

Energia Elétrica e Sustentabilidade 2

Jaqueline Oliveira Rezende
(Organizadora)



Atena
Editora

Ano 2018

JAQUELINE OLIVEIRA REZENDE

(Organizadora)

Energia Elétrica e Sustentabilidade

2

Atena Editora
2018

2018 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Geraldo Alves e Natália Sandrini

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)	
E56	Energia elétrica e sustentabilidade 2 [recurso eletrônico] / Organizadora Jaqueline Oliveira Rezende. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2018. – (Energia Elétrica e Sustentabilidade; v. 2) Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-85-85107-46-8 DOI 10.22533/at.ed.468180110 1. Desenvolvimento energético – Aspectos ambientais. 2. Desenvolvimento sustentável. 3. Energia elétrica. I. Rezende, Jaqueline Oliveira. CDD 338.4
Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422	

O conteúdo do livro e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2018

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

A sustentabilidade pode ser entendida como a capacidade de o ser humano utilizar os recursos naturais para satisfazer as suas necessidades sem comprometer esses recursos para atender as gerações futuras. Nesse contexto, a sustentabilidade está inter-relacionadas em diversos setores, sendo os principais o social, o ambiental e o econômico. Dessa forma, constitui um dos desafios da sociedade moderna o desenvolvimento sustentável que objetiva preservar o meio ambiente durante a realização de outras atividades.

A energia elétrica representa um dos principais pilares para o progresso econômico de uma nação e, conseqüentemente, para o atendimento de inúmeras necessidades da humanidade. Portanto, esse setor também tem se preocupado com a geração, a transmissão, a distribuição de energia elétrica e a construção de novos empreendimentos, como as usinas hidrelétricas, de maneira a preservar o meio ambiente. Logo, a Engenharia Elétrica tem apresentado significativas pesquisas e resultados de ações pautadas na sustentabilidade.

Neste ebook é possível notar que a relação da Engenharia Elétrica e a Sustentabilidade é de preocupação de diversos profissionais envolvidos nesse setor, sendo esses advindos da academia, das concessionárias de energia elétrica e do governo. Dessa forma, são apresentados trabalhos teóricos e resultados práticos de diferentes formas de aplicação da preservação do meio ambiente na engenharia elétrica.

Inicialmente são apresentados artigos que discorrem sobre o desenvolvimento sustentável e a sustentabilidade ambiental, custos ambientais em empreendimentos de geração de energia elétrica, recuperação ambiental, conservação da fauna, políticas administrativas e direcionamento de resíduos eletrônicos.

Em seguida, são descritos estudos sobre formas de geração de energia elétrica renováveis não convencionais, sendo apresentadas a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. Essas formas de geração contribuem para o desenvolvimento sustentável, uma vez que geram energia elétrica utilizando recursos naturais não finitos, o vento na geração eólica e o sol na geração fotovoltaica.

Além disso, neste exemplar são expostos artigos que contemplam diversas áreas da engenharia elétrica, como redes smart grids, sistema de proteção, operação remota de usinas hidrelétricas, inteligência computacional aplicada a usina termelétrica, transformadores de potência, linhas de transmissão, tarifa horária, lâmpadas led, prevenção de acidentes em redes de média tensão e eficiência energética.

Jaqueline Oliveira Rezende

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
PROSPECÇÃO DE PARQUES HIDROKINÉTICOS ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE PROJETOS NOS RIOS IGUAÇU E PARANÁ	
<i>Marcos Aurélio de Araujo</i>	
CAPÍTULO 2	10
TROCADOR DE CALOR – INOVAÇÃO NO AQUECIMENTO DE ÁGUA, FUNCIONAMENTO, RESULTADOS E COMPARAÇÃO COM TECNOLOGIAS SEMELHANTES	
<i>Odair Deters</i>	
<i>Paulo Valdocci Pereira</i>	
<i>Valério Monteiro</i>	
CAPÍTULO 3	23
SISTEMA ÓPTICO CWDM COMO PLATAFORMA DE MONITORAÇÃO DE ATIVOS E DE COMUNICAÇÃO DE DADOS PARA REDES SMART GRIDS	
<i>João Batista Rosolem</i>	
<i>Danilo César Dini</i>	
<i>Claudio Antonio Hortêncio</i>	
<i>Eduardo Ferreira da Costa</i>	
<i>Rivael Strobel Penze</i>	
<i>João Paulo Vicentini Fracarolli</i>	
<i>Carlos Alexandre Meireles Nascimento</i>	
<i>Vítor Faria Coelho</i>	
CAPÍTULO 4	37
PORTAL OPERACIONAL DE EQUIPAMENTOS ESPECIAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO - UMA FERRAMENTA PARA GESTÃO DA CONFORMIDADE E DA CONTINUIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	
<i>Rafael Cassiolato de Freitas</i>	
<i>Sadi Roberto Schiavon</i>	
CAPÍTULO 5	46
MODERNIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO DA USINA HIDRELÉTRICA DE SAMUEL	
<i>Davi Carvalho Moreira</i>	
<i>Daniel Simões Pires</i>	
<i>Danilo Gomes Matias</i>	
<i>Heleno Fülber</i>	
<i>Bruno Merlin</i>	
CAPÍTULO 6	62
OPERAÇÃO REMOTA DE USINAS PELO CENTRO DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DA ELETROBRAS ELETRONORTE	
<i>Davi Carvalho Moreira</i>	
<i>Daniel Simões Pires</i>	
<i>Danilo Gomes Matias</i>	
<i>Juliano Cortes de Souza</i>	
<i>Leonardo Siqueira Rodrigues</i>	
<i>Heleno Fülber</i>	
<i>Bruno Merlin</i>	
CAPÍTULO 7	70
ABORDAGEM DE INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL APLICADA PARA MODELAGEM PREDITIVA DE EMISSÕES DE NOX E CO DE UMA TURBINA A GÁS DE UMA USINA TERMELÉTRICA DE CICLO COMBINADO	
<i>Eduardo Massashi Yamao</i>	
<i>Juliano Pierezan</i>	

João Paulo Silva Gonçalves
Marcos Cesar Gritti
Luís Gustavo Tomal Ribas
Flávio Chiesa
Victor Manuel Lopes dos Santos
Marcos de Freitas
André da Silva Orlandi
Leandro dos Santos Coelho

CAPÍTULO 8 82

CONFIRMAÇÃO DA EFICÁCIA DO ENSAIO DE RESPOSTA DO DIELÉTRICO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E BUCHAS CAPACITIVAS COMO TÉCNICA DE MANUTENÇÃO PREDITIVA

Hugo Rafael Freitas Negrão
Fernando de Souza Brasil
Bárbara Medeiros Campos
Maria Emília de Lima Tostes
Jorge Augusto Siqueira Tostes
Paulo Roberto Moutinho de Vilhena

CAPÍTULO 9 96

A EXPERIÊNCIA DA ELETRONORTE NA IMPLANTAÇÃO DA ANÁLISE DE RESPOSTA EM FREQUÊNCIA PARA DIAGNÓSTICO DE REATORES E TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Vanessa de Cássia Viana Martins Beltrão

CAPÍTULO 10 113

ANÁLISE DE DESEMPENHO DA LINHA DE TRANSMISSÃO 230 KV DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE RONDÔNIA OPERANDO COM CABOS PARA-RAIOS ISOLADOS E ENERGIZADOS EM MÉDIA TENSÃO

José Ezequiel Ramos
Alexandre Piantini
Ary D'Ajuz
Valdemir Aparecido Pires
Paulo Roberto de Oliveira Borges

CAPÍTULO 11 126

ESTUDO DE APLICAÇÃO DO DISPOSITIVO SVC NA LINHA DE TRANSMISSÃO MESQUITA VIANA II

Alcebíades Rangel Bessa
Lucas Frizera Encarnação
Paulo José Mello Menegáz

CAPÍTULO 12 143

IMPLANTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEA 230KV CIRCUITO DUPLO DA COPEL

Márcio Tonetti
Ilmar da Silva Moreira
João Nelson Hoffmann

CAPÍTULO 13 153

TRANSMISSÃO DE ENERGIA SEM FIO: ESTUDO POR INDUÇÃO ELETROMAGNÉTICA E ACOPLAMENTO MAGNÉTICO RESSONANTE

Guilherme Hideki Shibukawa
Eric Eduardo Goveia Pandolfo
Ricardo Andreola
Emerson Charles Martins da Silva

CAPÍTULO 14 168

TARIFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL

Marcio Andrey Roselli
André Meister

Denis Perez Jannuzzi
Robson Kuhn Yatsu
André Veiga Gimenes
Miguel Edgar Morales Udaeta

CAPÍTULO 15..... 178

AVALIAÇÃO DAS LÂMPADAS LED NO MERCADO BRASILEIRO (ARTIGO APRESENTADO NO XXIV SNPTEE)

Alessandra da Costa Barbosa Pires de Souza
Maurício Barreto Lisboa
Willians Felipe de Oliveira Rosa

CAPÍTULO 16..... 185

AVALIAÇÃO DO MÉTODO INDEPENDENTE DE MEDIÇÃO DE PERTURBAÇÕES RADIADAS – ANEXO B DA CISPR 15 (ARTIGO APRESENTADO NO XXIV SNPTEE)

Alessandra da Costa Barbosa Pires de Souza
Maurício Barreto Lisboa
Willians Felipe de Oliveira Rosa

CAPÍTULO 17 193

PADRÕES DE QUALIDADE PARA SERVIÇOS DE PINTURA ANTICORROSIVA APLICADOS AO SETOR ELÉTRICO

Alberto Pires Ordine
Cristina da Costa Amorim
Marcos Martins de Sá
Elber Vidigal Bendinelli

CAPÍTULO 18..... 209

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO, PRODUTIVIDADE E CUSTOS DE TECNOLOGIAS DE PROTEÇÃO ANTICORROSIVA PARA ESTRUTURAS ENTERRADAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Cristina da Costa Amorim
Alberto Pires Ordine
Marcos Martins de Sá
Wendell Porto de Oliveira

CAPÍTULO 19..... 221

ANÁLISE DE QUASE-ACIDENTES, OCORRIDOS NA ATIVIDADE DE MANUTENÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO, COMO MEIO EFICAZ E PROATIVO NA PREVENÇÃO DE ACIDENTES

Cristiano José Gober
Cresencio Silvio Segura Salas

CAPÍTULO 20..... 235

PORTAL R3E COMO FERRAMENTA INDUTORA E DISSEMINADORA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES

Clara Ovídio de Medeiros Rodrigues
Marcelo Bezerra de Melo Tinoco
Aldomar Pedrini
Edison Alves Portela Junior
João Queiroz Krause
Marco Aurélio Ribeiro Gonçalves Moreira
Fernando Pinto Dias Perrone

CAPÍTULO 21..... 246

HIERARQUIA DAS NECESSIDADES E RESILIÊNCIA NO PAGAMENTO DE SERVIÇOS PÚBLICOS UTILIZADOS: UM ESTUDO DE CASO VOLTADO A ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL

Ana Lúcia Rodrigues da Silva
Fernando Amaral de Almeida Prado Jr.
Carolina Rodrigues de Almeida Prado

CAPÍTULO 22 258

PROJETO PILOTO PARCELAMENTO PRÓ-ATIVO DE DÉBITOS DE IRREGULARIDADE

Diego Rivera Mendes

Julio Eloi Hofer

Rafael Luís de Avila

CAPÍTULO 23 267

MODELAGEM ESTRATÉGICA PARA A CARACTERIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ANTECIPAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CLIENTE PARA A MELHORIA OPERACIONAL E DE SERVIÇOS

Carlos Alberto Fróes Lima

Anderson Diego Machiaveli

Luciano E. A. Peres

Tales Neves Anarelli

SOBRE A ORGANIZADORA 287

TARIFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL

Marcio Andrey Roselli

Agência Nacional de Energia Elétrica
Brasília – DF

André Meister

Agência Nacional de Energia Elétrica
Brasília – DF

Denis Perez Jannuzzi

Agência Nacional de Energia Elétrica
Brasília – DF

Robson Kuhn Yatsu

Agência Nacional de Energia Elétrica
Brasília – DF

André Veiga Gimenes

Universidade de São Paulo
São Paulo – SP

Miguel Edgar Morales Udaeta

Universidade de São Paulo
São Paulo – SP

RESUMO: O estudo se baseia na avaliação dos custos horários dos sistemas de transmissão, utilizando metodologia inspirada na estrutura tarifária horizontal dos sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo a aprimorar a forma de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST. O produto final é a definição das tarifas por postos tarifários, obedecendo a necessidade da arrecadação da receita requerida para a concessionária de transmissão, com a obtenção do custo por

posto tarifário e o diagnóstico da relação entre as tarifas ponta e fora ponta. Dessa forma, busca-se definir uma melhor alocação dos custos entre os postos tarifários.

O estudo torna-se relevante, considerando a migração de consumidores das redes de distribuição para a Rede Básica, e sobremaneira o aumento previsto para o custo das redes de transmissão.

Na análise dos resultados, deve-se considerar que a carga das distribuidoras possui restrita liberdade para resposta ao sinal tarifário horário, uma vez que o custo de transmissão irá compor a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) juntamente com as demais componentes tarifárias, como a rede de distribuição, encargos setoriais, perdas. Soma-se a isso na percepção final do consumidor o custo da energia.

O resultado do trabalho demonstra que a demanda do segmento consumo se mostra inelástica às variações de preço do uso do sistema de transmissão e que o método proposto pode promover uma alocação de custos mais eficiente, aderente àquela empregada no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Tarifas Horárias, Contratação de Demanda, Transmissão.

ABSTRACT: The study is based on the

evaluation of transmission system hourly costs, inspired on the horizontal tariff structure methodology of distribution systems, in order to improve the method of calculation for the transmission tariff. The final product is a time-of-use tariff, that meets the revenue required for transmission companies, obtaining the cost per time-of-use and the diagnosis of the relationship between the peak load price and off-peak load price. Thus, it is defined a better allocation of costs in time.

The study becomes relevant, considering consumers migration from distribution to transmission system and especially by the expected increase in the cost of transmission networks.

In result analysis, it is considered that the distribution loads have restricted freedom to respond a hourly rate signal, since the cost of transmission will comprise the distribution tariff added by other tariff components, such as distribution network, taxes, losses. The consumer perception still includes the energy cost.

The results show that the demand of the consumption segment is inelastic to price variations of the transmission system and that the methodology proposed can induce a more efficient costs allocation, adherent to the one employed in distribution tariff.

KEYWORDS: Hourly Rates, Demand Contracts, Transmission.

1 | INTRODUÇÃO

Um dos problemas atuais na sinalização de custos é a chamada convergência tarifária entre os ambientes de distribuição e de transmissão. O modelo de cálculo tarifário da distribuição difere conceitualmente do modelo da transmissão. Enquanto na transmissão o modelo segue o conceito de tarifas locacionais, com preço definido por ponto de conexão, o sistema de distribuição preza por critérios de isonomia tarifária e de sinal de preço horário. A divergência conceitual provoca distorções, muitas vezes sanadas por critérios ad hoc, se distanciando do ótimo global do sinal de preço.

Existe uma discussão sobre o porquê de tais sistemas não terem tarifas convergentes, ou seja, por que não conduzem a um resultado similar de modo a garantir que os custos de conexão sejam aqueles que determinem o ponto de conexão (ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI, 2009). Nesse sentido, usuários vêm optando por efetuar migrações do ambiente de distribuição para o de transmissão com base nas tarifas praticadas. Muitas vezes com significativos investimentos com a nova conexão e, ainda, resultando em ociosidade de ativos de uso comum nas redes em que anteriormente se conectavam, com custo alocado aos demais usuários de rede.

As metodologias dos segmentos de distribuição e transmissão tratam o problema de modo independente, obtendo resultados diferentes. Ainda, como complicador há a não padronização nos regimes de regulação econômica: *price cap* na distribuição e *revenue cap* na transmissão. No que tange a alocação de custos, denominada de estrutura vertical, para a transmissão adota-se o método locacional, construído com base em um fluxo de potência linear utilizando um cenário de simulação atualizado a

cada ano; ainda, efetuando um despacho proporcional, dentro do submercado, para atender a carga determinada por contratos e considerando um fator de correção do custo com base na relação de fluxo calculado sob capacidade nominal (ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI, 2009). Para o ambiente de distribuição o método preza pela isonomia tarifária, com tarifas independentes do posicionamento geográfico ou custos regionalizados dos sistemas de distribuição, baseados em agrupamentos tarifários definidos por níveis de tensão.

Os custos da transmissão, tais como Rede Básica, fronteira, conexão, possuem sinal locacional que, ao serem repassados para a parcela A da distribuição os custos são rateados de forma isonômica, perdendo o sinal locacional na distribuição. Isto conduz a um desvio especialmente para usuários atendidos em alta tensão, onde os custos de transmissão são mais sensíveis. Na prática, em casos em que os custos de conexão à Rede Básica (locacional) são menores que os custos da distribuição (isonomia), há forte incentivo para a migração.

Outro ponto de destaque é a estrutura horizontal, na qual os custos por período de tempo são definidos, de modo a sinalizar os custos das redes no tempo. Para a distribuição são utilizadas informações do comportamento dos consumidores por meio de curvas de carga e de redes, considerando a teoria marginalista, enquanto que a transmissão adota critério *ad hoc*, desassociada do comportamento das cargas do sistema interligado nacional ou do estado das redes ao longo do tempo.

2 | PEAK LOAD PRICING

Na definição de tarifas das redes, a base conceitual adotada é a de que a sociedade é mais bem servida quando os preços praticados refletem os custos incorridos (STEINER, 1957, p. 572). É possível demonstrar que para uma rede radial hipotética o preço do período de ponta T_p e preço do período fora de ponta T_{FP} de certa rede radial, que maximiza o benefício social, é dado por:

$$T_p = \frac{\partial C_c(d_p)}{\partial d_p} + \frac{\partial C_{OM}(d_p)}{\partial d_p} \quad (1)$$

$$T_{FP} = \frac{\partial C_{OM}(d_p)}{\partial d_p} \quad (2)$$

Onde d_p é a demanda que reflete o contrato na ponta; C_c o custo de capacidade; e $C_{O\&M}$ é o custo de Operação e Manutenção da rede.

O preço no período de ponta do sistema deve ser igual ao custo marginal de capacidade mais o custo marginal de operação e manutenção, enquanto que no período fora de ponta os custos devem ser iguais aos custos marginais de operação e manutenção. Avaliando as equações depende-se que independente do período a ser

considerado, as tarifas devem refletir os custos marginais de operação e manutenção, adicionados os custos marginais de capacidade no período de ponta.

3 | TARIFA DE TRANSMISSÃO E CONTRATAÇÃO DO USO DA REDE

A Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST. Para o segmento de consumo, a TUST é definida para dois postos tarifários: ponta e fora ponta, enquanto que para o segmento geração não são definidos postos tarifários, sendo aplicada a um único montante de uso (MUST) contratado.

Anteriormente à Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, o cálculo da TUST do segmento consumo, atendido diretamente pela Rede Básica, era apurado somente para o posto tarifário ponta, não sendo tarifado para o posto fora ponta. Contudo, foi observado que existiam casos em que o consumidor modulava a carga, utilizando a quase totalidade da energia no posto fora ponta, resultando em faturas com valores reduzidos.

Atualmente, no caso do segmento consumo, atendido por redes de distribuição, os postos tarifários são definidos: para o posto ponta, três horas consecutivas nos dias úteis, e o posto fora ponta, as 21 horas restantes destes dias, sendo que os finais de semana e feriados nacionais as 24 horas do dia são consideradas como fora ponta. Além disso o posto pode se deslocar em uma hora durante a vigência da hora de verão, a critério da distribuidora. Apesar de ser caracterizado por tarifas horárias um ponto notável é a equidade tarifária na distribuição, onde as tarifas não obedecem a lógica locacional.

Para as unidades consumidoras na distribuição, os postos são definidos pela própria distribuidora, em seu processo de revisão tarifária periódica. Já as unidades consumidoras atendidas diretamente pela Rede Básica devem observar os postos tarifários da distribuidora que atende o local de sua conexão.

Inicialmente pode-se observar que os postos tarifários não são coincidentes, o que traz uma imprecisão na alocação dos custos de atendimentos das demandas máximas. Assim, um dos produtos do presente estudo é o diagnóstico da não coincidência dos postos tarifários, mensurando o desvio acrescentado na definição da tarifa locacional.

A metodologia locacional nodal atualmente empregada no cálculo tem como premissa um cálculo baseado nas demandas máximas contratadas da carga e do despacho proporcional da geração existente, para garantir o atendimento da carga por submercado. Este cálculo é feito para os dois postos tarifários.

Neste processo, simplificada e considera-se as demandas coincidentes para cada posto tarifário. Contudo, sabe-se que estas cargas não são coincidentes, sobremaneira se observarmos um período de 21 horas, duração do posto fora ponta.

Desta forma, o processo ideal seria observar, numa referência horária o

comportamento da carga, apurando o custo horário para cada barra do sistema, ainda segundo a premissa do despacho proporcional das gerações. O cálculo horário permite uma acurácia maior na alocação e sinalização dos custos de transmissão diante das mudanças que podem ocorrer no comportamento da carga.

O método de alocação de custos de transmissão deve observar: sua facilidade de entendimento, habilidade de refletir mudanças no sistema ao longo do tempo, estabilidade das tarifas resultante do método de alocação e incentivos para geração e carga se posicionarem em ponto de menor custo global. Dentre os métodos estudados tem-se aqueles que traduzem comportamentos médios ou métodos marginais e incrementais. Como exemplos podem-se citar métodos segundo: a energia consumida ou gerada, o pico de demanda, o fluxo nas instalações ou métricas monetárias. Os métodos elencados podem ser trabalhados em conjunto.

A Lei nº 9.427/1996 estabelece que na definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão deve-se utilizar sinal locacional visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema. Assim, a Receita Anual Permitida das transmissoras é rateada para os usuários da Rede Básica segundo um critério que observa a localização do agente na rede elétrica.

A metodologia atualmente utilizada é a Nodal, segundo a qual a tarifa do agente é baseada no fluxo na rede e no pico de demanda dos usuários. Assim, o agente que se localizar em ponto da rede que sinalize sua expansão e, portanto, aumento dos custos da Rede Básica, terá sua tarifa majorada. De outro modo, aquele agente que contribua para diminuição do uso da rede perceberá uma tarifa menor. Como resultado carga e geradores possuem sinalização tarifária contrária. Um gerador terá incentivo tarifário para se localizar em região de muita carga e um novo consumidor terá menor tarifa caso se instale em região com muita injeção de potência.

A demanda das cargas é modelada segundo o critério de contratação da Rede Básica definido em regulamento da ANEEL. Dessa forma, a tarifa é calculada conforme a potência contratada, porém o faturamento é realizado mediante a verificação do maior valor entre o medido e o contratado.

Historicamente, desde 1999, a tarifa das unidades consumidoras era calculada considerando valor nulo para uso dos sistemas de transmissão no horário fora de ponta. Naquela época as tarifas eram aplicadas anualmente para cada unidade da federação. Somente a partir de 2004 é que as tarifas passam a ser calculadas individualmente para cada agente conectado à Rede Básica. O valor nulo da tarifa para o horário fora de ponta permaneceu até 2010, quando os agentes passaram a contratar e pagar pelo uso da rede nos horários de ponta e fora de ponta. Observou-se à época que os valores contratados no segmento consumo apresentavam pequena variação entre os postos tarifário, e que poucos eram os consumidores que realmente modulavam sua carga. A alteração foi realizada para incentivar um uso mais racional das redes de transmissão, de forma a minimizar os custos de expansão.

3.1 Estudo de Estrutura Tarifária para a Transmissão

A estrutura tarifária das redes, é subdividida em estrutura vertical, na qual é realizada a alocação das receitas de forma proporcional aos custos marginais de cada subsistema por nível de tensão, e estrutura horizontal, em que as receitas do nível são alocadas nos diversos postos tarifários, ao longo do tempo, em função da distribuição temporal dos custos marginais (ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI, 2009).

Uma forma de sinalizar os custos de expansão como proposto por Andrey-Roselli e Tomaselli (2008) é a aplicação da probabilidade de a rede estar em estado de máxima em determinado período de tempo. Dessa forma, para períodos em que a rede não apresenta incidências de máximas, o uso da carga não demandaria expansão nas redes. Para o caso das redes de transmissão a incidência de pontas, ou períodos de máxima demonstra que a ponta do sistema nacional interligado ocorre sobremaneira entre as 14 horas e 22h, podendo haver alterações a depender do subsistema.

Uma questão fundamental para a definição da relação de preços entre ponta e forma de ponta é o período a ser considerado como horário de ponta, pois os custos estão associados ao período de uso do sistema.

Dessa forma, pode-se calcular a probabilidade de a rede estar em estado de máxima, ou de outra forma, o percentual de redes incrementais que são ultrapassadas em uma determinada hora. Contudo, a probabilidade deve ser condicional: os investimentos devem ser realizados no máximo uma única vez no período. Assim:

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A \cap B)}{P_h(B)} \quad (3)$$

Onde A é o estado de máxima na hora h e B é o evento de investir no máximo uma única vez no período de análise. Assim, é possível demonstrar que:

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A) \times \prod_{t=1/t \neq h}^{24} (1 - P_t)}{\sum_{h=1}^{24} P_h(A) \times \prod_{t=1/t \neq h}^{24} (1 - P_t)} \quad (4)$$

Ou seja, o numerador representa a probabilidade de se investir em um posto horário h e não investir nos postos horários restantes, que por sua vez deve ser normalizado (denominador). A Figura 1 apresenta a probabilidade condicional de ultrapassagem para cada hora.

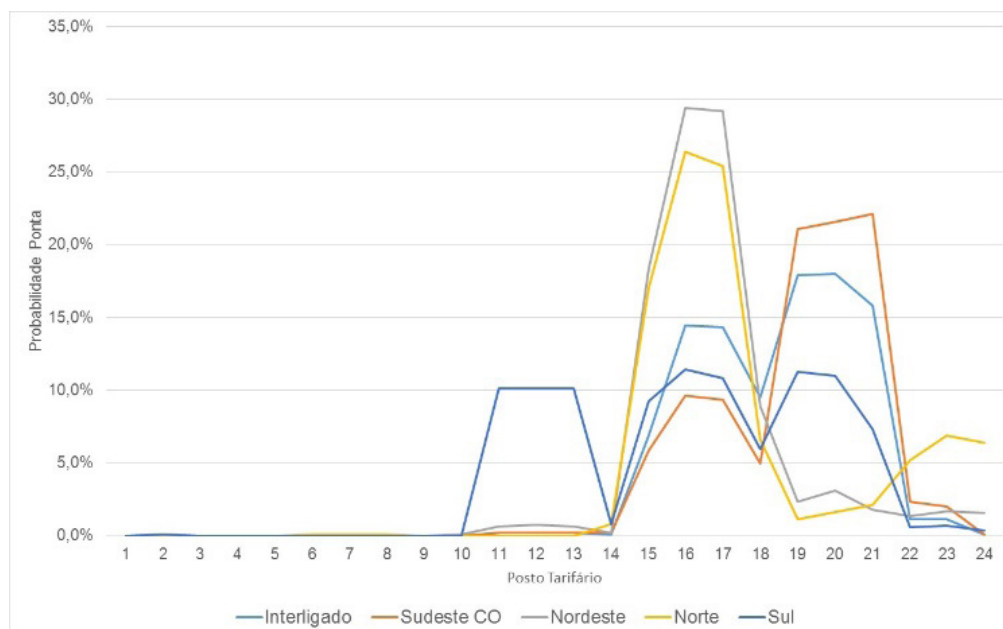


Figura 1 – Probabilidade de Ponta nos Subsistemas (ONS, 2014)

Os postos de ponta para cada submercado foi selecionado de modo a cobrir a máxima de cada região. A Tabela 1 apresenta as relações entre custos ponta fora de ponta, bem como os respectivos horários de ponta conforme expressão 4.

Subsistema	Relação custos ponta e fora de ponta	Horário
Sudeste Centro Oeste	2,31	17h às 20h
Sul	2,19	10h as 17h
Norte	3,08	14h 17h
Nordeste	2,08	15h 17h

Tabela 1 – Relações Ponta e Fora de Ponta

Os períodos de ponta foram definidos de modo a adequar os períodos de ponta das redes de cada submercado, seguindo as respectivas curvas de carga agregadas. Em específico, para o submercado Sul foi definido um período de ponta de 8 horas, aderente a grande variabilidade dos perfis de carga da região.

De posse das relações ponta e forma de ponta e das receitas, conforme metodologia atual (ANEEL, 2011), as tarifas podem ser definidas pelas equações 5 e 6.

$$T_{FP}^i = \frac{R_i}{D_{FP} + F_s \cdot D_p} \quad (5)$$

$$T_p^i = T_{FP}^i \cdot F_s \quad (6)$$

Onde T_p^i é a tarifa no posto de ponta para a barra i ; T_{FP}^i é a tarifa no posto fora ponta para a barra i ; R_i é a receita final a ser recuperada, considerando a parcela de ajuste

aditivo; é a demanda contratada para o posto fora de ponta; é a demanda contratada para o posto de ponta; e F é o fator que representa a relação entre ponta e fora de ponta do submercado s , tal como disposto na Tabela 1.

A partir dos dados do ciclo tarifário 2016-2017, foram calculadas as tarifas médias para cada subsistema, considerando (i) as relações ponta e fora ponta atuais e em estudo; e (ii) que a receita de cada subsistema equivale ao produto da receita total pelo percentual de carga de cada região. Os resultados estão dispostos na Tabela 2.

Subsistema	Ciclo 2016-2017		Estudo em análise	
	TUST-P média	TUST-FP média	TUST-P média	TUST-FP média
Sudeste Centro Oeste	1,542	1,542	2,173	0,941
Sul	1,484	1,484	2,085	0,952
Norte	1,504	1,504	2,329	0,756
Nordeste	1,557	1,557	2,114	1,017

Tabela 2 – Tarifas médias Ponta e Fora de Ponta (R\$/kW)

Cumprir destacar que as relações ponta e fora de ponta podem ser calculadas em áreas com menor granularidade, considerando características regionais de carga e uso da rede, ou ainda, a sazonalidade das cargas, segregando em períodos de verão e fora do período de verão.

3.2 Resposta ao Preço

O ano de 2011 foi um divisor na forma de faturamento da demanda dos consumidores, quando se passou de uma cobrança somente no horário de ponta para cobrança nos horários de ponta e fora de ponta. A alteração foi realizada por meio de uma transição em 3 anos de forma a evitar grandes flutuações na contratação e no pagamento dos encargos de uso. Essa alteração permite verificar a resposta dos consumidores à variação do preço conforme pode ser visto nas Figuras 2 e 3.

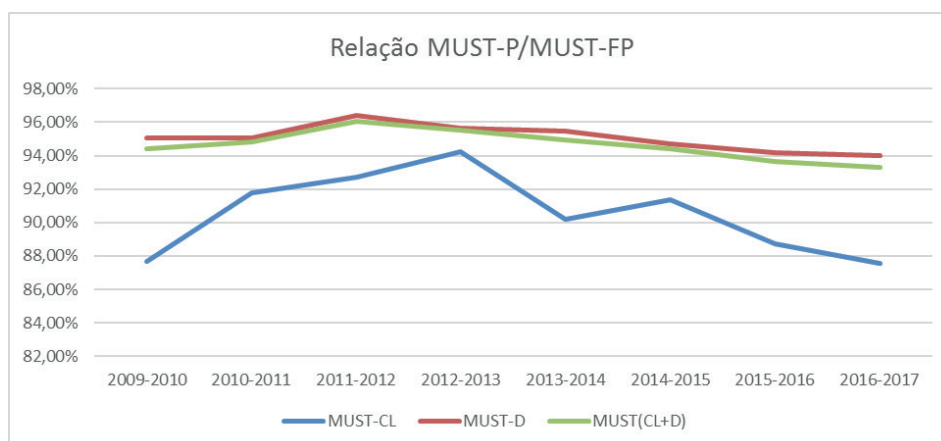


Figura 2 – Relação MUST-P/MUST-FP do segmento consumo

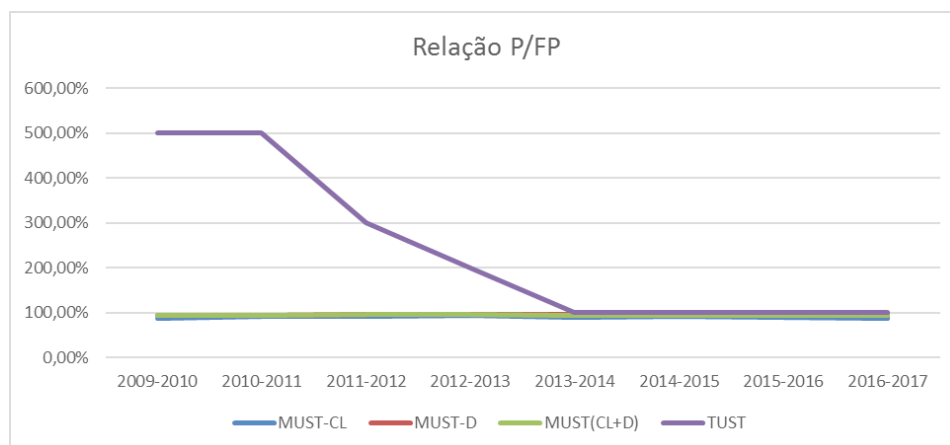


Figura 3 – Comparação das relações MUST-P/MUST-FP e TUST-P/TUST-FP do segmento consumo

A relação TUST-P/TUST-FP dos ciclos 2009-2010 e 2010-2011 foi definida em 500% em função da escala do gráfico, porém é infinita pois as TUST-FP nestes ciclos é zero.

Verifica-se de uma forma geral que não houve um movimento na contratação dos consumidores que evidencie elasticidade em relação ao preço definido, entre os ciclos 2009-2010 e 2016-2017. Em parte, isso é explicado porque muitos dos consumidores livres possuem processos que demandam uma contratação fixa ao longo do dia, o que pode ser verificado nos valores contratados. Para o caso das distribuidoras, onde se tem uma maior variabilidade dos processos industriais, também foi verificada pouca alteração no perfil de contratação. Depreende-se, portanto, que a sinalização de preços, embora expressiva, não foi suficiente para alterar o perfil de contratação do segmento consumo.

4 | CONCLUSÃO

O trabalho apresentou análise da alteração da precificação do uso da rede de transmissão nos horários de ponta e fora de ponta. Observa-se que a contratação da carga de consumidores livres e concessionárias de distribuição se mostra inelástica à variação de preço.

No entanto, é possível estudar novas formas de precificação do uso da rede de forma a alocar custos de forma mais eficientes, mesmo que não induzam resposta do segmento consumo. O estudo apresentou uma forma de alocação de custos entre postos tarifários que segue princípios da teoria marginalista, aderente a metodologia atualmente empregada no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica.

A alteração dos períodos de ponta, incorporando as características de carga do submercado a amplitude dos postos, pode promover uma alocação de custos mais eficiente.

REFERÊNCIAS

ANDREY-ROSELLI, M.; TOMASELLI, L. C. **Tarifas Zonais dos Sistemas de Distribuição**. In: SEPEF 2008, 2008, São Paulo - SP. SEPEF 2008.

ANDREY-ROSELLI, M.; TOMASELLI, L. C. **Modelo de Cálculo de Custos Marginais de Capacidade dos Sistemas de Distribuição Considerando os Custos de Transmissão**. In: SNPTEE, Olinda. SNPTEE 2009.

ANEEL. **Programa Nodal: Manual do Usuário**. Maio de 2011. Obtido no site http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_Nodal_v45.pdf, acesso em 24/03/2017.

BOITEUX, Marcel. **Peak Loading Price**. Traduzido por H. W. Izzard. The Journal of Business, Chicago, volume 33, número 2, p. 157-179, 1960.

DNAEE/MME. **Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação**. Brasília, 1985.

EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L.; DELGADO, M. A. P. **A Estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

ONS. **Dados Reunião técnica Horário de Ponta**. Realizada em 19/02/2014.

STEINER, P. O., 1957, **Peak Loads and Efficient Pricing**, Quarterly Journal of Economics, 71, pp. 572-587.

SOBRE A ORGANIZADORA

Jaqueline Oliveira Rezende Possui graduação em Engenharia Elétrica, com certificado de estudos em Engenharia de Sistemas de Energia Elétrica e mestrado em Engenharia Elétrica, ambos pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Atualmente é aluna de doutorado em Engenharia Elétrica, no Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos, pela Universidade Federal de Uberlândia. Atuou como professora nos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação. Tem realizado pesquisas em Sistemas de Energia Elétrica, dedicando-se principalmente às seguintes áreas: Energia Solar Fotovoltaica; Curvas Características de Painéis Fotovoltaicos; Dinâmica de Sistemas Elétricos; Geração Distribuída; Simulação Computacional; Algoritmo Genético.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-85107-46-8

