam repassados às concessionárias de distribuição somente no ano de 2013 e aos consumidores através das tarifas de energia entre 2014 e 2018.

O problema não foi totalmente solucionado, visto que a Conta CDE, segundo Decreto 7.945/2013, estava permitida a repassar recursos apenas no ano de 2013, porém no início de 2014, com as concessionárias de distribuição sem dinheiro em caixa para honrar seus compromissos na CCEE, a ANEEL, através do Despacho 515, de 07 de março de 2014, autorizou o repasse, pela Eletrobrás, de recursos da conta CDE no valor de R\$1.195.323.697,02 às distribuidoras. O montante foi aportado pela União para cobrir a liquidação de curto prazo referente ao mês de janeiro de 2014.

As distribuidoras receberam 9,54 bilhões de reais na contabilização de 2013 da conta CDE, a União aportou mais 1,2 bilhões de reais para ajudar as empresas a liquidarem em março seus compromissos referentes às operações realizadas em janeiro na CCEE, assim a conta a ser paga a título de empréstimos feitos pela União e pela conta CDE, a ser atualizada pelo IPCA e paga em cinco anos, como descrito no Decreto 7.945/2013 e posteriormente no Decreto 8.221/14, é da ordem de 10,74 bilhões de reais.

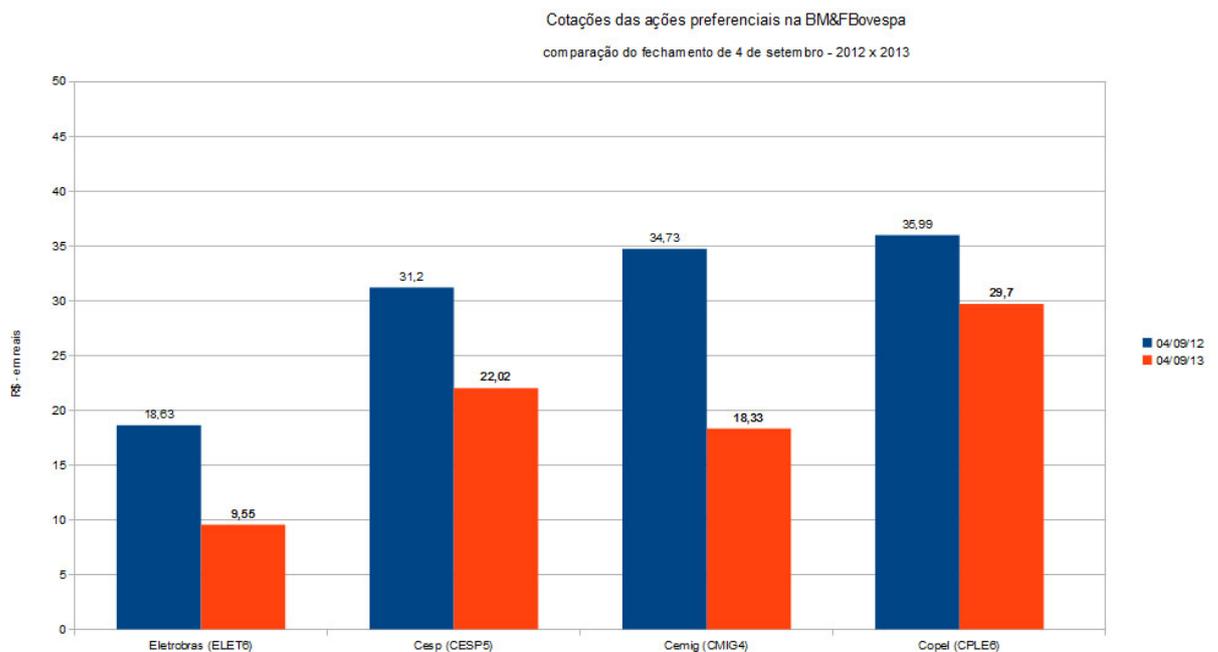
Conforme Reinaldo Azevedo da Veja.com, o governo federal anunciou um pacote de socorro às distribuidoras, em março de 2014, na tentativa de conter a crise energética e equacionar a elevação do custo da energia elétrica, além de repassar ao Tesouro e aos consumidores a conta dos custos extras provenientes da energia gerada pelas termelétricas e da compra de megawatts no mercado de curto prazo (onde a energia é mais cara). Ao todo, foram liberados 4 bilhões de reais dos cofres públicos através de aporte financeiro pelo Tesouro Nacional e 8 bilhões de reais por meio de bancos públicos e privados, em forma de empréstimos às

distribuidoras para que estas paguem as dívidas com as geradoras. Esse financiamento será ressarcido com aumento das tarifas, que será escalonado ao longo do tempo e com datas estabelecidas pela ANEEL. O secretário do Tesouro Nacional, Arno Augustin, afirmou que o aporte de R\$ 4 bilhões somado ao financiamento de R\$ 8 bilhões pela CCEE seriam suficientes para resolver as necessidades do setor.

### Impacto sobre as empresas de energia

Conforme Castro, Brandão, Dantas e Rosental (2013) a renovação antecipada das concessões através da MP 579 provocou forte impacto financeiro sobre as empresas de geração e transmissão. Este impacto foi imediatamente avaliado e precificado pelo mercado de capitais provocando baixas significativas na cotação das empresas afetadas na bolsa de valores. A resultante final foi que ao longo do ano de 2013 as ações da Eletrobras perderam metade do valor (baixa de 49,7%), enquanto as ações da CESP caíram 40% e as da CEMIG 33%. Alguns fatores podem ser apontados como determinantes para a avaliação negativa do mercado de capitais em relação à MP 579.

Figura 11 - Comparação das cotações das ações 2012 x 2013



Fonte: Canal Energia

O primeiro é o fato de renovar as concessões ao invés de licitar todos os ativos com concessões em vencimento. Ao renovar as receitas líquidas sofreram uma redução, como uma espécie de prêmio para manter o controle das concessões por mais um longo período. Entretanto, havia uma expectativa de que a diminuição de receita fosse bem menos acentuada do que a realmente ocorrida. Como pode-se ver na Figura 12, algumas empresas como Eletrobras Transmissão, Chesf Geração e Eletronorte Transmissão tiveram uma redução em sua receita superior a 60%.

Figura 12 - Nova Receita após a MP 579

  
**Eletrobras**

**III – VALOR DA NOVA RECEITA**

O Quadro 5 resume a nova receita a ser auferida pelos ativos afetados pela MP579. Para efeito de comparação com a situação atual, as receitas da MP579 foram ajustadas como segue:

i) Geração: Acrescidas P&D<sup>1</sup>; TFSEE<sup>2</sup>; CFURH<sup>3</sup> e TUST<sup>4</sup>, além de PIS/PASEP/COFINS (Receita Bruta).

ii) Transmissão: Corrigidas pelo IPCA até jan/2013 e acrescida de PIS/PASEP/COFINS.

**Quadro 5 - Nova Receita – R\$/milhões**

Empresas	Ativos Afetados	Atual	MP579	Diferença	Redução
Chesf	Geração	5.015,0	1.077,9	-3.937,1	-78,5%
	Transmissão	1.438,0	590,6	-847,4	-58,9%
	<b>Total</b>	<b>6.453,0</b>	<b>1.668,5</b>	<b>-4.784,5</b>	<b>-74,1%</b>
Furnas	Geração	1.626,9	596,7	-1.030,2	-63,3%
	Transmissão	2.247,2	694,0	-1.553,2	-69,1%
	<b>Total</b>	<b>3.874,1</b>	<b>1.290,7</b>	<b>-2.583,4</b>	<b>-66,7%</b>
Eletronorte	Geração	56,0	18,4	-37,6	-67,2%
	Transmissão	1.156,0	307,8	-848,2	-73,4%
	<b>Total</b>	<b>1.212,0</b>	<b>326,2</b>	<b>-885,8</b>	<b>-73,1%</b>
Eletror Sul	Transmissão	896,2	447,5	-448,7	-50,1%
Impacto	Geração	6.697,9	1.693,0	-5.004,9	-74,7%
Eletrobras	Transmissão	5.737,4	2.039,9	-7.777,3	-64,4%
<b>Total</b>		<b>12.435,3*</b>	<b>3.732,9**</b>	<b>-8.702,4</b>	<b>-70,0%</b>

\* Valor do Regime anterior à MP-579 válido até o término das concessões  
\*\*É o valor base, válido por 30 anos, conforme MP-579

Fonte: Ilumina

Em segundo lugar, houve uma mudança de paradigma no que diz respeito à remuneração das hidroelétricas que ainda tinham, pela regra antiga, direito a uma renovação da concessão, tiveram sua tarifa ajustada financeiramente suficiente apenas para cobrir os custos de operação e manutenção.

Em terceiro lugar, houve uma percepção de aumento do risco regulatório do setor elétrico. O setor elétrico, até a MP 579, era considerado previsível devido ao

seu marco regulatório estável e bem definido onde as empresas eram conhecidas como boas pagadoras de dividendos. A MP 579 introduziu grandes alterações, de forma intervencionista pelo governo, e afetou substancialmente as empresas cotadas em bolsa e reduziu a capacidade de pagamento de dividendos.

Com esse cenário de preços altos no curto prazo, os custos de aquisição da energia pelas concessionárias de distribuição aumentaram porque toda energia descontratada teve que ser adquirida a altos preços, sem a devida cobertura tarifária para isso. Com isso o principal argumento para a implantação da MP 579, que era a redução das tarifas, não foi alcançado e o cenário de altas tarifas de energia foi agravado.

Uma parte da solução do fluxo de caixa das distribuidoras poderia ter sido atribuída às bandeiras tarifárias. Porém com reajustes tarifários elevados para o ano de 2013 e 2014, o governo decidiu prorrogar para 2015 a entrada desse mecanismo que busca sinalizar economicamente, ao consumidor, o custo momentâneo da geração elétrica. Para Romeu Rufino da ANEEL, a bandeira tem o mérito conceitual de sinalizar ao consumidor que ele está pagando um adicional em função daquela situação de escassez de energia e tem a oportunidade de reagir no momento em que isso está acontecendo. Senão ele acaba consumindo hoje com a sinalização de que o preço é X, só que daqui a 12 meses ele vai receber um complemento daquilo que já consumiu e não tem como reagir lá.

Porém, com um parque tipicamente hidrotérmico espera-se que em algum momento haja necessidade de operar suas usinas térmicas, pois o regime de chuvas e a necessidade de geração elétrica muitas vezes são parâmetros que possuem grandes incertezas. Assim, para minimizar o risco presente, se faz necessário uma maior reserva de energética de baixo custo, que tipicamente provem de grandes usinas com reservatórios de acumulação, de usinas térmicas a gás natural, carvão ou nuclear, que possuem alguns obstáculos como o déficit de suprimento de gás, poluição ambiental e risco tecnológico.

### **Importância das Fontes Alternativas de Energia**

Atualmente no Brasil existe uma grande dificuldade em construir usinas hidrelétricas com regularização plurianual. Por motivos socioambientais os grandes

reservatórios de acumulação de água estão reduzindo sua participação dentro da matriz energética nacional, porém sua importância estratégica continua a mesma. Estudos do ONS indicam que, entre 2013 e 2017, a capacidade de armazenamento no SIN irá se ampliar em apenas 1.300 MWmês.

Somado a isso, a tendência de oferta energética das usinas hidrelétricas da Amazônia, que ocorre em grandes volumes apenas nos períodos úmidos, colocam as fontes alternativas como uma opção estratégica importante, pois elas apresentam maior disponibilidade de energia nas estações secas do ano, funcionando como reservatórios virtuais, podendo aliviar a demanda de energia das grandes usinas, a custos competitivos.

A expansão das fontes alternativas, principalmente energia Eólica, é uma realidade hoje. Seus custos, se comparados às tarifas reguladas de energia elétrica, são altamente competitivos. As fontes de geração térmica a Biomassa e parques Eólicos são competitivas em qualquer região do país, mesmo sem serem comercializadas com consumidores especiais incentivados. Com descontos na TUSD- Tarifa de uso do sistema de distribuição, essas fontes podem obter margens de lucro de até 40 reais por megawatt-hora em certas regiões. (OLIVEIRA, 2014)

Em relação aos leilões de energia no mercado regulado, as fontes alternativas possuem grande destaque, além das grandes hidrelétricas, elas competem apenas com as térmicas a gás natural, que apresentam custos reduzidos e similares as PCHs - pequenas centrais hidroelétricas e térmicas a Biomassa, acima do custo dos parques eólicos. (OLIVEIRA, 2014)

## **5 CONCLUSÃO**

O governo brasileiro, desde 2011 vem fazendo um esforço no sentido de construir uma nova matriz de política econômica que viabilize e suporte um crescimento econômico sustentável. Esta nova matriz tem como pressuposto que o Brasil está entre aqueles países onde a energia é mais cara.

A MP579/12, convertida na Lei 12.783/2013, nasceu com o intuito de reduzir os custos ao consumidor, porém não atingiu plenamente seus objetivos, visto que não obteve adesão de todas as concessões de geração, e com isso, para atingir o

patamar de redução anunciado pelo governo em mídia nacional, houve a necessidade de contar com recursos provenientes da União.

A não adesão total das concessões de geração vincendas, mais significativamente a CESP, CEMIG e COPEL, somado a indefinição da metodologia de rateio das Cotas de energia proveniente da renovação das concessões, que levou a uma tomada de decisão por parte do setor elétrico de não promover o leilão de energia existente para o ano de 2012, gerou uma descontratação involuntária por parte das distribuidoras de energia elétrica, e essa descontratação acabou se tornando o maior problema decorrente da MP579/2012.

Sem contratos para suprir o atendimento total e elevado de energia demandada em suas áreas de concessão, e com o cenário hidrológico desfavorável, que culminou com o acionamento da totalidade do parque gerador termoelétrico, as concessionárias tiveram que adquirir energia a preços muito elevados, liquidadas no mercado de curto prazo ao PLD, sem cobertura tarifária para tal. Entre fevereiro e abril de 2014 chegou a atingir o limite superior de 822,83 R\$/MWh determinado pela ANEEL para o ano. Para atenuar esse cenário crítico, o governo tomou diversas medidas, que não extinguiram o problema, e ainda não são suficientes para estabilizar o setor elétrico.

Conseqüentemente as distribuidoras ficaram sem condições de financiar os custos da energia adquirida no mercado de curto prazo, precisando assim de ajuda governamental para cobrir momentaneamente tais custos, para isso ocorreram empréstimos pela União via conta CDE, e foram criados mecanismos como a CONTA-ACR, buscando reduzir o problema existente.

As despesas vinculadas ao Decreto 7.945/2013 somaram 9,54 bilhões de reais no ano de 2013, parte suprida pelo Tesouro Nacional e parte por recursos da RGR – a título de empréstimos feitos as concessões de distribuição, que serão corrigidos pelo IPCA e pagos durante os próximos cinco anos a partir de 2015, juntamente com o aporte de 1,2 bilhões de reais autorizado pelo Despacho 515/2014, para cobrir a liquidação de curto prazo referente aos compromissos de janeiro de 2014 que as distribuidoras possuem na CCEE.

Pode-se concluir que o problema encontrado na MP foi a forma que ocorreu a sua implementação, pois certas ações fundamentais não foram tomadas, como o

comando rotineiro de um leilão no fim de 2012 para suprir a energia descontratada pelas distribuidoras. Com esse leilão, boa parte das despesas que levaram o governo a fazer aportes bilionários não teria ocorrido.

Atualmente foram renovadas concessões de geração hidrelétrica e concessões de transmissão de energia elétrica. As regras para a renovação das concessões de distribuição de energia ainda estão sendo discutidas, devendo acontecer, as renovações, apenas no segundo semestre de 2015.

Além disso, a intervenção estatal no processo de renovação das concessões gerou efeitos negativos que culminaram na redução da confiança dos investidores.

Conforme José Antonio Feijó de Melo a MP 579

trará como consequência inevitável o arruinamento do sistema produtor de energia elétrica estatal, seja da área federal, representada pelo grupo Eletrobrás e suas subsidiárias CHESF, FURNAS, ELETRONORTE E ELETROSUL, seja da área estadual, com empresas como CESP, CEMIG E COPEL. MELO, Jose Antonio Feijó de. **Impacto da MP 579 sobre as empresas elétricas.** Disponível em: <http://sinaleira.com/impacto-da-mp-579-sobre-as-empresas-eletricas/>. Acesso em: 02 abr. 2014.

Não há dúvida de que esta sendo extremamente difícil para uma empresa de energia elétrica manter todas as suas atuais atribuições e continuar garantindo o mesmo padrão de desempenho com uma receita menor que a anterior. Assim, é visível o risco de desmantelamento que atinge estas empresas e daí as graves consequências que poderão advir para o próprio País.

Porém, analisando as mudanças estruturais decorrentes da MP 579/2012, e deixando de lado os fatores conjunturais ocorridos entre 2013 e 2014, a medida pode ser vista como positiva, obtendo uma real redução dos custos com a commodity energia e dos custos de transmissão, a um preço que reflita apenas os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização das usinas com concessões renovadas. Conforme Castro, Brandão, Dantas e Rosental (2013) esta redução é justificada perante o argumento de que o setor elétrico não deve ser onerado com despesas que visam atender demandas com caráter eminentemente social, dentro da lógica que os consumidores de energia devem arcar apenas com encargos intrinsecamente pertencentes ao setor elétrico, enquanto que encargos de natureza social sejam custeados pelo Tesouro Nacional.

A Lei 12.783/2013, conversão da MP 579/2012, estabeleceu uma redução estrutural, ou seja, permanente, no custo da energia elétrica no Brasil. Atualmente, no país, existem concessões de geração que foram renovadas e estão apresentando custo de geração muito abaixo da média nacional. Vale ressaltar que essas concessões renovadas segundo os critérios da Lei 12.783/2013, são usinas antigas, em grande parte já amortizadas, e por isso apresentam custos tão reduzidos, porém essas tarifas não contemplam eventuais necessidades de investimentos futuros, como troca de uma máquina hidráulica ou uma ampliação da usina, buscando um aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.

Hoje, o cenário encontra-se sem perspectivas de reduções tarifárias significativas para os próximos anos. Acredita-se que o ocorrido seja conjuntural e que com a volta do regime de chuvas a situação se normalize e assim o custo futuro da energia também reduza.

Uma forma ainda não explorada pelo governo seria a redução das alíquotas dos tributos aplicadas nas tarifas e que na minha visão traria um impacto profundo e duradouro na redução tarifária. Pois, conforme a figura 8 evidencia, o peso dos tributos representa mais de um quarto da tarifa.

Uma solução a longo prazo, seria o investimento em fontes alternativas (como energia eólica e biomassa) que são muito importantes para o sistema elétrico nacional, pois complementam a geração hidrotérmica de base, diversificando a matriz elétrica, reduzindo custos com geração e possibilitando o aproveitamento de potenciais marginais de geração, pois atuam de forma distribuída, atingindo pequenos potenciais inexplorados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acesso em: 29 mar. 2014.

ACENDE BRASIL, Instituto. **Os Impactos da MP 579/2012: A utilização da CDE e a perda de sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.** Disponível em: [http://www.acendebrasil.com.br/media/eventos/InstitutoAcendeBrasil\\_CDE\\_Perdade\\_sustentabilidadedosedotoreletrico\\_rev1.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/eventos/InstitutoAcendeBrasil_CDE_Perdade_sustentabilidadedosedotoreletrico_rev1.pdf). Acesso em: 27 abr. 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração – BIG. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 30 abr. 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Por dentro da conta da luz - Informação de Utilidade Pública.** Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha_1p_atual.pdf). Acesso em: 29 mar. 2014.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro60anos\\_perspectivas\\_setoriais/Setorial60anos\\_VOL2EnergiaEletrica.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro60anos_perspectivas_setoriais/Setorial60anos_VOL2EnergiaEletrica.pdf)

BRASIL. Leis e Decretos. **Lei N° 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, 2004.

BRASIL. Leis e Decretos. **Lei N° 12.783**, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as leis N°s 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei N° 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Brasília, 2013.

BRASIL. Leis e Decretos. **Medida Provisória N° 579**, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Brasília, out. 2012.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 7.891**, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 7.945**, de 07 de março de 2013. Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Brasília. DF: Casa Civil, 2013.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 8.221**, de 01 de abril de 2014. Dispõe sobre a criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 2014.

CANAL ENERGIA. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/>.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 29 mar. 2015.

CEMIG. **Comunicado ao mercado, 07 de abril de 2014**. Disponível em: [http://cemig.foinvest.com.br/ptb/11302/Comunicado\\_ReajusteTarifarioCemigD\\_07.04.2014\\_por.pdf](http://cemig.foinvest.com.br/ptb/11302/Comunicado_ReajusteTarifarioCemigD_07.04.2014_por.pdf). Acesso em: 10 abr. 2015.

CORECON. Conselho Regional de Economia. Disponível em: [http://www.coreconsp.org.br/regionais.php?pg=7376&cont=noticias\\_detalhada&pgc=5432](http://www.coreconsp.org.br/regionais.php?pg=7376&cont=noticias_detalhada&pgc=5432). Acesso em: 06 de maio de 2015.

CORREIO DA CIDADANIA. **Governo Federal se movimenta para privatizar hidrelétricas estaduais que não renovaram concessões**. Disponível em: [http://www.correiocidadania.com.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=8348:economia070513&catid=26:economia&Itemid=58](http://www.correiocidadania.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=8348:economia070513&catid=26:economia&Itemid=58). Acesso em: 06 de maio de 2015.

DIEESE. **As renovações das concessões do setor elétrico: algumas considerações e consequências.** São Paulo: DIEESE, out. 2010. (Nota Técnica, 114).

DIEESE. **Boletim do Setor Elétrico N° 2**, de dezembro de 2013. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/boletimsetoreletrico/2013/boletimSetorEletricoN2.pdf>.

Acesso em: 29 mar. 2014.

ELETROBRAS. Disponível em: <http://www.eletrabras.com>. Acesso em: 03 mar. 2015.

GASTALDO, Marcelo Machado. **Os agentes do mercado de energia elétrica.** Disponível em: [http://www.oseletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/ed38\\_direito\\_em\\_energia\\_eletrica.pdf](http://www.oseletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/ed38_direito_em_energia_eletrica.pdf). Acesso em: 24 mar. 2015.

GESEL. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/>. Acesso em: 10 mar. 2015.

GODOI, Mauricio. MP 579: um ano do 11/09 do setor elétrico. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Materias/Retropectiva.asp?id=97289&a=2013>. Acesso em: 10 mar. 2015.

ILUMINA. Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético. <http://ilumina.org.br/category/estudos-e-artigos/>. Acesso em: 11 mar. 2015.

LAZZARINI, Sergio. **As intervenções do governo, 2 anos depois.** Instituto Millenium. Disponível em: <http://www.imil.org.br/artigos/intervenoes-governo-2-anos-depois/>. Acesso em: 05 abr. 2014.

MELO, Jose Antonio Feijó de. **Impacto da MP 579 sobre as empresas elétricas.** Disponível em: <http://sinaleira.com/impacto-da-mp-579-sobre-as-empresas-eletricas/>. Acesso em: 02 abr. 2014.

MME. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>.

MONTALVÃO, Edmundo. **Impacto de tributos, encargos e setoriais sobre as contas de luz dos consumidores.** Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores>. Acesso em: 10 abr. 2015.

OLIVEIRA, Daniel Garcia de. **Análise do Impacto Regulatório da Medida Provisória 579 de 2012 no Mercado de Energia Elétrica Nacional e na Competitividade das Fontes Alternativas de Energia.** Disponível em: <http://saturno.unifei.edu.br/bim/2014008850.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2015.

QUANTA GERAÇÃO. <http://www.quantageracao.com.br/index2.php?secao=Faq>. Acesso em: 02 abr. 2015.

REUTERS BRASIL. **Governo federal não fez leilão A-1 em 2012 por risco de sobrecontratação.** Disponível em: <http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN0HR21C20141002>. Acesso em: 08 abr. 2015.

VEJA.COM. **Crise de energia produz rombo de R\$ 12 bilhões para o contribuinte pagar.** Disponível em: <http://veja.abril.com.br/blog/reinaldo/geral/crise-de-energia-produz-rombo-de-r-12-bilhoes-para-o-contribuinte-pagar/>. Acesso em: 07 abr. 2015.