

6 Tarifação da Energia Elétrica

A tarifa de energia se compõe de três custos: custo de geração de energia, custo do transporte de energia até as casas por fios, ou seja, custo de transmissão e distribuição e por último o custo de encargos e tributos definido por cada Estado. A Figura 6 mostra a parcela média de cada um desses custos em uma conta de luz de R\$ 100,00.

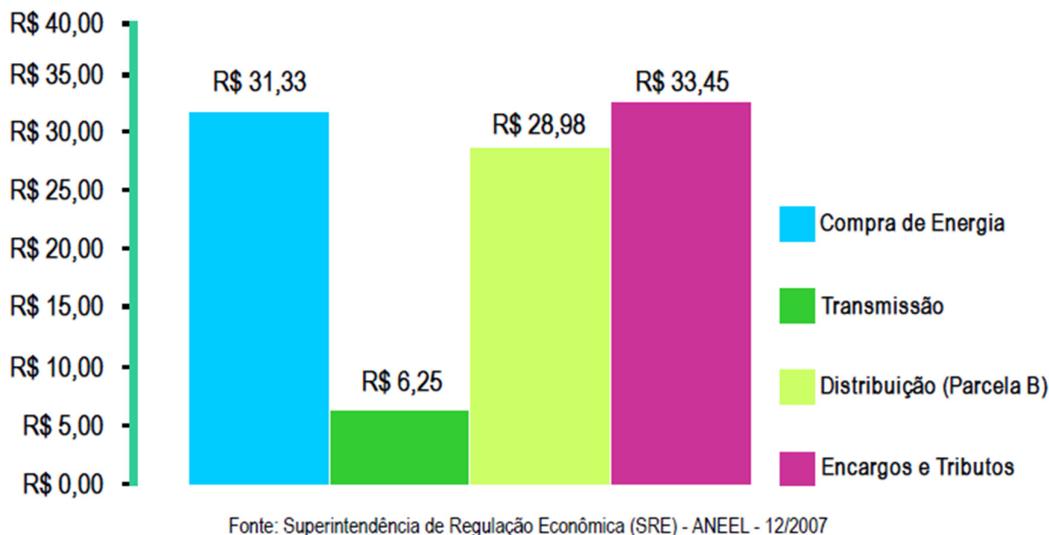


Figura 6: Quanto se paga por componente em uma conta de luz de R\$ 100,00 (média / Brasil 2007)

Quando a conta de luz chega ao consumidor, ele paga a compra de energia (remuneração do gerador), a transmissão (os custos da empresa transmissora) e a distribuição (serviço prestado pela distribuidora), mais os encargos e tributos determinados por lei, destinados ao poder público (ANEEL_C, 2008). Os encargos são contribuições definidas em leis com aprovação do Congresso Nacional para fins específicos. Cada encargo é justificado por lei, no entanto, impactam a tarifa e, por conseguinte, a capacidade de pagamento do consumidor. A Tabela 4 mostra os principais encargos setoriais e o valor pago pelo consumidor em 2006. Já os tributos são pagamentos compulsórios feitos ao poder público com

o objetivo de assegurar recursos para o desenvolvimento de atividades do Governo. No Brasil, o imposto está embutido no preço de bens e serviços. A conta de luz possui tributos federais (PIS e COFINS), estaduais (ICMS) e municipais (CIP). O valor dos impostos é recolhido pelas distribuidoras e repassado às autoridades competentes pela sua cobrança. A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia, sem os tributos, por classe de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.). Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos (PIS, COFINS, ICMS e CIP) e emitem a conta de luz que os consumidores pagam (ANEEL_C, 2008). A Tabela 5 explicita cada tributo. Os fatores que contribuem para as altas tarifas energéticas são: os encargos e tributos que representam mais que 33,27% da conta de luz, as perdas na distribuição de energia e as inadimplências. Os altos impostos podem ser solucionados através da redução do número e do valor dos encargos e tributos pagos pelo consumidor. Em relação às perdas de energia, com as novas redes inteligentes, esse problema será reduzido com a instalação de novos medidores e de outros componentes mais modernos. Com a revitalização da rede elétrica, haverá uma redução dos “gatos”, diminuindo as perdas comerciais por furto de energia.

Tabela 4: Principais encargos setoriais com a contribuição do consumidor em 2006

Encargo	Para que serve	Quanto foi recolhido em 2007 em encargos do setor (R\$ Milhão)
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica principalmente na região norte (Sistemas Isolados)	2.870,6
RGR Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico	1.327,7*
TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL	324,97
CDE Conta de Desenvolvimento energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda	2.313,1
ESS Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional	85,9
PROINFA	Subsidiar as fontes alternativas de Energia	637,7
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos Naturais	331,9**
ONS Operador Nacional do Sistema	Prover recursos para o funcionamento do ONS	10,7
CFURH Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica	1.232,74
Royalties de Itaipu	Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil/Paraguai	414,26
Os encargos do sistema elétrico deverão custar cerca de R\$ 9,5 bilhões em 2007		

*Atualizado até 11/06/2007

** Ciclo 2006/2007

Fonte: Superintendência de Regulação Econômica (SRE) - ANEEL - 07/2007

Tabela 5: Tributos presentes na conta de luz

Tributos	Explicação
Federais: PIS e COFINS	São cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. A aplicação desses tributos foi recentemente alterada, com elevação no valor da conta de energia. Com a edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a ser apurados de forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos passou a variar 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.
Estadual: ICMS	Previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, este imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal. O ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. Por isso são variáveis. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS direto na fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual. O seu cálculo também é feito “por dentro”.
Municipal: CIP	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.

Fonte : Por Dentro da Conta de Luz - ANEEL 2008

A tarifação do setor elétrico é classificada de acordo com o tipo de consumidor, como mencionado no parágrafo anterior sobre as tarifas publicadas pela ANEEL. O valor da tarifa definido pela ANEEL, agência reguladora do setor elétrico, representa uma receita suficiente para que a concessionária cubra os seus custos eficientemente e possa realizar investimentos prudentes para a manutenção da qualidade do serviço, ou seja, a tarifa inclui o custo fixo e um valor para novos investimentos. Para se entender cada modalidade tarifária é preciso estar a par dos principais conceitos como os mencionados a seguir.

- **Energia:** é a quantidade de eletricidade gasta por um aparelho elétrico ao ficar ligado por um certo período de tempo, ou seja, a energia consumida. A unidade geralmente é expressa em Megawatt-hora (MWh). Todos os consumidores pagam pela energia utilizada, chamada de consumo na conta de energia.

- **Potência:** é a capacidade de consumo de um aparelho elétrico. A unidade é expressa em quilowatts (kW). Os pequenos consumidores, como residências, não pagam pela potência, que é denominada de demanda na conta de luz. Apenas os médios e grandes consumidores pagam pela demanda que geralmente corresponde a potência média verificada em intervalos de 15 minutos.
- **Horário de ponta:** é o período de 3 horas consecutivas diárias, exceto sábados, domingos e feriados nacionais. Geralmente este período ocorre entre 18 e 21 horas, no entanto o início do horário de ponta é adotado por distribuidora, segundo as características de seu sistema elétrico. Dependendo da modalidade tarifária, nesse horário a demanda e o consumo de energia podem ter preços diferenciados, geralmente um valor acima do horário fora de ponta, já que nesse horário ocorre o maior consumo de energia elétrica.
- **Horário fora de ponta:** equivale às demais 21 horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados.
- **Período seco:** compreende os sete meses de maio a novembro, período onde há menor incidência de chuvas. A tarifa no período seco é mais alta que no período úmido devido ao maior custo da produção de energia elétrica, uma vez que os reservatórios das hidrelétricas estão com uma menor quantidade de água.
- **Período úmido:** compreende os cinco meses de dezembro a abril, período onde há maior incidência de chuvas.

Após essa breve introdução dos principais conceitos, será definida a classificação dos consumidores. Os consumidores são divididos em dois grupos de acordo com o nível de tensão. O grupo A, consumidores de alta tensão, são tarifados em função da demanda e do consumo, são clientes de médio a grande porte atendidos pela tensão de 2,3 a 230 kV. O grupo B, consumidores de baixa tensão, são tarifados apenas em relação ao consumo, são clientes pequenos atendidos pela tensão inferior a 2,3 kV. Cada grupo pode ser dividido em subgrupos de acordo com as Tabelas 6 e 7.

Tabela 6: Subclassificação do Grupo A

Sub-Grupos	Tensão de fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	< 2,3 kV (Sistema Subterrâneo)

Tabela 7: Sub-classificação do Grupo B

Sub-Grupos	Classe / Subclasse
B1	Classe residencial e subclasse residencial baixa renda
B2	Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural
B3	Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio
B4	Classe iluminação pública

Existem três modalidades alternativas nas quais os consumidores do grupo A podem se enquadrar: Tarifação Convencional, Tarifação horossazonal Verde ou Tarifação horossazonal Azul (compulsória para aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV). O grupo B paga somente a energia que consome. A equação 1 mostra o cálculo do grupo B, ou seja, o valor pago pelo consumidor.

(1)

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

Fonte: PROCEL 2001

A Figura 7 mostra as tarifas residenciais das distribuidoras do país, com vigência válida em 13 de março de 2012. Vale ressaltar que os valores referem-se às tarifas homologadas pela ANEEL e, portanto, sem impostos. Esta tarifa é usada no cálculo da equação 1.

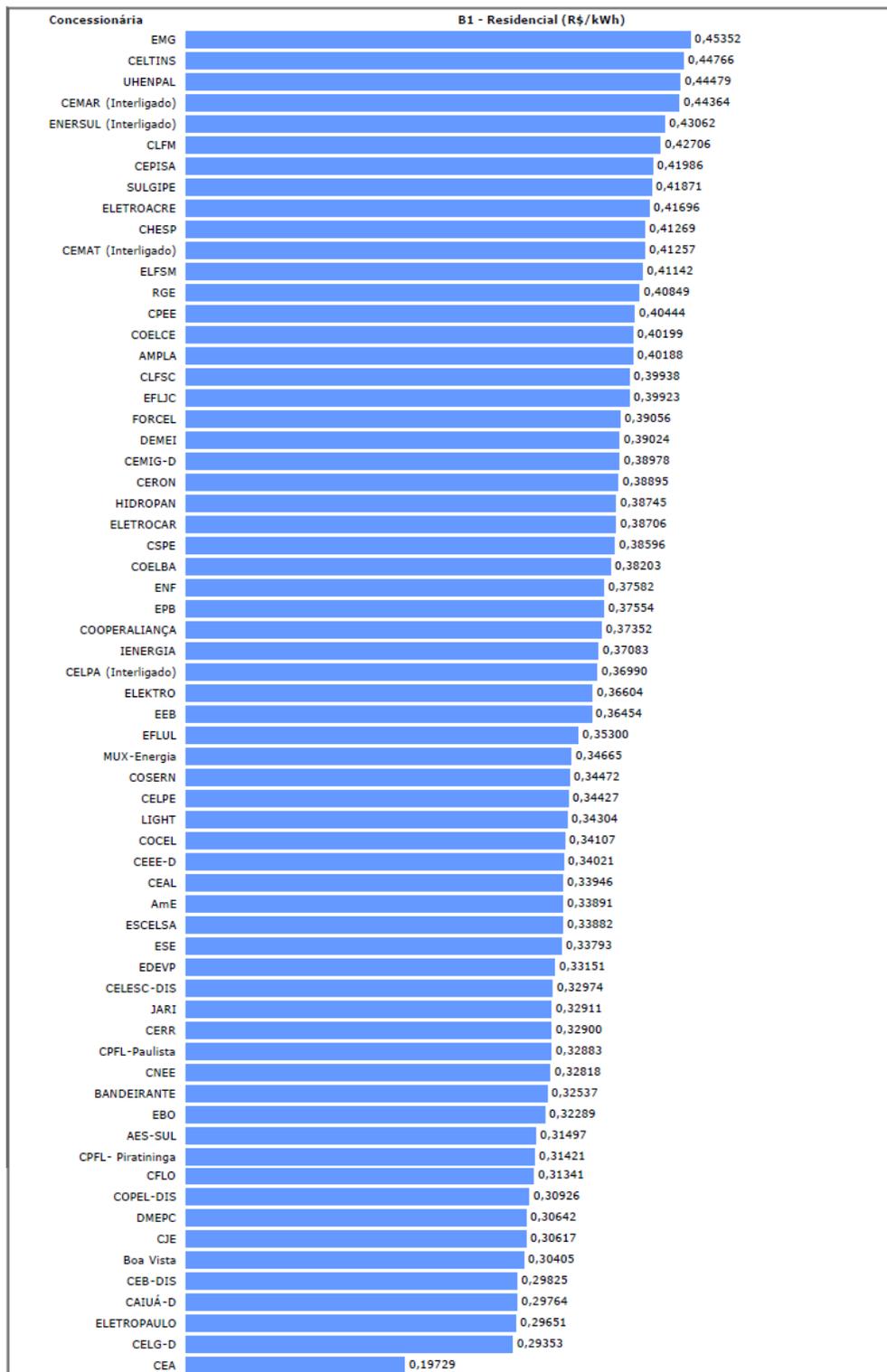


Figura 7: Valor vigente das tarifas residenciais em 13 de março de 2012

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idarea=493>

A tarifação convencional aplica um valor único de tarifa para a demanda e para o consumo de energia, independente do horário de utilização e do período do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora. Pode ser aplicada para os consumidores com tensão de fornecimento abaixo de 69 kV e com demanda contratada inferior a 300 kW. As equações 2, 3 e 4 mostram os cálculos para essa modalidade tarifária. A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. A parcela de consumo é igual ao dos consumidores do grupo B na equação 1.

A equação 2 mostra o cálculo para a demanda na Tarifação Convencional.

(2)

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

Fonte: PROCEL 2001

A equação 3 mostra o cálculo da demanda ultrapassada para a Tarifação Convencional. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a demanda contratada.

(3)

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

Fonte: PROCEL 2001

A equação 4 mostra o cálculo total de todas as parcelas para a Tarifação Convencional.

(4)

$$P_{Total} = P_{Consumo} + P_{Demanda} + P_{Ultrapassagem}$$

Fonte: PROCEL 2001

A tarifação horossazonal é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo e de demanda, de acordo com a hora de utilização e o período do ano.

A tarifação horossazonal azul tem estrutura de acordo com a Tabela 8. Ela é aplicada obrigatoriamente pelos consumidores com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

Tabela 8: Estrutura da tarifação horossazonal azul

Demanda de potência (R\$/kW):
Um valor para o horário de ponta (P)
Um valor para o horário fora de ponta (FP)
Consumo de energia (R\$/MWh):
Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

As equações 5, 6, 7 e 8 mostram o cálculo para cada parcela de consumo, demanda e ultrapassagem e o cálculo total para a tarifação horossazonal azul.

A equação 5 mostra o cálculo do valor pago pela parcela consumo na modalidade horossazonal azul. As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco que ocorre de maio a novembro.

(5)

$$P_{Consumo\ HSA} = Tarifa\ de\ Consumo\ na\ Ponta \times Consumo\ Medido\ na\ Ponta + Tarifa\ de\ Consumo\ fora\ de\ ponta \times Consumo\ Medido\ fora\ de\ ponta$$

Fonte: PROCEL 2001

A equação 6 mostra o cálculo da demanda para a Tarifação horossazonal azul. As tarifas de demanda não são diferenciadas por período ano.

(6)

$$P_{Demanda\ HSA} = Tarifa\ de\ Demanda\ na\ ponta \times Demanda\ Contratada\ na\ ponta + Tarifa\ de\ Demanda\ fora\ de\ ponta \times Demanda\ Contratada\ fora\ de\ ponta$$

Fonte: PROCEL 2001

A equação 7 mostra o cálculo da demanda ultrapassada para a Tarifação horossazonal azul. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância. Esses limites são de 5% para os sub-grupos A1, A2 e A3 e de 10% para os demais sub. As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras nas horas de ponta (PROCEL, 2001).

(7)

$$P_{\text{Ultrapassagem HSA}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem na ponta} \times (\text{Demanda Medida na ponta} - \text{Demanda Contratada na ponta}) + \text{Tarifa de Ultrapassagem fora de ponta} \times (\text{Demanda Medida fora de ponta} - \text{Demanda Contratada fora de ponta})$$

Fonte: PROCEL 2001

A equação 8 mostra o cálculo para todas as parcelas para a Tarifação horossazonal azul.

(8)

$$P_{\text{Total HSA}} = P_{\text{Consumo HSA}} + P_{\text{Demanda HSA}} + P_{\text{Ultrapassagem HSA}}$$

Fonte : PROCEL 2001

A tarifação horossazonal verde tem a estrutura de acordo com a Tabela 9. Ela é aplicada obrigatoriamente aos consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção pela modalidade azul ou verde.

Tabela 9: Estrutura da tarifação horossazonal verde

Demanda de potência (R\$/kW):
Valor único
Consumo de energia (R\$/MWh):
Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

As equações 9, 10, 11 e 12 mostram o cálculo para cada parcela de consumo, demanda e ultrapassagem e o cálculo total para a tarifação horossazonal verde.

A equação 9 mostra o cálculo do valor pago pela parcela consumo na modalidade horossazonal verde. No período seco, maio a novembro, as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são mais caras que no período úmido.

(9)

$$P_{\text{Consumo HSV}} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de ponta} \times \text{Consumo Medido fora de ponta}$$

Fonte: PROCEL 2001

A equação 10 mostra o cálculo da demanda para a Tarifação horossazonal verde. A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano.

(10)

$$P_{Demanda\ HSV} = Tarifa\ de\ Demanda \times Demanda\ Contratada$$

Fonte: PROCEL 2001

A equação 11 mostra o cálculo para a demanda ultrapassada para a Tarifação horossazonal verde. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada.

(11)

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

Fonte PROCEL 2001

A equação 12 mostra o cálculo total de todas as parcelas para a Tarifação horossazonal verde.

(12)

$$P_{Total\ HSV} = P_{Consumo\ HSV} + P_{Demanda\ HSV} + P_{Ultrapassagem\ HSV}$$

Fonte – PROCEL 2001

6.1 Nova Tarifação da Energia Elétrica

No final de 2011, foi aprovada uma proposta de aprimoramento da estrutura tarifária do setor elétrico. O presente estudo considerou 11 distribuidoras, que representam 60% do mercado Brasil de distribuição, para a proposta de aperfeiçoamento da estrutura tarifária (ANEEL_I, 2011). Esta nova estrutura tarifária foi aprovada em audiência pública nº 120/2010 e por nota técnica nº 311/2011 – SRE – SRD/ANEEL em 17 de novembro de 2011 em Brasília. No entanto, a aplicação dessa nova estrutura tarifária só ocorrerá a partir de janeiro de 2014.

Para o caso particular da distribuição de energia elétrica, define-se estrutura tarifária como o mecanismo de diferenciação de preços cobrados pelo uso das redes de distribuição aos diferentes tipos de consumidores ou mercados existentes em uma área de concessão deste serviço, independentemente da receita

requerida da empresa distribuidora (Hage, et al., 2011). No entanto, há anos o setor encontra problemas na diferenciação de preços, por isso a necessidade de rediscussão das teorias, modelos e metodologias aplicados ao sistema de distribuição de energia brasileiro. Isto fica claro na Chamada Pública nº 008/2008 (ANEEL_A, 2008), na qual a ANEEL afirma que vem adotando a mesma base metodológica dos anos 80 a partir de um estudo publicado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), conhecido como Nova Tarifação de Energia Elétrica – metodologia e aplicação, de 1985 popularmente conhecido como “Livro Verde”. A própria agência afirma que a estrutura tarifária está desatualizada, uma vez que o setor passou por alterações significativas sendo a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia a principal delas, ou seja, ocorreu uma desverticalização do setor. A grande dificuldade para o setor elétrico está na coleta de dados consistentes para revisar os níveis tarifários. Com a revitalização da rede, *smart grid*, esta dificuldade será solucionada.

O atual modelo de estrutura tarifária brasileira para a tarifa de energia elétrica, o DNAEE no ano de 1985, foi realizado a partir de estudos em um acordo de cooperação técnica entre o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), a Eletrobrás, as principais empresas de distribuição de energia elétrica e a Électricité de France (EDF) (Hage, et al., 2011). Este estudo teve como objetivo examinar a viabilidade de se determinar os custos de fornecimento de energia elétrica no Brasil com base na teoria marginalista recebendo o título de “Estrutura do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais” (ANEEL_H, 2009).

Outro problema enfrentado pela atual estrutura tarifária é que existem incentivos apenas a um grupo de consumidores o que ocasiona a não otimização da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. Este assunto será abordado no próximo parágrafo para melhor compreensão.

No Brasil, a maior parte da energia gerada vem do sistema hidroelétrico sendo assim, a produção efetiva das usinas depende do regime de chuvas. Por isso, quando ocorrem períodos de estiagem prolongada há riscos associados a um possível déficit de energia. Apenas as modalidades horossazonal verde e azul levam em consideração uma estrutura de cobrança diferenciada que discrimina preços por período do ano (úmidos e secos) e por horários do dia (horários de

ponta e fora-ponta). Dessa forma, o sistema tarifário atual perde com os consumidores de baixa tensão do grupo B e com os consumidores da modalidade tarifária convencional do grupo A que não são autuados por essa diferenciação de preços por períodos e horários do dia.

A ANEEL pretende nessa nova estrutura tarifária englobar todas as modalidades tarifárias nessa diferenciação de preços criando “bandeiras tarifárias”. A bandeira pode ser “verde” sinalizando que o risco de falta de energia é baixo, não havendo nenhuma sobreprecificação da tarifa de energia em relação a média dos contratos existentes das distribuidoras. No caso de bandeira “amarela”, significa um risco médio havendo um valor de referência adicional a tarifa de energia final recebida pelos consumidores. A bandeira “vermelha” está associada a um sobrepreço ainda maior sinalizando alto risco, como por exemplo, a iminência de um racionamento.

Nesse sentido, o acionamento das bandeiras dependerá do intervalo de valores do PLD, Preço de Liquidação de Diferenças, e do ESS_SE, Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética, e se dará da seguinte forma (ANEEL_I, 2011):

- Bandeira Tarifária Verde: vigente quando a soma do ESS_SE e do PLD forem inferior a R\$ 100,00/MWh;
- Bandeira Tarifária Amarela: caracterizada pela incidência de R\$ 15,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará para intervalos de valores de PLD e ESS_SE entre 100,00 R\$/MWh e 200,00 R\$/MWh;
- Bandeira Tarifária Vermelha: caracterizada pela incidência de R\$ 30,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará quando a soma do PLD e ESS_SE ultrapassar R\$ 200,00/MWh.

Estes adicionais referentes as bandeiras tarifárias amarela (R\$ 15/MWh) e vermelha (R\$ 30,00/MWh) foram obtidos com base em um histórico de PLD e ESS_SE dos anos de 2008 a 2010. Cabe ressaltar que para novos valores relativos as bandeiras amarela e vermelha deverão ser definidos e calculados por resolução específica levando em consideração a atualização dos valores de PLD e ESS_SE.

As bandeiras tarifárias entrarão em vigor a partir de janeiro de 2014 e o seu público alvo serão todos os consumidores. Durante o ano de 2013 será feito um teste, no qual se simulará a aplicação hipotética das bandeiras tarifárias. O

objetivo deste ano teste é orientar os consumidores quanto aos critérios de aplicação das bandeiras. Sendo assim, neste período de teste, cabe as concessionárias de distribuição destacar nas faturas dos consumidores: (i) qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento; (ii) o valor da bandeira vigente; (iii) o adicional a ser pago pelo consumidor se o sistema de bandeira estivesse vigente. No informativo da fatura, deverá estar explícito que se trata de um Ano Teste e que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência somente a partir do ano de 2014 (ANEEL_I, 2011).

A idéia é implementar as bandeiras tarifárias e eliminar o sinal sazonal (período seco e úmido) da tarifa de energia. A tarifa de energia continuará com sinalização horária para as modalidades verde e azul, e sem sinalização para a modalidade convencional. Além disso, o grupo B ganhará uma nova modalidade tarifária, a tarifa branca, sendo esta opcional. Esta nova tarifa é caracterizada por sinalização horária (ponta, intermediária e fora de ponta) na tarifa monômnia de energia (R\$/MWh). A única diferença da sinalização horária do grupo A para o grupo B foi a inclusão do posto tarifário intermediário, que é o período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, totalizando 2 horas. Sendo assim o consumidor do grupo B poderá optar se continuará com a tarifa monômnia antiga ou se migrará para a tarifa branca.

Outro problema das distribuidoras é o fato do preço da energia elétrica ser muito alto nos horários de ponta, sendo assim, os grandes consumidores tendem a procurar opções energéticas alternativas como, geradores térmicos, a óleo ou gás natural, localizados no próprio local de consumo. Entre as tecnologias mais difundidas, está a geração a diesel. Esta solução de autogeração vem sendo adotada por consumidores do grupo A, geralmente indústrias e grandes comércios principalmente no horário de ponta.

Devido a essa mudança no comportamento do consumidor a ANEEL pretende criar modalidades intermediárias entre a modalidade azul e a verde para concorrer com a autogeração. Na França, por exemplo, existem as modalidades verde e azul e amarela que é intermediária entre as duas. No entanto, as características de cada uma das modalidades francesas é um pouco diferente da modalidade brasileira. Outra ação regulatória que pode ser feita é uma reavaliação do nível médio de preços, bastante relacionados aos encargos e aos impostos diversos existentes em grande parte da tarifa de energia brasileira. Estas medidas

podem inibir ou inviabilizar a opção de autoprodução para os consumidores, contribuindo para uma energia ecologicamente superior se comparada à geração a diesel que é poluidora.

A energia elétrica diferentemente de outros sistemas de abastecimentos, como água por exemplo, não pode ser estocada. As supridoras de eletricidade, em toda a cadeia do sistema de geração, transporte e distribuição, devem dispor de uma capacidade instalada suficientemente para atender a máxima demanda agregada possível, que geralmente ocorre por poucos instantes, algumas vezes apenas alguns minutos por ano. Esta capacidade pode se traduzir como potência, a mesma paga pelos consumidores do grupo A. Paga-se então para se ter energia suficiente para suprir uma indústria por exemplo, independente de se usar a energia ou não (demanda instantânea), isso seria a potência contratada por esses grandes consumidores e, além disso, paga-se pela energia consumida. Esse tipo de tarifação é denominada binômica. Sendo assim, o produto “eletricidade” não é caracterizado apenas pela quantidade de energia comercializada, mas principalmente pela capacidade máxima disponibilizada para cada agente conectado ao sistema.

Devido a uma restrição técnica, a tarifação binômica só pode ser aplicada aos consumidores de média e alta tensões, uma vez que, estes possuem medidores eletrônicos que têm capacidade de armazenar dados de potências médias consumidas em arquivos digitais geralmente com um período de amostragem que pode variar de 5 a 15 minutos. Devido a esta característica, pode se conhecer o perfil histórico de consumo de eletricidade em cada hora, determinando os montantes horários de potência e energia consumidos. Através deste medidor foi possível implementar as tarifas horossazonais no Brasil a partir da década de 1980 utilizando preços diferenciados por período de ponta e fora-ponta. Enquanto isso, os consumidores de baixa tensão possuem medidores eletromecânicos, que registram apenas a energia acumulada, geralmente de um mês. Dessa forma, este medidor também é incapaz de registrar a potência máxima consumida pelos consumidores, assim como o horário que essa demanda ocorreu. Com as redes inteligentes, *smart grids*, todos esses medidores antigos serão substituídos por medidores eletrônicos permitindo esta diferenciação de preço também nos consumidores de baixa tensão e dando outras opções de precificação além da atual, que considera apenas potência contratada e energia consumida.

Atualmente o sistema de precificação determina horários fixos para os horários de ponta, no qual a tarifa da energia é mais alta devido a “congestionamentos” nos sistemas geradores ou nas redes de transmissão elétricas. Estes horários são fixos, pois o sistema é menos dinâmico e utiliza poucos recursos de *smart grid* precisando predefinir esses horários de ponta por um determinado período de tempo. Com os sistemas mais dinâmicos, que possuem recursos mais avançados de medição e comunicação remotas via *smart grid*, é possível ter acesso às condições do sistema elétrico em tempo real como por exemplo a escassez momentânea de capacidade de geração ou transmissão provocada por uma demanda excessiva ou por uma limitação técnica dos sistemas supridores. Com este nível de informação é possível beneficiar o consumidor com uma tarifa mais próxima do seu consumo real e é isso que a ANEEL pretende fazer nesse novo projeto de P&D apresentado no início do item 6.1 (inclusão das bandeiras nas modalidades tarifárias).

Outra variável a ser considerada nesse novo sistema de preços será a qualidade da energia, sendo que uma maior qualidade implica em maior preço. As características que definem essa qualidade de fornecimento são: nível de tensão, frequência de oscilação da tensão, frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia. Isso significa que quanto menores as interrupções causadas por problemas relacionados a falhas, ou seja, frequência de oscilação ajustada, baixa frequência de interrupções e baixa duração das interrupções, maior a qualidade da energia. As supridoras podem diferenciar seus preços pelo nível de qualidade de fornecimento de energia elétrica.

Resumindo, a evolução técnica dos medidores das variáveis elétricas induzirá novas reflexões e aprimoramentos no desenho tarifário. Com o advento dos medidores eletrônicos telecomandados, será possível conhecer as potências instantâneas dos consumidores nos horários de congestão do sistema, permitindo a aplicação de preços em tempo real (*real time pricing*) (Hage, et al., 2011).

Em suma, as mudanças que surgiram nessa nova tarifação foram: a criação de bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha), a criação da tarifa branca para o grupo B e a criação de modalidades tarifárias intermediárias entre a horossazonal azul e a verde para concorrer com a autogeração.

6.2 Estrutura da Rede Elétrica

O grande desafio para a instalação do PLC na rede brasileira é a infraestrutura da rede elétrica que ainda é muito arcaica. Os atuais sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia não são tecnologicamente muito diferentes daqueles originalmente construídos no final do século XIX. Com exceção dos equipamentos eletrônicos ancilares de comunicação, medição e controle dos sistemas de potência, a tecnologia empregada na construção de geradores, transformadores e linhas de transmissão não tem sofrido grandes modificações desde então (Hage, et al., 2011). Sendo assim, a energia chega ao consumidor ainda de forma muito instável (com ruído, oscilações no valor médio da tensão, etc), isso afeta na velocidade do PLC. Para resolver esse problema, é preciso investir em equipamentos mais sofisticados, que geralmente têm alto custo, para que a energia chegue de uma forma mais “limpa” e estável. O problema da energia vem da etapa da geração, já que é gerada de forma instável. Com as novas hidrelétricas, os equipamentos utilizados serão mais modernos, solucionando essa questão.

O problema vem desde a estrutura elétrica que não está adaptada para receber tal tecnologia, a começar pelos relógios que devem ser substituídos por medidores digitais de energia elétrica. Além dos medidores, toda rede deve ser reestruturada e adaptada para transmitir dados e voz via rede elétrica. Problemas em relação à interferência na rádio frequência são regulatórios e tecnológicos, uma vez que o governo limita a faixa de transmissão que o PLC poderá atuar e a tecnologia, quanto mais evoluída e avançada, utiliza-se de mecanismos de modulação que reduzem bastante os ruídos e as interferências eventualmente causadas pelo sinal do PLC. Outra barreira que a tecnologia enfrenta é a falta de um padrão internacional, o que dificulta a expansão dos seus equipamentos. O PLC usa baixa e média tensão para fornecer o acesso à internet de banda larga.

O PLC pode ter implicações na energia, comunicação e políticas ambientais. Pode-se determinar o preço do PLC pelo seu uso no horário de pico da energia e fora desse horário, sendo no primeiro um valor mais alto do que no segundo caso.

Em relação às empresas que fizeram testes com o PLC, destaca-se a CEMIG, que fez testes pilotos com a tecnologia PLC há 10 anos e hoje aposta em outras tecnologias. A empresa não reconhece o PLC como uma boa tecnologia para se investir devido aos problemas de ruídos, interferências e da regulamentação da tecnologia. Como a companhia não faz estudos há um tempo razoável, não se pode levar como parâmetro os problemas apresentados pela mesma, uma vez que em 10 anos a tecnologia evoluiu bastante e foi regulamentada em 2008 pela ANATEL e em 2009 pela ANEEL. A CEMIG começou a fazer testes logo quando a tecnologia surgiu. Hoje quem avança em testes pilotos da tecnologia é a Eletropaulo e a AES Telecom.