



CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

LUIZ AUGUSTO SILVA MOURA

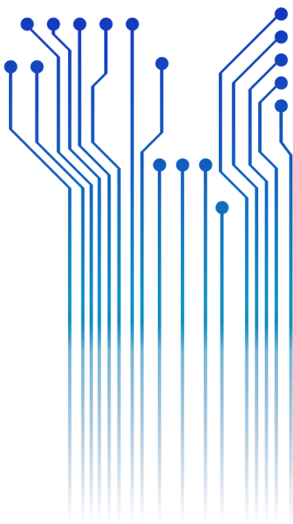


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
ANÁLISE E COMPOSIÇÃO DA TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E AVALIAÇÃO DA
IMPLEMENTAÇÃO DA TARIFA BRANCA



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2018

LUIZ AUGUSTO SILVA MOURA

ANÁLISE E COMPOSIÇÃO DA TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E AVALIAÇÃO DA
IMPLEMENTAÇÃO DA TARIFA BRANCA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador:

Professor Leima de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, 2018

LUIZ AUGUSTO SILVA MOURA

ANÁLISE E COMPOSIÇÃO DA TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E AVALIAÇÃO DA
IMPLEMENTAÇÃO DA TARIFA BRANCA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho aos meus pais, que sempre me apoiaram e acreditaram em mim, me dando todo o suporte necessário para a realização desse sonho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre ter me iluminado e por ter me dado forças para seguir em frente durante todos esses anos de curso.

Agradeço a toda minha família, em especial ao meus pais Augusto e Helena e minha irmã Vitória, por todo o apoio e esforço feito para garantir meu bem estar durante todo o tempo de graduação em que eu estive longe de casa, sem eles nada disso seria possível.

Agradeço imensamente ao meu tio Paulo e sua esposa Jeane, pelo apoio, suporte e acolhimento durante esses anos, com certeza foram essenciais em minha formação.

Agradeço aos meus amigos de longa data, Ana Ariella, Guilherme Cordeiro e Luiz Henrique, que mesmo distante, sempre se mostraram presentes e estiveram ao meu lado.

Agradeço a todos os amigos que fiz em Campina Grande, especialmente Fernando Flávio, Renato Deininger, Luiz Fernando, Giovana Navarrete, Felipe Aurélio, Luan Castro, Nathalia Ferreira, Suzane Souza, Aline Daniele e aos demais, por todos os momentos de descontração, conversas, momentos de estudo, facilitando todo esse caminho até aqui.

Agradeço ao meu professor e orientador, Leimar de Oliveira, pela paciência e disponibilidade para trabalharmos juntos e executarmos esse trabalho.

Enfim, agradeço a todos que, diretamente ou indiretamente, contribuíram para a realização desse sonho.

RESUMO

É de grande importância compreender a estrutura tarifária e como esses valores são designados nas notas fiscais de energia elétrica. Essa compreensão é um parâmetro importante para a tomada correta de decisões em projetos envolvendo conservação e eficiência energética. Este trabalho se desenvolve mostrando detalhadamente como é composta as tarifas nas notas fiscais de energia elétrica. Esse esclarecimento tarifário leva a um melhor uso da energia para ambos os lados, cliente e fornecedor. Dentre as opções de tarifa que foram mostradas durante o trabalho, foi feita uma análise da nova modalidade de tarifa horo-sazonal, a tarifa branca - uma nova opção que sinaliza, aos consumidores em baixa tensão, a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo -, avaliando como funciona essa tarifa, tentando avaliar vantagens e desvantagens da adesão da mesma.

Palavras-chave: Tarifas, Notas Fiscais, Energia Elétrica, Consumidores, Tarifa Branca.

ABSTRACT

It is of great importance to understand the tariff structure and how these values are designated in the electric energy bills. This understanding is an important parameter for the correct decision-making in projects involving conservation and energy efficiency. This work is developed showing in detail how the tariffs in electric energy bills are composed. This tariff clarification leads to better use of energy for both the customer and the supplier. Among the tariff options that were shown during the work, an analysis was made of the new mode of horo-seasonal tariff, the white tariff - a new option that signals to consumers in low voltage, the variation of the value of energy according to the day and the consumption schedule -, evaluating how this tariff works, trying to evaluate the advantages and disadvantages of its adherence.

Keywords: Tariffs, Taxes, Electric Energy, Consumers, White Tariff.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Consumo de Energia Baseado nas Demandas.	27
Figura 2 – Composição do Valor da Energia Elétrica	30
Figura 3 – Porcentagem de cada parcela que compõe a fatura de energia	31
Figura 4 – Simulação de perfis de consumo (consumidor residencial).....	50
Figura 5 – Simulação de perfis de consumo (consumidor residencial).....	51
Figura 6 – Simulação de perfis de consumo (consumidor rural).....	52
Figura 7 – Simulação de perfis de consumo (consumidor rural).....	53
Figura 8 – Simulação de perfis de consumo (consumidor comercial)	54
Figura 9 – Simulação de perfis de consumo (consumidor comercial)	55
Figura 10 – Simulação de perfis de consumo (consumidor industrial).....	56
Figura 11 – Simulação de perfis de consumo (consumidor industrial).....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade Geradora (atual e projeção) interligada ao SIN	22
Tabela 2 – Extensão de redes de transmissão (atual e projeção) do SIN.	22

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRC	Conta Resultados a Compensar
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
MME	Ministério das Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional de Sistemas Elétricos
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programas de Integração Social
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Proinfa	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RAG	Receita Anual de Geração
RAP	Receita Anual Permitida

REN	Resolução Normativa
RGR	Reserva Global de Reversão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
THS	Tarifa Horo-Sazonal
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	Introdução.....	14
1.1	Objetivo	15
1.2	Estrutura do Trabalho	15
2	Histórico Tarifário	17
2.1	Histórico Tarifário Brasileiro.....	17
3	Setor Energético	21
3.1	Setor Energético Brasileiro	21
3.2	Sistema Elétrico de Potência.....	23
3.2.1	Subsistemas	23
3.2.2	Classes	23
3.2.2.1	Grupo A.....	25
3.2.2.2	Grupo B.....	25
4	Conceitos e Definições	26
4.1	Energia Elétrica.....	26
4.1.1	Energia Elétrica Ativa:	26
4.1.2	Energia Elétrica Reativa:	26
4.2	Fatura	26
4.3	Demanda	27
4.3.1	Demanda Máxima:	27
4.3.2	Demanda Média:.....	27
4.3.3	Demanda Medida:.....	27
4.3.4	Demanda Contratada:	28
4.3.5	Demanda Faturável:.....	28
4.4	Postos Tarifários	28
4.4.1	Horário de Ponta:.....	28
4.4.2	Horário Fora de Ponta:	28
4.4.3	Horário Intermediário:	29
4.5	Períodos Seco e Úmido	29
4.5.1	Período Seco:.....	29
4.5.2	Período Úmido:	29
4.6	Consumidor.....	29
5	Composição Tarifária	30
5.1	Parcela A.....	31
5.2	Parcela B	32
5.3	Tributos.....	32
5.3.1	Tributos Federais	32
5.3.2	Tributos Estaduais	33

5.3.3	Tributos Municipais.....	33
6	Enquadramento Tarifário.....	34
6.1	Tarifa Convencional.....	34
6.1.1	Convencional Binomia:	34
6.1.2	Convencional Monomia:	34
6.2	Tarifa Horo-sazonal	34
6.2.1	Tarifa Azul.....	35
6.2.2	Tarifa Verde.....	35
6.2.3	Tarifa Branca	35
6.3	Critérios de Enquadramento.....	35
7	Custo Energéticos.....	36
7.1	Custo de Geração	36
7.2	Custo de Transmissão	37
7.3	Custo de Distribuição.....	38
7.3.1	Custo de Aquisição	38
7.3.2	Custo de Transporte.....	39
7.3.3	Encargos Setoriais	39
7.3.4	Base de Remuneração.....	40
7.3.5	Cota de Depreciação.....	40
7.3.6	Custo de Capital Regulatório.....	41
7.3.7	Custos Operacionais	41
7.3.8	Perdas de Energia	41
7.3.9	Receitas Irrecuperáveis.....	42
7.3.10	Outras Receitas.....	42
8	Faturamento.....	44
8.1	Faturamento do Grupo B	44
8.2	Faturamento do Grupo A	45
8.2.1	Tarifa Convencional	45
8.2.2	Tarifa Horo-sazonal Verde	46
8.2.3	Tarifa Horo-sazonal Azul	47
9	Tarifa Branca.....	49
9.1	Decisão de Adesão.....	49
9.1.1	Comparação Entre Perfis de Consumo	50
9.1.2	Avaliações Sobre Adesão	58
9.1.3	Considerações Sobre Adesão.....	58
10	Conclusão.....	60
	Referências	61

1 INTRODUÇÃO

A iniciativa por tomar medidas de otimização e eficiência energéticas dificilmente são tomadas por seus consumidores devido aos elevados custos nos serviços de fornecimento de energia elétrica. As faturas mostram a quantia a ser paga pelo serviço prestado pelas concessionárias que fornecem a energia.

Logo, é de grande importância compreender a estrutura tarifária e como esses valores são definidos, calculados e expressos nas notas fiscais de energia elétrica. Uma correta compreensão destas tarifas vem a ser um parâmetro importante para a tomada correta de decisões em projetos envolvendo conservação e eficiência energética. A conta de energia é síntese dos parâmetros de consumo, refletidas da forma de como está se utilizando a mesma. Uma análise dos elementos desta estrutura que compõe esta tarifa, seja ela convencional ou horo-sazonal, é indispensável para se avaliar se está existindo um uso adequado dessa energia.

O sistema tarifário de energia elétrica é uma junção de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer um valor monetário para a eletricidade entre diferentes classes e subclasses de unidades consumidoras. O órgão regulamentador do sistema tarifário vigente é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia - MME.

Dentre as opções de tarifárias ofertadas ao consumidor, temos a tarifa branca. É uma nova opção horo-sazonal, que será oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (residências e pequenos comércios, por exemplo), que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Desde 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país foram obrigadas a atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

1.1 OBJETIVO

Este trabalho tem por finalidade mostrar detalhadamente como é composta as tarifas nas notas fiscais das contas de energia elétrica. Com base nesse esclarecimento tarifário, é provável um melhor uso da energia por parte do cliente e uma melhoria no fornecimento por parte da concessionária. Além do detalhamento tarifário, será feita uma análise da nova modalidade de tarifa horo-sazonal, a tarifa branca. Também, mostrar o porquê dessa nova tarifa estar sendo oferecida, para quais grupos consumidores será ofertada e especificar as principais vantagens e desvantagens para a adesão da mesma.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura deste trabalho apresenta a seguinte distribuição de capítulos:

O Capítulo 1 é introdutório, faz uma breve contextualização sobre a tarifação, define os objetivos da trabalho desenvolvido e, a estrutura em que os capítulos estão dispostos.

O Capítulo 2 traz um pouco do histórico tarifário energético brasileiro, desde o início do século XX até aos dias presentes.

O Capítulo 3 apresenta o setor energético brasileiro, apontando como o mesmo é dividido, sua gigantesca interligação no território brasileiro e, suas principais fontes geradoras de energia elétrica.

O Capítulo 4 tem o intuito de facilitar o entendimento do leitor, apresentando termos bastante utilizados no desenvolver do trabalho.

O Capítulo 5 define como é composta as parcelas tarifárias expressas nas notas fiscais de energia elétrica, apontando a porcentagem e contribuição de cada parcela para o valor final da conta.

O Capítulo 6 apresenta as diferentes modalidades tarifárias oferecidas para os inúmeros tipos de consumidores de energia elétrica.

O Capítulo 7 apresenta os custos de geração, transmissão e distribuição de energia, informando a composição de cada um deles.

O Capítulo 8 apresenta como é calculado o valor final líquido que é apresentado nas faturas de energia elétrica, para os diferentes tipos de consumidores e suas diferentes modalidades tarifárias.

O Capítulo 9 aborda a inclusão da nova tarifa branca, opção para consumidores do grupo B (atendidos em baixa tensão), avaliando seu funcionamento, vantagens e desvantagens de sua adesão.

O Capítulo 10 é conclusivo, apresenta comentários e destaca partes importantes acerca do trabalho realizado.

2 HISTÓRICO TARIFÁRIO

2.1 HISTÓRICO TARIFÁRIO BRASILEIRO

No setor elétrico brasileiro, as questões tarifárias sempre estiveram presentes, ao longo da história, seja pelo lado do consumidor ou pelo lado das empresas fornecedoras. Cada qual preocupado com os seus pagamentos mensais, ou com seu fluxo de caixa, equilíbrio econômico financeiro e rentabilidade de seus negócios, respectivamente. Para os consumidores a tarifa pode servir como um sinal econômico, motivando-o a economizar energia.

No início do século XX, a entrada da Light canadense no Rio de Janeiro e em São Paulo foi protegida pela inclusão, nos contratos da época, de cláusulas prevendo a necessidade de atualizações tarifárias em decorrência de uma futura desvalorização da moeda brasileira. As empresas de capital externo precisavam adquirir divisas para honrarem seus compromissos financeiros externos e também remeterem os dividendos. A solução foi a introdução da chamada cláusula ouro, onde as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, atualizada esta última pelo câmbio médio mensal.

Em 1974, o Decreto-Lei nº 1.383 estabeleceu a progressiva equalização tarifária tornando assim desnecessária a apresentação dos custos por nível de tensão das concessionárias. Como as tarifas sofreram afastamentos em relação aos reais custos, as empresas passaram a ter remuneração real fora dos limites legais estabelecidos. Para mitigar essa situação, as despesas com a compra de energia eram ajustadas por meio do aumento ou diminuição da tarifa de suprimento. Na prática, esse mecanismo em conjunto com outros, como a Reserva Global de Garantia, foram utilizados para a distribuição de recursos financeiros entre as concessionárias (MME, 1981).

Ao longo dos anos, a fixação das tarifas serviu, ora como um instrumento econômico considerado por muitos como inadequado, caso da equalização tarifária, ora de política anti-inflacionária, como ocorreu no período de 1975 até 1986. Como consequência desta política e de um crescente endividamento externo de algumas empresas, instalou-se forte crise financeira no setor elétrico. Neste período de tarifas equalizadas, os reajustes tarifários se baseavam na evolução do “custo do serviço” das

empresas concessionárias de energia elétrica, composto basicamente pelos custos de operação e manutenção, mais uma remuneração garantida sobre o capital investido.

Em 1993, com o advento das Leis nºs 8.631 e 8.724 e do Decreto regulamentar nº 774, iniciou-se uma nova fase do sistema de tarifas, buscando, entre outros objetivos, a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas. A Lei nº 8.631 extinguiu o regime de remuneração garantida, terminou com a equalização tarifária e estabeleceu que a ELETROBRÁS também destinaria os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para, entre outras finalidades, a reativação do programa de conservação de energia elétrica, mediante projetos específicos. Este fato possibilitou estimular e injetar uma soma significativa de recursos nos programas do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL. Outras importantes alterações foram a solução para os débitos acumulados da União para com o setor elétrico (Conta Resultados a Compensar – CRC) e a implantação de uma nova sistemática para o reajuste das tarifas. A partir da referida Lei, passou-se a aplicar uma fórmula paramétrica que garantia às concessionárias o reajuste das tarifas iniciais, proposta com base nos seus custos, por indicadores específicos destes custos. As tarifas seriam revisadas a cada três anos. Na prática, tentou-se garantir aos concessionários um repasse para as tarifas das variações ocorridas nos seus custos.

Com a implantação do Plano Real, através da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1994, as tarifas foram convertidas em Real (URV) pela média dos valores praticados nos meses de dezembro de 1993 a março de 1994.

As leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que dispõem sobre o regime das concessões, constituem importante marco legal para o setor elétrico, estabelecendo novas diretrizes para a administração das tarifas. Com a lei nº 8.987, a política tarifária sofre nova alteração, instituindo-se o conceito de “tarifa pelo preço”. Ou seja, visando dar maiores incentivos à busca por eficiência e redução de custos, as tarifas seriam fixadas num processo licitatório onde a concessão seria dada ao agente que solicitasse a menor tarifa ou, alternativamente, uma vez fixadas no edital as tarifas iniciais, a concessão seria dada ao agente que oferecesse o maior pagamento pela concessão.

Cabe ainda destacar a introdução nos contratos de concessão de cláusulas de garantia de preço, com fórmula de reajuste anual e critérios de revisões periódicas e extraordinárias; a introdução de mecanismos de competição com a livre negociação de energia elétrica com a criação dos “Consumidores Livres”; promoção da

desverticalização das atividades setoriais, visando dar transparência à definição dos preços de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Uma importante mudança no sistema tarifário brasileiro ocorreu com a implantação da tarifa horo-sazonal. O Decreto nº 86.463, de 1981, já determinava que o então existente Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, passaria a estabelecer diferenciações nas tarifas, tendo em vista os períodos do ano e os horários de utilização da energia. Optou-se, então, pelo emprego da teoria dos custos marginais, onde o custo marginal de fornecimento reflete o custo incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento da carga.

Este sistema tarifário permitiu a implantação de um sinal econômico para os consumidores, incentivando-os à maior utilização de energia durante os períodos de menor demanda ou de maior disponibilidade de oferta pelo sistema elétrico. A THS, como é também conhecida a tarifa horo-sazonal, teve suas primeiras portarias publicadas em 1982, sendo que a portaria DNAEE nº 33, de 11 de fevereiro de 1988, consolidava todas as anteriores. A modalidade THS também já tinha intenção de contemplar os consumidores de baixa tensão, notadamente os residenciais, através da tarifa amarela. Algumas concessionárias realizaram projetos pilotos de tarifa amarela, autorizadas na época pelo DNAEE, através da Portaria no 740, de 07 de novembro de 1994.

O sistema de tarifação horo-sazonal permitiu a diferenciação na cobrança de energia elétrica de acordo com os períodos do dia (horários de ponta e fora de ponta) e com os períodos do ano (seco e úmido). Tal forma de tarifação trouxe vantagens para o sistema elétrico, pois levou a uma utilização mais racional da energia. Os consumidores por sua vez passaram a ter alternativas de deslocamento do seu consumo para períodos em que o custo é mais baixo, reduzindo gastos. Atualmente, este sistema tarifário bem como as modificações envolvendo o Fator de Potência estão consolidadas na Resolução ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010. O regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. A nova sistemática, que começou a ser aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária, entre 2012 e 2014, modificou padrões vigentes desde a década de 1980 e considera as mudanças que ocorrem na oferta e na demanda de energia nesse período (VIANA, 2012).

Para os consumidores de baixa tensão, seja os residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais, a principal mudança é a criação da modalidade tarifária branca, que é uma alternativa já em vigor e oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia,

de acordo com os horários de consumo. De segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia.

3 SETOR ENERGÉTICO

3.1 SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

O setor de energia elétrica pode ser subdividido em quatro segmentos de negócio: geração, transmissão, distribuição e comercialização. No Brasil, o sistema de geração encontra-se quase todo interligado, com exceção de algumas áreas (maioria da região norte), pelo sistema de transmissão, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN). A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro.

Tabela 1 - Capacidade Geradora (atual e projeção) interligada ao SIN

Geração	Atual(2016)	Projeção(2021)
Hidrelétrica	101.598 MW (71,5%)	113.784 MW (68,3%)
Term. Gás + GNL	12.414 MW (8,7%)	14.548 MW (8,7%)
Eólica	9.611 MW (6,8%)	16.205 MW (9,7%)
Term. Óleo + Diesel	4.732 MW (3,3%)	4.732 MW (2,8%)
Term. Carvão	3.174 MW (2,2%)	3.478 MW (2,1%)
Biomassa	7.640 MW (5,4%)	8.313 MW (5,0%)
Solar	16 MW (0%)	2.182 MW (1,3%)
Nuclear	1.990 MW (1,4%)	1.990 MW (1,2%)
Outras	867 MW (0,6%)	1.308 MW (0,8%)
Total	142.042 MW (6,8%)	166.540 MW (6,8%)

Fonte: (ONS, 2018)

Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

Tabela 2 - Extensão de redes de transmissão (atual e projeção) do SIN:

Linhas	Atual(2016)	Projeção(2019)
800 kV	0 km	9.316 km
750 kV	2.683 km	2.683 km
600 kV	12.816 km	12.816 km
500 kV	46.630 km	52.816 km
440 kV	6.748 km	6.887 km
345 kV	10.320 km	10.472 km
230 kV	55.568 km	59.757 km
Total	134.765 km	154.748 km

Fonte: (ONS, 2018)

O setor de distribuição de energia no Brasil é aquele que recebe grande quantidade de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos. Existem também unidades geradoras de menor porte, normalmente menores do que 30 MW, que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição.

No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de menor tensão (abaixo de 230 mil Volts), mas principalmente das redes de média e baixa tensão, como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades. É a empresa distribuidora quem faz com que a energia elétrica chegue às residências e pequenos comércios e indústrias.

3.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

3.2.1 SUBSISTEMAS

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é subdividido em subsistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição.

- Transmissão: Alta Tensão (AT)
Grandes unidades consumidoras: 69 a 800 kV
- Subtransmissão: Média Tensão (MT) e Alta Tensão
Médias unidades consumidoras: 13,8 a 138 kV
- Distribuição: Média e Baixa Tensão (BT)
Pequenas unidades consumidoras

3.2.2 CLASSES

As classes de consumo são as diversas classes aplicadas a cada tipo de consumidor, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010. As classes de consumo com suas respectivas subclasses são definidas como:

- Residencial
 - Residencial baixa renda;
 - Residencial baixa renda indígena;
 - Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social;
 - Residencial baixa renda multifamiliar.

- Industrial
- Comercial
 - Serviços de transporte, exceto tração elétrica;
 - Serviços de comunicações e telecomunicações;
 - Associação e entidades filantrópicas;
 - Templos religiosos;
 - Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;
 - Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias;
 - Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito;
- Rural
 - Agropecuária rural;
 - Instalações elétricas de poços de captação de água
 - Serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação.
 - Agropecuária urbana;
 - Residencial rural;
 - Cooperativa de eletrificação rural;
 - Agroindustrial;
 - Serviço público de irrigação rural;
 - Escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária;
 - Aqüicultura.
- Poder Público
 - Iluminação pública;
 - Serviço público:
 - Tração elétrica;
 - Água, esgoto, saneamento;
 - Consumo próprio.

A partir de sua classe de consumo e a solicitação de sua demanda, os consumidores serão divididos em grupos. Competirá à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, com observância dos critérios estabelecidos na legislação. Se a concessionária fornece energia em tensão inferior a 2300 Volts, o consumidor é classificado como sendo do “Grupo B” (baixa tensão); se a tensão de fornecimento for maior ou igual a 2300 Volts, será o consumidor do “Grupo A” (alta tensão). Estes grupos foram assim definidos:

3.2.2.1 GRUPO A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- i. A1 - ≥ 230 kV
- ii. A2 - 88 kV a 138 kV
- iii. A3 - 69 kV
- iv. A3a - 30 kV a 44 kV
- v. A4 - 2,3 kV a 25 kV
- vi. As - $< 2,3$ kV (subterrâneo)

3.2.2.2 GRUPO B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- i. B1 – Residencial
- ii. B2 – Rural
- iii. B3 – Demais Classes
- iv. B4 – Iluminação Pública

4 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

A fim de facilitar o entendimento sobre o sistema tarifário energético, será apresentado conceitos e definições sobre alguns termos e expressões corriqueiros na composição da tarifa de energia elétrica.

4.1 ENERGIA ELÉTRICA

A energia elétrica é necessária para o funcionamento de equipamentos elétricos e eletrônicos e é formada por duas componentes: a componente ativa (energia ativa) e componente reativa (energia reativa).

4.1.1 ENERGIA ELÉTRICA ATIVA:

É o uso da potência ativa durante determinado intervalo de tempo, sua unidade usual é o quilowatt-hora (kWh). É a energia que realmente executa trabalho.

4.1.2 ENERGIA ELÉTRICA REATIVA:

É a componente da energia elétrica que não realiza trabalho, mas é consumida pelos equipamentos com a finalidade de formar os campos eletromagnéticos necessários para o funcionamento, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh).

4.2 FATURA

É o preço da unidade de energia elétrica (R\$/MWh) e/ou da demanda de potência ativa (R\$/kW).

4.3 DEMANDA

É uma média da potência elétrica, seja ela ativa e/ou reativa, solicitada ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante determinado intervalo de tempo específico.

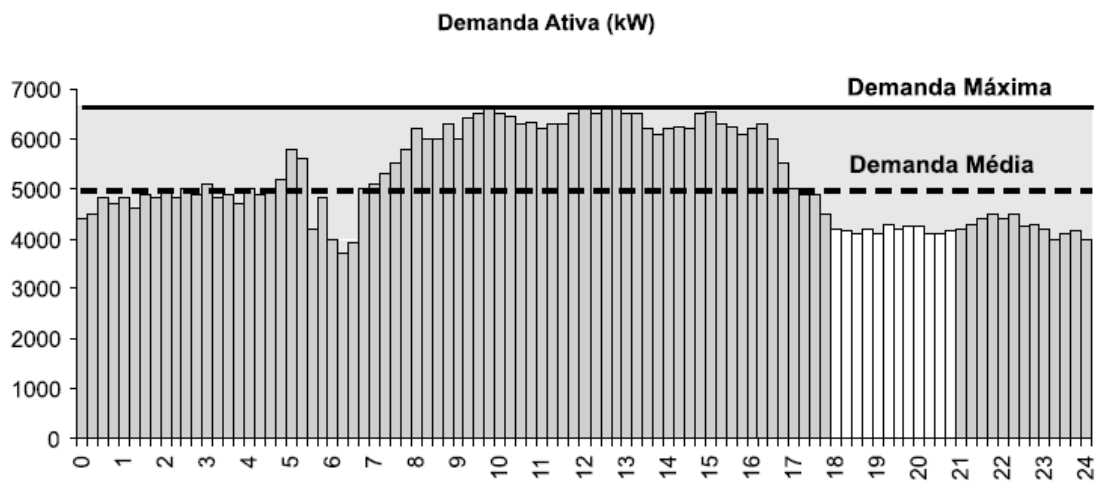
4.3.1 DEMANDA MÁXIMA:

É a demanda de maior valor verificado num período de tempo (dia, mês, ano etc.).

4.3.2 DEMANDA MÉDIA:

É a relação entre a quantidade de energia elétrica consumida durante certo período de tempo e o número de horas desse período.

Figura 1 - Consumo de Energia Baseado nas Demandas



Fonte: (VIANA, 2012)

4.3.3 DEMANDA MEDIDA:

É a maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo determinado para sua verificação.

4.3.4 DEMANDA CONTRATADA:

Demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

4.3.5 DEMANDA FATURÁVEL:

Valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

4.4 POSTOS TARIFÁRIOS

Os postos tarifários são definidos para permitir a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia (tarifa horo-sazonal), conforme as diversas modalidades tarifárias. A regulamentação consta na Resolução Normativa ANEEL - REN nº 414/2010:

4.4.1 HORÁRIO DE PONTA:

Horário de ponta refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.

4.4.2 HORÁRIO FORA DE PONTA:

Horário fora de ponta refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).

4.4.3 HORÁRIO INTERMEDIÁRIO:

O horário intermediário refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca.

Existe também o horário reservado aplicado ao consumidor irrigante, período do dia, normalmente na madrugada, em que a carga destinada à irrigação ou aquicultura recebe um desconto na tarifa de acordo com a região em que se localiza e o grupo tarifário a que pertence. Esta regulamentação está na REN nº 414/2010, art. 107, 108 e 109.

4.5 PERÍODOS SECO E ÚMIDO

Estes períodos são divididos a partir dos períodos chuvosos e de estiagem nos reservatórios de água utilizados para geração de energia elétrica.

4.5.1 PERÍODO SECO:

Período compreendido pelos meses de maio a novembro (7 meses). É, geralmente, um período com poucas chuvas. Em algumas modalidades, as tarifas deste período apresentam valores mais elevados.

4.5.2 PERÍODO ÚMIDO:

Período compreendido pelos meses de dezembro a abril (5 meses). É, geralmente, o período com mais chuvas.

4.6 CONSUMIDOR

É uma pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representado, que solicite a distribuidora o fornecimento, a contratação de energia elétrica ou o uso do sistema elétrico, assumindo as obrigações decorrentes desse atendimento à(s) suas(s) unidades(s) consumidora(s).

5 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos: geração, transporte da energia (transmissão e distribuição) e encargos setoriais.

Além do valor tarifário, existe a cobrança de PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente, por parte dos Governos Federal, Estadual e Municipal.

O valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços.

Figura 2 – Composição do Valor da Energia Elétrica



Fonte: (ANEEL, 2015)

O transporte da energia é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão. Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- Parcela A: Compra de energia, transmissão e encargos setoriais; e
- Parcela B: .

Figura 3 – Porcentagem de cada parcela que compõe a fatura de energia



Fonte (ANEEL, 2018)

5.1 PARCELA A

A Parcela A envolve os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora. Os itens que compõe a Parcela A são:

- Custo de Aquisição de Energia;
- Custo com Transporte de Energia; e
- Encargos Setoriais.

5.2 PARCELA B

A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas. Os custos de Parcela B são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. A esse processo é dado o nome de Revisão Tarifária.

No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário.

Resumidamente, a Parcela B é composta por:

$$\begin{aligned} \textit{Parcela B} = \\ \textit{Custos Operacionais} + \textit{Cota de Depreciação} \\ + \textit{Remuneração do Investimento} - \textit{outras Receitas} \end{aligned}$$

5.3 TRIBUTOS

Os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o governo desenvolva suas atividades. Nas contas de energia estão incluídos tributos federais, estaduais e municipais. As distribuidoras recolhem e repassam esses tributos às autoridades competentes pela sua cobrança.

5.3.1 TRIBUTOS FEDERAIS

Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). São cobrados pela União para manter programas voltados para o trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. As alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS) e são apuradas de forma não-cumulativa. Assim, a

alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.

5.3.2 TRIBUTOS ESTADUAIS

Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Previsto no art. 155 da Constituição Federal de 1988, o imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência de cada estado e do Distrito Federal, por isso as alíquotas são variáveis. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de energia, repassando o valor ao Governo estadual. Seu cálculo é feito “por dentro”.

5.3.3 TRIBUTOS MUNICIPAIS

A Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) está prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988, que estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município. O repasse é feito mesmo quando o consumidor deixa de pagar a conta de energia.

6 ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

A modalidade e estrutura tarifária é definida a partir do conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

6.1 TARIFA CONVENCIONAL

Modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

6.1.1 CONVENCIONAL BINÔMIA:

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas uniformes de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. Esta modalidade será extinta a partir da revisão tarifária da distribuidora;

6.1.2 CONVENCIONAL MONÔMIA:

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica uniforme, independentemente das horas de utilização do dia.

6.2 TARIFA HORO-SAZONAL

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

6.2.1 TARIFA AZUL

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

6.2.2 TARIFA VERDE

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

6.2.3 TARIFA BRANCA

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

6.3 CRITÉRIOS DE ENQUADRAMENTO

Os critérios de enquadramento na modalidade de tarifa convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN conforme as condições listadas a seguir, estabelecidas na Resolução ANEEL nº 414.

I - na modalidade tarifária horo-sazonal azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

II - na modalidade tarifária horo-sazonal azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e

III - na modalidade tarifária convencional, ou horo-sazonal azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

7 CUSTO ENERGÉTICOS

A partir de 2004, com a edição da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, ficou estabelecido que as concessionárias, as permissionárias, e as autorizadas do serviço público de distribuição de energia do SIN deveriam garantir, por meio de licitação, na modalidade de leilão, o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os Leilões do ACR possuem como objetivo:

- Contratar energia pelo menor preço possível (modicidade tarifária);
- Atrair investidores para construção de novas usinas com vistas à expansão da geração; e
- Reter a geração existente.

Neste tópico será abordado informações sobre os custos que compõe a tarifa de energia elétrica, devidamente separados em custo de geração, transmissão e distribuição.

7.1 CUSTO DE GERAÇÃO

Para os leilões, as empresas geradoras assinam contratos para participarem do regime de cotas de garantia física. Esse regime foi criado pela nº Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com o intuito de negociar a energia dos geradores que tiveram a concessão vencida.

Quando do fim da concessão, os agentes podem optar por renová-la ou não. Aqueles que optarem por renovar a concessão têm direito à Receita Anual de Geração(RAG).

A RAG é o valor em Reais (R\$) a que a unidade geradora tem direito pela disponibilização da garantia física, de energia e de potência da usina hidrelétrica. Este valor é pago em parcelas duodécimas e sujeita a ajustes de indisponibilidade ou

desempenho da geração. A RAG é composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica, sendo reajustada anualmente em julho, além de sofrer revisão a cada 5 anos. Esta receita pode ser estabelecida ou por meio da renovação do contrato de concessão ou por meio de leilão da concessão vencida.

As concessões das usinas dos agentes que não optaram pela renovação, são colocadas em leilão, e ganham aqueles que oferecerem a menor RAG pela operação da usina.

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, trouxe algumas alterações à nº Lei 12.783/2013, dentre as quais a possibilidade do Ministério de Minas e Energia propor bonificações a serem incluídas nos leilões das usinas que não tiveram a suas concessões prorrogadas. O ganhador tem direito a bônus remunerados a uma taxa de juros pré-estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

7.2 CUSTO DE TRANSMISSÃO

O custo do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, conforme Resolução Normativa ANEEL - REN nº 559/2013, as tarifas são reajustadas anualmente no mesmo período em que ocorrem os reajustes da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

A RAP é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação o serviço público de transmissão aos usuários. Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. Para as transmissoras que tiveram o seu contrato de concessão renovado, a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Em casos onde os estudos indicam a necessidade de reforços na concessão de transmissão, a ANEEL calcula um valor adicional a RAP com o intuito de remunerar as novas instalações, sempre por meio de uma Resolução Autorizativa. Dentro da RAP também existe o encargo de conexão que é a remuneração que a transmissora recebe dos

usuários conectados em Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo pela prestação do serviço público de transmissão.

O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

A parcela principal da TUST, a TUST-RB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, é aplicável a todos os usuários. O serviço de transmissão prestado pelas unidades transformadoras previstas no art. 2º da REN nº 67/2004 é pago por distribuidoras que dele se beneficiam, mediante parcela específica da TUST, denominada TUST-FR, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

Para exportadores e importadores de energia, são calculadas tarifas específicas para remunerar a Rede Básica (TUST exp/imp) e, caso utilizem, para remunerar as instalações necessárias aos intercâmbios internacionais.

A REN nº 666/2015 disciplina as regras de contratação do uso da Rede Básica bem como regulamenta as disposições relativas às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais de que tratam os § 6º e 7º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

7.3 CUSTO DE DISTRIBUIÇÃO

Assim como os custos de geração e transmissão, na distribuição também existe os custo relacionados a operação e manutenção de todo o sistemas elétrico que faz a energia chegar até os consumidores. Mas, o valor final da destruição é formado por uma soma de custos que vai desde a aquisição e transporte da energia (geração e transmissão), aos custo custos relacionados a perdas e investimentos em eficiência energética.

7.3.1 CUSTO DE AQUISIÇÃO

Os custos de aquisição de energia estão entre os custos considerados não gerenciados pela Distribuidora, por sua vez incluídos na Parcela A para cálculo tarifário.

Para fins de cálculo tarifário, o custo de energia é calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado consumidor e as Perdas de Energia, subtraída de energia do Proinfa (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas), valorada pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data do reajuste.

7.3.2 CUSTO DE TRANSPORTE

Os custos de transporte de energia são aqueles relacionados ao transporte de energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos seguintes itens:

- i. Uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado;
- ii. Uso das instalações de distribuição
- iii. Conexão às DIT de uso exclusivo;
- iv. Conexão às redes de distribuição;
- v. Transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica;
- vi. Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu; e
- vii. Uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

O uso dos sistemas de transmissão, quanto de distribuição, para fins de processos tarifários, são calculados considerando o montante de demanda contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário.

7.3.3 ENCARGOS SETORIAIS

São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Os Encargos Setoriais integrantes da Parcela A nos processos tarifários são os seguintes:

- i. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- ii. Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- iii. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- iv. Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;
- v. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- vi. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; e
- vii. Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS

7.3.4 BASE DE REMUNERAÇÃO

Consiste no montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores.

A Base de Remuneração é estabelecida por meio da avaliação dos ativos da Concessionária. Esta avaliação é realizada utilizando-se o Método do Valor Novo de Reposição, que consiste na valoração de cada ativo, a preços atuais, por todos os gastos necessários para a sua substituição por ativo idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

7.3.5 COTA DE DEPRECIAÇÃO

A Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição. Depende da taxa de depreciação dos bens da concessionária e da Base de Remuneração Regulatórias.

7.3.6 CUSTO DE CAPITAL REGULATÓRIO

Pode-se dizer que o custo de capital é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. O Custo de capital pode ser representado pela taxa de juros que as empresas usam para calcular o valor do dinheiro no tempo.

A composição do custo de capital é chamada de estrutura de capital, esta diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

7.3.7 CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.

Nos processos tarifários não são reconhecidos os custos gerenciáveis das distribuidoras e compõem a Parcela B. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência.

7.3.8 PERDAS DE ENERGIA

O transporte da energia, seja na Rede Básica ou na distribuição, resulta inevitavelmente em perdas técnicas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas etc. As perdas não técnicas ou comerciais decorrem principalmente de furto (ligação clandestina, desvio direto da rede) ou fraude de energia (adulterações no medidor), popularmente conhecidos como “gatos”, erros de medição e de faturamento.

7.3.9 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Essa “receita” tem sido considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária (concluído em 2005), pois representa uma perda financeira esperada pela distribuidora e compõe a tarifa dos consumidores. Assim, cabe a ANEEL, observando os princípios de modicidade tarifária e equilíbrio econômico financeiro, elaborar uma metodologia que dimensione adequadamente o percentual de inadimplência a ser reconhecido na tarifa.

7.3.10 OUTRAS RECEITAS

As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias.

- As **receitas inerentes ao serviço** de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis. Já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares.
- As **atividades acessórias próprias** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras.
- As **atividades acessórias complementares** são aquelas que se caracterizam como atividades não reguladas, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, como,

por exemplo, a elaboração de projeto, construção, expansão, manutenção, operação ou reforma de rede interna de unidades consumidoras.

8 FATURAMENTO

A Fatura é a nota fiscal que apresenta a quantidade total consumida que deve ser paga pela prestação do serviço de energia elétrica, referente ao período especificado, discriminando as parcelas correspondentes. O valor líquido da fatura é o valor em moeda corrente, resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre os componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes. Segundo a Resolução ANEEL nº 414, a distribuidora deve efetuar a leitura das faturas em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, obedecendo os tempos mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário de leitura. A distribuidora tem a obrigação de instalar equipamentos de medição nas unidades consumidoras, exceto em casos especiais, definidos na legislação, como por exemplo, para fornecimento destinado para iluminação pública. O fator de potência da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deverá ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A e facultativa para o Grupo B.

8.1 FATURAMENTO DO GRUPO B

O faturamento de unidade consumidora do Grupo B realiza-se com base no consumo de energia elétrica ativa, e, quando aplicável, no consumo de energia elétrica reativa excedente.

A parcela consumo desse grupo é calcula apenas multiplicando o consumo médio pela tarifa de consumo.

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido}$$

Ressaltando que, para a tarifa branca a tarifa de consumo varia de acordo com as horas do dia e essas variações também são explicitadas na nota fiscal de energia.

Existe um valor mínimo faturável referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação. Os valores mínimos faturáveis aplicáveis ao faturamento mensal para o grupo B são:

- i. Monofásico e bifásico a 02 (dois) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;
- ii. Bifásico a 03 (três) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;
- iii. Trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

Os valores mínimos sempre serão aplicados quando o valor consumido for menor que os valores referidos anteriormente. Lembrando que, essa diferença na consumação não irá gerar uma compensação na próxima fatura.

8.2 FATURAMENTO DO GRUPO A

O faturamento desse grupo, assim como o do grupo B, é feito de acordo com o enquadramento de sua estrutura tarifária. A diferença será que para o grupo A, o valor final da fatura estará associado não só ao consumo de energia ativa, mas também ao seu valor de demanda.

8.2.1 TARIFA CONVENCIONAL

O enquadramento na estrutura tarifária Convencional exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua um único valor da demanda pretendida pelo consumidor ('Demanda Contratada'), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido).

Os consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 ou AS, podem ser enquadrados na estrutura tarifária Convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e, caso exista, demanda de ultrapassagem.

A parcela de consumo é calculada multiplicando-se o consumo medido pela Tarifa de Consumo:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido}$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em 10% a Demanda Contratada:

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. Calcula-se multiplicando a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

Na estrutura tarifária Convencional, a Tarifa de Ultrapassagem corresponde a três vezes a Tarifa de Demanda.

8.2.2 TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda pretendida pelo consumidor ('Demanda Contratada'), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta).

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora dela), demanda e ultrapassagem.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} +$$

$$\text{Tarifa de Consumo Fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido Fora de Ponta}$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada:

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

8.2.3 TARIFA HORO-SAZONAL AZUL

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta).

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \\ \text{Tarifa de Consumo Fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido Fora de Ponta}$$

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem):

P_{demanda} = Tarifa de Demanda na Ponta X Demanda Contratada na Ponta +

Tarifa de Demanda Fora de Ponta X Demanda Contratada Fora de Ponta

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância (5% para os sub-grupos A1, A2 e A3 e 10% para os demais sub-grupos). O valor desta parcela é obtido multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

P_{ultrapassagem} = Tarifa de Ultrapassagem na Ponta X (Demanda Medida na Ponta – Demanda Contratada na Ponta) + Tarifa de Ultrapassagem Fora de Ponta X (Demanda Medida Fora de Ponta – Demanda Contratada Fora de Ponta)

9 TARIFA BRANCA

A Tarifa Branca é uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), as denominadas de grupo B.

Com a tarifa branca, o consumidor passa a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana em que consome a energia elétrica. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia nos períodos de menor demanda (manhã, início da tarde e madrugada, por exemplo), a opção pela tarifa branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Nos dias úteis, a tarifa branca tem três valores: ponta, intermediário e fora de ponta. Esses períodos são estabelecidos pela ANEEL e são diferentes para cada distribuidora.

Quando o consumidor centraliza seu consumo no período fora de ponta, pode reduzir seus gastos com energia elétrica e, ao mesmo tempo, melhorar o fator de utilização das redes - o que reduz ou posterga investimentos. Para chegar aos consumidores, a energia elétrica percorre toda uma estrutura de redes (condutores e postes, entre outros). As redes têm períodos de utilização mais intensos e outros de menor uso ou até ociosos. Como a rede é dimensionada para atender a esses horários de ponta, o aumento do consumo de energia nesses períodos acarreta expansão da capacidade instalada, o que não se verifica quando o consumo ocorre fora da ponta.

A possibilidade de optar por essa tarifa amplia os direitos dos consumidores de energia elétrica. Da mesma forma que é possível aderir, se o consumidor não perceber a vantagem, ele pode solicitar sua volta ao sistema tarifário anterior (tarifa convencional).

9.1 DECISÃO DE ADESÃO

A Tarifa Branca é a melhor opção para consumidores atendidos em baixa tensão que tenham ou que possam ter grande parte de seu consumo concentrado nos períodos fora de ponta, lembrando que, em finais de semana e feriados nacionais oficiais, todas as horas do dia são consideradas fora de ponta. Se o consumidor adotar hábitos que

priorizem o uso da energia fora do período de ponta (aquele com maior demanda de energia na área de concessão), diminuindo fortemente o consumo neste horário e no intermediário, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir consideravelmente o valor pago pela energia consumida.

9.1.1 COMPARAÇÃO ENTRE PERFIS DE CONSUMO

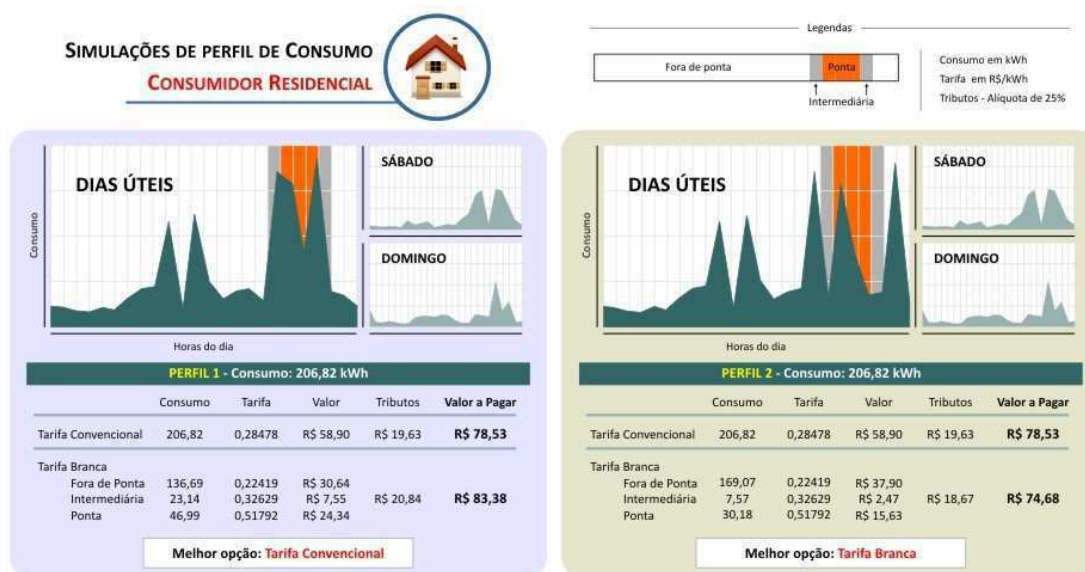
Posteriormente, serão apresentados diferentes exemplos de perfis de consumo de energia, simulados pela própria ANEEL, e os impactos sobre o valor faturado em cada modalidade.

- Residencial – Exemplo 1

Nos dias úteis há um grande consumo no horário de ponta, decorrente do uso de chuveiro elétrico para um banho no período intermediário e dois banhos no período de ponta. Para este PERFIL 1, não havendo mudança dos hábitos de consumo, é melhor permanecer na Tarifa Convencional.

Entretanto, se este consumidor residencial conseguir deslocar dois banhos para o período fora de ponta (PERFIL 2) e mantiver apenas um banho no período de ponta, a adesão à Tarifa Branca já se tornaria vantajosa conforme pode ser visto no exemplo e a economia mensal seria de R\$ 3,85.

Figura 4 – Simulação de perfis de consumo (consumidor residencial)

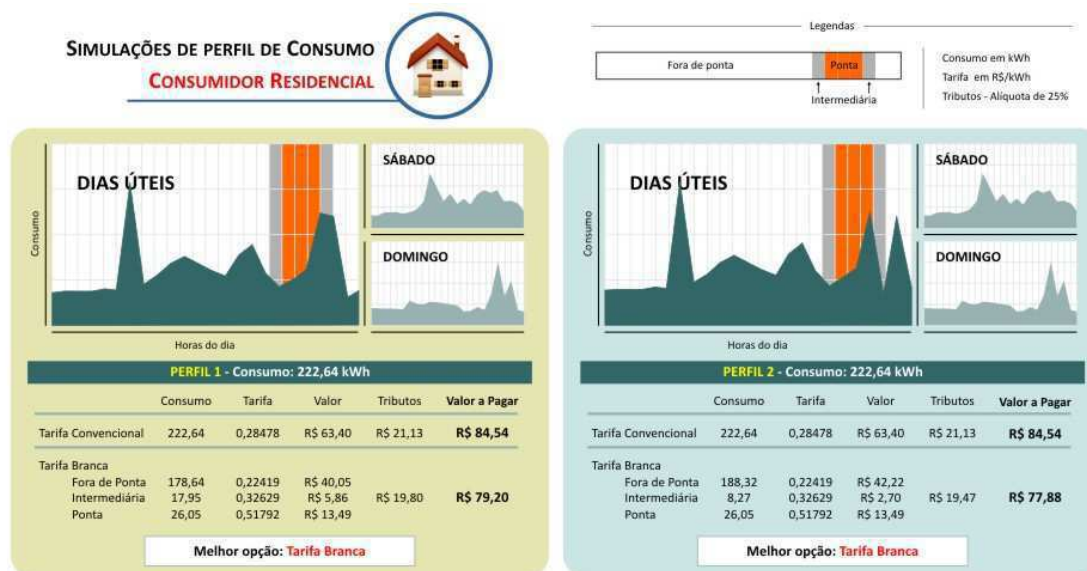


Fonte: (ANEEL, 2018)

- Residencial – Exemplo 2

Nos dias úteis, há utilização concentrada de chuveiro elétrico no período de ponta (PERFIL 1) mas há uma maior utilização de eletrodomésticos fora de ponta. Neste caso, a adesão à Tarifa Branca economiza R\$ 5,34 por mês.

Figura 5 – Simulação de perfis de consumo (consumidor residencial)



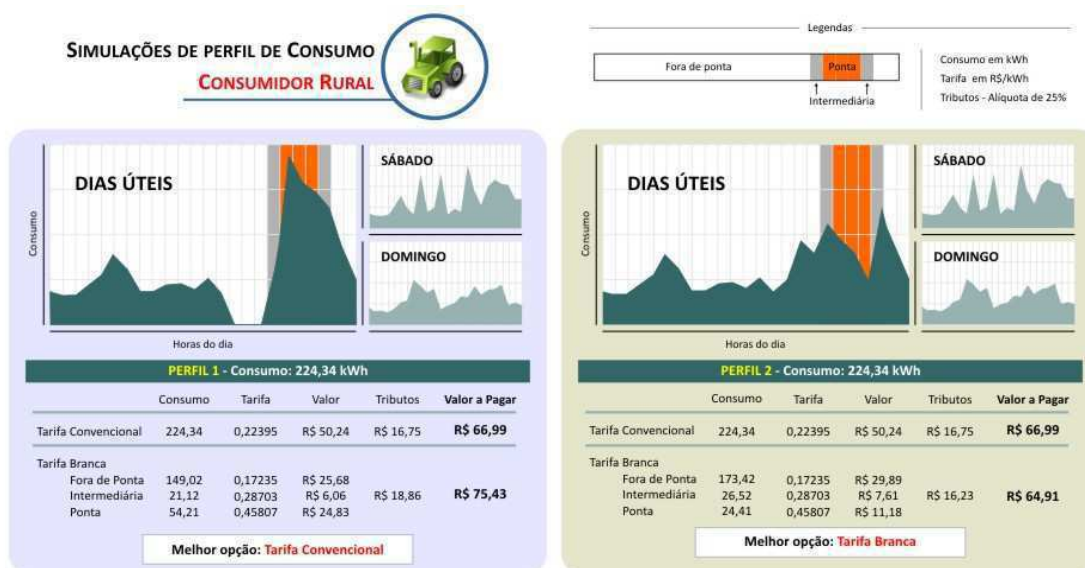
Fonte: (ANEEL, 2018)

Este mesmo consumidor pode tornar a adesão à Tarifa Branca ainda mais vantajosa se conseguir deslocar parte do consumo para o período fora de ponta (PERFIL 2), reduzindo em R\$ 6,66 por mês sua conta de luz

- Rural – Exemplo 1

O PERFIL 1 representa um consumidor rural, com consumo similar ao de um consumidor residencial e intensa utilização de eletrodomésticos durante os dias úteis no período de ponta. Para este perfil, a Tarifa Branca não é vantajosa.

Figura 6 – Simulação de perfis de consumo (consumidor rural)



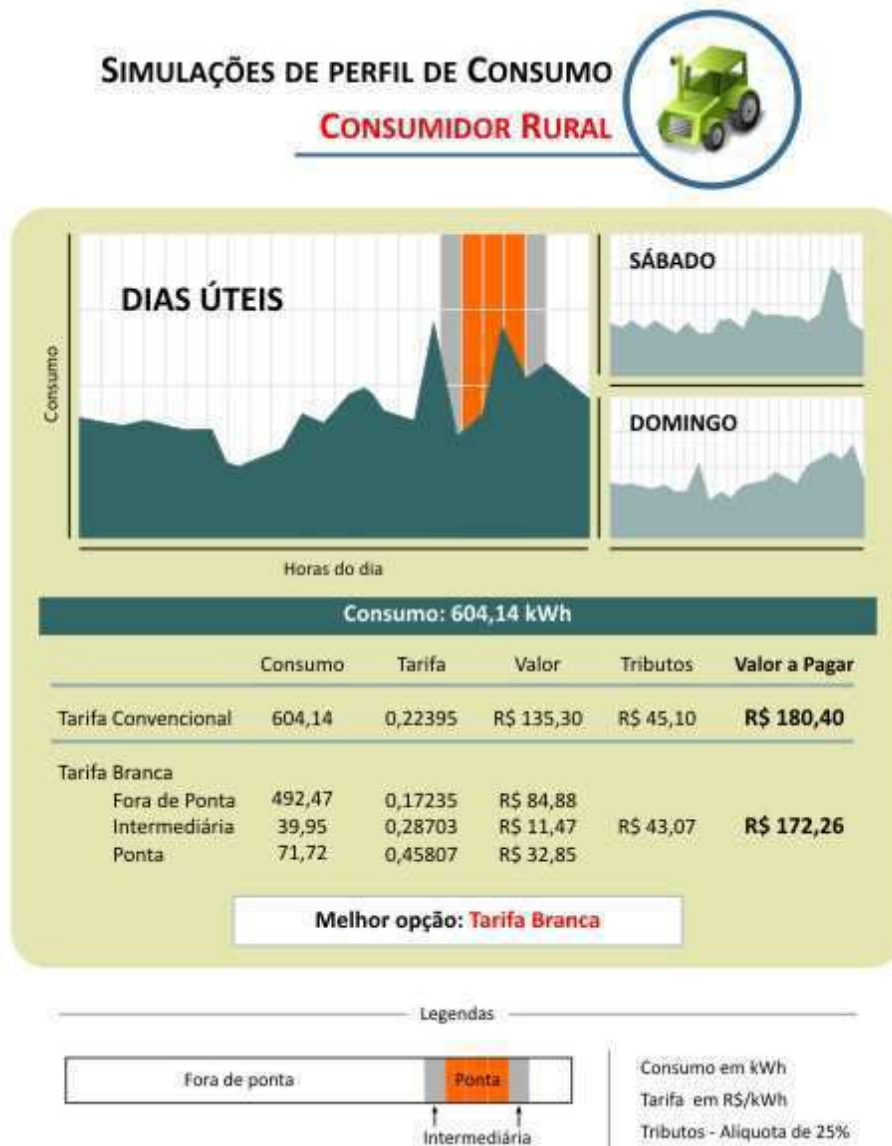
Fonte: (ANEEL, 2018)

Se este consumidor rural conseguir deslocar seu consumo para fora de ponta nos dias úteis (PERFIL 2), a Tarifa Branca pode se tornar vantajosa e gerar uma economia mensal de R\$ 2,08.

- Rural – Exemplo 2

No caso de consumidores com produção agrícola, o perfil de consumo dependerá do tipo de uso de energia. No exemplo, devido às características da produção agrícola e do perfil de consumo de energia, a Tarifa Branca é vantajosa, com economia de R\$ 8,14 por mês.

Figura 7 – Simulação de perfis de consumo (consumidor rural)



Fonte: (ANEEL, 2018)

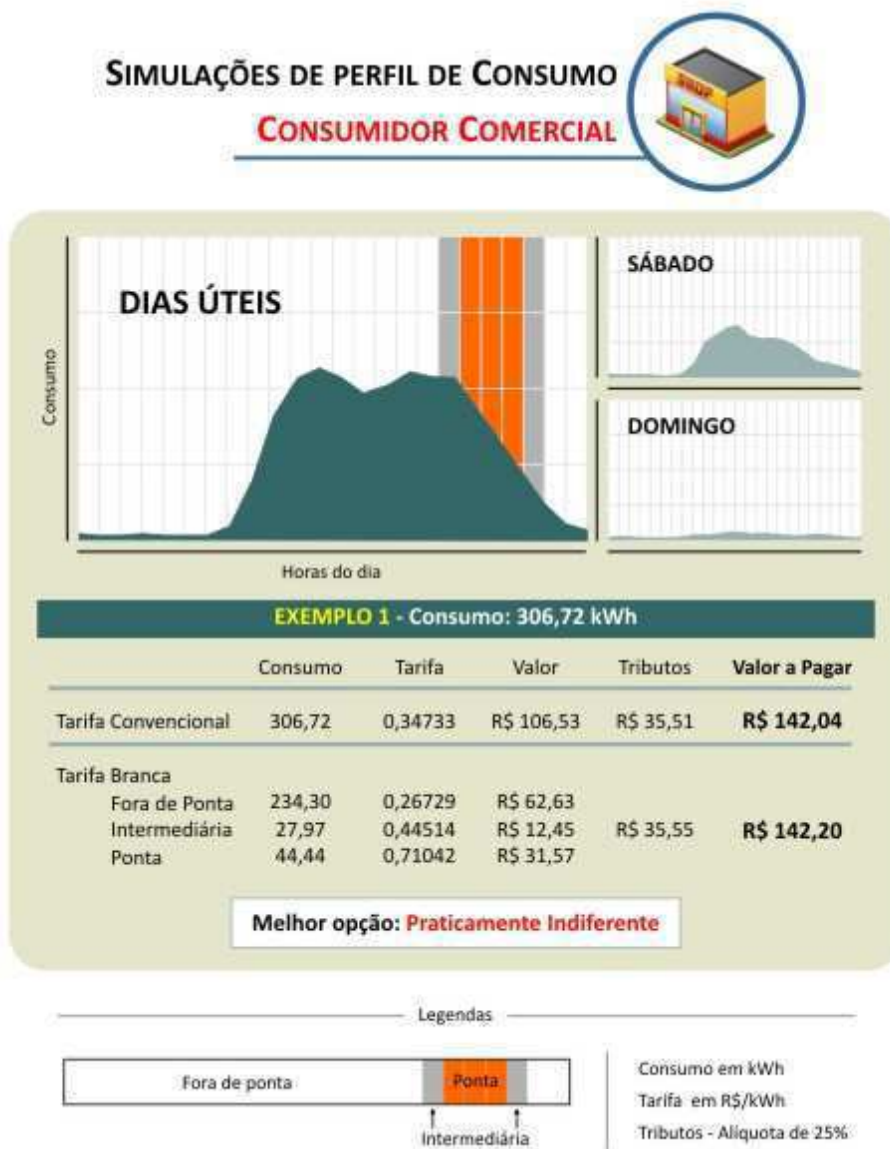
- Comercial – Exemplo 1

Há vários tipos de consumidores comerciais atendidos em baixa tensão: lojas, mercados, farmácias, padarias, entre outros. Cada unidade consumidora apresenta um perfil de consumo. A vantagem de aderir à Tarifa Branca dependerá não só do perfil de cada consumidor, mas também da capacidade de alterá-lo frente ao seu tipo de comércio e da análise do custo/benefício decorrente dessa alteração.

No exemplo, a unidade comercial funciona nos dias úteis das 8h às 20h. No sábado, o consumo de energia ocorre no mesmo período, porém em menor quantidade. E o estabelecimento não abre aos domingos. Embora nos dias úteis o consumo na ponta seja

baixo e nos finais de semana haja menor consumo de energia, para este consumidor, a adesão à Tarifa Branca não resultará em vantagem significativa, pois as contas nas duas modalidades são quase iguais.

Figura 8 – Simulação de perfis de consumo (consumidor comercial)

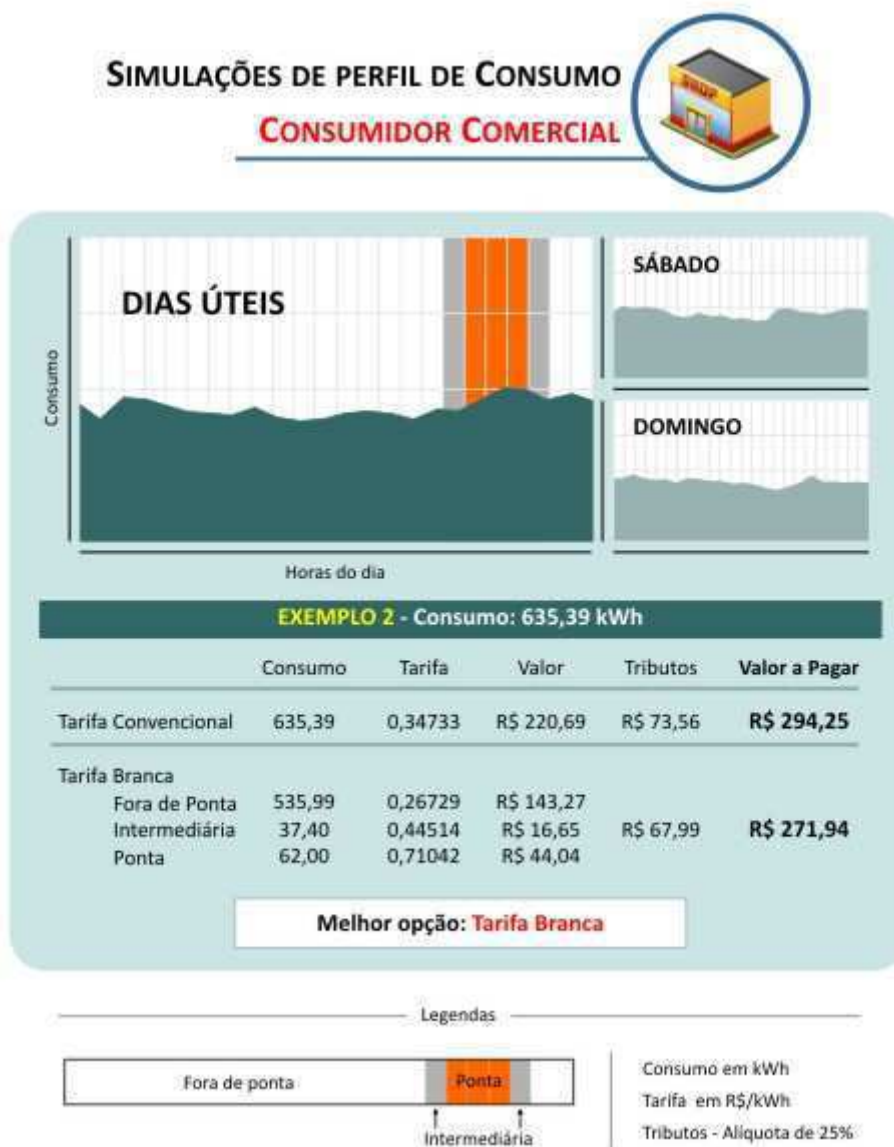


Fonte: (ANEEL, 2018)

- Comercial – Exemplo 2

O consumidor comercial funciona 24 horas por dia, durante todos os dias da semana, com pequenas alterações no consumo de energia ao longo das horas. Para este perfil de consumo, a Tarifa Branca é vantajosa e gera economia mensal de R\$ 22,31.

Figura 9 – Simulação de perfis de consumo (consumidor comercial)



Fonte: (ANEEL, 2018)

- Industrial – Exemplo 1

Há muitos consumidores industriais atendidos em baixa tensão: indústria de alimentos, de vestuário, de móveis. Cada unidade consumidora apresenta um perfil de consumo ao longo da semana. A vantagem de aderir à Tarifa Branca dependerá do perfil de consumo do consumidor, de sua capacidade de alterá-lo frente ao seu tipo de indústria e da análise de custo/benefício decorrente da alteração.

Uma indústria que trabalha por turnos nos dias úteis apresenta um grande consumo de energia no período de ponta. No sábado, há um consumo menor concentrado entre 8h e 18h e, no domingo, não há produção. Para este perfil, a Tarifa Branca não é vantajosa.

Figura 10 – Simulação de perfis de consumo (consumidor industrial)

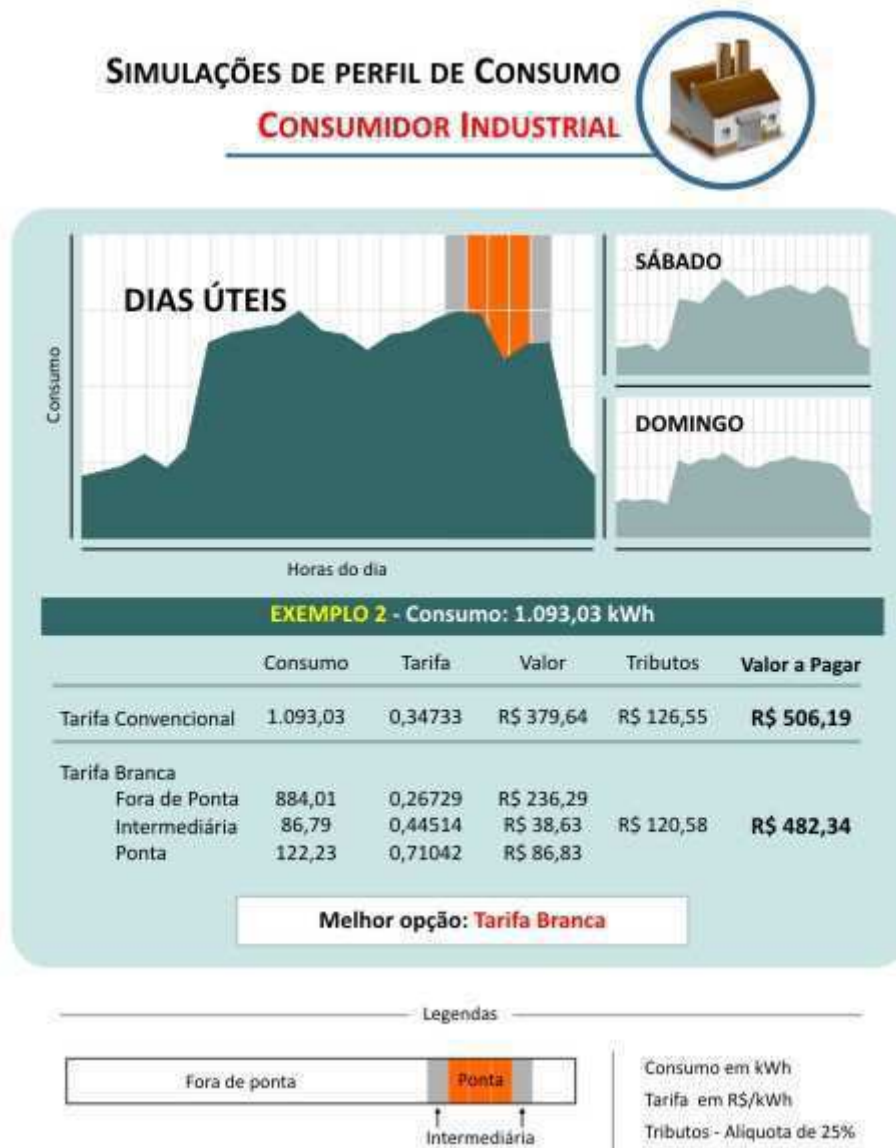


Fonte: (ANEEL, 2018)

- Industrial – Exemplo 2

Para um consumidor industrial que utiliza energia elétrica 24 horas por dia, todos os dias na semana, com um maior consumo entre 6h e 21h, a Tarifa Branca é vantajosa, com economia mensal de R\$23,85.

Figura 11 – Simulação de perfis de consumo (consumidor industrial)



Fonte: (ANEEL, 2018)

9.1.2 AVALIAÇÕES SOBRE ADESÃO

Como foi visto pela simulação e comparação entre os diferentes tipos de consumidores, se optar pela Tarifa Branca, o consumidor tem que ser disciplinado no gerenciamento de seu consumo, pois o horário de utilização da energia é fundamental para a economia na conta de luz. Caso não consiga evitar o consumo no horário de ponta, a adesão à Tarifa Branca pode resultar em uma conta mais cara, sendo mais vantajoso continuar com a Tarifa Convencional.

Para os consumidores residenciais, os aparelhos elétricos que mais contribuem com o consumo de energia no período de ponta são o chuveiro elétrico e os equipamentos de condicionamento ambiental, tais como ar-condicionado e aquecedores. Por apresentarem um elevado consumo de energia em comparação com os demais equipamentos, a possibilidade de utilizá-los nos períodos de fora de ponta será fundamental para definir se a adesão à Tarifa Branca pode ser vantajosa para o consumidor.

Para os demais consumidores (rurais, comerciais e industriais), a decisão do deslocamento do consumo para diferentes horários é mais complexa, não envolvendo apenas a utilização da energia num horário diferente. Essa decisão é tomada a partir do deslocamento de mão de obra, disponibilidade, maquinário, entre outras variáveis a depender do estabelecimento. Além disso, o consumidor deve considerar outros fatores subjetivos envolvidos na decisão, como os eventuais contratempos de deslocar o consumo e as possíveis vantagens a serem obtidas com isso, sempre avaliando a relação Tarifa Convencional x Tarifa Branca.

9.1.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE ADESÃO

De acordo com o que foi regulamentado na Resolução Normativa nº 733/2016, o consumidor já pode solicitar a adesão à tarifa branca desde 1º de janeiro de 2018. Entretanto, existe um cronograma de preferência, de modo a priorizar as solicitações com as seguintes características:

- 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kW/h;

- 1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kW/h; e,
- 1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.

Ademais, são considerados alguns pontos importantes sobre a adesão:

- A adesão será uma OPÇÃO do consumidor e a solicitação deverá ser atendida pela distribuidora em até 30 dias;
- A opção pela modalidade tarifária Branca poderá ser exercida por todos os titulares de unidades atendidas em baixa tensão, exceto as unidades consumidoras da subclasse baixa renda da classe residencial, do tipo iluminação pública ou as unidades consumidoras que façam uso do sistema de pré-pagamento;
- A adesão de uma nova ligação, no caso de o consumidor querer iniciar o fornecimento com aplicação da modalidade tarifária Branca, deve ser atendida pela distribuidora dentro dos prazos definidos pela Resolução Normativa nº 414/2010 (máximo de 5 dias em área urbana e 10 dias em área rural);
- O consumidor poderá retornar à Tarifa Convencional a qualquer tempo, devendo ser atendido pela distribuidora em até 30 dias. Após o retorno à Convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só será possível após o prazo de 180 dias;
- Os custos relativos ao medidor e à sua instalação são de responsabilidade da distribuidora; eventuais custos para alterações no padrão de entrada da unidade consumidora competem ao consumidor;
- O consumidor poderá solicitar um medidor com funcionalidades adicionais, devendo, porém, arcar com a diferença de preço desse equipamento em relação ao medidor normal;
- A fatura deverá discriminar os valores de consumo em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário).

10 CONCLUSÃO

A compreensão sobre estrutura tarifária de energia é de grande importância e serve de parâmetro ao consumidor, refletindo como o mesmo a está utilizando. Neste presente trabalho foi feita uma análise de composição da estrutura tarifária brasileira de energia elétrica, abordando todos os custos desde a geração, passando pela transmissão, até a distribuição.

Pontos importantes deste trabalho foram sintetizar informações que estão dispersas em várias referências bibliográficas, identificando o grau de aplicação da metodologia utilizada para análise destas tarifas.

Igualmente destaca-se a inserção da tarifa branca dentre as opções tarifárias de consumo oferecidas. A análise da adesão da mesma mostra que um estudo deve ser feito ao se cogitar por essa opção de consumo, pois, a tarifa branca pode não ser vantajosa caso não haja um deslocamento de consumo para os horários fora de ponta, sendo assim mais adequado optar pela tarifa convencional.

REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cartilha Por Dentro da Conta de Energia. Brasília, DF 2011
- [2] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Tarifa Consumidores, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>> Acessado em 27 de Abril de 2018
- [3] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Editais de Geração, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao4>> Acessado em 27 de Abril de 2018
- [4] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Cálculo tarifário e metodologias, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia>> Acessado em 27 de Abril de 2018
- [5] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Entendendo a Tarifa, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>> Acessado em 27 de Abril de 2018
- [6] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>> Acessado em 27 de Abril de 2018
- [7] BRASIL. Agência nacional de Energia Elétrica. Tarifa Branca é nova opção para consumidores a partir de 2018, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false> Acessado em 23 de Abril de 2018
- [8] FUGIMOTO, Sérgio Kinya. Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas / S.K. Fugimoto. -- ed.rev. -- São Paulo, 2010. 195 p.
- [9] VIANA, Augusto Nelson Carvalho. BORTONI, Edson da Costa. NOGUEIRA, Fábio José Horta. HADDAD, Jamil. NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. VENTURINI, Osvaldo José. YAMACHITA, Roberto Akira. Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações. 1ª edição. Campinas. Universidade Federal de Itajubá, 2012.

