AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES:

O PORQUÊ DAS DIFERENÇAS

Autores:
Nivalde de Castro, Dorel Ramos, Roberto Brandão, Fernando Prado,
Paulo de Morais, João Paulo Galvão, Alejandro Arnau, Paola Dorado,
Rubens Rosental, Guilherme Dantas e Alexandre Lafranque

AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES:

O PORQUÊ DAS DIFERENÇAS

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

CPFL ENERGIA

P&D ANEEL

© 2017. Nivalde de Castro, Dorel Ramos, Roberto Brandão, Fernando Prado, Paulo de Morais, Paulo Galvão, Alejandro Arnau, Paola Dorado, Rubens Rosental, Guilherme Dantas e Alexandre Lafranque

Direitos autorais reservados e protegidos pela Lei de Direitos Autorais de 9.610 de 1998. Este livro não poderá ser reproduzido, publicado ou transmitido, em parte ou no todo, por quaisquer meios (eletrônicos, mecânicos, fotográficos ou outros), sem prévia autorização, por escrito do autor.

Diagramação
Andréa Cristina Menezes

Capa
Gilber Mirândola

Catalogação na Publicação - Brasil

T 186 As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países : o porquê das diferenças / Nivalde de Castro [et al.]. — Rio de Janeiro : Ed. Fábrica de Livros, 2017.
257 p.; 23 cm.
Inclui bibliografia.
I.Castro, Nivalde José de. 1.Energia Elétrica. 2.Serviços de Eletricidade. 3.Energia Elétrica – Aspectos financeiros. I.Título.
ISBN: 978-85-61843-65-6 CDD: 333.79323

PREFÁCIO

A energia elétrica tem papel fundamental e estratégico para a sociedade, pois é elemento chave para o desenvolvimento econômico e social, possibilitando a melhoria da qualidade de vida da população. A prestação deste serviço essencial para a sociedade implica custos associados e investimentos necessários para assegurar o atendimento ao crescimento da demanda por esse insumo. Os custos associados a cada etapa do processo de produção são convertidos em tarifas pagas pelos consumidores finais.

Para o equilíbrio dinâmico e sustentabilidade do setor são utilizados como referência dois princípios basilares: a modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, garantida a qualidade e continuidade do fornecimento de energia.

O equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias visa garantir a sua justa remuneração, assegurando a atratividade e consequente fluxo dos investimentos necessários para garantir a expansão do sistema elétrico.

No setor de energia elétrica há basicamente quatro etapas na cadeia de produção bem definidas: geração, transmissão, distribuição e a atividade de comercialização (este último focado, no Brasil, no mercado dos consumidores livres).

Dentre estes segmentos, as atividades de transmissão e distribuição são conceitualmente qualificadas pela teoria econômica como monopólios naturais, enquanto que as atividades de geração e comercialização são exercidas em uma estrutura de mercado potencialmente competitiva.

O setor elétrico deve ser entendido e analisado como uma organização complexa e dinâmica que cria uma cadeia de relações (e valores) que será refletida na tarifa final paga pelo consumidor final, seja este participante do mercado cativo ou livre. No entanto, muitas vezes essa complexa cadeia é ignorada ao se arbitrar o valor que se espera pagar em relação ao valor real da tarifa.

Um exemplo tradicionalmente abordado e que simplifica, sob o prisma de uma visão de certa forma superficial, as razões que influenciam no valor final da tarifa, é a exploração do fato de que a matriz brasileira de geração de energia elétrica é predominantemente hidroelétrica, tecnologia esta que é extremamente competitiva. Logo, a partir deste fato são criados sofismas de que a energia brasileira deveria ser a energia mais barata do mundo.

Este tipo de assertiva ignora as etapas (e custos) da cadeia de produção: geração complementar a hidrelétrica, transmissão, distribuição, encargos setoriais, carga tributária, outras políticas públicas que embutem subsídios na tarifa e também as próprias características do modelo elétrico do Brasil, que define tarifas diferenciadas (pelos custos de escala) para cada área de concessão.

Desta forma, a tarifa final de energia elétrica reflete especificidades e características intrínsecas do setor elétrico, da economia e da sociedade brasileira, representando o somatório de todos os fatores que influenciam e afetam direta e indiretamente o setor elétrico.

O desejo natural de qualquer consumidor é pagar o menor valor possível, em especial no caso dos consumidores onde este valor tenha um maior peso na sua renda ou nos seus custos de produção. Esta diferenciação resulta em certa subjetividade em relação ao que seria um preço considerado justo, já que sua determinação ocorre segundo a própria perspectiva de cada consumidor. Seria um conceito de preço determinado pelo lado da demanda.

No entanto, conforme os argumentos formulados anteriormente, o preço é formado pelo lado da oferta, ou seja, por um somatório de categorias e rubricas de custos.

Em março de 2009 quando assumi a Diretoria Geral da ANEEL já estava instalado o debate sobre o custo da energia no Brasil patrocinado principalmente pelos setores industriais organizados e alguns políticos que enxergaram no tema uma grande fonte de promoção pessoal. A grande afirmação era a de que o Brasil tinha a mais alta tarifa de energia do mundo. Este debate continuou e teve seu ápice na chamada CPI da conta de luz instaurada na Câmara Federal em 2011. O debate incomodava a todos os gestores do setor elétrico nacional, tanto pelas causas que conhecíamos quanto pelas desconhecidas. O fato é que todos os números apresentados por associações industriais e estudos pretensamente técnicos e isentos, eram em geral falhos e fortemente tendenciosos. Ninguém realmente tinha condições de posicionar as tarifas de energia praticadas no Brasil em relação às de outros países. Incomodado com esta situação procurei o GESEL, grupo com pesquisadores dedicados a analisar e acompanhar o setor elétrico brasileiro e o instiguei a preparar uma proposta de pesquisa que, patrocinada por uma distribuidora nacional, pudesse trazer luz ao debate.

Para minha satisfação o GESEL aceitou o desafio e montou um projeto de P&D melhor que o imaginado, envolvendo consultores internacionais, em especial europeus, o que permitiu a obtenção de dados bastante detalhados sobre a composição das tarifas em cada país, relacionando subsídios intra e extra setoriais,

impostos, abertura das tarifas por segmento, enfim ferramentas que permitiram um verdadeiro raio X deste complexo setor da economia.

Os resultados nos permitiram entender as políticas tarifárias de economias mais desenvolvidas bem como de países com nosso estágio de desenvolvimento. Continua não sendo uma tarefa corriqueira saber se e quanto nossa tarifa é menor ou maior que a praticada em determinado país. Mas certamente saberemos o porquê das diferenças.

O desafio atual é portanto manter atualizado este estudo, uma vez que a dinâmica das transformações regulatórias neste setor é incomparável com a de qualquer outro. Basta ver o que aconteceu com as tarifas no país em função da crise hidrológica que vivenciamos nos últimos anos.

Quanto ao resultado, deixo para você leitor interessado neste empolgante setor, verificar e tirar suas próprias conclusões, lendo este excelente trabalho que nos ajuda a pensar o modelo regulatório nacional e endereçar eventuais modificações legais que levem a uma redução das tarifas praticadas em nosso país.

Nelson Hubner – Ex Diretor-Geral da ANEEL

SUMÁRIO

1 Apresentação 13

2 Introdução 15

2.1. Determinantes da Tarifa de Energia Elétrica 16

2.2.1. Características técnico-econômicas dos sistemas elétricos 16

2.1.2. Políticas públicas com relação ao setor elétrico 18

2.2. Tarifas de energia elétrica no Brasil e no mundo: o que comparar? 19

2.2.1. Metodologia 20

3 Características principais dos países selecionados 27

4 Comparação internacional das tarifas de energia elétrica: tarifas residenciais e tarifas comerciais 49

4.1. Comparação das tarifas residenciais 49

4.2. Repartição dos consumidores residenciais 50

4.2.1. Comparação geral 51

4..2.2. Estudo da composição da tarifa residencial 57

4.3. Comparação das tarifas industriais 61

4.3.1. Comparação geral 61

4.3.2. Estudo da composição da tarifa industrial 67

5 Causas das diferenças entre tarifas entre grupos de países 71

5.1. BRICS 71

5.1.1. Rússia: abundância de recursos 74

5.1.2. África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado 81

5.1.3. Índia: participação estatal e tarifas subsidiadas 86

5.1.4. A política energética da China e dependência do carvão 91

5.2. Os países da América Latina 95

5.2.1. Argentina: tarifa congelada e subsídios 97

5.2.3. Custo da rede elevados e subsídios na Colômbia 106

5.3. Os países hídricos 112

5.3.1. O baixo custo da geração no Québec 115

5.3.2. A Noruega e o mercado *Nord Pool Spot* 119

5.3.3. A influência da hidrologia no mercado de energia na Colômbia.... 124
5.4. Países da OCDE 131
5.4.1. Incentivo à inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da União Europeia. 134
5.4.2. O efeito do gás de xisto nos Estados Unidos 142
5.4.3. Desligamento das usinas nucleares no Japão. 148
5.5. O Caso do Brasil 151
5.5.1. BRICS: Políticas públicas para o setor elétrico e liberalização do setor elétrico 151
5.5.2. O Brasil e os países de América Latina 166
5.5.3. O Brasil em relação a outros países hídricos 177

6 Considerações finais..... 185
6.1. Determinantes das tarifas..... 185
6.1.1. Os custos da indústria de energia elétrica 185
6.1.2. Políticas públicas e tarifas de energia elétrica 186
6.2. As tarifas brasileiras em relação às de outros países 188
6.3. Reflexões 192

7 Referências bibliográficas 195

Anexo I
Metodologia de comparação das bases de dados..... 213
1. Apresentação da formatação das bases de dados..... 215
1.1. Agência Internacional de Energia (IEA) 215
1.2. EUROSTAT..... 217
1.3. Comissão de Integração Energética e Regional (CIER) 219
1.4. US Energy Information Administration (EIA)..... 223
1.5. Hydro Quebec..... 224
1.6. Eskom..... 225
1.7. Korea Energy Economics Institute (KEEI) 226
1.8. Planning Commission of India 226
1.9. The Lantau Group..... 227
1.10. ANEEL..... 228
2. Aplicação da Metodologia do Projeto às Bases de Dados 228
2.1. Taxas de câmbio e taxas de inflação..... 229
2.2. Cálculo da taxa de câmbio real média de vários anos..... 230
2.3. Ajuste da taxa de câmbio para os países do CIER..... 232

3. Ajuste de Dados 233
3.1. Chile 233
3.2. Colômbia 233
3.3. Japão 234
3.4. EUA 234
3.5. África do Sul 235
3.6. Coreia do Sul 235
3.7. China 235
3.8. Índia 235
3.9. Rússia 236
3.10. Brasil 236

Anexo II
Influência da taxa de câmbio 239
1. Comparação das tarifas residenciais com a Paridade de Poder de Compra 240
2. Comparação das tarifas industriais 243

Anexo III
Comparação Nacional das Tarifas de Energia Elétrica para o ano de 2014 247
1. Comparação das Tarifas Residenciais B1 em 2014 247
2. Estudo dos componentes das Tarifas Residenciais B1 249

Anexo IV
Comparação Internacional das Tarifas de Energia Elétrica para o ano de 2014 253
1. Comparação das Tarifas Residenciais 254
2. Comparação das Tarifas Industriais 256

1 APRESENTAÇÃO

Como se compara a tarifa de energia elétrica no Brasil com a praticada em outros países? Esta é uma questão que é frequentemente levantada no Brasil em anos recentes e que este livro procura abordar e responder de forma sistemática e fundamentada. Outra questão relevante é entender o porquê das diferenças tão significativas entre tarifas de vários países. Trata-se de um tema deveras complexo, pois exige o estudo com elevado nível de detalhamento das características do setor elétrico de cada país. A partir da sistematização de diagnósticos precisos e refinados cabe então examinar se é conveniente e como agir no sentido de reduzir as tarifas de eletricidade no país, alterando as estruturas de custos do setor mediante a calibragem das políticas públicas relacionadas ao setor elétrico.

Esta complexa e ampla problemática, muito atual no Brasil e internacionalmente é o objeto central deste livro que resume pesquisa realizada no âmbito do Programa de P&D da Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, financiada pelas empresas Rio Grande Energia e Companhia Sul Paulista de Energia, do grupo CPFL Energia com o título "**Panorama e Análise Comparativa da Tarifa De Energia Elétrica do Brasil com as Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando o Modelo Institucional Vigente**". Merece ser assinalado que no site da pesquisa estão disponíveis para *download* três outros textos elaborados pela equipe do Gesel-UFRJ, que versam respectivamente sobre: (i) características dos modelos institucionais e dos sistemas elétricos dos países estudados; (ii) regulação tarifária de cada país do universo da pesquisa e; (iii) determinantes dos custos da indústria de energia elétrica.

O livro está dividido em seis capítulos, incluindo esta apresentação. No segundo capítulo, a título de introdução, são definidos e analisados dois conjuntos de fatores determinantes das tarifas de energia elétrica. O primeiro conjunto refere-se às características técnicas e econômicas do setor elétrico em cada país, e o segundo conjunto se refere às políticas públicas relativas a este setor que podem influir fortemente no nível geral das tarifas. Neste capítulo também é apresentada a metodologia utilizada na análise comparativa de tarifas.

No terceiro capítulo são examinadas as principais características econômicas e demográficas dos países selecionados neste estudo. São também sistematizadas as características específicas do setor elétrico em cada país, que influenciam a estrutura tarifária tais como: composição da demanda, da matriz elétrica e a extensão das redes.

No quarto capítulo realiza-se a comparação de tarifas residências e industriais entre os países, aplicando a metodologia descrita no segundo capítulo. Nesta parte é apresentado um ranking da tarifa residencial e industrial, e ainda as fontes das informações, a composição destas tarifas segundo o custo de geração, rede e os impostos e encargos aplicados.

O quinto capítulo analisa as causas das diferenças tarifárias identificadas no capítulo quatro. Para dar consistência analítica, foi considerado relevante dividir os países em quatro grupos: (i) BRICS, (ii) países da América Latina, (iii) países hídricos e (iv) países da OCDE. O Brasil faz parte dos primeiros três conjuntos de países, porém o caso brasileiro é estudado de forma separada ao final do capítulo.

Por fim, o sexto capítulo apresenta as principais conclusões do projeto e reúne algumas reflexões decorrentes do estudo comparativo da formação das tarifas internacionais.

2 INTRODUÇÃO

Muitas são as razões que emprestam importância à iniciativa de se comparar tarifas de energia. Entre elas, destacam-se em primeiro o que diz respeito à gestão do risco nos processos de contratação de energia em suas múltiplas vertentes. Conhecer diferentes tarifas e suas estruturas permite às empresas gerir a contratação de energia inclusive sob a ótica de alternativas de energéticos complementares e/ou substitutos à eletricidade. Contribui ainda para a seleção da melhor localização para um empreendimento que faça uso de energia de forma mais intensa com reflexos diretos na estrutura de custos.

Por outro lado, conhecer a formatação de tarifas e suas diferenças permite que os tomadores de decisões em políticas públicas estabeleçam com mais propriedade o cardápio tarifário, levando em conta um conjunto de objetivos a serem atingidos. O mesmo ocorre com a definição de incentivos, a alocação eficiente de recursos e a construção de políticas sociais, inclusive com utilização de subsídios setoriais quando adequado. O conhecimento das tarifas relativas permite, portanto, aos *policy makers*, avaliar o impacto de medidas que possam alterar o nível de tarifas e suas implicações seja sobre a competitividade de setores da economia, seja sobre políticas sociais.

Ainda na perspectiva da formação de políticas públicas, conhecer tarifas de forma comparativa facilita o planejamento da inserção de fontes de produção futuras, inclusive com inovações tecnológicas. Embora estes conceitos possam ser superpostos, conhecer as tarifas de forma comparativa permite aos reguladores e/ou planejadores públicos avaliar dimensões tais como competitividade, inflação, coerência com preços internacionais, capacidade de pagamento dos agentes e eventual uso das tarifas para ajudar a política fiscal.

Finalmente, a análise comparativa das tarifas e suas estruturas permite que a sociedade tenha acesso às decisões que estão implícitas na definição dos preços regulados que são cobrados, conhecendo o que está incluído nestes valores e permitindo que o aprendizado adquirido por meio da comparação possa contribuir para melhoria contínua na política tarifária do país.

2.1. DETERMINANTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de energia elétrica apresentam elevado grau de dispersão entre os países e não existe nenhuma razão e condições para que no longo prazo elas devam convergir. Os custos da cadeia de produção da eletricidade não são os mesmos nos diversos países e não há mecanismos econômicos que façam com que vantagens de custos de um país sejam transferidas para os demais.

A eletricidade é um produto que só pode ser comercializado localmente, em uma dada rede elétrica. Por não poder ser estocada, a eletricidade precisa ser produzida e transportada simultaneamente ao consumo em tempo real. Devido a essas características físicas da eletricidade, o preço no atacado também tem necessariamente um caráter local: o mercado para a eletricidade está delimitado pela rede de transmissão e distribuição, que conecta produtores e consumidores. De uma forma geral, os países possuem um ou mais sistemas interconectados e em alguns casos há interconexões que ligam alguns países, viabilizando mercados de energia regionais. Mas o comércio da eletricidade não é tecnicamente possível a nível global e, por isso, não há porque os preços no atacado convergirem internacionalmente.

O custo das redes, isto é, dos sistemas de transmissão e distribuição, também têm caráter local. E também neste segmento produtivo, não há porque os custos de redes serem semelhantes a nível internacional, uma vez que eles refletem e dependem de características técnicas e econômicas de cada sistema.

Na busca de uma metodologia para análise comparativa pode-se identificar dois conjuntos de fatores que determinam as diferenças entre tarifas de energia elétrica em diversos países:

- Características técnico-econômicas de cada sistema elétrico;
- Políticas públicas relacionadas ao setor elétrico.

De forma sintética, são analisados estes dois conjuntos de variáveis a seguir.

2.2.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste primeiro conjunto identificados como características técnico-econômicas destacam-se as seguintes variáveis:

Fatores de Produção

Os principais fatores de produção envolvidos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são elencados abaixo.

Recursos naturais (recursos energéticos)

Constituem um dos principais insumos para a produção de eletricidade, sendo seus preços determinados pela escassez relativa. O Brasil é abundante em recursos energéticos (hídricos, eólicos, biomassa, solar e petróleo) embora importe carvão mineral e (ainda) gás natural, justamente os principais combustíveis fósseis para geração termoelétrica.

Capital

O setor elétrico tem como uma de suas principais características econômicas a de ser capital intensivo. Mesmo com a possibilidade de movimentação dos fluxos de capital entre os países, fatores institucionais e condicionantes de oferta e demanda, resultam em custos de capital diferentes (inflação, risco país, risco cambial *et cet.*) determinando um diferencial estrutural dos investimentos no setor em relação aos países desenvolvidos.

Trabalho

Representa uma proporção pequena dos custos da indústria de energia elétrica. Mesmo tendo posição secundária, seu valor pode ser considerado nos custos da indústria de energia elétrica, observando-se que a mão-de-obra especializada detém elevado conteúdo de capital humano.

Eficiência das Empresas

Empresas mais eficientes conseguem praticar custos relativamente menores quando comparadas a empresas similares pouco eficientes. Assim, Marcos Regulatórios que preconizam o incentivo à eficiência e que capturam parte dos ganhos de produtividade e eficiência para o consumidor são indutores de tarifas com preços módicos.

Características do Mercado

Algumas das *principais características do mercado consumidor* que devem ser ponderadas ao se estabelecer tarifas de energia elétrica, especialmente quando se tem em vista explicar eventuais discrepâncias em um processo analítico comparativo, são:

- Composição de carga;
- Padrões de consumo;
- Renda *per capita*;
- Densidade de carga;

- Qualidade e confiabilidade no sistema;
- Inadimplência;
- Perdas técnicas e comerciais;
- Requisitos mínimos de qualidade na prestação do serviço.

Marco Institucional e Regulatório

O Marco Institucional e Regulatório de um País é, dentre todos os fatores determinantes da tarifa de energia elétrica, um dos que condiciona mais fortemente o nível tarifário a ser praticado, posto que é aí que estão estabelecidas as próprias regras para definição das tarifas (por exemplo, Tarifa pelo Custo do Serviço; "*Price Cap*"; "*Revenue Cap*"; entre outras), sendo ainda contempladas as exigências para exploração do potencial de produção, que rebatem diretamente nos custos de produção.

2.1.2. POLÍTICAS PÚBLICAS COM RELAÇÃO AO SETOR ELÉTRICO

As tarifas do consumidor final dependem fortemente das políticas públicas adotadas para o setor elétrico ou, de forma mais geral, das escolhas feitas por cada país, seja em utilizar o setor elétrico para arrecadar recursos ou arcar com o custo de políticas públicas, seja, inversamente, em utilizar recursos públicos ou o peso das empresas estatais para reduzir os custos da eletricidade ao consumidor.

Políticas sociais

As políticas sociais que impactam diretamente a definição do nível tarifário em cada país pode ser resumida pela seguinte agenda:

- Universalização do atendimento;
- Subsídio aos consumidores de baixa renda e a outros programas de governo;
- Compensações por danos socioambientais;
- Execução de melhorias nos municípios e regiões de influência das grandes obras de geração.

Política ambiental

A política ambiental também condiciona de forma importante a tarifa de energia elétrica. As *restrições ambientais podem elevar os custos dos projetos*, particularmente no que se refere a:

- Redução do potencial de geração de projetos hidrelétricos (redução da dimensão das represas das usinas hidrelétricas);

- Permissões de emissões de gases pelas termelétricas;
- Subsídios para custear fontes alternativas;
- Aumento do custo de capital em decorrência dos riscos ambientais e potenciais atrasos nos empreendimentos.

Política tributária

É necessário explicitar que o Setor Elétrico é um alvo "sedutor" e "tentador" para as Finanças Públicas dado que o aumento da receita por parte do Estado, é muito simples de ser aplicada, fácil de ser fiscalizar e apresenta elevado grau de cobertura econômica. Porém, enquanto alguns países se aproveitam deste fato para tributar fortemente o setor e incrementar a arrecadação fiscal, outros aplicam alíquotas baixas à atividade, tornando as tarifas relativamente mais baratas.

Política de remuneração de capital das empresas estatais

A política de remuneração do capital de estatais também aparece em alguns países como um fator chave para o nível de tarifas. Em países onde o setor elétrico foi liberalizado, prevalece a lógica de remunerar o capital investido no setor elétrico a taxas compatíveis com o retorno de mercado. Mas em outros países não é adotada uma lógica de retorno de mercado para o capital estatal. As estatais são aí utilizadas para manter baixos os custos da energia elétrica para o consumidor final, praticando tarifas fixadas não sob uma ótica de rentabilizar o capital investido, mas de sustentabilidade global das finanças públicas, em que as empresas estatais disputam com outras atividades típicas do estado (saúde, educação, etc.) recursos fiscais para manterem suas atividades ou seu ritmo de investimentos.

Política de preços de combustíveis fósseis

Diversos países praticam preços administrados ou subsídios para os combustíveis fósseis comercializados internamente. Isto é frequente em países exportadores, que muitas vezes praticam internamente preços para combustíveis inferiores aos de exportação.

2.2. TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO: O QUE COMPARAR?

Comparar tarifas é tarefa que exige técnicas consistentes e metodologias estruturadas. As dificuldades se iniciam pelo fato de que a complexidade da estruturação das tarifas nem sempre é perfeitamente entendida pelos agentes não especia-

lizados e, em alguns casos, mesmo o setor produtivo pode encontrar dificuldades no perfeito entendimento das regras de concepção das tarifas.

As dificuldades de comparação não ficam restritas apenas a tecnicidades da estrutura tarifária, mas passam por diferenças associadas à disponibilidade de fatores de produção, aos marcos regulatórios e às políticas fiscais, tributárias, energéticas e ambientais. As diversas maneiras de encarar o planejamento da oferta e da demanda e os incentivos a determinadas fontes de geração (ou restrição a algumas outras) influenciam os custos de produção e consequentemente as tarifas finais.

Fatores regionais e culturais também afetam as tarifas. Por exemplo, o clima afeta a sazonalidade da oferta e da demanda. Aspectos culturais e econômicos afetam a maneira como a energia é utilizada e a oferta de energéticos complementares ou substitutos.

Fatores sociais também influenciam a formação das tarifas pela capacidade ou não da sociedade pagar pelos serviços de eletricidade, requerendo subsídios ou em alguns casos incentivando conexões ilegais que oneram os consumidores regulares. A taxa de câmbio, tema que será examinado na seção subsequente, também afeta as tarifas finais.

Aspectos técnicos como qualidade requerida, redes subterrâneas, linhas com grandes extensões rurais, perdas técnicas, perdas comerciais e grandes distancias entre a geração e os centros de consumo também afetam custos e, consequentemente, tarifas, dificultando sobremaneira sua comparação.

Para complicar ainda mais os processos de comparação há que se referir ao momento da comparação, pois a periodicidade de reajuste também pode ser bastante diferente sendo que em muitos casos existem tarifas atreladas a cestas de combustíveis com componentes variáveis e outros fixos.

2.2.1. METODOLOGIA

Foram realizadas diferentes comparações na pesquisa vinculada ao Programa de P&D da Aneel, focando-se nos componentes das tarifas (custos de geração, de redes, de comercialização), distinguindo as classes de consumidores, a incidência de encargos e impostos, além da composição tarifária final.

O estudo utilizou uma amostra de 26 países e/ou estados[1]. A finalidade não é apenas comparar a tarifa final de energia elétrica, mas quando possível, comparar

1 África do Sul, Alemanha, Argentina, Brasil, Califórnia, Chile, China, Colômbia, Coreia do Sul, Espanha, Finlândia, França, Illinois, Índia, Itália, Japão, México, Noruega, Nova York, Portugal, Québec, Reino Unido, República Checa, Rússia, Suécia e Texas.

os componentes da tarifa. A proposta metodológica da comparação internacional de tarifas de energia elétrica é detalhada nos próximos parágrafos[2].

Formatação das bases de dados

A metodologia adotada na pesquisa define uma gama de variáveis a serem inseridas na comparação das tarifas finais, dentre elas:

i. *Nível de Desagregação e Periodicidade dos Dados de Tarifa:* a comparação das tarifas distingue as classes residencial e industrial. Para isso, buscou-se harmonizar as classes de consumo entre as diversas bases de dados utilizadas. Por outro lado, os dados coletados neste estudo abrangem o período de 2008 até 2013. Além dessa pesquisa central, o Anexo IV traz a comparação de tarifas para o ano de 2014 e uma projeção, com os dados existentes à época da finalização deste livro, para a tarifa brasileira em 2015;

ii. *Nível de Detalhamento das Tarifas:* as tarifas finais de energia elétrica são segregadas por custos de geração, rede (transmissão e distribuição) e impostos e encargos. No caso dos consumidores industriais, foi escolhido divulgar os impostos e encargos não recuperáveis[3];

iii. *Nível de Desagregação das Tarifas por Países:* é calculada uma tarifa média anual por país e por classe de consumo[4].

As fontes primárias das tarifas foram copiladas de dez bases de dados (ANEEL, CIER, EIA, ESKOM, EUROSTAT, Hydro Quebec, IEA, KEEI, Planning Commission of Índia, The Lantau Group). O detalhamento das informações disponíveis e composição de cada base de dados, além dos ajustes realizados sobre os valores coletados, estão disponíveis no Anexo I.

Critérios de conversão

Uma dificuldade para fazer uma comparação de preços internacionais, é que por eles serem expressos em moeda local, impede uma comparação direta entre os valores. É possível utilizar a taxa de câmbio para fazer as comparações, porém, dada a sua volatilidade, frequentemente os resultados são erráticos, com valorizações ou desvalorizações relativas expressivas entre um ano e outro.

---

2 A metodologia é explicada em detalhes no Anexo I.

3 O ajuste dos dados para elaborar o detalhamento das tarifas residenciais e industriais é detalhado no Anexo I.

4 No caso dos dados do CIER e da EUROSTAT, o cálculo da tarifa média por tipo de consumidor é detalhado no Anexo I.

Uma das alternativas para contornar o problema da volatilidade das taxas de câmbio é utilizar o câmbio por Paridade de Poder de Compra (ou PPC). Estudos econômicos indicam que, embora PPC não se verifique no curto prazo, no longo prazo a taxa de câmbio dos diversos países tenderia a se ajustar para um nível em que os preços dos bens convergissem a um preço de equilíbrio (Rogoff, 1996; Taylor e Taylor, 2004).

Porém, a existência de bens não-comercializáveis significa que, mesmo no longo prazo, diferenças de preços entre uma classe de bens e serviços podem persistir entre países. Se estes bens e serviços não-comercializáveis forem mais baratos em um país do que em outro, a taxa de conversão calculada pela PPC poderá ser persistentemente mais valorizada que a taxa de câmbio verificada.

Assim, diferenças entre a taxa de câmbio média no longo prazo e a taxa de câmbio estimada pelo PPC podem ser permanentes. Uma constatação empírica é que bens e serviços não-comercializáveis tendem a ser mais baratos em países em desenvolvimento porque a mão-de-obra é mais abundante e, consequentemente, os salários são relativamente menores (alternativamente poder-se-ia dizer que a produtividade da mão-de-obra nos países em desenvolvimento tende a ser menor e, consequentemente, os salários tendem a ser mais baixos)[5]. Como consequência, a taxa de conversão PPC acaba sendo sistematicamente superior (mais valorizada) à taxa de câmbio verificada nos países em desenvolvimento[6]. No Anexo II: Influência da taxa de câmbio, são feitas várias comparações das tarifas de um conjunto de países utilizando várias alternativas de taxa de câmbio. Observa-se claramente que a comparação é distorcida de forma sistemática quando se utiliza o PPC: a eletricidade parece ser sistematicamente mais cara nos países com baixa renda per capita e sistematicamente mais barata em países com alta renda *per capita* (ver Tabela 38, no referido Anexo).

O uso da taxa de conversão PPC para comparar preços de energia elétrica faz, portanto, pouco sentido. Para uma empresa multinacional que queira comparar os preços de energia elétrica em vários países para decidir onde instalar a sua próxima fábrica, o que importa é o preço da energia elétrica dado pela taxa de câmbio no longo prazo e não pela PPC. Para o consumidor o que importa é saber se as empresas fornecedoras de energia no seu país são eficientes e se as políticas públicas que oneram ou reduzem as tarifas são justificáveis. Caso os custos dos

5 Eatwell, J.; M. Milgate e P. Newman (ed.) (1998).

6 A cesta de bens utilizada para calcular o índice de conversão PPP inclui bens não-comercializáveis que no caso dos países em desenvolvimento tende a resultar numa taxa de conversão superior a taxa de câmbio de equilíbrio.

insumos, dos tributos, as políticas sociais e ambientais e características do mercado sejam próximos nos países comparados, pode-se fazer uma comparação das tarifas os preços pelo câmbio no longo prazo para comparar a competitividade (eficiência) de suas empresas de energia elétrica. Entretanto, os preços convertidos em PPC não são úteis para estas comparações, pois são afetados pelos preços dos bens não-comercializáveis, e na prática não representam uma tendência para a taxa de câmbio.

Se o objetivo é comparar o peso dos custos de energia elétrica no orçamento dos consumidores em cada país, entende-se que a medida mais apropriada seria comparar os gastos em energia dos consumidores com relação ao salário médio dos consumidores. Este tipo de comparação, no entanto, refletiria mais as diferenças decorrentes da variação da renda nos diversos países do que a diferença dos preços de energia elétrica entre eles. A comparação pela PPC se aproxima desta comparação, na medida em que tende a produzir uma estimativa valorizada do câmbio dos países com renda *per capita* menor, mas é menos precisa do que considerar a proporção da renda das famílias gasta em energia elétrica. De qualquer forma, a constatação de que um país gasta uma proporção maior de sua renda em energia elétrica do que outro indicaria principalmente que este país tem um poder aquisitivo menor do que o outro e, portanto, é um dado de utilidade duvidosa.

Considera-se, portanto, a taxa de câmbio real verificada em um período longo como a taxa de conversão mais adequada. A taxa de cambio corrente não foi utilizada por ser excessivamente volátil. Por outro lado, a taxa de câmbio média de um período também pode apresentar distorções, na medida em que as taxas de inflação das diferentes moedas são diferentes. Para mitigar este problema, optou-se nesta pesquisa por utilizar a taxa de câmbio real média de dez anos, ou seja, descontando sempre a inflação de todos os países para apurar a taxa de câmbio.

A escolha de um intervalo temporal de dez anos para cálculo da taxa de câmbio real média foi feita para mitigar possíveis distorções resultantes da crise econômica mundial iniciada em 2008. A crise provocou movimentos bastante bruscos nas cotações de várias moedas que na sequência foram em muitos casos revertidos, de tal forma que as taxas câmbio de 2013 muitas vezes se distanciam bem mais da taxa de câmbio real média dos cinco anos anteriores do que da taxa de câmbio real média calculada em uma janela de dez anos. Por isso, todos dados processados e sistematizados pela pesquisa se baseiam na taxa de câmbio real dos últimos 10 anos de cada país considerado.

Cálculo da taxa de câmbio real média de vários anos

As taxas de câmbio nominais coletadas são expressas em "unidades da moeda local em relação ao dólar dos EUA". As taxas de câmbio reais são expressas também em dólares americanos. O cálculo da taxa de câmbio real é realizado de forma a levar em conta a diferença entre a inflação do país *p* e a inflação dos EUA. Finalmente, as taxas de câmbio reais são ajustadas ao diferencial das inflações de cada um dos anos e expressas no nível de preços de 2013, de acordo com a seguinte equação:

$$TCR_n^p = TCN_n^p \cdot \frac{P_{n,2013}^{EUA}}{P_{n,2013}}$$

Onde:

TCR_n^p = é a taxa de câmbio real entre a moeda país *p* e a moeda dos EUA para o ano n;

TCN_n^p é a taxa de câmbio nominal entre a moeda país *p* e a moeda dos EUA para o ano n;

$P_{n,2013}^{EUA}$ é o índice de preços ao consumidor dos EUA para o ano *n*, com base 2013;

$P_{n,2013}$ é o índice de preços ao consumidor do país p para o ano *n*, com base 2013.

O último passo é o cálculo da taxa de câmbio média de vários anos, que é a média simples das taxas de câmbio ajustadas ao diferencial de inflações expressas em preços de 2013. Como a taxa de câmbio real média de 10 anos se refere ao nível dos preços de 2013, para podermos aplicar a taxa real média de câmbio aos preços de energia é preciso ajustar os preços nominais da energia para o mesmo nível de preços da taxa de câmbio real média, ou seja, trazê-los para o ano base 2013. Portanto, a tarifa final de energia elétrica calculada segue a seguinte equação:

$$Tarifa_real_n^p = \frac{Tarifa_nominal_n^p}{P_{n,2013}} \cdot \frac{1}{TCR_n^p}$$

Onde:

$Tarifa_real_n^p$ é a tarifa de energia elétrica do país *p* para o ano *n* expressa em preços de 2013;

$Tarifa_nominal_n^p$ é a tarifa de energia elétrica nominal do país *p* para o ano *n*, em moeda nacional/kWh;

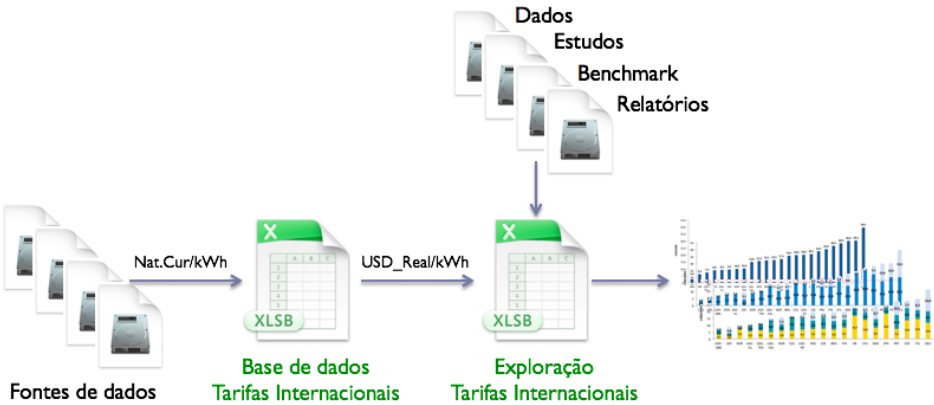
$P_{n,2013}$ é o índice de preços ao consumidor do país p para o ano n, com base 2013;

TCR_n^p é a taxa de câmbio real entre a moeda país p e a moeda dos EUA para o ano n.

Ajuste dos dados para realização da comparação final

A comparação internacional de tarifas de energia elétrica requer um detalhamento da composição da tarifa para consumidores residenciais e industriais. A maioria dos casos as bases de dados disponíveis não divulgam nenhum detalhamento da tarifa final. Por essa razão, foi preciso procurar informações de diversas fontes para estimar a composição tarifária, conforme detalhada na Figura 92. O ajuste de dados, necessário à elaboração dos componentes das tarifas, constitui um limite à qualidade da comparação tarifária, sendo uma aproximação da composição das tarifas locais[7].

FIGURA 1: Elaboração das comparações de tarifas de energia elétrica



A Figura 92 apresenta de maneira resumida a elaboração da comparação das tarifas de energia elétrica. Em um primeiro momento, os dados tarifários são coletados nas dez bases de dados selecionadas e convertidos em USD/kWh, através da aplicação da taxa real média dos últimos 10 anos. Em um segundo momento, um ajuste de dados é realizado para obter a segregação dos componente da tarifa (geração, rede, encargos e impostos). Finalmente, a aplicação desta metodologia permite elaborar a comparação de tarifas finais de energia elétrica para os consumidores residenciais e industriais.

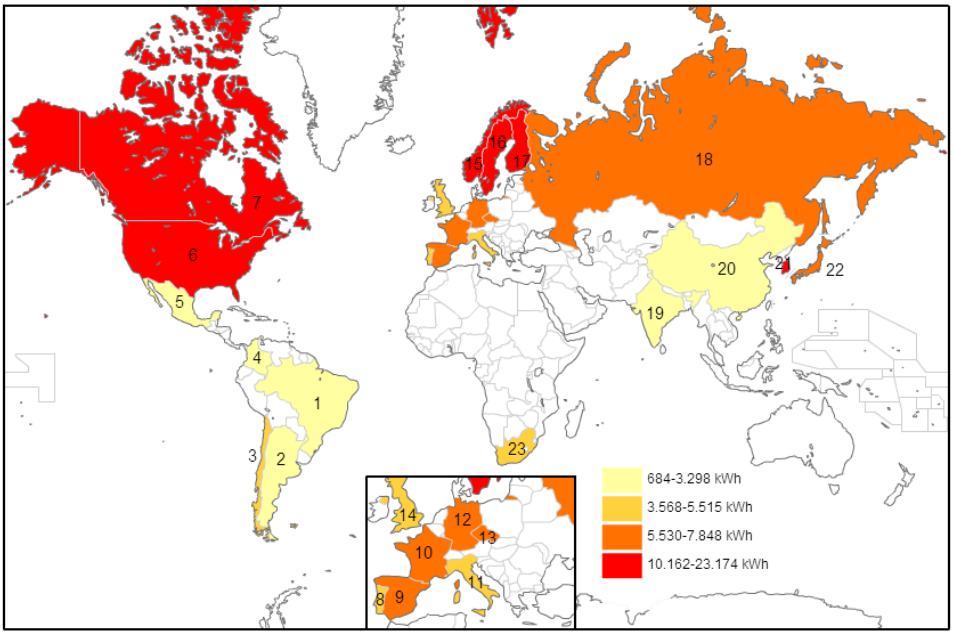
7 O detalhe sobre o ajuste de dados é disponível no Anexo I.

3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DOS PAÍSES SELECIONADOS

Nesta seção são discutidas as principais características dos países analisados na comparação de tarifas de energia elétrica. Procurou-se ressaltar algumas particularidades econômicas e demográficas de todos os países, assim como características fundamentais dos sistemas elétricos. Como exemplo dessas características temos a segmentação da oferta de geração e a produção por tipo de fonte, particularidades das redes de transmissão e distribuição e o consumo de energia elétrica por tipo de consumidor.

Para a comparação das tarifas de energia elétrica foram selecionados 23 países e/ou estados. No caso dos Estados Unidos e Canadá, foram selecionados alguns estados ou províncias representativas, pois os sistemas elétricos destes dois países não são regulados em escala nacional. Nos Estados Unidos, foram selecionados os estados da Califórnia, Illinois, Nova York e Texas; no Canadá, estudou-se a província de Québec. A Figura 2 indica os países que foram selecionados para este estudo, coloridos de acordo com o consumo per capita de energia elétrica.

FIGURA 2: Mapa dos países da pesquisa segundo o consumo de energia elétrica per capita 2011



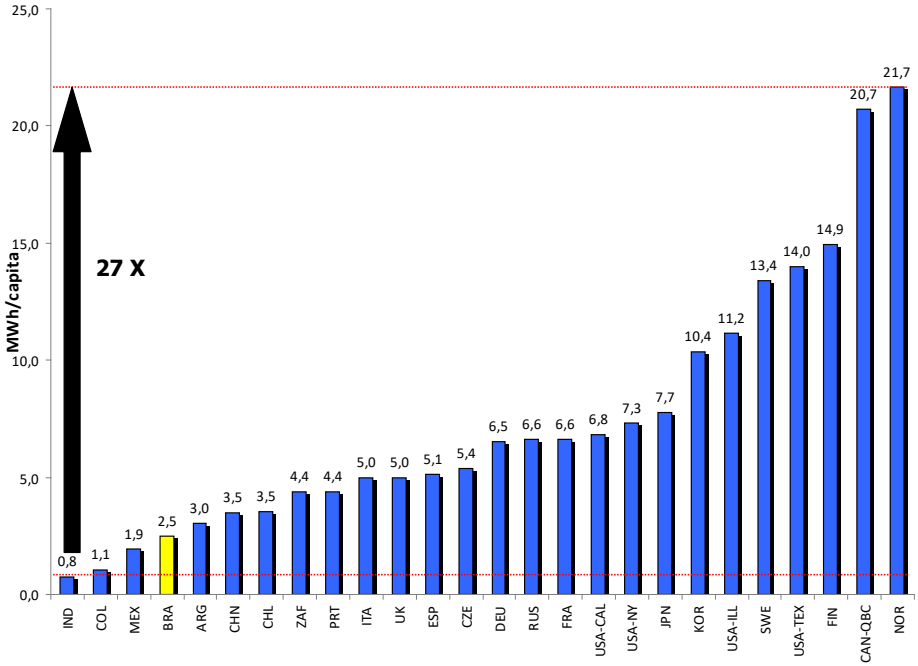
1 - BRASIL
2 - ARGENTINA
3 - CHILE
4 - COLÔMBIA
5 - MÉXICO
6 - ESTADOS UNIDOS (CA, IL, TX, NY)
7 - CANADÁ (QUÉBEC)
8 - PORTUGAL
9 - ESPANHA
10 - FRANÇA
11 - ITÁLIA
12 - ALEMANHA
13 - REPÚBLICA TCHECA
14 - REINO UNIDO
15 - NORUEGA
16 - SUÉCIA
17 - FINLÂNDIA
18 - RÚSSIA
19 - ÍNDIA
20 - CHINA
21 - COREIA DO SUL
22 - JAPÃO
23 - ÁFRICA DO SUL

Fonte: Banco Mundial (2014)-Base de dados

O perfil de consumo de energia elétrica traduz as características locais de uso da energia, além de estar relacionado com o nível de desenvolvimento do país e ser influenciado pelo clima. São apresentados a seguir os dados de consumo de energia elétrica per capita para os 26 países[8] da lista. A Figura 3 mostra o consumo per capita de cada país. Vale ressaltar que o consumo per capita representa o total da eletricidade consumida, incluindo usos industriais, comerciais e residenciais, dividido pela população. Portanto, é importante considerar que o consumo industrial, sobretudo em países com forte presença de indústrias eletro intensivas pode pesar bastante no consumo per capita.

8 Na verdade, os 26 "países" reagrupam uma série de países, estados e províncias. A fim de facilitar a leitura, eles serão chamados de países ao longo do relatório.

FIGURA 3: Consumo de energia elétrica per capita em 2012 (MWh/hab.)



Fonte: Com base em dados de IEA (2014) e Banco Mundial (2014)

A Índia é o país que apresenta o menor consumo de energia elétrica per capita da lista, com um consumo de 760 kWh/hab. em 2012, ou seja, aproximadamente 27 vezes inferior ao consumo da Noruega (21.679 kWh/hab. em 2012). Segundo os dados da Nordic Energy Research (2012)[9], o país nórdico é o segundo maior consumidor per capita de energia elétrica do mundo, atrás apenas da Islândia, não tratada nesta avaliação. Além das características econômicas, existe um fator climático que explica parcialmente o elevado consumo de energia elétrica nos países nórdicos[10].

Nota-se que os 26 países da lista apresentam uma grande heterogeneidade no consumo de energia elétrica, pois, dentre outros aspectos, alguns países ainda estão ampliando a cobertura elétrica nacional enquanto outros já apresentam uma

9 Nordic Energy Research (2012) How much energy does a Nordic citizen use?

10 No caso da Noruega, em 2012, a calefação e aquecimento de água eram responsáveis por 78% do consumo doméstico de eletricidade. Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2012) Energy consumption 2012 - Household energy consumption.

grande maturidade no uso da energia elétrica[11]. Assim, observa-se que os países da América Latina, a Índia e a África do Sul possuem os menores consumos de energia elétrica per capita enquanto os países europeus nórdicos e os países norte-americanos apresentam os maiores índices de consumo de energia elétrica per capita do mundo.

Os países selecionados apresentam características diferentes entre si. Na Tabela 1, observa-se que os países com menor consumo de energia elétrica per capita em geral têm PIB per capita baixo. No entanto, também se caracterizam por terem populações grandes e um extenso território. A Índia é o país com menor consumo de energia elétrica per capita e com menor PIB per capita e também, é o país que tem a segunda maior população, depois da China, e o quarto em extensão territorial. O Brasil apresenta a terceira maior extensão territorial e, no entanto, seu consumo de energia elétrica per capita é maior apenas que a Índia, Colômbia e México.

O país mais extenso da amostra, a Rússia, conta com o maior consumo per capita em dos BRICS, maior ainda que o da Alemanha (6.608 kWh/hab. vs. 6.538 kWh/hab.). Sistemas ineficientes de aquecimento, preços da energia subsidiados e o clima frio, além de uma indústria voltada para o setor energético (que demanda mais eletricidade) são fatores que explicam o alto consumo per capita na Rússia[12]. A China, apesar de ter um PIB per capita que equivale a 54% do PIB per capita brasileiro, possui um consumo de energia per capita maior. Isso ocorre porque a economia chinesa é mais dependente de indústrias que a brasileira (na China, as indústrias responderam por 45,3% do PIB em 2012, contra 26% no Brasil)[13].

Da mesma forma, um caso curioso é a África do Sul que tem um consumo de energia per capita maior do que o Brasil (4.694 kWh/hab. vs. 2.545 kWh/hab.), porém, um PIB per capita consideravelmente menor (7.314 US$/hab. vs. 11.320 US$/hab.). Dentre as razões, citam-se a baixa tarifa elétrica na África do Sul e a grande participação do setor industrial no consumo total de eletricidade (59,5%), como será analisado mais adiante.

Por outro lado, observa-se que os países com maior consumo de energia elétrica também têm os maiores PIB per capita e, em geral, populações pequenas, excetuando o Texas, que em 2012 tinha 26 milhões de habitantes. Deste grupo de

11 Em 2012, a eletrificação nacional na Índia atingiu 92% das vilas/cidades do país, ou cerca de 880 milhões de pessoas. No entanto, ainda 311 milhões de pessoas não possuíam eletricidade no país, a maioria de regiões rurais. Dessa demanda reprimida, 200 milhões de pessoas vivem em vilas ou cidades que já possuem eletricidade. Banco Mundial (2015) Power for All: Electricity Access Challenge in India.

12 EIA (2013) International Energy Outlook 2013 With Projections to 2040.

13 Banco Mundial (2014)-Base de dados .

países, a Noruega apresenta o maior consumo de energia per capita, o maior PIB per capita e a menor população dos países da amostra.

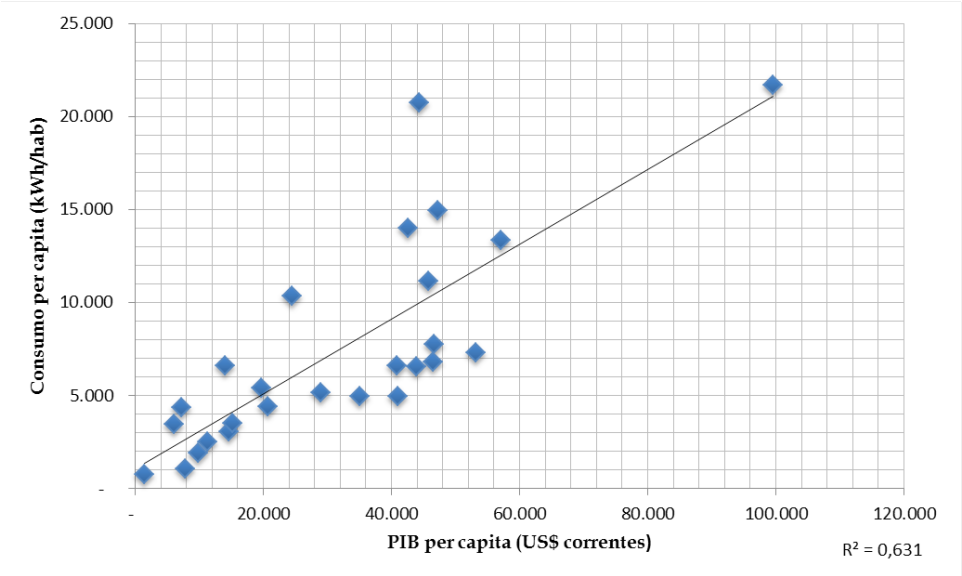
TABELA 1: Características gerais dos países da amostra, 2012[14]

País		Consumo energia elétrica per capita - 2012 (kWh)	PIB per capita -2012 (US$ correntes)	População - 2012 (milhões de pessoas)	Extensão (km²)
Índia	IND	760	1.503	1.236,7	3.287.260
Colômbia	COL	1.067	7.763	47,7	1.141.748
México	MEX	1.935	9.818	120,8	1.964.380
Brasil	BRA	2.509	11.320	198,7	8.515.770
Argentina	ARG	3.047	14.680	41,1	2.780.400
China	CHN	3.476	6.093	1.350,7	9.562.911
Chile	CHL	3.521	15.246	17,5	756.096
África do Sul	ZAF	4.358	7.314	52,3	1.219.090
Portugal	PRT	4.394	20.733	10,5	92.210
Itália	ITA	4.983	35.132	59,5	301.340
Reino Unido	UK	4.986	41.054	63,7	243.610
Espanha	ESP	5.139	28.993	46,8	505.600
Rep. Tcheca	CZE	5.394	19.670	10,5	78.870
Alemanha	DEU	6.538	43.932	80,4	357.170
Rússia	RUS	6.608	14.091	143,2	17.098.240
França	FRA	6.610	40.908	65,7	549.091
Califórnia	USA-CAL	6.829	46.477	38,0	403.466
Nova York	USA-NY	7.315	53.241	19,6	141.300
Japão	JPN	7.745	46.679	127,6	377.960
Coreia do Sul	KOR	10.351	24.454	50,0	100.150
Illinois	USA-ILL	11.152	45.832	12,9	149.998
Suécia	SWE	13.373	57.134	9,5	447.420
Texas	USA-TEX	14.010	42.638	26,1	676.587
Finlândia	FIN	14.924	47.244	5,4	338.420
Québec	CAN-QBC	20.732	44.303	8,1	1.542.056
Noruega	NOR	21.679	99.636	5,0	385.178

Com base na informação analisada da Tabela 1 pode-se apontar que existe uma relação entre consumo per capita de energia elétrica e a posição do PIB per capita do país na amostra, sendo que em geral os países com PIB per capita elevado tendem a consumir mais energia elétrica, como se observa na Figura 4. Mostra-se que estas duas variáveis têm uma correlação linear de 0,631.

14 Com base em dados de: Banco Mundial (2014); U.S. Departament of Commerce – Bureau of Economic Analysis (2014); Institut de la statistique – Québec (2014); Statistics Canada (2014); U.S. Energy Information Administration (2014).

FIGURA 4: Relação entre o consumo de energia per capita e o PIB per capita



A seguir se analisam os dados com enfoque na demanda de energia elétrica. A Tabela 2 mostra o consumo em 2012 dos países avaliados. Observa-se que dentre os analisados, o país que apresenta o menor consumo foi Portugal, enquanto o maior consumidor de 2012 foi a China, com consumo quase 90 vezes o de Portugal. Dentre os países analisados, o Brasil classificou-se como o sexto maior consumidor de energia elétrica em 2012, porém com um consumo quase 8 vezes menor que o da China.

No que cabe à composição do consumo de energia elétrica, na média, o setor industrial é aquele com maior consumo, seguido do setor residencial e finalmente o setor de serviços. Na China, Chile, África do Sul, México e Coreia do Sul, o consumo industrial representou pelo menos a metade do consumo total em 2012. Conforme já observado, a China possui a maior participação industrial no consumo final de eletricidade, em 67,7%. Já na Colômbia, Reino Unido e França o setor residencial foi aquele com maior peso no consumo de energia elétrica. Finalmente Portugal e Japão tiveram o maior consumo concentrado no setor de serviços, da mesma forma que os estados representativos dos Estados Unidos. Na Índia, o setor *outros* apresenta uma alta participação no consumo devido ao elevado peso do consumo de eletricidade do setor agrícola.

TABELA 2: Consumo de energia elétrica por tipo de consumidor, 2012[15]

País		Consumo total (TWh)	Industrial (%)	Residencial (%)	Serviços (%)	Outros (%)
Portugal	PRT	46,2	34,4	27,9	34,6	3,1
Colômbia	COL	50,9	30,5	40,9	23,9	4,7
Rep. Tcheca	CZE	56,7	40,0	25,8	24,5	9,7
Chile	CHL	61,5	56,4	16,0	13,2	14,4
Finlândia	FIN	80,8	47,3	27,5	22,1	3,1
Noruega	NOR	108,8	40,3	34,2	22,9	2,6
Argentina	ARG	125,2	40,4	30,8	23,7	5,1
Suécia	SWE	127,3	42,5	30,5	24,2	2,8
Nova York	USA-NY	143,2	9,5	35,4	53,1	2,0
Illinois	USA-ILL	143,5	31,5	32,7	35,4	0,4
Québec	CAN-QBC	167,6	39,6	37,5	21,8	1,1
África do Sul	ZAF	197,1	59,5	19,7	14,3	6,5
México	MEX	233,8	62,7	22,6	9,6	5,1
Espanha	ESP	240,3	30,2	31,2	33,4	5,2
Califórnia	USA-CAL	259,5	18,1	34,7	46,9	0,3
Itália	ITA	296,7	40,6	23,4	30,4	5,6
Reino Unido	UK	317,6	30,8	36,1	30,6	2,5
Texas	USA-TEX	365,1	25,9	37,6	36,5	0,0
França	FRA	434,1	26,3	36,5	32,1	5,1
Coreia do Sul	KOR	481,4	52,1	13,3	31,7	2,9
Brasil	**BRA**	**498,4**	**42,1**	**23,6**	**24,0**	**10,3**
Alemanha	DEU	525,8	43,0	26,1	28,6	2,3
Rússia	RUS	740,3	45,7	17,9	21,9	14,5
Índia	IND	868,7	44,1	22	8,8	25,1
Japão	JPN	922,7	29,9	31,1	36,1	2,9
China	CHN	4.128,1	67,7	15,1	5,9	11,3

A fim de analisar a evolução do mercado de energia elétrica nos países estudados, a Tabela 3 mostra, além do consumo anual per capita e do acesso à eletricidade, dados do crescimento da população, do PIB real e do consumo de energia elétrica dos países entre 2008 e 2012.

15 Tabela elaborada com base em dados de: IEA (2014) Ministério de Minas e Energia (2014); Eurostat (2013); Unidad de Planeación Minero Energética (2013); Secretaria de Energía de México (2013); Secretaría de Energía de Argentina (2014); Comisión Nacional de Energia de Chile (2013); U.S. Energy Information Administration (2014).

TABELA 3: Acesso à eletricidade e crescimento da população, PIB e consumo de energia elétrica entre 2008-2012[16]

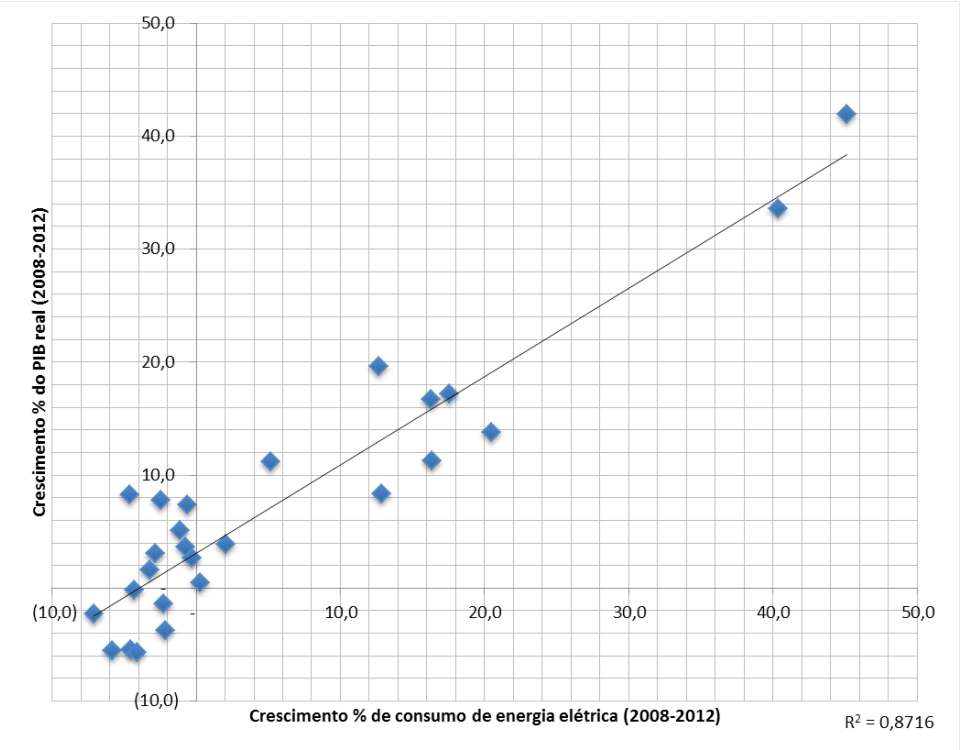
País		Consumo energia elétrica per capita - 2012(kWh/hab)	Acesso a energia elétrica -2011 (% da população)	Cresc % População 2008-2012	Cresc % PIB real 2008-2012	Cresc % Consumo de energia elétrica 2008-2012
Índia	IND	760	75,3	5,3	33,6	40,4
Colômbia	COL	1.067	97,4	5,7	17,2	17,6
México	MEX	1.935	97,8	5,1	8,4	12,9
Brasil	BRA	2.509	99,3	3,6	11,2	16,4
Argentina	ARG	3.047	97,2	3,6	19,7	12,7
China**	CHN	3.476	99,7	2,0	41,9	45,1
Chile	CHL	3.521	100,0	3,8	16,7	16,3
África do Sul	ZAF	4.358	84,7	5,5	7,8	(2,4)
Portugal	PRT	4.394	100,0	(0,4)	(5,4)	(4,5)
Itália	ITA	4.983	100,0	1,2	(5,7)	(4,1)
Reino Unido	UK	4.986	100,0	3,1	(2,2)	(7,1)
Espanha	ESP	5.139	100,0	1,8	(5,6)	(5,8)
Rep. Tcheca	CZE	5.394	100,0	1,2	(1,4)	(2,2)
Alemanha	DEU	6.538	100,0	(2,1)	2,7	(0,3)
Rússia**	RUS	6.608	100,0	0,9	3,9	2,0
França	FRA	6.610	100,0	2,0	0,5	0,3
Califórnia*	USA-CAL	6.829	100,0	1,8	1,6	(3,2)
Nova York*	USA-NY	7.315	100,0	0,9	7,4	(0,6)
Japão	JPN	7.745	100,0	(0,1)	(0,2)	(4,3)
Coreia do Sul	KOR	10.351	100,0	2,2	13,7	20,5
Illinois*	USA-ILL	11.152	100,0	0,2	3,6	(0,8)
Suécia	SWE	13.373	100,0	3,3	5,1	(1,1)
Texas*	USA-TEX	14.010	100,0	3,2	11,2	5,2
Finlândia	FIN	14.924	100,0	1,9	(3,8)	(2,2)
Québec	CAN-QBC	20.732	100,0	4,2	8,2	(4,6)
Noruega	NOR	21.679	100,0	5,3	3,1	(2,9)

* crescimento da população entre 2010-2012
** acesso à eletricidade de 2010

Observa-se que, em geral, os países com baixo consumo de energia per capita e significativa expansão econômica tendem a ter crescimento da demanda de eletricidade maior que os países que apresentam menores taxas de crescimento econômico, nos quais não se verificou um forte aumento da demanda elétrica, como mostra a Figura 5 ($R^2 = 0,8716$).

16 Tabela elaborada com base em dados de: Banco Mundial (2014); IEA (2014) Ministério de Minas e Energia (2014); Eurostat (2013); Unidad de Planeación Minero Energética (2013); Secretaria de Energía de México (2013); Secretaría de Energía de Argentina (2014); Comisión Nacional de Energia de Chile (2013); U.S. Energy Information Administration (2014); U.S. Departament of Commerce – Bureau of Economic Analysis (2014).

FIGURA 5: Relação crescimento econômico e crescimento da demanda de energia elétrica



Com base nos dados da Tabela 3, destaca-se o caso dos BRICS. A Índia e a China são os países que apresentam a maior taxa de crescimento tanto do PIB quanto do consumo de energia elétrica. Entre 2008 e 2012, o PIB real chinês cresceu 41,9%, enquanto o consumo de energia elétrica aumentou 45,1%; na Índia, o consumo de energia elétrica cresceu 40,4% enquanto o PIB real aumentou em 33%. No entanto, deve-se pontuar que, embora a taxa de eletrificação chinesa seja acima de 99%, na Índia[17], cerca de um quarto da população ainda não tem acesso à energia elétrica, principalmente na área rural. Além disso, enquanto a população indiana aumentou 5,3% entre 2008-2012, na China, esse valor foi de somente 2%.

Essas características de crescimento da demanda fazem com que na Índia e na China os parques geradores devam se expandir mais rapidamente que em outros países a fim de suprir o consumo de energia elétrica. Dentre os BRICS os países com

17 O caso da Índia é estudado com maior detalhe no ponto 5.1.3 Índia: participação estatal e tarifas subsidiadas.

menor crescimento de consumo de energia foram Rússia[18] e África do Sul, com taxas de 2% e -2,4% respectivamente. Estes países também tiveram uma baixa taxa de crescimento econômico. A queda do consumo na África do Sul mesmo com aumento do PIB real pode ser explicada por uma crise do abastecimento e forte repressão da demanda, a fim de evitar apagões recorrentes[19]. Essa situação ocorreu por falta de investimentos em capacidade acompanhada de um aumento da demanda por energia ao longo dos anos. No caso brasileiro, o consumo de energia cresceu em 16,4% entre 2008 e 2012, enquanto a economia expandiu-se em 11,2%.

Por outro lado, os cinco países com maior consumo per capita, em geral, tiveram uma queda do consumo de energia elétrica, excetuando-se o Texas (nesse caso representando os Estados Unidos). Como se observa na Tabela 3, esta queda está principalmente relacionada ao fraco crescimento econômico do período. Vale lembrar que no período analisado, de 2008 a 2012, houve uma forte crise econômica que afetou a maioria das economias do mundo e em particular os Estados Unidos e os países da Europa.

Assim, países como Portugal, Reino Unido, Espanha e Itália tiveram uma forte queda do consumo de energia elétrica, consequência principalmente da queda do PIB ocasionada pela crise econômica. Embora a evolução da economia tenha grande influência no consumo de energia dos países, não se pode deixar de mencionar outros fatores que também influenciam na variação do consumo. Um deles são as políticas de eficiência energética, que procuram reduzir a intensidade energética do PIB (utilizar menos energia por unidade de PIB). Os países desenvolvidos de uma forma geral, e os europeus em especial, têm políticas bastante ambiciosas de eficiência energética que incluem, no caso destes últimos, metas de incremento de eficiência energética fixadas em compromissos com a Comissão Europeia. Parte destas iniciativas para obtenção de maior eficiência energética decorre de politicas relacionadas com a preservação ambiental em especial aquelas relacionadas com as mudanças do clima[20].

Outro fator que pode levar a uma discrepância entre o incremento do consumo de energia elétrica e da atividade econômica é a performance dos setores eletro intensivos. Tais setores costumam ter uma participação bem maior no consumo de eletricidade do que no PIB e por isso uma retração industrial localizada em tais setores

18 O caso da Rússia é estudado com maior detalhe no ponto 5.1.1 Rússia: abundância de recursos.

19 Para uma explicação mais detalhada do setor elétrico da África do Sul ver o ponto 5.1.2 África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado,

20 Algumas das políticas ambientais relativas ao setor elétrico nos países da Europa, principalmente aquelas relativas à inserção de fontes renováveis, são estudadas no ponto 5.4.1 Incentivo à inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da União Europeia.

pode provocar uma retração desproporcionalmente alta no consumo de eletricidade. É sabido que nos últimos anos, de forma geral, a produção de várias indústrias eletro intensivas têm migrado dos países ricos para países em desenvolvimento, sobretudo para aqueles com fartos recursos energéticos e energia barata para a indústria.

A seguir são analisados as principais características pelo lado da oferta de energia elétrica nos 26 países (incluindo estados e províncias dos Estados Unidos e Canadá) da amostra. Na Tabela 4 se mostra a capacidade instalada em 2012 para a produção de eletricidade assim como a composição por fonte.

Observa-se que o país com menor capacidade instalada é a Colômbia, onde o sistema é hidrotérmico (68,1% hídrico e 31,3% térmico)[21]. Este país teve o segundo menor consumo per capita de eletricidade em 2012, o que em parte justifica a pequena capacidade instalada quando comparada com outros países. Contudo, a Colômbia apresentou um forte crescimento do consumo de energia elétrica no período 2008-2012 (17,6% segundo a Tabela 3) decorrente em grande parte do crescimento econômico no período, sendo que o PIB desse país cresceu em 17,2% entre 2008 e 2012.

Por outro lado, a China é o país com maior capacidade instalada[22] (1.247,3 GW), sendo quase dez vezes superior à capacidade brasileira (126,7GW). A capacidade do sistema chinês responde ao forte aumento demanda, sendo que este país apresenta a maior população absoluta do mundo (1,35 bilhão) e um consumo de eletricidade per capita maior que o brasileiro, pelo forte caráter industrial da demanda energética. Dentre os BRICS, o Brasil possui a maior participação das residências no consumo final e a China a maior participação das indústrias. Entre 2008 e 2012, a capacidade instalada da China cresceu 45,6%, passando de 806,4 GW para 1.174,3 GW. No mesmo período, a capacidade instalada brasileira aumentou 17,6% (de 102,9 GW a 121 GW).

Por outro lado, com base na informação da Tabela 4 também se pode dividir os países em função da fonte com maior participação na matriz elétrica. Assim, apenas quatro países apresentam uma participação da fonte hídrica superior a 60% da sua capacidade instalada, entre o quais está o Brasil. Contudo, destacam-se Québec, com 90,4% em capacidade hídrica, e a Noruega, com 92,8%[23].

---

21 O sistema elétrico colombiano é discutido no ponto 5.3.3 Cenários hidrológicos e mercado de energia na Colômbia.

22 Mesmo quando comparando com a capacidade total dos EUA que representava 1.164 GW em 2013 segundo o EIA- Energy Information Administration do Departamento of Energy.

23 O ponto 5.3 Os países hídricos, apresenta uma análise dos setores elétricos dos países considerados essencialmente hídricos, vale dizer aqueles em que mais de 60% da matriz elétrica corresponde a fontes hídricas (Quebec, Noruega e Colômbia). O caso do Brasil é analisado separadamente no ponto 5.5.3 O Brasil em relação a outros países hídricos.

A geração hidrelétrica tem a característica de requerer um alto investimento e apresentar custos afundados, mas com custos variáveis baixos ou nulos[24]. Assim este tipo de usina tem custos fixos elevados, com longos prazos de amortização do investimento (decorrente da vida útil econômica longa) o que reduz o seu impacto no custo da energia elétrica. Neste sentido, espera-se que os países com uma alta participação de fontes hídricas na matriz elétrica tendam a ter um custo de geração mais baixo. Cabe, no entanto, a ressalva que a característica de variabilidade de produção da fonte hídrica, em decorrência do regime hidrológico, leva à necessidade de fontes complementares, como reserva para períodos secos.

TABELA 4: Matriz elétrica por tipo de fonte, 2012[25]

País		Capacidade Instalada Total (GW)	Hídrica (%)	Térmica (%)	Nuclear (%)	Eólica (%)	Solar (%)	Outros (%)
Colômbia	COL	14,4	68,1	31,3	0	0	-	0,6
Finlândia	FIN	16,9	18,9	63,2	16,3	1,5	0	0,1
Chile	CHL	17,7	33,9	64,3	-	1,6	-	0,2
Portugal	PRT	19,8	28,8	47,5	0	22,2	1	0,5
Rep. Tcheca	CZE	21,6	15,7	55,1	18,5	1,5	9,2	0
Argentina	ARG	30,9	35,9	60,6	3,2	0,3	0	0
Noruega	NOR	32,3	92,8	4,9	0	2,2	-	0,1
Suécia	SWE	37,9	43,5	22,1	24,9	9,5	0	0
Nova York	USA-NY	39,5	14,4	66,8	13,4	4,1	0,1	1,2
África do Sul	ZAF	41,6	4,8	90,8	4,4	0	0	0
Québec*	CAN-QBC	42,5	90,4	4,2	1,6	3,8	-	-
Illinois	USA-ILL	45,2	0	66,2	25,6	7,8	0	0,4
México	MEX	52,5	21,9	72,4	3,1	1,1	-	1,5
Califórnia	USA-CAL	71,3	19,6	59,6	6,2	7,7	1,7	5,2
Coreia do Sul	KOR	81,8	7,9	60,6	25,3	3		3,2
Reino Unido	UK	97,3	7,4	71,5	10,2	9,1	1,8	0
Espanha	ESP	107,6	19,5	46,3	6,9	21,2	6,1	0
Texas	USA-TEX	109,7	0,6	83	4,6	11,1	0,1	0,6
Brasil*	BRA	126,7	67,8	28,8	1,6	1,8	-	-
Itália	ITA	128,2	20,2	59,9	-	6,3	12,8	0,8
França	FRA	131,0	19,4	22,7	48,2	5,7	3,1	0,9
Alemanha	DEU	182,9	9,3	49	6,6	17,1	17,8	0,2
Índia*	IND	223,3	17,7	67,4	2,1	8,3	0,8	3,7
Rússia	RUS	242,0	19,8	69	10,3	-	-	0,9
Japão	JPN	284,0	17,2	66,5	16,3	-	-	-
China*	CHN	1.247,3	22,4	69,1	1,2	6,1	1,2	0

* dados de 2013

24 Energy Information Administration (EIA, 2013) – Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.

25 Tabela elaborada com base em dados de: Eurostat (2013); EPE (2014); Ministry of Power of India (2013); UPME (2009); XM (2010; 2012; 2013); MINMINAS (2011); IEA (2014); Comisión Nacional de Energia de Chile (2013); CAMMESA (2008-2012); U.S. Energy Information Administration (2014); Statistics Canada (2014); SENER (2013); KEEI (2013); U.S. Energy Information Administration (2014); Statista (2015); Eskom (2012).

A maioria dos países tem a sua capacidade altamente concentrada em fontes térmicas, destacando-se o Texas com 83% da matriz térmica e a África do Sul com 90,8%[26]. A geração térmica, em geral, tem um custo de investimento menor (embora este varie bastante de acordo com o tipo de tecnologia usado[27]), mas custos variáveis altos[28], que são função do custo do combustível usado na geração e da procedência deste combustível. Assim países que precisam importar os combustíveis para geração tendem a ter custos variáveis maiores. Neste sentido, espera-se que países com alta participação de fontes termoelétricas na matriz e que têm dependência da importação de combustíveis, como é o caso do Japão e dos países europeus, tenham custo de geração maior.

Em relação à energia nuclear, a França é o país com maior participação desta fonte na matriz (48,2%), sendo que Illinois, Suécia e Coreia do Sul também têm mais de 20% da capacidade instalada em usinas nucleares. A geração nuclear requer um elevado investimento, mas o custo variável é menor que nas térmicas a gás, carvão ou óleo[29]. Neste sentido, espera-se que os países com uma maior participação de geração nuclear na matriz tenham um custo relativamente menor que os países com maior participação de outras fontes térmicas.

Com relação à fonte eólica, Portugal, Espanha e Alemanha são os países com uma maior participação desta fonte na matriz elétrica, 22,2%, 21,2% e 17,1% respectivamente. A fonte eólica requer investimentos altos, mas ela tem custo variável baixo ou nulo[30]. Para uma maior inserção desta fonte na matriz, vários países, principalmente de Europa, adotaram políticas de incentivo às fontes eólicas e solares, contratando volumes relevantes de capacidade instalada a despeito do custo relativamente mais alto desta fonte[31].

Por fim, no que toca à energia solar, a Alemanha é o país com maior participação desta fonte na matriz (17,8%). Com base na informação da EIA (2013) a ge-

26 Para uma explicação mais detalhada do setor elétrico da África do Sul ver o ponto 5.1.2 África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado.

27 No Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies publicado pela EIA (2013) se mostra que o investimento em usinas a carvão é maior que o investimento em usinas a gás.

28 Energy Information Administration (EIA, 2013) – Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.

29 Energy Information Administration (EIA, 2013) – Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.

30 Energy Information Administration (EIA, 2013) – Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.

31 As políticas relativas à inserção de fontes renováveis na Europa são estudadas no ponto 5.4.1 Incentivo à inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da União Europeia.

ração solar caracteriza-se por ter um custo de investimento muito elevado, maior que o custo de investimento das outras fontes. A despeito do custo variável baixo ou nulo, o alto nível de investimentos faz com que esta fonte ainda seja bastante cara. Isso faz com que os países que optaram por maior participação de energia solar na matriz, tenham um custo de geração mais alto.

Como já mencionado, o custo da geração térmica depende em grande medida do tipo de combustível utilizado e da procedência deste. Assim, a Tabela 5 mostra a composição percentual segundo o tipo de combustível usado na geração térmica em cada um dos países selecionados; e a Tabela 6 exibe a procedência destes combustíveis, se são produzidos no país ou se importados.

Com base na informação da Tabela 5, observa-se que, em geral, os países selecionados usam o gás natural como principal combustível na geração, seguido pelo carvão. Contudo, é conveniente lembrar que o impacto do uso destes combustíveis na tarifa depende do peso das fontes térmicas na matriz, como já analisado e da origem do gás e do carvão.

Mais de 90% da energia térmica produzida na China, na República Tcheca, na África do Sul e na Índia[32] usam o carvão como combustível principal. Este dado é especialmente significativo na África do Sul[33], onde 90,8% da matriz elétrica é térmica. Contudo, a China é a maior produtora, consumidora e importadora de carvão do mundo[34]. Diferentemente de outros países, em que o petróleo é a principal fonte energética primária, na China, o carvão responde por 69% do consumo primário, sendo que 97,6% da geração térmica é obtida a partir da queima do carvão.

Na Noruega e na Califórnia, mais de 90% da geração térmica correspondem ao gás natural. Porém, apenas 4,9% da matriz elétrica da Noruega é de fontes térmicas, enquanto na Califórnia 59,6% da geração vêm de fontes térmicas. A Rússia merece destaque no gás natural por ter a maior reserva e ser uma grande exportadora deste combustível fóssil[35]. Embora o setor termoelétrico do país seja relativamente diversificado, o gás natural é responsável por 72,7% da geração térmica. O potencial energético da Rússia é notável não somente no gás natural, mas também no petróleo e na produção de carvão.

---

32 O setor elétrico da Índia é analisado no ponto 5.1.3 Índia: participação estatal e tarifas subsidiadas

33 O setor elétrico da África do Sul é analisado no ponto 5.1.2África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado

34 O setor elétrico chinês é abordado com maior detalhe no ponto 5.1.4 A política energética da China e dependência do carvão

35 No ponto 5.1.1 Rússia: abundância de recursos, se detalha a relação entre o setor de gás natural e setor elétrico neste país.

Por fim, o México e o Brasil têm uma elevada proporção de capacidade térmica a óleo, 23,1% e 24,3%, respectivamente, sendo que no México 72,4% da matriz elétrica é térmica[36], em contraste com o Brasil, onde 28,8% da capacidade provêm de usinas termelétricas.

TABELA 5: Composição da geração térmica segundo combustível usado, 2012[37]

País		Capacidade Instalada Total (GW)	Térmica (%)	Carvão (%)	Gás natural (%)	Óleo (%)
Colômbia	COL	14,4	31,3	26,8%	70,5%	2,7%
Finlândia	FIN	16,9	63,2	61,6%	36,7%	1,7%
Chile	CHL	17,7	64,3	57,2%	29,0%	13,8%
Portugal	PRT	19,8	47,5	50,4%	41,1%	8,5%
Rep. Tcheca	CZE	21,6	55,1	97,3%	2,5%	0,2%
Argentina	ARG	30,9	60,6	3,8%	75,4%	20,8%
Noruega	NOR	32,3	4,9	5,9%	92,6%	1,5%
Suécia	SWE	37,9	22,1	45,6%	31,5%	22,9%
Nova York	USA-NY	39,5	66,8	7,0%	92,1%	0,9%
África do Sul	ZAF	41,6	90,8	99,9%	0,0%	0,1%
Québec*	CAN-OBC	42,5	4,2	53,1%	21,3%	25,6%
Illinois	USA-ILL	45,2	66,2	87,5%	12,1%	0,4%
México	MEX	52,5	72,4	14,3%	62,6%	23,1%
Califórnia	USA-CAL	71,3	59,6	1,1%	97,4%	1,5%
Coreia do Sul	KOR	81,8	60,6	64,3%	30,1%	5,6%
Reino Unido	UK	97,3	71,5	58,3%	40,5%	1,2%
Espanha	ESP	107,6	46,3	38,7%	50,7%	10,6%
Texas	USA-TEX	109,7	83	38,7%	60,0%	1,3%
Brasil*	BRA	126,7	28,8	17,6%	58,1%	24,3%
Itália	ITA	128,2	59,9	26,8%	63,9%	9,3%
França	FRA	131,0	22,7	45,3%	45,6%	9,1%
Alemanha	DEU	182,9	49	77,1%	20,8%	2,1%
Índia*	IND	223,3	67,4	90,3%	9,4%	0,3%
Rússia	RUS	242,0	69	23,4%	72,7%	3,9%
Japão	JPN	284,0	66,5	34,4%	45,0%	20,6%
China*	CHN	1,247,3	69,1	97,6%	2,2%	0,2%

* dados de 2013

36 No ponto 5.2.2México: monopólio verticalmente integrado e estatal pode-se encontrar maior informação sobre o setor neste país.

37 Tabela elaborada com base em dados de: Eurostat (2013); EPE (2014); Ministry of Power of India (2013); UPME (2009); XM (2010; 2012; 2013); MINMINAS (2011); IEA (2014); Comisión Nacional de Energia de Chile (2013); CAMMESA (2008-2012); U.S. Energy Information Administration (2014); Statistics Canada (2014); SENER (2013); KEEI (2013); U.S. Energy Information Administration (2014); Statista (2015); Eskom (2012).

Como já fora mencionado, embora uma matriz elétrica baseada em combustíveis fósseis tenda a ser mais cara, isso depende do tipo de combustível utilizado, da do combustível e do regime de operação das térmicas. Assim, em geral, os países que têm a necessidade de importar combustíveis para a geração de energia elétrica têm custos maior do que os países que produzem o combustível internamente. A necessidade de importação também pode fazer com que os preços dos combustíveis tenham maior volatilidade, em especial nos países onde os preços de importação estejam atrelados a uma cesta de combustíveis ou à cotação do combustível no mercado internacional.

A Tabela 6 mostra uma relação entre consumo e produção por tipo de combustível, sendo que quando a relação é menor do que um o país produz mais do que consome e, quando a relação é maior do que um, o país consome mais do que produz e, portanto, deve importar o combustível para satisfazer suas necessidades. É importante mencionar, primeiramente, que a relação foi feita considerando todo o consumo energético, e não apenas aquele destinado ao setor elétrico. Essa ressalva, no entanto, não afeta a conclusão sobre a necessidade de importação. Nos países onde aparece N/A entende-se que o país não possui produção desse combustível (importa integralmente).

Considerando esses comentários, observa-se que tanto a Colômbia quanto a Noruega e a Rússia produzem mais petróleo, gás natural e carvão do que consomem (no caso da Noruega, há uma paridade entre consumo e produção de carvão). Embora a razão consumo/produção norueguesa seja mais baixa que a da Rússia em petróleo e gás natural, vale mencionar que a produção russa é muito maior em valores absolutos. Assim, em 2013, a Rússia produziu 6 vezes mais petróleo (10,8 milhões de barris diários) e 5,5 vezes mais gás natural (21,4 trilhões de pés cúbicos) que a Noruega. Ainda analisando o caso do petróleo, o México também produz mais do que consome. No gás natural, o Texas tem maior produção do que consumo; no carvão, África do Sul, República Tcheca e Illinois possuem maior produção que consumo. Não é demais relembrar que, no caso da África do Sul, 90% da matriz é térmica, com uso quase exclusivo de carvão.

Por outro lado, observa-se que Nova York consome muito mais petróleo do que é capaz de produzir. O mesmo acontece para Illinois e Espanha com o gás natural e para a Itália com o carvão. Como consequência, países que consomem mais do que são capazes de produzir devem importar o montante necessário para atender aos requisitos domésticos, o que provavelmente terá um impacto nas tarifas, dependendo da quantidade de combustível importado usado para gerar energia elétrica.

TABELA 6: Relação consumo/produção por tipo de combustível, 2013[38]

País		C/P Petróleo	C/P Gás Natural	C/P Carvão
Índia	IND	3,6	1,5	1,1
Colômbia	COL	0,3	0,8	0,1
México	MEX	0,7	1,4	1,2
Brasil	BRA	1,1	1,8	3,9
Argentina	ARG	1,1	1,4	18,4
Chile	CHL	21,2	5,0	14,5
África do Sul	ZAF	3,5	3,9	0,7
Portugal	PRT	45,9	N/A	N/A
Reino Unido	UK	1,6	2,0	3,9
Itália	ITA	8,1	9,1	296,4
Espanha	ESP	35,8	534,7	4,7
Rep. Tcheca	CZE	17,3	33,6	0,9
Califórnia	USA-CAL	3,0	8,8	N/A
Alemanha	DEU	14,5	7,5	1,2
França	FRA	25,1	129,1	N/A
Nova York	USA-NY	660,8	46,4	N/A
Japão	JPN	33,5	27,8	N/A
Coreia do Sul	KOR	38,9	103,2	59,7
Illinois	USA-ILL	23,5	451,7	0,9
Suécia	SWE	26,5	N/A	N/A
Texas	USA-TEX	1,4	0,5	2,6
Finlândia	FIN	19,8	N/A	N/A
Québec	CAN-OBC	147,5		
Noruega	NOR	0,1	0,1	1,0
Rússia	RUS	0,3	0,7	0,7
China	CHN	2,3	1,4	1,0

Os dados para os estados americanos são de 2012;
Dados para o carvão em 2012

Um fator fundamental no custo da eletricidade é o custo das redes de transmissão e distribuição. Países que têm uma maior superfície requerem uma maior extensão das redes, aumentando, assim, o custo quando comparados com países de menor extensão. Além disso, o custo depende também da quantidade de energia transmitida por km de rede. Dessa forma, a intensidade de uso da rede mede a eficiência de uso da rede: quanto mais MWh transitam por um km de rede, menor será o custo unitário. Na Tabela 7 mostram-se os km de rede de cada país, a intensidade da rede e a densidade da rede. É importante esclarecer que as informações referentes à extensão das redes tanto de trans-

38 Tabela elaborada com base em dados de: U.S. Energy Information Administration (2014); Énergie et Ressources naturelles Québec (2013).

missão quanto de distribuição foram obtidas das mais diversas fontes, pois não existe uma fonte centralizada. Contudo, essa informação é uma boa aproximação, tanto da extensão quanto da intensidade e da densidade das redes nos países analisados.

Observa-se, na Tabela 7 que a Índia é o país com rede de distribuição e transmissão mais extensa, mas com intensidade de uso de apenas 96,8MWh por km. No entanto a densidade da rede está acima da média dos países (média 1,9 km de rede por km^2). Vale lembrar que a Índia é o quarto maior país em termos de território na amostra, mas que, ainda sim, trata-se de um país densamente povoado, devido a sua grande população. Os esforços realizados no país para a eletrificação rural visando à inclusão social ao sistema elétrico demandaram grande expansão das linhas de distribuição. Porém, embora existam iniciativas para universalizar o serviço de energia elétrica na Índia, é importante lembrar que o consumo per capita de eletricidade é o mais baixo dos países selecionados, 760 kWh/hab, o que faz com que a intensidade de uso da rede também seja baixa.

A extensão de redes na China está subestimada, o que acaba por aumentar a intensidade de MWh/km de rede. Isso ocorre porque, apesar da coleta integral da extensão das linhas de transmissão no país, os dados para a distribuição (que correspondem a 81% dos 4.620.144 km) refletem apenas a maior empresa de redes, a State Grid, nas voltagens de 35 kV e 10 kV. Existem voltagens mais baixas não consideradas e haveria que somar também as redes da Southern Power Grid. Contudo, observa-se que mesmo assim a China tem a terceira maior intensidade de uso da rede, 893,5 MWh/km, apenas menor que Coreia do Sul e Québec, e ainda tem a segunda maior extensão da rede, apenas menor que a Índia. Esse resultado é consequência do alto consumo chinês, embora o consumo per capita não seja o maior de todos os países, devido à grande população o consumo total é 4,5 vezes maior do que o segundo país com maior consumo de energia elétrica, o Japão (China: 4.128,1 TWh vs. Japão: 922,7 TWh).

A Rússia, o maior país do mundo em área, conta com uma extensão de redes menor que a brasileira. Isso ocorre principalmente porque existe uma alta concentração da população russa na porção europeia (três quartos da população russa[39]) e grandes áreas da Sibéria contam com sistemas isolados de abastecimento. Vale destacar também o caso do Brasil, que é o terceiro país com maior extensão de redes de transmissão e distribuição, sendo também o terceiro maior país por su-

39 DESAI, PADMA (2006) Conversations on Russia: Reform from Yeltsin to Putin.

perfície na amostra[40]. Isso faz com que a densidade da rede seja baixa com relação aos outros países, e a intensidade esteja entre as menores, refletindo o desafio de interconectar países de grande extensão.

Por outro lado, a Alemanha é o país com maior densidade da rede, tendo 5 km de rede por km^2 de superfície. Contudo, Alemanha não é um país com uma grande extensão territorial, mas está entre os cinco países com maior extensão de rede de distribuição e transmissão, resultando em uma intensidade abaixo da média (409,4MWh/km).

A Coreia do Sul é dos países com menor extensão territorial da amostra, mas tem segunda maior densidade da rede (4,7 km de rede por km^2) e a segunda maior intensidade de uso, 1.023,4 MWh por km de rede. Isso indica que as redes da Coreia são utilizadas eficientemente, graças principalmente ao alto consumo per capita do país (10.351 kWh/hab.), o que barateia os custos e consequentemente as tarifas.

Por fim, deve-se destacar o caso de Québec, que é uma província canadense muito extensa, mas onde a grande maioria da população concentra-se nas principais cidades do sul, onde se concentra o maior consumo de energia elétrica. O cálculo da densidade considera o total do território de Québec e não apenas a superfície da região sul da província. Portanto, é provável que esse dado não esteja refletindo a realidade, como no caso da Rússia. Contudo, observa-se que Québec tem a maior intensidade de uso, o que decorre em parte do elevado consumo de energia elétrica da província (Québec tem o segundo maior consumo per capita: 20.730 kWh, fato provavelmente explicado pelo clima de frio severo) e, por outro lado, à necessidade de pouca extensão da rede para abastecer o principal mercado, ainda que o território total seja bem maior.

40 Embora a superfície em km^2 do Canadá e dos Estados unidos, 9.984.670 km^2 e 9.831.510 km^2 respetivamente, seja maior que o Brasil (8.515.770 km^2), para efeitos deste estudo se considera apenas às superfícies, de forma independente, dos quatro estados americanos estudados e da província do Quebec.

TABELA 7: Extensão de rede de distribuição e transmissão, intensidade de uso e densidade da rede 2012[41]

País		Rede - 2012(km)	Intensidade de uso da rede 2012 (Consumo - MWh/Km rede)	Densidade da rede 2012 (Km rede/superfície Km2)
Colômbia ***	COL	608.500	83,6	0,5
Índia **	IND	8.970.112	96,8	2,7
Brasil **	BRA	3.600.620	138,4	0,4
Portugal *	PRT	232.268	198,9	2,5
Finlândia **	FIN	390.100	207,1	1,2
Rep. Tcheca **	CZE	244.143	232,2	3,1
Suécia *	SWE	545.000	233,6	1,2
Itália **	ITA	1.173.412	252,9	3,9
México *	MEX	853.490	273,9	0,4
Alemanha *	DEU	1.788.131	294,1	5,0
Argentina *	ARG	399.197	303,6	0,1
França *	FRA	1.419.584	305,8	2,6
Chile **	CHL	200.530	306,7	0,3
Nova York ***	USA-NY	429.200	333,6	3,0
Reino Unido **	UK	862.156	368,4	3,5
Espanha *	ESP	639.506	375,8	1,3
África do Sul ***	ZAF	359.337	548,5	0,3
Califórnia ***	USA-CAL	462.355	561,3	1,1
Japão *	JPN	1.532.581	602,1	4,1
Illinois ***	USA-ILL	192.800	744,3	1,3
Noruega ***	NOR	139.591	779,4	0,4
Coreia do Sul *	KOR	470.375	1.023,4	4,7
Québec **	CAN-QBC	148.456	1.134,3	0,1

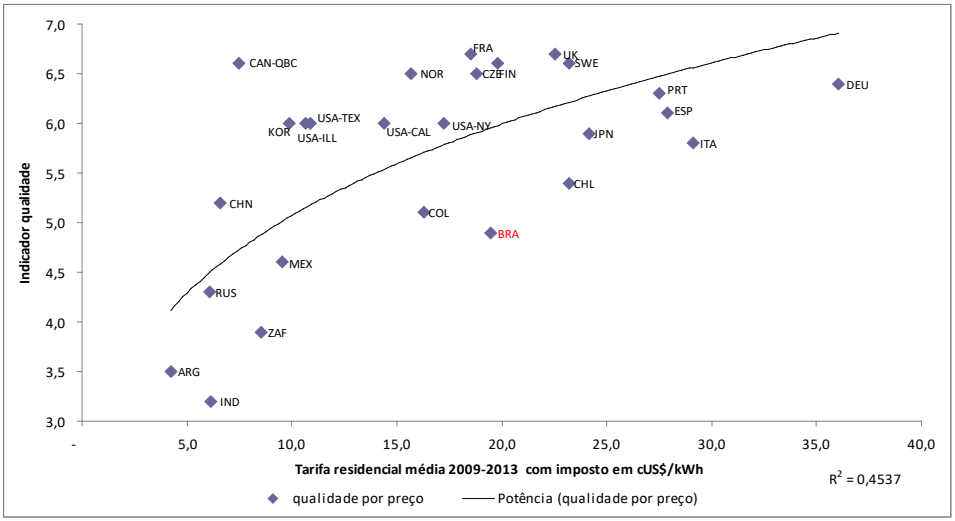
* km rede para ano 2012
** km rede para ano 2013
*** km rede para ano 2014

Por fim, ao comparar as tarifas dos diferentes países, a qualidade do serviço de eletricidade é um elemento central. Em geral, pode-se afirmar que os países com melhor qualidade tendem a ter sistemas mais custosos que lhes permitam manter

41 Tabela elaborada com base em dados de: Ministry of Power of India (2013); CEA (2013); CREG (2014); SENER (2013); IEA (2013); Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España (2013); IEA (2014); ConEdison (2014); Orange & Rockland (2013); Central Hudson (2013); NYSEG (2014); National Grid (2013); REN (2014); EDP (2014); ERU (2011-2013); CNEA (vários anos); TERNA (2013); Ameren Illinois (2014); ComEd (2014); PG&E (2014); SCE (2014); Google Finance (2014); Statnett (2014); ERDF (2012); Svensk Energi (2012); ENEL (2011-14); Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2013); Finsk Enerrgiindustri (2014); Ministerio de Educación (2010); Southern Grid (2012); State Grid (2013); KEPCO (2014); ESKOM (2014);Eurelectric (2013); TEPCO (2014), ONS (2013), ANEEL (2014).

esse padrão de qualidade. Assim, na Figura 6, observa-se a relação entre a tarifa residencial média de 2009-2013 e o indicador de qualidade. O indicador de qualidade usado neste estudo corresponde a dados da Comissão Europeia (2014)[42] para 2011-2012, onde o valor 1 indica um serviço de má qualidade e 7 um serviço confiável de boa qualidade.

FIGURA 6: Relação preço e qualidade dos países estudados



Em geral pode-se perceber uma relação negativa entre a qualidade do serviço e o custo. Embora, o coeficiente de determinação da regressão obtida na Figura 6 indique que existe uma correlação entre essas duas variáveis, o valor do coeficiente é relativamente baixo. Contudo, observa-se que países como Argentina, África do Sul e Índia, que têm uma tarifa baixa, também apresentam uma má qualidade no serviço, enquanto países como Alemanha e Reino Unido têm uma tarifa elevada, mas também tem uma boa qualidade do serviço. Existem também casos como Québec[43], que possui uma tarifa muito baixa e uma elevada qualidade no serviço, ou, o contrário, como o Chile[44], que tem uma tarifa alta embora a qualidade do serviço não seja tão boa.

42 O documento *Energy prices and cost report* publicado pela Comissão Europeia(2014, p.1985) apresenta um índice de qualidade do serviço de energia elétrica (*Quality of electricity supply globally*) para uma lista de 144 países.

43 As especificidades do caso do Quebec são analisadas no ponto 5.3.1 O baixo custo da geração no Québec

44 O caso do Chile é analisado com maior detalhe no ponto 5.2.4 Importação de combustíveis para geração no Chile

De fato, o índice de qualidade de serviço não é o único indicador correlato ao custo da rede, pois este custo depende também da intensidade energética da rede considerada, do nível de perdas, da renovação dos equipamentos e dos diversos encargos incluídos no custo do fio.

Com base nesta análise dos países, estados e província selecionados, na parte seguinte analisam-se os resultados da comparação das tarifas de energia elétrica realizada para estes países.

4 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: TARIFAS RESIDENCIAIS E TARIFAS COMERCIAIS

Este capítulo apresenta as tarifas residenciais e industriais no ano de 2013 bem como do período 2009 a 2013, incluindo, sempre que há informações disponíveis, a composição das mesmas. À época da finalização desta pesquisa já estavam disponíveis dados referentes às tarifas de 2014 para diversos países. O ranking atualizado é apresentado, de forma sucinta, no Anexo IV: Comparação Internacional das Tarifas de Energia Elétrica para o ano de 2014. No referido anexo também foi estimada a tarifa do Brasil para o ano de 2015, incorporando na projeção os reajustes anunciados no início desse ano e mostrando a piora na posição relativa do Brasil na comparação de tarifas internacionais devido, sobretudo, ao impacto do aumento de custos com a crise hidrológica de 2014-2015, mas também o fim do custeio com recursos fiscais de políticas públicas do setor elétrico, com sua incorporação de seus custos na tarifa.

4.1. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS RESIDENCIAIS

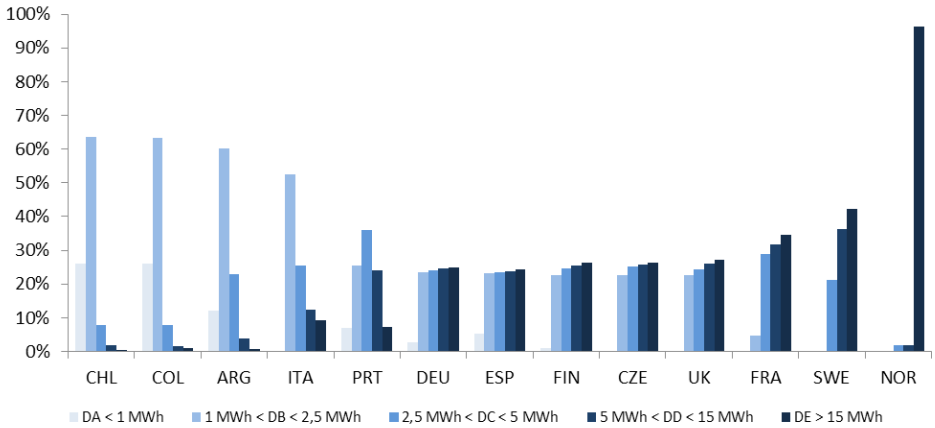
Esta seção busca comparar de maneira abrangente as tarifas residenciais de energia elétrica para os 26 países e/ou estados estudados. A comparação foi realizada através da combinação de dez bases de dados (ANEEL, CIER, EIA, ESKOM, EUROSTAT, HYDRO QUEBEC, IEA, KEEI, PLANNING COMMISSION OF INDIA e THE LANTAU GROUP). A metodologia utilizada está detalhada no Anexo I: Metodologia de comparação das bases de dados. Os dados apresentados neste item são expressos em centavos USD/kWh, usando uma taxa de câmbio real média dos últimos 10 anos com o nível de preços de 2013. O período de análise cobre os anos de 2009 até 2013, embora para alguns países as informações disponíveis sejam do ano de 2012.

Em um primeiro momento, o estudo concentra-se na comparação abrangente das tarifas residenciais, incluindo o valor dos impostos e encargos na comparação e destacando seu peso relativo na tarifa final. Em seguida analisa-se em detalhes a composição tarifária para aos consumidores residenciais.

4.2. REPARTIÇÃO DOS CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

A repartição dos consumidores residenciais por estrato de consumo divulgado na Figura 7 foi elaborada a partir dos dados do CIER, da EUROSTAT e da IEA. Esses dados são necessários para elaborar a tarifa residencial dos países da EUROSTAT e do CIER, sendo que a tarifa residencial calculada para esses países no segundo item corresponde à média ponderada das tarifas dos diversos estratos de consumo. Portanto, a Figura 7 detalha a repartição dos consumidores residenciais entre os diversos estratos de consumo para os diversos países da EUROSTAT e do CIER (seguindo a norma da EUROSTAT[45]).

FIGURA 7: Repartição dos consumidores residenciais por estrato[46]



Fontes: Em base os dados de CIER, EUROSTAT e IEA[47]

45 No caso dos países do CIER (Argentina. Colômbia e Chile), os estratos do CIER foram adaptados para coincidirem com os estratos da EUROSTAT.

46 DA, DB, DC, DD e DE são os diferentes estratos de consumo residencial apresentados pela Eurostat.

47 Não se consideraram os dados da CIER referentes ao Brasil por que, entre 2009 e 2013, apenas dez empresas apresentaram dados, sendo não necessariamente são as mesmas empresas que forneceram dados todos os anos nesse período. Neste sentido, considerou-se que os dados não eram representativos e foram excluídos.

Os demais países do projeto não foram incluídos na Figura 7, pois os dados disponíveis nas respectivas bases de dados abrangem apenas os consumidores residenciais médios, e não detalham a repartição dos consumidores por estrato de consumo.

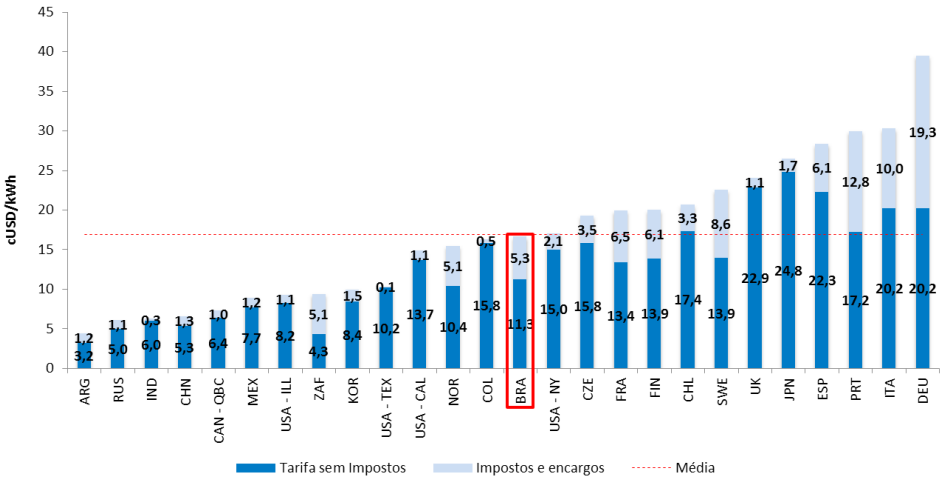
Constata-se que, na média, a repartição dos consumidores residenciais dos países europeus selecionados é homogênea entre os quatro maiores estratos de consumo, pois menos de 10% dos clientes residenciais possuem um consumo inferior a 1MWh por ano, enquanto cerca de 30% dos consumidores residenciais europeus consomem mais de 15MWh por ano. Porém, destaca-se o caso da Noruega, cujo consumo residencial é fortemente concentrado no estrato de maior consumo (mais de 90% dos consumidores no estrato DE), reforçando a ideia de que este país é o segundo maior consumidor de energia elétrica per capita do mundo dado o peso da calefação e do aquecimento de água no uso final da eletricidade.

Por outro lado, a maioria dos consumidores residenciais da Itália tem um consumo inferior a 2,5MWh por ano, corroborando que a Itália está entre os países da Europa com menor consumo per capita. De fato, a repartição dos consumidores residenciais nos países do CIER (Argentina, Chile e Colômbia) é fortemente heterogênea, com mais de 60% dos consumidores no estrato DB e uma grande parte dos consumidores no estrato DA. Apenas uma parte residual dos consumidores chilenos pertence ao estrato DE, o que se aproxima do perfil de repartição dos consumidores residenciais do Portugal e da Itália.

4.2.1. COMPARAÇÃO GERAL

Esta seção inicia a comparação geral das tarifas de energia elétrica dos 26 países estudados no projeto. As próximas figuras apresentam de maneira geral a comparação das tarifas residenciais finais de energia elétrica, abrangendo o período de 2009 até 2013. O estudo inicia com a Figura 8, que representa a classificação das tarifas de energia elétrica para o ano de 2013, incluindo o valor dos impostos e encargos pagos pelos consumidores finais.

FIGURA 8: Tarifa residencial final de 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013[48]



A Argentina apresenta a tarifa mais baixa dessa seleção, de 4,4 cUSD/kWh, impostos e encargos incluídos. No entanto, sabe-se que o Governo argentino tem se mostrado avesso a conceder reajustes nas tarifas, dificultando novos investimentos, o que, em boa medida, resulta na baixa qualidade do serviço na Argentina, que está à frente apenas da Índia. Com um nível de impostos e encargos sensivelmente superior ao peso médio dos 26 países (27% da tarifa final contra 22% na média), a primeira posição da Argentina é o resultado da sua tarifa sem impostos, mais barata de todos os países do estudo[49]. Por outro lado, a qualidade das estatísticas oficiais sobre índices de inflação e de atividade econômica tem sido objeto de críticas dentro e fora da Argentina. Como as análises aqui realizadas utilizam o câmbio real médio de um período de dez anos para fazer comparações e este, por sua vez, é ajustado pela inflação, a subestimativa da inflação nos números oficiais pode ser responsável em parte pelas baixas tarifas na comparação.

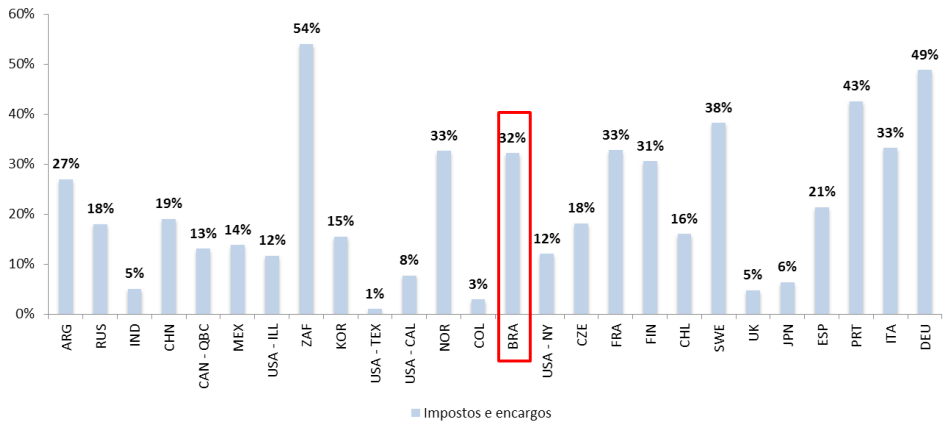
Por outro lado, a Alemanha possui a tarifa mais cara da lista, com uma tarifa residencial total de 39,5 cUSD/kWh, nove vezes mais cara que a tarifa da Argentina. Esta tarifa alemã, cerca de duas vezes acima da média dos 26 países, se explica em grande parte pelos seus impostos e encargos, os mais caros dessa seleção, com 49% da tarifa final e representando 19,3 cUSD/kWh em 2013, conforme assinalado na Figura 8.

48 As tarifas da África do Sul, do Chile e da Coreia divulgadas neste gráfico correspondem às tarifas de 2012.

49 As causas que determinaram que a tarifa argentina seja tão baixa estão detalhadas no ponto 5.2.1Argentina: tarifa congelada e subsídios.

A tarifa média 2013 dos 26 países é de 16,9 cUSD/kWh, colocando esta média entre a tarifa do estado de Nova York e do Brasil. Os impostos e encargos médios em 2013 são de 21% e apresentam uma grande heterogeneidade entre os países: por exemplo, os impostos para os consumidores residenciais no Texas representam um peso de apenas 1%, enquanto os impostos e os encargos na África do Sul representam 54% da tarifa final[50].

FIGURA 9: Peso dos impostos e encargos na tarifa residencial de 2013 em %[51]



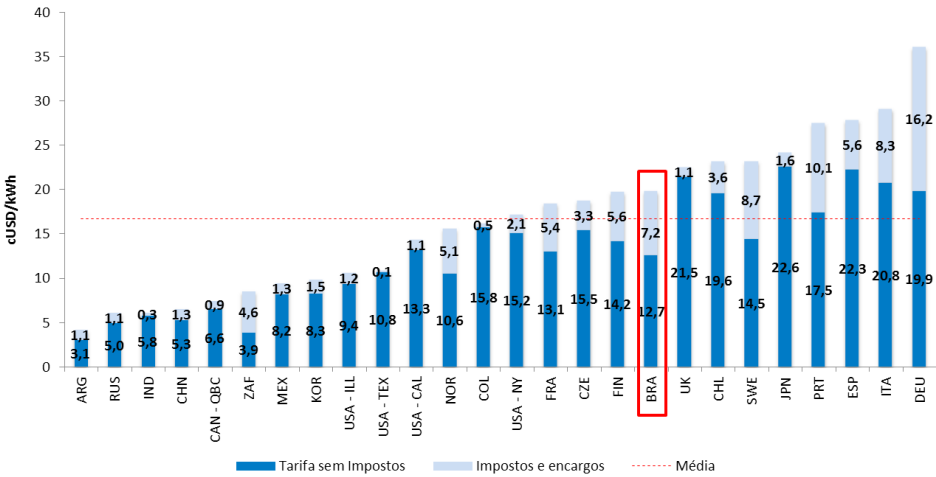
A Figura 9 divulga o peso dos impostos e encargos na tarifa residencial de 2013, confirmando a grande heterogeneidade entre os 26 países. Entre outros, pode se destacar que o peso dos impostos e encargos nos países europeus é de 31%, enquanto representa 18% da tarifa nos países da América Latina e apenas 9% nos 4 estados norte americanos do estudo.

A classificação das tarifas médias de energia elétrica para o período 2009-2013 é apresentada na Figura 10 incluindo a parte dos impostos a serem pagos pelos consumidores finais. Com essa visão média dos últimos cinco anos, podem-se tirar algumas conclusões sobre a estrutura tarifária de cada país, sendo uma representatividade consistente da tarifa local.

50 O peso alto dos impostos e encargos na tarifa sul africana resulta em parte da metodologia utilizada pela ESKOM para fazer a estimativa em 2010. Há um subsídio cruzado entre os consumidores residenciais através do qual os que consomem mais pagam um encargo elevado para financiar as tarifas de baixo consumo. A metodologia utilizada para calcular a composição da tarifa sul africana será detalhada no Anexo I deste relatório.

51 As tarifas da África do Sul, do Chile e da Coreia divulgadas neste gráfico correspondem às tarifas de 2012.

FIGURA 10: Tarifa residencial final média 2009-2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013[52]



A Figura 10 confirma a primeira posição da Argentina nesta classificação, como a tarifa mais baixa da lista, com uma tarifa residencial média de 4,2 cUSD/kWh para o período 2009-2013, com impostos e encargos incluídos. Nota-se que a tarifa da Argentina ficou relativamente estável no período inteiro, com uma redução de 2% entre 2009 e 2013[53]. Por outro lado, no período de 2009-2013, a Alemanha possui a tarifa residencial média mais cara dos 26 países da lista, 36,1 cUSD/kWh, cerca de nove vezes mais cara que a tarifa da Argentina. Com um aumento anual médio de 4,5%, a tarifa alemã decorre do peso dos impostos de 45% da tarifa final ou 16,2 cUSD/kWh, o mais alto da lista.

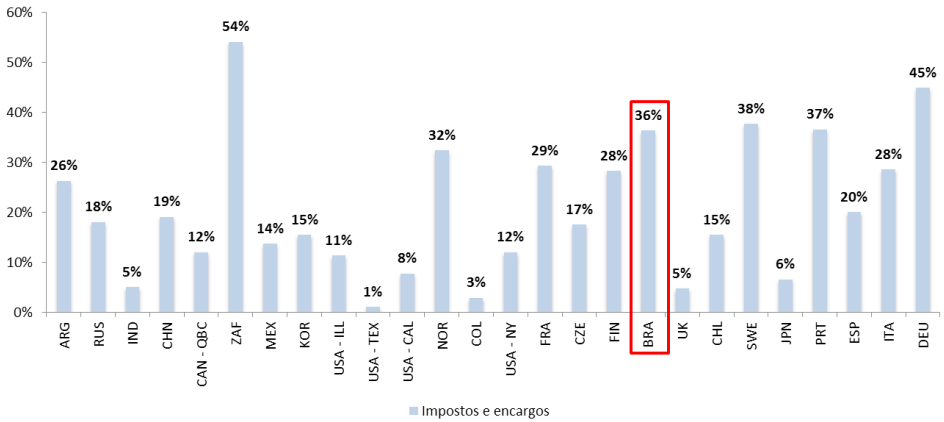
A tarifa média do período 2009-2013 dos 26 países é de 16,7 cUSD/kWh, entre a tarifa do estado de Nova York e da Colômbia. O peso dos impostos e encargos médios para o período 2009-2013 é de 20% e, similarmente à situação de 2013, apresenta uma grande heterogeneidade entre os países, pois os impostos para os consumidores residenciais no Texas representam um peso de apenas 1%, enquanto os impostos e os encargos na África do Sul representam 54% da tarifa final. Quanto à África do Sul é importante apontar que há encargos elevados para a tarifa residencial plena a fim de financiar o subsídio à tarifa de baixo consumo[54].

52 Devido à limitação na disponibilidade de dados disponíveis nas diferentes bases, a média das tarifas da África do Sul, do Chile e da Coreia divulgadas neste gráfico não inclui as tarifas de 2013.

53 Maior informação sobre a tarifa argentina encontra-se no ponto 5.2.1Argentina: tarifa congelada e subsídios

54 ESKOM. *International benchmarking of electricity tariffs, research report.*

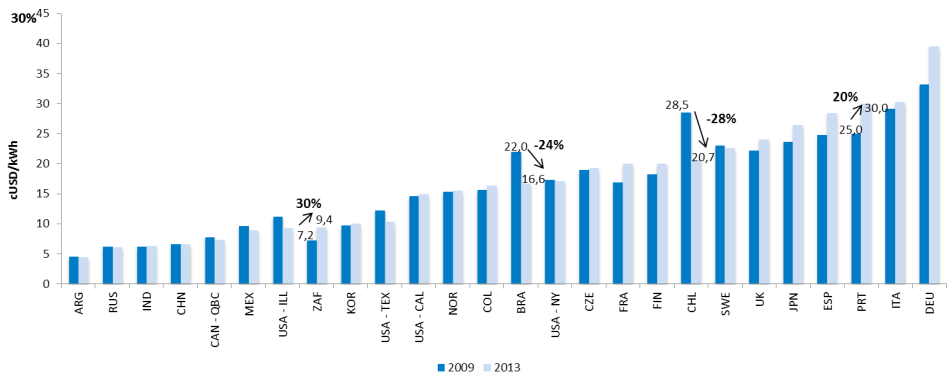
FIGURA 11: Peso da carga tributária média entre 2009 e 2013 em %



A Figura 11 mostra o peso dos impostos e encargos na tarifa residencial para o período de 2009-2013, confirmando a grande heterogeneidade entre os 26 países. A fim de comparar com os dados de 2013, pode se destacar que o peso dos impostos e encargos nos países europeus no período é de 28%, enquanto ele é de 18% nos países da América Latina e de apenas 9% nos 4 estados norte americanos do estudo. Essas informações confirmam a tendência observada para o ano de 2013.

Por sua vez, a Figura 12 compara as tarifas finais, incluindo impostos, de 2009 e de 2013. Este gráfico pode enfatizar algumas mudanças drásticas nas tarifas de alguns países e abrir um espaço para novas análises.

FIGURA 12: Tarifa residencial final em cUSD/kWh – 2009 vs 2013, preços de 2013



O gráfico da evolução tarifária entre 2009 e 2013 apresentado na Figura 12 destaca os quatro países que apresentaram as maiores variações tarifárias (os

2 maiores aumentos e as 2 maiores diminuições). O maior aumento tarifário residencial dos 26 países foi na África do Sul, subindo 30% entre 2009 e 2013 (a tarifa residencial sul-africana passou de 7,2 cUSD/kWh em 2009 para 9,4 cUSD/kWh em 2013). A África do Sul experimentou na primeira década do século uma elevação da demanda por eletricidade sem o correspondente investimento em geração. O fato ocorreu pelos insucessos no processo de liberalização do setor elétrico[55]. Os reajustes tarifários autorizados em anos recentes visam à expansão da matriz. Apesar de ter sofrido um aumento tarifário de 30% em 5 anos, a tarifa residencial da África do Sul figurou em 2013 como uma das mais baixas da seleção. Isso se deve à competitividade do carvão, às usinas em boca de mina, aos reajustes tarifários abaixo da inflação do passado e à concentração das atividades energéticas sob um monopólio estatal verticalmente integrado. Com um aumento de 20% no preço da energia elétrica, Portugal teve o segundo maior aumento da tarifa entre 2009 e 2013, passando de 25,0 cUSD/kWh para 30,0 cUSD/kWh, por conta do aumento dos custos de rede e da elevação de impostos em um contexto de alta dívida pública.

Por outro lado, a tarifa residencial do Chile se tornou mais competitiva no final do período de estudo, diminuindo em 28% entre 2009 e 2013. Esta redução da tarifa foi a mais importante sobre os 26 países estudados e ocorreu por um cenário favorável ao consumo de combustíveis fósseis no mercado internacional[56] e à queda dos custos dos sistemas interligados.

Já a tarifa residencial brasileira teve redução de 23% entre 2009 e 2013 passando de 20,7 cUSD/kWh em 2009 para 16,1 cUSD/kWh em 2013, por conta da Medida Provisória MP 579, que prorrogou as concessões de geradoras e transmissoras mediante aceitação pelo concessionário de tarifas reguladas substancialmente menores que as anteriormente praticadas, além de reduzir ou extinguir encargos setoriais[57].

55 Os problemas afrontados pelo setor elétrico sul-africano são desenvolvidos no ponto 5.1.2África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado

56 No ponto 5.2.4 Importação de combustíveis para geração no Chile se aponta como o boom da produção de gás de xisto beneficiou a importação de combustíveis mais baratos no Chile.

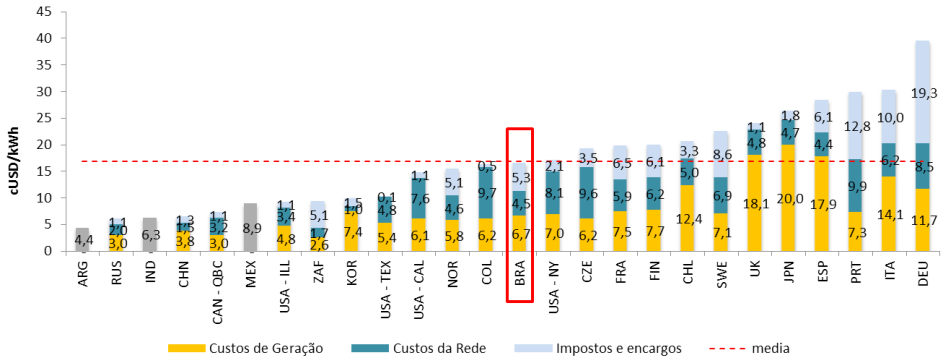
57 No ponto 5.5.2 O Brasil e os países de América Latina se detalham as modificações ocorridas nos encargos e impostos que afetam o setor elétrico brasileiro.

4..2.2. ESTUDO DA COMPOSIÇÃO DA TARIFA RESIDENCIAL

Para aprofundar a análise sobre a tarifa final, é preciso entrar no detalhe da composição tarifária. Para tanto, os dados das diferentes bases foram computados com informações obtidas em diversos relatórios e publicações para detalhar a composição tarifária dos países selecionados, permitindo a desagregação dos custos em geração, custos da rede e impostos e encargos na tarifa residencial.

As próximas figuras apresentam de maneira geral a comparação detalhada das tarifas residenciais de energia elétrica para todos os países, menos os da Argentina, Índia, e México, para os quais não foram encontradas informações relevantes. Esta comparação aprofundada se inicia com a Figura 13, que representa a classificação das tarifas de energia elétrica para o ano de 2013, incluindo o detalhe sobre os custos de geração, os custos da rede, além do valor dos impostos e encargos pagos pelos consumidores finais.

FIGURA 13: Composição da tarifa residencial de 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013[58]



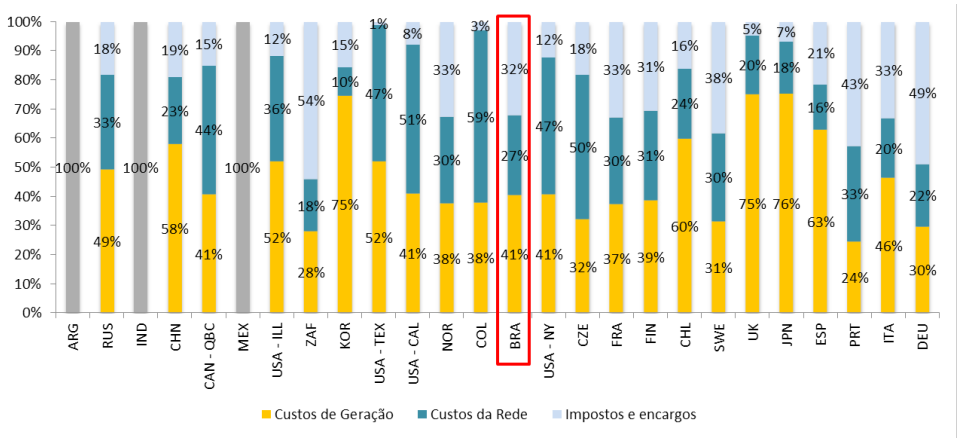
A partir da Figura 13, constata-se que com a exclusão da Argentina e da Índia da amostra por falta de dados desagregados, a tarifa da Rússia passou a ser a mais competitiva da lista, com valor final de 5,1 cUSD/kWh para o ano de 2013. A competitividade da tarifa do país resulta em parte da competitividade do seu custo de geração (o segundo mais barato junto com Québec, apenas ultrapassado pela África do Sul), mas também pelo seu custo de rede baixo (com um custo da rede de 2 cUSD/kWh, a Rússia é a quarta colocada da lista, depois da Coreia, da China e da África do Sul). Esses elementos se adicionam a uma

58 Nenhuma informação sobre a composição tarifária residencial da Argentina, da Índia e do México foi encontrada.

taxação baixa, em torno de 18%, totalizando somente o VAT, já que inexiste um imposto específico para a eletricidade. As plantas geradoras e as redes de transmissão e distribuição da Rússia são muito antigas e já estão com grande parte de seus custos fixos amortizados[59]. Além disso, o país conta com subsídios aos combustíveis termoelétricos.

A Alemanha ficou com a última posição na comparação da tarifa residencial. Isso resulta em parte do custo elevado de geração (a Alemanha possui o sexto maior custo de geração, com 11,7 cUSD/kWh) mas principalmente pelo custo dos impostos e encargos na tarifa final. Como já foi apontado no precedente item, 49% da tarifa residencial na Alemanha resulta dos impostos e encargos, levando a um custo de 19,3 cUSD/kWh na tarifa final.

FIGURA 14: Peso dos componentes da tarifa residencial de 2013 em %[60]



A Figura 14 ressalta o peso de cada componente na tarifa final de energia elétrica residencial. Entre outros, destacam-se os casos da Coreia do Sul, do Reino Unido e do Japão, cujos custos de geração representam cerca de 75% da tarifa final. Neste contexto, o Japão e o Reino-Unido apresentam os dois maiores custos de geração para o ano de 2013, com, respectivamente, 20,0 cUSD/kWh e 18,1 cUSD/kWh. O Japão é o maior consumidor de GNL do mundo e os altos custos em geração decorrem de importações crescentes de combustíveis fósseis.

59 Os motivos que levaram a um parque gerador e rede antiga na Rússia são analisados no ponto 5.1.1 Rússia: abundância de recursos.

60 Nenhuma informação sobre a composição tarifária residencial da Argentina, da Índia e do México foi encontrada.

O país busca substituir a geração nuclear pela termoelétrica depois do acidente de Fukushima em 2011[61]. Já o Reino Unido, além de depender de importações para suprir suas necessidades energéticas, com alto incentivo às renováveis em tarifas *feed-in* ou obrigações de cotas verdes[62].

Por outro lado, podem-se perceber custos de rede significativos na Colômbia[63] e na Califórnia[64] (respectivamente 59% e 51% da tarifa final). De fato, a Colômbia possui o segundo maior custo de rede da seleção com 9,7 cUSD/kWh, apenas atrás do Portugal com 9,9 cUSD/kWh. O custo de rede da Colômbia está ligado à baixa intensidade energética por quilômetro de rede. Além disso, o custo de rede integra os custos de transmissão (cem por cento paga por consumidores), distribuição, comercialização e perdas. No caso de Portugal, desde 2005, quando houve um ano seco, verificou-se uma tendência à elevação de custos, reforçada nos anos também por aumentos nos preços do petróleo e outros recursos energéticos. Entretanto, os reajustes regulados não foram suficientes para repassar os sucessivos aumentos de custos de geração, de forma que se formou um déficit. Como as tarifas de acesso às redes são pagas por todos os consumidores (livres e regulados), o déficit tarifário passou a ser recuperado no custo da rede desde 2009, ano em que houve pesados reajustes.

Em seguida é apresentada a classificação das tarifas médias de energia elétrica dos países selecionados para o período 2009-2013, incluindo o detalhamento dos componentes da tarifa pagos pelos consumidores finais. Com essa visão média dos últimos cinco anos, podem-se tirar algumas conclusões sobre a estrutura de custos de energia elétrica em cada país, tendo uma representatividade consistente da tarifa local ao longo de um período e não mais em um ano isolado.

---

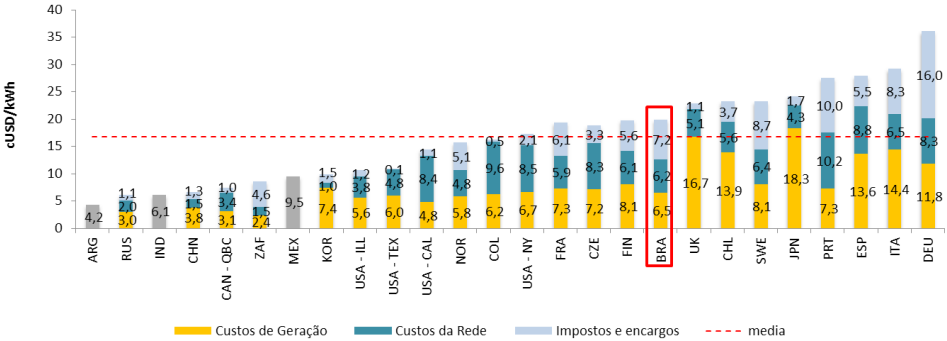
61 Tópico desenvolvido no ponto 5.4.3 Desligamento das usinas nucleares no Japão.

62 As políticas de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da Europa são analisada no ponto 5.4.1 Incentivo à inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da União Europeia.

63 No ponto 5.2.3 Custo da rede elevados e subsídios na Colômbia, analisam-se os fatores que influenciam no custo da rede da Colômbia.

64 Na Califórnia as OUI´s (*investor-owned utilities*), proprietárias das redes de transmissão e distribuição, tem a obrigação de assinar contratos de compra de eletricidade gerada por pequenas plantas renováveis no mercado atacadista com uma tarifa feed in, adicionalmente as distribuidoras devem atingir metas de participação de fontes renováveis no mix de energia que oferecem (*Renewable Portafólio Standars),* estes custos adicionais são repassados ao consumidor final através do custo das redes.

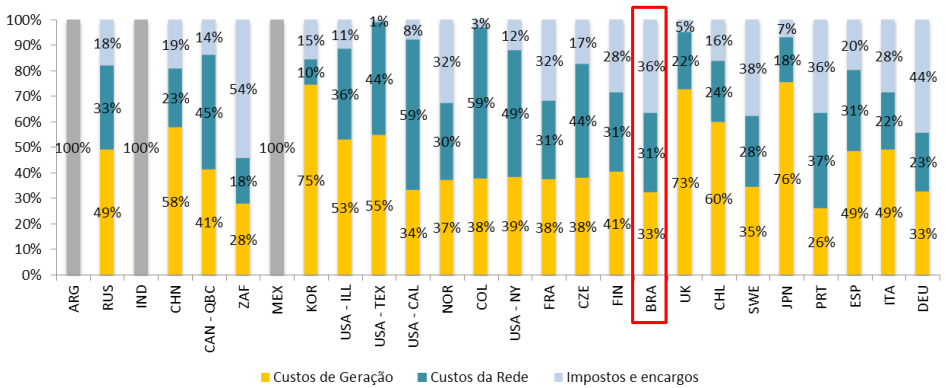
FIGURA 15: Composição da tarifa residencial média entre 2009 e 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013



A tarifa residencial da Rússia permanece como a mais competitiva nesta comparação, seguida pela da China, com forte regulação dos preços[65]. A tarifa da Alemanha também permanece a mais alta no período considerado, tendo uma proporção de impostos e encargos elevada em comparação aos outros países da amostra.

Por outro lado, o gráfico da tarifa residencial média do período 2009-2013 apontou que o custo da rede da Coreia do Sul é o mais barato dos 26 países/estados selecionados. Isso ocorre pelo alto consumo per capita dos habitantes, um pequeno território populoso e a concentração de indústrias tecnológicas. A pequena extensão de área aliada ao consumo elétrico torna a Coreia do Sul um dos países com maior intensidade energética por quilômetro de rede. Além disso, o sistema sul-coreano é muito eficiente, apresentando perdas totais de menos de 4%.

FIGURA 16: Peso médio dos componentes da tarifa residencial entre 2009 e 2013 em %



65 As políticas de regulação de preço da China são tratadas no ponto 5.1.4 A política energética da China e dependência do carvão

Com a Figura 15 e a Figura 16, pode-se chegar a algumas conclusões sobre a repartição dos componentes das tarifas residenciais no mundo. O fator de maior importância na tarifa residencial é o custo de geração, que tem um peso médio de 46% da tarifa final, ou seja, representa quase a metade da tarifa. O custo da rede é o segundo vetor explicativo da tarifa residencial, tendo um peso médio de 33%. Por fim, o fator de maior variabilidade entre os diferentes países corresponde aos impostos e encargos. Na média, os impostos e encargos representam 21% da tarifa final.

4.3. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS INDUSTRIAIS

Esta seção concentra-se na comparação abrangente das tarifas industriais em 25 países[66], incluindo o valor dos impostos e encargos não recuperáveis na comparação e destacando seu peso relativo na tarifa final. Em um segundo momento, é analisado em detalhe a composição tarifária para os consumidores industriais.

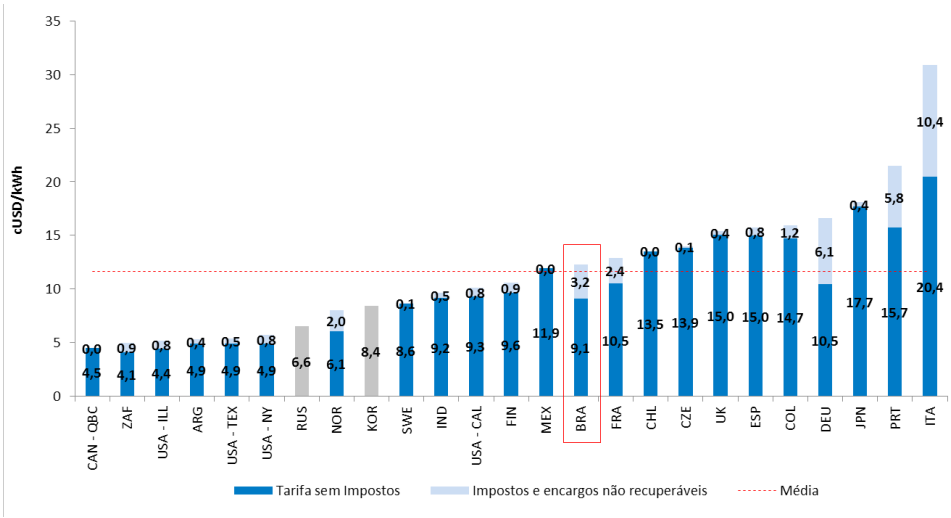
4.3.1. COMPARAÇÃO GERAL

Neste item é apresentada de maneira geral a comparação das tarifas industriais de energia elétrica de 25 países, abrangendo o período de 2009 até 2013. A Figura 17 representa o ranking das tarifas de energia elétrica para 2013, incluindo os impostos e encargos não recuperáveis pagos pelos clientes industriais. Os impostos que como o ICMS brasileiro são recuperáveis foram retirados da comparação[67].

66 Nenhuma informação sobre a tarifária industrial da China foi encontrada; portanto, este país não aparece nesta figura. Não foi encontrada nenhuma informação a respeito dos impostos para a Rússia e a Coreia do Sul. As tarifas da África do Sul e do Chile correspondem às tarifas de 2012.

67 O ICMS e o PIS/Cofins são impostos recuperáveis no sentido de que uma indústria pode descontar os montantes de impostos embutidos na compra de insumos de seus fornecedores de seus impostos a pagar. Na Europa o IVA funciona da mesma maneira. Cabe ressaltar, para o caso do Brasil, que embora as indústrias tenham direito ao ressarcimento do ICMS e do PIS/Cofins, em algumas situações, sobretudo em indústrias que direcionam boa parte da produção para a exportação, não é possível aproveitar todo o montante de créditos gerados, tornando os impostos na prática apenas parcialmente recuperáveis. O mesmo acontece no segmento comercial e residencial onde estes impostos representam custos.

FIGURA 17: Tarifa industrial final de 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013



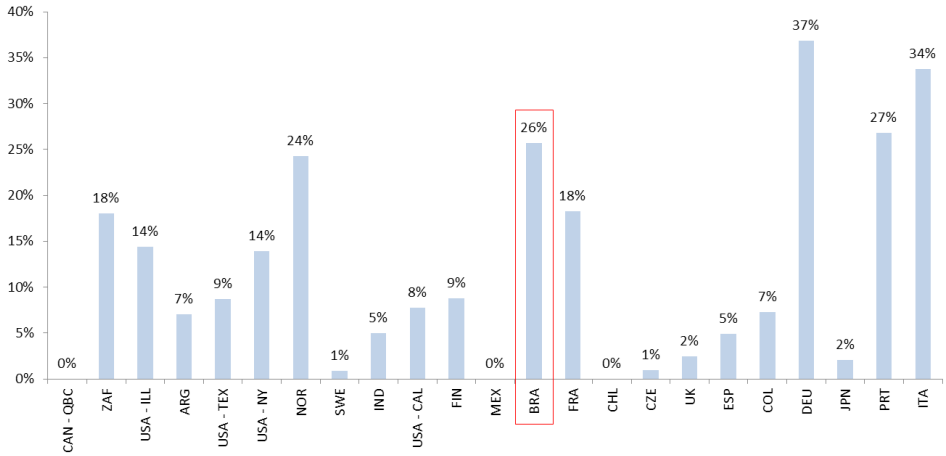
O estado do Québec apresenta a tarifa industrial mais competitiva desta seleção, 4,5 cUSD/kWh, impostos e encargos não recuperáveis incluídos. Esta primeira posição se explica em parte pelo desempenho da tarifa sem impostos (incluindo os custos de geração e os custos da rede, detalhados mais adiante), a terceira mais barata desta comparação, mas também pelo fato da totalidade dos impostos aplicados aos clientes industriais do Québec ser recuperável[68].

Por outro lado, a Itália possui a tarifa mais cara da lista, 30,9 cUSD/kWh, cerca de 7 vezes mais cara que a tarifa do Québec. Esta tarifa elevada se explica em parte pela tarifa sem imposto, a mais cara da seleção internacional, mas principalmente pelo peso dos impostos e encargos não recuperáveis aplicados aos consumidores industriais de 10,4 cUSD/kWh em 2013. Assim como o Japão, a Itália é muito dependente de importações.

A tarifa industrial média do grupo de países em 2013 é de 10,3 cUSD/kWh, entre a tarifa da Finlândia e a da Califórnia. Os impostos e encargos não recuperáveis médios em 2013 são de 12% e apresentam uma grande heterogeneidade entre os países, pois são nulos para os clientes industriais do Québec, do México, e do Chile, enquanto os impostos e os encargos não recuperáveis são muito elevados em outros países, notadamente na Itália.

68 Os fatores que determinam o custo da energia no Quebec são discutidos no ponto 5.3.1 O baixo custo da geração no Québec.

FIGURA 18: Peso dos impostos e encargos não recuperáveis na tarifa industrial de 2013 em %[69]



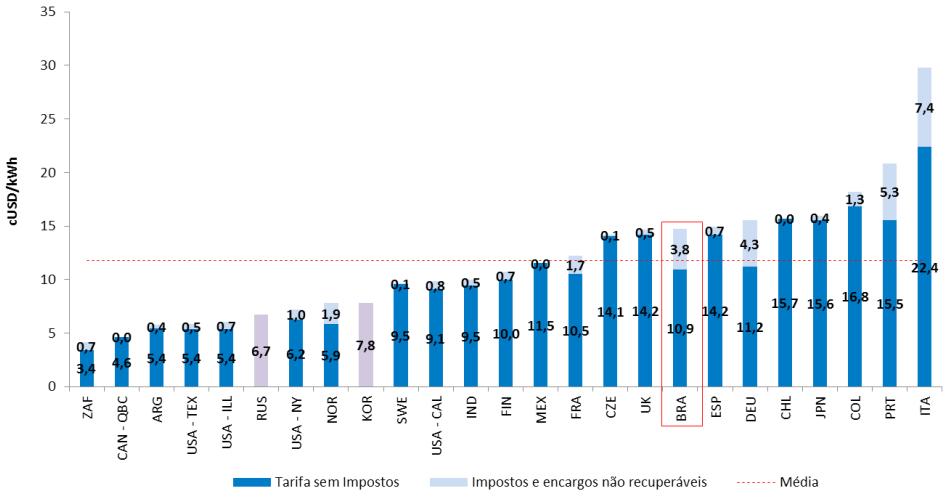
O peso médio dos impostos e encargos não recuperáveis nessa seleção internacional é de 12% para o ano de 2013. A Alemanha possui a maior carga de impostos dos 25 países, com um peso relativo de 37% em 2013, seguido pela Itália com 34%. Nessa seleção internacional, 7 países aplicam menos de 5% de impostos e encargos não recuperáveis para seus clientes industriais. Em 2013, o Brasil apresentou o quarto maior peso relativo de impostos e encargos não recuperáveis, com 26% da tarifa final[70].

Em seguida, é apresentada na Figura 19 a classificação das tarifas médias de energia elétrica dos países selecionados para o período 2009-2013, incluindo a parte dos impostos e encargos não recuperáveis pagos pelos clientes industriais. Com essa visão média dos últimos cinco anos pode se tirar algumas conclusões sobre a estrutura tarifária de cada país.

69 Nenhuma informação sobre a composição tarifária industrial da Coreia foi encontrada, portanto este país não aparece na comparação com a divisão entre tarifa sem e com impostos. As tarifas da África do Sul, e do Chile são de 2012. No caso da China, não houve tarifa encontrada.

70 Mostra-se um detalhe dos impostos e encargos que incidem na tarifa brasileira no ponto 5.5 O Caso do Brasil.

FIGURA 19: Tarifa industrial final média 2009-2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013[71]

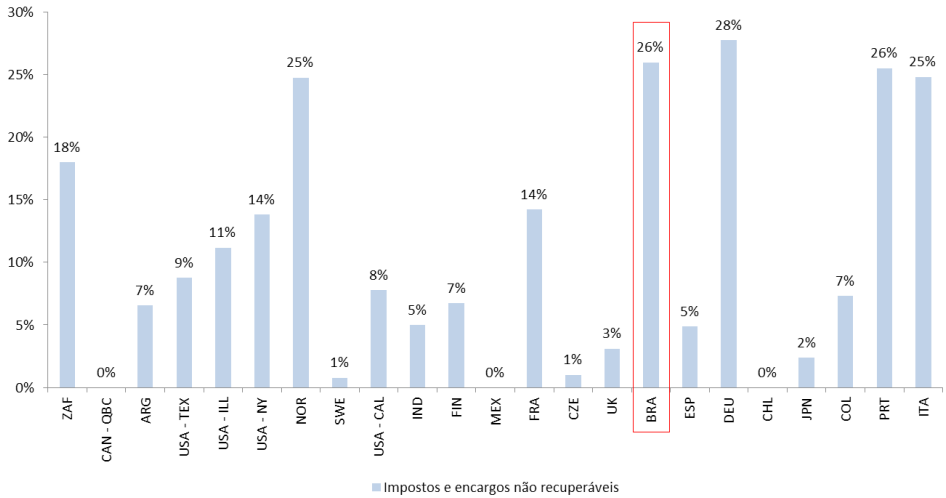


No período de 2009-2013, a tarifa industrial média da África do Sul é a mais competitiva da lista de 25 países selecionados, com 4,1 cUSD/kWh. O país africano apresenta a tarifa sem impostos mais competitiva da seleção e 18% de impostos e encargos não recuperáveis sobre a tarifa final. O estado do Québec tinha a tarifa mais barata de 2013 e está em segunda posição no período de 2009-2013.

Por outro lado, no período de 2009-2013 a Itália possui ainda a tarifa mais cara da lista, 29,8 cUSD/kWh, cerca de 7 vezes mais cara que a tarifa da África do Sul. Essa tarifa elevada é explicada em parte pela tarifa sem imposto, a mais cara da seleção internacional, mas também pelo peso dos impostos e encargos não recuperáveis aplicados aos consumidores industriais, que representou 7,4 cUSD/kWh na média entre 2009 e 2013.

71 Nenhuma informação sobre a composição tarifária industrial da Coreia foi achada, portanto este país não aparece nesta figura. As tarifas da África do Sul, e do Chile correspondem às tarifas de 2012.

FIGURA 20: Peso da carga tributária média entre 2009 e 2013 em %[72]

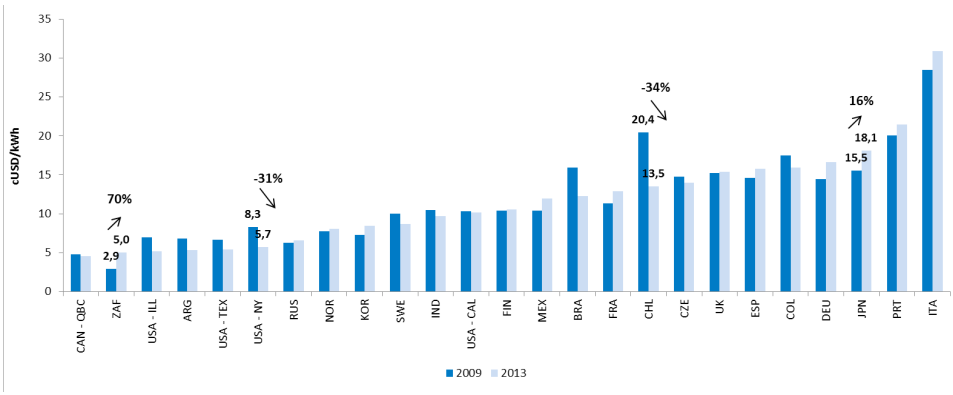


O peso médio dos impostos e encargos não recuperáveis é de 10% para o período de 2009-2013. É interessante perceber que a Alemanha possui a maior carga de impostos dos 25 países, mas com um peso relativo médio de 28% no período 2009-2013, contra 37% em 2013. Nos últimos 5 anos, o Brasil apresentou o segundo maior peso relativo de impostos e encargos não recuperáveis com 26% da tarifa final, mesmo considerando ICMS e PIS/Cofins como plenamente recuperáveis, o que na prática nem sempre é verdade. O peso absoluto dos impostos e encargos não recuperáveis foi o quarto lugar em valor absoluto, com 3,8 cUSD/kWh.

Para concluir este item, é apresentada na Figura 21 a comparação das tarifas industriais entre 2009 e 2013, ressaltando a variação dos preços no período. São destacados os 2 países que apresentaram os maiores aumento de tarifa assim como os 2 países com a maior redução. As tarifas apresentadas incluem os impostos e encargos não recuperáveis.

72 Nenhuma informação sobre a composição tarifária industrial da Coreia foi encontrada, portanto este país não aparece nesta figura. As tarifas da África do Sul, e do Chile correspondem às tarifas de 2012.

FIGURA 21: Tarifa industrial final em cUSD/kWh – 2009 vs 2013, preços de 2013



De acordo com a Figura 21, o maior aumento tarifário industrial dos 25 países foi na África do Sul, com 70% de aumento entre 2009 e 2013 (a tarifa industrial sul africana passou de 2,9 cUSD/kWh em 2009 para 5,0 cUSD/kWh em 2013)[73]. Apesar de ter sofrido um grande aumento em 5 anos, a tarifa industrial da África do Sul em 2013 é a segunda menor da seleção. O Japão sofreu também um forte reajuste da sua tarifa industrial, com um aumento de 16% entre 2009 e 2013, fazendo do país asiático o terceiro mais caro da seleção internacional. Parte deste reajuste pode ser imputado à redução da geração nuclear após o acidente de Fukushima e ao aumento dos custos com combustíveis[74].

Por outro lado, a tarifa industrial chilena se tornou mais competitiva no final do período, reduzindo-se de 34% em 5 anos. Isso decorre do ganho de competitividade dos custos de geração[75], da rede e de comercialização.

Por sua vez, o estado de Nova York apresentou uma redução da tarifa industrial de 31% entre 2009 e 2013, tornando o custo da energia elétrica para os clientes industriais mais barato que na Noruega, em parte pela queda no preço do gás no estado.

73 Os motivos que levaram ao aumento tarifário de 70% na África do Sul são analisados no ponto 5.1.2 África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado.

74 O caso do aumento na tarifa deste país se estuda no ponto 5.4.3 Desligamento das usinas nucleares no Japão.

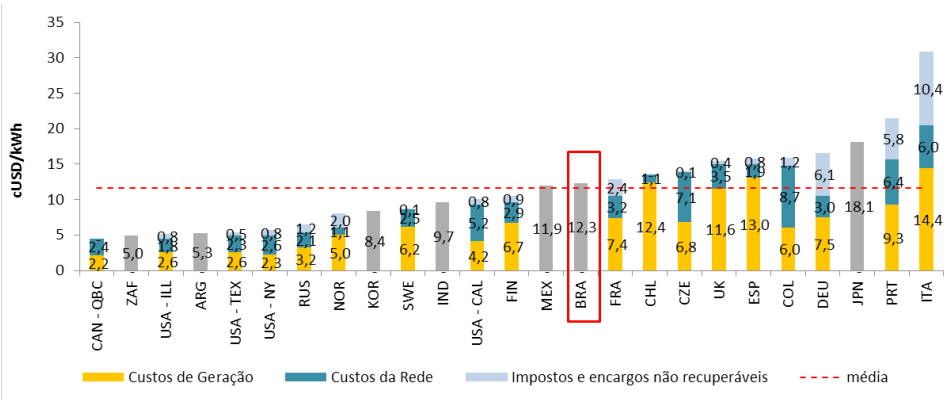
75 Ver ponto 5.2.4 Importação de combustíveis para geração no Chile.

4.3.2. ESTUDO DA COMPOSIÇÃO DA TARIFA INDUSTRIAL

Este item dedica-se a detalhar a composição das tarifas industriais. Os dados das diferentes bases foram computados com informações obtidas em diversos relatórios e publicações oficiais para entrar no detalhe da composição tarifária dos países selecionados, ampliando a análise sobre os custos da geração, de rede e os impostos e encargos na tarifa industrial.

As próximas figuras apresentam, a comparação detalhada das tarifas industriais de energia elétrica abrangendo o período de 2009 até 2013. Cabe destacar que não se tem nenhuma abertura tarifária da África do Sul, da Argentina, do Brasil[76], da Coreia do Sul, da Índia, do Japão e do México, e não se tem dados sobre a tarifa industrial da China. Esta comparação aprofundada inicia-se com a Figura 22, que representa a classificação das tarifas de energia elétrica para o ano de 2013, incluindo o detalhe sobre os custos de geração, os custos da rede, além do valor dos impostos e encargos não recuperáveis a serem pagos pelos consumidores industriais.

FIGURA 22: Tarifa industrial final de 2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013



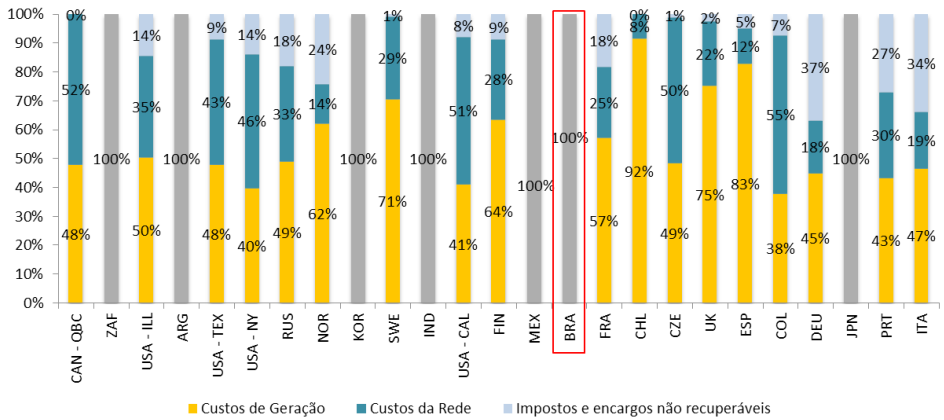
A tarifa da província de Québec é a mais competitiva, com 4,6 cUSD/kWh para o ano de 2013. A competitividade da tarifa dessa província canadense resulta em parte pela competitividade do seu custo de geração (o mais barato entre os 18 países), mas também pelo seu custo de rede baixo (com um custo da rede de 2,4 cUSD/kWh, Québec é um dos menores da lista). A esses elementos adiciona-se uma ausência de impostos para os clientes industriais na província de Québec,

76 Os dados referentes à composição da tarifa industrial brasileira não estão disponíveis.

pois o imposto sobre os bens e serviços de 5% e o imposto provincial de 9,98% são recuperáveis (HYDRO QUEBEC, 2013). É interessante ressaltar o caso do Texas, com uma tarifa industrial muito competitiva, resultado da abundância e baixo custo de gás, que leva a baixos custos de geração, e da baixa incidência de impostos[77].

Por outro lado, a Itália ficou em última posição desta lista, resultado, em parte, do custo elevado de geração (a Itália possui o maior custo de geração da lista, com 14,4 cUSD/kWh em 2013) mas principalmente pelo custo dos impostos e encargos não recuperáveis na tarifa final. A tarifa italiana de 2013 apresenta o maior nível de impostos e encargos não recuperáveis em 2013, com 10,4 cUSD/kWh, levando a uma tarifa final de 30,9 cUSD/kWh[78].

FIGURA 23: Peso dos componentes da tarifa industrial de 2013 em %



A Figura 22 ressalta o peso de cada componente na tarifa final de energia elétrica industrial. Entre outros, destacam-se os casos do Chile e da Espanha, cujos custos de geração representaram, respectivamente, 92% e 83% da tarifa industrial final. Nesse contexto, o Chile e a Espanha apresentaram, respectivamente, o terceiro e segundo maiores custos de geração da lista para o ano de 2013 (12,4 cUSD/kWh e 13,0 cUSD/kWh, apenas superados pela Itália). Por outro lado, a

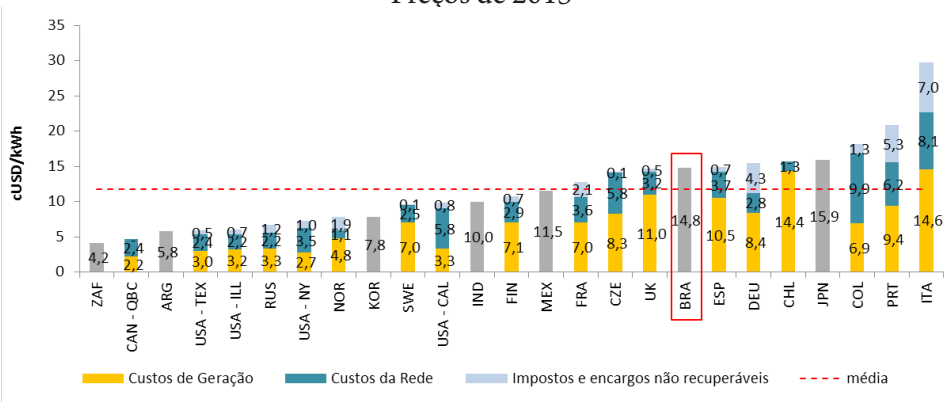
77 Texas é o maior produtor de gás natural dos Estados Unidos, sendo que nos últimos anos houve um forte aumento da produção de gás de xisto que beneficiou o custo de geração americano. Este tópico é discutido no ponto 5.4.2 O efeito do gás de xisto nos Estados Unidos.

78 No ponto 5.4.1 Incentivo à inserção de fontes renováveis na matriz elétrica dos países da União Europeia, explica-se que a carga tributária da Itália decorre em grande parte das políticas de incentivo a inserção as renováveis na matriz elétrica.

República Tcheca possui o maior custo de rede da seleção para o ano de 2013, com 7,1 cUSD/kWh, representando 49% do custo final da tarifa, sendo que quase não há impostos ou encargos não recuperáveis neste país. Isso ocorre porque o governo tcheco imputa o mecanismo de fomento às renováveis para às custos de rede.

Em seguida é apresentada na Figura 24 a classificação das tarifas média de energia elétrica dos países selecionados para o período 2009-2013, incluindo o detalhamento dos componentes da tarifa.

FIGURA 24: Tarifa industrial final média 2009-2013 em cUSD/kWh – Preços de 2013

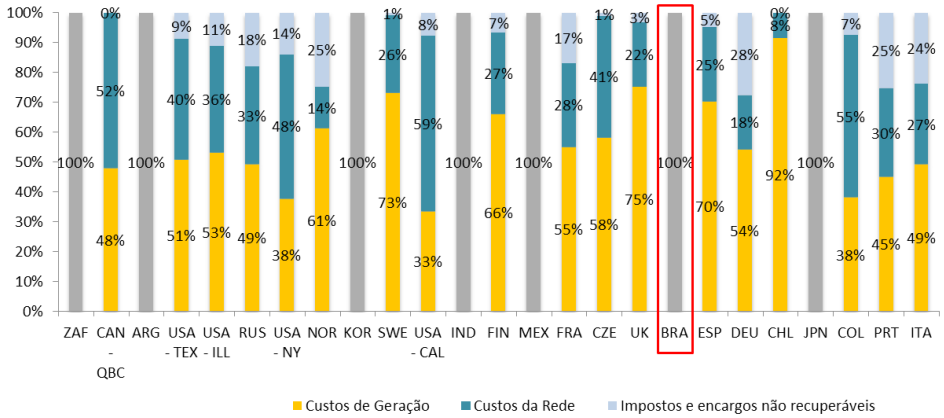


A Figura 24 completa as informações obtidas nos últimos gráficos para explicar as tarifas finais industriais dos diferentes países do estudo. Québec tem a energia mais barata no período 2009-2013, com custos estáveis nos últimos cinco anos. Por outro lado, a Itália possuiu a tarifa média mais cara no período, 29,7 cUSD/kWh, 6,5 vezes mais cara que a tarifa média do Québec. Além de possuir o maior custo de geração da lista, o país europeu apresenta também o maior nível de impostos e encargos não recuperáveis da lista.

Destaca-se o caso da Colômbia, que possui uma das tarifas mais altas deste painel, apenas ultrapassada por Portugal e pela Itália, cujas características já foram mencionadas neste estudo. Os custos colombianos apresentaram subsídios cruzados até 2011 (indústria e comércio pagavam 20% a mais para custear as tarifas sociais) e forte volatilidade do custo de geração[79].

79 A volatilidade do custo de geração na Colômbia é discutida no ponto 5.3.3 Cenários hidrológicos e mercado de energia na Colômbia.

FIGURA 25: Peso médio dos componentes da tarifa industrial entre 2009 e 2013 em %



Com a Figura 24 pode-se analisar a repartição dos componentes das tarifas industriais no mundo. O fator de maior importância na tarifa industrial é o custo de geração, que tem um peso médio de 56% da tarifa final. O custo da rede é o segundo vetor explicativo da tarifa industrial, tendo um peso médio de 33% representando um terço da tarifa final. Por fim, o fator de maior variabilidade entre os diferentes países corresponde aos impostos e encargos não recuperáveis. Na média, os impostos e encargos representam 11% da tarifa final.

5 CAUSAS DAS DIFERENÇAS ENTRE TARIFAS ENTRE GRUPOS DE PAÍSES

Esta parte do livro é dedicada a uma análise das causas por detrás das diferenças entre as tarifas entre os países estudados aprofundando mais a análise realizada no capítulo anterior. Os países foram reunidos em quatro grupos: os BRICS, os países da América Latina, os países com forte presença de geração hídrica e a OCDE. O Brasil se insere nos três primeiros grupos de países. Entretanto, optou-se por analisar o Brasil separadamente (ver a seção 5.5), fazendo as contraposições entre ele os demais BRICS, os países da América Latina e os países hídricos em um capítulo à parte.

Ao invés de fazer uma análise exaustiva das características técnico-econômicas e das políticas públicas relacionadas ao setor elétrico de cada país, adotou-se uma abordagem mais sucinta, chamando atenção em cada caso para um conjunto de características que responde pelo nível alto ou baixo da tarifa de um determinado país com relação aos países com quem ele é comparado.

5.1. BRICS

As tarifas de energia elétrica nos BRICS são baixas para padrões internacionais por duas razões. Por um lado, a riqueza de recursos naturais nestes países, notadamente recursos fósseis como gás natural na Rússia e carvão na Índia, África do Sul e China. Esta riqueza nos recursos fósseis tem permitido aos países fornecer o setor elétrico com insumos baratos. Além disso, tanto a Rússia quanto a China subsidiam ou controlam o preço destes recursos para o setor elétrico.

Além disso, observa-se que nos quatro países dos BRICS analisados o Estado tem um papel central na indústria elétrica e/ou na produção de combustíveis para geração. O estado de certa forma controla as tarifas finais de energia elétrica, que não necessariamente correspondem aos custos de produção. Esta última afirmativa é particularmente verdadeira se os custos de produção forem analisarmos com a lógica dos mercados liberalizados em que o capital investido dever ter uma rentabilidade de mercado, mesmo quando realizado por empresas estatais e que

os insumos destinados ao mercado interno devem ter preços compatíveis aos do mercado internacional. As estatais destes países frequentemente desrespeitam esta lógica, operando com tarifas definidas fora de uma lógica de mercado.

Os países que integram o grupo dos BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul) são países que apresentam características socioeconômicas semelhantes, dentre as quais se destaca a grande extensão territorial, população expressiva e alto crescimento econômico. Na Tabela 8 se mostra a extensão territorial, a população e o crescimento médio dos BRICS. Observa-se que houve uma desaceleração do crescimento nestas economias nos primeiros anos da segunda década do século XXI.

TABELA 8: Características dos BRICS, 2013

		Superfície (Km^2)	População 2013 (Milhões de pessoas)	Crescimento médio PIB real década 2000	Crescimento médio PIB real 2011-2013
Brasil		8.515.770	200,4	3,7	2,1
Rúsia		17.098.240	143,5	5,4	3,0
Índia		3.287.260	1.252,1	7,2	6,2
China		9.562.911	1.357,4	10,3	8,2
África do Sul		1.219.090	53,2	3,5	2,5

Fonte: Banco Mundial (2015).

Este grupo de países, segundo a previsão de alguns analistas, poderá alterar profundamente a atual composição dos países mais ricos do mundo até 2050. Em 2014, segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI)[80], a China ultrapassou o PIB americano em paridade de poder de compra (PPC), com US$ 17,6 trilhões contra US$ 17,4 trilhões.

O setor energético é estratégico para alavancar o crescimento econômico deste grupo de países, sendo o setor elétrico um vetor fundamental. Assim, procura-se garantir o fornecimento de eletricidade a preços competitivos para impulsionar o crescimento econômico e viabilizar o acesso da população à eletricidade.

Por um lado, a disponibilidade dos recursos naturais que caracteriza a realidade energética de cada país, determina o perfil da matriz elétrica e acaba influenciando a formação de preços. Espera-se que um país possuindo grandes reservas de recursos energéticos primários, tanto renováveis como não renováveis, tenha uma tarifa final menor que um país dependente da importação de recursos energéticos. Por outro lado, o papel do Estado é central na definição de políticas públicas que

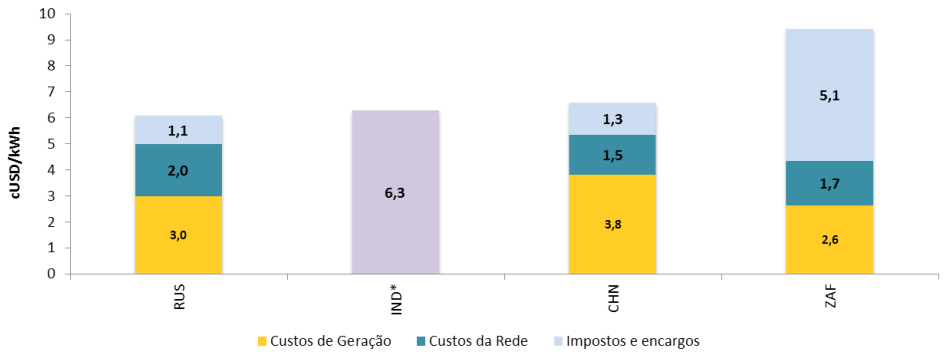
80 BBC News (2014). *Is China´s economy really the largest in the world.*

afetam o nível da tarifa final, como a política fiscal, climática, social, de preços de combustíveis e de rentabilidade das empresas estatais.

A Figura 26 ilustra a tarifa residencial real paga pelos consumidores dos BRICS em 2013, excetuando Brasil[81]. Observa-se que a tarifa russa era a mais competitiva, 6,1 cUSD/kWh, embora não seja substancialmente menor que a tarifa na Índia ou na China. A Rússia possui recursos naturais que permitem classificá-la como uma grande potência energética mundial, além de ter um setor elétrico com ativos que datam predominantemente da era soviética, permitindo uma tarifa diferenciada, conforme será analisado mais adiante.

Quando se avalia o papel do Estado na produção, chama atenção o caso da China, que tem tarifas de energia elétrica muito competitivas em função das políticas públicas, que determinam basicamente uma tarifa definida *top-down*, com a rentabilidade das empresas estatais, a captação de empréstimos com garantia soberana e o aporte de recursos fiscais funcionando como as variáveis de ajuste.

FIGURA 26: Tarifas residenciais de energia elétrica de 2013 em cUSD real/kWh – BRICS



Em relação à África do Sul a Figura 26 e Figura 27[82] mostram que, por um lado, a África do Sul tem a tarifa residencial mais cara dentre os quatro países dos BRICS analisados[83] e, por outro lado, apresenta a menor tarifa industrial. A conformação das tarifas neste país estão relacionadas à existência de grandes reservas de carvão e ao baixo custo de transporte deste energético para as usinas de gera-

81 O caso brasileiro é analisado de forma separada no ponto 5.5 O Caso do Brasil.

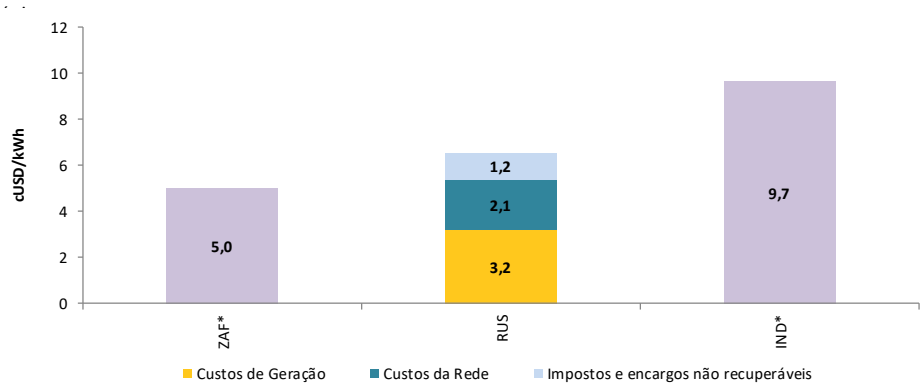
82 Não foi possível conseguir uma fonte de dados confiável sobre a tarifa industrial na China.

83 A tarifa do gráfico é a tarifa do consumidor residencial de alto consumo, que paga um subsídio cruzado expressivo para ajudar a custear as tarifas das demais residências (Anexo I).

ção. Adicionalmente se destaca a reforma fracassada do setor elétrico que criou problemas de fornecimento nos anos 2007 e 2008[84].

Finalmente, conforme se observa nas Figura 26 e Figura 27, na Índia a tarifa industrial é 53,5% maior que a tarifa residencial o que decorre da existência de um subsídio cruzado, fator que será analisado mais adiante.

FIGURA 27: Tarifas industriais de energia elétrica de 2013 em cUSD real/kWh – BRICS



A seguir analisam-se de forma separada as diferentes características dos países que fazem parte dos BRICS[85] e que são determinantes no nível das tarifas destes países.

5.1.1. RÚSSIA: ABUNDÂNCIA DE RECURSOS

A tarifa russa é baixa tanto para as residências quanto para as indústrias em função principalmente da riqueza de recursos energéticos do país. Esta seção explorará este ponto em maior detalhe. Também cabe destacar que a elevada idade média dos ativos de geração, transmissão e distribuição da Rússia contribui tanto para as baixas tarifas (os ativos estão majoritariamente amortizados) como para a baixa qualidade do serviço.

84 Durante o processo de reforma do setor a Eskom parou de realizar investimentos na expansão da capacidade, o que foi possível devido à grande capacidade ociosa existente. Porém, o crescimento da demanda e a falta de investimento privado acabaram em problemas de fornecimento entre 2007 e 2008. A reforma sul-africana é analisada com mais detalhe no ponto 5.1.2África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado.

85 O caso brasileiro é analisado de forma separada no ponto 5.5 O Caso do Brasil

A Rússia é a maior potência energética dos BRICS, e uma das maiores potências energéticas do mundo. Conforme se observa na Tabela 9 a Rússia possui a maior reserva provada de petróleo dentre os BRICS, além de ter a maior reserva mundial de gás natural[86] e possui grande produção de carvão.

A Tabela 9 demonstra as reservas provadas e a razão consumo/produção. Uma razão consumo/produção menor que 1 indica que o país produz mais de um combustível fóssil do que consome. Por outro lado, um índice maior que 1 indica que a produção interna não é suficiente para atender à demanda, obrigando o país a importar. Observa-se que a Rússia possui liderança absoluta em todos os quesitos de combustíveis fósseis, caracterizando-se por ser uma grande exportadora de recursos energéticos, principalmente para Europa. A economia Russa é altamente dependente das exportações de recursos energéticos. Segundo dados disponibilizados pela EIA (2015). *Countries - Russia*, as receitas de óleo e gás responderam por 52% da receita do orçamento federal e por mais de 70% do total de exportações.

TABELA 9: Disponibilidade interna de combustíveis fósseis dos BRICS: 2012-2013

	Petróleo -2013		Gás Natural - 2013		Carvão - 2012	
	Reservas provadas (Bilhões de barris)	Consumo/ Produção	Reservas provadas (Trilhão de pés cúbicos)	Consumo/ Produção	Produção (Milhões de Ton.)	Consumo/ Produção
Brasil	13,5	1,1	14,0	1,8	7,0	3,9
Russia	80,0	0,3	1.688,0	0,7	390,2	0,7
India	5,5	3,6	43,8	1,5	649,6	1,1
China	23,7	2,3	141,3	1,4	4.017,9	1,0
Africa do Sul	0,0	3,5	0,5	3,9	285,8	0,7

Fonte: EIA (2015). Countries

Considerando a riqueza de recursos fósseis, a matriz elétrica da Rússia é essencialmente térmica sendo que, para 2012, 69%[87] da capacidade instalada deste país correspondia a usinas térmicas, principalmente a gás natural. Nesse mesmo ano, a geração elétrica a partir de gás natural representou 49,1%[88] do total da Rússia. Importante destacar, conforme a Figura 28, que o país também possui um importante potencial hídrico, com 20% da capacidade instalada correspondendo a usinas hidrelétricas, além de cerca de 11%[89] de capacidade instalada nuclear.

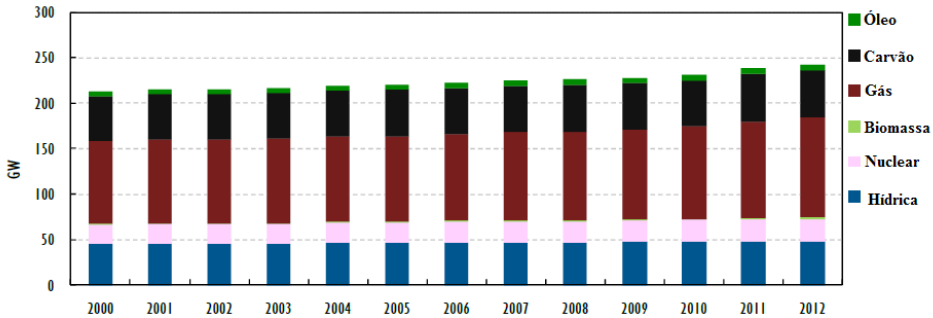
86 EIA (2015).*Countries - Russia*

87 Com base em dados da EIA (2015)-*International Energy Statistics.*

88 IEA (2014). *Russia- Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 183).

89 IEA (2014). *Russia- Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 185).

FIGURA 28: Evolução da capacidade de geração de energia elétrica na Rússia: 2000-2012



Fonte: IEA (2014). Russia- Energy Policies Beyond IEA Countries. (p. 190)

Com base na Figura 28, destacam-se duas características. A primeira é o pequeno crescimento da capacidade instalada entre 2000 e 2012, resultando em um parque gerador antigo. A segunda característica é o peso dos combustíveis fósseis na matriz elétrica da Rússia. A grande produção de gás natural e as políticas que mantém baixo o preço do gás natural têm forte impacto no custo da geração elétrica no país.

No que respeita à primeira característica, observa-se que o baixo investimento na expansão da capacidade instalada, que apenas aumentou 12,78% entre 2000 e 2012[90], resultou da expressiva capacidade ociosa da década de 1990. De fato, segundo dados da EIA (2015). *International Energy Statistics*, a taxa média anual de expansão da matriz elétrica na década de 1990 foi praticamente zero[91]. Logo após o fim da era soviética, a Rússia entrou uma profunda recessão, o que determinou que a demanda de energia elétrica caísse fortemente, conforme a Figura 29.

Quando a economia russa se recuperou, a partir de 1999, existia uma expressiva capacidade ociosa no setor elétrico, herança da era soviética, que sustentou o aumento da demanda sem precisar de grandes investimentos em novas usinas ou em redes. De fato, na Figura 29 se observa que somente em 2010 a demanda de energia elétrica atinge um valor semelhante à demanda de energia elétrica em 1992 (1992: 864,35 TWh; 2010: 858,52 TWh)[92]. O resultado é um sistema com

90 Com base em dados da EIA(2015). *International Energy Statistics*

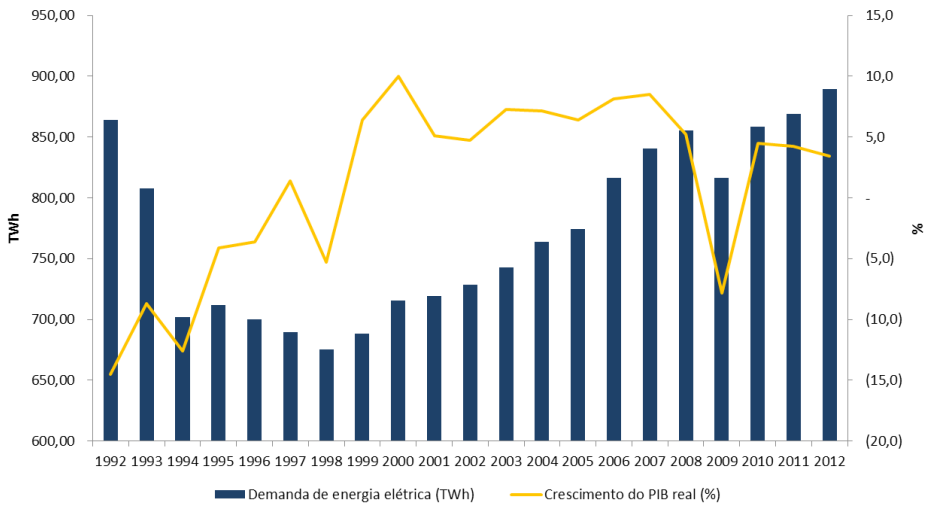
91 Taxa média de expansão anual da capacidade instalada entre 1992 e 2002 é de 0,1% anual. EIA (2015). *International Energy Statistics*

92 Com base em dados da EIA(2015). *International Energy Statistics*

ativos antigos: em 2012 cerca de 65% da capacidade total instalada operava a mais de 30 anos[93].

Além de um parque gerador antigo, existe uma grande necessidade de modernização das redes. Por ser o país mais extenso (17.098.240 km^2), a Rússia também tem a rede mais extensa do mundo – somando transmissão e distribuição a rede é de 2,44 milhões de km[94]. Contudo, a rede é antiga e carece de modernização, além de requerer investimento na interconexão de regiões ainda isoladas, principalmente no norte da Rússia, e o reforço nas linhas que interconectam com a Europa, Urais e a Sibéria[95].

FIGURA 29: Demanda de energia elétrica e crescimento do PIB da Rússia, 1992-2012



Fonte: Com base em dados de EIA (2015). International Energy Statistics; Banco Mundial (2014). Datos

A segunda característica é decorrente do preço do gás natural destinado à geração de energia elétrica. Vele registrar que a Rússia é o maior produtor mundial de gás natural e que quase a metade da energia é gerada com este combustível[96]. Por outro lado, o setor elétrico responde por 40% da demanda interna de gás natural na Rússia[97].

93 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 192)

94 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 198).

95 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 198).

96 Conforme assinalado anteriormente 49,1% da geração total em 2012 foi na base de gás natural. IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 183).

97 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 99).

Na Rússia a Gazprom, empresa pública, é a maior produtora de gás natural representando 73,1%[98] da produção total. A Gazprom vende gás natural a preços regulados tanto às indústrias, aí incluído o setor elétrico, quanto às residências. Já os produtores independentes[99] não são sujeitos ao preço regulado[100].

O Serviço Federal de Tarifas (FTS)[101] estabelece a cada ano uma faixa tarifária, com um preço máximo e um mínimo, em função de parâmetros calculados pelo Ministério de Economia, que refletem o desenvolvimento econômico e social esperado nesse ano[102]. Os preços determinados pelo FTS incluem[103]:

a. O preço atacadista para o setor industrial e elétrico, que considera a taxa de câmbio do Rublo com o dólar americano e os preços do petróleo e gasolina no mercado europeu. Sendo assim, qualquer alteração nestas variáveis determina uma alteração no preço do gás natural para a indústria e o setor elétrico.
b. Preço do setor residencial.
c. Preço do transporte de gás natural através dos gasodutos.

Em 2007[104] se introduziu um novo mecanismo de cálculo para as tarifas de gás natural, com o objetivo de aumentar o preço do gás natural no mercado atacadista interno até atingir paridade com o preço de exportação. De fato, esperava-se que a partir de 2015 o preço atacadista interno do gás natural fosse igual ao preço de exportação diminuído dos impostos e do custo de transporte[105]. Os custos de transporte de gás na Rússia são calculados com base na distância existente entre o ponto de entrada do gás e o ponto de saída[106]. A distância média de transporte de gás para o mercado doméstico era 2.785 km em 2012[107] e o transporte representava 50%[108] do preço interno do gás. O custo absoluto do transporte para do gás para exportação é maior, pois a distância média era ainda maior em 2012: 3.430

98 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 82).

99 Os produtores independentes são todos os outros que não a Gazprom.

100 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 82).

101 Por suas siglas em inglês FTS (*Federal Tariffs Service*).

102 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 106).

103 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 106).

104 Mediante Decreto N°333. IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 106).

105 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 107).

106 IEA(2014), *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.*

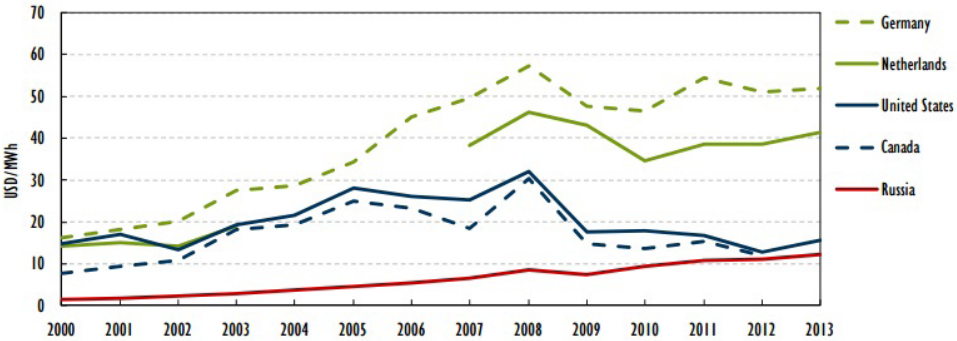
107 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 101).

108 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 103).

km[109] (distância média até a fronteira). Já os impostos de exportação são de 30% do valor total das vendas de gás ao exterior[110]. Assim, ainda que o mecanismo de convergência do preço interno do gás natural fosse integralmente implantado, o gás vendido pela Gazprom para consumo doméstico ainda seria muito mais barato do que o gás colocado no exterior.

Na Figura 30 se observa que o preço doméstico do gás natural na Rússia vem aumentando há vários anos. Contudo, o gás natural ainda barato se comparado com outros países, inclusive os EUA, que, devido ao boom do gás não convencional, tem preços reconhecidamente baixos.

FIGURA 30: Preço do gás natural para as indústrias na Rússia e países selecionados, 2000-2013[111]



Fonte: IEA (2014). Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries. (p. 108)

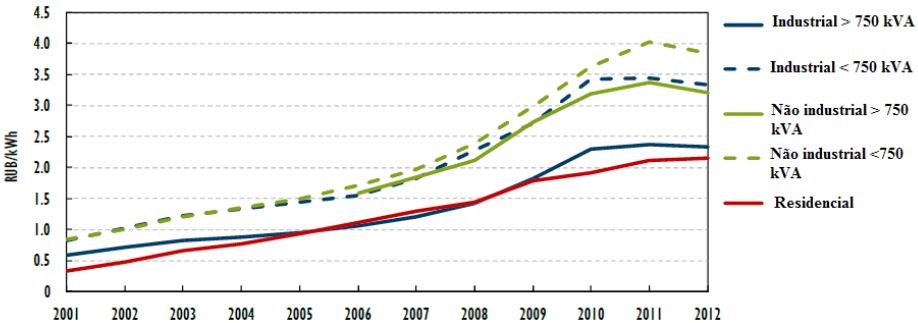
O aumento progressivo do preço do gás natural teve efeito nas tarifas de energia elétrica, ainda mais considerando que 54% da tarifa correspondem ao custo de geração[112].

Adicionalmente à política adotada com relação aos preços do gás natural, o governo russo tem implantado a política de reduzir o subsídio cruzado entre as tarifas residencial e industrial de energia elétrica, visando eliminá-lo totalmente[113]. Historicamente, o setor industrial subsidia o custo da rede do consumidor resi-

109 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 101).
110 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 110).
111 Preço do gás medido em USD por MWh produzido com gás natural.
112 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 210).
113 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 209).

dencial, sendo que em 2011 a rede de distribuição representou 28% da tarifa[114]. Entretanto, observa-se, pela Figura 31 que embora as tarifas de energia elétrica de um modo geral tenham aumentado em rublos, o consumidor residencial ainda pagava em 2012 menos do que qualquer tipo de consumidor industrial.

FIGURA 31: Tarifa de energia eléctrica para o consumidor final em RUB/kWh, 2001-2012



Fonte: IEA (2014). Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries. (p. 210)

Em suma as tarifas de eletricidade ainda podem ser consideradas como baratas em função de dois fatores: disponibilidade abundante de combustíveis fósseis produzidos localmente e baixos investimentos em infraestrutura decorrentes da capacidade ociosa resultante da grave crise econômica dos anos 90.

É importante mencionar que a partir do início do século XXI o setor elétrico russo passou por uma reforma liberalizante ao estilo europeu na qual estava implícita uma progressiva extinção dos subsídios do setor[115]. Porém, em 2012 o processo reverteu com a estatização das empresas de rede (transmissão e distribuição). Já em 2014 determinou-se o congelamento as tarifas de gás natural e de eletricidade, como resposta à grande desvalorização do rublo que se seguiu às sanções internacionais declaradas pelos países ocidentais após a invasão da Criméia. O congelamento de tarifas se estende ainda em 2015, freando o processo de reforma do setor e caracterizando um alto grau de intervenção do estado na fixação das tarifas de eletricidade[116].

114 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 210).

115 O modelo institucional vigente na Rússia será tratado com mais detalhe à frente, na seção 5.1.

116 IEA (2014). *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.* (p. 183).

5.1.2. ÁFRICA DO SUL: O PAPEL DO CARVÃO E DO MONOPÓLIO ESTATAL VERTICALMENTE INTEGRADO

Observou-se na Figura 26 e na Figura 27 que a África do Sul tem a tarifa residencial mais cara dentre os quatro países dos BRICS analisados. Por outro lado, tem a tarifa industrial mais baixa dentre eles. A tarifa residencial relativamente alta que exibimos na comparação é fruto do modelo de subsídio cruzado entre os próprios consumidores residenciais em que os clientes de alto consumo (cuja tarifa foi considerada para efeito das comparações) têm um pesado encargo que ajuda a custear as baixas tarifas dos consumidores de baixo consumo. De todo modo, a tarifa de eletricidade da África do sul é muito baixa para padrões internacionais e dois fatores podem ser apontados para explicá-la: as políticas públicas para o setor elétrico e a abundância de carvão de boa qualidade e com baixos custos de produção.

A Eskom é a empresa pública verticalizada e monopolista, responsável por toda a cadeia de produção o setor elétrico da África do Sul. Ao longo dos anos esta empresa passou por várias reformas em função das diferentes políticas aplicadas pelos governos sul-africanos, mas ela sempre foi gerida de forma a viabilizar o baixo preço da energia no país.

Até 2001 a Eskom era uma entidade pública isenta do pagamento de impostos e que não pagava dividendos. Ela era controlada por um Conselho de Eletricidade formado principalmente por representantes dos grandes consumidores e do governo e operava sob o princípio de lucros e perdas nulos[117]. O acesso a financiamento era com garantia do Estado, garantindo um baixo custo de captação[118].

Em 2001 publicou-se a *The Eskom Convertion Bill* que converteu a Eskon de entidade em empresa pública com capital do Estado, mas agora sujeita tanto à taxação quanto ao pagamento de dividendos. O objetivo do governo com esta mudança era trazer maior eficiência e competitividade à Eskom[119] e inserir o setor elétrico sul africano no contexto mundial. Já em 1995 havia sido criado um regulador do setor, embora este tenha começado a regular efetivamente as tarifas somente em 2001[120].

117 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.39).

118 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.40).

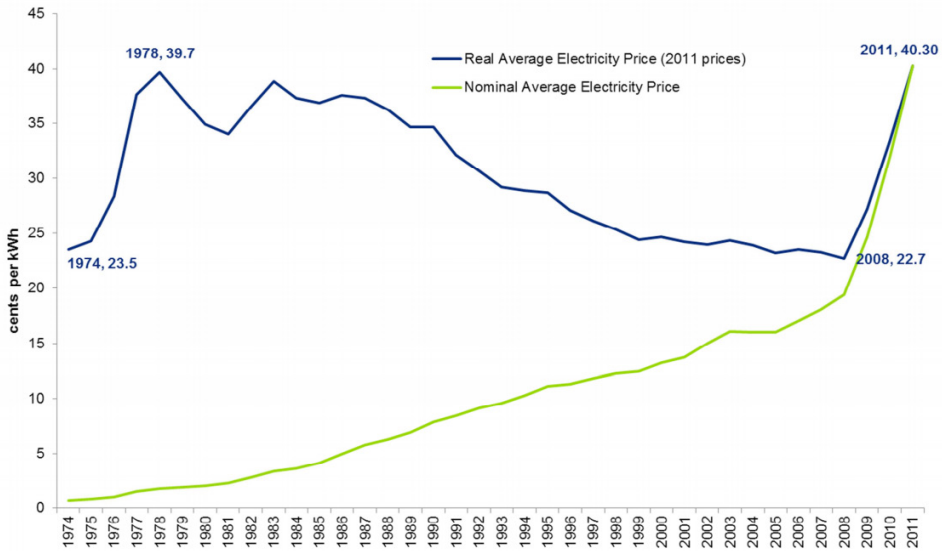
119 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.41).

120 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.40).

A dinâmica da Eskom durante as décadas de 1980 e 1990 havia resultado em excessivos investimentos em capacidade de geração, principalmente durante a década de 1980, criando uma grande capacidade ociosa[121]. Na década de 1990, por diversos motivos políticos entre eles a primeira eleição democrática na África do Sul, a política energética havia se orientado no sentido de diminuir a tarifa real de energia elétrica. Conforme se observa na Figura 32, durante toda a década de 1990 e quase toda a década de 2000 os preços reais da eletricidade foram diminuindo.

Em consequência desta queda do preço da energia elétrica muitas empresas eletro-intensivas investiram na África do Sul, ao mesmo tempo em que se adotou um massivo programa de eletrificação no país[122]. Ainda cabe destacar que, historicamente a tarifa industrial na África do Sul é bem mais baixa que a residencial não subsidiada, em prol de fomentar a indústrias, principalmente mineradoras.

FIGURA 32: Evolução dos preços da eletricidade, real[123] e nominal na África do Sul: 1974-2012



Fonte: Deloitte (2013). The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy. (p.38)

121 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.39-40).

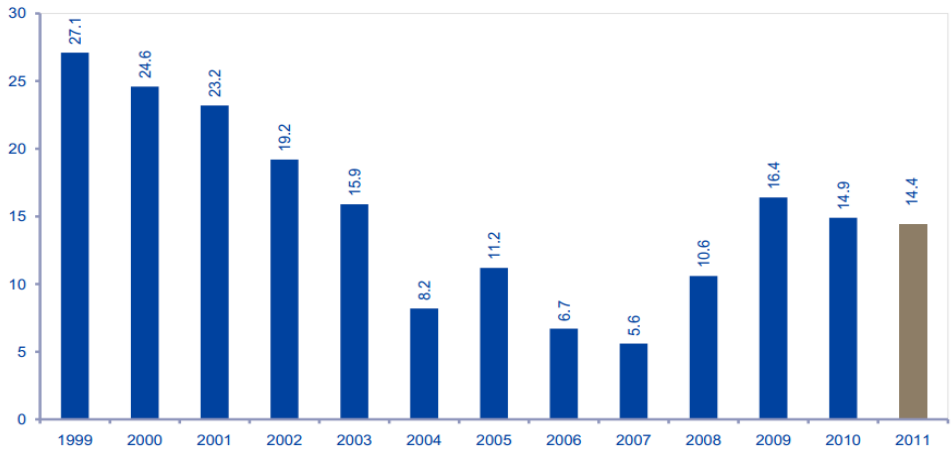
122 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.39-40).

123 O preço médio real da eletricidade é calculado dividindo a receita total da Eskom pelso kWh produzidos em cada período, o resultado logo é ajustado pela inflação do país e expressado em Rands (moeda Sul-africana) de 2011. Deloitte (2013). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy*. (p.37).

A reforma liberalizante que já havia resultado em 1995 na criação de uma agência reguladora prosseguiu em 1998, através do *Energy White Paper*[124]. A partir de então a Eskom parou de realizar investimentos na expansão da capacidade, o que foi possível devido à grande capacidade ociosa existente. Porém, os baixos preços da eletricidade e o baixo retorno esperado fizeram com na prática nenhuma empresa privada investisse no setor elétrico sul-africano[125].

Como resultado, o crescimento da demanda, decorrente do crescente número de empresas eletro-intensivas e do plano de eletrificação, a capacidade de reserva do sistema diminuiu criando uma crise de fornecimento em 2007. Na Figura 33 se observa a diminuição da margem de reserva no sistema, atingindo seu ponto mínimo em 2007.

FIGURA 33: Margem de reserva de capacidade disponível para a Eskom (%): 1999-2011



Fonte: Eskom (2012)

Diante da crise, em 2008, o governo adotou planos emergenciais para garantir o fornecimento. Do ponto de visto mais estrutural, a Eskom retomou seu papel como monopólio de eletricidade e as tarifas passaram a apresentar altos reajustes a fim de viabilizar a expansão da capacidade de geração. Assim, na Figura 32, se observa que em 2008 houve um forte aumento na tarifa de energia elétrica, sendo que entre 2008 e 2011 o preço da eletricidade na África do Sul aumentou em

124 Eskom (2015). *Official website- Electricity Generation- Surplus capacity.*

125 Eskom (2015). *Official website- Electricity Generation- Surplus capacity.*

78%[126]. Também foi elaborada uma nova regulação econômica com base no custo do serviço, que será abordada mais detalhadamente na seção com a comparação dos marcos institucional do Brasil em relação aos demais BRICS (ver seção 5.5.1).

Embora a tarifa de energia elétrica tenha aumentado fortemente no período 2008-2011, ainda é relativamente baixa se comparada com outros países. No caso dos BRICS, a tarifa sul-africana é a mais competitiva no segmento industrial. Em parte, isso decorre do fato da África do Sul ser um país rico em carvão, favorecendo a um custo de geração baixo.

A África do Sul possui a nona maior reserva de carvão no mundo, respondendo por 95% das reservas de carvão do continente africano[127]. Esse insumo é de alta qualidade para a geração de energia o que determina que 90,8% da matriz elétrica seja térmica, das quais 99,9% funcionam a carvão[128]. Assim, o setor elétrico responde por pouco mais da metade do carvão consumido no país, seguidas pelas indústrias eletro-intensivas e por residências[129].

O carvão é decisivo na composição do preço final de tarifas elétricas. A exploração de carvão na África do Sul é principalmente privada[130] e altamente concentrada em cinco companhias que detêm 85% da produção[131]. Além disso, a produção é concentrada em onze minas que respondem por 70% da produção[132]. O carvão extraído é de alta qualidade e as jazidas são pouco profundas, com camadas subterrâneas espessas, o que torna a extração simples e barata.

A Eskom, a maior consumidora de carvão, tem três tipos de contratos com os fornecedores[133]:

I. Contratos de custos acrescidos, que se caracterizam pela participação da Eskom no capital da empresa mineradora. Neste cenário, a Eskom paga ao fornecedor os custos operacionais e um retorno pré-determinado baseado na participação deste no capital da empresa mineradora, sendo que qual-

126 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy.* (p.39-40).

127 EIA (2015). *Countries- South Africa.*

128 Dados da Tabela 5: Composição da geração térmica segundo combustível usado, 2012.

129 EIA (2015). *Countries- South Africa.*

130 EIA (2015). *Countries- South Africa.*

131 Segundo a secretaria de energia da África do Sul as maiores empresas exploradoras de carvão são: Ingwe Collieries Limited (subsidiaria da BHP Billiton); Anglo Coal; Sasol; Eyesizwe; e Kumba Resources Limited. Department of Energy, Republic of South Africa (2015). *Official website – Coal resources.*

132 Department of Energy, Republic of South Africa (2015). *Official website – Coal resources.*

133 Johann Bester (2012). *Eskom coal requirements.* (p.13).

quer aumento no custo deve ser arcado pela Eskom. Ou seja, o sócio da Eskon tem remuneração garantida e em troca, todas as reservas de carvão são exclusivamente dedicadas ao fornecimento à Eskom. Estes contratos têm duração maior que 10 anos, em alguns casos chegando a 40 anos. Em 2012, este tipo de contrato representava 47% da carteira de contratos de fornecimento de carvão da Eskom[134].

II. Contratos com preços fixos e reajustes pré-estabelecidos, o carvão é vendido à Eskom com um preço pré-determinado corrigido anualmente em função de uma fórmula determinada em contrato. A produção da mina não é exclusivamente destinada à Eskom, porém o fornecedor deve pagar uma penalidade no caso de não cumprimento das quantidades acordadas. Este tipo de contrato também se caracteriza por ter uma duração maior de 10 anos. Para 2012, os contratos com preço fixo e reajustes representavam 24% da carteira de contratos de fornecimento de carvão da Eskom[135].

III. Contratos de curto-médio prazo, que tem as mesmas características dos contratos de preço fixo, mas têm uma duração menor de 10 anos. Em 2012, estes contratos representavam 29% da carteira da Eskom[136].

A Eskom tem diferentes esquemas de logística de transporte do carvão até a central de geração. Os transportadores (esteiras) são a solução mais barata e são utilizados para distâncias curtas em termoelétricas de boca de mina, construídas naquelas unidades que têm dedicação exclusiva ao fornecimento da Eskom[137].

Adicionalmente, usa-se o transporte ferroviário e rodoviário para distâncias mais longas onde a mina de carvão não fica perto da usina de geração, sendo estas opções de transporte as mais caras.

Na Figura 34 se observa que há um amplo uso de transportadores o que indica que grande parte da capacidade instalada de geração está na boca de mina e, portanto, o custo de transporte do carvão até a usina é muito baixo, reduzindo também o custo de geração. Constata-se, no entanto, que o uso de transportadores caiu entre 2007 a 2012, consequência do aumento das compras em contratos de curto-médio prazo que fez que o carvão fosse mais frequentemente transportado em rodovias para as usinas geradoras.

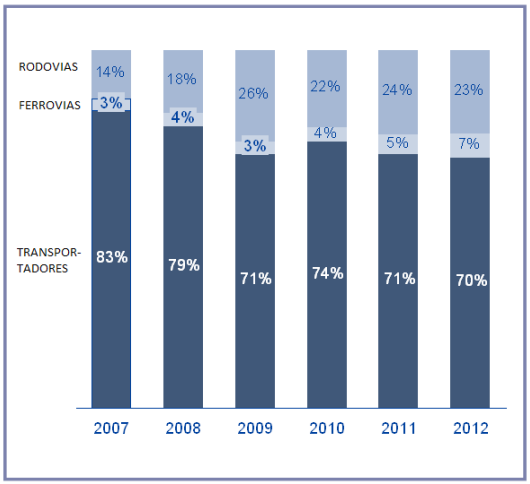
134 Johann Bester (2012). *Eskom coal requirements*. (p.13).

135 Johann Bester (2012). *Eskom coal requirements*. (p.13).

136 Johann Bester (2012). *Eskom coal requirements*. (p.13).

137 South Africa National Energy Development institute. (2011). *Overview of the South African coal value chain*. (p.66).

FIGURA 34: Tipos de entrega de carvão: 2007-2012



Fonte: Eskom (2013)

Em suma, a tarifa de energia elétrica sul-africana foi fortemente incrementada entre 2008 e 2011 em função da crise de fornecimento acontecida em 2007. Crise originada pela falta de investimento na capacidade de geração por parte do setor privado, e a impossibilidade de investir da Eskom diante das reduções tarifarias da década de 1990.

Contudo, apesar do incremento tarifário, a tarifa de eletricidade na África do Sul é ainda muito baixo em função do monopólio estatal verticalmente integrado, da abundancia de carvão no país, e dos contratos de suprimento de carvão que a Eskom possui com baixo custo. Na seção com a comparação dos marcos institucional do Brasil em relação aos demais BRICS (5.5.1), também será avaliada com mais detalhe a atual regulação econômica na África do Sul.

5.1.3. ÍNDIA: PARTICIPAÇÃO ESTATAL E TARIFAS SUBSIDIADAS

Na Figura 35 se observa que a tarifa industrial na Índia é consideravelmente maior que a tarifa residencial. Isso evidencia a existência de uma política de subsídio cruzado neste país.

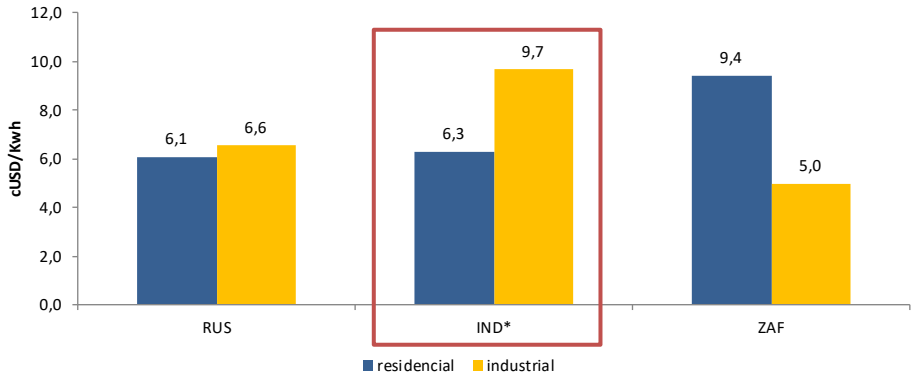
A Índia apresenta o PIB per capita mais baixo dentre os países analisados[138] e ainda apresenta um índice de eletrificação baixo: somente 75,3% da população

138 Dados da Tabela 1: Características gerais dos países da amostra, 2012.

têm acesso ao serviço de energia elétrica[139], estando o déficit do serviço concentrado em áreas rurais.

Existe ainda um subsídio para a tarifa residencial e agrícola suportado, em parte, pela tarifa industrial e comercial[140]. Mas, embora haja grande cada estado tenha uma realidade diferente, no geral as empresas estatais indianas são utilizadas para viabilizar a contenção das tarifas de energia elétrica.

FIGURA 35: Comparação da tarifa residencial e industrial dos BRICS, 2013



No setor elétrico da Índia historicamente tanto a geração, a transmissão e distribuição de energia são responsabilidade dos governos estaduais, sendo parte integrante dos mesmos. Vale dizer que não existiam empresas públicas prestando serviço de energia elétrica, mas o governo de cada estado era responsável direto pelo fornecimento[141]. Fora isso, tradicionalmente geradores de propriedade do governo federal[142] vendem eletricidade aos estados e a *Power Grid Corporation*, propriedade do governo federal, é encarregada da transmissão interestadual.

139 Dados da Tabela 3: Acesso à eletricidade e crescimento da população, PIB e consumo de energia elétrica entre 2008-2012.

140 EIA(2015) *Countries- India.*

141 Santhakumar(2003). *Impact of the distribution of the cost of reform on social support for reforms. A study of power sector reform in Indian states.* (p. 7).

142 Estas organizações são a *National Thermal Power Corporation, National Hydropower Corporation e a Nuclear Power Corporation.* Santhakumar(2003). *Impact of the distribution of the cost of reform on social support for reforms. A study of power sector reform in Indian states.* (p. 7).

Durante a década de 1990, os governos estaduais mantinham tarifas altamente subsidiadas, principalmente para o setor residencial e agrícola, esperando compensações por parte do governo central que nem sempre eram efetivadas. Assim, ao final da década o setor elétrico da maioria dos estados não altamente deficitária[143].

Diante disso, em 2003, o governo da Índia tentou fazer uma reforma do setor permitindo a participação de agentes privados na geração e dando livre acesso às redes de transmissão e distribuição e criaram-se as comissões reguladoras (SERCs) responsáveis regular a tarifa de energia elétrica em cada estado[144].

A reforma conseguiu introduzir a participação de agentes privados na geração de energia, utilizando contratos de compra de energia de longo prazo, geralmente de 15 a 25 anos[145]. Estes contratos têm preço determinado na faixa de 2 a 3 Rupias por kWh, contando com cláusula de indexação à inflação, e consideram a utilização de carvão produzido na própria Índia[146]. Neste país 67,4% da matriz elétrica é térmica, sendo que 90,3% da geração térmica utiliza carvão[147].

Embora a Índia tenha a quinta maior reserva de carvão do mundo[148], a produção deste combustível não é suficiente para atender a demanda. O setor de carvão é um dos mais centralizados e ineficientes do país, sendo o estado proprietário das duas maiores companhias de produção de carvão[149]. Como a produção de carvão é menor que o consumo, conforme se observa na Figura 36, e ainda sendo o setor elétrico o principal consumidor de carvão da Índia, precisa-se importar carvão para a geração.

---

143 Santhakumar(2003). *Impact of the distribution of the cost of reform on social support for reforms. A study of power sector reform in Indian states.* (p. 7).

144 EIA(2015) *Countries- India.*

145 IEEFA(2014). *Briefing note indian power prices.* (p.3).

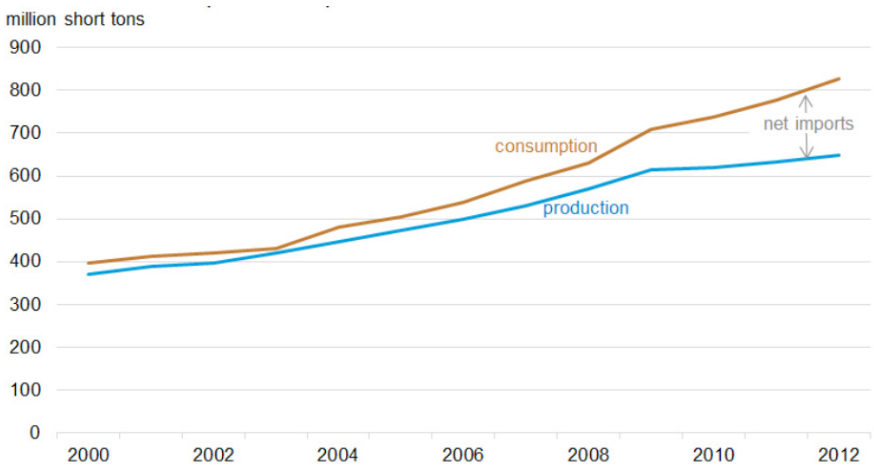
146 IEEFA(2014). *Briefing note indian power prices.* (p.2).

147 Tabela 5: Composição da geração térmica segundo combustível usado, 2012 (p.18).

148 EIA(2015) *Countries- India.*

149 EIA(2015) *Countries- India.*

FIGURA 36: Consumo e produção de carvão na Índia, 2000-2012



Fonte: EIA(2015) Countries- India

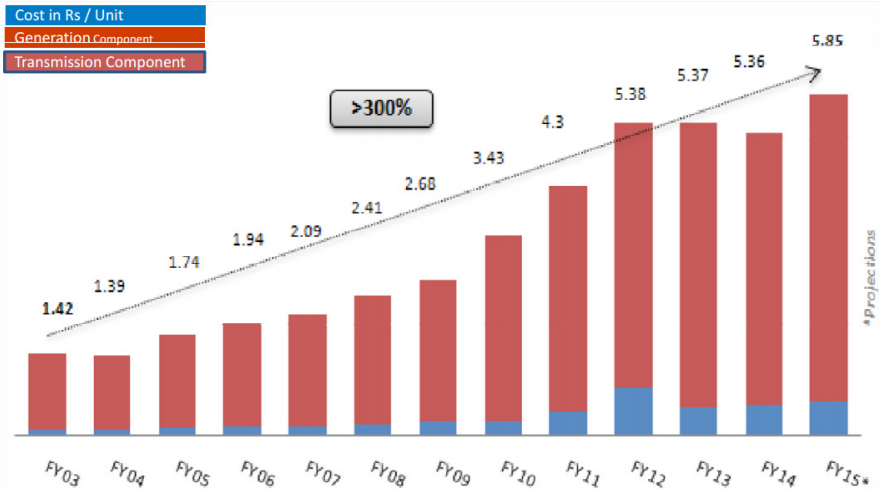
O carvão importado é mais caro, fazendo com que o custo de geração tenda a aumentar. De fato, na Figura 37 se observa que o custo da energia em Délhi aumentou fortemente entre 2003 e 2015 principalmente pelo aumento do custo de geração. Contudo, os geradores privados[150] que firmaram contratos de longo prazo foram prejudicados pela maior necessidade de carvão importado e pelo aumento de custo do mesmo, pois eles não podem repassar o custo adicional ao preço, situação que têm duas consequências; a primeira é que as empresas de geração têm operado com perdas[151]. E a segunda são os constantes apagões por causa da falta de combustível para a geração[152].

150 Os principais grupos privados que operam na Índia são Reliance Power, Tata Power e Essar Power.EIA (2015) *Countries – India.*

151 IEEFA(2014). *Briefing note indian power prices.* (p.3).

152 EIA(2015) *Countries- India.*

FIGURA 37: Evolução do custo de energia elétrica em Délhi (Rs/kWh): 2003-2015



Fonte: BSES(2015) – Delhi Distribution Business (p. 7)

Embora o custo de geração tenha aumentado fortemente, as tarifas dos consumidores finais, sobretudo os residenciais, não aumentaram na mesma proporção, pois tanto geradores privados como públicos acabaram absorvendo parte substancial dos aumentos de custos.

Por outro lado, a política energética visa garantir que a população de baixo poder aquisitivo possa ter acesso à energia elétrica. Assim a tarifa residencial é barata em relação aos BRICS, porém a tarifa industrial relativamente cara. Como já mencionado, a Índia possui um forte esquema de subsídios cruzados entre indústria/comércio e residências/agricultura. A indústria e o comércio pagam um preço significativamente maior pela eletricidade a fim de compensar o déficit tarifário dos outros dois grupos de consumidores.

O subsídio cruzado não é suficiente para compensar o déficit e, em muitos estados as companhias de distribuição arcam com uma grande parte do subsídio, lembrando que esta atividade ainda pertence na maior parte dos casos aos governos estaduais. Este cenário de baixa rentabilidade na distribuição por empresas públicas não teve significativas mudanças se comparado com final da década de 1990, o que comprometeu o investimento na expansão da rede e levou a uma baixa qualidade do serviço[153], segundo se observa na Tabela 10 a Índia apresenta o menor índice de qualidade dos BRICS[154].

153 EIA(2015) *Countries- India.*

154 Na escala usada pela Comissão Europeia, 7 representa a melhor qualidade e 1 a pior.

TABELA 10: Índice de qualidade do serviço de energia elétrica nos BRICS[155]

	Índice qualidade
China	5,2
Brasil	4,9
Rúsia	4,3
África do Sul	3,9
Índia	3,2

Fonte : European Comission (2014). Energy prices and cost in Europe (p.185)

5.1.4. A POLÍTICA ENERGÉTICA DA CHINA E DEPENDÊNCIA DO CARVÃO

As tarifas de energia elétrica na China são baratas, tendo relação direta com as políticas públicas adotadas pelo país para o setor elétrico.

Até 1997 a indústria elétrica da China era responsabilidade no Ministério de Energia Elétrica, a quem cabia também elaborar a política elétrica e regular o setor. As plantas geradoras e as redes eram predominantemente de propriedade do estado central, existindo algumas geradoras de propriedade dos estados provinciais[156].

As tarifas de energia ao consumidor final são calculadas com base no esquema de catálogo. O sistema de tarifas por catálogo estabelece, em uma lógica *top down*, diferentes tarifas segundo as diferentes categorias de consumidor, o que permite ao governo dar um tratamento especial a determinados setores, por exemplo, residencial e agricultura. Assim, os preços deste catálogo constituem a base para o cálculo da tarifa final, sendo que ao preço do catálogo se deve adicionar alguns encargos e taxas[157].

Em 1997 iniciou-se a reforma do setor elétrico chinês, sendo o primeiro passo a criação de uma empresa estatal encarregada de operar a indústria elétrica. Assim criou-se a *State Power Corporation of China* (SPCC), com a propriedade de todas as redes e de 50% da capacidade geradora do país, enquanto os restantes 50% permaneceram propriedade dos governos provinciais[158].

155 Usa-se o mesmo índice apresentado na Figura 6: Relação preço e qualidade dos países estudados.

156 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

157 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

158 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

Permitiu-se então a participação de algumas geradoras privadas, em um esquema de concessões outorgadas pelo Estado através de processos competitivos, de forma que a companhia vencedora construía e operava a planta, em um mecanismo de *build-operate-transfer* (BOT). Esse método de concorrência continua ocorrendo, principalmente para o desenvolvimento de geração renovável, mas no todo a participação privada na geração é pouco expressiva[159].

Entre 1997 e 2002 várias medidas foram aprovadas no sentido de reorganizar os ativos da SPCC e estabelecer as bases necessárias para criar mercados elétricos em diferentes províncias. Estes primeiro mercados foram chamados de mercados-teste e tinham como objetivo fazer um ensaio em escala reduzida sobre o funcionamento dos mercados atacadistas liberalizados de energia elétrica. Em 2002, a SPCC foi dividida em cinco companhias geradoras[160] e duas companhias de redes (transmissão e distribuição), *The State Grid Corporation*[161] e *The Southern China Power Grid*[162], encarregadas de fornecer energia elétrica aos consumidores finais.

Criou-se também a *State Electricity Regulatory Commission* (SERC) para viabilizar a elaboração e regulação dos mercados de energia. A China teve experiências de mercados atacadistas com vários agentes em 2004 e 2005 (mercados-teste) em seis regiões do país. No entanto, as diferenças econômicas regionais (que dificultavam a execução da política de preço único), congestionamentos de rede, favorecimento de alguns geradores por instituições locais, fraqueza institucional, volatilidade de preços no mercado atacadista e as sucessivas falhas de fornecimento de energia no período 2004-2008 (decorrentes do forte incremento da demanda) levaram a uma paralisação das reformas no setor elétrico chinês[163]. As empresas estatais de rede (*The State Grid Corporation* e *The Southern China Power Grid*) passaram então a desempenhar a função de comprador único de energia no

159 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

160 *The China Huaneng Power Group, The China Datang Corporation, The China Huadian Corporation, The ChinaGuodian Corporation e The China Power Investment Corporation*. Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

161 Proprietária da maioria das redes na China incluído as redes inter-regionais. Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

162 Proprietária das redes na parte sul do país. Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

163 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 531-567.

mercado atacadista, fornecendo o serviço ao consumidor final nas suas respetivas regiões[164].

A tarifa do consumidor final é determinada pelo Estado, que aplica subsídios cruzados significativos entre o setor residencial e o industrial[165]. As tarifas baseiam-se no sistema de catálogo de tarifas, conforme se observa na Tabela 11. Apesar do subsídio cruzado, a tarifa do consumidor final não reflete o preço da energia no mercado atacadista, sendo a diferença arcada pelas empresas estatais.

TABELA 11: Catálogo de preço médio de energia elétrica para o consumidor final, em USD de 2010 por kWh, 2007-2010[166]

	2007	2008	2009	2010
Comercial	12,8	12,7	12,6	12,2
Grandes Industrias	7,7	8,0	8,3	9,3
Industrias	10,4	10,8	11,2	11,6
Iluminação não residencial	10,9	10,9	11,0	11,1
Residencial	7,0	7,0	7,0	11,2
Agricultura	6,0	6,0	6,0	11,0
Rural	1,8	2,4	2,5	2,9

Fonte: Com base em dados de Andrews-Speed, P. (2013). Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets (p. 558)

Por outro lado, o preço no mercado atacadista de energia que as empresas de rede – *The State Grid Corporation* e *The Southern China Power Grid* – compram energia dos geradores, também não corresponde ao custo real de geração. Na China, o chamado *on-grid electricity tariff*, preço do mercado atacadista, é fortemente regulado pelo Estado. De fato, não existe apenas um único *on-grid electricity tariff* para todo o país, pois ele depende do tipo de tecnologia e da região[167].

164 IEA (2014). *The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Overview and comparissons between Europe, The United States, Australia, Japan, China and South Africa.* (p46).

165 IEA (2014). *The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Overview and comparissons between Europe, The United States, Australia, Japan, China and South Africa.* (p46).

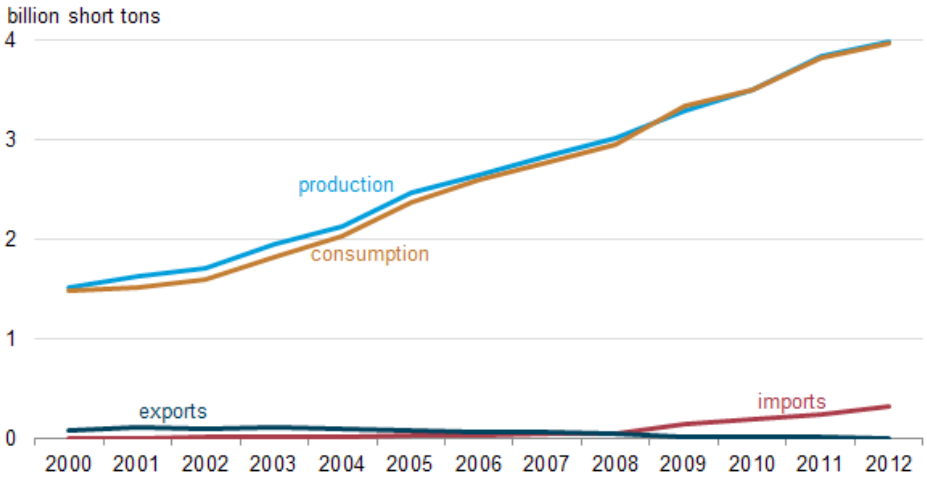
166 Usando o tipo de câmbio nominal de 2010 fornecido pelo mesmo autor (1 USD=6,67 yuan). Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets* (p. 558).

167 IEA (2014). *The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Overview and comparissons between Europe, The United States, Australia, Japan, China and South Africa.* (p46).

Apesar da dependência do carvão para a geração de energia elétrica, na China, o preço de geração não reflete o preço do carvão. E isso apesar de em 2012, 66%[168] da capacidade instalada e 80%[169] da energia gerada se originar de usinas a carvão.

A China é o maior produtor e consumidor de carvão no mundo, representando aproximadamente a metade do consumo mundial deste combustível. O setor elétrico chinês é responsável por quase a metade do consumo de carvão do país[170]. A produção de carvão na China é realizada através de várias empresas públicas, sendo que a *Shenhua Group*, a maior mineradora, representa 10% do mercado chinês[171]. Embora o setor seja basicamente estatal, desde 1994 uma grande parte da produção de carvão é vendida no mercado interno a preços próximos dos do mercado internacional[172]. Até 2009 a China era um país exportador de carvão[173]. A partir de então ela passou a importar carvão (Figura 38) o que indica tendência de aumento de preços.

FIGURA 38: Produção e consumo de carvão na China, 2000-2012



Fonte: EIA (2015) Countries, China

168 EIA (2015) *Countries, China.*

169 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 532.

170 EIA (2015) *Countries, China.*

171 EIA (2015) *Countries, China.*

172 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 547.

173 EIA (2015) *Countries, China.*

No entanto, o preço do carvão vendido ao setor elétrico é altamente subsidiado; a cada ano o *National Development and Reform Commission* (NDRC) organiza reuniões entre os produtores, transportadores e consumidores de carvão a fim de atingir acordos nos preços[174]. Devido às variações dos preços do carvão, em 2004 o NDRC autorizou que 70% do incremento do preço do carvão fosse repassado ao consumidor final de energia elétrica através do custo da rede, sempre que o aumento do custo do carvão fosse maior que 5%[175].

Em suma, constata-se que as baixas tarifas de energia elétrica na China tem sua origem na forte regulação de preços do Estado, tanto na tarifa do mercado atacadista de energia quanto na tarifa do mercado de varejo. Além disso, o Estado chinês também regula o preço de venda de carvão para a geração de energia.

5.2. OS PAÍSES DA AMÉRICA LATINA

As tarifas elétricas dos países da América Latina flutuam em função da disponibilidade de recursos energéticos e das políticas públicas aplicadas por cada um deles ao setor elétrico.

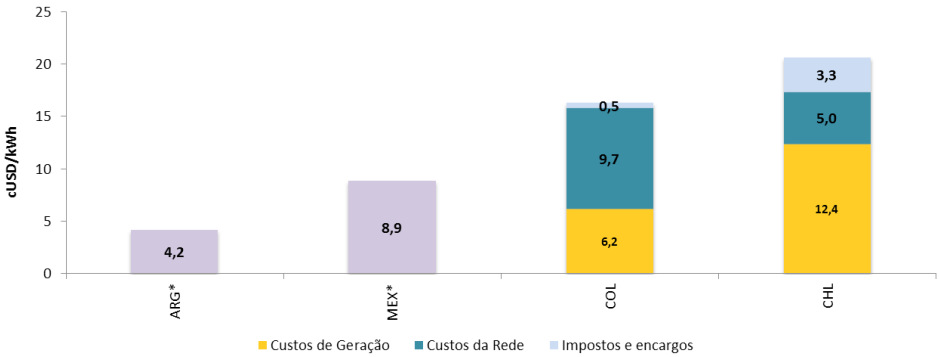
A Figura 39 apresenta o ranking da tarifa residencial para 2013. A tarifa Argentina é a mais barata dentre os países latino-americanos. Isso se deve ao congelamento das tarifas estabelecido pelo governo argentino desde 2001. Cabe ressaltar que também existe um problema com a confiabilidade dos dados oficiais de inflação, que podem influir no cálculo da taxa de câmbio real utilizado para as comparações.

O Chile tem a tarifa residencial mais elevada em função, principalmente, do custo de geração que representam 60% da tarifa. Também chama a atenção o custo da rede na tarifa residencial colombiana, que representa 59,3% da tarifa residencial deste país.

174 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 547.

175 Andrews-Speed, P. (2013). *Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets*, p. 547.

FIGURA 39: Tarifa residencial dos países de América Latina, em cUSD/kWh, 2013



Em tese sempre se espera que a tarifa industrial seja menor que a tarifa residencial em função de vários fatores, sobretudo o custo da rede menor para a indústria, mas também devido a impostos que podem ser recuperados por empresas[176]. Quando isso não ocorre, ou mesmo quando as tarifas industriais são iguais às residenciais, a explicação é a existência de um subsídio cruzado dos consumidores industriais em benefício dos consumidores residenciais.

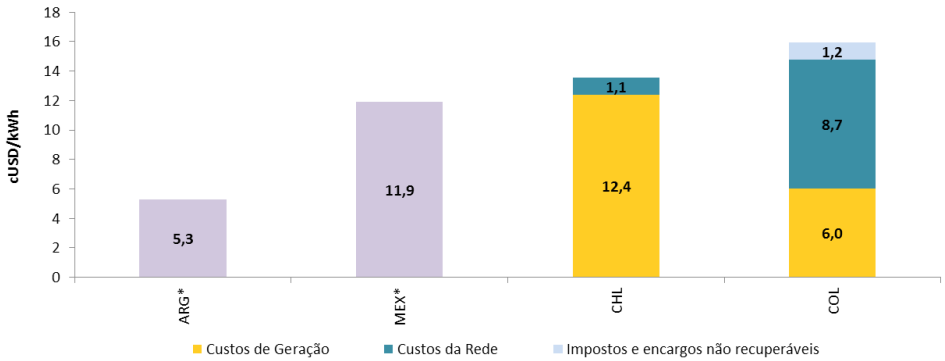
Observa-se na Figura 40, que embora a Argentina e o México ainda tenham as tarifas mais baratas, a tarifa industrial nestes países é mais cara que a tarifa residencial, 26% na Argentina e 34% no México, o que sugere a existência de um subsídio cruzado da indústria a favor do consumidor residencial.

Já no caso do Chile, a tarifa industrial é 34% menor que a tarifa residencial. Contudo, observa-se que 91,7% da tarifa industrial chilena corresponde ao custo de geração. Conforme será analisado mais adiante, isso se deve a que o Chile tem uma grande necessidade de importar combustíveis fósseis para atender a demanda de energia elétrica.

Por fim, a Colômbia tem a tarifa industrial mais cara dentre os países da América Latina, embora praticamente não exista diferença entre a tarifa residencial e a industrial deste país (Residencial: 16,3 cUSD/kWh; Industrial: 15,9 cUSD/kWh), o que sugere a existência de um subsídio cruzado entre ambos tipos de consumidores.

176 Os consumidores industriais têm altas demandas de energia elétrica e em muitos casos estão conectados à rede de média ou alta tensão. Portanto, o custo da rede tende a ser menor do que os pequenos consumidores que acessam o sistema através de redes de baixa tensão. Além disso em todos os países estudados o setor industrial está sujeito a impostos que podem ser recuperados (por exemplo, o VAT) e, por esta razão, são excluídos da comparação de tarifas industriais. Já os consumidores residenciais não recuperam imposto algum e, por isso, a comparação de tarifas é feita usando todos os impostos. Por este conjunto de razões, é de se esperar que as tarifas industriais sejam menores que as residenciais.

FIGURA 40: Tarifa industrial dos países de América Latina, em cUSD/kWh, 2013

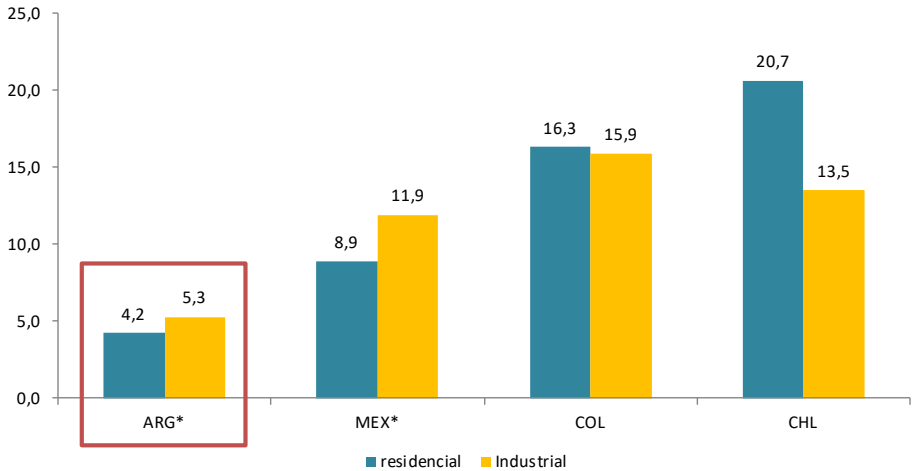


Neste sentido, a seguir se analisam as principais características do setor elétrico dos países da América Latina que têm influência no nível tarifário.

5.2.1. ARGENTINA: TARIFA CONGELADA E SUBSÍDIOS

Conforme se observa na Figura 41, a Argentina apresenta as tarifas residencial e industrial mais baratas na América Latina. Comparando com a tarifa residêncial chilena, a mais cara da amostra, observa-se que esta última é 4,9 vezes maior que a tarifa residencial argentina. Enquanto ao comparar a tarifa industrial argentina com a tarifa industrial colombiana, a mais cara da América Latina, constata-se que a tarifa na Colômbia é 3 vezes maior do que na Argentina.

FIGURA 41: Tarifa industrial e residencial dos países da América Latina, 2013



É importante ter em conta que no caso argentino existe um problema de confiabilidade dos dados da taxa de inflação, que distorce o cálculo para comparar as tarifas de energia elétrica dos diferentes países.

Nos cálculos realizados foram usados dados de taxas de câmbio nominal e de taxas de inflação disponíveis no Banco Mundial e no Fundo Monetário Internacional para apurar o câmbio real médio dos últimos dez anos. Entretanto, estas duas instituições publicam os dados oficiais fornecidos pelo governo argentino e é reconhecido que as estatísticas oficiais não retratam a realidade da economia. A inflação oficial é muito menor que a efetivamente observada na economia[177]. Além disso, existe um mercado paralelo de cambio onde o dólar tem um valor consideravelmente maior que o valor do câmbio oficial[178].

Apesar das dificuldades metodológicas, a tarifa de energia elétrica na Argentina é efetivamente baixa e isso decorre não da eficiência do setor elétrico, mas da intervenção do Estado.

Em 2001 e 2002 a Argentina atravessou uma crise econômica sem precedentes, que teve impacto forte sobre o setor elétrico do país. Em função desta crise o governo declarou a Lei de Emergência Econômica (Lei N° 25.561[179]) em 2002.

Esta Lei[180] afetou profundamente a remuneração da geração, da transmissão e da distribuição. Destacam-se as principais dentre as medidas adotadas:

i. A conversão da tarifa de energia elétrica de seu valor original, que era expresso em dólares americanos, para novos valores em pesos argentinos usando a taxa de câmbio de 1 AR$/US$. Devido à grande desvalorização da moeda local, isso implicou em substancial redução da tarifa expressa em US$.
ii. O congelamento de todas as tarifas de distribuição e transmissão, eliminando quaisquer mecanismos de ajustes de preço e de indexação à inflação ou à taxa de câmbio.
iii. O cálculo do preço spot de eletricidade no Mercado Elétrico Atacadista

177 Em 14 de dezembro de 2014, o jornal *La Nación* apontava que enquanto a inflação oficial para 2014 estava em 24% as estimativas privadas apontavam a uma taxa de inflação de entre 35 a 40%.

178 Em 15 de maio de 2015, o jornal *La Nación* mostrava a cotação oficial do dólar em 8,84 AR$/USD enquanto a cotação do mercado paralelo era de 12,40 AR$/USD.

179 República Argentina (2002). Lei N° 25.561 de 6 de Enero de 2002. *Ley de Emergência Pública e Reforma del Régimen Cambiario.*

180 Aclarar que as diretrizes dadas pela Lei de Emergência Econômica foram efetivamente aplicadas no setor elétrico argentino através de resoluções emitidas pela autoridade de regulação do setor.

(MEM) passou a ser determinado com base no preço do gás natural (fortemente subsidiado pelo Estado) independente do combustível utilizado para gerar a energia despachada.

Para entender como estas medidas impactaram no preço final de energia elétrica é preciso aclarar a forma como as distribuidoras determinam a tarifa. O cálculo da tarifa pode ser dividido em dois termos: o primeiro faz referência aos custos de aquisição da energia no MEM e a os custos associados ao transporte (Parcela A); e, o segundo termo, faz referência aos custos de distribuição (Parcela B)[181]. As medidas adotadas pela Lei de Emergência Econômica impactaram tanto na parcela A quanto na parcela B e, a seguir, analisam-se separadamente cada um destes efeitos.

No referente ao primeiro termo (Parcela A), as tarifas da atividade de transmissão foram congeladas retirando-se os ajustes de preço e os mecanismos de indexação. Na geração o preço da eletricidade no MEM passou a ser calculado com base no gás natural mesmo quando se use outro combustível para a geração[182] e determinou-se um teto de 120 AR$/MWh para o preço spot.

Esse esquema resulta em um preço de energia elétrica fixo no MEM igual a 120 AR$/MWh independente do custo real do sistema. Por exemplo, para o dia 8 de março de 2015 enquanto o preço no MEM era de 120 AR$/MWh o custo marginal real do sistema era aproximadamente 14 vezes maior[183].

Em 2013 a Argentina introduziu alterações substanciais no desenho de comercialização de energia no atacado, desvinculando a remuneração dos geradores do preço do MEM.[184] No esquema atual, o governo Argentino compra os combustíveis diretamente dos fornecedores e entrega o combustível aos geradores a um preço de referência, bastante inferior ao custo real do mix de compras. Já os geradores recebem uma remuneração fixa pela disponibilidade dos equipamentos.

Por outro lado, o segundo termo faz referência ao serviço de distribuição (Parcela B). Conforme se observa na Figura 42 a tarifa de um consumidor residencial

181 ENRE (2015). *Site institucional, tarifas.*

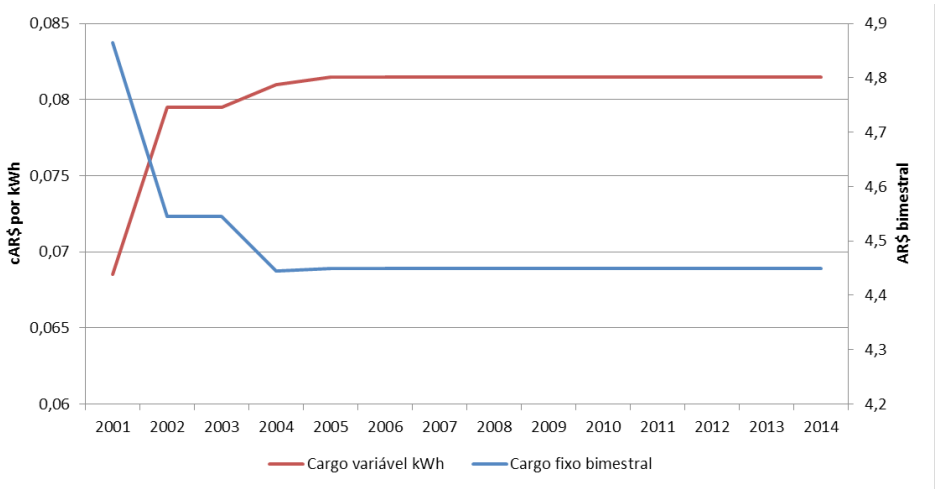
182 ENRE (2015). *Site institucional- Resoluciones - Resolución N°0240/2003 de 14 de Agosto de 2013.*

183 CAMMESA (2015). *Site institucional, datos de la operación.*

184 Em 2013 aprovou-se a Resolução N°95/13 que estabelece um novo regime de remuneração para os agentes geradores que renunciem aos processos administrativos ou judiciários que tenham sido feitos contra o Estado e/ou a CAMMESA. Os que não concordaram com essa condição ficaram no regime de remuneração atual.

na Argentina[185], está dividida em uma parcela variável mensal e parcela fixa, esta paga bimestralmente pelo consumidor. Contudo, constata-se que desde 2004 ambas as parcelas, variável e fixa, têm valores constantes.

FIGURA 42: Tarifa residencial Argentina, 2001-2014



Fonte: Com base em dados da ENRE (2015). Site institucional, tarifas

O congelamento é consequência direta da Lei de Emergência Econômica que deixou sem efeito as cláusulas de indexação dos contratos de concessão das distribuidoras e interrompeu os processos de revisão tarifaria e qualquer outro mecanismo de alteração de preços ou tarifas[186].

A partir da recuperação da economia argentina, em 2003, houve um aumento na demanda de energia que tornou necessário importar combustíveis para a geração. Porém, por causa do congelamento das tarifas de 2002, as receitas não bastavam para arcar com os custos da importação de combustíveis. Assim, o Estado veio a cobrir a diferença entre a receita obtida com a tarifa congelada e o custo real de geração[187].

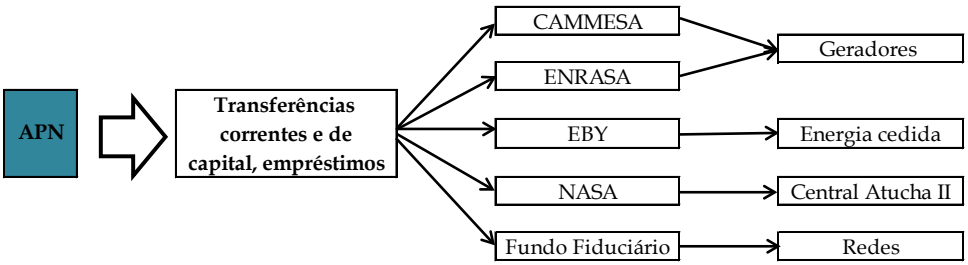
185 A Figura 18 mostra a tarifa de um consumidor residencial da categoria R1 para as distribuidoras EDENOR, que é maior distribuidora da Argentina tanto em número de clientes quanto em energia vendida, e EDESUR que é a distribuidora da zona sul da Capital Federal e varia regiões na província Argentina.

186 ENRE (2015). *Site institucional, tarifas.*

187 Rangugni, G (2013). *Subsidios energéticos e su impacto fiscal.* (p.5).

Segundo o apontado por Rangugni (2013)[188], o Estado financia o setor elétrico através de transferências de recursos realizada pela Administração Pública Nacional (APN), ou seja do Tesouro. Estes recursos são repassados a diferentes empresas públicas[189] que atuam no setor: a Companhia Administradora do Mercado Elétrico Atacadista S.A. (CAMMESA), para financiar principalmente o funcionamento das centrais térmicas; a Energia Argentina S.A (ENRASA), com o objetivo de financiar a importação de gás natural da Bolívia; a Entidade Binacional Yacyretá (EBY) a fim de pagar o valor correspondente à energia cedida do Paraguai; a Nucleoelétrica S.A (NASA) para financiar a central Atucha II; e por fim ao Fundo Fiduciário, para financiar redes (Figura 43). Em 2013, o subsídio ao setor elétrico representou 11,1%[190] do gasto total da APN, sendo que a CAMMESSA e a ENRASA representaram 5,9% e 4,3% respetivamente[191], evidenciando-se que os subsídios se concentram principalmente na geração de energia elétrica.

FIGURA 43: Subsídios ao setor elétrico na Argentina



Fonte: Com base em informações de Rangugni, G (2013). Subsidios energéticos e su impacto fiscal

A combinação destes fatores faz com que a tarifa de energia elétrica argentina, tanto residencial quanto industrial, seja a mais baixa não somente dentre os países de América Latina, mas de todos os países estudados. Apesar de ter a tarifa mais barata dos países estudados, em função das políticas adotadas, a Argentina também apresenta um índice de qualidade[192] do serviço de energia elétrico muito

188 Rangugni, G (2013). *Subsidios energéticos e su impacto fiscal.* (p.7).

189 Lombardi, M; Mongan, JC; Puig, J; Salim,L (2014). *Una aproximación a la focalización de subsidio a los servicios públicos en Argentina.* (p.8).

190 Rangugni, G (2013). *Subsidio energéticos e su impacto fiscal.* (p.10).

191 Rangugni, G (2013). *Subsidio energéticos e su impacto fiscal.* (p.10).

192 Usou-se o índice de qualidade publicado pela Comissão Europeia no *Energy prices and cost report* (p.185) onde se publica o índice de qualidade de vários países sendo que o valor máximo correspondente à melhor qualidade é 7, enquanto a pior qualidade corresponde a 1.

baixo, conforme se observa na Tabela 12: é o menor índice de qualidade dentre os países da região.

TABELA 12: Índice de qualidade do serviço de energia elétrica[193]

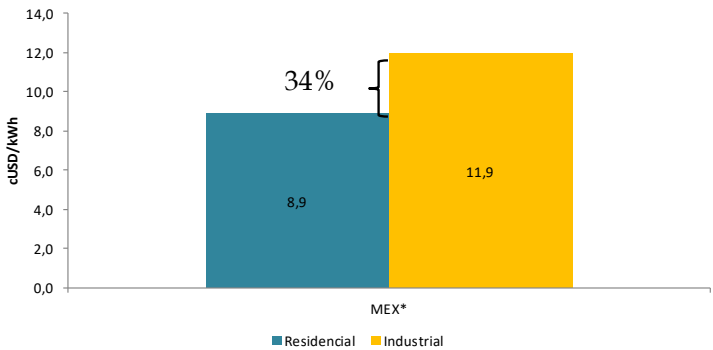
	Índice de qualidade
México	4,6
Colômbia	5,1
Chile	5,4
Brasil	4,9
Argentina	3,5

Fonte: European Commission (2014). Energy prices and cost report (p.185)

México: monopólio verticalmente integrado e estatal

Conforme o observado na Figura 41 o México tem a segunda tarifa mais barata de energia elétrica tanto para os consumidores residenciais quanto para os industriais. Porém, conforme se observa na Figura 44, a tarifa industrial do México é 34% maior do que a tarifa residencial, o que sugere a existência de um subsídio cruzado. Conforme será analisado a seguir, embora o México seja exportador de combustíveis fósseis, as baixas tarifas mexicanas e a existência do subsídio cruzado decorre das políticas energéticas do país.

FIGURA 44: Tarifa residencial e industrial do México e do Brasil, 2013



O México é um dos 10 maiores países produtores de petróleo do mundo[194]. Porém, a produção de petróleo vem decrescendo consideravelmente na última dé-

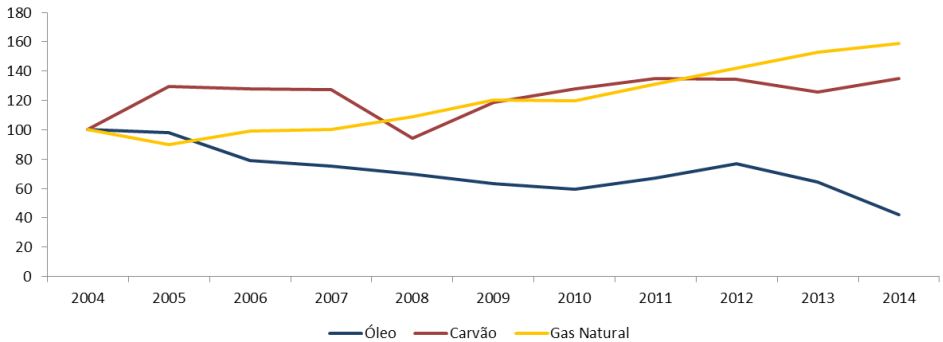
193 Usa-se o mesmo índice que na Figura 6: Relação preço e qualidade dos países estudados.

194 EIA(2015) *Countries- México.*

cada a uma taxa média anual de cerca de 2,9%[195] (a produção de 2014 foi 28,2%[196] menor que em 2004). A produção e exportação de petróleo é uma atividade fundamental para a economia mexicana: segundo dados da EIA (2015), em 2013 as receitas do governo decorrente da indústria petroleira significaram 32% das receitas totais. Assim, uma redução da produção de petróleo tem impacto direto nas contas fiscais mexicanas.

Da matriz elétrica mexicana 72%[197] são fontes térmicas. Tem ocorrido uma substituição do petróleo pelo carvão e, principalmente, pelo gás natural conforme se observa na Figura 45. Contudo, o México não produz carvão e gás natural suficiente para abastecer seu consumo. A importação deste último combustível quase duplicou nos últimos 10 anos[198], sendo os Estados Unidos o principal fornecedor[199]. Assim, o fato do México ser um país rico em petróleo não garante que a geração de energia elétrica seja particularmente barata devido à necessidade de importação de gás natural para esse fim[200].

FIGURA 45: Índice de consumo de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica no México entre 2004-2014, ano base 2004



Fonte: Com base em dados da Secretaria de Energia (2015). Sistema de Información Energética

195 Com base em dados do Secretaría de Energía (2015). *Sistema de Información Energética.*

196 Com base em dados do Secretaría de Energía (2015). *Sistema de Información Energética.*

197 Com base em dados do Secretaría de Energía (2015). *Sistema de Información Energética.*

198 Segundo dados da Secretaría de Energía (2015). *Sistema de Información Energética*, em 2004 Mexico importava 765,6 milhões de pés cúbicos por dia, enquanto em 2014 a importação de gás natural foi de 1.357,8 milhões de pés cúbicos por dia.

199 EIA(2015) *Countries - México.*

200 Importante notar que não foi possível aceder a dados desagregados dos custos de geração, rede e impostos no México, portanto neste estudo de observa apenas a tarifa total, tanto para o setor residencial quanto para o industrial.

Por outro lado, a eletricidade no México é tida como estratégica para a soberania nacional e o Estado controla as atividades do fornecimento. A Comissão Federal de Eletricidade (CFE) é definida na Lei de Serviço Público de Energia Elétrica (LSPEE) como entidade verticalizada do governo responsável por toda a cadeia produtiva de eletricidade, desde a geração até a comercialização[201].

A CFE também realiza o cálculo das tarifas de energia elétrica, com base em a metodologia definida pela Comissão Reguladora de Energia (CRE). Porém, a Secretária de Fazenda e Crédito Público (SHCP) tem a competência de fixar a tarifa final a ser cobrada aos clientes.

A CFE considera cinco tipos de consumidores: residencial, industrial, comercial, agrícola e de serviço público. A combinação destes usos da energia com os diferentes níveis de tensão define uma estrutura tarifária que tem 43 tipos de tarifas de energia elétrica. Esta estrutura tarifária complexa usada pela SHCP tem privilegiado o subsídio cruzado onde a indústria e o comércio pagam parte dos custos do consumidor residencial. As residências mexicanas contam com subsídio, com exceção dos consumidores residenciais considerados de alto consumo. A Tabela 13 mostra a relação entre o preço e o custo da energia elétrica por tipo de consumidor; constata-se que tanto o setor residencial quanto o agrícola e de serviços pagam uma tarifa menor que o custo de produção, enquanto o industrial e o comercial pagam uma tarifa maior evidenciando-se assim a existência de um subsídio cruzado.

TABELA 13: Razão preço custo de energia elétrica no México segundo tipo de consumidor, 2013

Uso	Demanda em % do total	Razão preço/custo
Industrial	57,8%	1,04
Residencial	26,0%	0,42
Comercial	6,8%	1,11
Agrícola	5,4%	0,33
Serviços	4,0%	0,91

Fonte: CIDAC (2013). Luz a la competitividad nacional: propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano (p.10)

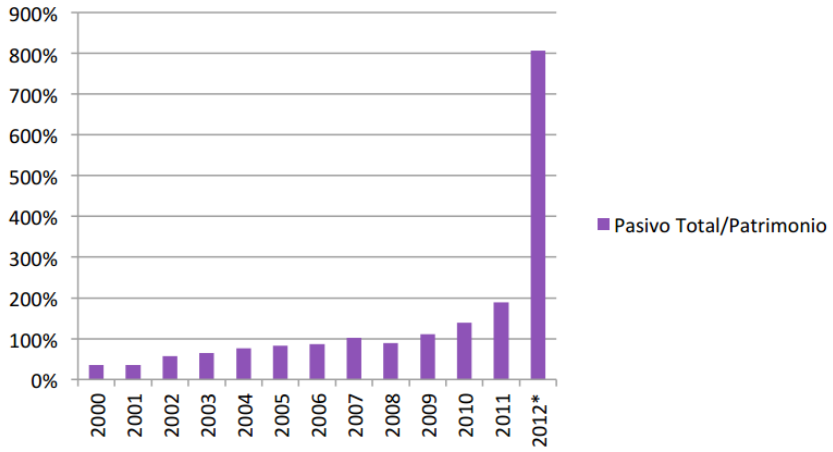
Embora a indústria e o comércio paguem parte dos custos relativos a outros consumidores, a arrecadação da CFE pela venda de energia elétrica não chega a

201 O setor privado pode participar nos processos de geração de energia elétrica, graças ao Artigo 36 da LSPEE, mas deve vender toda a geração à CFE.

cobrir os custos totais de produção. Assim o Governo Federal do México também aporta uma parte do subsídio através de transferência direta de recursos ou mediante estímulos fiscais[202]. Porém, mesmo com aporte do Governo Federal, a CFE vem apresentando prejuízos com a consequente redução de seu patrimônio[203]. Assim, entre 2008 e 2012 o patrimônio da CFE diminuiu em 42,39%[204].

Isso vem prejudicando a estabilidade financeira da estatal. Enquanto o custo de produção não é coberto pelas receitas, mesmo considerando os aportes do Governo Federal, o passivo total da CFE vem aumentando fortemente enquanto o seu patrimônio vem se reduzindo. Na Figura 46 se observa como a relação passivo total e patrimônio da CFE vem se deteriorando nos últimos anos. O forte aumento de 2012 se deve a uma mudança na metodologia de calculo do passivo e patrimônio implantada pela CFE nesse ano[205].

FIGURA 46: Relação passivo/patrimônio da CFE 2000-2012



Fonte: CIDAC (2013). Luz a la competitividad nacional: propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano (p.11)

202 Escobar D, J; Jiménez R, JS (2009). *Crisis económica, crisis energética e livre mercado.*

203 Secretaria de Energia(2013) . *Perspectiva del sector eléctrico 2013-2027.* (p. 61).

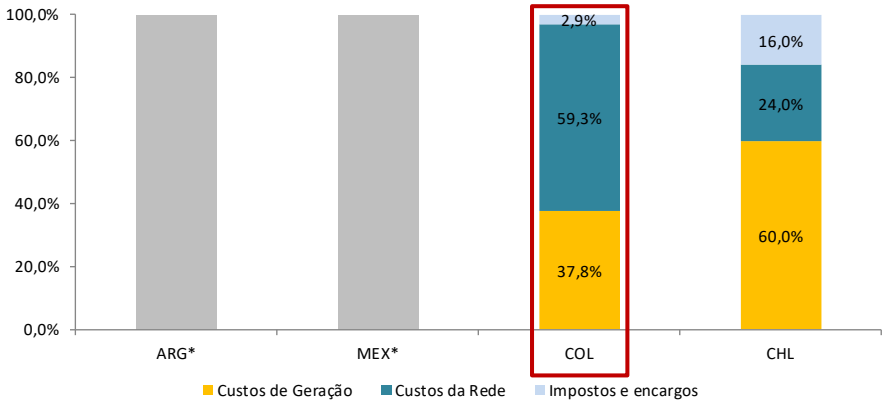
204 CIDAC (2013). *Luz a la competitividad nacional: propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano* (p.12).

205 CIDAC (2013). *Luz a la competitividad nacional: propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano*, (p.11).

5.2.3. CUSTO DA REDE ELEVADOS E SUBSÍDIOS NA COLÔMBIA

Conforme o constatado na Figura 39 a tarifa residencial na Colômbia é a segunda mais cara logo após a tarifa chilena. No caso colombiano chama a atenção o peso que a rede tem na composição da tarifa. Observa-se na Figura 47 que a rede representa 59,3% da tarifa final para o consumidor residencial.

FIGURA 47: Composição percentual da tarifa residencial, 2013



Já no ranking da tarifa industrial (Figura 40), a Colômbia aparece como o país mais caro na América Latina. Mas, para o setor industrial o que chama a atenção é que a tarifa residencial e industrial na Colômbia são quase iguais (tarifa residencial 16,3 cUSD/kWh; tarifa industrial 15,9 cUSD/kWh). Conforme será analisado mais adiante, isso se deve à existência de um subsídio cruzado.

Identificadas estas duas características da tarifa de energia colombiana, a seguir se analisam os fatores que determinam o custo da rede e, posteriormente, os subsídios existentes entre os diferentes tipos de consumidor. No que se refere ao custo da rede devem-se considerar dois indicadores: a densidade da rede e a intensidade de uso da rede.

A densidade da rede é um indicador que calcula a razão entre a extensão total da rede e a superfície total do país. Um valor baixo da densidade de rede sugere que o país não tem uma rede suficientemente extensa para interconectar seu território ou pode significar que o país é muito extenso precisando de extensas redes de interconexão, levando a um custo de rede maior. Em alguns países a densidade da rede pode não ser um indicador confiável, podendo existir casos nos quais, embora exista um território extenso, o mercado esteja concentrado em uma só região do país. Esse é o caso da Colômbia onde a atividade econômica, e a rede, estão concentradas nas regiões mais próximas à costa.

Por outro lado, a intensidade de uso da rede representa a razão entre o consumo de energia e a extensão da rede. Um valor baixo da intensidade de uso da rede traduz uma baixa transmissão de energia na rede considerada, implicando um custo maior.

Na Tabela 14 observa-se que todos os países da América Latina têm uma densidade de rede relativamente baixa se comparamos com a média dos países da Europa e da Ásia. Embora o resultado deste indicador dependa tanto da extensão da rede quanto da superfície do país, a diferença observada resulta do fato dos países de América Latina terem, em geral, uma superfície maior do que os países da Europa e da Ásia[206]. Ao serem países de grande extensão, o custo de interconectar as diferentes regiões do país é sensivelmente maior.

Observa-se também que a Colômbia é o país com menor intensidade de uso da rede não só na América Latina como entre todos os países considerados no estudo. Isso implica que o custo imputado aos consumidores seja mais elevado.

TABELA 14 [207]: Indicadores de intensidade e densidade da rede, 2012[208]

	Rede (km)	Superfície (Km^2)	Consumo 2012 (TWh)	Densidade rede (km/km^2)	Intensidade de uso da rede (MWh/km)
COL	608.500	1.141.748	50,9	0,5	83,6
BRA	3.189.634	8.515.770	498,4	0,4	156,3
MEX	853.490	1.964.380	233,8	0,4	273,9
ARG	399.197	2.780.400	121,2	0,1	303,6
CHL	200.530	756.096	61,5	0,3	306,7
EUROPA *				2,5	324,8
ASIA**				3,1	839,7

*Média dos países de Europa analisados na pesquisa: Portugal, Finlândia, Rep. Tcheca, Suécia, Itália, Alemanha, França, Reino Unido, Espanha e Noruega.

** Média dos países da Ásia analisados na pesquisa: Japão , Coreia do Sul e China

Outro fator de grande importância que contribui para um elevado custo da rede na tarifa da Colômbia é o fato de todo o custo da rede de transmissão ser arcado pelo consumidor final, à diferença de outros países onde a rede de transmissão

206 China que também tem uma densidade de rede baixa (0,5).

207 Resume os dados já apresentados na Tabela 1: Características gerais dos países da amostra, 2012, Tabela 2: Consumo de energia elétrica por tipo de consumidor, 2012 e Tabela 7: Extensão de rede de distribuição e transmissão, intensidade de uso e densidade da rede 2012.

208 Os km de rede da Colômbia correspondem ao ano 2014, do Brasil varia entre 2012 e 2014 dependendo da distribuidora, para o México e a Argentina a rede é de 2012 e para o Chile de 2013.

é pago tanto por geradores quanto por consumidores, constituindo nesses casos parte do custo de geração.

No que se refere aos subsídios, até 2011 existia um esquema de subsídios cruzados onde consumidores que viviam em áreas mais pobres tinham subsídios financiados por contribuições tarifárias impostas à indústria, ao comércio e aos consumidores residenciais com consumos mais altos (estratos residenciais 5 e 6) segundo se observa na Tabela 15. Em 2012, algumas indústrias foram isentas dessa obrigação, quando boa parte deste subsídio passou a ser arcado pelo orçamento nacional. Contudo, algumas indústrias ainda contribuem ao subsídio, tendo que pagar aproximadamente 20% a mais do custo unitário do serviço conforme se observa na Tabela 15.

	Residencial						Industrial		Comercial
	E1	E2	E3	E4	E5	E6	Isento	Contribuinte	
% da tarifa subsidiada	60%	50%	15%						
Tarifa integral (equivalente ao custo unitário do serviço)				✓			✓		
% a mais da tarifa integral para contribuir ao financiamento do subsidio					20%	20%		20%	20%

Fonte: CODENSA (2014). Mercado de Energia Elétrica (p. 34)

Ainda é importante destacar que existe uma alta volatilidade dos preços da energia no mercado elétrico colombiano, decorrente de fenômenos climatológicos[210] e explicável pela elevada participação de geração hidroelétrica na matriz de geração.

Importação de combustíveis para geração no Chile

Conforme observado na Figura 39 o Chile tem a tarifa residencial mais cara dentre os países da América Latina, e ainda tem a segunda tarifa industrial mais elevada (Figura 40), apenas mais barata que a tarifa industrial da Colômbia.

O que chama a atenção no caso chileno é o peso da geração na composição da tarifa. Como se observa na Figura 48, o custo da geração é a maior parcela para

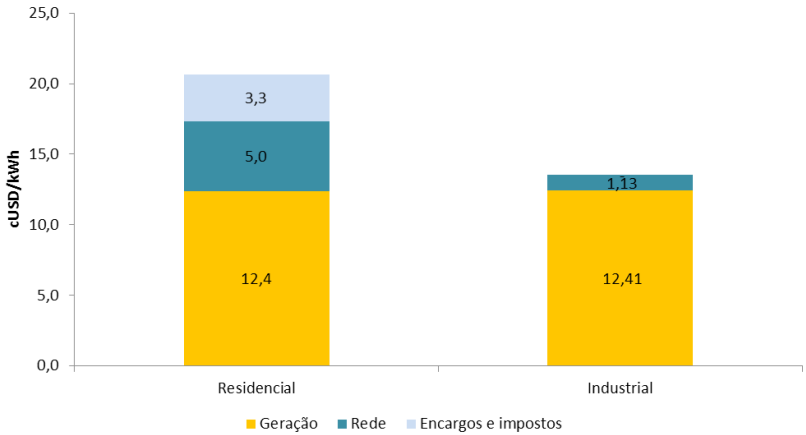
209 Os consumidores residenciais das categorias E1, E2 e E3 são de baixa renda cujo subsidio aplica-se sobre o *Consumo de Subsistência* equivalente à 173 kWh/mês. Na categoria E4 encontram-se os serviços especiais como hospitais e centros educativos. Por fim, as categorias E5 e E6 usuários residenciais de alta renda. Electricaribe (2015). *Site institucional. Tarifas Subsídios y contribuciones.*

No relativo aos consumidores industriais, a partir de 2012, o governo estabeleceu que industrias estão sujeitas à sobre taxa destinada a cobrir o subsídio. Ley 1430 de 29 de Diciembre de 2010. *Por médio de la cual se dictan las normas tributarias de control y para la competitividad. (http://www.corteconstitucional.gov.co/RELATORIA/2012/C-766-12.htm).*

210 A volatilidade do preço da energia na Colômbia decorrente dos fenômenos climatológicos é analisada no ponto 5.3.3 Cenários hidrológicos e mercado de energia na Colômbia.

consumidores residenciais e industriais, sendo que para o consumidor residencial representa 60% e para o consumidor industrial representa 91,7% da tarifa.

FIGURA 48: Tarifa residencial e industrial do Chile, 2013



É importante considerar que no país existem quatro sistemas elétricos diferentes, que não estão interconectados[211]. O Sistema Interconectado do Norte Grande (SING) tem 21,2%[212] da capacidade instalada do país, sendo que aproximadamente 85% da energia elétrica é comercializada no mercado livre, para indústrias do setor de mineração. O Sistema Interconectado Central (SIC), o principal sistema elétrico do Chile, possui 77,9% da capacidade instalada do país sendo 60% da energia comercializada no mercado regulado, principalmente residencial. Finalmente, os sistemas Aysén e Magallanes representam 0,28% e 0,56% da capacidade instalada do Chile respetivamente. Considerando o tamanho e a importância dos sistemas SING e SIC, focaremos a análise somente nestes dois sistemas.

Observa-se na Tabela 16 que enquanto o SING se caracteriza por ser um sistema quase totalmente térmico, o SIC é um sistema hidrotérmico. Ao se tratar de sistemas independentes, a composição da matriz elétrica em cada sistema determina o custo de geração para os clientes residenciais e industriais de cada um deles.

211 Segundo a publicação do jornal Economia e Negócios no dia 30 de janeiro de 2014, ainda não existe uma interconexão entre o SIC e o SING, embora exista um projeto para construir uma linha de transmissão que conecte estes dois sistemas.

212 CNE (2015). *Site institucional- Electricidad.*

TABELA 16: Capacidade instalada do SING e SIC, em GW, 2013

	SING		SIC	
Hídrica	0,01	0%	5,97	43%
Térmica	3,73	99%	7,55	55%
Solar	-		0,01	0%
Eólica	-		0,29	2%
Outros	0,02	1%	-	0%
TOTAL	3,76		13,82	

Fonte: Com base em dados de CNE(2015). Site institucional-Electricidad

No que diz respeito à tarifa residencial, os consumidores se concentram principalmente no SIC onde se encontram as principais cidades do Chile. No relativo à tarifa industrial, boa parte da indústria se concentra no sistema SING; porém, 85% transacionam energia no mercado livre e, portanto, não foram consideradas neste estudo[213]. Contudo, existem indústrias tanto no SING quanto no SIC que são atendidas através do mercado regulado.

Observa-se que em ambos os sistemas a geração de energia termoelétrica tem uma participação importante. Por isso é interessante analisar o tipo de combustível usado para a geração de eletricidade assim como a origem destes combustíveis.

Na Tabela 17 se observa que, tanto no SIC como no SING, o carvão tem uma participação importante na geração térmica. Entre 2011 e 2013 mais de 70% da geração termoelétrica do SING foi com base no carvão. No mesmo período, no SIC o GNL representou aproximadamente um terço da geração térmica.

TABELA 17: Geração térmica por tipo de combustível, %, 2011-2013

	SIC		
	2011	**2012**	**2013**
Carvão	39,2%	43,2%	55,0%
Gás natural	0,3%	0,2%	0,0%
GNL	40,5%	36,3%	31,2%
Outros	20,0%	20,3%	13,7%
	SING		
	2011	**2012**	**2013**
Carvão	69,5%	75,9%	82,7%
Gás natural	25,9%	19,6%	9,4%
Outros	4,5%	4,5%	7,8%

Fonte: Com base em dados da CNE (2015). Site Institucional-Electricidad

213 A tarifa industrial e residencial do Chile considera apenas o mercado cativo dos diferentes sistemas elétricos.

Contudo, o Chile não produz estes combustíveis em quantidade suficiente para atender a sua demanda interna. Na Tabela 18 observa-se a relação consumo/produção[214] de alguns combustíveis para o os países da América Latina para o ano 2013. Quando a relação é maior que a unidade significa que o país consume mais desse combustível do que ele é capaz de produzir e, portanto, deve importar estes bens para atender à demanda.

TABELA 18: Relação consumo/produção 2013

	Petróleo	Gás Natural	Carvão
COL	0,31	0,81	0,06
BRA	1,13	1,79	4,56
MEX*	0,71	1,44	1,21
ARG*	1,02	1,23	18,47
CHL	19,73	4,22	15,02

Fonte: Com base em dados da CNE (2015). Site Institucional-Electricidad

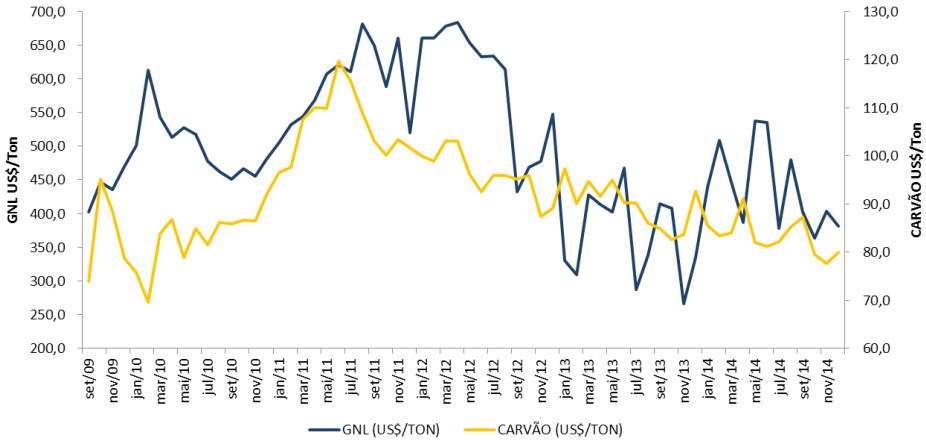
Constata-se que no Chile os valores da relação consumo-produção são consideravelmente superiores à unidade para todos os combustíveis analisados, significando que o Chile tem grande necessidade de importar petróleo, gás natural e carvão para fornecer a demanda interna de energia.

Ao ter que importar grande quantidade dos combustíveis fósseis consumidos, o Chile está exposto às variações no preço destas commodities no mercado internacional, o que impacta o custo da geração térmica. Na Figura 49 se observa a volatilidade nos preço do carvão e do GNL no mercado chileno. Constata-se uma variação mais acentuada no preço do GNL, porém o carvão também teve grandes variações no período atingindo o seu valor máximo em julho de 2011 (115,6 US$/Ton) e apresentando uma tendência decrescente a partir de então, em função, em boa medida, do aumento da exportação de carvão dos Estados Unidos[215].

214 A relação mostrada na Tabela 11 não se limita ao combustível consumido no setor elétrico, mas ao consumo geral de energia dos países. Porém, esse dado proporciona uma ideia da magnitude das importações de combustíveis nos países latino-americanos.

215 Na análise realizada sobre os países da OCDE se destaca o papel dos Estados Unidos na produção de carvão. 5.4.2 O efeito do gás de xisto nos Estados Unidos.

FIGURA 49: Variação mensal do preço de importação CIF do GNL e do Carvão no Chile, 2009-2014



Fonte: Com base em dados da CNE (2015). Site Institucional- Hidrocarburos

5.3. OS PAÍSES HÍDRICOS

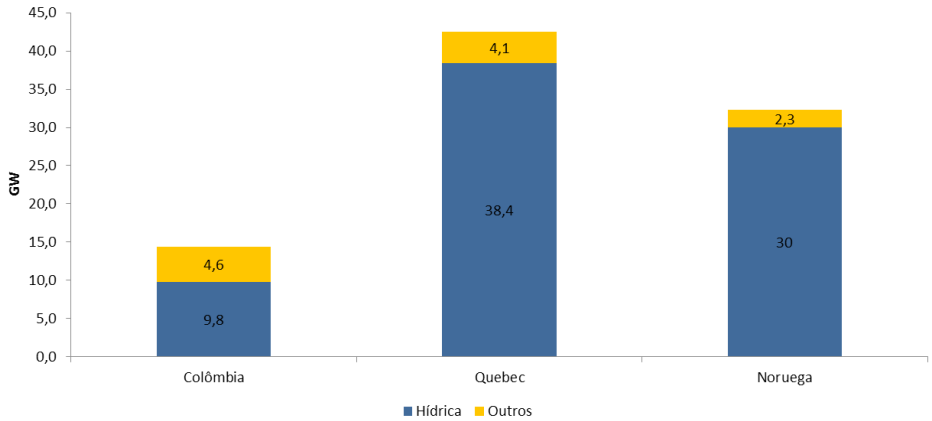
Nesta parte, se compara a tarifa de energia elétrica dos três países que apresentam uma matriz elétrica estruturalmente parecida à brasileira, ou seja, majoritariamente hídrica. Dessa forma, são analisados os vetores explicativos das diferenças de preços para o consumidor final entre sistemas *a priori* parecidos: o estado de Québec (Canadá), a Noruega e a Colômbia.

No Québec e na Noruega o custo de geração é menor que na Colômbia, em parte por que mais de 90% da matriz destes países é hídrica. Já a matriz da Colômbia tem uma alta participação de fontes térmicas, caracterizando-se por ser uma matriz hidrotérmica com forte geração térmica em anos mais secos.

Ainda no caso do Québec, os ativos de geração são antigos, existe um contrato muito vantajoso de compra de energia com a hidroelétrica de Churchill Falls e, além disso, o Québec realiza operações lucrativas de compra e venda em diferentes mercados. Já no caso da Noruega, é o *Nord Pool* que determina o custo da geração baixo neste país.

De acordo com a Figura 50, todos os países selecionados apresentam capacidade instalada fortemente concentrada na fonte hídrica, na medida em que a mesma representa a maior parte da matriz, 68,1% na Colômbia, 90,4% no Québec e 92,9% na Noruega. Isso em princípio deveria se refletir no custo de geração, que tenderia a ser estruturalmente parecido nos países hídricos.

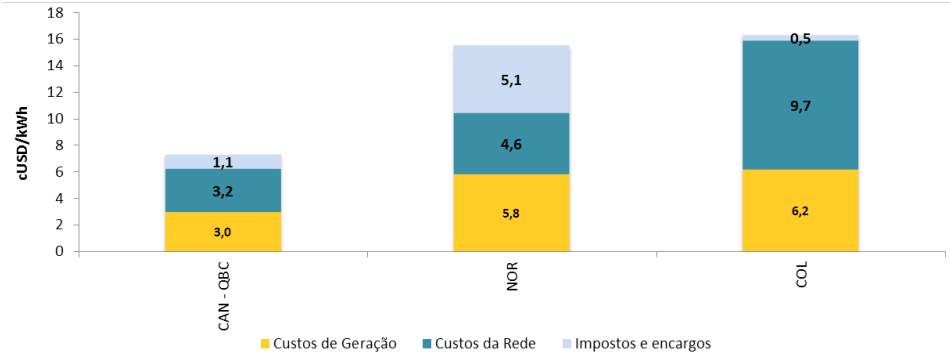
FIGURA 50: Capacidade hídrica na capacidade total dos países, 2012



Fonte: Com base em dados do Ministério de Minas e Energia (2013). Energía eléctrica; Statistics Canada (2014) Energy data. Eurostat (2014). Database

Contudo, as Figura 51 e Figura 52 mostram grande heterogeneidade na tarifa entre países com uma matriz de geração estruturalmente parecida. Assim, para o ano de 2013, a tarifa residencial do estado de Québec é a mais barata dentre os países hídricos, sendo que representa apenas 44,8% da tarifa colombiana. O próprio custo de geração no Québec representa menos da metade do custo de geração da Colômbia. Isso se deve a algumas características próprias deste estado canadense que permitem manter um preço muito baixo da energia do *Heritage Pool,* que corresponde ao parque gerador hídrico relativamente antigo, ao contrato do Churchill Falls e aos ganhos com arbitragem de energia com os mercados vizinhos, fatores que serão analisados mais adiante.

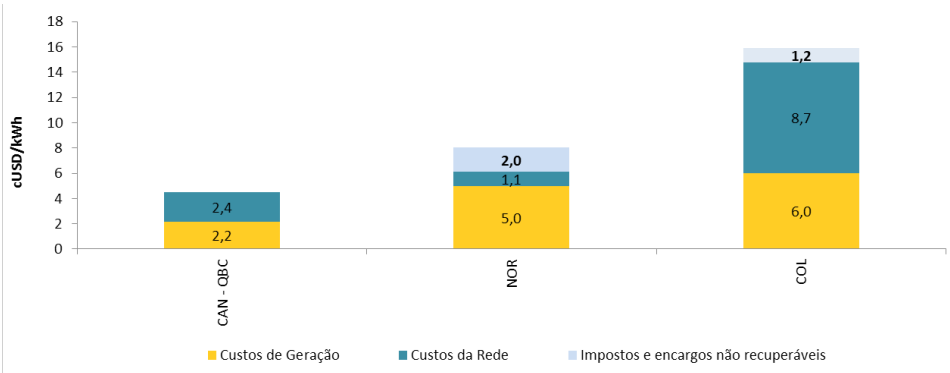
FIGURA 51: Composição da tarifa residencial de 2013 em cUSD/kWh para os países hídricos – Preços de 2013



Esta constatação é ainda mais marcante para os consumidores industriais: para esses consumidores, a tarifa do Québec representa apenas um pouco mais da metade (56,1%) da tarifa da Noruega.

Na Noruega é importante considerar que o sistema elétrico está inserido no mercado *Nord Pool Spot*, junto com Suécia, Dinamarca, e Finlândia[216]. A forte integração energética na região nórdica da Europa, cuja matriz é majoritariamente hídrica, favorece a competitividade local e proporciona um custo de geração baixo, resultando em uma tarifa final baixa para o consumidor norueguês. Fator que também será analisado mais adiante.

FIGURA 52: Composição da tarifa industrial de 2013 em cUSD/kWh para os países hídricos – Preços de 2013



Por fim, constatou-se que a Colômbia apresenta as maiores tarifas tanto residencial quanto industrial. Isso se deve a que, embora a matriz elétrica seja essencialmente hídrica (68,1%), ainda há ampla participação de fontes térmicas (31,3%) caracterizando um sistema hidrotérmico, à diferença do Québec e da Noruega onde mais de 90% da capacidade corresponde a fontes hídricas.

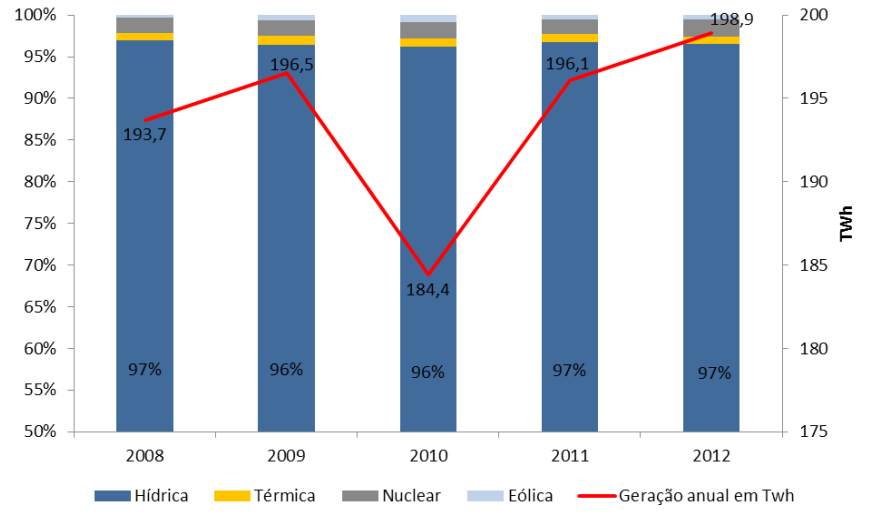
Neste sentido, o estudo enfatiza a grande vulnerabilidade do sistema colombiano aos fenômenos climatológicos que determinam a disponibilidade de recursos hídricos, impactando fortemente o custo de geração no país, que acaba se refletindo na tarifa final de energia em alguns anos.

216 Estes quatro países conformam o *Nord Pool,* porém é importante destacar que este bloco de países também têm interligações com outros mercados da Europa como Alemanha, Holanda, Estónia, Polónia e Rússia. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – *Facts 2013* (p. 52).

5.3.1. O BAIXO CUSTO DA GERAÇÃO NO QUÉBEC

Na província de Québec, a produção de energia elétrica se baseia quase exclusivamente na fonte hídrica, que responde por aproximadamente 97% da geração total local, conforme apresentado na Figura 53. O sistema elétrico de Québec é dominado pela estatal Hydro-Québec, que representa cerca de 85%[217] da capacidade instalada na província. O restante pertence a empresas privadas, que participaram ativamente da expansão do sistema nos últimos anos[218].

FIGURA 53: Geração de energia elétrica no Québec, 2008-2012



Fonte: Com base em dado de Statistics Canada (2013)

No final dos anos 1990 a província de Québec reformou seu setor elétrico com o motor principal de atender aos requisitos mínimos de reciprocidade estabelecidos pela FERC norte-americana, para autorizar a integração elétrica e comercial da geração de Québec com os estados do Nordeste dos EUA. Em 1996 foi criada a agência reguladora e fiscalizadora do setor energético de Québec, a *Régie de l'éner-*

217 Com base em dados de Statistics Canada(2013)-*installed generation capacity by class of electricity producer.*

218 Os empreendimentos privados participaram especificamente da expansão do parque eólico quebequense.

gie[219]. Em 1997, a Hydro-Québec recebeu uma licença para operar no mercado norte americano, mas para isso a Hydro-Québec teve que dar livre acesso às redes de transmissão criando assim a Hydro-Québec TransÉnergie[220] como empresa formalmente separada da Hydro-Québec, responsável pelos sistema de transmissão. Posteriormente, em 2000, logo após se ter aprovado a *Act respecting the Régie de l'énergie*, a Hydro-Québec passou por um processo de desverticalização resultando na criação das Hydro-Québec Production, Hydro-Québec Distribution e Hydro-Québec Équipement[221].

Para que essa mudança não prejudicasse o consumidor e ele continuasse se beneficiando de uma tarifa baixa e estável, em 2000 criou-se o *Heritage Pool*[222], através do qual a Hydro-Québec Production passaria a fornecer para a Hydro--Québec Distribution um bloco fixo de energia elétrica de 165 TWh por ano[223], à época 95% das necessidades de energia desta, a uma tarifa fixa de 2,79 cCA$/kWh[224], que pode ser alterada pelo governo.

O consumidor se beneficiou da tarifa mais competitiva dos países hídricos listados neste estudo, tendo um custo de geração significativamente mais barato que os demais. Em 2012, os 165 TWh fornecidos pela Hydro-Québec Production ao *Heritage Pool,* representaram 82,9 %[225] da geração total de Québec. Este esquema é possível graças a três fatores:

i. Boa parte dos investimentos nas grandes usinas hidrelétricas de Québec já estão amortizadas;
ii. A Hydro-Québec Production compra energia da usina de Churchill Falls a um preço muito vantajoso;
iii. A Hydro Québec Production realiza operações de arbitragem extremamente rentáveis nos mercados vizinhos, explorando as diferenças de preço

219 Hydro-Québec (2015). *Site institucional-history of electricity in Quebec, 1980-1996 a time of uncertainty.*

220 Hydro-Québec (2015). *Site institucional- history of electricity in Quebec, 1997-… Renewed Growth.*

221 Hydro-Québec (2015). *Site institucional-history of electricity in Quebec, 1997-… Renewed Growth.*

222 Hydro-Québec (2015). *Site institucional -history of electricity in Quebec, 1997-… Renewed Growth.*

223 Hydro Québec (2015). *Site institucional- Act Regulation and conditions of electricity services.*

224 Hydro-Québec (2015). *Site institucional- history of electricity in Quebec, 1997-… Renewed Growth.*

225 Com base em dados de Statistics Canada (2013) – 165 TWh/198,9 TWh (produção total de 2012).

da eletricidade no mercado atacadista entre os horários de ponta e fora de ponta.

A Hydro-Québec possui 60 usinas hidrelétricas e duas usinas termelétricas[226]. Das 60 hidrelétricas, 26 têm grandes reservatórios[227] e quatro delas têm uma potência instalada superior a 2000 MW. Como se observa na Tabela 19, o parque é relativamente antigo e várias centrais estão amortizadas, o que explica em parte a baixa tarifa de geração no Québec.

TABELA 19: Dez maiores usinas hidrelétricas no Québec

Nome	Tipo	Potência instalada (MW)	Ano de inicio de operação
Robert-Bourassa	Reservatório	5616	1979-1981
La Grande-4	Reservatório	2779	1984-1986
La Grande-3	Reservatório	2417	1982-1984
La Grande-2-A	Reservatório	2106	1991-1992
Beauharnois	Fio d'água	1853	1932-1961
Manic-5	Reservatório	1596	1970-1971
La Grande-1	Fio d'água	1436	1994-1995
René-Lévesque	Fio d'água	1244	1975-1976
Bersimis-1	Reservatório	1178	1956-1959
Jean-Lesage	Fio d'água	1145	1965-1967

Fonte: Com base em dados de Hydro-Québec (2015)- Site institucional- Centrales hydroélectriques

Além da Hydro-Québec Production usufruir das suas próprias usinas já amortizadas, ainda compra energia elétrica de outras geradoras, sendo a maior parte da hidrelétrica de Churchill Falls, localizada em Terra Nova e Labrador, a um preço muito vantajoso.

Em 1969, foi assinado um contrato de 44 anos entre a Hydro-Québec e a Churchill Falls Labrador Company (CFLCo), para a exploração da geração anual esperada de 34,5 TWh/ano da usina de Churchill Falls, a Hydro-Québec compraria aproximadamente 31,5 TWh/ano, ou seja 90% da energia produzida, por um

226 Hydro Québec (2013). *Rapport Annuel 2013* (p.8).

227 Hydro Québec (2013). *Rapport Annuel 2013* (p.8).

preço de venda fixo de 2,3 CA$/MWh[228], não sujeito a indexação[229]. É importante enfatizar que os 31,5 TWh fornecidos pela Churchill Falls representam aproximadamente 18% dos 165 TWh do *Heritage Pool*.

A Hydro-Québec Production vende também a energia que excede a cota do *Heritage Pool* no Québec, através de licitações, e fora do Québec, nos mercados atacadistas norte-americanos. Na prática, a Hydro-Québec Production aproveita do seu grande potencial hidrelétrico para realizar a arbitragem através de transações de compra e venda de energia nos mercados vizinhos. A Hydro-Québec vende a maior parte de sua energia no verão, quando a demanda doméstica é baixa e os preços no mercado do nordeste dos Estados Unidos são compensadores. O Québec ainda compra o excesso de energia de Ontário durante a noite, quando os preços são baixos e vende energia para Ontário durante o dia, quando a demanda e os preços são maiores.

Em função destes três fatores, o preço do *Heritage Pool* permite que o custo de geração no Québec tão baixo, sendo que para obter a tarifa final do consumidor deve-se adicionar o custo das redes de transmissão e distribuição assim como os impostos. Mesmo assim, conforme se observa na Tabela 20, a tarifa é baixa tanto para o consumidor residencial quanto para o industrial.

TABELA 20: Tarifa de energia elétrica da Hydro- Québec Distribution, 2014

Setor	Condições e tarifa variável
Domestica e Rural Tarifa D	5,57 cCA$/kWh pelos primeiros 30 kWh diários e 8,26 cCA$/kWh pelo excesso
Negócios Pequenos Tarifa G	9,38 cCA$/kWh pelos primeiros 15.090 kWh diários e 5,26 cCA$/kWh pelo excesso
Negócios Médios Tarifa M	4,71 cCA$/kWh pelos primeiros 210.000 kWh diários e 3,52 cCA$/kWh pelo excesso
Negócios Grandes Tarifa L	3,17 cCA$/kWh

Nota: todos os setores estão sujeitos a um cargo fixo

Fonte: Com base em dados de Hydro-Québec (2015)- Site institucional -Electricity rates

228 No contrato o preço da energia está em *mills*. Foi realizada a conversão para o dólar canadense sendo que 1 mill é equivalente a 1/1000 dólar canadense Power contract between Quebec Hydroelectric Comission and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (1969). *Artigo VIII*.

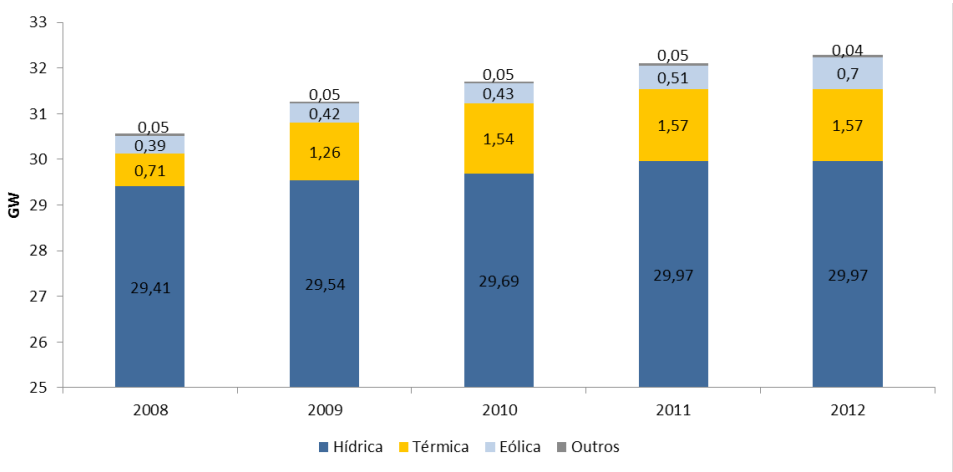
229 Ainda o contrato assinado entre Hydro-Québec e CFLCo tem uma cláusula de renovação automática, sob as mesmas condições do contrato de 1969 incluído o preço, por mais 25 anos devendo ficar válido até 2041. Power contract between Quebec Hydroelectric Comission and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (1969). *Artigo III- Renewal of Contract.*

A província de Québec tem utilizado as baixas tarifas industriais para incentivar a indústria local, embora nem todas as indústrias tenham acesso às tarifas mais vantajosas. O governo do Québec se reserva o direito de aprovar a outorga da tarifa L (ou outras tarifas especiais) a indústrias que possam demonstrar o impacto positivo na economia local, condição que é válida ainda para a renovação de contratos que dão acesso a esta tarifa[230].

5.3.2. A NORUEGA E O MERCADO *NORD POOL SPOT*

A matriz elétrica da Noruega é essencialmente hídrica, conforme se observa na Figura 54: mais de 90% da capacidade instalada deste país corresponde a usinas hidrelétricas. Ainda, as usinas na Noruega têm grandes reservatórios que têm uma grande capacidade de regulação e, assim, entre 60% e 70% da energia hídrica advêm destes reservatórios[231].

FIGURA 54: Capacidade instalada na Noruega, 2008-2012



Fonte: Com base sem dados da Eurostat (2014)- Database

230 Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (2006). *Quebec Energy Strategy 2006-2015*. (p.24).

231 IEA (2011). *Energy policies of IEA countries, Norway Review 2011* (p.97).

Contudo, não pode se analisar o sistema elétrico da Noruega de forma isolada já que ele está inserido no *Nord Pool,* junto com a Finlândia a Suécia e a Dinamarca[232]. O *Nord Pool,* mercado elétrico atacadista dos países nórdicos, é um modelo de referência de integração de mercado na base de regras e princípios comuns e se baseia na cooperação tanto dos reguladores do setor elétrico quanto dos operadores da rede de transmissão[233].

O *Nord Pool* é composto de dois mercados. O mercado físico de energia *Nord Pool Spot*, é aquele no qual se realizam as transações físicas de energia. Por sua vez, o mercado físico está subdividido em três: o mercado do dia seguinte, o *Elspot*, definido como um mercado de contratos onde a energia é efetivamente despachada hora a hora no dia seguinte. Ainda existe o mercado intradiário, *Elbas*[234] e o mercado de balanço[235].

O segundo é o mercado financeiro de comercialização de energia, *Nasdaq Omx*, que inclui instrumentos financeiros que permitem tanto gerenciar o risco de variação nos preços como fazer apostas especulativas. Todos os contratos no mercado financeiro de energia são liquidados financeiramente, sem envolver o despacho físico de energia[236]. O mercado do dia seguinte (*Elspot*) é base do preço do mercado financeiro de energia; assim o preço determinado no *Nord Pool Spot* serve de referência para os contratos do *Nasdaq Omx*.

Neste contexto, todo dia o *Nord Pool Spot* calcula o preço do sistema elétrico, aquele que equilibra a oferta com a demanda, para cada hora do dia seguinte. Este preço é o mesmo para todo o mercado nórdico e reflete as condições de geração e consumo total do sistema nórdico. Porém, ele não considera possíveis restrições da rede de transmissão. Para isso, a *Nord Pool Spot* calcula os preços de área, além do preço do sistema. Os preços de área consideram os gargalos da rede de transmissão e, portanto, determinam diferentes preços para cada uma das áreas do mercado nórdico[237]. Assim, um congestionamento

232 Estes quatro países conformam o *Nord Pool,* porém é importante destacar que este bloco de países também têm interligações com outros mercados da Europa como Alemanha, Holanda, Estónia, Polónia e Rússia. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – *Facts 2013* (p. 52).

233 IEA (2011). *Energy policies of IEA countries, Norway Review 2011* (p.99).

234 Mercado intradiario no qual são assinados contratos a cada hora no período entre o mercado *Elspot* (24 horas antes da hora do despacho) e a hora imediatamente anterior à hora do despacho de energia.

235 Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – *Facts 2013* (p. 54).

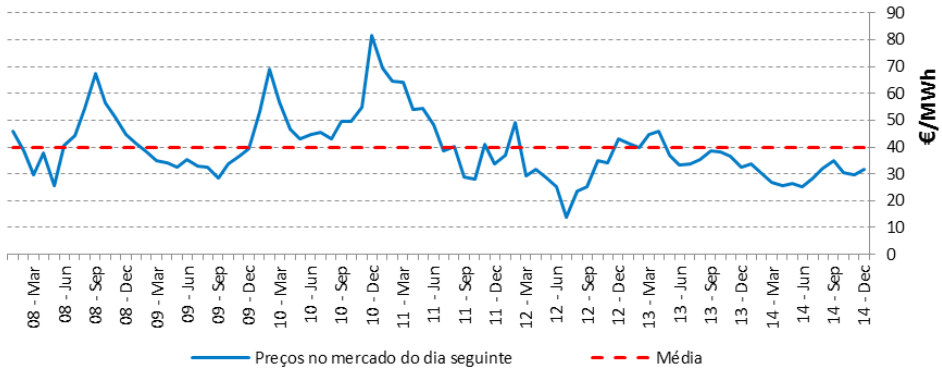
236 Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – *Facts 2013* (p. 53-Box. 5,1).

237 Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013) – *Facts 2013* (p. 55).

da rede pode criar uma diferenciação dos preços entre as diferentes áreas do mercado[238].

A transparência do modelo de mercado desenvolvido no *Nord Pool* atraiu liquidez e resultou na multiplicação das transações de curto prazo. Dessa forma, mais de 75% do consumo elétrico dos países nórdicos é transacionado no mercado do dia seguinte no *Nord Pool Spot*[239]. Isso significa que o custo da geração da Noruega é fortemente correlacionado com o preço do mercado do dia seguinte. Sendo assim, a Figura 55 resume os preços mensais médios do sistema *Nord Pool Spot* para o mercado do dia seguinte entre 2008 e 2014. Constata-se que, embora o mercado tenha passado por alguns extremos neste período (especificamente no inverno de 2010 com um recorde de 81,7 €/MWh no mês de Dezembro), o preço mensal do sistema médio foi relativamente baixo: 39,9 €/MWh.

FIGURA 55: Preços médios mensais no mercado do dia seguinte, em €/MWh (preços nominais): 2008-2014



Fonte: Com base em dados de Nord Pool Spot (2015) Market data

238 Esses congestionamentos energéticos acontecem na medida em que as diferentes regiões do mercado nórdico apresentam situações energéticas heterogêneas. Por exemplo, em um determinado momento, se uma região A apresenta um excesso de oferta enquanto uma região B apresenta um déficit de energia, é preciso exportar a energia da região A para a região B. Se a capacidade da rede não for suficiente para permitir a exportação desta energia, um congestionamento ocorre entre as duas regiões e o preço na região B é superior ao preço da região A. Essa diferenciação de preço favorece, no curto prazo, a circulação de energia das regiões em excesso de oferta para as regiões em déficit, e pode sinalizar uma necessidade de correção deste desequilíbrio de rede no longo prazo.

239 BOLTZ W (2013)., *The Challenges of Electricity Market Regulation, The Evolution of Electricity Markets in Americas p199-224.*

Cabe destacar que a matriz do sistema nórdico, com alta participação hídrica em boa parte devido à contribuição da Noruega, junto à transparência e concorrência criada no mercado, tem permitido baixos preços da energia no mercado atacadista.

A Tabela 21 mostra a composição da geração total para 2013 no *Nord Pool,* considerando a contribuição dos quatro países que fazem parte deste sistema integrado. Apresenta-se uma configuração com predominância da fonte hídrica, além de presença notável da fonte nuclear. O baixo custo marginal dessas duas fontes favorece um preço baixo no mercado do dia seguinte.

TABELA 21: Geração de energia elétrica por tipo de fonte no Nord Pool, 2013

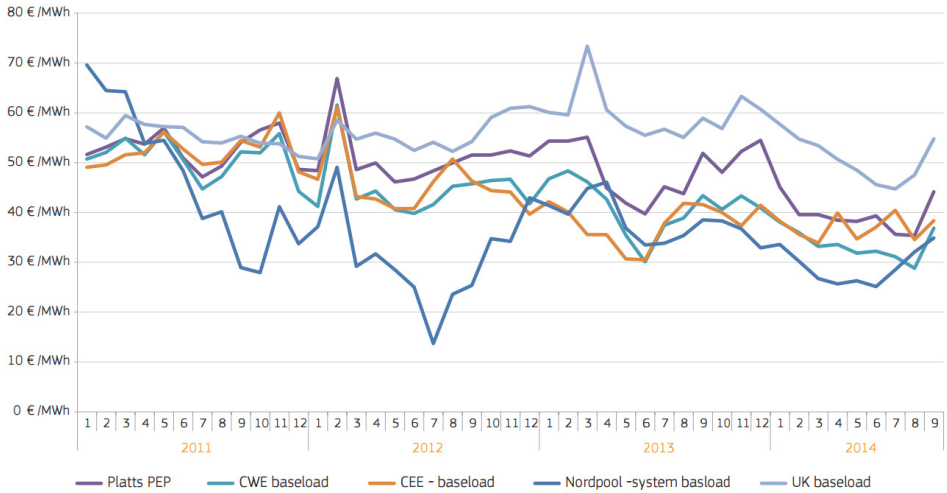
País	Dinamarca		Finlândia		Suécia		Noruega		Nord Pool	
Geração total (TWh)	34,75		71,25		153,17		134,24		393,41	
Hídrica (TWh)	0,01	0%	12,84	18%	61,50	40%	129,02	96%	203,37	52%
Térmica (TWh)	23,10	66%	33,73	47%	15,34	10%	3,17	2%	75,33	19%
Nuclear (TWh)	-	0%	23,61	33%	66,46	43%	-	0%	90,06	23%
Eólica (TWh)	11,12	32%	0,77	1%	9,84	6%	1,89	1%	23,63	6%
Outros (TWh	0,52	1%	0,31	0%	0,04	0%	0,15	0%	1,01	0%

Fonte: Com base em dados da Eurostat (2014)- Database

Por outro lado, a multiplicação dos agentes e das transações no sistema *Nord Pool Spot* favorece um ambiente competitivo e a redução do preço médio da geração elétrica.

Em consequência, os preços de energia no *Nord Pool* têm sido menores do que no resto da Europa, com exceção dos momentos de hidrologia desfavorável. A afirmativa pode ser corroborada pela Figura 56, que mostra o Platts PEP, o Índice de Preços de Energia Pan Europeu, comparado aos preços de geração de base dos principais mercados de eletricidade europeus, incluindo o *Nord Pool*. Observe-se que o preço da eletricidade no *Nord Pool* só iguala ou supera o Plats PEP nos quatro primeiros meses de 2011 e em abril de 2013. Em todos os outros meses os preços no *Nord Pool* ficaram abaixo do índice e com grande frequência eles foram os mais baixos de todos os mercados europeus.

FIGURA 56: Comparação entre o Platts PEP e os preços de geração de base mensais em mercados europeus, em €/MWh (preços nominais): 2011-2014[240]



Fonte: European Commission (2014), Quarterly Report on European Electricity Markets, third quarter of 2014, (p.13)

O consumidor final, seja residencial ou industrial, se beneficia de um preço da energia relativamente competitivo, principalmente em função do custo da geração. No caso da Noruega observou-se que tem o segundo menor custo de geração dos países hídricos, apenas ultrapassado pelo Québec.

Contudo, anota-se a carga importante de impostos e encargos no país nórdico, atingindo respetivamente 33% da tarifa final para o consumidor residencial e 24% para o consumidor industrial em 2013[241]. Isto se explica em parte pela aplicação de taxas para incentivar a inserção de fontes renováveis. Na Noruega, as energias renováveis são impulsionadas através de um esquema de certificados. Os custos são assumidos pelos consumidores diretamente na fatura, através de um sobre custo repassado pelos comercializadores[242].

240 Platts PEP: Índice de Preços de Energia Pan Europeu; CWE (Central Western Europe): Bélgica, Alemanha, França, Luxemburgo, Holanda, e Austria. EE (Eastern Europe): República Checa, Hungria, Polônia, Romênia, Eslováquia. UK (Reino Unido): Inglaterra, País de Gales e Escócia.

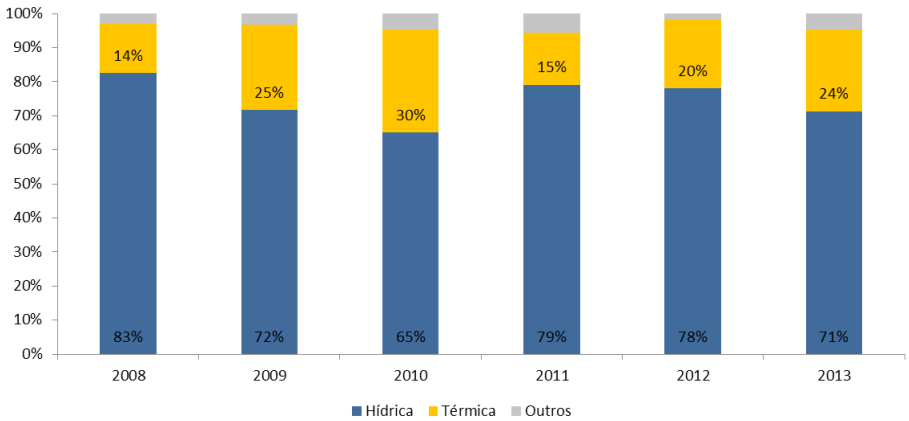
241 Com base nos dados da Figura 27 e da Figura 28.

242 Cabe destacar que em 2012, a Suécia e a Noruega estabeleceram um mercado de certificados comum. Os custos, desde então, são divididos entre os habitantes de ambos os países Legal Sources on Renewable Energy (2012)- *Site institucional*.

5.3.3. A INFLUÊNCIA DA HIDROLOGIA NO MERCADO DE ENERGIA NA COLÔMBIA

A matriz elétrica colombiana tem 68,1% (Figura 50) de participação de fontes hídricas, comparando com Québec e Noruega nos quais mais de 90% da capacidade instalada é hídrica[243]. Embora a geração hídrica na Colômbia represente em média mais de 75% da geração total a cada ano, conforme se mostra na Figura 57, observa-se que existe uma grande volatilidade da produção a partir desta fonte, podendo chegar a representar tanto 83%, como em 2008, quanto 65%, como em 2010. Este fato se explica pela vulnerabilidade do sistema aos regimes hidrológicos do país.

FIGURA 57: Geração de energia elétrica na Colômbia, 2008-2013



Fonte: Com base em dados de UPME (2013) Balance energético 2013

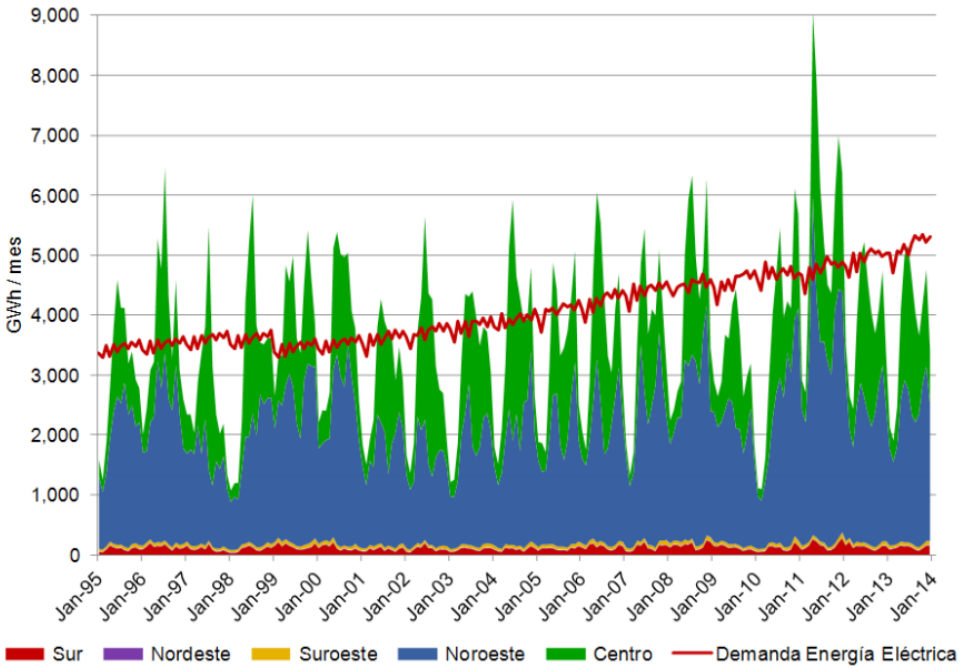
Os regimes hidrológicos da Colômbia variam segundo a região. Na Figura 58 observa-se que o maior aporte hidrológico[244] ao sistema elétrico colombiano advém da região noroeste e centro do país. A hidrologia é significativamente afetada pelo fenômeno *El Niño*, que se caracteriza pela falta de chuvas. Assim, na Figura 58 contata-se que este fenômeno afetou negativamente o aporte hidrológico das regiões noroeste e centro principalmente entre 1997-1998 e 2009-2010[245].

243 Ver Tabela 4: Matriz elétrica por tipo de fonte, 2012.

244 Aporte hidrológico em energia é o valor que se obtêm ao multiplicar a vazão (m^3/s) pelo fator de produção do gerador correspondente ($MW/m^3/s$). Macias P, A (2013). Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático. UPME (p.15).

245 Macias P, A (2013). *Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático*. UPME (p.17).

FIGURA 58: Afluências regionais no sistema elétrico colombiano, 1995-2014



Fonte: Macias P, A (2013). Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático. UPME (p.17)

Essa variabilidade climática impacta a formação dos preços de energia no mercado colombiano, que tendem a variar de acordo com as afluências. Para entender como a variação das precipitações afeta o preço da energia é necessário compreender como funciona o mercado elétrico colombiano.

A vulnerabilidade do setor elétrico colombiano aos fenômenos climáticos já evidenciou problemas estruturais nos anos de 1990 e motivou uma reforma do setor. Na época, houve uma seca severa provocada pelo *El Niño* que comprovou as deficiências estruturais e normativas do setor elétrico colombiano. Entre janeiro de 1992 e abril de 1993, a Colômbia teve de racionar 17% de sua demanda de energia elétrica, ou seja, um dos cortes mais severos já registrados no mundo[246]. Em função dessa crise, as reformas de 1994 criaram regras atrativas para o investimento privado e tornaram o setor energético colombiano um dos mais liberalizados da América Latina.

246 Business News Americas (2012). *Futuros de energia elétrica em Colombia : el advenimiento de um nuevo mercado*. (p. 3).

Foi criado um novo órgão regulador, a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), para promover a concorrência e supervisionar as empresas de serviços públicos. Ampliou-se, consideravelmente, o sistema de transmissão para melhorar a segurança do fornecimento e houve privatização no parque gerador da maioria das regiões. A administração do mercado atacadista foi entregue a uma entidade privada, a XM e, por fim, criou-se um mercado de compras em bolsa para a energia elétrica[247].

Atualmente, o Mercado Atacadista de Energia (MEM) é composto pelo conjunto de geradores e comercializadores que operam no SIN, permitindo que os agentes realizem transações de compra e venda de eletricidade tanto de curto quanto de longo prazo.

Nesse modelo, existe o mercado de contratos de longo prazo, com caráter financeiro, em que os agentes obtêm cobertura frente à alta volatilidade de preços da energia no mercado de curto prazo. O mercado de contratos de eletricidade caracteriza-se por negociações bilaterais[248].

Existe também um mercado de curto prazo (Bolsa de Energia ou spot) em que os geradores, por meio de leilões diários, oferecem preços e declaram disponibilidade de energia. Os preços spot são determinados a partir das ofertas e disponibilidade declarada pelos geradores, sendo que os produtores são despachados por ordem de mérito econômico[249], vale dizer, em função do seu custo marginal.

Neste contexto, considerando que mais da metade da capacidade instalada da Colômbia corresponde a usinas hidrelétricas, pode-se concluir que o custo marginal de geração na bolsa de energia é altamente vulnerável à disponibilidade de recursos hídricos. Assim, conforme se observa na Figura 59, existe alta volatilidade nos preços em função da ocorrência dos fenômenos climáticos, principalmente *El Niño* que determina períodos de hidrologia crítica.

O fenômeno *El Niño* diminui o aporte hidrológico ao sistema elétrico colombiano, fazendo com que a geração seja fortemente complementada por fontes termoelétricas cujo custo marginal é maior, aumentando o preço na bolsa de energia. Inversamente, na medida em que o aporte hidrológico aumenta, o preço na bolsa de energia diminui (Figura 59).

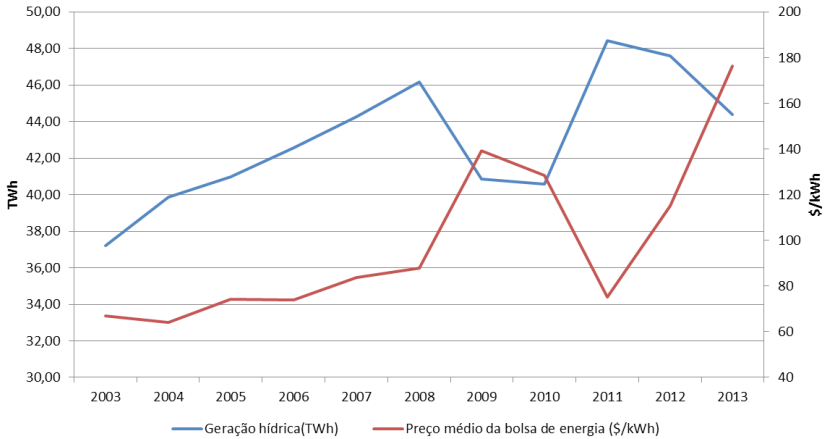
---

247 Business News Americas (2012). *Futuros de energia elétrica em Colombia : el advenimiento de um nuevo mercado*. (p. 3).

248 Macias P, A (2013). *Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático*. UPME (p.13).

249 Macias P, A (2013). *Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático*. UPME (p.13).

FIGURA 59: Geração hídrica vs preço médio da Bolsa de Energia, 2003-2013

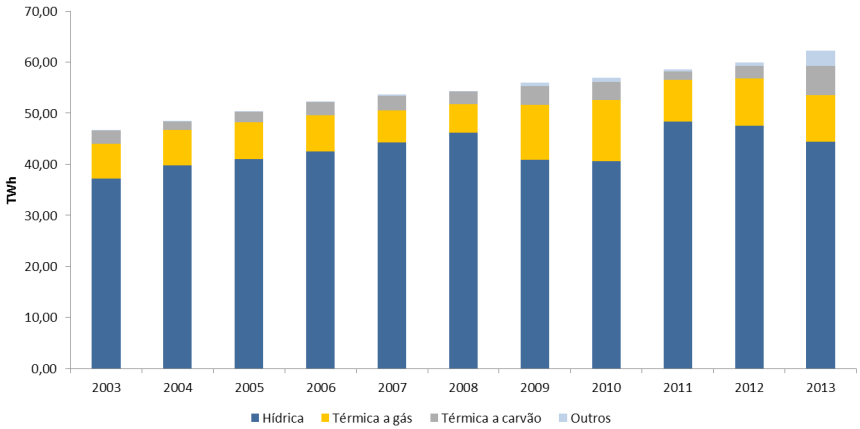


Fonte: Com base em dados de UPME(2014)- Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013

Considerando a importância das fontes térmicas na matriz elétrica colombiana e seu papel como geração complementar à geração hídrica, devem-se analisar os fatores fundamentais à determinação de seu custo: primeiro, o custo dos combustíveis usados na geração e, segundo, a remuneração paga aos geradores no período de hidrologia favorável.

No que respeita aos combustíveis usados na geração térmica, observa-se na Figura 60 que o gás natural é a principal fonte, seguida do carvão.

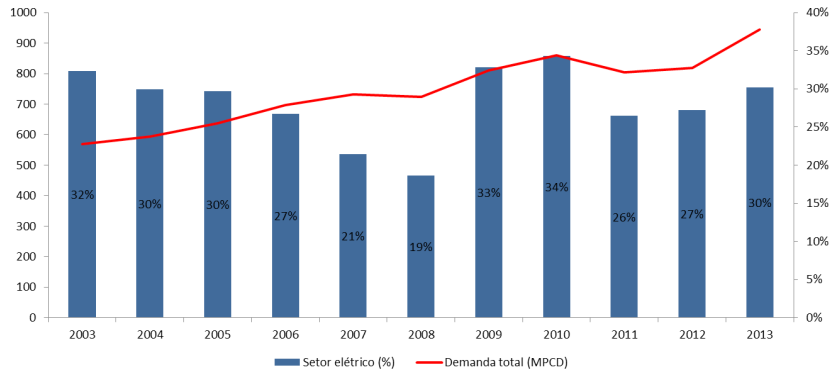
FIGURA 60: Geração elétrica na Colômbia por tipo de fonte, 2003-2013.



Fonte: Com base em dados de UPME(2014)- Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013

A Colômbia é grande foi em 2011 o quinto maior exportador mundial de carvão[250]; 68% dessa exportação é destinada a países europeus e 15% a outros países da América Latina[251]. Além disso, a Colômbia é autossuficiente em relação à produção gás natural, sendo que a partir de 2009 o país passou a exportar seus excedentes principalmente para Venezuela[252].

A demanda de gás natural por parte do setor elétrico é altamente variável, em função da hidrologia. Na Figura 61 se constata que a demanda das usinas térmicas pode representar mais de 30% da demanda nacional de gás natural, por exemplo, como ocorreu em 2010. Enquanto, em um ano de hidrologia boa, pode representar menos de 20% da demanda total, como exemplificado em 2008.



Fonte: Com base em dados de UPME (2014)- Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013

Neste contexto, o preço do gás natural para o setor elétrico é fundamental na determinação do custo da geração térmica. Na Colômbia o preço do gás natural é determinado por mecanismos de mercado[253]. No setor de gás natural, à semelhança do setor elétrico, a produção é uma atividade competitiva enquanto o transporte é um monopólio natural.

Na Colômbia existe o mercado primário e secundário de gás natural[254]. No mercado primário, existem duas formas de contratação de gás natural. A primeira é a negociação direta onde os agentes (produtores e consumidores livres, entre eles as

250 EIA(2015)- *Coutries - Colômbia*

251 EIA(2015)- *Coutries - Colômbia*

252 Com base em dados de UPME (2014) – *Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013*

253 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia.*

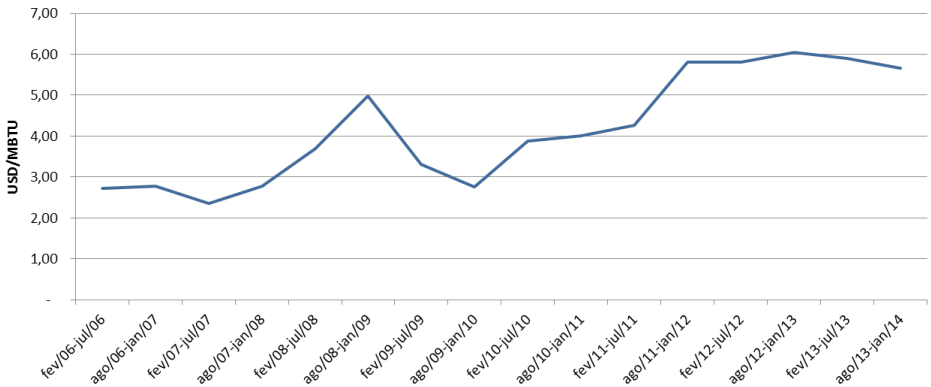
254 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.12).

termoelétricas) negociam contratos de fornecimento de gás[255], sendo os preços negociados livremente entre os agentes. A segunda é a negociação através de leilões[256].

No mercado secundário os consumidores que realizaram contratos com interrupções no mercado primário vendem o gás que não consomem para os outros agentes[257]. A venda pode ser realizada através da negociação direta[258], onde o vendedor realiza acordos livremente com o comprador; processo de "use ou venda", onde se realizam leilões independentes de oferta única (envelope fechado) para o dia seguinte[259]; e através de um promotor de mercado[260].

O preço dos contratos de gás natural tende a refletir o preço na boca do poço dos agentes produtores. Considerando que o campo Guajira representa aproximadamente a metade da produção de gás natural da Colômbia (47% em 2013[261]), seu preço representa, razoavelmente, o preço na Colômbia. Assim, na Figura 62 se observa a evolução do preço semestral do campo de Guajira na Colômbia, destacando-se que entre o primeiro semestre de 2006 e o primeiro semestre de 2014 o duplicou-se o preço deste campo.

FIGURA 62: Preço semestral na boca do poço de Guajira, Colômbia, 2006-2014



Fonte: Com base em dados de UPME(2014)- Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013

255 Estes contratos podem ser: de fornecimento firme, fornecimento firme condicionado, opção de compra de gás e fornecimento com interrupções CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.17-20).

256 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.27-29).

257 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.31).

258 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.38).

259 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.40).

260 CREG (2014). *Sector Gas Natural em Colombia* (p.41).

261 Com base em dados de UPME (2014) – Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013.

No que respeita à remuneração dos geradores no período de hidrologia favorável, estes são remunerados através do sistema denominado *Cargo por Confiabilidad"*. O *Cargo por Confiabilidade* tem o objetivo de dar um sinal de longo prazo para o investimento na expansão da geração, procurando garantir a segurança do fornecimento nos períodos de escassez.

Utiliza-se um esquema denominado "Obrigações de Energia Firme (OEF)", que é um compromisso dos geradores de produzir certa quantidade de energia nos períodos de escassez[262]. Assim, o gerador que tem uma OEF recebe uma remuneração estável durante um determinado período e se compromete a entregar uma quantidade determinada de energia no mercado quanto o preço da bolsa supere o Preço de Escassez[263]. O "*Cargo por Confiabilidad"* é pago por todos os usuários do sistema interconectado da Colômbia e é arrecadado através das tarifas de comercialização[264].

Nesta seção estudaram-se os países que tem matrizes essencialmente hídricas. Constatou-se que, embora as matrizes do Québec, da Noruega e da Colômbia, sejam estruturalmente similares o preço da geração é diferente entre estes países, afetando assim a tarifa dos consumidores finais.

Observou-se que no Québec e na Noruega o custo de geração é menor que na Colômbia, em parte por que mais de 90% da matriz destes países é hídrica. Enquanto a matriz da Colômbia tem uma alta participação de fontes térmicas, caracterizando-se por ser uma matriz hidrotérmica.

Ainda no caso do Québec, constatou-se que os ativos de geração são antigos, existe um contrato muito vantajoso de compra de energia com Churchill Falls e, além disso, Québec realiza operações vantajosas de compra e venda em diferentes mercados. Já no caso da Noruega, é o *Nord Pool* que determina o custo da geração neste país.

Por fim, no caso colombiano, constatou-se que, embora em média 75% da geração anula seja hidroelétrica, a fonte térmica tem um papel complementar fundamental. Sendo o preço do gás natural que determina o custo da geração térmica neste país.

262 CREG.(sd) *Cargo por Confiabilidad.*

263 Preço determinado pelo regulador, CREG. Que além de sinalizar quando devem ser exigidas as OEF, é o preço de remuneração da energia produzida pelas OEF. CREG(2015). *Precio de escacez.*

264 CREG (sd) *Cargo por Confiabilidad.*

5.4. PAÍSES DA OCDE

A seguir se analisa a tarifa de energia elétrica nos países da OCDE[265]. Observa-se que neste grupo encontram-se todos os países europeus abordados no estudo[266], os estados americanos e a província de Québec[267], a Coreia, o Japão e os únicos dois países latino-americanos que pertencem à OCDE, o Chile e o México[268].

Os países da União Europeia (UE) têm unificado a política energética dos países membros desde início da década de 1990, com os objetivos de dar maior competitividade à indústria europeia e incrementar o bem estar dos consumidores[269]. A construção de uma política energética comum requer que os mercados internos de energia, entre eles os de eletricidade, tendam a ter a mesma estrutura. Para isso se implantou um processo de liberalização dos mercados de energia, processo que se iniciou oficialmente em 1992 quando a Comissão Europeia formalizou o marco regulatório para a criação do mercado de eletricidade, estabelecendo um calendário que se desenvolveria em três etapas[270], para introdução de mecanismos de concorrência na atividade elétrica. A primeira etapa visava introduzir a transparência nos preços cobrados aos consumidores industriais e garantir o livre acesso às redes. A segunda etapa iniciada em 1997[271] procurava desverticalizar o setor elétrico dos países europeus, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Por fim, a terceira etapa se iniciou em 2003[272] com a determinação de liberalizar o mercado varejista para todos os consumidores industriais e residenciais. Neste esquema, todos os países europeus tendem a ter uma mesma estrutura de mercado na qual as atividades de geração e comercialização são competitivas, permitindo a concorrência de vários geradores e comercializadores, enquanto as atividades de transmissão e distribuição são monopólios naturais regulados pelo Estado.

Apesar de todos os países da UE terem modelos de mercado elétrico semelhantes, o custo da geração varia entre os países devido ao fato de a capacidade de troca

265 Brasil é o único país dos abordados nesta análise que não faz parte da OCDE (OCDE, 2015).

266 Noruega, República Tcheca, França, Finlândia, Suécia, Reino Unido, Espanha, Portugal, Itália e Alemanha.

267 Ver a análise do ponto 5.3.1 O baixo custo da geração no Québec.

268 Ver a análise destes países na parte dos países de América Latina, ponto 5.2 Os países da América Latina.

269 Garcia, Y(2006). *El mercado de energia en la Unión Europea.* (p.90).

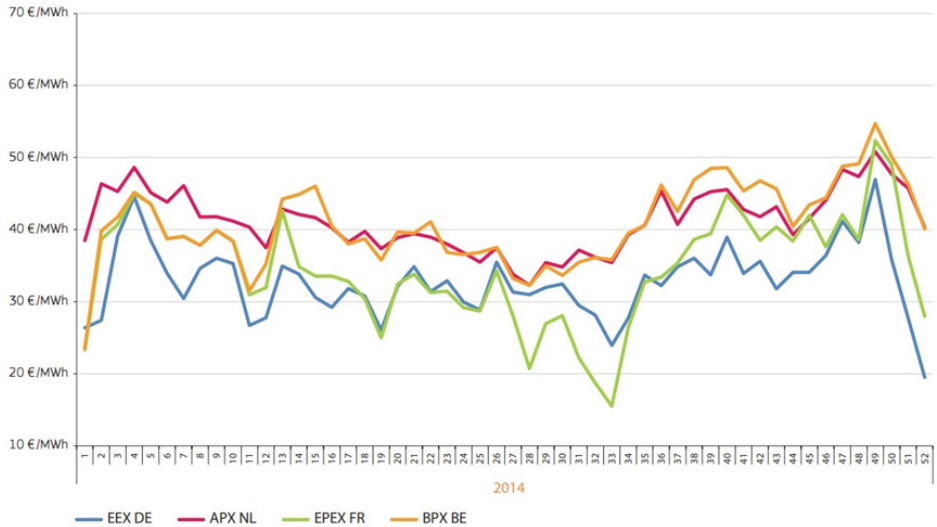
270 Garcia, Y(2006) *El mercado de energia en la Unión Europea.* (p.96).

271 Diretiva da Comissão Europeia 96/92 CE . Garcia, Y (2006).

272 Diretiva da Comissão Europeia 2003/54 CE . Garcia, Y (2006).

de energia entre fronteiras ainda ser, na maior parte dos casos, insuficiente para fazer convergir os preços dos mercados atacadistas. Na Figura 63, os preços nos mercados atacadista dos países do centro oeste da Europa – Alemanha (DE), Holanda (NL), França (FR) e Bélgica (BE) – não são iguais, embora sejam considerados pela Comissão Europeia como um mercado elétrico atacadista regional[273].

FIGURA 63: Preço atacadista médio semanal de energia elétrica na região centro oeste da Europa, 2014



Fonte: European Commission (2014) - Quarterly Reporto n European Electricity Markets. Market observatory for Energy(p.15)

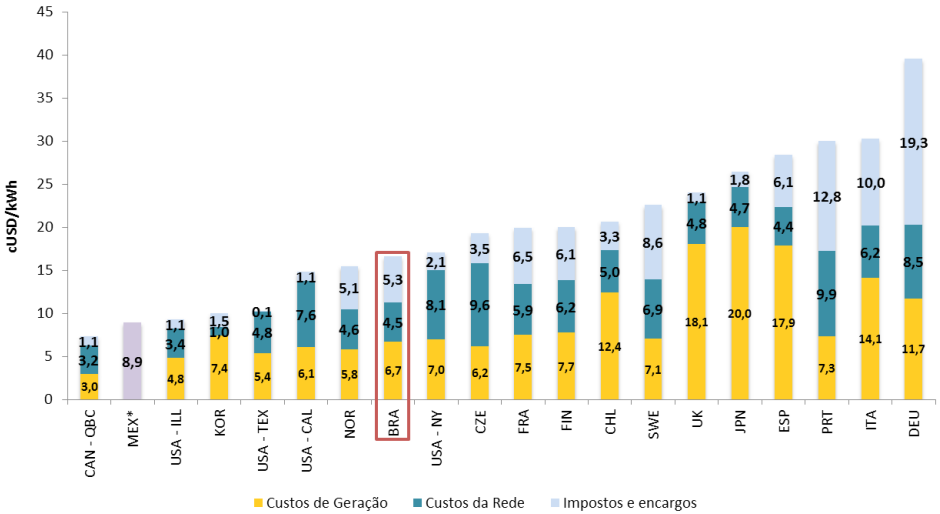
Por outro lado, existem grandes diferenças na estrutura geral de custos do setor de cada país. Na Figura 64 se observa a tarifa residencial, expressa em centavos de USD de 2013, destacando-se que todos os países europeus estudados, excetuando Noruega, têm tarifas de energia elétrica residencial maiores que o Brasil. Por exemplo, a tarifa da Alemanha, a mais cara da amostra, é 2,4 vezes maior a tarifa brasileira.

Conforme será analisado mais adiante, as tarifas dos países da UE estão entre as mais caras e uma das principais razões para isso está no uso da política energética como uma das principais formas de atingir objetivos de política climática. Em especial, a política de difusão de fontes renováveis de energia, adotada pela

273 European Commission (2014). *Quarterly Reporto n European Electricity Markets. Market observatory for Energy* (p.15).

Comissão Europeia, com metas individualizadas para cada país membro, que devem ser atingidas até o ano 2020, fez com que os países adotassem diferentes incentivos para a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica, que acabaram encarecendo a tarifa dos consumidores finais.

FIGURA 64: Tarifa residencial países da OCDE, 2013



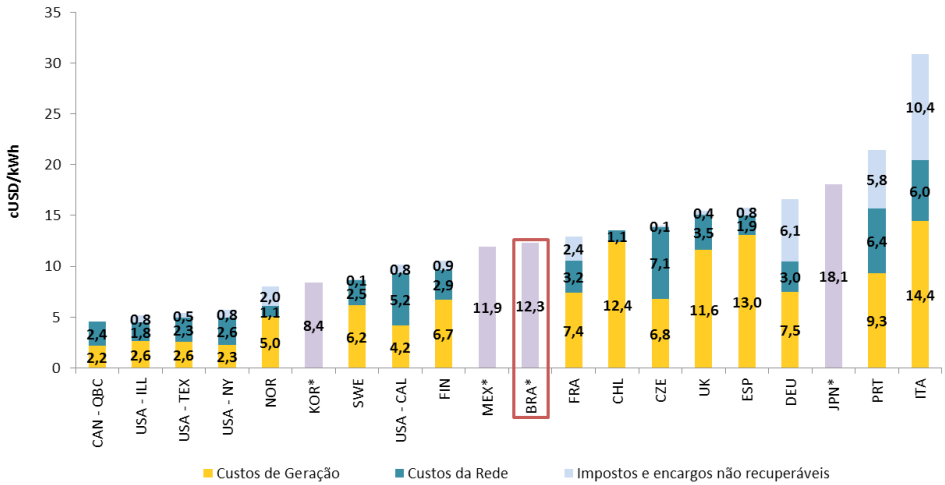
No que respeita aos Estados Unidos, vale a pena notar que existem vários sistemas elétricos independentes no país, operados por diversos operadores[274]. Assim, apesar de existirem trocas de energia entre os diferentes sistemas, elas são insuficientes para fazer convergir os custos dos diversos mercados atacadistas. O estudo abarca os sistemas elétricos de quatro estados americanos, Califórnia, Illinois, Nova York e Texas. Embora existam diferenças entre estes sistemas, que determinam diferentes níveis de tarifas, como se observa na Figura 64 e na Figura 65, as tarifas de 2013 nestes estados tiveram uma queda em relação às tarifas de 2009. Isso aconteceu, em boa medida em função da ampliação na produção de gás de xisto nos Estados Unidos, que beneficiou ao setor elétrico com a queda do custo de geração, fator que será mais bem analisado em seções subsequentes.

Por fim, vale a pena destacar também o caso do Japão que apresenta tarifas industrial e residencial elevadas, conforme se observa na Figura 64 e na Figura 65.

274 Segundo a *Federal Energy Regulatory Commission (2015)* nos Estados Unidos existem sete operadores do sistema independentes: CAISO, ERCOT, SPP, MISO, PJM, NYISO e a ISO-NE.

Sendo a tarifa residencial 59% maior que no Brasil, enquanto a tarifa industrial é 47% maior que no Brasil. O comportamento da tarifa elétrica no Japão pode ser explicado em boa medida pelo desligamento das geradoras nucleares, logo após o acidente de Fukushima em 2011, que obrigou ao país a substituir essa fonte de geração por termoelétricas com combustível importado.

FIGURA 65: Tarifa Industrial dos países da OCDE, 2013



A seguir se analisaram de forma separada as características citadas. Começando pela análise do incentivo à inserção de fontes renováveis nos países da UE, depois se avalia o impacto do boom na produção de gás de xisto sobre o custo de geração nos estados americanos, e, por fim, se estuda o elevado custo de geração no Japão em função do desligamento das usinas nucleares.

5.4.1. INCENTIVO À INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA DOS PAÍSES DA UNIÃO EUROPEIA.

Desde 2007 a UE tem adotado objetivos ambiciosos em relação às mudanças climáticas e à energia, a serem atingidos até 2020. Os países se comprometeram a reduzir em média 20% das emissões de gases de efeito estufa, incrementar para 20% a participação das renováveis na matriz energética e a aumentar a eficiên-

cia energética em 20%[275]. Os países da UE têm metas individuais referentes para emissões, renováveis e eficiência energética de acordo com as potencialidades de cada país. Na Tabela 22 se observam as metas individuais de cada um dos países europeus estudados para a inserção de renováveis na matriz energética. Constata-se que em relação ao verificado em 2005 as metas dos países para 2020 são ambiciosas, demandando amplos esforços para incentivar a inserção de fontes renováveis.

TABELA 22: Metas individuais para inserção de fontes renováveis na matriz energética dos países da União Europeia

País	2005 (%)	2020 (%)
Alemanha	5,8	18,0
Espanha	8,7	20,0
Finlândia	28,5	38,0
França	9,6	23,0
Itália	4,9	17,0
Portugal	19,8	31,0
Reino Unido	1,3	15,0
Rep. Tcheca	6,1	13,5
Suécia	39,8	49,0

Fonte: Com base em dados de European Comission (2015)- Europa 2020

Embora a meta de participação de fontes renováveis diga respeito a todo o uso de energia de uma forma geral e não apenas ao setor elétrico, um vetor fundamental para atingir os objetivos estabelecidos é um forte aumento da geração elétrica a partir de fontes renováveis. Visando fomentar projetos de energia renovável, adotaram-se mecanismos de incentivo, focando especialmente na maior geração a partir da energia solar e eólica[276]. Conforme se observa na Tabela 23 os países europeus aplicaram diferentes tipos de incentivos que podem ser divididos em cinco grupos: tarifas *feed-in* (FIT), Portfólios Standard de Renováveis (RPS), créditos especiais, redução de impostos e subsídio direto[277].

275 European Commission (2011). *Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy.*

276 A partir da informação para cada país disponibilizada pela European Comission (2012). *Legal Sources on Renewable Energy.*

277 A partir da informação para cada país disponibilizada pela European Comission (2012). *Legal Sources on Renewable Energy.*

TABELA 23: Incentivo a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica nos países europeus

País	FIT	RPS	Créditos	Impostos	Subsídio
Alemanha	X		X		
Espanha	X		X		
Finlândia	X				X
França	X			X	
Itália	X	X	X	X	
Portugal	X				
Reino Unido	X	X	X	X	
Rep. Tcheca	X				
Suécia		X		X	X

Nota: Não se inclui a Noruega por que este país já têm o 92,8% da matriz elétrica correspondente a fontes hídricas

Fonte: Com base em dados de European Comission (2012). Legal Sources on Renewable Energy e European Comission (2015)- Energy- National action plans

A FIT é um instrumento normativo que estabelece uma tarifa especial, diferente do preço de mercado, ou um prêmio sobre o preço de mercado para determinadas fontes de geração de energia elétrica[278]. Em geral este tipo de incentivo é estabelecido segundo o tipo de fonte e, em alguns países, depende também do tamanho do projeto ou de suas características, sendo que em geral se estabelece um tempo limite durante o qual a FIT estará vigente para o gerador. Este mecanismo requer que os geradores tenham livre acesso às redes de transmissão e, sobretudo, que tenham prioridade no despacho de energia garantindo-se assim o consumo total da energia gerada pelas fontes incentivadas[279]. Este último ponto requer, em alguns casos, que se quebre a ordem de mérito no despacho de energia, utilizando fontes renováveis que são em última análise mais caras, em substituição à energia de outras centrais com geração mais econômica.

O custo adicional decorrente da diferença entre as FIT e o preço do mercado, dependendo do país, pode ser pago pelo consumidor final, como acontece em quase todos os países da Europa analisados, ou pode ser arcado pelo Estado, como acontece na Finlândia (Tabela 24). No caso das FIT serem arcadas pelo consumidor final, este incentivo representa aumento da tarifa de energia elétrica. Destacam-se os casos da Alemanha e da Itália nos quais se identificou um encargo

278 Leyton, S (2010). *Feed in Tarif.*

279 Leyton, S (2010). *Feed in Tarif.*

especifico destinado a financiar as FIT, na Alemanha o *Erneuerbare-Energien- Gesetz* (EEG)[280] e na Itália o encargo denominado A3[281].

O RPS é um mecanismo que impõe uma obrigação às geradoras ou às comercializadoras de energia elétrica de terem uma participação mínima de fontes renováveis no mix de venda de energia[282]. Em alguns casos se delimita uma participação mínima por tipo de fonte, podendo ser solar, eólica, geotérmica, biomassa e, dependendo do país, hídrica. Inclusive consideram-se algumas usinas com gás natural[283] em países nos quais se utiliza majoritariamente o carvão, já que a emissão de gases de efeito estufa é menor nas usinas a gás natural.

O RPS[284] usa, nos países europeus, um mecanismo de certificados verdes com os quais os comercializadores demostram que uma percentagem da energia que vendem advém de fontes renováveis. Estes certificados são outorgados aos geradores renováveis que os comercializam com geradores convencionais ou comercializadores que precisem atingir metas de energia renovável vendida no mercado.

Conforme a Tabela 23 e a Tabela 24, constata-se que, dentre os países da Europa analisados, Itália[285], Reino Unido[286] e Suécia[287] aplicam este mecanismo. Este tipo de incentivo tende a encarecer a tarifa do consumidor final, via um aumento do custo da energia, já que a energia vendida pelos comercializadores é encarecida por conta da compra de certificados verdes.

Embora tanto a FIT quanto o incentivo RPS tendam a encarecer as tarifas dos consumidores finais, a diferença está em que as FIT são remuneradas geralmente via impostos e encargos, enquanto os RPS oneram o custo da energia vendida.

Além desses mecanismos, alguns países disponibilizam créditos com condições especiais para a construção de usinas de geração a partir de fontes renováveis. Conforme observado nos Planos Nacionais de Energias Renováveis,

---

280 Federal Republic of Germany (2010). *Natinal Renewable Energy Action Plan.*

281 Italian Ministery for Economic Development (2010) *Italian National Renewable Energy Action Plan.*

282 EIA (2012). *Site institucional- Most States have renewable portafolio standars.*

283 EIA (2012). *Site institucional- Most States have renewable portafolio standars.*

284 A partir da informação para cada país disponibilizada pela European Comission (2012). *Legal Sources on Renewable Energy.*

285 Italian Ministery for Economic Development (2010) *Italian National Renewable Energy Action Plan.*

286 United Kingdom (2010). *National Renewable Energy Action Plan for United Kigdom.*

287 Regeringskansliet (2010) *The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy.*

apresentados pelos países da Europa à Comissão Europeia[288], estes créditos especiais se caracterizam por baixas taxas de juros para alguns projetos de energia renovável. Constata-se, nas Tabela 23 e Tabela 24, que Alemanha, Espanha, Itália e Reino Unido têm este tipo de incentivos para a geração a partir de fontes renováveis.

Adicionalmente, países como França[289], Itália[290], Reino Unido[291] e Suécia[292] apresentam um mecanismo de incentivos tributários através da isenção ou redução das alíquotas de determinados impostos, conforme se observa na Tabela 24.

Por fim, há casos em que um subsídio direto é pago pelo Estado aos produtores de energia elétrica a partir de determinadas fontes renováveis. Na Tabela 23 observa-se que a Suécia[293] e a Finlândia apresentam este tipo de incentivo, no caso da Suécia exclusivamente para a geração solar, e no caso da Finlândia para a geração hídrica, conforme a Tabela 24.

TABELA 24: Detalhe de incentivos a inserção de fontes renováveis por país

País	Detalhe de incentivo a geração renovável de energia elétrica
Alemanha	Os mecanismos de incentivo para as renováveis foram incorporados através da Lei de Energia Renovável (EEG), de 2000. O principal incentivo é a FIT, calculada para cobrir todos os custos do empreendedor. O gerador que tem este benefício recebe a FIT do operador da rede, que repassa o valor integral ao consumidor final através de um encargo. Adicionalmente, o empreendedor pode ter acesso a créditos especiais através do Programa para Energia Renovável (KfW) com baixas taxas de juro.(1)

288 European Commission (2015). *Energy- National action plans.*

289 Ministère de l´Écologie (2010). *National Action Plan for the promotion of renewable energies.*

290 Italian Ministery for Economic Development (2010) *Italian National Renewable Energy Action Plan.*

291 United Kingdom (2010). *National Renewable Energy Action Plan for United Kigdom.*

292 Regeringskansliet (2010) *The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy.*

293 Regeringskansliet (2010) *The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy.*

País	Detalhe de incentivo a geração renovável de energia elétrica
Espanha	Segundo a Lei de Energia Elétrica (Lei 54/1997) as fontes renováveis de geração são consideradas como pertencentes ao regime especial, que se distingue do regime ordinário que compreende os geradores que vendem ao mercado. No regime especial os geradores podem escolher entre ter uma tarifa regulada estabelecida segundo as diferentes tecnologias, ou ter um prêmio sobre o preço de mercado; o valor do prêmio depende do tipo de tecnologia. O custo maior da geração com fontes renováveis é pago integralmente na tarifa do consumidor final. Adicionalmente, algumas novas tecnologias renováveis podem aceder a créditos especiais com taxas de juro reduzidas. (2)
Finlândia	Em 2011 se implantou o esquema de FIT para incentivar o aumento da geração eólica e a partir de lascas de madeira. Adicionalmente, existe um subsídio fixo para a geração hídrica. Todos estes subsídios são pagos pelo Estado. (3)
França	A partir de um certificado obtido das autoridades competentes que garante que a origem da energia é renovável, os geradores podem aceder ao esquema de FIT. O valor da FIT nos contratos entre os geradores e os operadores da rede de distribuição tem com base em tarifas estabelecida pelo Estado para cada tecnologia, o valor adicional decorrente destes acordos é repassado integralmente ao consumidor final pelo distribuidor. Por outro lado, os consumidores residenciais que instalem fontes de geração renovável (paneis solares) têm direito a descontos no imposto sobre a renda e no VAT.(4)
Itália	A geração a partir de fontes renováveis, particularmente a solar, é incentivada por FITs sendo todos os custos adicionais repassados integramente ao consumidor final. Adicionalmente existe um esquema de RPS no qual os geradores convencionais e importadores de energia têm a obrigação de fornecer uma percentagem da energia a partir de fontes renováveis. Para comprovar que a energia é de origem renovável os geradores devem adquirir certificados verdes, seja do gerador renovável do qual compram energia ou de usinas renováveis próprias. Também existe um mecanismo de créditos especiais, cujas condições devem ser aprovadas pela Autoridade Reguladora de Energia Elétrica y Gás da Itália. Por fim, também existe um esquema de redução do VAT aos consumidores e empresas que invistam em paneis solares.(5)
Portugal	Os produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis são beneficiados com uma FIT calculada para cada tecnologia. A tarifa é paga ao gerador renovável pelo operador da rede, que repassa o valor integral à tarifa do consumidor final.(6)

País	Detalhe de incentivo a geração renovável de energia elétrica
Reino Unido	Os pequenos produtores (residenciais, pequenas indústrias ou comércios) podem optar por um esquema FIT onde a tarifa é fixada segundo o porte da geração e da tecnologia usada. O custo é repassado ao consumidor final de energia elétrica. Adicionalmente, os grandes geradores estão sujeitos a um esquema RPS no qual devem fornecer uma parte da energia a partir de fontes renováveis (renewable obligation), para cumprir com esta obrigação os geradores devem apresentar certificados verdes comprados de geradores renováveis dos quais adquirem a energia, ou através da produção própria de usinas renováveis. Também estão disponíveis créditos com baixas taxas de juro para investimentos em fontes renováveis. Adicionalmente, os geradores renováveis estão isentos do pagamento do encargo CCL (Climate Change Levy).(7)
República Tcheca	Aplicam-se FITs para incentivar a geração com fontes renováveis; o valor do benefício depende da tecnologia. O custo adicional decorrente das FIT é repassado ao consumidor final através da tarifa de distribuição como um encargo uniforme a nível nacional.(8)
Suécia	Aplica-se um sistema de RPS no qual os geradores e alguns consumidores tem a obrigação de fornecer/consumir uma porcentagem da energia de fontes renováveis. Há um sistema de certificados verdes no qual tantos produtores quanto consumidores devem adquirir uma quantidade de certificados proporcional a sua geração ou consumo. Adicionalmente existe um subsídio direto com fundos do Estado para o investimento em painéis solares. Finalmente, os produtores de energia eólica têm redução do imposto sobre energia e no imposto territorial (real state tax).(9)

Fonte: Com base em dados de European Comission (2012). Legal Sources on Renewable Energy e European Comission (2015)- Energy- National action plans[294]

294 Fontes: (1) Federal Rebublic of Germany (2010). National Renewable Energy Action Plan. (p.64) (2) Ministério de Indústria, Turismo e Comercio (2010). Spaina National Renewable Energy Action Plan 2011-2020. (P.9;111-117) (3) Ministery of Employment and Economy (2010). Finland´s national action plan for prommoting energy from renewable sources (p.2-5) (4) European Comission (2012). Legal Sources on renewable energy France (5) Italina Ministery of Economic Development (2010). Italian national renewable energy action plan. (p. 50-54;109-111) (6) National Renewable action plan Portugal (p.91-93) (7) National Renewable action plan for the United Kindom (p.72; 115-120) (8) Ministery of Industry and Trade (2010). National Renewable energy action Plan of the Czech Republic. (p.52-55) (9) Regeringskansliet (2009) The swedithnational action plan for de promotion of the use of renewable energy (p. 80-90)

Com base na Tabela 24, conclui-se os principais mecanismos adotados pelos países da União Europeia para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis, as FIT e a RPS, costumam têm impacto sobre a tarifa de eletricidade. A exceção é a Finlândia, que utiliza recursos fiscais para custear as FIT. Contudo, é difícil estimar qual o efeito exato destes incentivos na tarifa final, pois isso não costuma ser explicitado de forma transparente.

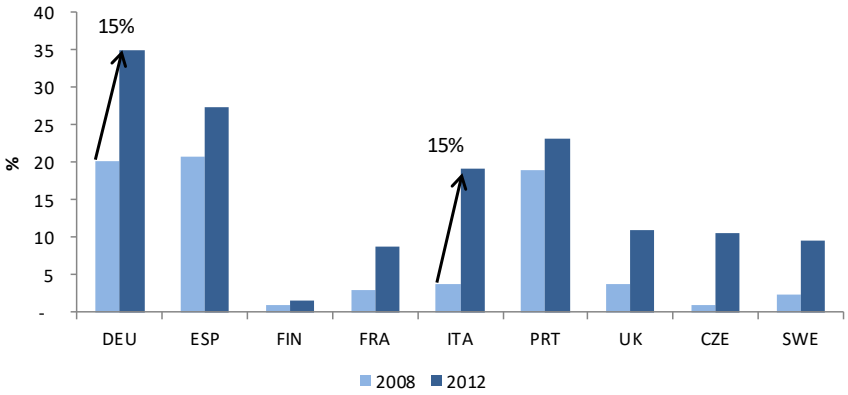
O valor adicional das fontes que recebem as FIT com relação ao preço da energia no mercado costuma pode ser repassado ao consumidor via impostos e encargos, pode fazer parte do custo de geração ou ser incorporado na tarifa de redes. Cada caso é um caso. Em países, como Alemanha e Itália podem-se identificar encargos específicos destinados a financiar o esquema de FIT, porém é difícil estimar qual o peso destes encargos em relação à tarifa final. Existam casos, como o de Portugal, onde o subsídio às renováveis é repassado ao consumidor como parte da tarifa de acesso à rede. Não há aqui, portanto, um encargo ou tributo, que cubra o subsídio, pois se adotou um mecanismo em que o subsídio aparece como "custo da rede"[295].

Por outro lado, o esquema de RPS impacta os custos de geração já que, em geral, são os produtores de energia elétrica ou os comercializadores que devem ter parte de seu mix de geração com fontes renováveis, aumentando assim seu custo médio. O caso da Suécia é particular por que alguns consumidores também tem a obrigação de comprar parte da energia de geradores renováveis, contudo neste caso é também o custo de geração que aumenta.

A despeito dos impactos na tarifa, os resultados da política de incentivo às renováveis em termos de aumento da participação na matriz elétrica são inquestionáveis. Destaca-se que entre 2008 e 2012 a Alemanha e a Itália foram os países com maior aumento de capacidade instalada de fontes eólica e solar nas respetivas matrizes elétricas (Figura 66), sendo que são estes dois países os que apresentam as maiores tarifas residenciais dentre os países estudados (Figura 64) representando os impostos e encargos mais de um terço da tarifa residencial final em ambos os casos, 48,7% na Alemanha e 33,2% na Itália.

295 Mesmo o valor do subsídio pago explicitamente aos geradores renováveis nem sempre é uma boa aproximação para o custo dos programas de incentivo. Isto porque a geração renovável, em momentos de muita chuva ou muito vento, desloca os geradores tradicionais e reduz os preços do mercado diário, reduzindo com isso o custo da energia convencional no mercado. A redução do preço no mercado diário por um lado barateia o custo da energia para o consumidor final, e por outro, aumenta o valor pago a título de subsídio ao gerador que corresponde à diferença entre a FIT e o próprio preço de mercado.

FIGURA 66: Aumento da capacidade instalada de fontes eólica e solar na matriz elétrica dos países europeus



Fonte: Com base em Eurostat(2013)- Database

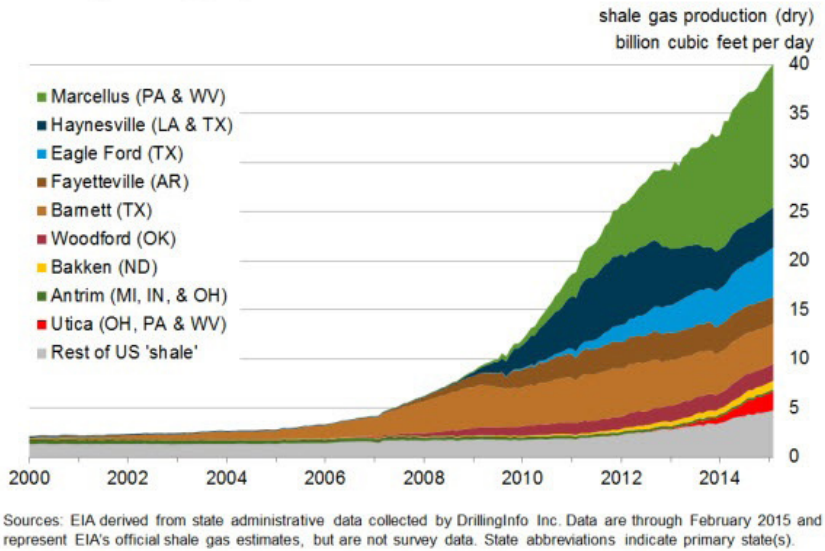
5.4.2. O EFEITO DO GÁS DE XISTO NOS ESTADOS UNIDOS

A inovação tecnológica na exploração de gás natural permitiu aceder a reservas que eram consideradas não viáveis por estarem localizadas em formações geológicas compostas de xisto, arenito e carbonato. A produção em grande escala de gás de xisto nos Estados Unidos começou em 2000 com a exploração do campo de *Barnett* no norte de Texas[296]. Conforme se observa na Figura 67, a partir desse ano começou-se a exploração de gás de xisto em vários outros campos aumentando desta forma a oferta deste combustível no mercado interno. Constata-se ainda, na Figura 67, que desde 2008-2009 houve uma explosão da oferta em função tanto do maior número de campos explorados como da maior produção por campo. De fato entre janeiro de 2008 e dezembro de 2014 a produção de gás de xisto aumentou em 525%, passando de 6,25 para 39,1 bilhões de pés cúbicos por dia[297].

296 EIA(2015) *US States.*

297 EIA (2015). *Natural Gas.*

FIGURA 67: Produção de gás de xisto nos Estados Unidos segundo campos explorados, 2000-2014



Fonte : EIA(2015). Natural Gas

A nova tecnologia fez surgir, nos Estados Unidos, a produção em grande escala de gás xisto. Porém, como esta produção não pode ser exportada para o mercado internacional, os preços do gás no mercado interno americano caíram muito.

Segundo o estabelecido na Seção 3 da Lei de Gás Natural (*Natural Gas Act*) tanto a exportação quanto a importação de gás natural nos Estados Unidos requerem autorização prévia, sendo que esta somente poderá ser outorgada se a Comissão responsável considerar que a exportação ou importação deste combustível não é contra o interesse público do país[298]. O *Department of Energy´s Office of Fossil Energy* e o *Federal Energy Regulatory Commission* têm que dar autorização ao produtor para que ele possa exportar gás[299]. Embora a exportação seja possível, existe na prática uma barreira à livre saída deste combustível dos Estados Unidos: pedidos para autorizações para a construção de terminais de liquefação de

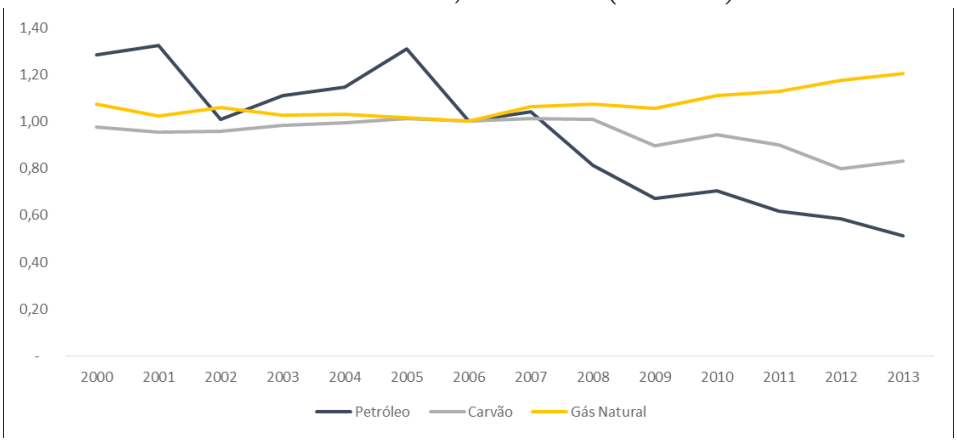
298 Estados Unidos. U.S Code. *Title 15. Commerce and trade. Chapter 15B. Natural Gas. §717b.* (p.1002).

299 Congressional Research Service (2015) U.S. *Natural Gas Exports: New Opportunities, Uncertain Outcomes* (p.1).

gás para exportação não têm sido atendidos ou o processo demora muito tempo. Na impossibilidade de exportar os excedentes de gás domésticos, a dinâmica do mercado interno americano de gás natural descolou completamente do mercado internacional. Atualmente (2015) existe um debate no Congresso Americano sobre os possíveis efeitos do aumento da exportação de gás natural sobre o preço do mercado interno. Um aumento significativo da exportação de gás natural tende a exercer pressão para aumento do preço no mercado interno[300].

No mercado interno, o aumento da oferta de gás de xisto fez com que o gás natural fosse substituindo outros combustíveis fósseis principalmente do petróleo, conforme se mostra na Figura 68 onde se observa o índice de consumo de gás natural, petróleo e carvão, sendo que não houve uma grande variação no consumo deste último.

FIGURA 68: Índice de variação de consumo de combustíveis fósseis nos Estados Unidos, 2000-2013 (2006 = 1)



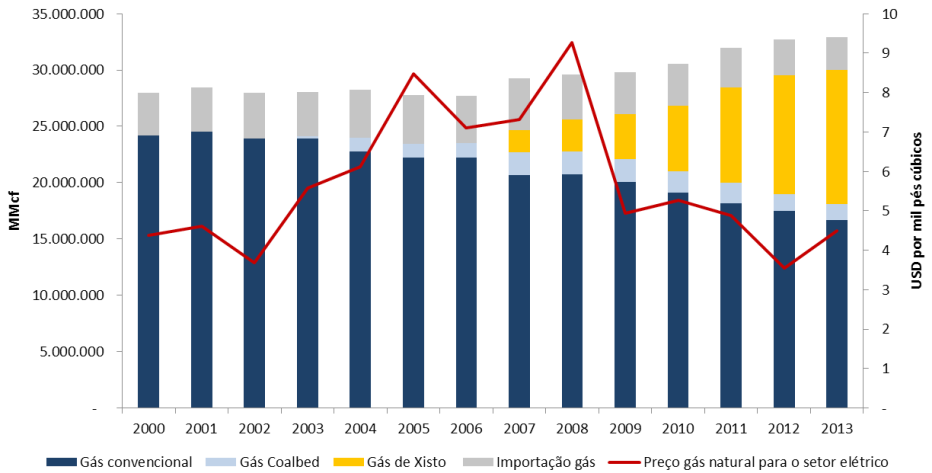
Fonte: Com base em dados de EIA (2015), Coal, natural gás, petroleum

Em paralelo, houve alguma redução nas importações de gás, embora o país siga importando volumes significativos, sobretudo do Canadá (Figura 69)[301]. A produção de gás convencional, porém, vem declinando.

300 Congressional Research Service (2015) *U.S. Natural Gas Exports: New Opportunities, Uncertain Outcomes* (p.1)

301 O *Gás Coalbed* e o *Gás de Xisto* constituem o grupo de produção de gás não convencional. O *Gás Coalbed* é aquele produzido durante o processo de formação do carvão, assim a produção de gás é realizada a partir da extração do gás das microestruturas do carvão. O *Gás de Xisto* é aquele extraído das formações orgânicas de xisto. EIA (2015). *Natural Gás.*

FIGURA 69: Produção, importação e evolução do preço do gás natural, 2000-2013



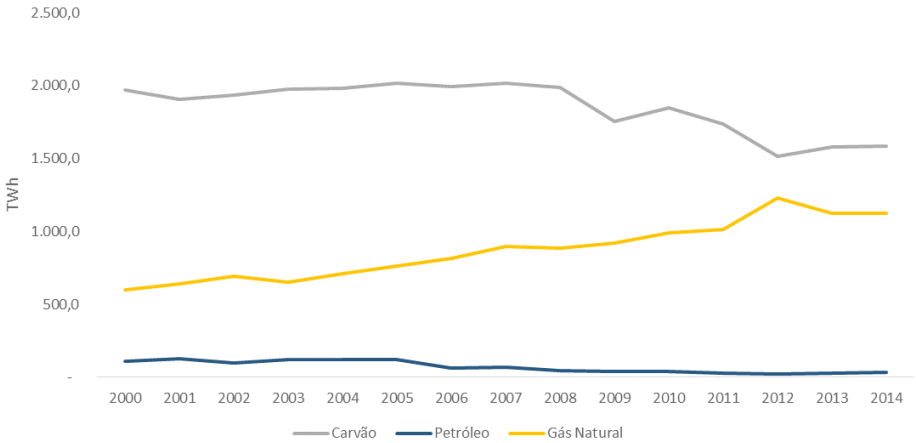
Fonte: Com base em dados da EIA (2015). Natural Gas

Esta dinâmica beneficiou o setor elétrico americano, que historicamente se caracterizou pela grande geração de energia elétrica a partir de usinas termoelétricas. Assim entre 2000 e 2012 a capacidade térmica (carvão, gás natural e petróleo) significou, na média, 75,6% da matriz elétrica[302].

Graças ao aumento da oferta de gás natural nacional, a geração de energia passou a utilizar cada vez mais este combustível, beneficiando-se da queda no preço e reduzindo o custo da produção de eletricidade. Conforme se observa na Figura 70, entre 2000 e 2014 houve uma queda na geração de energia a partir de carvão e petróleo e um incremento da geração a partir de gás natural. Esta tendência é mais acentuada a partir de 2008 quando se observa uma forte queda da geração a partir de carvão passando de 1.985 TWh em 2008 para 1.585 TWh[303] em 2014, queda de 20,1%. A geração a partir de gás natural aumentou em 27,1% entre 2008 e 2014, passando de 883 TWh em 2008 para 1.121 TWh em 2014[304].

302 Com base em dados da EIA (2015). *Electricity*.
303 Com base em dados da EIA (2015). *Electricity*.
304 Com base em dados da EIA (2015). *Electricity*

FIGURA 70: Geração de energia elétrica em TWh, por tipo de combustível, nos Estados Unidos, 2000-2012



Fonte: Com base em dados da EIA (2015). Electricity

Pode-se dividir o efeito do aumento da produção de gás de xisto sobre o custo da geração, e consequentemente sobre a tarifa do consumidor final, em duas partes. Primeiro, o fato de consumir um combustível produzido internamente tende a baratear o custo da geração, já que o preço deste combustível deve ser mais baixo do que em países que tem que importá-lo, agregando o custo do transporte internacional ao custo do combustível no produtor.

Segundo, no caso dos Estados Unidos, considerando que existe uma barreira à exportação de gás natural, os produtores de gás de xisto não podem vender livremente sua produção no mercado internacional. Essa restrição tende a reduzir o preço no mercado interno. Em suma, o boom do gás de xisto nos Estados Unidos beneficiou a queda no custo de produção de energia elétrica.

Por outro lado, a redução do preço interno do gás natural acabou afetando também o preço doméstico do carvão, pois tratam-se de bens substitutos. Na prática, o menor custo do gás aumentou o despacho das plantas a gás e reduziu o consumo de carvão para geração de energia elétrica. E a menor demanda por carvão acabou induzindo a uma queda de preços que, por sua vez, beneficiou inclusive estados que não têm parque gerador a gás expressivo.

Embora no nível nacional a geração total a partir de gás natural tenha aumentado significativamente, em cada estado esta evolução foi diferente. Na Tabela 25, se observa que em geral houve um aumento da capacidade instalada de gás natural nos estados estudados, excetuando-se o Texas. Importante destacar que nestes quatro estados houve um aumento importante da geração eólica, principalmente no Texas,

fator que contribuiu para que a capacidade de usinas a gás represente uma proporção menor da capacidade total[305]. Contudo, em 2012, na Califórnia, Nova York e no Texas as usinas a gás natural representaram mais de 40% da capacidade total.

TABELA 25: Capacidade instalada de usina a gás natural em relação à capacidade instalada total

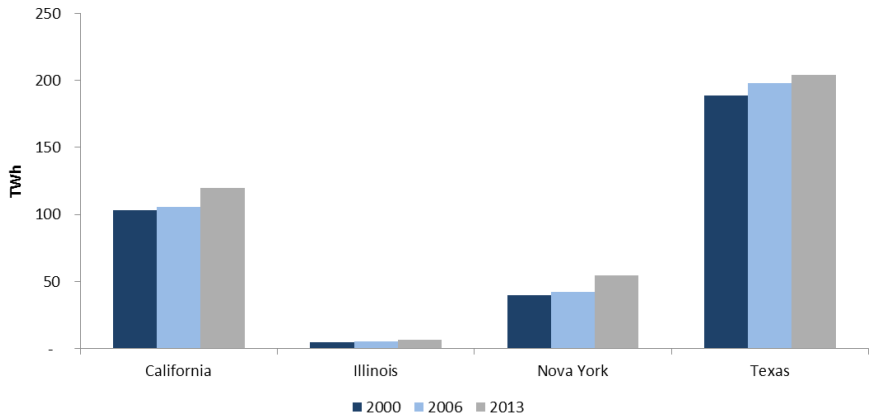
(%)	2000	2006	2012
California	51,0	60,1	58,3
Illinois	21,1	32,4	30,0
Nova York	38,4	42,5	46,9
Texas	67,5	71,2	61,1

Fonte: Com base em dados da EIA (2015). Electricity.

Na Figura 71 se observa que em todos os estados houve um aumento na quantidade de energia gerada a partir do gás natural. Porém, no caso de Illinois, a maior parte da geração advém da energia nuclear e do carvão (o estado é um dos maiores produtores de carvão dos Estados Unidos)[306].

Nos outros três estados, em 2013 a geração de energia a partir de gás natural representou uma parte importante do total: na Califórnia representou 60%, em Nova York 40% e no Texas 47%[307].

FIGURA 71: Geração de energia elétrica a partir de gás natural por estado



Fonte: Com base em dados da EIA (2015). Electricity

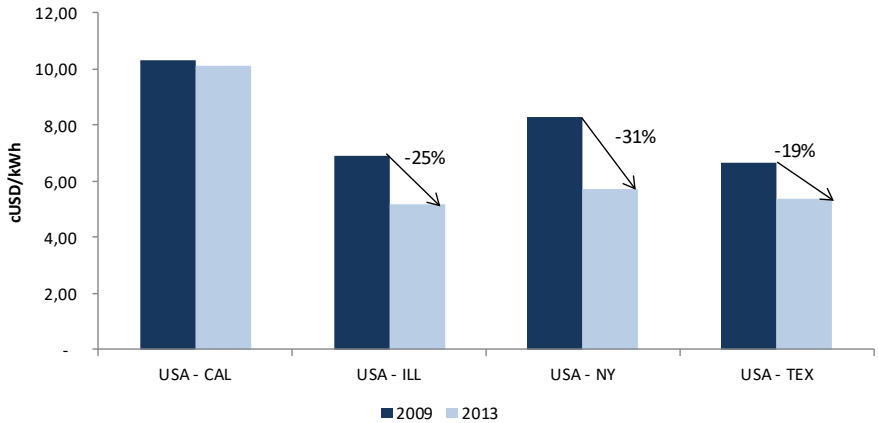
305 Com base em dados da EIA (2015). *Electricity*.

306 EIA(2015). Coal.

307 Com base em dados da EIA (2015). *Electricity*.

Assim, a queda observada no preço do gás natural para o setor elétrico teve influência na redução da tarifa de energia elétrica nos estados estudados. Os quatro estados estudados apresentaram uma tarifa menor em 2013 do que em 2009, conforme Figura 72, sendo o baixo preço da geração termoelétrica a partir de gás nacional e a queda no preço do carvão fatores que influenciaram nesta queda.

FIGURA 72: Comparação da tarifa industrial dos estados americanos, 2009 e 2013



Além de ter reduzido o custo de geração no mercado elétrico dos Estados Unidos, o boom na produção de gás de xisto teve outros efeitos positivos dentre os quais se destaca a diminuição na emissão de gases de efeito estufa.

A geração térmica a partir de tecnologia que usa gás natural como combustível tem emissões de dióxido de carbono consideravelmente menores que as usinas a base de carvão. Assim, a substituição da geração elétrica a partir de carvão pelo uso do gás de xisto, ajudou a diminuir as emissões totais de CO_2 nos Estados Unidos em 10,83% entre 2003 e 2013[308].

5.4.3. DESLIGAMENTO DAS USINAS NUCLEARES NO JAPÃO.

O Japão tem uma das tarifas residenciais mais caras dentre os países da OCDE conforme o observado a Figura 64, sendo que 76% da tarifa residencial corresponde ao custo de geração. O Japão também tem uma tarifa industrial elevada em relação aos outros países da OCDE (Figura 65).

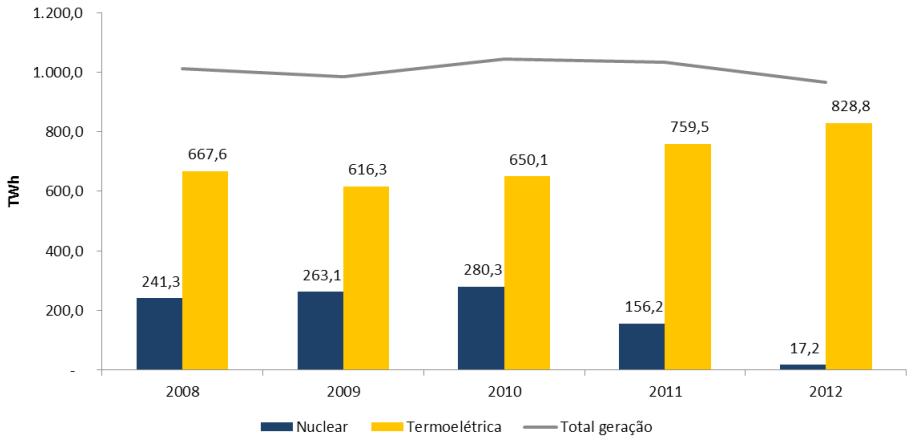
308 EIA (2015). *Electricity*

Como o Japão importa a quase totalidade dos combustíveis fósseis que consome, é natural que os custos de geração sejam elevados. Mas as elevadas tarifas de energia elétrica em 2013 também estão relacionadas ao desligamento de usinas nucleares. Logo após o acidente na usina de Fukushima em 2011 a TEPCO, proprietária das usinas nucleares afetadas, teve que desligar em caráter definitivo seis reatores nucleares de Fukushima Daiichi[309]. Entre 2010, ano anterior ao acidente, e 2012 a capacidade nuclear no Japão caiu em 5,57%[310].

Embora a capacidade instalada de energia nuclear tenha diminuído, a produção de energia nuclear diminuiu muito mais, com o desligamento de várias usinas cuja performance foi reavaliada após o acidente de Fukushima. Conforme se observa na Figura 73, entre 2008 e 2012 a geração nuclear caiu de 241,3 TWh para 17,2 TWh, passando de 23,8% da geração total em 2008 a representar apenas 1,8% do total em 2012.

Enquanto isso, para compensar a queda da geração nuclear, houve um forte incremento da produção térmica convencional: de 24,15% entre 2008 e 2012, neste último ano representou 85,8% do total da geração do Japão.

FIGURA 73: Geração nuclear, térmica e total do Japão, 2008-2012



Fonte: Com base em dados de EIA(2015). International Energy Statistics

O Japão se caracteriza por ser um país com escassos recursos fósseis, sendo que deve importar praticamente todos os combustíveis consumidos. De fato, o Japão

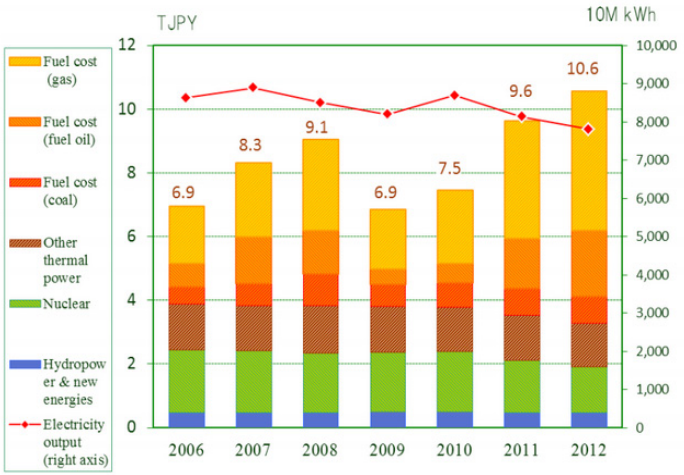
309 TEPCO (2015). *Site institucional -Earthquake and accident.*

310 Com base em dados de EIA(2015). *International Energy Statistics.*

é um dos maiores importadores de petróleo e gás natural, e é o maior importador de GNL do mundo[311].

Esta grande dependência da importação de combustíveis fósseis faz com que o custo de geração seja alto. Na Figura 74 se observa que logo após 2011 (acidente de Fukushima) o custo de geração aumentou em função do aumento do uso do gás natural e do óleo combustível para a geração de energia elétrica, em substituição à energia nuclear. Assim entre 2010 e 2012 o custo de geração no Japão teve um aumento de 41%.

FIGURA 74: Custo da geração de energia elétrica no Japão entre 2006-2012

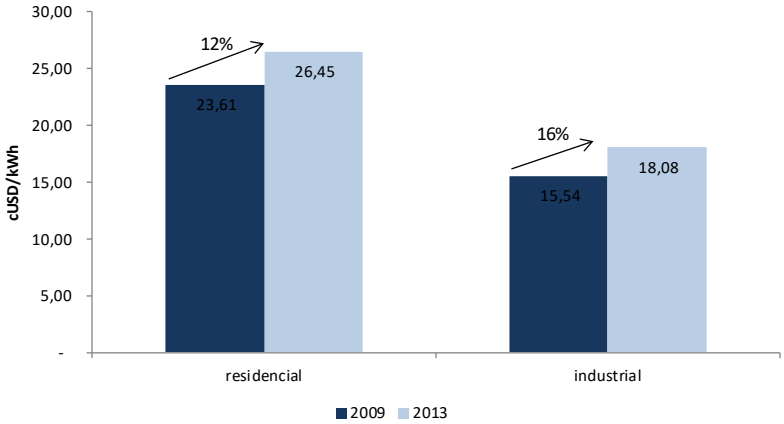


Fonte: Matsuo, Y; Yamaguchi, Y (2013) The rise in cost of power generation in Japan after the Fukushima Daiichi accident and its impacts on the finance of the Electric Power Utilities. The Institute of Energy Economics, Japan , (p.1)

O custo total da geração ultrapassou o pico anterior à crise internacional (2008), e foi 41,3% superior ao custo total de 2009, auge da crise internacional, quando tanto o consumo total de eletricidade como os preços dos combustíveis fósseis caíram. O aumento do custo de geração teve impacto na tarifa de energia elétrica tanto para o consumidor residencial quanto para o industrial. Na Figura 75 se observa que entre 2009 e 2013 a tarifa residencial teve um acréscimo de 12% enquanto a tarifa industrial aumentou em 16%.

311 Com base em dados de EIA(2015). *International Energy Statistics.*

FIGURA 75: Tarifa industrial e residencial do Japão, 2009 e 2013



5.5. O CASO DO BRASIL

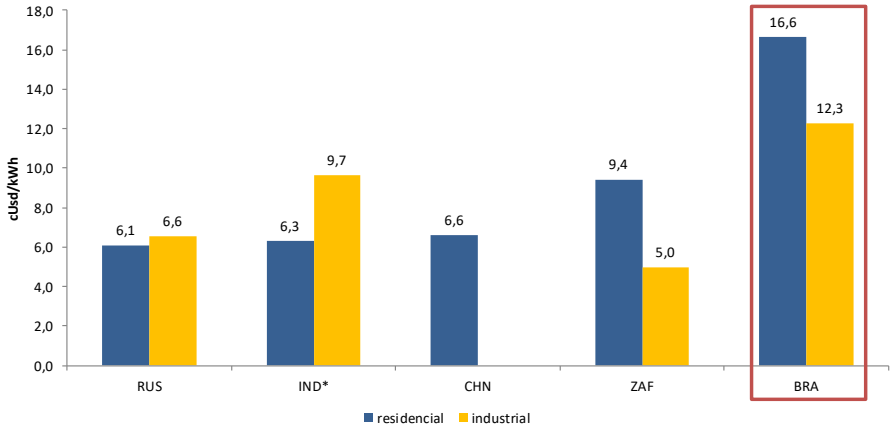
Nesta seção será realizada uma análise do Brasil em relação aos outros grupos de países dos quais faz parte (BRICS, América Latina e países hídricos).

5.5.1. BRICS: POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O SETOR ELÉTRICO E LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O Brasil possui as tarifas residenciais e industriais menos competitivas dos BRICS, conforme se observa na Figura 76. São duas as características que diferenciam o Brasil aos outros países deste grupo: em primeiro lugar, o Brasil possui uma matriz elétrica essencialmente hídrica, enquanto os demais países caracterizam-se por suas matrizes térmicas, o que é compatível com a abundância de recursos fósseis que possuem[312]; a segunda característica decorre das diferenças na atuação do Estado no setor elétrico, principalmente em nível regulatório. Enquanto o Brasil liberalizou a indústria de energia, nos demais países dos BRICS os setores elétrico operam sob forte controle do Estado, apesar das tentativas, de modo geral relativamente incipientes, de liberalização. Além disso, o maior volume absoluto de impostos e encargos que incidem sobre a tarifa brasileira reduzem substancialmente a competitividade nacional.

312 Para uma análise dos outros países dos BRICS ver ponto 5.1BRICS.

FIGURA 76: Tarifas residencial e industrial dos BRICS, 2013



A liberalização avançou mais no setor elétrico brasileiro do que nos demais BRICS, embora o grau de liberação seja menor do que em diversos países avançados, dado o papel importante no planejamento e na coordenação da expansão da geração que o Estado manteve aqui.

O governo do Brasil possui um papel diferenciado quando comparado aos demais países dos BRICS. A iniciativa privada tem participação preponderante nos novos investimentos em todos os ramos da indústria. Embora uma entidade pública, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), planeje a expansão do sistema, tal planejamento é apenas indicativo no caso da geração, havendo ampla participação de agentes privados, que desenvolvem projetos de novas usinas e os apresentam nos Leilões de Energia Nova organizados pelo governo. No caso da transmissão, o planejamento é determinativo, mas os novos projetos de linhas de transmissão e de subestações são concedidos em processos competitivos (leilões reversos). O setor privado está presente em todas as etapas da cadeia elétrica, desde a distribuição até a geração.

Outra diferença consiste no fato de que as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização são separadas no Brasil, ao contrário do que ocorre em outros países do grupo. Nos demais países dos BRICS, são verificadas as seguintes situações: ou não houve processo de liberalização/desverticalização, mantendo o Estado o controle sobre o setor elétrico e suas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; ou esses processos foram feitos de forma parcial, onde num primeiro momento houve a entrada de novos agentes privados, mas que não foram capazes promover o desenvolvimento esperado do setor (por diversas razões), sendo num segundo momento relegados ao papel de

coadjuvantes ou reestatizados, havendo retomada do controle do setor, ainda que parcial, por parte do Estado. Em maior ou menor grau foi o que se observou nas últimas duas décadas em Rússia, Índia, China e África do Sul. Esse forte controle estatal sobre o setor elétrico refletiu diretamente no valor das tarifas, pois tipicamente há direcionamento de recursos fiscais ao setor elétrico e não se respeita uma lógica de rentabilidade de mercado para o capital estatal investido.

Ambiente institucional

Rússia

A Rússia[313] passou por reformas profundas que se iniciaram em 2002, tendo o processo de liberalização do seu setor elétrico começado efetivamente em 2005[314], visando à modernização do mesmo. Entre 2007 e 2011, o processo de liberalização continuou por meio de privatizações de diversos ativos de geração e através de novas regras para os mercados atacadista e varejista; a RAO UES, holding que controlava a maior parte do setor elétrico, foi dividida e desverticalizada, com privatização de diversas das empresas que a compunham[315].

Dez anos depois do início das reformas, em 2012 houve uma substancial reversão do processo de liberalização, com a reconsolidação dos ativos de transmissão e distribuição nas mãos do governo[316]. No fim de 2012, o presidente Vladimir Putin assinou um decreto que estabelece que grande parte dos ativos de transmissão e distribuição deve ser controlado pelo Estado para o estabelecimento de uma política centralizada, com investimentos uniformes e coordenados em redes de transmissão e distribuição.

Neste novo cenário, embora a Rússia tenha aderido ao processo de privatizações, as redes nacionais permanecem sob tutela do Estado por serem consideradas monopólios naturais. Duas entidades são responsáveis pela transmissão: a *Federal Grid Company (FSK)*, que detém sob sua tutela os ativos de transmissão da Rede Elétrica Unificada Nacional; e a SO-UPS, responsável por operar a rede em um despacho centralizado e ótimo dos recursos[317]. Na distribuição existe tam-

313 Para uma maior análise da Rússia ver ponto 5.1.1Rússia: abundância de recursos.

314 IEA(2014) *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries (p.196).*

315 IEA(2014) *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries (p.196).*

316 UK Practical Law (2014) Electricity regulation in the Russian Federation: overview.

317 Oksanen M. Karjalainen R., Viljainen S. e Kuleshov D. (2009) Electricity Markets in Russia, the US and Europe.

bém da *JSC Russian Grids*, que engloba companhias de distribuição regionais e inter-regionais.

Na geração, a era das privatizações deu espaço à entrada de empresas estrangeiras. Embora várias usinas tenham sido privatizadas, o Estado Russo ainda é proprietário das usinas hidrelétricas e nucleares, fontes prioritárias de despacho. A capacidade hidrelétrica do país representa 20,6% enquanto a nuclear representa 11,3%[318]. O Estado ainda é dono de mais de 30% da capacidade instalada do país e das quatro maiores empresas geradoras do setor: Gazprom, RusHydro, Inter RAO e Rosatom.

Os preços no mercado elétrico russo têm sido gradualmente liberalizados nos últimos anos, mas sem choques, a fim de evitar a desestabilização do setor de energia. Da energia comercializada no atacado, 2% correspondem a contratos bilaterais, 18% a tarifas reguladas de geração e 80% da energia é transacionada no mercado do dia seguinte (DAM).

O mercado varejista permanece fortemente regulado. Os participantes desse mercado são os comercializadores e companhias de vendas, incluindo o comercializador de última instância e companhias varejistas. Na Rússia, existem comercializadores (GSs) que fornecem eletricidade por obrigação universal aos consumidores finais em áreas geográficas definidas. Em muitas regiões, os consumidores não podem escolher seus comercializadores, sendo que os GSs locais atuam como monopólio. As tarifas residenciais são reguladas pelo governo. Os comercializadores atuam como empresas independentes de venda de eletricidade aos consumidores residenciais, industriais e comerciais.

Em 2014 o processo de liberalização sofreu novo revés. Com a desvalorização forte desvalorização do rublo provocada pela adoção de sanções internacionais à Rússia devido à invasão da Criméia e pela queda abrupta do preço do petróleo, tanto o preço interno do gás (relacionado ao valor em dólar do produto exportado) como o da eletricidade deveria sofrer um reajuste expressivo. Entretanto o governo optou por interromper a progressiva convergência entre o preço de exportação do gás e o preço para consumo interno, decretando um congelamento de tarifas de gás e eletricidade.

Índia

Na Índia, a partir dos anos 1950 (pós independência), o governo passou a participar mais ativamente do setor elétrico por meio da Resolução de Política Industrial de 1956, que previa geração, transmissão e distribuição de energia

318 IEA(2014) *Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries (p.185).*

quase que exclusivamente estatais. Essa resolução e anteriormente o Ato de Eletricidade de 1948 – que permitiu a criação de Agências Estaduais de Eletricidade (*State Electricity Boards* ou SEBs) –, tornaram o governo o verdadeiro responsável pela eletricidade no país. Através do Ato de 1948 a *Central Electricity Authority* foi criada para planejar a expansão da matriz. Além disso, a Constituição indiana precisava que "eletricidade" era uma matéria de competência conjunta do Governo Central e dos Estados. A energia elétrica naquela ocasião estava restrita a regiões urbanas e ausente nos campos e vilarejos, que concentravam a imensa maioria da população.

No ano de 1991, seguindo o exemplo de outros países, a Índia anunciou uma política de liberalização do setor elétrico para uma maior participação privada[319]. No mesmo ano, o Ato de 1948 foi emendado para garantir a criação de companhias privadas de geração. Houve esforços no sentido de melhorar o ambiente financeiro para particulares a fim de que os retornos de investimentos em instalações elétricas fossem mais atrativos. As respostas dos agentes privados às iniciativas do governo indiano foram positivas inicialmente. No entanto, muitos projetos encontraram entraves significativos na finalização de acordos de compra de eletricidade, na transparência de mercado e nos contratos para fornecimento de combustíveis. Alguns credores privados relutaram em financiar grandes projetos independentes de energia e vender eletricidade a um comprador monopolista como um SEB.

Atualmente o sistema elétrico na Índia tem uma organização bastante heterogênea havendo, em um extremo, Estados com divisão entre geração, transmissão, distribuição e comercialização, como o Rajastão e Delhi e, no outro extremo, Estados onde as empresas de energia ainda estão verticalizadas, como por exemplo, em Kerala ou em Manipur.

Embora tenha realizado reformas em seu setor elétrico visando aumentar a participação de agentes privados no setor, principalmente na geração, grande parte ainda é estatal. Da mesma forma, a regulação da transmissão e distribuição é competência dos estados[320]. A distribuição é gerida por várias empresas de distribuição (DISCOMS) e regulada por agências estaduais de eletricidade (SEBs). O Ministry of Power lista 41 DISCOMS na Índia. Alguns estados só possuem uma (Meghalaya, Assam); outros, cinco (Uttar Pradesh, Karnataka). Os sistemas de distribuição foram privatizados em Délhi e em Odisha[321].

319 History of Indian Power Sector (2012) Indian Power Sector.

320 Para uma maior análise da Índia ver 5.1.3Índia: participação estatal e tarifas subsidiadas.

321 Power Distribution reforms in Delhi (2010) IDFC.

As distribuidoras atuam também como comercializadoras, pois não há a opção, para um cliente residencial, de escolher seu fornecedor. Já os clientes com demanda elétrica acima de 1 MW podem comprar energia bilateralmente de um gerador. Existe um forte subsídio cruzado das indústrias às residências. Além disso, as empresas estatais de rede têm, em grande parte dos estados, que arcar com a diferença entre o custo real de geração e a receita arrecadada com as tarifas efetivamente aplicadas.

China

Na China, historicamente o Ministério da Energia Elétrica atuou como formulador de políticas energéticas, regulador e operador do sistema elétrico. Através do Ministério, as províncias chinesas detinham monopólios integrados em transmissão, distribuição e comercialização em suas jurisdições específicas[322]. Na geração, o governo buscou investir na expansão da capacidade instalada com financiamentos suportados principalmente por bancos públicos. Já no início da década de 1990, o governo promulgou uma série de regulações que pretenderiam encorajar o investimento estrangeiro direto privado na área de energia elétrica.

Em 1997, a State Power Corporation of China (SPCC) foi criada para assumir as funções administrativas do Ministério de Energia Elétrica relacionadas às companhias elétricas. As empresas provinciais passaram a ser subsidiárias da SPCC. Assim, a estatal SPCC detinha a maior parte da infraestrutura de redes e concentrava 50% da capacidade de geração. O restante era propriedade de uma variedade de empresas públicas de todas as esferas[323].

Entre 1998 a 2002, várias medidas foram tomadas para reorganizar a SPCC, como a tentativa de separação dos ativos de geração e redes. Embora o governo tenha saído parcialmente da administração operacional da indústria elétrica, o monopólio SPCC continuava a dominar o setor.

Em 2002, com os problemas políticos internos, o órgão mais importante do governo, Conselho de Estado, assumiu o controle do processo de reforma do setor elétrico, em uma centralização de tarefas. Assim, cinco anos depois de criada, a SPCC foi segmentada, com o objetivo de reduzir a concentração de propriedade em ativos de geração e redes. A empresa foi desverticalizada e cinco empresas que só atuariam no segmento de geração foram criadas. Porém, no ano de 2010, as empresas advindas da segmentação da SPCC ainda eram responsáveis por metade da capacidade de geração da China. O restante era de

322 ANDREWS-SPEED et al.

323 ANDREWS-SPEED et al.

diversas empresas públicas, com ou sem envolvimento de uma das cinco companhias do ex-monopólio.

Existem geradoras privadas no país, sendo, no entanto pouco expressivas para a capacidade total de geração. Com o aumento das receitas públicas, o fortalecimento de geradoras estatais (que têm fácil acesso de crédito) e o impacto da crise de 2008 nas finanças das empresas estrangeiras, o setor público consolidou-se na cadeia de geração.

Em transmissão e distribuição, duas companhias foram criadas como proprietárias e operadoras do sistema chinês: State Grid Company (SGCC) e Southern China Power Grid (SCPG)[324]. A State Grid é responsável pela maior parte do território e pelas linhas de transmissão inter-regionais. Já a Southern Power atua no sul da China. No entanto, a distribuição não foi separada da transmissão e a função de despacho não foi separada da propriedade dos ativos. As empresas de transmissão também atuam na distribuição e na comercialização de energia elétrica. O Estado chinês controla ainda os preços e é o principal investidor do país[325].

África do Sul

A África do Sul, por fim, caracteriza-se por ter no setor elétrico um monopólio verticalmente integrado, detido pela empresa pública Eskom (propriedade 100% estatal), o que significa que o governo da África do Sul detém o controle sobre todo o setor[326]. A existência desse monopólio reflete a política nacional de concentração dos serviços públicos sob tutela do Estado para obter economias de escala e assegurar a viabilidade no financiamento de empreendimentos energéticos com retorno de longo prazo. Nessa visão, a competição e participação privada são consideradas insuficientes para garantir a provisão de serviços de infraestrutura[327].

No início dos anos de 1990, formulou-se um ambicioso plano de privatização e reestruturação do setor elétrico, à espelho de outros países que liberalizaram seus mercados. O foco da reforma sul-africana foi buscar a participação do setor privado na indústria elétrica, tendo o objetivo claro de introdução de competição, especialmente no segmento de geração, e a permissão do livre acesso ao sistema de transmissão, com estímulo da participação de agentes privados no setor elétri-

324 ANDREWS-SPEED et al.

325 Uma análise da China se encontra no ponto 5.1.4 A política energética da China e dependência do carvão.

326 Uma análise da África do Sul se encontra no 5.1.2África do Sul: o papel do carvão e do monopólio estatal verticalmente integrado.

327 Banco Mundial (2013).

co. Também estava previsto dar ao consumidor o direito de escolher seu fornecedor de eletricidade.

A Eskom foi transformada em sociedade com autonomia de gestão e, em 2001, suas atividades (geração, transmissão e distribuição) foram separadas, bem como seus recursos financeiros foram delimitados[328]. A rede de distribuição deveria ser fragmentada para ser reformulada em seis novas empresas distribuidoras, cuja propriedade seria detida pela Eskom e pelos municípios. O intuito era trazer concorrência e participação do setor privado na distribuição. No entanto, o processo envolveu uma legislação complexa, principalmente em relação à transferência dos ativos. Em 2005, apenas uma empresa havia sido criada, mas foi dissolvida logo depois[329]. A incerteza institucional sobre quais papéis o setor público e o privado passariam a exercer contribuíram para um colapso nos investimentos.

A espera por investimentos em geração pela iniciativa privada entre 2002 a 2006 tornou o setor elétrico decadente e cinco anos foram perdidos sem a adição de capacidade de geração. A sinalização de mudanças não era clara e a burocracia era adversa, gerando incertezas. Nesse ínterim, a demanda continuou a crescer, levando o setor elétrico a atuar com uma reserva cada vez menor.

Em 2004, o governo anunciou que a Eskom não seria mais desverticalizada nem privatizada. Em 2008, depois de anos de poucos investimentos com forte expansão da demanda de energia elétrica, o setor elétrico enfrentou uma crise que foi respondida com cortes programados e reajustes tarifários elevados para financiar a construção de novas plantas pela Eskom. O projeto do mercado de eletricidade foi encerrado e a Eskom recebeu novamente autorização para investir em nova capacidade de geração. O governo passou a encarar a Eskom como uma campeã nacional, que deveria liderar os investimentos em infraestrutura dando apoio ao crescimento econômico e melhorando o bem-estar, como fazia antes.

Brasil

Embora o governo brasileiro seja presente no setor através de estatais federais e estaduais, há claramente um maior grau de liberalização do sistema em relação aos demais BRICS e a tarifa nacional reflete uma remuneração do capital de mercado em toda a cadeia de produção. Esta questão é fundamental para que se compreenda o valor mais elevado da tarifa brasileira quando comparada aos demais países dos BRICS, pois nestes outros as empresas estatais nem sempre recebem uma remuneração de mercado.

328 Centro Internacional de Pobreza (2008) Kate Bayliss do SOAS.

329 Centro Internacional de Pobreza (2008) Kate Bayliss do SOAS.

Rússia

Na Rússia o modelo tarifário que define o preço da energia elétrica inclui os custos com geração (atacadista e regional), rede (transmissão e distribuição), infraestrutura (remuneração do operador de mercado e do operador da rede) e o custo de comercialização (GSs). O modelo tarifário geral aplicável às redes de transmissão e distribuição na Rússia prevê tarifas para o sistema baseadas no retorno do capital investido. A principal característica da recente regulação é que o capital investido em um monopólio natural deverá gerar um retorno suficientemente atrativo para novos investimentos, além de considerar o risco do investidor. O objetivo do Estado foi criar condições de atrair capital privado para o desenvolvimento das redes elétricas e teve como base experiências internacionais bem sucedidas. Na aplicação do sistema de retorno sobre o capital investido (também chamado de "receitas brutas requeridas") são definidos parâmetros com o objetivo de controle de "longo prazo" (durante o período regulatório de 5 anos). Porém, o controle de longo prazo é de fato realizado paulatinamente através de ajustes anuais.

No cálculo do retorno sobre o capital investido, as receitas brutas requeridas para a fixação de tarifas são determinadas levando em consideração o nível básico de custos operacionais, índice de eficiência dos custos operacionais, o montante de capital investido, o capital de giro, uma taxa de retorno sobre o capital investido, as perdas e o nível de confiabilidade e qualidade do serviço.

Embora tenha um modelo tarifário bastante sólido no papel, e semelhante ao dos mercados liberalizados dos países desenvolvidos, o governo russo optou por não utilizá-lo. Em 2012 houve a reestatização das empresas de rede e em 2014 foi determinado o congelamento de preços das tarifas de todos os monopólios naturais, o que inclui o setor elétrico, indo contra o plano original de liberalização, abalando a confiança de investidores privados e não seguindo seque o reajuste planejado de tarifas segundo a inflação[330].

Índia

Na Índia, a Lei de Eletricidade de 2003 autoriza o Governo Central a formular a política tarifária (*Tariff Policy*) e a Política Nacional de Energia Elétrica. As tarifas são estabelecidas pela *Central Electricity Regulatory Commission (CERC)* e pelas *State Electricity Regulatory Commissions (SERCs)*, de responsabilidade de cada Estado[331].

330 IEA(2014) Russia. Energy Policies Beyond IEA Countries.

331 Think BRIC! India (2009) KPMG.

Segundo a Política Tarifária Nacional, as Comissões devem determinar as tarifas com o princípio de *multi-year tariff* (MYT), adotado para todas as tarifas a partir de janeiro de 2006. Estas levam em conta os custos com geração, transmissão e distribuição para a formulação do preço final da eletricidade.

O custo de compra da energia incorpora os custos de geração e os custos de transmissão. Por exemplo, para a cidade de Delhi, a geração responde por 80% do preço final. O custo de operação e manutenção considera os custos das distribuidoras em reparação, manutenção do sistema, administração e com pessoal. Contabiliza 10% do preço aos consumidores finais na mesma cidade. Por fim, os custos financeiros englobam a remuneração e depreciação dos ativos das distribuidoras, os juros e impostos estabelecidos pelo governo. Esses custos perfazem os restantes 10%. Dessa forma, verifica-se que o custo das distribuidoras em Delhi é uma pequena fração do custo final (10%). Já em Mumbai, os custos com distribuição respondiam por 15,6% do preço da energia final em 2009[332].

Embora haja um modelo tarifário, os governos estaduais tendem a manter a tarifa artificialmente baixa, não repassando os custos totais envolvidos na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia ao consumidor final.

China

O regulador chinês (NDRC), por sua vez, não reflete obrigatoriamente na tarifa cobrada sequer os custos de produção. O sistema de precificação das tarifas aos consumidores finais mudou pouco na década de 1990 e continuou a ser baseado no modelo criado na década de 1960, chamado "catálogo".

O sistema "catálogo" é um método de valoração as tarifas elétricas de acordo com diferentes tipos de consumidores e permite que o governo dê um tratamento preferencial à indústria pesada, instalações químicas e setor agrícola. Esse método conta com categorias de consumidores (ex: residencial, comercial, alta indústria, indústria em geral, iluminação não-residencial, agricultura e irrigação em áreas pobres) em classificações de tensão, sendo o sistema aplicado para toda a China. Ele é o ponto de partida para o cálculo das tarifas finais, sendo acrescentadas outras cobranças e taxas locais.

O modelo tarifário atual não determina as tarifas de redes (T&D) de forma sistemática e transparente, para refletir os custos (*cost-reflective*). Tampouco há distinção clara entre os custos de transmissão e distribuição. Ao invés de iniciar com uma avaliação *bottom-up* detalhada de custos, o NRDC toma os preços praticados como ponto de partida, fazendo os ajustes nos preços da geração e do vare-

332 Mumbai Power Scenario (2010) Facts RINFRA.

jo. Os custos de transmissão e de distribuição são embutidos nos preços de varejo cobrados dos usuários finais. Em essência, a diferença entre os preços de varejo e custos de geração, abrangem transmissão, distribuição, e as funções restantes das empresas de energia elétrica.

Assim como na Índia, a prioridade é manter uma baixa tarifa, melhorando o acesso da população de baixo poder aquisitivo à rede elétrica e aumentando a competitividade da indústria.

África do Sul

Por fim, a tarifa da África do Sul é determinada seguindo uma lógica distinta à brasileira, uma vez que há um monopólio estatal sobre o setor elétrico que é instrumento para as políticas públicas no setor elétrico. Na verdade, a regulação econômica vigente na África do Sul é uma variante da regulação pelo custo do serviço (taxa de retorno), que em princípio, pode proporcionar à Eskon um retorno sobre o investimento compatível com o retorno de mercado. Mas na prática, pelo menos até o momento o regulador fixa as tarifas em um nível bem mais baixo do que o seria de se esperar, favorecendo a manutenção de um nível de tarifas reduzido. Assim, as tarifas na África do Sul, pelo menos no presente, visam mais a sustentabilidade financeira dos negócios da Eskom e a preservação de sua capacidade de investimentos, do que atingir a rentabilidade de mercado.

O regulador sul-africano (NERSA) estabeleceu o modelo de revisão da receita da Eskom (reposicionamento tarifário) baseado na metodologia batizada de *Multi Year Price Determination* (MYPD). Elaborado em 2005, o MYPD consolidou e alinhou em um único documento a metodologia regulatória para avaliação dos pedidos da Eskom sobre as necessidades de receita.

O MYPD incorpora como modelo princípios da regulação por Taxa de Retorno (*Rate of Return - ROR*) bem como princípios de regulação por incentivos. Há incentivos à redução de custos nos serviços de transmissão e distribuição, à eficiência energética e mecanismos que permitem a introdução de gestão pelo lado da demanda - *Demand Side Management - (EEDSM)*. A aplicação da metodologia *ROR* definida no MYPD preconiza que "a receita a ser auferida pela Eskom deve ser igual ao custo eficiente para fornecer eletricidade mais um retorno justo sobre a base tarifária".

A metodologia é aplicada sobre um Plano de Negócios pleiteado pela Eskom, a ser aplicado durante o período regulatório seguinte, com período de 5 anos. Para a determinação dos preços ao longo do ciclo adiante, a metodologia procura atingir alguns objetivos regulatórios, como garantir a sustentabilidade da Eskom como

negócio e limitar o risco de excesso ou retornos inadequados, dando incentivos para novos investimentos, especialmente em geração; assegurar uma razoável estabilidade tarifária e mudanças suavizadas ao longo do tempo e de acordo com objetivos socioeconômicos do Governo; alocar adequadamente o risco comercial entre a Eskom e os seus clientes; fornecer incentivos à eficiência sem levar a impactos indesejados da regulação sobre o desempenho; fornecer uma base sistemática para a definição de receita / tarifa; e garantir a coerência entre os períodos de controle de preços.

No mundo real, a implementação do modelo, porém, tem sido feito de forma a conter as tarifas. Por um lado, a base regulatória de ativos considera os valores históricos dos mesmos. Com muitos investimentos antigos, construídos nas décadas de 1970 e 1980, os ativos da Eskon de fato já se encontram bastante depreciados. Somando a isso o efeito de uma inflação que entre 1995 e 2014 foi em média 5,1%aa (dados obtidos em www.inflation.eu), o resultado é uma base regulatória de ativos pequena e bastante defasada dos valores de reposição dos mesmos.[333]

Por outro lado, a taxa de remuneração dos ativos que é empregada não tem sido compatível com uma remuneração de mercado. No último ciclo, a NERSA definiu uma taxa regulatória de retorno real sobre os ativos da Eskon de 8,16%. Esta taxa deveria, em tese, ser aplicada sobre a base de ativos. Mas optou por calcular as tarifas para os três anos seguintes usando respectivamente 0,08%, 2,8% e 4,2% como taxa de retorno de forma a não onerar excessivamente os consumidores.[334]

Se os parâmetros usados para o cálculo das tarifas da Eskon para o valor dos ativos da empresa fossem compatíveis com seu valor novo de reposição ou com o valor histórico corrigido e se fosse empregada uma taxa de retorno compatível com a de mercado, é evidente que e as tarifas de eletricidade na África do Sul seriam muito maiores.

Brasil

No Brasil, a tarifa de energia elétrica cobrada do consumidor final é fixada pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). A metodologia de cálculo da tarifa precisa garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão sem onerar excessivamente o consumidor. Assim, a regulação tarifária brasileira considera dois

333 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy.* (p.44). A Deloitte estima que o valor da base total de ativos da Eskon é inferior ao valor de novas usinas com 10% da capacidade instalada total da Eskon.

334 Deloitte (2012). *The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy.* (p.52).

fatores: a modicidade tarifária e a racionalidade econômica dos preços, que embutem uma remuneração ao capital investido compatível com o custo de capital de mercado.

A Aneel adotou uma metodologia de cálculo de tarifa que decompõe os custos envolvidos em três categorias distintas: custos não gerenciáveis, custos gerenciáveis e componentes financeiros.

Custos não gerenciáveis

Os custos não gerenciáveis – denominados Parcela A – são totalmente repassados aos consumidores, na medida em que são considerados custos que independem do controle da administração da distribuidora de energia elétrica. Tal categoria é composta basicamente pelo custo de compra da energia, pelos encargos setoriais e pelo pagamento dos serviços de transmissão de energia a longa distância.

Os valores pagos por geração e transmissão são determinados em sua maioria em contratos de longo prazo estabelecidos via leilões. Há também parte dos custos que reflete contratos de compra de energia mais antigos, bem como projetos que vendem energia mediante uma tarifa regulada, como é o caso de Itaipu, da Eletronuclear e das concessões renovadas de geração e de transmissão.

Para garantir a expansão da matriz elétrica, o governo realiza leilões específicos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) em que participam tanto agentes públicos como privados, normalmente mediante a conformação de sociedades de proposito específico (SPE), para disputar contratos de fornecimento de energia. Os leilões podem ser de energia existente, para projetos já em operação que tenham energia descontratada, ou para novos projetos, podendo estes últimos ser do tipo A-5 (contratação cinco anos antes da entrega da energia), A-3 (três anos) dentre outros. Esses leilões buscam a contratação de energia mais barata possível para ser alocada entre as distribuidoras e oferecem aos geradores contratos de longo prazo que permitem, não somente remunerar o capital, mas financiar os projetos.

Desta forma, o Estado atua como leiloeiro em nome das distribuidoras, determinando o tipo de projeto que pode participar, estabelecendo o preço teto e as condições de contração. Já as distribuidoras têm um papel passivo, limitando-se a declarar a necessidade de compra de energia previamente ao leilão e a assinar contratos com os geradores vencedores após o mesmo resultado do certamente.

As receitas do transmissor são compostas por encargos do uso do sistema de transmissão, pagos por geradoras, distribuidoras e grandes consumidores. Há acesso não discriminatório à rede básica sob a operação do ONS.

O planejamento e a contratação dos serviços de transmissão, assim como acontece com a compra de energia, são realizados pelo Estado brasileiro de forma centralizada, de forma que os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão são impostos às distribuidoras e outros usuários do sistema de transmissão.

Os custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis, denominados Parcela B, são aqueles que estão sob controle da distribuidora e são divididos entre custos operacionais e remuneração dos investimentos. Os custos operacionais consistem nos gastos com força de trabalho, compra de materiais e contratação de serviço de terceiros. A Aneel não permite o repasse automático de tais custos aos consumidores, sendo repassados apenas aqueles considerados eficientes, com vistas a incentivar os ganhos de eficiência por parte das distribuidoras, que podem inclusive auferir ganhos extraordinários caso consigam operar com custos menores que os considerados pela agência. A remuneração dos investimentos[335] e a amortização do capital investido, por sua vez, são incluídas na tarifa.

A soma da Parcela A e da Parcela B resulta na chamada Tarifa Econômica ou Tarifa de Equilíbrio para a distribuidora. No entanto, a tarifa efetivamente paga pelos consumidores é a Tarifa Financeira, que inclui os componentes financeiros, compostos pela Conta de Variação da Parcela A (CVA)[336], subsídios[337] e outros itens.

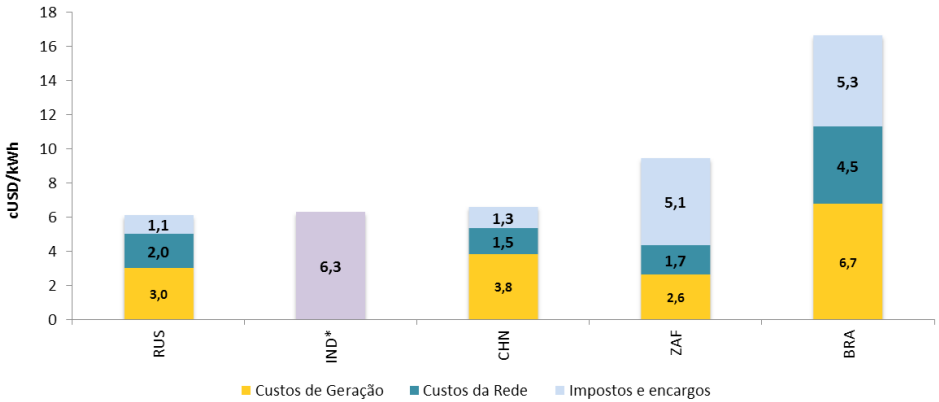
Observa-se na Figura 77 que somente o custo da geração no Brasil supera as tarifas da Rússia, da Índia e da China e que a soma do custo de geração e redes já posicionam o Brasil como país menos competitivo dos BRICs, mesmo sem impostos e encargos.

335 A remuneração dos investimentos se divide entre a quota de remuneração regulatória, isto é, a parcela referente à depreciação dos ativos, e a remuneração bruta, que consiste na aplicação do custo médio ponderado de capital (em inglês, *Weighted Average Cost of Capital* - WAAC)

336 CVA: a Parcela A é totalmente repassada aos consumidores. No entanto, a tarifa é estabelecida com base em uma *previsão* dos custos, assim pode ter discrepâncias entre o valor considerado e o valor efetivo. Caso tenha diferença (positiva ou negativa) entre o faturamento da distribuidora e a Parcela A, as diferenças serão contabilizadas na CVA.

337 Há diversos subsídios cruzados no setor elétrico, sendo todos contabilizados como componentes financeiros.

FIGURA 77: Composição tarifaria residencial dos BRICS, 2013



Carga Tributária

Adicionalmente, vale a pena destacar que a carga tributária das tarifas de eletricidade brasileira é a segunda maior dos BRICS, alcançando 32%, apenas menor que na África do Sul onde os impostos representam 54% da tarifa residencial. Há que chamar para a África do Sul, como de resto para todos os países, utilizou-se como referência para a tarifa residencial uma tarifa sem qualquer incentivo[338]. Entretanto sobre a tarifa "normal" para residências sul africanas incluem pesados encargos que ajudam a suportar a tarifa reduzida paga por grande parte da população.

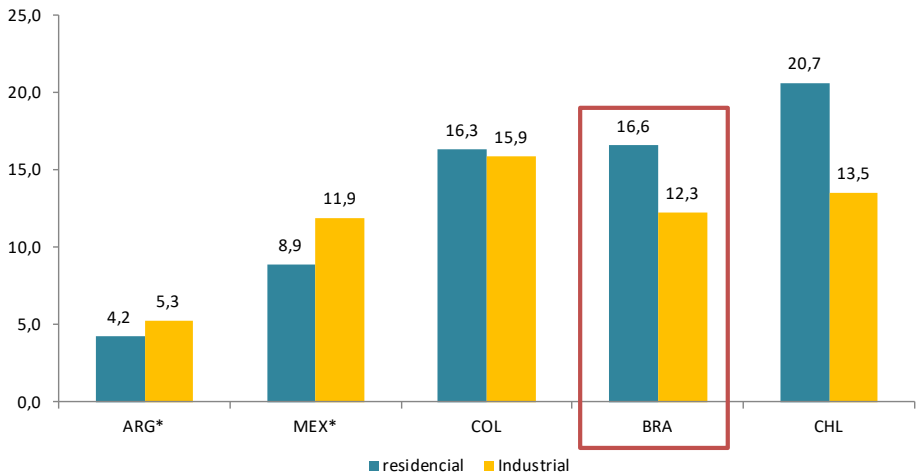
Diferentemente dos demais países dos BRICS, o Brasil busca garantir a modicidade tarifária, mas garantindo a remuneração do capital para os investidores. Desde o estabelecimento do Novo Modelo do Setor Elétrico (NMSE), de 2003, a solvência e robustez do sistema e a viabilização de novos investimentos são os objetivos centrais. O poder público atua com concessões, fiscalizações e na arbitragem entre interesses de companhias e dos consumidores, mas também está presente em todas as etapas da indústria elétrica, em empresas como a Eletrobrás, federal e Cemig e Copel, estaduais. Cabe lembrar que estas empresas, embora sejam de controle estatal, são na verdade empresas de economia mista, com ações cotadas em bolsa. A regulação tarifária segue critérios de eficiência econômica para sustentabilidade financeira das companhias, sejam públicas ou privadas e a competição nos setores de geração e transmissão se dá em igualdade de condições.

338 É preciso destacar que no caso da África do Sul, os componentes da tarifa residencial correspondem aos clientes cujo consumo é cerca de 1000 kWh/mês. (Anexo I).

5.5.2. O BRASIL E OS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

Dentre os países da América Latina, o Brasil tem a segunda maior tarifa residencial, enquanto a tarifa industrial se encontra próxima da tarifa Mexicana, conforme se observa na Figura 78. Constata-se ainda que o Brasil e o Chile são os dois únicos países da América Latina estudados que não apresentam um esquema de subsídios cruzados entre indústrias e residências, como será visto mais adiante.

FIGURA 78: Tarifa residencial e industrial nos países de América Latina, 2013



Conforme já analisado no ponto 5.2, os países da América Latina têm características muito heterogêneas, desde a participação do Estado no setor elétrico, até a diversidade na riqueza em recursos naturais. Tanto Chile quanto Colômbia têm mercados de energia elétrica ainda mais liberalizados do que no Brasil. Enquanto o México todavia se caracteriza por ter a atuação de uma única empresa no setor a nível nacional.

Ambiente institucional

Chile

O mercado elétrico chileno tem as atividades do setor desmembradas em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Todas as atividades das três etapas da cadeia são desenvolvidas por empresas de capital privado, estando o Estado com a atribuição de regular, fiscalizar e de fazer um planejamento indicativo dos investimentos em transmissão.

A atividade de geração opera em um ambiente competitivo enquanto a transmissão e distribuição estão inseridas dentro de um ambiente regulado. Na atividade de geração todas as empresas participam de um mercado competitivo, onde os preços refletem o custo marginal de produção. O sistema chileno tem participação expressiva de geração térmica baseada em combustíveis fósseis importados, o que tende a encarecer a produção. No segmento de transmissão, de acordo com a legislação pertinente, vários agentes podem operar em regime de concessão, estando a coordenação entre a geração e transmissão a cargo dos operadores de cada um dos sistemas elétricos do país.

A distribuição de energia elétrica é concebida como um monopólio natural, operando as distribuidoras em regime de concessão de serviço público. As tarifas por elas praticadas são reguladas bem como a qualidade do serviço regulado para o fornecimento aos clientes. Em 2013[339] existiam 34 distribuidoras no país, das quais quatro pertenciam ao SING (Sistema Interligado do Norte do país) e 27 ao SIC (Sistema Interligado Central), sendo as demais pertencentes a sistemas elétricos menores.

Colômbia

Na Colômbia, as reformas ocorridas no setor, essencialmente em 1994, tornaram o investimento no setor elétrico extremamente atrativo, passando a ser um dos países com a regulação mais liberalizada da América Latina.

Dentro desse novo contexto regulatório, o setor elétrico foi desmembrado em atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo a transmissão e distribuição atividades reguladas. A geração e a comercialização de energia elétrica ocorrem em ambiente de livre concorrência. A comercialização de energia elétrica passou a ser administrada por uma entidade privada, a XM e criou-se um mercado de compras em bolsa para a energia elétrica[340]. Apesar disso, a maior geradora de energia elétrica do país segue sendo uma empresa pública, a *Empresas Públicas de Medellín*[341].

Os preços da energia elétrica no atacado tendem a variar fortemente na Colômbia, de acordo com a hidrologia. O sistema colombiano é, como o brasileiro, predominantemente hídrico, mas conta com uma capacidade instalada térmica

339 CNE 2013.

340 Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado (Electric Power) BNamericas Content – Retirado de Comisión Nacional de Energia (ES) (2012).

341 Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado (Electric Power) BNamericas Content – Retirado de Comisión Nacional de Energia (ES) (2012).

expressiva que em anos normais fica bastante ociosa, mas que é acionada continuamente em anos secos. Quando isso ocorre os custos da energia na bolsa sobem acentuadamente, o que acaba se refletindo no custo da energia para o consumidor final.

A principal empresa de transmissão do país é a *Interconexión Eléctrica S.A.* (ESP), no entanto a mesma não é a operadora do sistema, função que é de responsabilidade do *Centro Nacional de Despacho* (CDN), administrado pelo *Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales* (ASIC).

A comercialização, apesar de ser uma atividade de livre concorrência, pode ser desenvolvida de forma exclusiva ou combinada com outras atividades do setor, com isso, o comercializador que atende ao mercado regulado, em geral pertence ao mesmo grupo que a distribuidora da energia elétrica.

A distribuição de energia elétrica é um monopólio natural regulado com base em critérios de eficiência e qualidade na prestação do serviço[342]. Na Colômbia não existem concessões nem franquias para a atividade de distribuição de energia elétrica, nem ao menos exclusividade territorial, podendo existir redes paralelas em uma mesma zona.

Como pôde ser observado, Chile e Colômbia possuem ambientes regulatórios liberalizados, com forte atuação do setor privado em todos os níveis. No entanto, ao analisar o México e Argentina o panorama é outro com forte peso do Estado da determinação das tarifas.

México

No México, a Constituição atribui ao Estado a responsabilidade sobre o setor elétrico. O Artigo 27 estabelece que corresponde exclusivamente ao Estado gerar, conduzir, transformar, distribuir e abastecer energia elétrica que tenha por objetivo a prestação do serviço público. O Artigo 28 por sua vez define as funções que o Estado deve exercer de forma exclusiva em áreas energéticas, dentre elas a eletricidade.

Na mesma linha, a Lei de Serviço Público de Energia Elétrica (LSPEE) explicita o objetivo da Comissão Federal de Eletricidade (CFE), suas atribuições e responsabilidades, bem como uma estrutura para a prestação do serviço público de energia elétrica[343]. Assim, a CFE é definida como entidade verticalizada do governo responsável desde a geração à comercialização.

342 CIER 2013.

343 Secretaría de Energía: Prospectivas del Sector Eléctrico 2013-2027.

Apesar das tentativas de reforma iniciadas em 2013, atualmente a organização do setor elétrico no México ainda se caracteriza por um papel fortemente verticalizado da CFE com permissão da atuação privada basicamente em projetos de geração, embora o Estado ainda seja responsável pela maior parte do parque gerador.

Argentina

No caso Argentino, o processo de desverticalização das empresas estatais de energia elétrica teve início em 1991, com a reforma do setor elétrico, e foi motivada, principalmente pela escassez de energia elétrica, enfrentada com racionamento e cortes programados, ocorrida no final da década de 80. Após a promulgação da Lei 24065, que estabeleceu um novo regime de eletricidade (1991), o setor elétrico argentino foi desmembrado em três segmentos independentes: geração, transmissão e distribuição. Além disso, abriu-se a possibilidade de entes privados participarem do setor.

Para o segmento de geração foi criada, em 1992, a *Compañia Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anônima* (CAMMESA). As suas funções e atividades são, essencialmente, a coordenação das operações e atividades de despacho de energia elétrica. A entidade também é responsável pelo estabelecimento dos preços no atacado, bem como a gerência de transações econômicas do sistema interligado.

Diferentemente da geração, onde a entrada de novos agentes é livre, nos serviços de transmissão e distribuição existe a necessidade de obtenção de concessões, através de processos licitatórios. As empresas de transmissão têm sob sua responsabilidade a operação e a manutenção de suas redes, mas não são responsáveis pela expansão do sistema[344]. As distribuidoras possuem concessão exclusiva para distribuir energia elétrica aos consumidores dentro da sua área de concessão.

Porém, o processo regulatório, que se encontrava em franco desenvolvimento, foi interrompido na Argentina devido à profunda crise político-econômica ocorrida em 2001. Por conta da crise, foi sancionada a *Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario nº 25.561*, em janeiro de 2002. A lei declarou emergência pública na esfera social, econômica, administrativa, financeira e cambial. Verificou-se que as políticas energéticas adotadas, na sequência da crise econômica de 2002-2003, desestruturaram o setor do ponto de vista econômico financeiro, pois as tarifas não refletem a realidade dos custos da indústria elétrica.

A referida lei modificou os contratos de concessão existentes, e a partir de sua entrada em vigor, todas as receitas das empresas foram determinadas com base

344 Pampa Energia (2014).

na relação 1 peso argentino igual a 1 dólar americano. Foram também eliminadas todas as cláusulas de reajuste das tarifas com base no índice de preços ao consumidor e do preço do produtor americano, previstos anteriormente no regime de remuneração do contrato de concessão.

Do ponto de vista da disponibilidade de recursos naturais, observou-se que em geral os países da região têm vastos recursos desde hídricos, como no caso do Brasil e da Colômbia, até combustíveis como no México (o México exporta petróleo, embora importe gás e carvão). Neste quesito o Chile é relativamente pobre em recursos energéticos, tendo que importar praticamente a totalidade dos combustíveis que utiliza.

Regulação econômica

Sob a ótica do Modelo Tarifário, há grande diferenças. Chile e Colômbia possuem modelos mais "pró-mercado", com revisões tarifárias periódicas, cobrança de eficiência, mecanismos de controle de perdas e qualidade de serviço, acompanhamento dos ativos e investimentos e remuneração compatível com o mercado. México e Argentina são diferentes: o primeiro possui setor fortemente subsidiado e o segundo aplica um congelamento de tarifas.

Chile

O esquema regulatório estabelecido no Chile é o de *"Yardstick Competition"* (estabelecimento de uma competição fictícia para a determinação de tarifas eficientes), com Preço Teto. As revisões tarifárias ocorrem em um intervalo de 4 anos, e tem a mesma duração para todas as distribuidoras do país.

A Lei Geral de Serviços Elétricos reconhece que as atividades de distribuição de energia elétrica são efetuadas com característica de monopólio natural, e que por isso tal atividade precisa ser regulada. A regulação da distribuição se concentra no acompanhamento das condições de exploração dos serviços, dos níveis e esquemas tarifários a serem aplicados aos clientes regulados, e o cumprimento, por parte das distribuidoras dos requisitos de qualidade de serviço.

Colômbia

Na Colômbia, o modelo de regulação adotado para a distribuição de energia elétrica, até o último período tarifário, é o de Preço Teto de livre acesso. As tarifas de uso são definidas de forma que os usuários finais paguem aos seus fornecedores de energia elétrica somente uma tarifa final, sendo ela definida (reavaliada) a cada 5 anos.

Os custos de geração, transmissão, distribuição, custo variável de comercialização, custo das restrições do sistema e das perdas reconhecidas, representam a componente de custo variável da tarifa, enquanto o custo de comercialização compreendem os custos fixos contidos na tarifa de energia elétrica.

México

No México, o modelo é bastante particular. Não há revisões tarifárias, e sim ajustes periódicos em função do tipo de tarifas: mensal com fatores fixos para tarifas domésticas (exceto Doméstica de Alto Consumo - DAC), de iluminação pública, de bombeamento de águas potáveis e esgoto e bombeamento de água para atividade agrícola; anual com taxas fixas predeterminadas para as tarifas de bombeamento de água para irrigação agrícola (algumas classes tarifárias de irrigação, exceto as com reajuste mensal); e mensal por combustíveis e inflação, para as demais tarifas.

As tarifas domésticas e as duas tarifas agrícolas são subsidiadas, sendo os subsídios definidos como a diferença pelo preço da eletricidade paga pelos consumidores e o custo médio de fornecimento. Os subsídios das tarifas da CFE são financiados mediante registros contábeis. O Governo Federal reembolsa a estatal por uma parte dos subsídios transferidos a seus consumidores.

As tarifas são concebidas de formas particulares, com base nas características e padrões de consumo dos usuários, pela CFE. Da mesma forma, a estrutura tarifária contém elementos da política econômica e social do Governo Federal, que se dá por apoios concedidos através de tarifas para determinados grupos de usuários e atividades econômicas. Os critérios utilizados são heterogêneos, por exemplo, as tarifas horárias em média e alta tensão consideram elementos técnicos e econômicos, enquanto que as tarifas agrícolas e domésticas respondem a decisões relacionadas com a política econômica e social do Governo Federal.

Argentina

O caso argentino, como mencionado anteriormente, possui uma peculiaridade no que diz respeito ao modelo tarifário em vigor. Antes ter sido sancionada a *Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario* nº 25.561, no início de 2002, o país iniciava o processo de implantação da regulação do tipo *price cap*. Com isso, apesar do modelo em teoria vigente ser o *price cap*, por estar "formalmente em vigor", na pratica persiste a manutenção de tarifas fixas. De fato, atualmente, grande parte das províncias argentinas assinaram acordos com o Estado

Nacional para que as tarifas sejam mantidas fixas, tendo então o Estado Nacional o compromisso de subsidiar o setor, fazendo aporte financeiro para cobertura de investimentos e custos operacionais. Então, o modelo tarifário que está formalmente regulamentado, apesar de não ser aplicado desde 2002, é um modelo do tipo *price cap* com períodos tarifários de 5 anos de duração.

O congelamento das tarifas no caso argentino, assim como o mecanismo mexicano de fortes subsídios e controle estatal, explicam boa parte das discrepâncias entre as tarifas do Brasil, Chile e Colômbia com relação a estes países.

Carga tributária

Sob outra perspectiva, uma característica que distingue o Brasil dentre os países da região é a carga tributária sobre as tarifas de energia elétrica, principalmente sobre a tarifa residencial. O Brasil é o país com maior incidência de impostos e encargos na tarifa de energia elétrica, representando 32,1% da tarifa residencial final conforme a Figura 79.

Neste ponto, é importante entender a diferença entre um imposto e um encargo, uma vez que ambos têm papéis muito diferentes no que se refere ao uso dos fundos arrecadados. Ambos são definidos pelo Estado; a legislação brasileira[345] define um tributo como uma prestação pecuniária compulsória instituída em lei, sendo os impostos considerados um tipo de tributo que não tem um fim específico, o que significa que os impostos não são arrecadados visando financiar uma atividade ou setor específico. Diferentemente dos impostos, os encargos têm o objetivo de arrecadar recursos para financiar uma necessidade específica de um setor, neste caso para financiar necessidades específicas relacionadas ao setor elétrico brasileiro[346.]

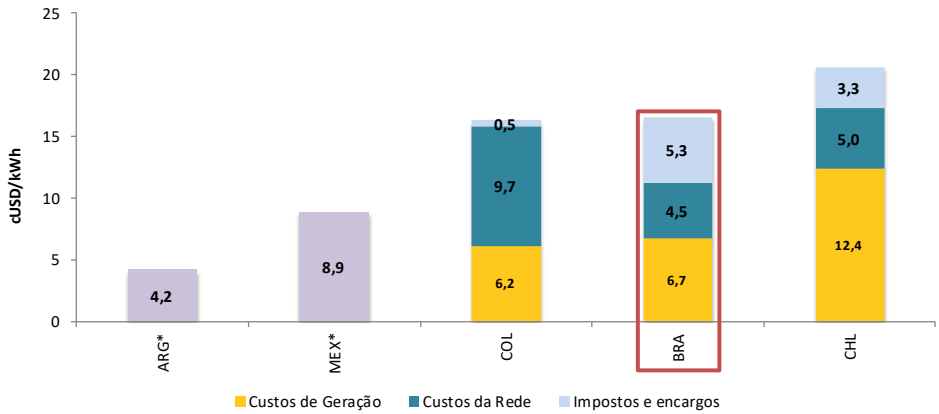
Assim, no caso do setor elétrico brasileiro, os encargos fazem referência a custos, programas e incentivos próprios deste setor, arrecadando, por exemplo, os recursos para viabilizar a universalização do atendimento, enquanto os impostos arrecadados através das tarifas de energia elétrica são destinados ao uso geral dos diversos níveis do Estado.

---

345 República Federativa do Brasil. *Lei N°5.172 de 25 de Outubro de 1966, Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios.* Brasília.

346 Aneel (2014). *Site institucional. Encargos Setoriais.* Acesso em março de 2015.

FIGURA 79: Composição da tarifa residencial, 2013



Os impostos que incidem na conta de energia elétrica[347] são o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS).

Os dois primeiros impostos, PIS/PASEP e COFINS, são tributos federais sob tutela do Ministério de Fazenda, cuja arrecadação é destinada a manter programas sociais e trabalhistas do Governo Federal. Já o ICMS é um imposto estadual que apresenta alíquotas diferenciadas entre estados e entre faixas de consumo de energia. A diferença da carga tributária entre os estados que cobram a menor alíquota (Amapá, Rondônia, Roraima e Acre) e a maior alíquota (Rio de Janeiro, Minas Gerais e Mato Grosso) alcança mais de dez pontos percentuais.

Para as grandes empresas, tanto o PIS/PASEP e COFINS quanto o ICMS são impostos recuperáveis. Uma indústria pode deduzir dos impostos a recolher sobre suas vendas os impostos embutidos nos preços dos bens adquiridos de seus fornecedores, o que inclui os impostos presentes na conta de energia elétrica. No entanto, uma indústria pode não ser capaz de utilizar todos os créditos tributários que possui. Este é o caso de indústrias que exportam grande parte de sua produção. Como as exportações são isentas de ICMS, pode acontecer que o volume de créditos de ICMS (valores já embutidos na compra de seus insumos) seja superior ao ICMS a pagar.

347 Abradee (2013). *Tarifas de Energia.* Acesso em março de 2015

Até 2012 a conta de energia elétrica incluía dez encargos setoriais[348] que foram modificados mediante a Medida Provisória N°579[349], conforme a Tabela 26. Assim, houve redução nos encargos através da extinção da CCC, da isenção às distribuidoras e a algumas empresas de Transmissão e geração do RGR, e a transferência direta de recursos do Tesouro Nacional[350] como parte da arrecadação da CDE[351].

TABELA 26: Encargos do setor elétrico brasileiro

Encargo	Objetivo	Valor 2009	Valor 2013
Reserva Global de Reversão (RGR)	Reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço de energia elétrica, financiamento de fontes alternativas, estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos hidráulicos e programas de eficiência energética	2,5% dos investimentos ou 3% da receita anual	Desobrigadas as concessionárias de distribuição, transmissão (licitadas a partir de 12/09/2012), transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei.
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Custos relacionados à geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados	Definidos com base no Plano Anual de Combustíveis elaborado pela ELETROBRÁS	Extinto
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Cobrir os custos da ANEEL	0,5% sobre beneficio econômico anual	0,4% sobre benefício econômico anual

348 Aneel (2014). *Site institucional. Encargos Setoriais.* Acesso em março de 2015.

349 Convertida na Lei N°12.783 em 2013.

350 Uma vez que nem todas as geradoras e transmissoras aderiram à renovação antecipada de concessões e visando garantir a redução de 20% da tarifa anunciada pelo governo, foi decidido que a CDE passe a contar com aporte do Tesouro Nacional do Brasil.

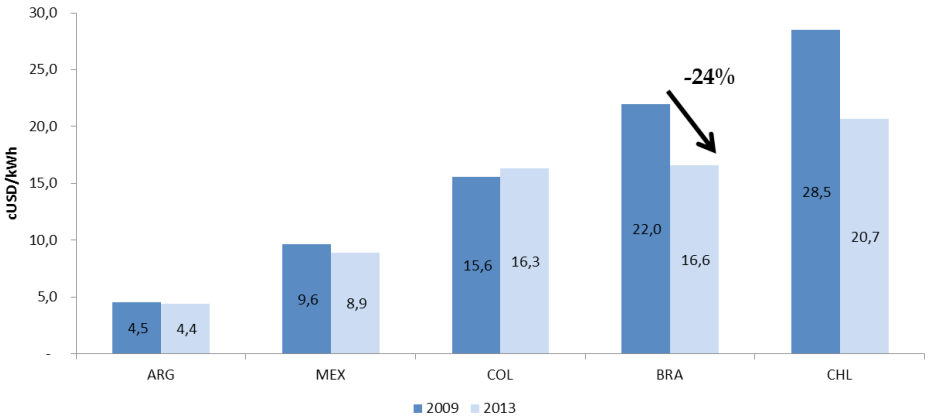
351 Desde 2013 a CDE passou a assumir objetivos similares aos da RGR. Também foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar os subsídios tarifários, além de cobrir os custos de geração nos sistemas isolados, em substituição ao encargo da CCC.

Encargo	Objetivo	Valor 2009	Valor 2013
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Incentivo à participação de alternativas renováveis na geração elétrica	Calculado pela Aneel anualmente	Igual
Cota de Desenvolvimento Energético (CDE)	Desenvolvimento energético dos estados, competitividade de fontes alternativas, universalizar a eletricidade e subsidiar tarifas	Quotas anuais, multas, pagamentos anuais de Uso de Bem Público.	Quotas anuais, multas, pagamentos anuais de Uso de Bem Público, recursos da União.
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas ocasionadas pela construção de reservatórios	Baseado na tarifa atualizada de referência estabelecida pela ANEEL multiplicada por 6,75% da geração efetiva de energia de cada hidroelétrica	Igual
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Desenvolvimento de pesquisa e programas de eficiência energética	Mínimo 0,75% (P&D) e 0,25% (Eficiência energética) da receita operacional líquida	Igual
Encargos de Serviço de Sistema (ESS)	Cobrir os custos dos serviços do sistema, inclusive os auxiliares, prestados aos usuários do SIN		Igual
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Custeio de atividades da ONS	Orçamento anula do ONS aprovado pela Aneel	Igual

Encargo	Objetivo	Valor 2009	Valor 2013
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Custos decorrentes da contratação da energia de reserva		Igual

As medidas adotadas pelo governo em 2012, que incluíram uma redução de encargos, mas também a redução do custo da geração de plantas hidroelétricas e linhas de transmissão amortizadas levaram a uma redução da tarifa. Conforme se observa na Figura 80, entre 2009 e 2013 a tarifa residencial caiu 24%.

FIGURA 80: Tarifa residencial nos países de América Latina, 2009 vs 2013



No que diz respeito especificamente aos encargos, a Tabela 27 mostra a evolução da arrecadação de cada encargo entre 2009 e 20013. Observa-se que a arrecadação da RGR, CCC e CDE, encargos que foram desonerados em 2012, caíram pronunciadamente (queda total de R$ 8,6 bilhões). A queda do total dos encargos acabou sendo menor, em razão do aumento do volume de Encargos de Serviços de Sistema, associados ao acionamento maciço de termoelétricas durante boa parte do ano de 2013.

TABELA 27: Encargos arrecadados entre 2009 e 2013 (em R$ milhões)

Encargos Setoriais	2009	2010	2011	2012	2013
Reserva Global de Reversão – RGR Fonte: SFF-ANEEL	1.629,60	1.594,1	1.724,9	2.311,5	608,9
Conta de Consumo de Combustível – CCC Fonte: SRE -ANEEL	3.021,0	5.173,4	5.571,7	3.223,0	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Fonte: SRE - ANEEL	2.841,8	2.960,6	3.313,8	3.722,6	1.024,0
Subtotal	**5.862,8**	**9.728,1**	**10.610,4**	**9.257,1**	**1.632,9**
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE Fonte: SRE / SAF-ANEEL (**Valores Realizados**)	375,3	385,7	464,7	195,9	467,2
PROINFA Fonte: SRE -ANEEL	1.573,0	1.816,0	1.794,3	2.252,7	2.589,7
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH Fonte: SFF / SRG-ANEEL	1.338,5	1.514,9	1.635,8	1.727,0	1.590,9
Encargos de Serviços do Sistema – ESS Fonte: Relatório Anual da CCEE	527,7	1.731,5	1.416,6		6.259,3
Encargos de Energia de Reserva – EER Fonte: Relatório Anual da CCEE	31,7	311,9	321,0	867,0	295,2
Operador Nacional do Sistema - ONS Fonte: ONS / SFF-ANEEL	12,10	12,80	13,6	14,3	15,0
Total	**9.709,0**	**15.488,1**	**16.256,4**	**14.313,9**	**12.850,2**

Fonte: www.aneel.gov.br

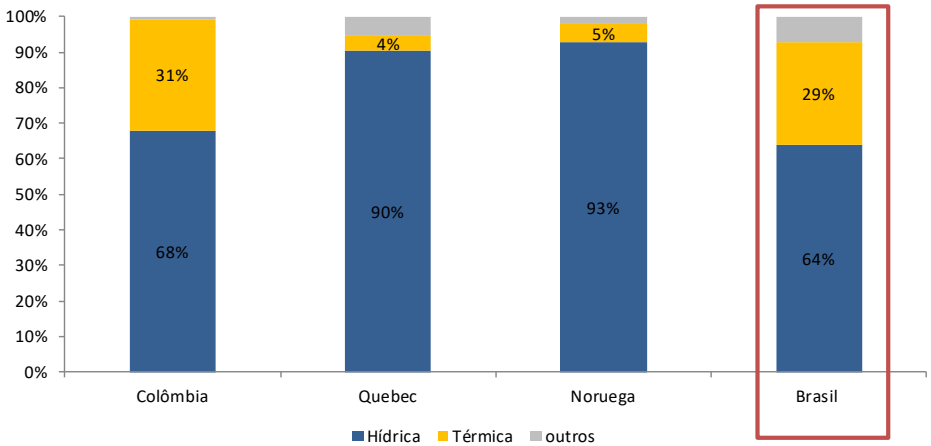
Apesar da redução de encargos, que implicou na queda na tarifa energia elétrica, o Brasil tem a maior incidência de impostos e encargos dentre os países da América Latina. Enquanto em 2009 eles representavam 37,9% da tarifa final do consumidor residencial, em 2013, logo após a redução apresentada na Tabela 26 eles passaram a representar 32,1%.

5.5.3. O BRASIL EM RELAÇÃO A OUTROS PAÍSES HÍDRICOS

O Brasil se caracteriza por ter uma matriz essencialmente hídrica. Neste sentido é interessante comparar o nível tarifário brasileiro com o nível da tarifa em outros países que também se caracterizam por terem matrizes majoritariamente hídricas. Na Figura 81 se observa que a matriz elétrica do Brasil é similar a matriz colombiana, vale dizer que têm uma significativa participação de fontes térmicas (31% e 29% respectivamente). Em ambos os casos, o uso das termoelétricas tende

a ser volátil ao longo dos anos, fazendo com que os custos de geração também oscilem de forma pronunciada ao longo do tempo. O Québec não está pouco sujeito a este tipo de problema, uma vez que grande parte da energia gerada é vendida pela tarifa baixa e fixa do Heritage Pool (ver 5.3.3). Por outro lado, a Noruega também pode ter custos voláteis de acordo com a hidrologia, com forte tendência a alta do preço spot em anos mais secos. Isso porque ao contrário do Quebéc, não há um forte componente fixo no custo da energia, que varia de acordo com o preço da energia no NordPool.

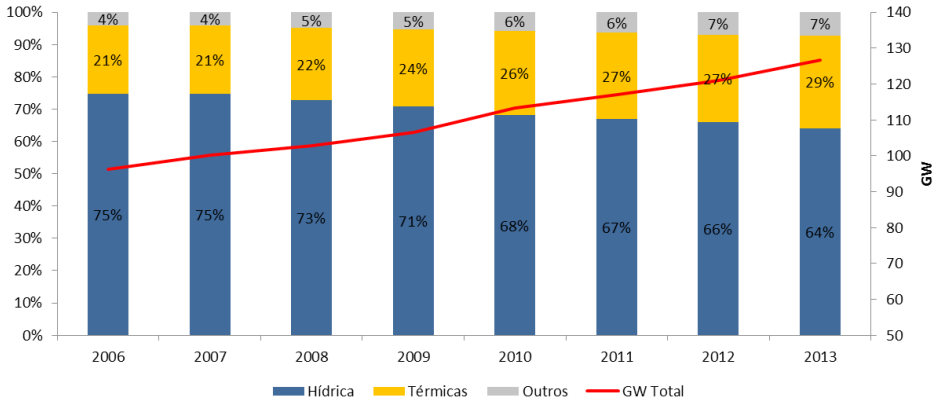
FIGURA 81: Composição da matriz elétrica dos países majoritariamente hídricos, 2013[352]



A matriz brasileira vem mudando nos últimos anos deixando de ser quase exclusivamente hídrica e passando a constituir uma matriz hidrotérmica. De fato, na Figura 82 se verifica que entre 2006 e 2013 a fonte hídrica passou de representar 75% da capacidade instalada no Brasil para 64% em 2013, enquanto houve um aumento considerável da capacidade térmica nacional.

352 Para Colômbia e Noruega os dados são de 2012. Em base a dados de EPE(2014). Anuario estadístico; UPME (2009); XM (2010; 2012; 2013); MINMINAS (2011); MME (2013); Eurostat (2013); U.S. Energy Information AdministrationEIA (2014).

FIGURA 82: Composição da matriz elétrica do Brasil, 2006-2013[353]

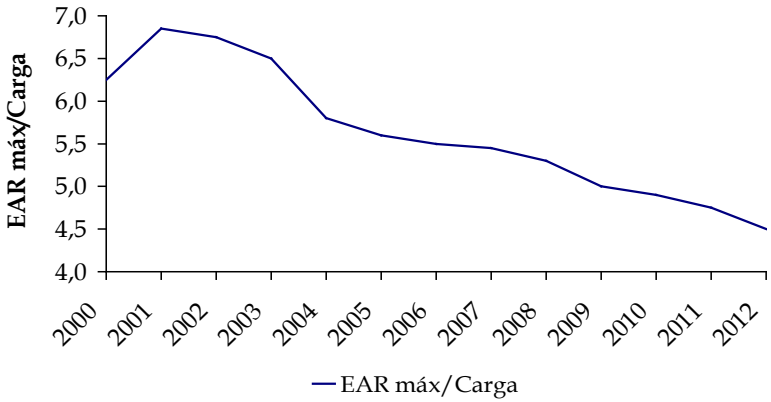


Além da mudança no mix da capacidade instalada, é importante destacar a perda de capacidade de regularização dos reservatórios de hidrelétricas. O país construiu grandes usinas com reservatórios nas últimas décadas do século XX. Mas atualmente, o potencial elétrico remanescente concentra-se no norte, principalmente na região amazônica, caracterizada por uma topografia suave. Somando-se isso às restrições ambientais, há limitações crescentes para a construção de novas usinas com grandes reservatórios. Assim, a expansão da geração hídrica tem se dado preponderantemente com a construção de usinas a fio d'água ou com pequenos reservatórios. Como a demanda por energia elétrica no país é crescente, a capacidade de regularização da disponibilidade de energia do país ao longo do ano e entre anos tem sofrido uma progressiva diminuição.

A Figura 83 ilustra a evolução da capacidade de regularização dos reservatórios de 2000 a 2012. Observa-se que a proporção entre energia armazenada e carga cai continuamente. Esta particularidade faz com que a matriz elétrica brasileira esteja mudando progressivamente de um sistema essencialmente hídrico para um sistema hidrotérmico. O parque gerador nacional terá de contar com outras fontes para operação de base durante o período seco, a fim de atender a demanda crescente.

353 Com base em dados dos anuários estadísticos da EPE, elaboração própria

FIGURA 83: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios: 2000-2012[354]



Fonte: Chipp, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.

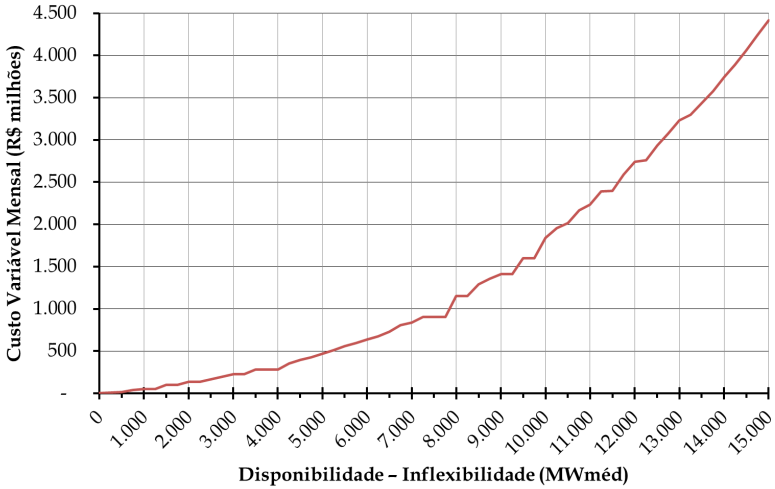
Como na Colômbia o Brasil vem usando, principalmente, geração termoelétrica como complementar da hídrica. Em anos normais ou úmidos, a maior parte das usinas térmicas tende a operar com alto grau de ociosidade. Já em anos secos, as usinas térmicas passam a ser acionadas intensamente. Isso tem como consequência uma alta volatilidade dos custos de geração em função da hidrologia. Na Colômbia o El Niño, altera o regime e volume de chuvas, levando à necessidade de despacho térmico para complementar a oferta de energia. O Brasil conta com uma maior diversidade hidrológica do que a Colômbia, com aproveitamentos hidroelétricas em diversas bacias distantes geograficamente. Mesmo assim, quando ocorre um ano mais seco, ou uma sequência de anos secos, também é necessário utilizar maciçamente as termoelétricas e há aumento forte no custo de geração.

O perfil do parque térmico contratado pelo Brasil, com grande concentração de termoelétricas com custos variáveis elevados, induz a uma grande volatilidade de custos. Isso pode ser constatado pela Figura 84, que mostra o custo variável mensal da geração térmica flexível em função da geração efetiva. Em dezembro 2014 o deck do ONS contava com quase 15GWméd de termoelétricas flexíveis, isto é, que geram com ordem de despacho do ONS (estão excluídas portanto plantas de cogeração e outras térmicas que tenham sido contratadas com geração

354 A evolução de regularização dos reservatórios entre 2008 e 2012 foi estimada.

mínima e que produzem energia mesmo a despeito da hidrologia). O custo mensal de um despacho pleno destas usinas é de quase R$ 4,5 bilhões, cinco vezes mais do que o custo de um despacho de metade das térmicas disponíveis (R$ 0,9 bilhões). Isso faz com que, em situações de seca, quando se faz necessário utilizar as termoelétricas de forma intensa, o custo de operação do sistema suba de forma acentuada.

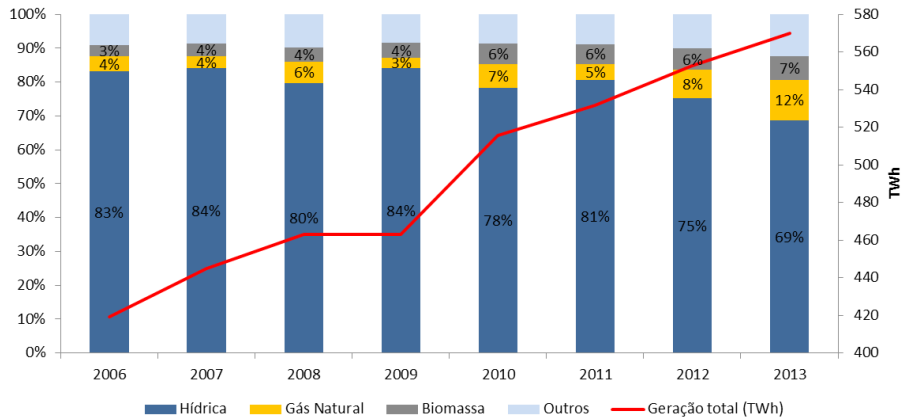
FIGURA 84: Custo variável mensal do parque térmico brasileiro em função da geração térmica flexível



Fonte: ONS, PMO Dezembro de 2014

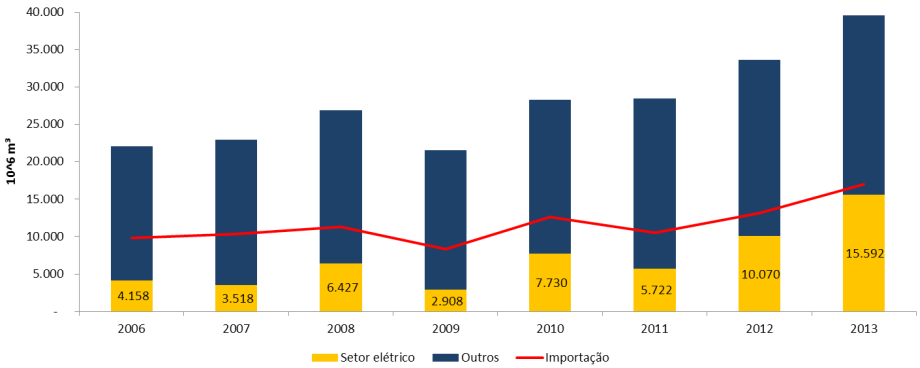
Outro fator a ser levado em conta é o custo dos combustíveis usados na geração térmica. No caso brasileiro a Figura 85 mostra que, embora a geração térmica a partir da biomassa tenha uma participação importante, o Brasil tendeu a incrementar a geração a partir de gás natural que representou 12% da geração total de 2013. Em anos de seca severa, a tendência é que um incremento não só da geração a gás, como também da geração a óleo, que tem uma capacidade instalada expressiva no Brasil.

FIGURA 85: Geração elétrica no Brasil por tipo de fonte, 2006-2013[355]



Embora o Brasil tenha produção de gás natural, esta não é suficiente para cobrir toda a demanda da economia por este combustível[356]. Sendo assim, o país deve importar este combustível, principalmente da Bolívia a través do Gasbol, mas também através de terminais de GNL. Na Figura 86 constata-se que o consumo de gás natural por parte do setor elétrico aumentou consideravelmente, quase se triplicando entre 2011 e 2013, devido principalmente à crise hidrológica que atravessa o país. Da mesma forma, se observa que a importação deste combustível também aumentou e em 62% neste período. Como mencionado ao longo do estudo, o combustível importado tende a encarecer a geração de energia elétrica, fato que se reflete na tarifa.

FIGURA 86: Consumo e importação de gás natural no Brasil, 2006-2013



355 Com base em dados dos anuários estadísticos da EPE, elaboração própria.

356 EPE(2014)- Balanço energético 2014.

Por fim, outro fator que afeta a tarifa de energia – este é independente da transição de uma matriz hídrica para uma hidrotérmica – é a renovação de concessões que venceriam até 2015, o que deve reduzir os custos de geração de forma estrutural. Como muitos dos investimentos realizados nessas usinas geradoras já foram amortizados ao longo do período da concessão, a renovação permitirá uma queda sustentável nos custos da eletricidade, pois não estará mais incluso na tarifa a remuneração desse capital amortizado[357].

357 Disponível em: http://www.forumdeenergia.com.br/nukleo/pub/eletrobras_defende_renovacao_de_concessoes.pdf Acesso: 12 de maio de 2015.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo resume as principais conclusões do estudo e reúne algumas reflexões ensejadas pelo estudo comparativo da formação das tarifas internacionais. A primeira seção resume os principais determinantes do nível de tarifas nos diversos países. A segunda seção faz uma avaliação da situação do Brasil e, ao final, são feitas reflexões sobre diversos temas relacionados à evolução das tarifas no Brasil nos próximos anos.

6.1. DETERMINANTES DAS TARIFAS

A diversidade das tarifas da energia elétrica para o consumidor final é fruto de dois conjuntos de fatores distintos. Por um lado a dotação de recursos naturais e as características técnico-econômicas dos sistemas de países diversos fazem com que os custos do serviço de fornecimento de energia elétrica variem largamente. Por outro lado, as políticas públicas podem interferir fortemente no nível das tarifas da eletricidade para o consumidor final, seja no sentido de alocar ao setor os custos de políticas governamentais ou o peso de uma alta carga de tributária, seja usando o poder do Estado e de suas empresas para conter as tarifas de energia elétrica ao consumidor final.

6.1.1. OS CUSTOS DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma razão fundamental para a diferença entre as tarifas de energia elétrica entre vários países está nos custos de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Fatores como a dotação de recursos naturais, idade dos ativos, densidade da rede, entre outros, determinam os custos da indústria de energia elétrica.

Países como os EUA e a Rússia, onde há produção abundante de combustíveis fósseis adequados à geração térmica (gás e carvão) tendem naturalmente a ter custos de geração menores que países altamente dependentes de importações de

combustíveis, como Japão e Itália. Do mesmo modo, países com rede mais densa, como a Coréia do Sul e os EUA tendem a ter menores custos de transmissão e distribuição do que países como a Colômbia, que tem a menor densidade de rede dentre os países estudados. A idade média dos ativos também pode ser um fator relevante, que pesa a favor de países em que o consumo cresce a taxas menores. O melhor exemplo talvez seja a Rússia, que só recentemente voltou a apresentar o consumo total de eletricidade do fim da era soviética e que, por isso, tem ativos de rede e de geração antigos e altamente depreciados. A Província de Québec também entra nesta categoria com um vasto parque hídrico de propriedade da estatal Hydro-Québec, que abastece a distribuidora local de energia a uma tarifa regulada muito baixa.

6.1.2. POLÍTICAS PÚBLICAS E TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A pesquisa mostrou também que as tarifas do consumidor final dependem fortemente das políticas públicas adotadas para o setor elétrico ou, de forma mais geral, das escolhas feitas por cada país, seja de utilizar o setor elétrico para arrecadar recursos ou arcar com o custo de políticas públicas, seja, inversamente, de utilizar recursos públicos ou o peso das empresas estatais para reduzir os custos da eletricidade ao consumidor.

De modo geral, observamos que vários países ricos com frequência utilizam o setor elétrico para viabilizar políticas públicas em outras áreas, onerando os custos da energia elétrica. Um bom exemplo é o uso do setor elétrico pelos países os europeus, para a consecução de objetivos de *política climática*. Os países desenvolvidos de uma forma geral têm objetivos de política climática derivados de acordos internacionais, que envolvem a redução da intensidade de carbono de suas respectivas economias. Tais objetivos se traduzem em ações para reduzir as emissões de carbono da atividade humana, que vão da promoção da eficiência energética ao aumento do uso de fontes de energia renováveis. Descarbonizar a economia sem perda de bem estar pode envolver custos substanciais com a substituição de equipamentos de todos os tipos ou com a modificação de processos produtivos. Cada país escolhe em que setores concentrar os esforços de descarbonização e a forma de financiar tais custos, mas muitos optaram por focar parte substancial dos esforços de reduções de emissões no setor elétrico e em utilizar as tarifas de energia elétrica para financiar os programas correspondentes. Os subsídios à geração de energia de fontes renováveis são, na maior parte dos países, custeados pelos

consumidores. Em alguns países, parte substancial da conta ao consumidor final se destina a viabilizar programas de incentivos às fontes de geração renováveis e outros programas associados a políticas climáticas. O exemplo mais notável é o da Alemanha, em que o custeio às renováveis é um dos principais responsáveis pela alta tarifa praticada.

Também é comum viabilizar *políticas sociais* através das tarifas de energia elétrica. Muitos países têm uma tarifa social ou uma tarifa diferenciada para pequenos consumidores ou para as camadas mais pobres da população. É bastante comum que esse benefício seja arcado pelos demais consumidores de eletricidade através de um subsídio cruzado. A alternativa é custear o subsídio com recursos do orçamento geral do estado, como ocorre na Colômbia, em que parte do subsídio à tarifa social vem atualmente de recursos fiscais. Em 2013 o governo federal brasileiro também assumiu, por ocasião da renovação de concessões de geração e transmissão de energia elétrica, o custeio, com recursos da União, de diversos programas antes pagos via encargos em um movimento que foi revertido no início de 2015.

A *política fiscal* para o setor elétrico também varia muito e pode ter grande influência no nível de tarifas. Alguns países – e o Brasil é um exemplo – utilizam o setor elétrico para coletar impostos para uso geral do Estado, aproveitando-se da facilidade de arrecadação e fiscalização em um setor concentrado e altamente regulado. Na outra ponta, países como os EUA, Índia e Canadá optam por alíquotas de impostos baixas, reduzindo o custo da energia elétrica ao consumidor final. Há que se destacar que no Brasil, assim como nos EUA e na Índia, alguns impostos variam conforme a região, o que em muitos casos cria desequilíbrios regionais nas tarifas finais.

A *política de remuneração do capital* de estatais também aparece em alguns países como um fator chave para o nível de tarifas. Em países onde o setor elétrico foi liberalizado, o que inclui muitos países desenvolvidos, mas também alguns países em desenvolvimento, prevalece a lógica de remunerar o capital investido no setor elétrico a taxas compatíveis com o retorno de mercado. Assim, todas as empresas, sejam elas públicas ou privadas, têm como referência de rentabilidade o custo de capital de mercado ajustado ao (normalmente baixo) risco do setor elétrico. Mas muitos países, sobretudo países em desenvolvimento, não adotam uma lógica de retorno de mercado para o capital estatal. Em países como Rússia, Índia, China, África do Sul e México, as empresas estatais são comumente utilizadas para manter baixos os custos da energia elétrica para o consumidor final, praticando tarifas fixadas não sob uma ótica de rentabilizar o capital investido, mas de manter

sustentabilidade global das finanças públicas. Nesses países as empresas estatais disputam com outras atividades típicas do estado (saúde, educação, etc.) recursos fiscais para manter suas atividades ou seu ritmo de investimentos.

A *política de preços para combustíveis fósseis* também pode desempenhar um papel relevante no custo da energia elétrica para o consumidor final. A Rússia, por exemplo, tem praticado um preço de gás para consumo interno, preponderantemente produzido pela estatal Gazprom, substancialmente inferior ao preço das exportações, embora ao longo dos anos o diferencial de preços tenha caído. O mesmo ocorre na Argentina onde a produção de gás proveniente de campos antigos é remunerada a custos históricos e há subsídio fiscal para o gás utilizado na geração térmica proveniente de importações ou de campos mais recentes. Nos EUA a situação é um pouco diversa, pois, apesar de não existir política governamental de fixação de preços de combustíveis fósseis, há uma política de restrição à exportação de hidrocarbonetos que limita as exportações de gás e faz com que o preço no mercado interno descole do mercado internacional, favorecendo a competitividade energética do país.

Finalmente a própria *política de tarifas* do setor elétrico pode contribuir para deprimir o custo da energia elétrica para o consumidor final. O caso mais proeminente é o da Argentina, que simplesmente congelou há vários anos as tarifas das empresas do setor elétrico, de capital predominantemente privado, mesmo sendo a economia argentina caracterizada por uma inflação alta. Até não muito tempo atrás, países como Portugal e Espanha tinham tarifas calculadas pelo regulador, mas promulgadas pelo poder executivo, que recorrentemente evitava repassar à tarifa o custo real da geração, criando um déficit que atualmente está sendo custeado através de tarifas mais altas. Também a Rússia, já em 2014, congelou as tarifas de eletricidade em meio à crise de forte desvalorização cambial que acompanhou as sanções da comunidade internacional que se seguiram à invasão da Criméia.

6.2. AS TARIFAS BRASILEIRAS EM RELAÇÃO ÀS DE OUTROS PAÍSES

As tarifas brasileiras de 2013 estão próximas à média dos países estudados, mas podem ser consideradas altas ou baixas conforme a comparação esteja focada em um ou outro grupo de países. Se a referência forem os países da OCDE, a tarifa brasileira é relativamente baixa. Mas se a referência forem os BRICS, a tarifa do Brasil é muito elevada. A situação do Brasil no ranking das tarifas elétricas piora um pouco em 2014 e é provável que em 2015 o país passe a ter uma das maiores

tarifas em qualquer base de comparação (ver Anexo IV) devido ao forte aumento de tarifas do início do ano, decorrente do repasse aos consumidores a alta dos custos de geração provocada pela crise hidrológica e da redução do uso de recursos fiscais para custear programas do governo no setor.

O desenho geral do setor elétrico brasileiro é mais próximo dos países com mercados liberalizados, sobretudo dos europeus, do que dos BRICs e de outros países em desenvolvimento. O grau de liberalização do modelo brasileiro é, no entanto, menor do que o dos países europeus. Basta lembrar que o planejamento e os leilões para o mercado regulado tem no Brasil papel central na expansão da geração, enquanto que a expansão nos mercados liberalizados tende a se dar com pouca participação do Estado. Por outro lado, a comercialização de energia para a baixa tensão permanece regulada no Brasil, enquanto a Europa implementa progressivamente a liberalização total da comercialização no varejo. Mesmo assim, algumas características centrais do modelo brasileiro são de clara inspiração europeia, como a adoção da remuneração de mercado como referência para o custo de capital, o uso de mecanismos de mercado onde possível e a regulação por incentivo para as atividades consideradas como monopólios naturais.

O modelo brasileiro é, porém, fundamentalmente distinto dos demais BRICs. China, Índia, África do Sul e de uma forma diferente também a Rússia, recuaram nos processos de liberalização lançados a partir dos anos 90. Quase todos adotam soluções de mercado em alguma medida, mas em nenhum deles pode-se dizer que a remuneração de mercado seja a referência para a rentabilidade do setor. O peso das empresas estatais é grande nos BRICs e elas tendem a ser geridas com uma ótica de serviço público, que passa pela sustentabilidade financeira no curto e no longo prazos, mas não necessariamente por uma rentabilidade de mercado. Nesses países e em outros, como México e Argentina, a intervenção do Estado pode inclusive usar de forma mais ou menos transparente de recursos do Estado a fundo perdido, seja por aportes de capital nas empresas estatais, seja na forma de subsídios.

O paradigma adotado no Brasil é distinto: aqui as empresas estatais competem nos leilões de expansão da geração com empresas privadas, muitas vezes em associação com empresas privadas, e as distribuidoras estatais têm tarifas fixadas pela mesma metodologia das distribuidoras privadas.[358] Em um setor altamente

358 Há que admitir que as empresas estatais também desempenham funções típicas de Estado. A Eletrobrás, notadamente, gere diversos programas de governo e mantém empresas de distribuição deficitárias. Entretanto, o grosso das atividades e dos investimentos das empresas estatais segue uma lógica de mercado e, portanto, não se pode afirmar que atuação das estatais fora da ótica empresarial tenha peso suficiente para interferir nas tarifas médias de eletricidade do país.

capital intensivo como o elétrico, a adoção de uma lógica de serviço público tende a baratear fortemente a energia elétrica para os consumidores.

O uso do peso do Estado para reduzir as tarifas, no grupo de países estudados, parece estar associado por um lado a um PIB per capita baixo e, por outro lado, à opção por se aumentar a competitividade da indústria e com isso induzir o crescimento econômico.

Em quase todos os países há parcelas vulneráveis da população que têm dificuldade para arcar com custos dos serviços de utilidade pública e que, por isso, recebem alguma forma de auxílio, por exemplo, através de uma tarifa social ou tarifa de baixo consumo. Mas o problema é mais agudo em países com PIB per capita baixo, pois neles grande parte da população tem baixa capacidade de pagamento, o que cria dificuldades, por exemplo, para sustentar uma tarifa social baixa apenas com subsídios cruzados. Frente a isso, se entende a tendência ao uso de medidas horizontais de redução de custos da eletricidade, frequentemente às custas da injeção de recursos públicos ou do comprometimento da rentabilidade das empresas estatais.

O estímulo à competitividade da indústria é outro motor para o uso do peso do Estado para manter baixas as tarifas. Foram os custos de produção baixos que levaram boa parte da indústria pesada migrar desde os anos 80 do século passado dos países desenvolvidos para os países em desenvolvimento. Notadamente, o crescimento industrial da China foi motivado pelos baixos custos de produção local, que passam pelas baixas tarifas de eletricidade.

A Tabela 28 traz dados sobre gastos em eletricidade, PIB per capita e tarifa média em 2012 para vários grupos de países estudados e permite constatar que o gasto total com eletricidade é maior nos BRICS como proporção do PIB (3,6%) apesar de eles terem a menor tarifa média de eletricidade (cUSD 0,105/kWh)[359]. Nesses países embora tanto as tarifas como o consumo de eletricidade per capita sejam baixos, o gasto em eletricidade, como proporção do PIB é elevado. No outro extremo, as tarifas são mais altas nos países europeus (cUSD 0,184/kWh) embora o gasto em eletricidade atinja uma proporção semelhante do PIB (3,5%). Assim, mesmo com maior consumo per capita de energia elétrica e tarifas substancialmente mais altas, o gasto de energia elétrica nos países europeus representa aproximadamente a mesma proporção do PIB que nos BRICS.

359 A tarifa média é a média entre a tarifa industrial e residencial de 2012 ponderada pelo consumo industrial e residencial de cada país. Os gastos em eletricidade são a tarifa média multiplicada pelo consumo total de eletricidade. Tanto a tarifa média como o PIB per capita estão expresso em dólares americanos de 2012.

TABELA 28: Tarifa média de eletricidade, Gastos em eletricidade, PIB e Consumo per capita e em grupos de países. Dados de 2012

Grupos de países	Tarifa média (cUSD/kWh)	Gastos com eletricidade (% PIB)	PIB per capita (USD nominal)	Consumo per capita (kWh/cap)
BRICS*	0,105	3,6%	8.557	3.570
Países Hídricos**	0,124	3,2%	53.098	14.003
Latino Americanos***	0,147	2,8%	11.765	2.514
OCDE****	0,167	3,4%	40.811	9.729
Países Europeus*****	0,184	3,5%	43.444	9.553

* Somente Brasil, Russia, Índia e África do Sul.

** Brasil, Colômbia, Noruega, Québec.

*** Argentina, Brasil, Chile, Colêmbia e México.

**** Alemanha, Chile, República Checa, Coréia do Sul, Espanha, EUA, Finlândia, Alemanha, Japão, Noruega, Portugal, Québéc, Reino Unido e Suécia.

**** Alemanha, República Checa, Espanha, Finlândia, Alemanha, Japão, Noruega, Portugal, Québéc, Reino Unido e Suécia.

Por outro lado, a dinâmica das tarifas no Brasil tende a se aproximar à verificada na Colômbia, país que tem preços de energia no atacado fortemente influenciados pela hidrologia, fazendo com que as tarifas ao consumidor final experimentem variações expressivas de um ano para outro. Ambos os países têm sistemas predominantemente hídricos e um parque térmico que fica ocioso em anos de hidrologia favorável, para ser acionado maciçamente em anos secos, elevando drasticamente o custo da geração. O agravante no caso brasileiro é o alto custo variável médio da geração térmica. Isso reflete, em parte, o fato de o Brasil ser dependente de importações de carvão e, sobretudo, de gás natural, ao contrário da Colômbia, que é exportadora destes combustíveis fósseis. Mas o alto custo variável das térmicas brasileira também é fruto da opção pela contratação de grande quantidade de térmicas com baixa eficiência na conversão de combustíveis em eletricidade. Esta volatilidade dos custos da energia no Brasil é sem dúvida uma grande desvantagem comparativa do país, sobretudo para indústrias eletrointensivas, que tendem a ter dificuldades para viabilizar novos investimentos em um país com custo de energia estruturalmente muito volátil e caro relativamente a outros países emergentes.

Finalmente, pesa contra a tarifa brasileira a política fiscal adotada no Brasil para o setor elétrico, com alto volume de encargos e impostos, influindo fortemente no nível geral de tarifas. Apesar da elevada carga de tributos, o Brasil não chega a ter o maior peso de impostos e encargos na tarifa residencial, sendo ultrapassado, por exemplo, pela Alemanha, Portugal e Suécia. Com respeito ao consumidor industrial a situação comparativa do Brasil é pior: somente a Alemanha ultrapassa

o Brasil em participação de impostos e encargos no consumo industrial. E isso, mesmo considerando, como foi feito nas comparações desta pesquisa, que tanto o ICMS quanto o PIS/Cofins são totalmente recuperáveis, o que não é verdadeiro para todas as empresas. Algumas indústrias, sobretudo as exportadoras, geram mais créditos tributários do que conseguem aproveitar, fazendo que sua carga tributária efetiva seja ainda maior.

6.3. REFLEXÕES

Alguns temas abordados na pesquisa de forma indireta ou lateral também merecem ser mencionados nestas considerações finais, a título de reflexões sobre tendências para a evolução das tarifas ou para a regulação do setor.

O primeiro ponto está na composição da receita das distribuidoras, que no Brasil e nos demais países da América Latina costumam estar vinculada à quantidade de energia vendida. É comum entre os países desenvolvidos separar as receitas com a operação e gestão das redes daquela oriunda da venda de energia. Em todos os países europeus pesquisados à exceção da Itália, as distribuidoras têm receitas relativas ao serviço de rede que são função da potência contratada por cada um dos clientes e não da energia consumida. Este esquema tem algumas vantagens, como a eliminação dos conflitos de interesse para a implantação de programas de eficiência energética, implícito ao atual modelo brasileiro (por que a distribuidora investiria em eficiência energética se isso reduz sua receita?) e a segregação do risco do negócio de redes do risco de comercialização de energia. Cabe ressaltar que a desvinculação da tarifa de rede do volume de energia consumida elimina o subsídio cruzado hoje existente em favor dos consumidores que apresentam baixo consumo: como a remuneração das redes (TD no jargão do setor) é hoje expressa em reais por kWh, dois consumidores residenciais com instalações idênticas, mas consumo de eletricidade diferente não pagam o mesmo pelo serviço de rede, sendo o de menor consumo subsidiado implicitamente pelos que apresentam maior consumo.

Isto remete a um assunto que merece estudos adicionais: a forma de tratar consumidores sensíveis, sem capacidade de pagamento para arcar com os custos efetivos do serviço. Trata-se de um problema com o qual todos os países precisam lidar, mas o fazem de formas bastante distintas. Essa pesquisa não tratou especificamente do tema, pois o foco eram as tarifas médias residenciais e industriais e não as chamadas tarifas sociais ou diferenciadas. Mas cabe anotar algumas obser-

vações. A teoria da regulação defende a prática de subsídios focados nos grupos que os necessitam, provocando o mínimo de distorções nos sinais econômicos das tarifas. Mas em vários países, sobretudo com PIB per capita baixo ou intermediário, se observa a prática de distorções dos sinais econômicos das tarifas, por exemplo, através de subsídios cruzados. Em países como Rússia e Itália a tarifa industrial é maior que a residencial o que desrespeita a estrutura de custos básica do setor elétrico, em que os custos do acesso em alta e média tensão são superiores aos custos da baixa tensão.

Outro tema de interesse que não foi tratado no projeto é o instigante tema das tarifas dinâmicas. Em 2015 o Brasil deu um passo importante no sentido de fazer com que as tarifas reflitam o custo da energia pela adoção das bandeiras tarifárias, que podem reajustar a cada mês o custo da energia para o consumidor final de acordo com o cenário hidrológico. Mas o terreno para evolução em termos de tarifação dinâmica é muito fértil, sobretudo na medida em que se difundam os medidores inteligentes.

Finalmente, no que diz respeito à técnica de determinação de tarifas propriamente dita, talvez estejamos assistindo hoje ao surgimento de um novo paradigma. Os modelos dominantes de regulação econômica das redes são ainda a regulação por incentivo, em suas diversas variantes, e a regulação pelo custo do serviço, que hoje em dia também costuma incorporar alguns mecanismos de incentivo. Mas, o Reino Unido está introduzindo um novo modelo de regulação orientado a inovações e não à redução de custos, que centra o processo de revisão tarifária em um plano de negócios da distribuidora que, por sua vez, define claramente metas de produtos entregáveis, vários deles relacionados à modernização da rede (*smart grid*, geração distribuída, infraestrutura de mobilidade elétrica, etc.).

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE (2013) **Tarifas de Energia**. Disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia> Acesso em março de 2015

AMEREN ILLINOIS (2014) ***About us***. Disponível em: <https://www.ameren.com/sites/aiu/AboutUs/Pages/default.aspx> Acesso em: setembro de 2014

ANDREWS-SPEED, P. (2013). **Reform Postponed: The Evolution of China´s Electric Markets**, *p. 531-567*. Evolution of Global Electricity Markets, new paradigms, new challenges and new approaches. ELSEVIER 2013.

ANEEL (2014) **Audiência Pública 023-2014**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2014&attIdeAud=892&attAnoFasAud=2014&id_area=13> Acesso em julho de 2015

ANEEL (2014) **Encargos setoriais**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=2> Acesso em: março de 2015

BANCO MUNDIAL (2013). **Power Market struture: Revisiting policy options** Disponível em: <http://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/9780821395561_CH10> Acesso em: julho de 2015

BANCO MUNDIAL (2015). **Base de Datos**. Disponível em: <http://datos.bancomundial.org/> Acesso em: julho de 2015

BANCO MUNDIAL (2015) **Power for All: Electricity Access Challenge in India.** Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/2014/10/20346115/power-all-electricity-access-challenge-india> Acesso em: julho de 2015

BAYLISS, K (2008). **Lições da crise de eletricidade Sul-África**. Centro Internacional de Pobreza. Disponível em: <http://www.ipc-undp.org/pub/port/IPCOnePager56.pdf> Acesso em julho de 2015

BBC News (2014). **Is China´s economy really the largest in the world**. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/magazine-30483762> Acesso em: julho de 2015

BESTER, J. (2012). **Eskom coal requirements**. Disponível em:<http://www.fossilfuel.co.za/conferences/2012/Johann_Bester.pdf> Acesso em: julho de 2015

BOLTZ, W. (2013). **The Challenges of Electricity Market Regulation, The Evolution of Electricity Markets in Americas** *p199-224.* Evolution of Global Electricity Markets, new paradigms, new challenges and new approaches. ELSEVIER 2013.

BUSINESS NEWS AMERICAS (2012). **Futuros de energia elétrica em Colombia : el advenimiento de um nuevo mercado**. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.cne.es%2Fcgibin%2FBRSCGI.exe%3FCMD%3DVEROBJ%26MLKOB%3D641050273232&ei=hTNaVcKiAoGUNvG_gKgM&usg=AFQjCNG-gGNJgjMkKInCva_h8rA-yuduMA&sig2=hUvE4j9AodOou_31uo3gLQ&bvm=bv.93564037,d.eXY> Acesso em: julho de 2015

BSES (2015) – **Delhi Distribution Business**. Disponível em: <http://www.bsesdelhi.com/docs/pdf/Delhi_Tariff_Economics.pdf> Acesso em julho de 2015

CAMMESA (2015). **Site institucional**. Disponível em: <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx> Acesso em: julho de 2015

CENTRAL HUDSON (2014). **About us**. Disponível em <http://www.centralhudson.com/about_us/factsataglance.html> Acesso em julho de 2015

CHIPP, H **Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN.** Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.

CIDAC (2013). **Luz a la competitividad nacional: propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano.** Disponível em: <http://www.cidac.org/esp/cont/publicaciones/buscarPublicaciones.php?opcionTipos=Todas&opcionAutor=CIDAC&opcionArea=Competencia+y+Regulaci%C3%B3n> Acesso em: julho de 2015

CIER (2013). **Site Institucional**. Disponível em: < http://www.cier.org.uy/> Acesso em: julho de 2015

CNE (2015). **Site institucional**. Disponível em: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad> Acesso em: julho de 2015

CODENSA (2014). **Mercado de Energia Elétrica** Disponível em:<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB0QFjAA&url=https%3A%2F%2Fwww.codensa.com.co%2Fss%2FSatellite%3Fblobcol%3Durldata%26blobkey%3Did%26blobtable%3DMungoBlobs%26blobwhere%3D1401117273301%26ssbinary%3Dtrue&ei=UiQoVfnBB6HHsQTZyIHYCA&usg=AFQjCNGk5VgVojlgJnB9V6FomwPY9UKglQ&sig2=NcOTIcDXahwMGE4I4yTRhA&bvm=bv.90491159,d.cWc> Acesso em: julho de 2015

Colombia (2010) **Ley 1430 de 29 de Diciembre de 2010. Por médio de la cual se dictan las normas tributarias de control y para la competitividad.** Disponível em: <http://www.corteconstitucional.gov.co/RELATORIA/2012/C-766-12.htm> Acesso em julho de 2015

COMED (2014). **Site institucional.** Disponível em: <https://www.comed.com/> Acesso em: julho de 2015.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (2012). **Sintesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.** Disponível em: <http://www.cnea.gov.ar/pdfs/sintesis_mem/2_2012.pdf> Acesso em: agosto de 2014

CON EDISON (2014) **About us.** Disponível em: <http://www.coned.com/aboutus/> Acesso em: novembro de 2014

CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE (2015) **U.S. Natural Gas Exports: New Opportunities, Uncertain Outcomes**. Disponível em: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R42074.pdf> Acesso em: julho de 2015

CREG (2014). **Sector Gas Natural em Colombia**. Disponível em:<http://www.cne.es/cgibin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=835812425002> Acesso em: julho de 2015

CREG (sd). **Cargo por Confiabilidad**. Disponível em:<http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energa%20Firme/abc2.pdf> Acesso em: julho de 2015

CREG (2015). **Precio de escacez**. Disponível em: <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/precio_escasez.htm> Acesso em: julho de 2015

DELOITTE (2012). **The economic impact of electricity price increases in various sectors of the South African economy**. Disponível em:<http://www.eskom.co.za/CustomerCare/MYPD3/Documents/Economic_Impact_of_Electrcity_Price_Increases_Document1.pdf> Acesso em: julho de 2015

DEPARTMENT OF ENERGY, REPUBLIC OF SOUTH AFRICA (2015). **Official website.** Disponível em:<http://www.energy.gov.za/> Acesso em: julho de 2015

DESAI, P. (2006) **Conversations on Russia: Reform from Yeltsin to Putin** Disponível em: <http://www.oupcanada.com/catalog/9780195300611.html> Acesso em: julho de 2015

EATWELL, J.; M. MILGATE e P. NEWMAN (ed.) (1998). **The New Palgrave: A Dictionary of Economics**. corrected paperback, edn, Londres: Macmillan.

ECONOMIA Y NEGOCIOS (2014) **Bunter celebra inicio de construcción de línea de transmisión que interconectará SIC y SING**. Publicado em 14 de janeiro de 2014. Jornal Economia y Negocios. Disponível em: <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=116723> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Site institucional**. Disponível em <http://www.eia.gov>. Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **Countries** . Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2012). **Today in Energy: Most States have renewable portafolio standars.** Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4850> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2013). **Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.** Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf?> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2014). **Brazil**. Disponível em: <http://www.eia.gov/beta/international/?fips=br> Acesso em: maio de 2015.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2014) **China Overview**. Disponível em <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ch> Acesso em: Fevereiro 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration. (2014). **South Africa**. Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=sf> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **International Energy Statistics** Disponível em: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **US. States**. Disponível em:< http://www.eia.gov/state/> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **Natural Gas**. Disponível em:< http://www.eia.gov/naturalgas/> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **Coal**. Disponível em: <*http://www.eia.gov/coal/*> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **Petroleum**. Disponível em: <http://www.eia.gov/petroleum/> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015). **Electricity**. Disponível em: <http://www.eia.gov/electricity/> Acesso em: julho de 2015

EIA – U.S. Energy Information Administration (2013) **International Energy Outlook 2013 With Projections to 2040.** Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/> Acesso em: julho de 2015

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (2012). **Activity and sustaninable development report 2012.** Disponível em <http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/ERDF_Rapport_Activite_EN.pdf> Acesso em: julho de 2014

ELECTRICARIBE (2015) **Site institucional, tarifas subsidios y constribuciones**. Disponível em: <http://www.electricaribe.com/co/hogar/distri-

bucion+de+electricidad/1297110294230/tarifas+subsidios+y+contribuciones.html.> Acesso em: julho de 2015

ELECTRIC POWER (2012) **Futuros de energía eléctrica en Colombia: el advenimiento de un nuevo mercado.** Disponível em <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=641050273232>. Acesso em: agosto de 2014

ENEL DISTRIBUZIONE (2015). **Site Institucional.** Disponível em: <http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT/Pagine/Index.aspx?ReturnUrl=%2fen--GB%2f_layouts%2f15%2fAuthenticate.aspx%3fSource%3d%252Fen%-252DGB&Source=%2Fen-GB> Acesso em: julho de 2015

EURELECTRIC (2013) **Power distribution in Europe Fact and Figures**. Disponível em: <http://www.eurelectric.org/media/113155/dso_report--web_final-2013-030-0764-01-e.pdf> Acesso em: julho de 2015

ÉNERGIE ET RESSOURCES NATURELLES QUEBÉC (2013). **Site institucional**. Disponível em: <http://www.mern.gouv.qc.ca/accueil.jsp> Acesso em: julho de 2015

ENERGY REGULATORY OFFICE (2014). **Site institucional**. Disponível em <http://www.eru.cz/en/o-uradu> Acesso em: julho de 2015

ENRE. (2015). **Tarifas**. Disponível em: <http://www.enre.gov.ar/> Acesso em: julho de 2015.

ENRE (2015). **Resoluciones - Resolución N°0240/2003 de 14 de Agosto de 2013.** Disponível em: <http://www.enre.gov.ar/> Acesso em: julho de 2015

ENRE (2015). **Site institucional**. Disponível em: <http://www.enre.gov.ar/> Acesso em: julho de 2015

EPE (2013) **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf> Acesso em: julho de 2015

EPE (2014). **Balanço Energético Nacional 2014** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%20%E2%80%93%20BEN/BEN2014Transporteliderauamentodoconsumoem2013.aspx> Acesso em: julho de 2015

ESCOBAR D. J.; JIMÉNEZ R. J. S. (2009). **Crisis económica, crisis energética y libre mercado.** Disponível em: <http://www.revista.unam.mx/vol.10/num5/art29/art29.pdf> Acesso em: julho de 2015

ESKOM (2015). **Oficcial website.** Disponível em: <http://www.eskom.co.za/Pages/Landing.aspx> Acesso em: julho de 2015

ESKOM (s.d). **International benchmarking of electricity tariffs, research report**. Disponível em: <http://www.eskom.co.za/CustomerCare/MYPD3/Documents/International_Tariff_Benchmarking_Report_270512.pdf> Acesso em: julho de 2015

ESKOM (2015). **Official website**. Disponível em: <http://www.eskom.co.za/Pages/Landing.aspx> Acesso em: julho de 2015

ESKOM (2015). **Electricity Generation**. Disponível em: <http://www.eskom.co.za/Whatweredoing/ElectricityGeneration/Pages/Electricity_Generation.aspx> Acesso em: julho de 2015

ESKOM (2015). **Surplus capacity** Disponível em: <http://www.eskom.co.za/Whatweredoing/ElectricityGeneration/LoadManagement/Pages/Surplus_Capacity.aspx> Acesso em: julho de 2015

ESTADOS UNIDOS (s.d). **U.S Code. Title 15. Commerce and trade. Chapter 15B. Natural Gas. §717b.** (p.1002). Disponível em: <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/15> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISSION (2011). **Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy.** Disponível em: <http://www.eib.org/epec/ee/documents/energy-2020.pdf> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISSION (2011). **Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_energy2020_en_0.pdf> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2012). ***Legal Sources of Renewable Energy***. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy> Acesso em: julho de 2015.

EUROPEAN COMMISION (2014) - **Energy prices and cost in Europe**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140122_communication_energy_prices.pdf> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2014), **Quarterly Report on European Electricity Markets, third quarter of 2014**. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-electricity_q3_2014_final_0.pdf> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2014). **Quarterly Report on European Electricity Markets. Market observatory for Energy**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-electricity_q3_2014_final_0.pdf> Acesso em: julho de 2015.

EUROPEAN COMMISION (2015). **Europa 2020.** Disponível em: <http://ec.europa.eu/europe2020/index_es.htm> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2015). **Energy: National action plans (vários países)** Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> Acesso em: julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2015). **National Renewable action plan Portugal.** Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable--energy/national-action-plans> Acesso em julho de 2015

EUROPEAN COMMISION (2010). **National Renewable action plan for the United Kingdom**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> Acesso em julho de 2015

EUROSTAT (2013). **Data.** Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat> Acesso em: julho de 2015.

EUROSTAT (2014). **Database** Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> Acesso em: julho de 2015

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION (2015) **Site institucional** Disponível em: <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp> Acesso em: julho de 2015

FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY (2010). **Natinal Renewable Energy Action Plan.** Disponível em: < file:///Users/fabianna/Downloads/National--Renewable-Energy-Action-Plan-Germany.pdf> Acesso em: julho de 2015

FINSK ENERGIINDUSTRI (2014) **Nätets uppbyggnad.** Disponível em <http://energia.fi/sv/elmarknaden/elnatet/natets-uppbyggnad> Acesso em: dezembro de 2014

FORUM DE ENERGIA (s.d). **Eletrobrás defende renovação de concessões**. Disponível em: <http://www.forumdeenergia.com.br/nukleo/pub/eletrobras_defende_renovacao_de_concessoes.pdf> Acesso em: maio de 2015.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (2015). **International Financial Statistics.** Washington: Publication Services, IMF. Disponível em: <http://www.imf.org/external/index.htm> Acesso em: julho de 2015

GARCIA, Y. (2006). **El mercado de energía en la Unión Europea**. Revista Economia Unam V.9. (p.89-113). Facultad de Economia de la Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. Disponível em: <http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econunam/07.htm> Acesso em: julho de 2015

GOOGLE FINANCE (2014) **Rochester Gas & Electric**. Disponível em: <http://www.google.com/finance?cid=7227221> Acesso em: novembro de 2014

GOOGLE FINANCE (2014) **San Diego Gas & Electric Company**. Disponível em: <https://www.google.com/finance?cid=974049302211643> Acesso em: setembro de 2014

HYDRO QUEBEC (2013). **Rapport Annuel 2013** Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-annuel/rapport--annuel-2013.pdf> Acesso em: julho de 2015

HYDRO QUEBEC (2015). **Site institucional**. Disponível em:<http://www.hydroquebec.com/en/index.html> Acesso em: julho de 2015

HYDRO QUEBEC (2015). **History of electricity in Quebec: 1980-1996 a time of uncertainty.** Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/history-electricity-in-quebec/timeline/time-uncertainty.html> Acesso em: julho de 2015

HYDRO QUEBEC (2015). **History of electricity in Quebec: 1997-... Renewed Growth**. Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/history--electricity-in-quebec/timeline/renewed-growth.html> Acesso em: julho de 2015

HYDRO QUEBEC (2015). **Act Regulation and conditions of electricity services**. Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/publications/en/act-respecting-access/act-regulations-conditions-services.html> Acesso em: julho de 2015

HYDRO QUEBEC (2015). **Centrales hydroélectriques.** Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/production/centrale-hydroelectrique.html> Acesso em: julho de 2015.

HYDRO QUEBEC (2015). **Electricity rates.** Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/publications/en/docs/distribution-tariff/distribution_tariff.pdf> Acesso em: julho de 2015.

IDFC (2010) **Power distribution reforms in Delhi.** Disponível em: <http://www.idfc.com/pdf/publications/Delhi-Distribution-Reforms-Draft-Report.pdf> Acesso em: novembro de 2014

IEA (2014). **Energy Policies Beyond IEA Countries: Russia**. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/statistics> Acesso em: julho de 2015

IEA (2014). **The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Overview and comparissons between Europe, The United States, Australia, Japan, China and South Africa.** Disponível em: <https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ImpactGlobalCoalSupply_WorldwideElectricityPrices_FINAL.pdf> Acesso em: julho de 2015

IEA (2011). **Energy policies of IEA countries, Norway Review 2011.** Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/statistics> Acesso em: julho de 2015

IEEFA(2014). **Briefing note indian power prices.** Disponível em: <http://www.ieefa.org/wp-content/uploads/2014/05/IEEFA-Briefing-Note_IndianElectricityCoalPricing_4-May-2014.pdf> Acesso em: julho de 2015

INDIAN POWER SECTOR (2012). **History of Indian Power Sector.** Disponível em <http://indianpowersector.com/about/overview/> Acesso em: novembro de 2014

INSTITUT DE LA STATISTIQUE QUÉBEC (2014). **Site intitucional**. Disponível em <http://www.stat.gouv.qc.ca/> Acesso em: julho de 2015

ITALIAN MINISTERY FOR ECONOMIC DEVELOPMENT (2010). **Italian National Renewable Energy Action Plan.** Disponível em: <https://

ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> Acesso em: julho de 2015

JORNAL LA NACIÓN (2015). **Dolar Hoy**. Disponível em: <http://www.lanacion.com.ar/dolar-hoy-t1369> Acesso em: julho de 2015

KARJALAINEN R., OKSANEN M., VILJAINEN S. E KULESHOV D. (2009) **Electricity Markets in Russia, the US and Europe**. Disponível em: <http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/ElectricityMarketsInRussiaUSandEU.pdf> Acesso em: fevereiro de 2015.

KEEI – Korea Energy Economics Institute. (s.d.). **Publications**. Disponível em: <http://www.keei.re.kr/main.nsf/index_en.html> Acesso em: novembro de 2014

KEPCO – Korea Electric Power Corporation. (2014). **Overview of Korea's Electric Power Industry.** Disponível em: <http://cyber.kepco.co.kr/kepco/EN/B/htmlView/ENBAHP001.do?menuCd=EN020101> Acesso em: julho de 2015

KPMG (2009) **Think Bric! India.** Disponível em: <https://www.kpmg.de/docs/Think_BRIC_India.pdf> Acesso em: julho de 2015

LEGAL SOURCES ON RENEWABLE ENERGY (2012)- **Site institucional** Disponível em: <http://www.res-legal.eu/> Acesso em: julho de 2015

LEYTON, S. (2010). **Feed in Tarif.** Disponível em: <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/> Acesso em: julho de 2015

LOMBARDI, M.; MONGAN, J.C.; PUIG, J.; SALIM,L. (2014). **Una aproximación a la focalización de subsídios a los servicios públicos en Argentina**. Documento de trabajo N° DPEPE 09/2014. Ministério de Economia. Disponível em: <http://www.ec.gba.gov.ar/areas/estudios_proyecciones/documentos/Una%20aproximaci%C3%B3n%20a%20la%20focalizaci%C3%B3n%20de%20los%20subsídios%20a%20los%20servicios%20p%C3%BAblicos%20en%20Argentina.pdf> Acesso em: julho de 2015

MACIAS P., A. (2013). **Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático.** UPME Disponível em: <http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf> Acesso em: julho de 2015

MATSUO, Y.; YAMAGUCHI, Y. (2013). **The rise in cost of power generation in Japan after the Fukushima Daiichi accident and its impacts on the finance of the Electric Power Utilities.** The Institute of Energy Economics, Japan. Disponível em:<https://eneken.ieej.or.jp/data/5252.pdf> Acesso em: julho de 2015

MINISTERE DE L´ECOLOGIE (2010). **National Action Plan for the promotion of renewable energies** Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE EDUCACIÓN (2010). **Atlas Educativo de la República Argentina**. Disponível em <http://www.mapaeducativo.edu.ar/Atlas/energia-electrica> Acesso em: dezembro de 2014.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2015). **Site institucional.** Disponível em: <http://www.minetur.gob.es/en-US/Paginas/index.aspx> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2010). **Spaina National Renewable Energy Action Plan 2011-2020.** Disponível em: <https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2570177.PDF> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2013a). **Secretaria de Estado de Energía.** Disponível em: <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx> Acesso em maio de 2014

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2013b). **Real Decreto 1048/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.** Espanha, 27 de Diciembre 2013. 45p.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2013c). **Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.** Espanha, 12 de Julho 2013. 42p

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2013d). **Real Decreto 1047/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.** Espanha, 27 de Dizembro 2013. 31p

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2013e) **Estadísticas y Balances Energéticos.** Disponível em: <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx> Acesso em: dezembro de 2014.

MINISTERE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (2006). **Quebec Energy Strategy 2006-2015.** (p.24). Disponível em: <http://www.mern.gouv.qc.ca/english/publications/energy/strategy/energy-strategy-2006-2015.pdf> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA (2015) **Site institucional**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA (2013). **Energia elétrica.** Disponível em: <http://www.minminas.gov.co/documents/10180/614096/4-Energia.pdf/97e512a3-3416-4f65-8dda-d525aa616167> Acesso em: julho de 2015

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA (2014). **Balanço Energético Nacional.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_Portugues_-_Inglxs_-_Completo.pdf> Acesso em: novembro de 2014

MINISTERY OF EMPLOYMENT (2010). **Finland´s national action plan for prommoting energy from renewable sources.** Disponível em: <http://www.ebbeu.org/legis/ActionPlanDirective2009_28/national_renewable_energy_action_plan_finland_en.pdf> Acesso em julho de 2015

MINISTERY OF INDUSTRY AND TRADE (2013). **National Renewable energy action Plan of the Czech Republic.** Disponível em: <http://www.ebb-eu.org/legis/ActionPlanDirective2009_28/national_renewable_energy_action_plan_czechrepublic_en.pdf> Acesso em julho de 2015.

MINISTERY OF POWER OF INDIA (2015). **Site Oficial.** Disponível em: <http://powermin.nic.in/> Acesso em: julho de 2015

NATIONAL GRID (2013). **Annual Report and Accounts 2012/13.** Disponível em: <http://investors.nationalgrid.com/~/media/Files/N/National-Grid-IR/reports/ng-40940-ng-ar-final-lores-2013-05-23.pdf> Acesso em: julho de 2015

NATIONAL GRID (2013). **National Grid.** Disponível em: <http://www2.nationalgrid.com/UK/industry-information/> Acesso em: maio de 2014.

NORD POOL SPOT (2015) **Market data** Disponível em: <https://www.nordpoolspot.com/Market-data1/N2EX/Auction-prices/UK/Hourly/?view=table> Acesso em: julho de 2015

NORWEGIAN MINISTERY OF PETROLEUM AND ENERGY (2013). **Facts 2013** Disponível em: <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/facts_energy_water.pdf> Acesso em: julho de 2015

NORDIC ENERGY RESEARCH (2012) **How much energy does a Nordic citizen use?** Disponível em: <http://www.nordicenergy.org/thenordicway/how-much-energy-does-a-nordic-citizen-use/> Acesso em: julho de 2015

NORWEGIAN WATER RESOURCES AND ENERGY DIRECTORATE (2013). **Energy consumption 2012: Household energy consumption.** Disponível em: <http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_16.pdf> Acesso em: julho de 2015

NYSEG (2014). **Our Company.** Disponível em: <www.nyseg.com/OurCompany/servicearea.html> Acesso em: novembro de 2014

NYSEG (2014). **Usage and Safety.** Disponível em <http://www.nyseg.com/UsageAndSafety/electricalsafety/transmissionlinesandtrees.html%2Bnyseg+miles+distribution&oe=UTF-8&gfe_rd=cr&hl=pt-BR&ct=clnk> Acesso em novembro de 2014.

ONS (2013). **Dados relevantes.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2013/html/07-02-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html?expanddiv=07> Acesso em: julho de 2015

ORANGE AND ROCKLAND (2013). **O&R at a Glance**. Disponível em <http://www.oru.com/aboutoru/oruataglance/> Acesso em: novembro de 2014.

PAMPA ENERGIA (2014). **El sector eléctrico argentina**. Disponível em: <http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=2&conta=47&tipo=24234> Acesso em: julho de 2015

PG&E (2015). **Energy supply.** Disponível em: <http://www.pge.com/en/b2b/energysupply/index.page?> Acesso em: julho de 2015

PLANNING COMMISION OF INDIA (2015). **Site institucional.** Disponível em: <http://planningcommission.gov.in/> Acesso em: julho de 2015

CHURCHILL FALLS (1969). **Power contract between Quebec Hydroelectric Comission and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited. 1969**. Disponível em: <http://ia600406.us.archive.org/30/items/PowerContractBetweenTheQuebecHydro-electricCorporationAndChurchill/1969_ChurchillFallsContract.pdf> Acesso em: julho de 2015

RANGUGNI, G. (2013). **Subsídios energéticos e su impacto fiscal**. Seminário Infraestructura e Energia: Desafios y Propuestas para la Argentina organizado por el Instituto Argentino de Energia "General Mosconi". 8 de Octubre de 2013. Disponível em: <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/10/Presentaci%C3%B3n-Guido-Rangugni.pptx.pdf> Acesso em: julho de 2015

REGERINGSKANSLIET (2010). **The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy**. Disponível em: <http://www.biomassinnovation.ca/pdf/BioenergyMissionToEurope/national_renewable_energy_action_plan_sweden_en-1.pdf> Acesso em: julho de 2015

REN21 (2014). **Renewables 2014 Global Status Report.** Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf> Acesso em: julho de 2015.

REÚBLICA RAGNETINA (2002). **Lei N° 25.561 de 6 de Enero de 2002. Ley de Emergência Pública e Reforma del Régimen Cambiario.** Disponível em: <http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm> Acesso em: julho de 2015

REPUBLICA FEDERATIVA DO BRASIL (1966). **Lei N°5.172 de 25 de Outubro de 1966, Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios.** Brasília.

REPUBLIC OF SOUTH AFRICA (2015). **Mineral resources.** Disponível em: <http://www.dmr.gov.za/ > Acesso em: julho de 2015

RINFRA (2010) **Mumbai Power Scenario Facts.** Disponível em <http://www.rinfra.com/pdf/Mumbai_Power_Scenario.pdf> Acesso em: novembro de 2014

ROGOFF, K. (1996). **The Purchasing Power Parity Puzzle**. Journal of Economic Literature XXXIV: 647-68. Disponivel em: <http://scholar.harvard.edu/rogoff/publications/purchasing-Power-Parity-Puzzle> Acesso em: julho de 2015

SANTHAKUMAR (2003). **Impact of the distribution of the cost of reform on social support for reforms. A study of power sector reform in Indian states.** Disponível em: <http://www.idei.fr/doc/conf/veol/vsanthakumar.pdf > Acesso em: julho de 2015

SCE (2014). **Ranking 2014 De Calidad De Servicio De Las Empresas De Distribución De Electricidad.** Disponível em: <http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/RANKING%20ELECTRICAS/PRESENTACION_RANKING_2014.PDF> Acesso em: julho de 2015.

SCIBONA, N. (2014). **Inflación oficial e paralela.** Jornal La Nacion. Disponível em: <http://www.lanacion.com.ar/1752062-inflacion-oficial-y-paralela> Acesso em: julho de 2015

SECRETARIA DE ENERGÍA (2013) . **Perspectiva del sector eléctrico 2013-2027.** Disponível em: <http://www.sener.gob.mx/res/pe_y_dt/pub/2013/prospectiva_del_sector_electrico_2013-2027.pdf> Acesso em: julho de 2015

SECRETARIA DE ENERGÍA (2015). **Sistema de Información Energética.** Disponível em: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas> Acesso em: julho de 2015

SECRETARIA DE ENERGIA DE ARGENTINA (2014). **Site Institucional.** Disponível em: <http://www.energia.gov.ar/home/> Acesso em: julho de 2015

SOUTH AFRICA NATIONAL ENERGY DEVELOPMENT INSTITUTE (2011). **Overview of the South African coal value chain.** Disponível em: <http://www.sanedi.org.za/archived/wp-content/uploads/2013/08/sacrm%20value%20chain%20overview.pdf>. Acesso em: julho de 2015

SOUTHERN GRID (2012). **Site Institucional.** Disponível em: < http://eng.csg.cn/> Acesso em: julho de 2015.

STATNETT (2014). **Site Institucional.** Disponível em: <http://www.statnett.no/en> Acesso em julho de 2015

STATE GRID (2013) **Development Trends for Electricity Distribution Systems in China.** Disponível em: <http://www.cired2013.org/downloads/opening-forum-shu.pdf> Acesso em: fevereiro de 2015.

STATISTICS CANADA (2013). **Installed Generation Capacity by Class of Electricity Producer.** Disponível em: <http://www.statcan.gc.ca/pub/11-402-x/2012000/chap/ener/tbl/tbl10-eng.htm> Acesso em: julho de 2015.

STATISTICS CANADA (2014). **Energy data.** Disponível em: <http://www5.statcan.gc.ca/subject-sujet/theme-theme.action?pid=1741&lang=eng&more=0&HPA> Acesso em: julho de 2015

SVENSK ENERGI (2012) **Quick Facts about Sweden and Energy**. Disponível em: <http://www.svenskenergi.se/Global/Statistik/Elåret/Fickfolder-engelsk-statistik-2011.pdf> Acesso em: agosto de 2014

TAYLOR, A. M. e M. P. TAYLOR (2004). **The Purchasing Power Parity Debate.** Journal of Economic Perspectives, vol 8, nº 4, p. 135-158. Disponível em: <https://www.iei.liu.se/fek/frist/723G33/yinghong-files/1.463001/PPP_JEP.pdf> Acesso em: julho de 2015.

TEPCO (2015). **Site Institucional**. Disponível em: <http://www.tepco.co.jp/en/index-e.html> Acesso em: julho de 2015

TEPCO (2015). **Site institucional -Earthquake and accident.** Disponível em: <http://www.tepco.co.jp/en/decommision/accident/index-e.html> Acesso em: julho de 2015

TERNA (2013) **Dati Storici.** Disponível em: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=P9dWOmn6lYk%3d&tabid=653> Acesso em: Agosto de 2014.

THE LANTAU GROUP (s.d) **Site Institucional.** Disponível em: <http://www.lantaugroup.com/> Acesso em: julho de 2015

UK PRACTICAL LAW (2014) **Electricity regulation in the Russian Federation: overview.** Disponível em: <http://uk.practicallaw.com/6=527-2969-?source-relatedcontent#a709185> Acesso em: fevereiro de 2015.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (2009) **Plano de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2009-2023.** Dis-

ponível em: <http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2009/Plan%20de%20Expansion%202009-2023.pdf> Acesso em: agosto de 2014

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (2013) **Balance energético 2013** Disponível em: <http://www1.upme.gov.co/>. Acesso em: julho de 2015

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (2014) – **Boletin estadístico de minas y energia 2000-2013.** Disponível em:<http://www1.upme.gov.co/> Acesso em: julho de 2015

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE: Bureau of Economic Analysis (2014) **Home page.** Disponível em: <http://www.bea.gov/> Acesso em: julho de 2015

XM (2010). **Comportamiento del Sistema Eléctrico Colombiano durante 2009.** Disponível em: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/MECMar10.aspx> Acesso em agosto de 2014.

XM (2012). **Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado.** Disponível em: <http://www.xm.com.co/Documents/PDF/Informe_de_Operacion_del_SIN_y_Administracion_del_Mercado_2012.pdf> Acesso em agosto de 2014.

XM (2012). **Informe Ejecutivo (version liquidación TXR).** Disponível em: <http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/Ejecutivo_mes_enero_2012.pdf> Acesso em agosto de 2014.

XM (2013). **Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado**. Disponível em: <http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/Default.aspx> Acesso em agosto de 2014.

ANEXO I

METODOLOGIA DE COMPARAÇÃO DAS BASES DE DADOS

A comparação de preços de energia elétrica se foca especificamente sobre uma amostra de 26 países e/ou estados: África do Sul, Alemanha, Argentina, Brasil, Califórnia, Chile, China, Colômbia, Coreia do Sul, Espanha, Finlândia, França, Illinois, Índia, Itália, Japão, México, Noruega, Nova York, Portugal, Québec, Reino Unido, República Checa, Rússia, Suécia e Texas. O objetivo do projeto de pesquisa de Tarifas Internacionais não é apenas comparar a tarifa final de energia elétrica, mas, sempre que possível, comparar também os componentes da tarifa. Na fase de elaboração de metodologia para a pesquisa foram definidas uma gama de variáveis a serem coletadas para a comparação dos preços, dentre elas:

a. Nível de Desagregação e Periodicidade dos Dados de Tarifa: a comparação das tarifas deve distinguir as classes residencial e industrial e harmonizar as classes de consumo entre as diversas bases de dados utilizadas. Por outro lado, procurou-se coletar os dados, caso disponíveis, pelo menos de 2011 e 2012;
b. Nível de Detalhamento das Tarifas: é desejável a segregação dos dados por custos de geração, comercialização, redes (transmissão e distribuição), encargos, subsídios e tributos;
c. Nível de Desagregação das Tarifas por Países: é desejável o uso de tarifas médias por país (para cada um dos estratos de cada classe de consumo).

Foram coletadas as tarifas de dez bases de dados (ANEEL, CIER, EIA, ESKOM, EUROSTAT, Hydro Quebec, IEA, KEEI, Planning Commission of Índia, The Lantau Group). As tarifas finais residenciais e industriais apresentadas abrangem o período 2009-2013, indo além das recomendações originais da pesquisa. O detalhamento das tarifas abrange também o período 2009 e 2013 e abre a tarifa final sobre o custo de geração, o custo de rede e os impostos e encargos aplicados. No caso da tarifa residencial, são incluídos todos os impostos e encargos aplicados aos clientes finais, enquanto para a tarifa industrial, somente são contemplados os impostos e encargos não recuperáveis.

Segue o detalhe sobre a coleta dos dados nas diferentes bases:

a. Agência Internacional de Energia (IEA): os dados foram extraídos da base de dados IEA Energy Prices and Taxes Statistics, disponível na livraria online da OCDE;
b. EUROSTAT: os dados foram extraídos da base Energy Statistics – prices e são disponíveis no seguinte endereço: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database;
c. Comissão de Integração Energética e Regional (CIER): os dados foram levantados nas pesquisas anuais Tarifas eléctricas en Distribuición realizadas anualmente pela comissão;
d. US Energy Information Administration (EIA): as tarifas finais industriais e residenciais foram coletadas da agência americana de energia, cujos dados são divulgados no seguinte endereço: http://www.eia.gov/electricity/data.cfm#sales;
e. Hydro Quebec: a Hydro Quebec elabora uma comparação anual das tarifas de energia elétrica praticadas localmente com 21 estados norte-americanos, que é disponibilizada no seguinte endereço: http://www.hydroquebec.com/publications/en/comparison_prices/;
f. Eskom: a Eskom é a maior empresa de energia do país, e divulga as últimas tarifas dos clientes residenciais e industriais no seguinte endereço: http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Pages/Tariff_History.aspx;
g. Korea Energy Economics Institute (KEEI): o instituto publica anualmente um relatório sobre os preços de energia elétrica, diferenciando as tarifas industriais e residenciais. Essa publicação é disponível no seguinte endereço: http://www.keei.re.kr/main.nsf/index_en.html?open&p=%2Fmain.nsf%2Fmain_en.html&s=;
h. Planning Commission of India: a agência governamental Indiana divulga anualmente o relatório Anual report on the working of state power utilities & electricity departments, incluindo a tarifa média nacional para os consumidores residenciais e industriais;
i. The Lantau Group: a consultora divulgou no seu relatório de 2013 as tarifas de energia elétrica de diversas cidades asiáticas, detalhando os componentes da tarifa além dos impostos e encargos aplicados aos consumidores residenciais finais;
j. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): as tarifas de energia elétrica são calculadas pelo sistema de apoio a à decisão (SAD) do regulador

brasileiro e divulgados no seguinte endereço: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550.

Há algumas diferenças na metodologia empregada para obter o preço médio em cada país e estas diferenças podem causar algumas distorções nas comparações. A próxima seção busca explicar as principais características metodológicas das diferentes bases de dados pesquisadas.

1. APRESENTAÇÃO DA FORMATAÇÃO DAS BASES DE DADOS

1.1. AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA)

O relatório da *IEA Energy Prices and Taxes Statistics* apresenta todos os dados das tarifas de energia finais pagos pelos consumidores em uma seleção de países do mundo (OCDE mais alguns fora da OCDE), inclusive os de energia elétrica. Além deste relatório, temos acesso à biblioteca da OCDE *IEA Energy Prices and Taxes Statistics*, que detalha os dados utilizados no relatório da agência e clarifica a metodologia utilizada por cada país da pesquisa.

Na base da IEA, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas industrial e residencial (em moeda nacional/kWh), além de apresentar uma distinção entre as tarifas com impostos e as tarifas sem impostos. É importante ressaltar que essa base não propõe uma tarifa diferenciada por estrato dentro das classes residencial e industrial. A IEA aplica uma média ao nível nacional das tarifas residencial e industrial, juntando os diversos estratos de consumidores. Portanto, não há uma distinção tarifária em função dos estados ou províncias dos países, mas apenas uma média geral ao nível nacional.

A série disponível nas tabelas da IEA abrange o período 2007 – 2013, com uma periodicidade anual, cujo valor é a média dos 12 meses do ano considerado. A agência internacional informa que desde 2012, os dados são desatualizados por alguns países não-OCDE, inclusive para países da América Latina. Por sua vez, os dados para os países da OCDE são atualizados anualmente e podem ser explorados para o estudo. A **Tabela 29** apresenta a disponibilidade dos dados por país, ressaltando o último valor disponível na base da IEA. Anotamos que no caso do Brasil e da Colômbia, temos apenas os dados para 2009 e 2010, o que impossibilita a análise para esses dois países com a base da IEA.

TABELA 29: Disponibilidade de dados por país[360]

IEA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Argentina							
Brazil			X	X			
Canada	X	X	X	X	X	X	
Chile	X	X	X	X	X	X	X
Colombia			X	X			
Czech Republic	X	X	X	X	X	X	X
Finland	X	X	X	X	X	X	X
France	X	X	X	X	X	X	X
Germany	X	X	X	X	X	X	X
Italy	X	X	X	X	X	X	X
India							
Japan	X	X	X	X	X	X	X
Korea	X	X	X	X	X	X	X
Mexico	X	X	X	X	X	X	X
Norway	X	X	X	X	X	X	X
Portugal	X	X	X	X	X	X	
South Africa							
Spain	X	X	X	X	X		
Sweden	X	X	X	X	X	X	X
Thailand	X	X	X	X			
United Kingdom	X	X	X	X	X	X	X
United States	X	X	X	X	X	X	X

Por sua vez, a base da IEA não divulga nenhuma informação para a Argentina, a Índia e a África do Sul. Portanto, não foi possível comparar a coerência dos dados obtidos desses 3 países com a base da IEA. Destaca-se que a base da agência internacional da energia foi utilizada como referência para o estudo, pois todos os dados coletados nas diversas bases foram comparados com os dados da IEA para fins de checagem de consistência.

Além da apresentação das tarifas de vários países, a IEA também destaca algumas informações sobre a geração elétrica. Assim, são documentados os preços dos insumos das geradoras de energia elétrica (carvão, gás natural, petróleo) para gerar uma unidade de energia (no caso, em MWh). Porém, não são documentados nessa publicação os custos de geração da energia elétrica na saída da central, o que torna difícil estimar o custo de geração com apenas o dado do custo da matéria

360 Anota-se que para o Brasil, a Colômbia, a Tailândia e os EUA, não há tarifas finais sem taxas. Para a Coreia do Sul, não há tarifas finais sem taxas e não há nenhuma tarifa industrial desde 2010. Por fim, no Reino-Unido, a IEA não divulgou as tarifas sem taxas para os clientes industriais para 2013.

prima. Em relação ao nível de desagregação dos dados, é importante destacar que não há também nenhuma informação sobre os custos de transmissão, de distribuição e de comercialização.

Em síntese, com a base da IEA, temos a disposição as tarifas anuais residencial e industrial com um detalhamento dos impostos aplicados. Não há nenhum detalhamento das tarifas sobre os componentes da tarifa final de energia elétrica e também nenhuma desagregação dos preços por estrato de consumidor. Contudo, a base da IEA é utilizada como referência neste estudo, pois os dados obtidos nas outras bases foram comparados com a base da IEA a fim de evitar eventuais inconsistências.

1.2. EUROSTAT

A EUROSTAT disponibiliza todos os dados sobre os preços de energia elétrica no seu site, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos da base *Energy Statistics – prices*, que se encontra na base de dados de energia da agência. As tarifas de energia elétrica divulgadas pela EUROSTAT abrangem todos os países da União Europeia (incluindo os aqui estudados, Alemanha, Espanha, Finlândia, França, Itália, Noruega, Portugal, Reino Unido, República Checa, e Suécia), além de outros países da Europa geográfica e de algumas tarifas representativas da EU como um tudo.

Na base de dados da EUROSTAT, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas residencial e industrial (em moeda nacional/kWh), além de serem distinguidas entre as tarifas com impostos, as tarifas sem impostos e as tarifas excluindo o Imposto sobre Valor Adicionado e os outros impostos recuperáveis. Anota-se que a EUROSTAT faz uma distinção por estrato de consumo dentro das tarifas residencial e industrial, como é resumido na **Tabela 30**. A EUROSTAT informa que a banda Da (pequeno consumidor residencial) não se aplica na Holanda e que a banda If (grande consumidor industrial) não se aplica para Malta e Luxemburgo e não é disponível para a Irlanda. Essas informações complementares não afetam o estudo, pois esses países não são incluídos na amostra dos 24 selecionados. Por outro lado, a banda Ig, cujo consumo é superior a 150GWh por ano, não é disponível para alguns países da amostra, pois o preço desta banda de consumo é disponibilizado em base voluntária.

TABELA 30: EUROSTAT, estratos de consumo por tipo de consumidor

EUROSTAT	
Residencial (consumo anual em kWh)	**Industrial (consumo anual em MWh)**
Da: inferior a 1000 kWh Db: entre 1000 e 2500 kWh Dc: entre 2500 kWh e 5000 kWh Dd: entre 5000 e 15000 kWh De: superior a 15000 kWh	Ia: inferior a 20MWh Ib: entre 20 e 500MWh Ic: entre 500 kWh e 2000MWh Id: entre 2000 e 20000MWh Ie: entre 20000 e 70000MWh If: entre 70000 e 150000MWh Ig: superior a 150000MWh

Nas tabelas da EUROSTAT, os dados abrangem o período 2007 – 2013, com uma divulgação semestral das tarifas, cujo valor é a média dos 6 meses do semestre considerado. Assim, os preços do primeiro semestre correspondem a uma média entre Janeiro e Junho do ano considerado, enquanto os dados do segundo semestre correspondem a uma média dos preços entre Julho e Dezembro. Destaca-se que todos os países da base têm seus dados atualizados até 2013.

Além da apresentação das tarifas de vários países, a EUROSTAT também fornece informações sobre a composição das tarifas, ou seja, fornece o detalhe das componentes das tarifas: custos de geração, custos da rede, taxas e encargos. Isso quer dizer que a EUROSTAT divulga todas as informações sobre a composição da tarifa final, menos o custo da comercialização. Esses dados são disponíveis tanto para os consumidores residenciais, como para os consumidores industriais. A partir do detalhe dos componentes da tarifa de energia elétrica, podemos reconstruir as tarifas finais, seguindo as fórmulas detalhadas na **Tabela 31**.

TABELA 31: EUROSTAT, cálculos das tarifas de energia elétrica

Clientes	Cálculo da tarifa final de energia elétrica
Clientes Residenciais	Custos de geração + Custos da rede = Preços excluindo taxas e encargos
	Custos de geração + Custos da rede + Taxas = Preços incluindo todas as taxas
Clientes Industriais	Custos de geração + Custos da rede = Preços excluindo taxas e encargos
	Custos de geração + Custos da rede + Taxas = Preços excluindo ICMS e outras taxas recuperáveis

A base da EUROSTAT possui um nível de detalhamento bem maior que a base da IEA, com detalhamento dos componentes da tarifa final de energia elétrica. Destaca-se que a publicação dos componentes da tarifa é realizada apenas uma vez por ano (ao contrario da publicação das tarifas finais, que é semestral) no segundo semestre de cada ano. O valor disponível na base corresponde então à média dos preços no segundo semestre do ano considerado.

Em síntese, com a base da EUROSTAT, estão à disposição as tarifas finais de energia elétrica residencial e industrial com um detalhamento dos impostos aplicados e uma desagregação por estrato de consumidor. A publicação das tarifas finais é realizada anualmente. Por outro lado, a agência de estatísticas europeia detalha as tarifas sobre os componentes da tarifa final de energia elétrica, com uma publicação anual correspondendo ao segundo semestre do ano considerado.

1.3. COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA E REGIONAL (CIER)

A Comissão de Integração Energética e Regional (CIER) disponibiliza dados sobre tarifas de energia elétrica através da pesquisa anual *Tarifas eléctricas en Distribuición*, onde as empresas de energia elétrica dos países da América Latina divulgam suas tarifas de maneira voluntaria, além de outras informações sobre a posição da empresa no mercado (número de clientes, venda de energia, etc...). As tarifas de energia elétrica divulgadas pela comissão abrangem os países da América Latina.

Na base de dados do CIER, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre os consumidores residenciais[361], comerciais e industriais (em USD/kWh), além de serem distinguidas entre tarifas com impostos, tarifas sem impostos e tarifas excluindo o Imposto sobre Valor Adicionado e os outros impostos recuperáveis. O câmbio utilizada para converter a tarifa em USD/MWh corresponde à media anual do câmbio efetivo no país considerado:

$$TC_{TMA} = \frac{\sum_{m=\text{Janeiro}}^{\text{Dezembro}} TC\,(m)}{12}$$

Onde:

TCTMA é a taxa de câmbio a utilizar no cálculo da tarifa média anual;

TC(m) é a taxa de câmbio na cotização bancária do último dia do mês m.

361 Incluindo as tarifas residenciais sociais, cujos clientes beneficiam de tarifas mais baratas, por serem consumidores de baixos níveis de energia.

Lembrando-se que o objetivo do projeto é coletar tarifas finais em moeda nacional/kWh, para depois aplicar o câmbio real médio dos últimos dez anos, tarifa apresentada pelo CIER foi convertida em moeda nacional/kWh, utilizando o câmbio divulgado pela Comissão nos seus relatórios anuais.

Da mesma forma que na base da EUROSTAT, o CIER faz uma distinção por estrato de consumo dentro das tarifas residencial e industrial, e aplica essa mesma metodologia para os clientes comerciais, como resumido na Tabela 32. Destaca-se que os estratos definidos pela comissão diferem sensivelmente daqueles definidos pela EUROSTAT.

TABELA 32: CIER, estratos de consumo por tipo de consumidor

CIER		
Residencial (consumo mensal em kWh)	**Comercial (consumo mensal em kWh)**	**Industrial (consumo mensal em MWh)**
Ra: inferior a 40 kWh Rb: entre 40 e 75 kWh Rc: entre 75 e 150 kWh Rd: entre 150 e 300 kWh Re: entre 300 e 600 kWh Rf: entre 600 e 1200 kWh Rg: superior a 1200 kWh	Cb: inferior a 350 kWh Cc: entre 350 e 750 kWh Cd: entre 750 e 1500 kWh Cef: entre 1500 e 6000 kWh Cgh/Cg: entre 6000 e 15000 kWh Ch: entre 15000 e 35000 kWh Cij/Ci: superior a 35000 kWh	Ib: inferior a 3,5MWh Ic: entre 3,5 e 7,5MWh Icd: entre 7,5 e 17,5MWh Ie: entre 17,5 e 37,5MWh If: entre 37,5 e 244MWh Igh: entre 244 e 2719MWh Ii: entre 2719 e 10700MWh Ij: superior a 10700MWh

Na base do CIER, os dados abrangem o período 2009 – 2013, e são divulgados anualmente, em Janeiro. Segundo a metodologia da Comissão, a tarifa calculada no ano A é a média dos 12 últimos meses do ano A-1. Mais especificamente, o valor obtido é o resultado do cociente entre a tarifa faturada e a quantidade de energia vendida pela empresa considerada. A Tabela 33 resume a disponibilidade dos dados encontrados nos países da base do CIER.

TABELA 33: Disponibilidade dos dados por país

CIER	2009	2010	2011	2012	2013
Argentina	X	X	X	X	X
Bolivia	X	X	X	X	X
Brazil	X	X	X	X	X
Chile	X	X	X	X	X
Colombia	X	X	X	X	X
Costa Rica	X	X	X	X	X
Dominican Republic	X	X	X		X
Ecuador	X	X	X	X	X
El Salvador	X	X	X	X	X
Guatemala				X	X
Mexico				X	
Panama	X		X	X	
Paraguay	X	X	X	X	X
Peru	X	X	X	X	X
Uruguay	X	X	X	X	X
Venezuela	X	X	X		

Fonte: CIER

A divulgação dos dados no CIER é desagregada por empresa de energia, ou seja, a tarifa de energia elétrica do país considerado não é calculada pelo CIER, mas são divulgadas as tarifas finais de todas as empresas de energia que responderam à amostra da Comissão. Portanto, é preciso elaborar uma tarifa média nacional a partir dos dados disponibilizados pelas empresas na base do CIER. Explicaremos a metodologia utilizada para construir esta tarifa média nacional na próxima seção.

É preciso ressaltar a grande variabilidade dos dados disponíveis na base do CIER, que dificulta o trabalho de elaboração de uma tarifa média nacional. Sendo uma divulgação voluntária, as empresas não se comprometem a entregar seus dados cada ano ao CIER. Assim, uma empresa que divulgou suas tarifas no ano A pode não aparecer na amostra do ano A+1. Na prática, em cada país é preciso analisar minuciosamente as empresas que estão na base no período 2009 – 2013, a fim de decidir quais são os dados a serem explorados para construir uma tarifa média nacional. A **Tabela 34** ilustra concretamente essa problemática no caso do Chile, onde se constata que as mesmas 10 empresas responderam à pesquisa entre 2009 e 2012, mas apenas uma respondeu em 2013. Neste caso, foi decidido não calcular a tarifa do Chile para o ano de 2013.

TABELA 34: Disponibilidade dos dados nos países do CIER: o caso do Chile

	2009	2010	2011	2012	2013
CGE Distribuicón	X	X	X	X	
Chilectra	X	X	X	X	X
CONAFE S.A.	X	X	X	X	
EDELMAG	X	X	X	X	
ELECDA	X	X	X	X	
ELIQSA	X	X	X	X	
EMELARI	X	X	X	X	
EMELAT	X	X	X	X	
EMELECTRIC	X	X	X	X	
EMETAL	X	X	X	X	

Além da apresentação das tarifas dos países da América Latina, o CIER também fornece informações sobre a composição das tarifas (do ponto de vista das empresas), detalhadas da seguinte forma:

a. Taxa para a comercialização: corresponde ao encargo mensal faturado ao cliente independentemente da demanda e do consumo realizado naquele mês;
b. Taxa para a energia: corresponde à parte da tarifa que depende do nível de energia consumido e de diversas variáveis (tarifa única, por bloques de consumo ou horaria);
c. Taxa para a potência: componente da tarifa relativa à potência contratada;
d. <u>Impostos:</u> destacando os impostos aplicados na tarifa, incluindo o Imposto sobre o Valor Adicionado.

Os dados são disponíveis tanto para consumidores residenciais, como para consumidores comerciais e industriais. Porém, destaca-se mais uma vez a grande variabilidade das informações disponíveis na base do CIER, sendo que algumas empresas informam sobre a composição da sua tarifa seguindo a metodologia da Comissão, enquanto outras informam apenas parcialmente a composição de sua tarifa. Por exemplo, na pesquisa de 2013, cerca de 35% das empresas pesquisadas não informaram sobre a taxa de comercialização aplicada na tarifa final, seja por que sua estrutura tarifária não comporta este tipo de pagamento, seja porque optaram por não informa-lo. Isso precisa ser levado em conta na hora de avaliar os componentes da tarifa de energia elétrica de um país.

Em síntese, com a base do CIER, estão à disposição as tarifas anuais dos setores residencial (incluindo as tarifas residenciais sociais dos consumidores de baixa

renda), comercial e industrial dos países da América Latina. Dentro dessas tarifas, é possível obter detalhes sobre os impostos aplicados e uma desagregação por estrato de consumo. Por outro lado, a Comissão disponibiliza alguns dados sobre a composição da tarifa final de energia elétrica, que não podem ser explorados neste estudo. Contudo, destaca-se a grande variabilidade e fragilidade dos dados disponíveis que afeta diretamente a qualidade da tarifa média nacional calculada na pesquisa.

1.4. US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)

A EIA disponibiliza dados sobre os preços de energia elétrica no seu site de livre acesso. Os dados foram extraídos da base *Electricity Data Browser*, que se encontra no subitem sobre a energia elétrica do site da agência. As tarifas de energia elétrica divulgadas pela EIA abrangem todos os estados dos Estados Unidos, incluindo os 4 estados norte-americanos da amostra: Nova York, Illinois, Texas e Califórnia.

Na base de dados da EIA, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre residencial, comercial e industrial (em moeda nacional/kWh). A tarifa estadual média corresponde à divisão da receita de fornecimento de energia elétrica pelo consumo efetivo deste fornecimento. A tarifa final de energia elétrica é calculada uma vez por ano, em Janeiro, para todos os utilizadores e por cada subsetor de consumo. Os dados coletados abrangem o período 2001-2013.

Como o cálculo considera a receita operacional fornecida pelas empresas de energia, a tarifa divulgada inclui os diversos encargos do setor: energia, potência, serviço, ambiental, combustível e outros. A receita operacional de fornecimento de energia também inclui as taxas federais e estaduais, além de outras taxas não detalhadas pela agência. Portanto, a tarifa calculada pela EIA inclui os impostos e encargos aplicados aos consumidores finais.

O cálculo da tarifa média da EIA efetua uma média ponderada dentro das diferentes classes de consumo, e não reflete necessariamente a tarifa final paga por um determinado consumidor. Anota-se que a EIA não calcula a tarifa final por estrato de consumo dentro das tarifas residencial e industrial.

Além da apresentação da tarifa média estadual de energia elétrica, a EIA também fornece informações sobre a própria composição das tarifas, com a seguinte desagregação: custos de geração, custos de transmissão e custos de distribuição. Essas informações foram estimadas no *Annual Energy Outlook 2014* da EIA. Não

são estimados os impostos e encargas, nem o custo da comercialização. Esses dados abrangem o setor elétrico como um todo, portanto não há nenhum detalhamento tarifário específico para os consumidores residenciais e industriais.

Para concluir, a base da EIA divulga as tarifas finais médias por estado, para os consumidores residenciais e industriais. A publicação das tarifas finais média é realizada anualmente. Por outro lado, a agência americana avalia os componentes da tarifa final de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição) por estado no *Annual Energy Outlook 2014*, sem distinção entre a classe residencial e industrial.

1.5. HYDRO QUEBEC

A Hydro Quebec disponibiliza todos os dados sobre os preços de energia elétrica no seu site, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos do relatório *Electricity Data Browser*, que se encontra no subitem sobre a energia elétrica do site da empresa. As tarifas de energia elétrica abrangem 21 das maiores cidades norte-americanas, incluindo a cidade de Montreal, no estado de Québec. Na pesquisa, é assumida que a tarifa calculada pela Hydro Quebec para a cidade de Montreal seja representativa do estado de Quebec como um todo.

Na base de dados da Hydro Quebec, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas residencial e industrial (em moeda nacional/kWh). A tarifa final de energia elétrica é calculada uma vez por ano, correspondendo à tarifa efetiva para o mês de Abril do ano considerado, para todos os utilizadores e por cada subsetor de consumo. É preciso destacar que para algumas *utilities* americanas, a tarifa é horo sazonal e varia em função do mês considerado. Neste caso, uma tarifa média anual foi calculada pela Hydro Quebec. Os dados coletados abrangem o período 2009-2013.

A tarifa final calculada pela Hydro Quebec detalha os impostos e encargos aplicados aos consumidores finais residenciais e industriais para as 21 maiores cidades norte-americanas. São também enumerados na pesquisa os impostos e encargos parcialmente ou totalmente recuperáveis para os consumidores industriais.

A tarifa residencial divulgada pela Hydro Quebec e utilizada para o projeto de pesquisa represente a faixa de consumo de 1000 kWh/mês, não refletindo então a média ponderada da totalidade dos clientes residenciais do estado de Quebec, mas apenas um estrato de consumo. Destaca-se que a Hydro Quebec também divulga a tarifa residencial final para os estratos de 625 kWh/mês, 750 kWh/mês, 2000 kWh/mês e 3000 kWh/mês. Porém, a não divulgação da repartição

dos consumidores entre esses estratos de consumo impossibilitou a elaboração de uma tarifa residencial média para o estado de Quebec.

Da mesma forma, a tarifa industrial divulgada pela Hydro Quebec e utilizada para o projeto de pesquisa representa a faixa de consumo de 3060MWh/mês, não refletindo a média ponderada da totalidade dos clientes industriais do estado de Quebec, mas apenas um estrato de consumo. Destaca-se que a Hydro Quebec também divulga a tarifa industrial final para os estratos de 2340MWh/mês, 5760MWh/mês, 17520MWh/mês e 30600MWh/mês. Porém, a não divulgação da repartição dos consumidores nesses estratos de consumo impossibilitou a elaboração de uma tarifa industrial média para o estado de Quebec.

Em síntese, a base de dados da Hydro Quebec informa sobre as tarifas finais para os consumidores residenciais e industriais no estado de Quebec, bem como de cidades dos EUA. A publicação das tarifas finais é realizada anualmente e represente uma faixa específica de consumo para os consumidores residenciais (1000 kWh/mês) e industriais (3060MWh/mês), assumindo que essas faixas sejam representativas das tarifas médias do estado de Quebec. A base de dados também detalha os impostos e encargas aplicados aos consumidores finais.

1.6. ESKOM

A Eskom disponibiliza todos os dados sobre os preços históricos de energia elétrica no seu site, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos da base *Eskom Annual Reports for respective years*. As tarifas de energia elétrica divulgadas pela Eskom são representativas da África do Sul como um todo, sendo um agente possuindo um quase monopólio sobre o sistema elétrico sul africano.

Na base de dados da Eskom, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas residencial, comercial e industrial (em moeda nacional/kWh). A tarifa estadual média calculada corresponde à divisão da receita de fornecimento de energia elétrica pelo consumo efetivo deste fornecimento. A tarifa final de energia elétrica é calculada uma vez por ano, para todos os utilizadores e por cada subsetor de consumo.

Os dados coletados abrangem o período 2009-2013. Sendo que o cálculo considera a receita operacional fornecida pelas empresas de energia, a tarifa divulgada inclui os encargos e os impostos aplicados aos consumidores finais.

O cálculo da tarifa média da Eskom reflete uma média dentro das diferentes classes de consumo, e não representa necessariamente a tarifa final paga por um

determinado consumidor. Anota-se que a Eskom não calcula a tarifa final por estrato de consumo dentro das tarifas residencial e industrial.

Em síntese, a base de dados da Eskom divulga as tarifas finais médias da África do Sul para os consumidores residenciais e industriais. A publicação das tarifas finais média é realizada anualmente, incluindo os impostos e os encargos a serem pagos pelos consumidores finais. Por outro lado, não há nenhuma informação sobre o detalhamento das tarifas nos dados divulgados pela Eskom.

1.7. KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE (KEEI)

O instituto econômico KEEI disponibiliza todos os dados sobre os preços históricos de energia elétrica no seu site, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos da base *Energy Statistics Information System*. As tarifas de energia elétrica divulgadas pelo KEEI são representativas da Coreia do Sul como um todo.

Na base de dados do KEEI, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas residencial e industrial (em moeda nacional/kWh). A tarifa final de energia elétrica é calculada uma vez por ano, para todos os utilizadores e por cada subsetor de consumo.

Os dados coletados abrangem o período 2009-2013. Comparando com as informações disponíveis na base da IEA, pode se afirmar que a tarifa sul coreana média calculada inclui os impostos e encargos para os consumidores finais.

A base de dados do KEEI divulga poucas informações sobre as tarifas finais médias da Coreia para os consumidores residenciais e industriais. A publicação das tarifas finais média é realizada anualmente, incluindo os impostos e os encargos a serem pagos pelos consumidores finais. Anota-se que não há nenhuma informação sobre o detalhamento das tarifas nos dados divulgados.

1.8. PLANNING COMMISSION OF INDIA

A comissão de planejamento energético da Índia disponibiliza os dados sobre os preços históricos de energia elétrica no seu relatório anual, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos do relatório *Anual report on the working of state power utilities & electricity departments*. As tarifas de energia elétrica divulgadas pela comissão de planejamento energético são representativas da Índia como um todo.

Na base de dados da Comissão, as tarifas de energia elétrica são diferenciadas entre as tarifas residencial e industrial (em moeda nacional/kWh). A tarifa final de energia elétrica é calculada uma vez por ano, para todos os utilizadores e por cada subsetor de consumo.

Os dados coletados abrangem o período 2009-2013. De acordo com as informações divulgadas pela comissão de planejamento energético da Índia no seu relatório, se pode afirmar que a tarifa indiana média calculada inclui os impostos e encargos para os consumidores finais.

Em síntese, a base de dados da Comissão indiana divulga poucas informações sobre as tarifas finais médias da Índia para os consumidores residenciais e industriais. A publicação das tarifas finais média é realizada anualmente, incluindo os impostos e os encargos a serem pagos pelos consumidores finais. Anota-se que não há nenhuma informação sobre o detalhamento das tarifas nos dados divulgados.

1.9. THE LANTAU GROUP

A consultora disponibiliza os dados tarifários de energia elétrica no seu relatório, em livre acesso. Mais especificamente, os dados foram extraídos do relatório *Global Benchmark Study of Residential Electricity Tariffs*. As tarifas de energia elétrica divulgadas pela consultora não são representativas da China como um todo, mas correspondem à realidade da cidade de Beijing.

Na base de dados, as tarifas de energia elétrica disponibilizadas correspondem às tarifas residenciais (em moeda de Singapore/kWh).

Os dados coletados abrangem o ano de 2013. De acordo com as informações disponibilizadas, pode se afirmar que a tarifa chinesa média calculada inclui os impostos e encargos para os consumidores finais. Além disso, os componentes da tarifa foram divulgados pela consultora.

Em síntese, a base de dados da consultora Lantau Group divulga informações sobre as tarifas finais médias para os consumidores residenciais chineses para o ano de 2013, incluindo os impostos e os encargos e o detalhamento dos componentes da tarifa. Contudo, a tarifa calculada é apenas representativa da cidade de Beijing e não do país como um todo.

1.10. ANEEL

A agência reguladora de energia elétrica disponibilizou os dados sobre os preços históricos de energia elétrica para elaborar a tarifa final. Mais especificamente, os dados do consumidor residencial B1 foram disponibilizados pela Superintendência da Gestão Tarifária e permitiram calcular a tarifa final, além de determinar os componentes da mesma.

Cabe enfatizar que o regulador não disponibilizou os dados necessários à elaboração da tarifa industrial brasileiro, fazendo com que os dados levantados no site da ANEEL (fornecidos pelo Sistema de Apoio à Decisão, SAD) podem apresentar alguma distorção com as tarifas rigorosamente calculadas pela agência reguladora.

Os dados coletados abrangem o período 2010-2014. As informações divulgadas pelo regulador não incluem detalhamento sobre impostos e encargos. Dessa forma, uma estimativa de impostos e encargos foi extraída do sistema de apoio à decisão (SAD)[362] e veio complementar as tarifas coletadas.

Em síntese, a base de dados da ANEEL divulga as tarifas finais de energia elétrica para os consumidores residenciais e industriais para o período de 2010-2014, combinando as informações divulgadas pela SGT e pela base do SAD.

2. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DO PROJETO ÀS BASES DE DADOS

A fim de tornar as tarifas de energia elétrica dos diferentes países da amostra comparáveis entre eles, é preciso escolher e aplicar uma determinada taxa de câmbio. Dentre todas as comparações dos preços de energia elétrica (pela taxa de câmbio vigente, paridade de poder de compra, taxa de câmbio real média de vários anos), foi decidido aplicar a taxa de câmbio real média para comparar as tarifas de energia elétrica. Portanto, busca-se apresentar neste capítulo a metodologia utilizada para calcular a taxa de câmbio real média dos últimos anos e a aplicação desta metodologia às tarifas de energia elétrica.

Em um primeiro momento, serão enumeradas as fontes de dados que foram utilizados para converter as tarifas de energia elétrica. Em seguida, se detalha a aplicação da metodologia às tarifas de energia elétrica, enfatizando o cálculo da taxa de câmbio média real dos últimos 10 anos e a sua aplicação sobre os dados disponíveis.

362 O sistema de apoio à decisão foi desenvolvido para dar suporte às atividades desempenhadas pelos servidores da ANEEL em suas atividades de regulação, fiscalização e mediação do setor elétrico.

Por fim, será tratada a metodologia aplicada aos dados do CIER, cujos dados primários são em USD/kWh. Nesse caso foi preciso converter uma primeira vez esses dados para a moeda local antes de aplicar a taxa de câmbio média real.

2.1. TAXAS DE CÂMBIO E TAXAS DE INFLAÇÃO

A vantagem da taxa de câmbio real média de vários anos é que permite mitigar o risco de distorções devido à volatilidade do câmbio no curto prazo. Por taxa de câmbio real, se refere à taxa de câmbio ajustada às diferenças entre as taxas de inflação em cada país. Portanto, a fim de calcular a taxa de câmbio real média, precisamos das taxas de câmbio nominais e das taxas de inflação de cada país.

As taxas de câmbio nominais foram obtidas nas bases do Banco Mundial e do Fundo Monetário Internacional. Primeiro, foram extraídas as taxas de câmbio nominais do Banco Mundial expressas em "unidades da moeda local em relação ao dólar dos EUA", de 2000 até 2012. Na base do Banco Mundial, as taxas de câmbio são as taxas oficiais determinadas pelas autoridades nacionais ou pelo mercado de câmbio do país. É calculada uma taxa de câmbio anual, correspondendo à média anual das taxas de câmbio do país considerado.

Em um segundo momento, utilizamos os dados do Fundo Monetário Internacional para obter as taxas de câmbio para o ano de 2013. Dado que o Banco Mundial não tinha publicado todas as taxas de câmbio para o ano de 2013 na época do cálculo da taxa de câmbio real, utilizaram-se dados do FMI para completar a base do cálculo. As taxas de câmbio diárias são expressas em "unidades da moeda local em relação ao dólar dos EUA". Foi então calculada uma taxa de câmbio média para o ano de 2013 levando as taxas de câmbio diárias do FMI.

Da mesma forma, as taxas de inflação foram obtidas nas bases do Banco Mundial e do Fundo Monetário Internacional. Primeiro, foram extraídas as taxas de inflação do Banco Mundial medidas pelos índices nacionais de preços ao consumidor, de 2000 até 2013. Segundo o Banco Mundial, a inflação medida pelo índice de preços ao consumidor reflete a variação percentual anual do custo de aquisição de uma cesta de bens e serviços para o consumidor médio, que podem ser corrigidos ou alterados em intervalos específicos. Portanto, é calculada uma taxa de inflação percentual anual, geralmente obtida pela formula de Laspeyres. Por sua vez, extraímos a taxa de inflação de 2013 do Fundo Monetário Internacional, que disponibiliza as taxas de inflação anuais até o ano de 2013, medidas pelos índices nacionais de preços ao consumidor.

2.2. CÁLCULO DA TAXA DE CÂMBIO REAL MÉDIA DE VÁRIOS ANOS

Neste item, descreve-se a metodologia utilizada para calcular a taxa de câmbio real média de vários anos, lembrando-se que os diversos gráficos apresentam dados tarifários convertidos em USD/kWh, utilizando uma taxa de câmbio real dos últimos 10 anos.

De acordo com TORRACCA e KUPFER (2013), o cálculo da taxa de câmbio real de um país p em relação a um país p' corresponde à multiplicação da taxa de câmbio nominal entre a moeda do país p e a moeda do pais p' e a razão entre o índice de preços das duas economias, como indicado pela seguinte equação:

$$TCR_n^p = TCN_n^p \cdot \frac{P_n^*}{P_n}$$

Onde:

TCR_n^p é a taxa de câmbio real entre a moeda país p e a moeda do país p' para o ano n;

TCN_n^p é a taxa de câmbio nominal entre a moeda país p e a moeda do país p' para o ano n;

P_n^* é o índice de preços ao consumidor do país p' para o ano n;

P_n é o índice de preços ao consumidor do país p para o ano n.

As taxas de câmbio nominais coletadas são expressas em "unidades da moeda local em relação ao dólar dos EUA". As taxas de câmbio reais são expressas também em dólares americanos. O cálculo da taxa de câmbio real é realizado de forma a levar em conta a diferença entre a inflação do país p e a inflação dos EUA. Finalmente, as taxas de câmbio reais são ajustadas ao diferencial das inflações de cada um dos anos e expressas no nível de preços de 2013, de acordo com a seguinte equação:

$$TCR_n^p = TCN_n^p \cdot \frac{P_{n,2013}^{EUA}}{P_{n,2013}}$$

Onde:

TCR_n^p é a taxa de câmbio real entre a moeda país p e a moeda dos EUA para o ano n;

TCN_n^p é a taxa de câmbio nominal entre a moeda país p e a moeda dos EUA para o ano n;

$P^{EUA}_{n,2013}$ é o índice de preços ao consumidor dos EUA para o ano n, com base 2013;

$P_{n,2013}$ é o índice de preços ao consumidor do país p para o ano n, com base 2013.

O último passo é o cálculo da média de vários anos da taxa de câmbio real. Na pesquisa, foram calculadas as médias dos últimos 5 anos, 10 anos e 14 anos, conforme ilustrada pela **Tabela 35**. Embora três taxas de câmbio real fossem calculadas, foi escolhido a taxa de câmbio real média dos últimos 10 anos como referência para a pesquisa. Esta escolha metodológica foi feita para se tirar das distorções econômicas resultantes da crise econômica mundial de 2008/2009. Observou-se, que a crise de provocou movimentos bastante bruscos nas cotações de várias moedas que na sequência foram em muitos casos revertidos de forma e que as taxas câmbio de 2013 muitas vezes se distanciam bem mais da taxa de câmbio real média dos cinco anos anteriores do que da taxa de câmbio real média calculada em uma janela de dez anos. Por isso, todos dados ilustrados ao longo desta pesquisa se baseiam na taxa de câmbio real dos últimos 10 anos do país considerado.

TABELA 35: Taxa de câmbio real média dos últimos 5, 10 e 14 anos a preços de 2013

	5 anos	10 anos	14 anos
Argentina	5,0	4,9	4,7
Brazil	2,1	2,4	2,8
Canada	1,0	1,1	1,2
Chile	511,5	552,1	592,6
Colombia	1.937,6	2.246,8	2.497,4
Czech Republic	19,1	20,8	24,8
Finland	0,8	0,8	0,8
France	0,7	0,7	0,8
Germany	0,7	0,7	0,8
India	58,6	64,8	69,7
Italy	0,8	0,8	0,8
Japan	83,9	89,3	89,0
Korea	1.165,7	1.128,8	1.180,4
Mexico	13,3	13,0	12,8
Norway	5,8	6,0	6,4
Portugal	0,7	0,8	0,8
South Africa	8,7	8,9	9,9
Spain	0,8	0,8	0,9
Sweden	6,8	6,8	7,2
United Kingdom	0,7	0,6	0,6
United States	1,0	1,1	1,2

Por fim, que a taxa de câmbio real média de 10 anos se refere ao nível dos preços de 2013, para podermos aplicar a taxa real média de câmbio aos preços de energia é preciso ajustar os preços nominais da energia para o mesmo nível de preços da taxa de câmbio real médio, ou seja, para o ano base 2013. Portanto, a tarifa final de energia elétrica calculada segue a seguinte equação:

$$Tarifa_real\ \frac{p}{n} = \frac{Tarifa_nominal\frac{p}{n}}{P_{n,2013}} \cdot \frac{1}{TCR\frac{p}{n}}$$

Onde:

$Tarifa_real\ \frac{p}{n}$ é a tarifa de energia elétrica do país p para o ano n expressa em preços de 2013;

$Tarifa_nominal\frac{p}{n}$ é a tarifa de energia elétrica nominal do país p para o ano n, em moeda nacional/kWh;

$P_{n,2013}$ é o índice de preços ao consumidor do país p para o ano n, com base 2013;

$TCR\frac{p}{n}$ é a taxa de câmbio real entre a moeda país p e a moeda dos EUA para o ano n.

2.3. AJUSTE DA TAXA DE CÂMBIO PARA OS PAÍSES DO CIER

Como já foi mencionado, diferentemente das duas outras bases de dados que disponibilizam as tarifas na moeda local, as tarifas de energia elétrica da base do CIER são expressas em USD/kWh, o que requer um tratamento metodológico diferente para converter as tarifas em preços de 2013. A fim de aplicar a metodologia descrita nos parágrafos anteriores, é preciso converter os preços da base do CIER em moeda nacional/kWh. Para consegui-lo, extraímos as taxas de câmbios utilizadas pelo CIER na sua pesquisa anual, conforme assinalado pela **Tabela 36**, para somente depois aplicar as taxas de câmbio reais média e com isso obter a comparação final.

TABELA 36: Taxas de câmbio utilizadas pelo CIER, em moeda nacional por dólar

	2009	2010	2011	2012	2013
Argentina	3,5	3,8	4,0	4,3	4,9
Chile	641,3	506,0	466,0	518,7	474,6
Colombia	2.243,7	2.013,2	1.895,5	1.930,0	1.763,5

Fonte: CIER (2013)

3. AJUSTE DE DADOS

A comparação internacional de tarifas finais de energia elétrica requer um detalhamento da composição da tarifa para consumidores residenciais e industriais. Como na maioria dos casos[363], as bases de dados disponíveis não divulgam nenhum detalhamento da tarifa final, foi preciso procurar informações de diversas fontes para estimar a composição da tarifa. P ajuste de dados constitui um limite à qualidade da comparação da composição tarifária, sendo uma aproximação da composição das tarifas de cada país ou estado.

3.1. CHILE

Os componentes da tarifa dos consumidores residenciais e industriais são estimados a partir do relatório *Derechos y deberes del cliente* da CHILECTRA (2013). Isso significa que a aproximação dos componentes da tarifa do Chile abrangem o ano de 2012 e apenas os clientes da maior distribuidora do país: a CHILECTRA.

3.2. COLÔMBIA

Os componentes da tarifa residencial são estimados a partir do relatório *Análisis de la regulación y estructura tarifaria para los países de la comparación* do ECSIM (2012). Os dados disponíveis abrangem o período 2009-2012 para os consumidores residenciais e foram extrapolados para cobrir o ano de 2013. Portanto, a composição tarifária residencial da Colômbia é dinâmica e abrange o período 2009-2013.

363 Tirando a base da EUROSTAT.

Por outro lado, os componentes da tarifa industrial colombiana foram estimados a partir do relatório *Informe nacional de competitividad* do CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD (2013). Neste relatório, foi elaborada uma comparação dos componentes da tarifa industrial para os consumidores não regulados, comparando os anos de 2008 e 2012. Os dados disponíveis foram extrapolados para abranger o período 2009-2013.

Cabe enfatizar que o custo da geração para o consumidor industrial foi extraído do relatório da ECSIM (2012), pois os valores apresentados no relatório do CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD (2013) não parecia suficientemente consistente para elaborar uma estimativa adequada da composição tarifaria industrial da Colômbia. A repartição entre o custo da rede e os impostos do consumidor industrial foram estimados a partir das informações do relatório de 2013.

3.3. JAPÃO

Os componentes da tarifa abrangem apenas os consumidores residenciais e são estimados a partir do relatório *Global Benchmark Study of Residential Electricity Tariffs* de The Lantau Group (2013). A composição das tarifas elaborada pelo estudo se refere apenas aos custos aplicados na cidade de Tóquio para o ano de 2013.

3.4. EUA

Em um primeiro momento, os impostos e encargos aplicados aos consumidores residenciais e industriais são estimados dos relatórios anuais *Comparision of electricity prices in major north american cities* divulgadas pela Hydro Québec (2013). Os impostos e encargos divulgados são os aplicados nas capitais dos estados considerados e não refletem a carga tributária do estado como um todo. Os relatórios anuais da Hydro Québec também informam especificamente sobre os impostos e encargos recuperáveis para os consumidores industriais.

Por outro lado, os custos de geração e os custos de rede se baseiam nas estimações do *Annual Energy Outlook 2040* da EIA (2013). É preciso destacar que as estimações da agência americana de energia abrangem o setor elétrico como um todo e não diferenciam os custos para o setor residencial e industrial. As estimativas divulgadas pela EIA abrangem o período 2011-2013 e foram extrapoladas para cobrir o período 2009-2013.

3.5. ÁFRICA DO SUL

Os componentes da tarifa abrangem apenas a tarifa residencial e são estimados a partir do relatório *Research Report – International Benchmarking of Electricity Tariffs* da ESKOM (2010). É preciso destacar que no caso da África do Sul, os componentes da tarifa residencial correspondem aos clientes cujo consumo é cerca de 1000 kWh/mês. Desta forma, o detalhamento da composição tarifária reflete uma faixa de consumo específica, que subsidia os clientes residenciais de menor consumo. ESKOM (2010) informa que a parte de impostos e encargos acaba sendo muito elevada por conta do subsídio cruzado que pesa sobre esta faixa de consumo. Enfim, a estimativa do detalhamento tarifário na África do Sul reflete apenas o ano de 2010.

3.6. COREIA DO SUL

Da mesma forma que no Japão, os componentes da tarifa abrangem apenas os consumidores residenciais e são estimados a partir do relatório *Global Benchmark Study of Residential Electricity Tariffs* de The Lantau Group (2013). A composição tarifária elaborada pelo estudo se refere apenas aos custos aplicados à cidade de Seoul para o ano de 2013.

3.7. CHINA

Da mesma forma que para o Japão e a Coreia do Sul, os componentes da tarifa abrangem apenas os consumidores residenciais e são estimados a partir do relatório *Global Benchmark Study of Residential Electricity Tariffs* de The Lantau Group (2013). A composição tarifária elaborada pelo estudo se refere apenas aos custos aplicados na cidade de Beijing para o ano de 2013.

3.8. ÍNDIA

Os impostos e encargos das tarifas residencial e industrial são estimados a partir do relatório *Tariff and Duty of Electric Supply in India* do Ministry of Power (2013) e correspondem aos impostos aplicados na cidade de Delhi para o ano

de 2013. Portanto, as informações obtidas refletem apenas os impostos da capital indiana para o ano de 2013 e não o país como um todo.

3.9. RÚSSIA

Os componentes das tarifas residencial e industrial são estimados a partir do relatório *Russia 2014 - Energy Policies Beyond IEA Countries* da IEA (2014) e correspondem aos impostos aplicados na Rússia para o ano de 2011.

3.10. BRASIL

Os componentes da tarifa residencial são estimados a partir das informações divulgadas pela SGT. Os dados abrangem o período 2010-2014 e detalham a composição das tarifas residenciais e industriais para todas as distribuidoras brasileiras.

Para a tarifa residencial, a composição tarifária foi estimada a partir de 10 distribuidoras representativas do setor elétrico brasileiro como um todo. As 10 distribuidoras foram escolhidas em função do consumo energético médio dos últimos 4 anos (conforme disponibilizado na base do SAD) e os coeficientes de ponderação decorrem do peso energético de cada distribuidora na média desses últimos 4 anos. Conforme apresentado na Tabela 37, segue a lista das 10 distribuidoras selecionadas para elaborar os componentes da tarifa residencial brasileira e os coeficientes de ponderação correspondentes:

TABELA 37: Coeficientes de ponderação das 10 maiores distribuidoras para estimar os componentes da tarifa residencial: Média 2013-2013

Empresas	Ponderação
ELETROPAULO - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A	0,23
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A	0,12
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A.	0,12
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	0,11
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A	0,09
COELBA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	0,08
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,07
AMPLA - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A	0,06
CELPE - COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	0,06
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A.	0,06

As informações tarifárias disponibilizadas pela SGT (geração, transmissão e distribuição) foram complementadas pelos dados em impostos divulgados na base do sistema SAD. Combinando essas duas fontes de informação, se obteve a composição tarifária residencial brasileira.

Por outro lado, as tarifas dos consumidores industriais não foram elaboradas com as informações da SGT, na medida em que o regulador não disponibilizou as informações necessárias à modelagem. Desta forma, foi efetuado um levantamento das tarifas industriais disponibilizadas no site do sistema de apoio à decisão da ANEEL (SAD). Lamentavelmente, as informações disponíveis não incluem nenhuma segregação da tarifa industrial brasileira, o que afetou negativamente a qualidade da comparação com os demais países do estudo.

ANEXO II
INFLUÊNCIA DA TAXA DE CÂMBIO

A comparação das tarifas de energia elétrica entre vários países pode ser significativamente afetada pela escolha da taxa de câmbio a ser utilizada na comparação. Há várias alternativas: usar a taxa de câmbio vigente, a paridade de poder de compra, ou taxa de câmbio real média de um período de vários anos.

Cada metodologia possui vantagens e desvantagens em comparação com as outras. A taxa de câmbio vigente é volátil, depende de fatores econômicos e políticos de curto prazo, e pode não ser representativa da taxa de equilibro de longo prazo.

Por outro lado, é possível usar a paridade do poder de compra (PPC) para comparar as tarifas de energia elétrica. A ideia da PPC é calcular a taxa de câmbio para que uma determinada cesta de bens tenha o mesmo valor entre todos os países considerados. Essa metodologia equivaleria à taxa de câmbio de equilíbrio de longo prazo caso não houvesse barreiras alfandegárias, custos de transporte ou que todos os bens fossem comercializáveis entre os países. A desvantagem de usar esta metodologia está justamente no irrealismo das hipóteses. Como na prática há produtos que não são comercializáveis internacionalmente, bem como barreiras à mobilidade dos fatores produção, sobretudo mão de obra, a taxa de câmbio efetiva tende a discrepar no longo prazo da PPC.

Um exemplo permite entender esse ponto. Os baixos salários dos países com menor renda per capita fazem com que os serviços de uma forma geral sejam baratos. Como grande parte dos serviços não é comercializável internacionalmente e como tampouco existe possibilidade real de migrações maciças de mão de obra capazes de fazer convergir mundialmente os salários, os baixos preços relativos dos serviços são uma característica estrutural dos países com baixa renda per capita. E isso tende a gerar um viés nas taxas de câmbio calculadas pela PPC, relacionado ao forte peso dos serviços na economia: as taxas de câmbio observadas nos países de renda per capita baixa tendem a

parecer sistematicamente desvalorizadas em relação ao câmbio calculado pela PPC enquanto as taxas de câmbio dos países ricos tendem a parecer sistematicamente supervalorizadas. Os exemplos apresentados mais abaixo permitirão constatar esta tendência.

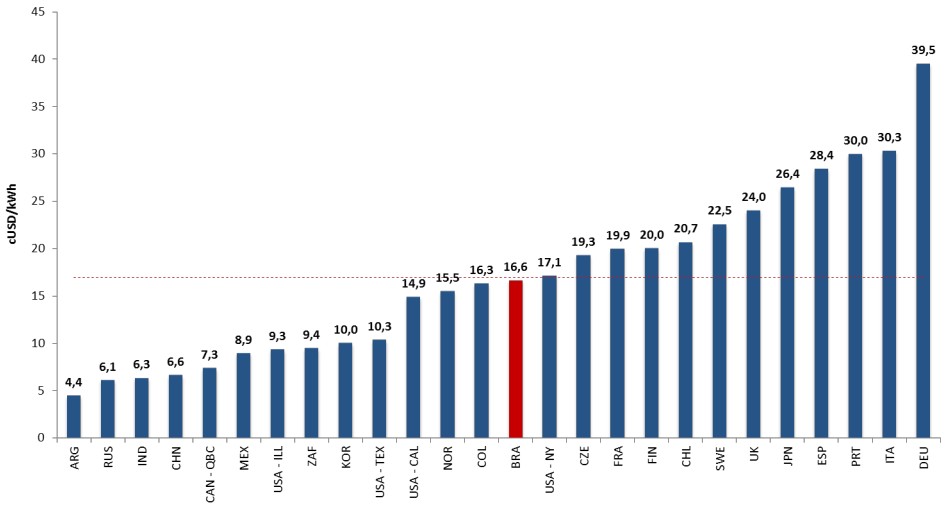
Uma terceira possibilidade é a de converter os preços pela taxa de câmbio real média de vários anos. A vantagem desta metodologia é de reduzir as distorções das taxas de câmbio vigentes e estabelecer uma taxa de longo prazo. No âmbito deste projeto, a escolha metodológica foi de utilizar uma taxa média real dos últimos dez anos. Cogitou-se utilizar a taxa de câmbio real média em uma janela de tempo menor, por exemplo, de cinco anos. Entretanto optou-se por um período mais dilatado a fim de mitigar a grande volatilidade das taxas de câmbio do período que se seguiu à crise de 2008.

Neste anexo, propõe-se aplicar e comparar diversas taxas de câmbio sobre as tarifas de energia elétrica e avaliar as diferenças nos resultados. Em um primeiro momento, será aplicada o ranking das tarifas residenciais com a taxa de câmbio PPC, em comparação com a taxa de câmbio real média dos últimos 10 anos. No segundo item, serão apresentados os ranking com as taxas de câmbio real média dos últimos 5 anos e as taxas de câmbio do último ano.

1. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS RESIDENCIAIS COM A PARIDADE DE PODER DE COMPRA

Neste item, as tarifas residenciais com a taxa de câmbio real dos últimos 10 anos (utilizada como metodologia padrão desta pesquisa) são comparadas com as tarifas calculadas com a taxa de câmbio pela Paridade de Poder de Compra (ou PPC). A Figura 8 apresenta o ranking internacional das tarifas residenciais para o ano de 2013 (incluindo os impostos e encargos), utilizando uma taxa de câmbio real dos últimos 10 anos. A média internacional da tarifa residencial é de 16,9 cUSD/kWh, sendo muito próxima da tarifa brasileira para 2013, de 16,6 cUSD/kWh.

FIGURA 87: Tarifa residencial de 2013 em cUSDreal/kWh
Câmbio real médio de 2004 a 2013



O uso da PPC é uma alternativa interessante para fazer comparações entre países de nível renda per capita semelhante. Entretanto, quando a comparação envolve países com renda per capita muito diversa, como no nosso caso, a tendência é introduzir distorções sistemáticas.

Grande parte dos bens e serviços ofertados em cada país não pode ser comercializada internacionalmente. Os bens produzidos e consumidos somente internamente são denominados de bens não comercializáveis. Na maioria dos casos esses bens correspondem aos serviços, cujo principal fator de produção costuma ser a mão de obra. Como a mão de obra nesses países é mais barata, os bens e serviços não comercializáveis tendem, no geral, a serem mais baratos em países com renda per capita menor. Isso faz com que a taxa de câmbio PPC possa ser diferente da taxa de câmbio observado mesmo no longo prazo. Reforçando o argumento, cabe destacar que existem barreiras econômicas favorecendo uma diferença permanente dos preços ao nível internacional: diferenças nos regimes tributários, custos de transporte, barreiras comerciais.

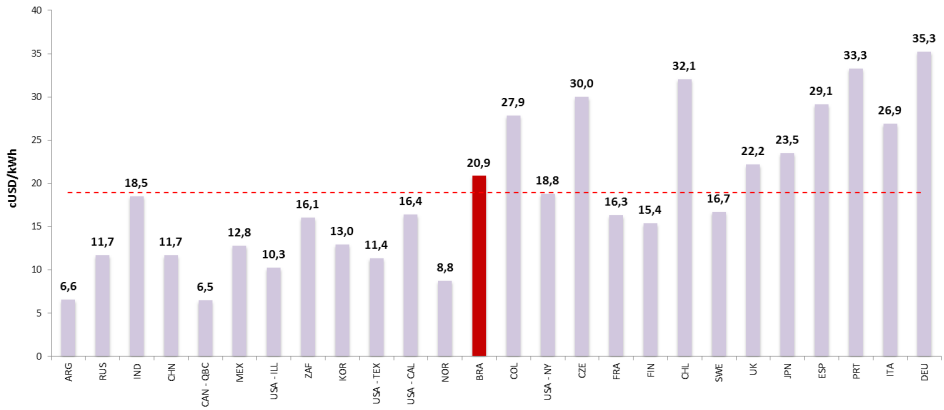
A indústria de energia elétrica pouco se beneficia, nos países de baixa renda per capita, do baixo custo da mão de obra, pois o peso desta na estrutura de custos é reduzido. A maior parte dos custos para produzir e fornecer a energia elétrica corresponde a bens de capital (geradores, turbinas, transformadores, cabos, etc.) que de forma geral são bens comercializáveis internacionalmente.

Assim, grande parte dos custos da indústria de energia elétrica estão referidos ao mercado internacional e, por isso, estão dependem do câmbio efetivamente

observado. Se for utilizado o PPC na comparação entre tarifas de países com rendas per capita muito diferentes, a tendência é que o viés sistemático no sentido de apontar taxas PPC mais valorizadas do que as verificadas fará com que os países com renda per capita baixa apareçam pior neste ranking do que qualquer ranking baseado no câmbio observado em certo período de tempo.

Na Figura 88, é apresentado o ranking internacional das tarifas residenciais de 2013 com uma taxa de conversão PPC nominal do ano de 2013. Em uma comparação visual com a Figura 87, salta aos olhos a profunda modificação do ranking internacional. A média está em torno de 18,9 cUSD/kWh, sendo ultrapassada por 10 países. O Brasil está agora um pouco acima desta média com uma tarifa de 20,9 cUSD/kWh, se colocando no 17º deste ranking PPC.

FIGURA 88: Tarifa residencial final de 2013 em cUSD/kWh – PPC nominal 2013



O viés do PPC no sentido de calcular para os países com baixa renda per capita uma taxa de câmbio mais valorizada do que a observada na prática pode ser contatado na Tabela 2. Os países em desenvolvimento, cujo PIB per capita não ultrapassa 22 mil USD/capita, apresentaram uma degradação de sua posição no ranking na seleção internacional. Ao contrario, os países cujo PIB per capita está acima de 22 mil USD/capita apresentaram uma melhoria no ranking internacional com a classificação PPC[364]. Isso indica que que uma comparação com a taxa de câmbio PPC reflete mais as diferenças decorrentes da variação da renda nos diversos países do que a diferença das tarifas de energia elétrica. Assim sendo, a

364 Tirando os estados de Nova York e da Califórnia, que foram os únicos estados a apresentar uma degradação dos resultados com a PPC.

constatação de que um país gasta uma proporção maior de sua renda em energia elétrica do que outro indica que a população de um país tem um poder aquisitivo menor do que o outro, o que suporta a conclusão de que a metodologia da PPC é bastante limitada para comparações entre países com níveis de renda per capita muito diferentes.

TABELA 38: Evolução do ranking internacional para as tarifas residenciais: Taxa de câmbio real média dos últimos 10 anos e PPC

	Ranking Média Real 10 anos	Ranking PPP	PIB per capita (USD nominal)
IND	3	15	1.499
ZAF	8	11	6.618
CHN	4	6	6.807
COL	13	21	7.826
MEX	6	8	10.307
BRA	14	17	11.208
RUS	2	7	14.611
ARG	1	2	14.760
CHL	19	24	15.732
CZE	16	23	18.861
PRT	24	25	21.029
KOR	9	9	25.977
ESP	23	22	29.118
ITA	25	20	34.619
JPN	22	19	38.492
UK	21	18	39.351
FRA	17	12	41.121
DEU	26	26	45.085
FIN	18	10	47.219
CAN - QBC	5	1	51.911
USA - ILL	7	4	53.143
USA - TEX	10	5	53.143
USA - CAL	11	13	53.143
USA - NY	15	16	53.143
SWE	20	14	58.164
NOR	12	3	100.819

2. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS INDUSTRIAIS

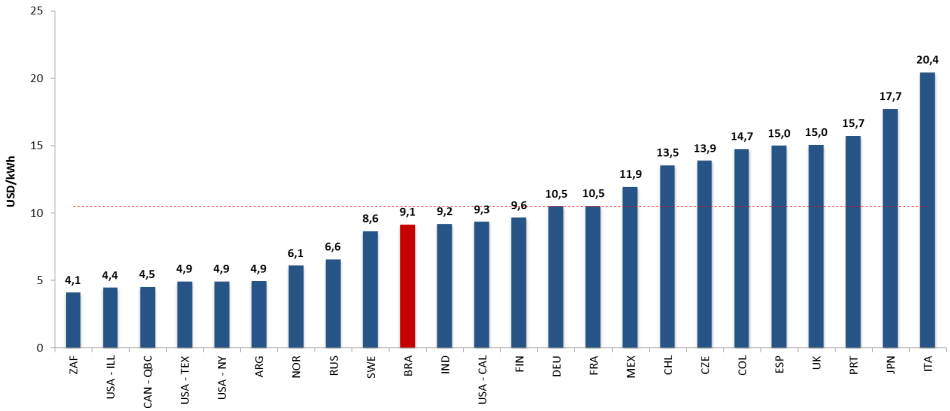
Conforme detalhado no Anexo I: Metodologia de comparação das bases de dados, a taxa de câmbio real dos últimos 10 anos foi escolhida como padrão na pesquisa. O período relativamente longo foi escolhido para reduzir as distorções resultantes às fortes oscilações do câmbio que se seguiram à crise econômica mundial de 2008/2009. Neste sentido, foi constatado que as taxas de câmbio vigentes podem se distanciar bem mais das taxas dos últimos cinco anos que das taxas dos últimos dez anos.

Contudo, é interessante analisar a evolução do ranking internacional com a aplicação de outras taxas de câmbio real de vários anos e da aplicação da taxa de câmbio nominal do último ano, pois, dependendo do ponto de vista, uma outra

escolha de taxa câmbio pode fazer sentido. Por exemplo, empresas interessadas em otimizar suas cadeias globais de fornecimentos de insumos e componentes podem preferir utilizar o câmbio do último ano disponível, ou mesmo a taxa de câmbio dos mercados futuros. Assim, um país com uma taxa de câmbio que encontra-se desvalorizada em um dado momento pode ser no curto prazo particularmente competitivo para a produção de algumas classes de bens.

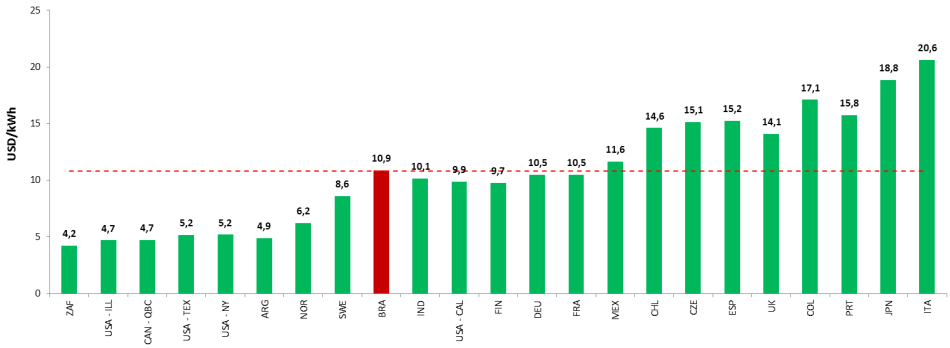
A Figura 89 apresenta os resultados do ranking internacional das tarifas industriais (sem os impostos e encargos) com a aplicação da taxa de câmbio real dos últimos 10 anos. Constata-se que o Brasil possui uma tarifa inferior à media internacional (9,1 cUSD/kWh), ficando no 10º lugar do ranking.

FIGURA 89: Tarifas finais sem impostos de 2013 em cUSDreal/kWh – Câmbio real médio dos últimos 10 anos



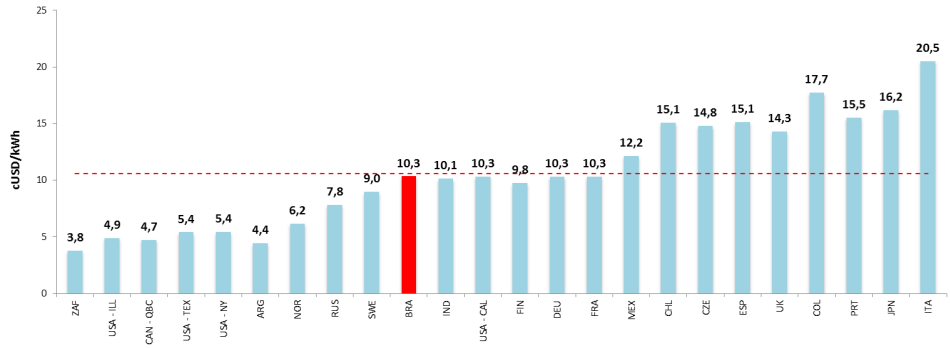
Já na Figura 90 foi aplicada uma taxa de câmbio real dos últimos 5 anos, onde se constata uma modificação do ranking internacional. A tarifa industrial média sem impostos fica estável, em torno de 10,8 cUSD/kWh. Os primeiro e último lugares do ranking são ainda ocupados respetivamente pela África do Sul (4,2 cUSD/kWh) e pela Itália (20,6 cUSD/kWh). Com essa nova taxa de câmbio real média, a tarifa industrial da Argentina se torna mais competitiva e se coloca no segundo lugar do ranking. Por sua vez, o Brasil se tornou menos competitivo no cenário internacional, tendo uma tarifa de 10,9 cUSD/kWh, ficando no 14º lugar do ranking.

FIGURA 90: Tarifa industrial sem impostos 2013 em cUSD/kWh - Câmbio real médio dos últimos 5 anos



Finalmente, foi estimado um novo ranking utilizando a taxa de câmbio nominal de 2013. Da mesma forma que para os dois últimos ranking, a tarifa média industrial ficou estável, em torno de 10,6 cUSD/kWh. Constata-se que, enquanto a Argentina se beneficia da última taxa de câmbio nominal para melhorar seu posicionamento no ranking internacional, a Colômbia perde competitividade nessa última modelização, ficando em penúltimo lugar (18,2 cUSD/kWh). Por sua vez, a tarifa industrial brasileira (10,3 cUSD/kWh) se coloca no 15º lugar, tendo uma tarifa muito próxima das tarifas da Califórnia, da Alemanha e da França.

FIGURA 91: Tarifa industrial sem impostos 2013 em cUSD/kWh - Câmbio nominal 2013



ANEXO III

COMPARAÇÃO NACIONAL DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O ANO DE 2014

Este anexo apresenta uma comparação nacional das tarifas de energia elétrica para o ano de 2014, enfatizando a tarifa dos consumidores residenciais B1. Pretende-se decompor a tarifa residencial econômica por componente. Os dados apresentados neste anexo correspondem às tarifas nominais de 2014 e são expressos em R$/MWh. As tarifas brasileiras residenciais de 2014 foram elaboradas partir dos dados fornecidos pela Superintendência de Gestão Tarifária do regulador brasileiro (ANEEL).

No Brasil, a ANEEL adota uma única metodologia para fixar as tarifas das distribuidoras, mas é interessante perceber que a tarifa final, mesmo sem considerar os impostos e as taxas locais, varia bastante de uma empresa a outra. Isso vem do fato que os custos de serviço de distribuição variam significativamente entre as distribuidoras. De maneira abrangente, os custos de serviços das distribuidoras são função dos seguintes itens:

a. Portfólio de energia contratada;
b. Volume de investimentos em ativos fixos e idade média dos ativos;
c. Níveis de perdas e inadimplência;
d. Custos operacionais.

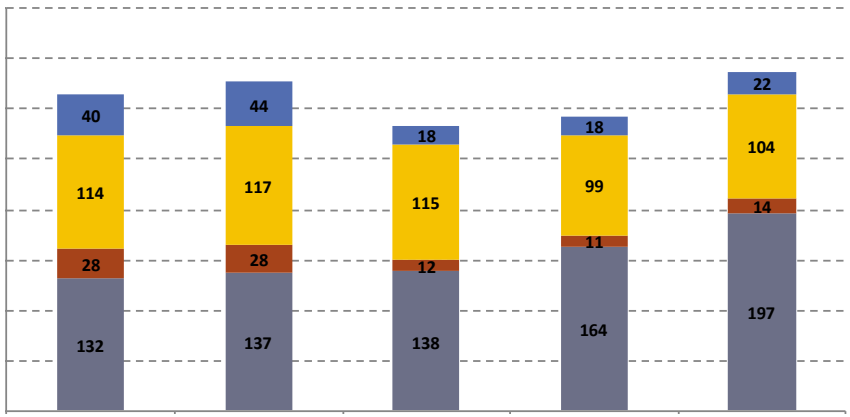
De fato, algumas distribuidoras apresentam um mix de compra de energia mais barato que outras; algumas áreas de concessão de grande extensão geográfica e baixa densidade demográfica necessitam de mais investimentos para atender seus consumidores; etc... Isso mesmo sem considerar que os impostos estaduais e municipais incidentes sobre a tarifa oscilam consideravelmente.

1. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS RESIDENCIAIS B1 EM 2014

A Figura 92 apresenta a evolução da tarifa residencial brasileira B1 entre 2010 e 2014, sem considerar os impostos. Os dados apresentados não foram ajusta-

dos pela inflação e representam as tarifas nominais dos anos considerados. Assim, constata-se que desde 2013 e o início do cenário hidrológico desfavorável, a tarifa B1 vem subindo e já ultrapassou o patamar de 2011. Dessa forma, entre 2012 e 2014, a tarifa B1 sofreu um aumento de 19%. Cabe enfatizar que o cenário 2015 prevê um aumento ainda maior para cobrir os custos crescentes da energia em um período prolongado de hidrologia desfavorável, conforme detalhado no Anexo IV: Comparação Internacional das Tarifas de Energia Elétrica para o ano de 2014.

FIGURA 92: Tarifa B1 de 2010 até 2014 em R$/MWh – Sem Impostos



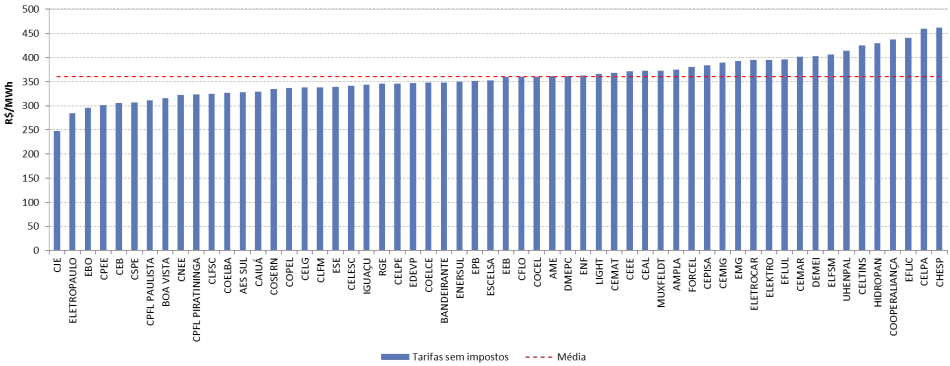
Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2014)

Mais especificamente, anota-se que o custo de energia médio subiu entre 2012 e 2014, tendo um aumento de 42,3% e chegando a um patamar de 197 R$/MWh. Os três outros componentes da tarifa B1 (FIO A, FIO B e Encargos) ficaram relativamente estáveis desde 2012.

Com o objetivo de analisar com maior profundidade o detalhamento tarifário das distribuidoras, a Figura 93 apresenta o ranking das tarifas residenciais B1 de energia elétrica para o ano de 2014, incluindo o custo da energia, o custo da rede (Fio A e Fio B) e os encargos. Nesta Figura, os impostos não foram estimados.

A tarifa residencial média de 2014 é de 360 R$/MWh, ou seja, apresentou um aumento de 15% em relação ao ano de 2013. Nesta comparação, a CJE possui a menor tarifa do painel, com 247 R$/MWh, enquanto a CHESP apresenta uma tarifa de 467 R$/kWh, sendo a mais cara da comparação.

FIGURA 93: Ranking das tarifas B1 de 2014 em R$/MWh



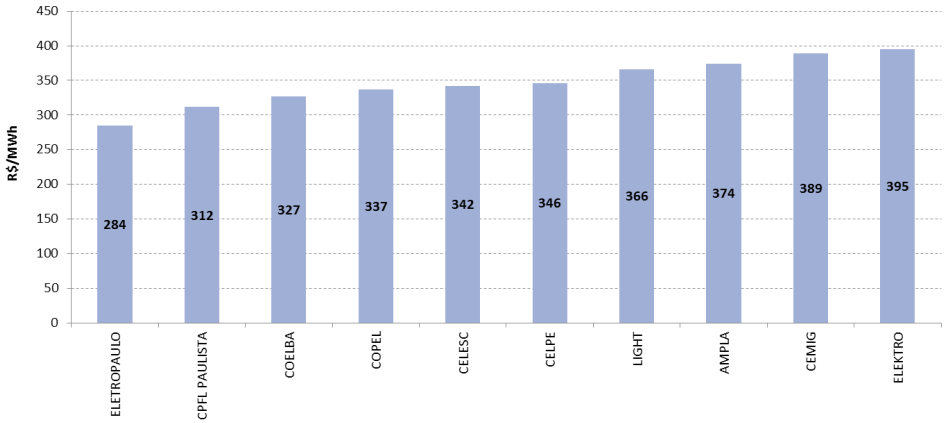
Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2014)

2. ESTUDO DOS COMPONENTES DAS TARIFAS RESIDENCIAIS B1

Neste item, propõe-se comparar de maneira mais detalhada a composição tarifária dos consumidores residenciais B1 para uma seleção de 10 distribuidoras. As 10 distribuidoras selecionadas para este estudo representam as 10 maiores quotas de mercado do setor residencial dos últimos 4 anos. Essas empresas serviram de base para a elaboração da tarifa residencial brasileira, conforme apresentado no Anexo I: Metodologia de comparação das bases de dados.

Em um primeiro lugar, se compara na Figura 94 as tarifas finais das 10 maiores distribuidoras do setor residencial para o ano de 2014. Nessa seleção, a tarifa média é de 347 R$/MWh, a Eletropaulo possui a tarifa mais baixa com 284 R$/MWh e a Elektro a mais cara com 395 R$/MWh. Anota-se que as empresas CEMIG e ELEKTRO, que possuem as duas maiores tarifas, possuem áreas de concessão extensas, com zonas de baixa densidade de carga e acesso difícil, se refletindo nos custos operacionais. Por outro lado, as menores tarifas ocorrem nas empresas cuja densidade de carga é elevada (ELETROPAULO, CPFL PAULISTA). Por outro lado, apesar de atenderem zonas de alta densidade populacional, as empresas LIGHT e AMPLA ocupam posições intermediárias neste ranking. Isso decorre em parte das perdas de energia dessas distribuidoras.

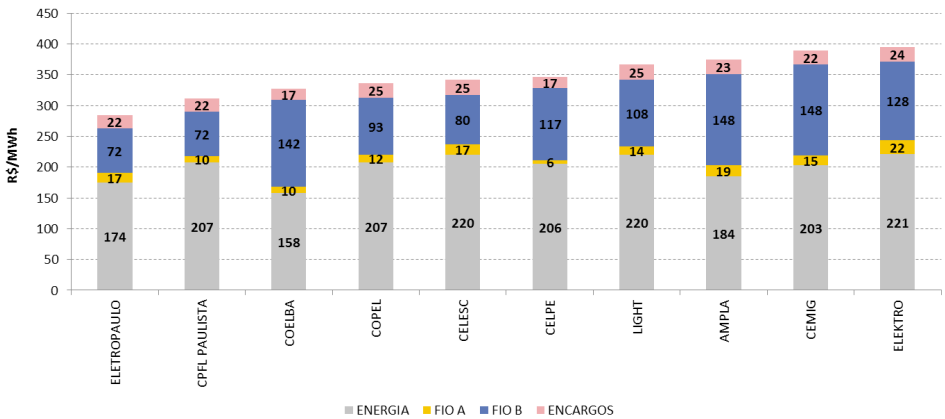
FIGURA 94: Ranking da tarifa B1 de 2014 em R$/MWh, sem impostos – 10 maiores distribuidoras



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2014)

Nas Figura 95 e Figura 96, se estuda de maneira detalhada os componentes da tarifa residencial B1. Assim como foi apresentado na introdução deste anexo, os componentes tarifários flutuam bastante de uma distribuidora para outra, tanto em valor absoluto (ou seja, em R$/MWh), como em proporção à tarifa. Por exemplo, o custo do FIO B na Eletropaulo é de 72 R$/MWh, enquanto o mesmo vale o dobro na COELBA (142 R$/MWh). Esta constatação sustenta a ideia que os custos de serviços da distribuição variam bastante entre as empresas.

FIGURA 95: Ranking detalhado da tarifa B1 de 2014 em R$/MWh – 10 maiores distribuidoras

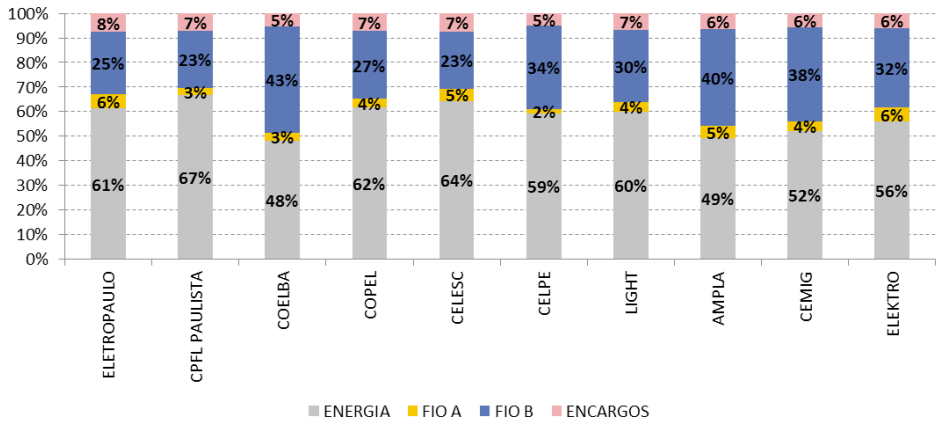


Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2014)

Em primeiro lugar, o custo da energia representa o maior componente da tarifa B1, tendo uma participação de 58% na tarifa de 2014. Os dados apresentados na Figura 95 e Figura 96 mostram uma grande flutuação entre as distribuidoras e uma média relativamente alta de 200 R$/MWh. Isso reflete diretamente o "mix" de compra de energia de cada empresa. Estes são diferentes devido a proporções diferentes de cotas, de Itaipu, de térmicas contratadas por disponibilidade e de contratos bilaterais antigos. Em paralelo, o cenário hidrológico adverso enfrentado pelo sistema desde 2013 provocou uma elevação importante do custo de energia para as distribuidoras, de 42,3% em comparação com o ano de 2012.

O FIO B é o segundo componente explicativo da tarifa residencial B1, tendo uma participação de 31% da tarifa B1 de 2014. Dentro deste custo, pode se considerar que as empresas com uma maior participação do FIO B na tarifa (COELBA, CEMIG, ELEKTRO) são aquelas que têm grande proporção do seu mercado em Baixa Tensão e elevados investimento em redes de distribuição e baixa densidade de carga. Por outro lado, algumas empresas enfrentam perdas técnicas (CEMIG) e não técnicas (LIGHT, AMPLA) elevadas, fazendo com que o custo do FIO B seja mais elevado que para outras distribuidoras. É interessante anotar que, de maneira análoga à comparação de tarifas internacionais, o custo da rede é também relacionado à densidade da rede da concessão considerada. Por exemplo, a rede extremamente densa da ELETROPAULO apresenta um componente FIO B duas vezes inferior ao custo da rede da COELBA.

FIGURA 96: Repartição dos componentes da tarifa B1 de 2014 em R$/MWh – 10 maiores distribuidoras



Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2014)

Por sua vez, o custo de transporte, ou FIO A, representa em 2014 cerca de 7% da tarifa final, sendo o terceiro componente explicativo da tarifa B1. Cabe enfatizar que a empresa Elektro tem uma participação mais elevada em FIO A, dado que sua rede de 138 kV é significativamente reduzida e utiliza redes da transmissora CTEEP mesmo em tensões menores que 230kV, tendo por isso um custo de transmissão elevado.

Finalmente, os Encargos da Tarifa apresentados na Figura 95 não apresentam diferenças significativas entre as 10 empresas, tendo um peso em valor absoluto de 17 R$/MWh (COELBA) até 25 R$/MWh (LIGHT). Conforme apresentado na Figura 96, hoje em dia os Encargos representam entre 5% e 8% da tarifa final do consumidor B1. Essas diferenças se explicam pelo fato que alguns Encargos são proporcionais à Receita e não à energia distribuída, fazendo com que as empresas com maior mercado de baixa tensão (com tarifas unitárias maiores) tenham uma contribuição em Encargos maior. Cabe enfatizar que a aplicação da MP 579/2012 fez com que vários Encargos fossem cortados, resultando em uma participação menor na conta final do consumidor B1. Assim, antes da aplicação da MP 579/2012 os encargos representavam cerca de 13% da conta final de energia, enquanto em 2014 eles representaram apenas 6,6%.

ANEXO IV

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O ANO DE 2014

O objetivo deste anexo é atualizar a comparação internacional de tarifas de energia elétrica para o ano de 2014, confrontando o ranking dos 26 países ou estados e incluindo uma estimativa da tarifa brasileira de 2015. Aplicando a metodologia desenvolvida neste projeto, a comparação foi realizada através da combinação de 9 bases de dados (ANEEL, CIER, EIA, ESKOM, EUROSTAT, HYDRO QUEBEC, IEA, KEEI, e PLANNING COMMISSION OF INDIA). Os dados apresentados neste anexo são expressos em cUSD/kWh, utilizando as tarifas de 2014 mas convertidas em dólar à taxa de câmbio real média dos últimos dez anos. Em outras palavras, a comparação utiliza as tarifas de eletricidade de 2014, mas com o câmbio real médio entre 2005 e 2014 expresso no nível de preços de 2014. A análise abrange o ano de 2014, contudo algumas tarifas apresentadas se referem aos últimos dados disponíveis, de 2013 (para a China e a Índia) ou até 2012 (para a Rússia).

Cabe enfatizar que a tarifa brasileira residencial de 2014 foi elaborada a partir dos dados fornecidos pela Superintendência de Gestão Tarifária do regulador brasileiro (ANEEL). A metodologia aplicada para calcular a tarifa residencial brasileira é detalhada no Anexo I: Metodologia de comparação das bases de dados. Contudo, a tarifa é fruto dos dados fornecidos do Sistema de Apoio à Decisão (SAD) da ANEEL, disponível no site do regulador.

Além disso, uma estimativa da tarifa brasileira de 2015 foi elaborada e adicionada ao ranking de 2014. A modelagem da tarifa brasileira de 2015 é uma tarefa complicada, na medida em que os reajustes tarifários anuais das 64 distribuidoras do país vão acontecer ao longo do ano e ainda não foram todos aplicados. Desta forma, a escolha metodológica foi de considerar que a tarifa 2015 inclua apenas

o reajuste tarifário extraordinário, a nova bandeira tarifária[365] e a conta ACR[366]. Assim, são consideradas as seguintes variáveis na elaboração da tarifa brasileira de 2015:

a. Reajuste tarifário extraordinário médio aprovado em Fevereiro de 2015, que foi estimado em torno de 24,2% para o setor industrial e 20,1% no setor residencial;
b. Bandeira tarifária de 55 R$/MWh aplicada em Março de 2015;
c. Conta ACR de 32 R$/MWh aplicada em Março de 2015.

O reajuste tarifário extraordinário foi aplicado à tarifa brasileira de 2014. Por sua vez, a bandeira tarifária e a conta ACR foram deflacionadas com base no mês de Julho de 2014, convertidas em cUSD/kWh com a mesma taxa de câmbio real de 10 anos utilizada para calcular o ranking 2014 e adicionadas à tarifa brasileira de 2014.

1. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS RESIDENCIAIS

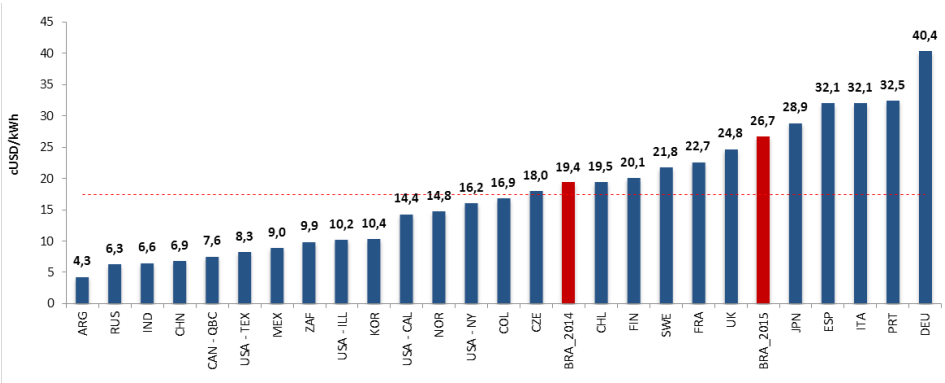
A Figura 97 representa o ranking das tarifas residenciais de energia elétrica para o ano de 2014, incluindo o valor dos impostos e encargos pagos pelos consumidores finais.

A tarifa residencial média de 2014 é 17,5 cUSD/kWh, ou seja, pode se considerar que essa média ficou estável entre 2013 e 2014 (a média de 2013 foi de 17,3 cUSD/kWh). Em 2014, a média residencial se coloca entre a tarifa da Colômbia e da República Checa.

365 A partir de 2015, as contas de energia passaram a incluir o Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam o seguinte: (i) A bandeira verde sinaliza condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo. (ii) A bandeira amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de 2,5 cR$/kWh. (iii) A bandeira vermelha sinaliza condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de 5,5 cR$/kWh. O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional.

366 A Conta no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), criada pelo Decreto nº 8.221/2014, teve como finalidade lastrear a concessão de empréstimos bancários à CCEE destinados cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, no período de fevereiro a dezembro de 2014.

FIGURA 97: Tarifa residencial final de 2014 em cUSD/kWh[367]



De forma similar aos anos precedentes, a Argentina apresenta a tarifa mais baixa dessa seleção internacional, tendo uma tarifa de 4,3 cUSD/kWh em 2014. A tarifa real do país sul americano ficou praticamente estável entre 2013 e 2014.

Por outro lado, a tarifa residencial da Alemanha em 2014 permanece a mais cara da seleção internacional, com 40,4 cUSD/kWh, tendo uma reajuste real de 0,85% entre 2013 e 2014. Em 2014, pela primeira vez, os impostos e encargos representaram mais da metade da tarifa alemã. Os impostos e encargos aumentaram de 5,9% entre 2013 e 2014, o que pesou negativamente na conta final e contrabalançou a queda da tarifa sem impostos.

Por sua vez, o Brasil apresentou um forte aumento de tarifa, chegando a uma tarifa residencial de 19,4 cUSD/kWh em 2014. Entre 2013 e 2014, a tarifa nominal residencial brasileira registrou um aumento de 15%, aumento que foi compensado em parte pela inflação de 6,3% de 2014. Isso se deve principalmente ao aumento do custo da energia, cujo valor nominal subiu em torno de 42% entre 2012 e 2014, reflexo do despacho prolongado das usinas termelétricas. Cabe enfatizar que uma parte do aumento dos custos de energia foi diferido, sendo coberta por empréstimos: portanto este aumento de custos será amortizado pelos consumidores nos anos seguintes por meio das tarifas. A tarifa brasileira ficou no 16º lugar deste ranking internacional e ultrapassou a média internacional de 17,4 cUSD/kWh.

Já para o ano de 2015, a modelagem elaborada considera um aumento de 37,6% da tarifa residencial média, em comparação ao ano de 2014. Este resultado faz com que o país tenha a sexta maior tarifa residencial do painel internacional. O

367 As tarifas da China e da Índia calculadas neste gráfico correspondem às tarifas de 2013 e tarifa da Rússia corresponde à tarifa de 2012.

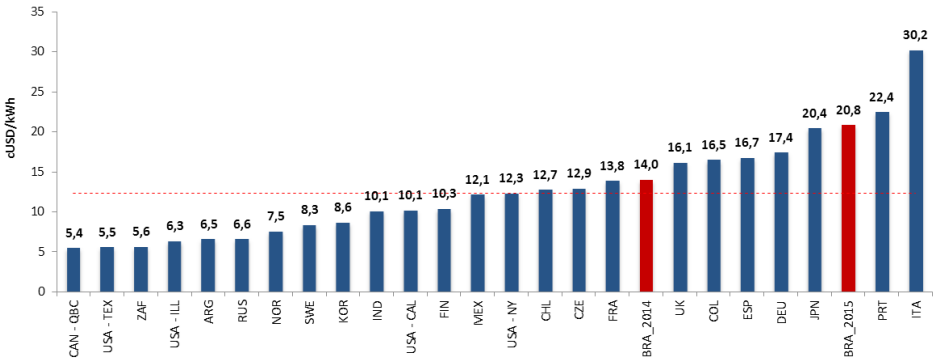
reajuste tarifário extraordinário representou um aumento de 20,1% por si só, enquanto a bandeira tarifária vermelha representa um aumento de 11,2% e a conta ACR 6,5%. Cabe lembrar que nesta estimativa não foram considerados os reajustes tarifários anuais de 2015.

2. COMPARAÇÃO DAS TARIFAS INDUSTRIAIS

Neste segundo item, o estudo concentra-se na comparação abrangente das tarifas industriais em 25 países[368]. O estudo apresenta a Figura 98, que apresenta o ranking das tarifas de energia elétrica para 2014, incluindo o valor dos impostos e encargos não recuperáveis a serem pagos pelos clientes industriais. Os impostos, que como o ICMS brasileiro são recuperáveis, não foram considerados na comparação[369].

A tarifa industrial média do grupo de países em 2014 é de 12,3 cUSD/kWh, se colocando entre a tarifa do México e do estado de Nova Iorque.

FIGURA 98: Tarifa industrial final de 2014 em cUSD/kWh



368 A tarifa industrial da China não foi encontrada; portanto este país não aparece nesta figura. As tarifas da Rússia e da Coreia correspondem às tarifas de 2012, enquanto a tarifa da Índia corresponde aos valores de 2013.

369 O ICMS e o PIS/Cofins são impostos recuperáveis no sentido de que uma indústria pode descontar os montantes de impostos embutidos na compra de insumos de seus fornecedores de seus impostos a pagar. Na Europa o IVA funciona da mesma maneira. Cabe ressaltar, para o caso do Brasil, que embora as indústrias tenham direito ao ressarcimento do ICMS e do PIS/Cofins, em algumas situações não é possível aproveitar todo o montante de créditos gerados, tornando os impostos na prática apenas parcialmente recuperáveis.

Em 2014, o estado de Quebec apresentou a tarifa industrial mais baixa da seleção internacional, com 5,4 cUSD/kWh. Por outro lado, a Itália possui a tarifa mais cara da lista, 30,2 cUSD/kWh, cerca de 8 vezes mais cara que a tarifa da Argentina. Esta tarifa elevada se explica principalmente pelo peso dos impostos e encargos não recuperáveis aplicados aos consumidores industriais, que representou 7,7 cUSD/kWh em 2014. Assim como o Japão, a Itália é muito dependente de importações.

Por sua vez, o Brasil apresentou uma tarifa de 14,0 cUSD/kWh[370] em 2014, ultrapassando a média internacional e ficando no 18° lugar nessa seleção. Entre 2013 e 2014, a tarifa nominal apresentou um aumento de 12%, mas a tarifa real subiu de apenas 5,3%, na medida em que a inflação brasileira superou 6% em 2014.

Em 2015, a tarifa industrial brasileira apresenta um aumento de 48,6% em comparação com a tarifa de 2014, fazendo com que o Brasil tenha a terceira tarifa de energia elétrica mais cara do mundo. Isso resulta em primeiro lugar do reajuste tarifário extraordinário, em torno de 24,2%, mas é também vinculado à aplicação da bandeira tarifária vermelha (sobre custo de 15,5%) e da conta ACR (sobre custo de 9%).

370 Cabe enfatizar que a tarifa industrial brasileira reflete apenas os dados divulgados na base do SAD. De acordo com as informações divulgadas pela base do regulador, o cálculo da tarifa industrial resulta da divisão da receita de fornecimento de energia elétrica com tributos pelo volume de energia consumido pelos clientes industriais.