



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**  
**SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro**  
**Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

<b>Paulo Eduardo Steele Santos</b>	<b>Filipe Jordao Macedo</b>	<b>Rafael Coradi Leme</b>
<b>TR Solucoes Ltda - ME</b>	<b>TR Solucoes Ltda - ME</b>	<b>Universidade Federal de Itajubá</b>
paulo.steele@trsolucoes.com	filipe.macedo@trsolucoes.com	leme@unifei.edu.br

<b>Rodrigo Luiz Mendes Mota</b>	<b>Leandro de Lima Galvao</b>
<b>TR Solucoes Ltda - ME</b>	<b>TR Solucoes Ltda - ME</b>
rodrigo.mota@trsolucoes.com	leandro.galvao@trsolucoes.com

**Simulação do impacto da aplicação das Tarifas Brancas no equilíbrio econômico financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica**

**Palavras-chave**

Gestão da Demanda

Risco

Sinal Horário

Tarifas

**Resumo**

Este artigo apresenta uma discussão sobre o caráter opcional das tarifas de energia elétrica horárias para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão e seus impactos na receita de uma distribuidora. Essa análise é quantificada, para três distribuidoras de energia elétrica, a partir de dois cenários de simulação. Descreve também as características da ferramenta de simulação desenvolvida pelos autores para avaliar os possíveis impactos da aplicação das tarifas brancas para o mercado elegível em cada distribuidora. Finalmente questiona a responsabilidade pelos ônus da implementação de tal política tarifária.

**1. Introdução**

Após três décadas sem qualquer alteração na estrutura tarifária de energia elétrica foi iniciada em 2012 a

implementação de um conjunto de aprimoramentos nos procedimentos vigentes para o cálculo das tarifas de energia elétrica. É importante destacar o empenho da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel em estabelecer para o terceiro ciclo de revisões uma estrutura tarifária mais adequada e aderente aos custos de expansão dos sistemas de distribuição. A utilização de custos médios de expansão próprios de cada distribuidora e a criação de tarifas horárias para as unidades consumidoras de baixa tensão - denominada Tarifa Branca - entre diversos outros aprimoramentos estabelecidos para o terceiro ciclo de revisões, já representam um avanço inquestionável no processo de cálculo tarifário.

O presente artigo apresenta uma discussão sobre o caráter opcional das tarifas de energia elétrica horárias para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão e seus prováveis impactos sobre a receita de uma distribuidora. Essa análise é quantificada, para três distribuidoras de energia elétrica, a partir de dois cenários de simulação. Descreve as características da ferramenta de simulação desenvolvida pelos autores para avaliar os possíveis impactos da aplicação das tarifas brancas para o mercado elegível em cada distribuidora. Finalmente questiona a responsabilidade pelos ônus da implementação de tal política tarifária.

## 2. Desenvolvimento

### 2.1 OBRIGATORIEDADE OU NÃO DE UMA NOVA MODALIDADE TARIFÁRIA

Para que se possa implementar um sistema de tarifação sofisticado, composto por diferentes produtos tarifários, voltado à otimização da utilização dos sistemas elétricos existentes, à eficiência energética e à redução de perdas técnicas, são necessários investimentos significativos. O volume de investimento requerido está associado à tecnologia necessária para se atingir os objetivos esperados.

Há duas formas de se implementar um sistema de tarifação diferenciado: compulsória ou opcional. Nos programas compulsórios, os produtos tarifários são estabelecidos de maneira a alocar da melhor forma possível os custos à prestação dos serviços de fornecimento. Os consumidores são duplamente beneficiados pois reduzem suas faturas ao racionalizarem a utilização do sistema frente aos sinais econômicos apresentados nas tarifas e são agraciados com tarifas mais baixas pela postergação dos investimentos em expansão das redes. Já os programas opcionais estão atrelados a riscos e geram incertezas quanto à arrecadação de receita pelas distribuidoras e implicam na utilização de mecanismos de compensação de receita, cujo objetivo é cobrir os custos e garantir a remuneração dos investimentos da concessionária.

Os programas do tipo demand-response, entretanto, são, usualmente, opcionais com respeito à adesão (opt-in) e com ônus para o consumidor [1]. As diferentes formas de adesão a uma nova modalidade tarifária existem com o propósito de alocar os elevados custos de implementação. Tarifas mais sofisticadas exigem, por exemplo, medidores e requisitos de informação mais onerosos.

Tabela 1 – Programas do tipo Time-of-use para consumidores residenciais

Feature	Number	Percentage
Customer Pay to Participate	50	88%
Voluntary Enrollment Only	54	95%
Mandatory for Some Customers	3	5%
Onp-In (vs Default)	56	98%
Standard (Vs Pilot)	52	91%

Fonte Energy & Environmental Economics

O problema dos programas do tipo demand-response opcionais é que apenas as unidades consumidoras que vislumbrarem reduções nas suas faturas em função de seus hábitos de utilização e consumo ou possíveis modificações nos mesmos, certamente irão optar pelo programa. Este arranjo, então, ocasionará uma redução

na receita das distribuidoras sem a contra partida de ganhos e compensações, o que pode colocar em risco o equilíbrio econômico financeiro de uma distribuidora. Diante deste cenário a opção em participar de um programa normalmente deve estar vinculada ao pagamento pelos consumidores dos custos envolvidos no programa.

## 2.2 OS CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE

A quantificação dos custos marginais de capacidade permite avaliar qual a responsabilidade das unidades consumidoras conectadas em cada nível de tensão nos custos de expansão dos sistemas de distribuição, ou seja, é possível inferir quanto e a que hora do dia o consumo de energia acarreta para a distribuidora a necessidade de investimentos adicionais no sistema.

O estabelecimento de um posto tarifário aderente aos períodos de maior custo marginal de capacidade pode induzir a modulação de carga para a otimização do carregamento do sistema, além de atribuir aos usuários distintas responsabilidades pelo uso da rede. Isso significa que as unidades consumidoras que consomem energia em horário diferente ao do posto tarifário ponta serão agraciadas com menores faturas em relação às unidades consumidoras que concentram seu consumo no posto tarifário ponta.

Da inspeção visual dos custos marginais horários de capacidade em BT da Figura 1 é possível inferir que os maiores investimentos nas redes de distribuição ocorrem devido às utilizações das redes entre 18 e 19 horas pelas unidades consumidoras conectadas em BT. Desta forma, a definição de um posto tarifário ponta às 18 horas pode promover a otimização das redes voltadas ao atendimento das cargas conectadas em baixa tensão.

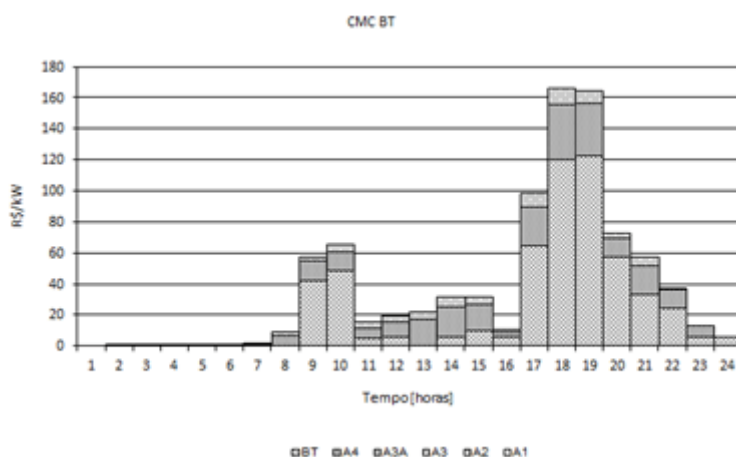


Figura 1 - Custos Marginais de Capacidade em BT

A Figura 2 descreve como cada uma das cinco classes de unidades consumidoras de BT (IP, Residencial, Rural, Industrial e Comercial) utiliza o sistema de distribuição ao longo do dia. Como as classes industrial e comercial, conectadas em baixa tensão, não concentram seu consumo no horário de maior custo marginal de capacidade, às 18 horas, o estabelecimento de um posto tarifário ponta neste horário reduziria as faturas mensais destas classes de unidades consumidoras. Todavia, as demais classes de unidades consumidoras conectadas em baixa tensão deveriam ter suas faturas elevadas caso não modificassem seu perfil de consumo.

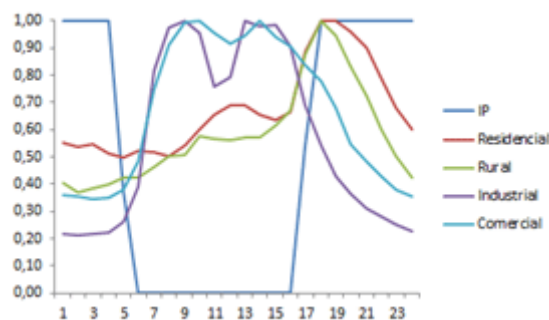


Figura 2 – Perfil de Carga por Classe Consumo em BT

Cabe frisar que é o efeito combinado da aplicação de uma sinalização tarifária adequada nos diferentes níveis de tensão, para as diferentes classes de consumo, que resulta na melhor utilização da rede com alocação de responsabilidade entre os usuários do sistema.

A análise apresentada neste artigo descreve a interpretação dos resultados obtidos com dados reais de comportamento e carregamentos disponibilizados pela Aneel para três distribuidoras que passaram pelo terceiro ciclo de revisão tarifária e cálculo da nova estrutura tarifária.

### 2.3 ANÁLISE DAS TARIFAS HORÁRIAS PARA BT – TARIFA BRANCA

Para o terceiro ciclo de revisões tarifárias a Aneel estabeleceu tarifas horárias opcionais para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão, modalidade denominada Tarifa Branca. As tarifas horárias possuem duas grandes funções: induzir a modulação de carga para a otimização do carregamento do sistema e atribuir aos usuários distintas responsabilidades pelo uso da rede.

A atribuição de distintas responsabilidades se dá pela redução ou elevação das faturas, dependendo apenas do horário no qual se concentra o consumo de energia elétrica. Considerando que as Tarifas Brancas são opcionais, simulou-se sua aplicação sobre todo o mercado de baixa tensão que potencialmente possa adotá-la.

Para as simulações realizadas foram considerados três subgrupos de unidades consumidoras: B1, B2 e B3. A cada subgrupo foi associada uma curva típica. As simulações conduzidas avaliaram primeiramente em que proporção os perfis de consumo elegíveis teriam suas faturas alteradas comparativamente à opção tarifária Convencional, ou seja, não foi considerada nenhuma variação no perfil de consumo das unidades consumidoras – cenário denominado “0% de Modulação” de carga. Posteriormente foi quantificada uma condição de deslocamento de 10% da energia do posto tarifário ponta para o posto tarifário fora de ponta - cenário denominado “10% Modulação”.

Para as tarifas propostas pela Aneel na Audiência Pública nº 002/2012, que aprovou os resultados da terceira revisão tarifária da Companhia Energética do Ceará (Coelce), os resultados das simulações conduzidas indicam que caso a aplicação das tarifas brancas fosse compulsória, seria observado um déficit financeiro de R\$ 57 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais. Cabe salientar que, caso ocorresse uma modulação de carga da ordem de 10%, o déficit financeiro passaria para R\$ 75 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais.

Tabela 2 – Impacto da Aplicação Tarifa Branca Coelce

Subgrupos	Tarifa Convencional	Tarifa Branca (0% Modulação)	Tarifa Branca (10% Modulação)
B1	R\$ 717.942.640,97	R\$ 690.639.039,28	R\$ 679.528.586,48
B2	R\$ 147.995.565,54	R\$ 145.833.603,36	R\$ 143.235.081,58
B3	R\$ 379.229.210,00	R\$ 351.665.299,72	R\$ 346.974.995,68
Diferença Observada	R\$ -	-R\$ 57.029.474,15	-R\$ 75.428.752,76
Receita Final BT	R\$ 1.245.167.416,51	R\$ 1.188.137.942,36	R\$ 1.169.738.663,75
Redução Receita BT	0%	4,58%	6,06%

Considerando as tarifas propostas pela Aneel na Audiência Pública nº 017/2012 da Companhia Paranaense de Energia (Copel), os resultados das simulações conduzidas indicam que caso a aplicação das tarifas brancas fosse compulsória, seria observado um déficit financeiro de R\$ 72 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais. Caso ocorresse uma modulação de carga da ordem de 10%, o déficit financeiro seria de R\$ 116 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais.

Tabela 3 – Impacto da Aplicação Tarifa Branca Copel

Subgrupos	Tarifa Convencional	Tarifa Branca (0% Modulação)	Tarifa Branca (10% Modulação)
B1	R\$ 1.691.479.226,85	R\$ 1.682.062.006,09	R\$ 1.652.495.694,45
B2	R\$ 271.262.324,00	R\$ 267.430.201,64	R\$ 263.002.069,34
B3	R\$ 898.752.778,20	R\$ 839.565.447,15	R\$ 829.939.961,47
Diferença Observada	R\$ -	-R\$ 72.436.674,16	-R\$ 116.056.603,77
Receita Final BT	R\$ 2.861.494.329,04	R\$ 2.789.057.654,88	R\$ 2.745.437.725,27
Redução Receita BT	0%	2,53%	4,06%

Já para as tarifas propostas pela Aneel na Audiência Pública nº 025/2012 da AES Eletropaulo, os resultados das simulações conduzidas indicam que caso a aplicação das tarifas brancas fosse compulsória, seria observado um déficit financeiro de R\$ 169 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais. Neste caso, uma modulação de carga da ordem de 10% ocasionaria um déficit financeiro de R\$ 251 milhões em relação à expectativa de arrecadação com tarifas convencionais.

Tabela 4 – Impacto da Aplicação Tarifa Branca Eletropaulo

Subgrupos	Tarifa Convencional	Tarifa Branca (0% Modulação)	Tarifa Branca (10% Modulação)
B1	R\$ 4.021.094.632,42	R\$ 3.991.315.588,22	R\$ 3.925.727.559,62
B2	R\$ 2.075.343,79	R\$ 1.952.499,72	R\$ 1.928.400,41
B3	R\$ 1.678.378.171,18	R\$ 1.538.887.163,53	R\$ 1.523.278.988,99
Diferença Observada	R\$ -	-R\$ 169.392.895,91	-R\$ 250.613.198,36
Receita Final BT	R\$ 5.701.548.147,38	R\$ 5.532.155.251,47	R\$ 5.450.934.949,02
Redução Receita BT	0%	2,97%	4,40%

Para os três casos exemplificados neste artigo, os resultados indicam que a Tarifa Branca no formato opcional, se aplicada no mercado elegível de baixa tensão, causará um déficit de faturamento para a distribuidora da ordem de pelo menos 2,5% da expectativa de receita com o mercado elegível frente às tarifas convencionais. As simulações também indicam que este déficit tende a aumentar proporcionalmente às modulações de carga que venham a ocorrer em resposta ao novo sinal tarifário.

## 2.4 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A utilização das bandeiras tarifárias também pode causar alguma preocupação. Neste sentido cabe neste artigo uma breve explanação sobre os possíveis efeitos da sua influência nos hábitos de uso e na expectativa de receita.

Como as bandeiras tarifárias são adicionadas à Tarifa de Energia (TE), que definem tanto as tarifas convencionais como nas tarifas horárias (Tarifa Branca), a utilização das bandeiras tarifárias não impactam diretamente nos montantes de déficits de receita. Sua aplicação modifica apenas a expectativa de

arrecadação total do nível de receita, cujo montante abaterá diferenças financeiras via Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) no âmbito dos reajustes tarifários.

A manutenção das diferenças observadas na Tabela 5 e na Tabela 6 do caso Coelce ilustra essa afirmação:

Tabela 5 – Impacto da Aplicação Tarifa Branca Coelce

Subgrupos	Tarifa Convencional	Tarifa Branca (0% Modulação)	Tarifa Branca (10% Modulação)
B1	R\$ 717.942.640,97	R\$ 690.639.039,28	R\$ 679.528.586,48
B2	R\$ 147.995.565,54	R\$ 145.833.603,36	R\$ 143.235.081,58
B3	R\$ 379.229.210,00	R\$ 351.665.299,72	R\$ 346.974.995,68
Diferença Observada	R\$ -	-R\$ 57.029.474,15	-R\$ 75.428.752,76
Receita Final BT	R\$ 1.245.167.416,51	R\$ 1.188.137.942,36	R\$ 1.169.738.663,75
Redução Receita BT	0%	4,58%	6,06%

Tabela 6 – Impacto da Aplicação Tarifa Branca Coelce – Bandeira Vermelha

Subgrupos	Tarifa Convencional	Tarifa Branca (0% Modulação)	Tarifa Branca (10% Modulação)
B1	R\$ 779.924.219,55	R\$ 752.620.617,86	R\$ 741.510.165,07
B2	R\$ 166.248.115,56	R\$ 164.086.153,38	R\$ 161.487.631,60
B3	R\$ 411.968.907,77	R\$ 384.404.997,49	R\$ 379.714.693,45
Diferença Observada	R\$ -	-R\$ 57.029.474,15	-R\$ 75.428.752,76
Receita Final BT	R\$ 1.358.141.242,89	R\$ 1.301.111.768,74	R\$ 1.282.712.490,12
Redução Receita BT	0%	4,20%	5,55%

As relações entre os postos tarifários das tarifas horárias por sua vez são parcialmente seladas com a adição das bandeiras amarelas e vermelhas, o que pode ocasionar uma desmodulação de carga. No entanto, como a aplicação das bandeiras é momentânea, os hábitos de consumo tendem a se manter inalterados em relação aos hábitos de uso induzidos pelas tarifas branca e convencional.

Pesquisa publicada pela ACEEE (American Council for an Energy-Efficient Economy)[2] enfatiza que a capacidade de resposta das cargas está diretamente relacionada ao autoconhecimento dos hábitos de consumo que, por sua vez, está ligada ao sistema tarifário e a forma de faturamento.

A sinergia da aplicação de uma sinalização tarifária conjunta se apresenta como um poderoso instrumento de redução tanto do consumo como do pico de carga dos sistemas [1] [2].

Dependendo do tipo de interface do sistema de medição com a unidade consumidora, como, por exemplo, displays que indiquem em tempo real qual a bandeira que se aplica ao faturamento, é possível que algum ganho de eficiência energética também seja obtido.

## 2.5 ESTABELECIMENTO DE CENÁRIOS DE ADESÃO E MODULAÇÃO

Para a definição de uma estratégia de implantação de uma política tarifária que considere a sinalização de preços de energia é preciso estabelecer cenários que contemplem tanto a adesão ao programa tarifário quanto a possível modulação de carga frente aos sinais econômicos.

Sendo as tarifas horárias opcionais, a adesão certamente está vinculada a vantagens financeiras frente aos valores tarifários propostos, ou seja, redução no valor das faturas para o mesmo volume de consumo de energia. Essa redução pode, ou não, estar associada a uma modulação de carga.

Portanto, é claro que a inserção de produtos tarifários opcionais ao sistema de tarifação de energia elétrica insere uma modalidade de risco sobre a receita da distribuidora, que pode ser denominado “risco de adesão”.



Portanto, um estudo mais aprofundado deste risco inerente à nova política tarifária deve ser mais bem mensurado e considerado na metodologia de cálculo das novas tarifas de energia elétrica, sob o risco de, em médio prazo, reduzir a receita regulatória das distribuidoras e gerar a necessidade da criação de mecanismos de realocação de custos ou até mesmo novos encargos para o reestabelecimento do equilíbrio econômico financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Para realizar as simulações descritas neste artigo foi desenvolvido um sistema que quantifica o impacto da aplicação das tarifas brancas para diferentes níveis de adesão e modulação de carga.

Primeiramente é estabelecido um intervalo possível de modulação de carga para cada curva típica identificada pela distribuidora durante sua caracterização de uso do sistema. Para cada etapa (passo) deste intervalo são quantificadas novas alocações de energia entre os postos tarifários.

Também é estabelecida uma parametrização entre o faturamento e a tarifa branca e a convencional. Assim, para cada arranjo tarifário criado é possível quantificar uma diferença percentual dos faturamentos frente a cada opção tarifária, com ou sem modulação.

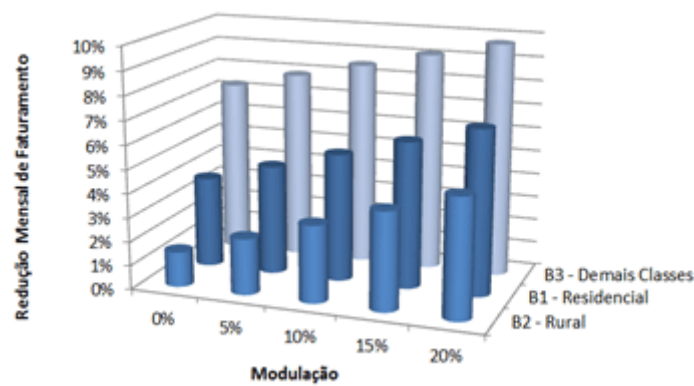


Figura 3 – Redução Mensal de Faturamento por Subgrupo

Posteriormente é estabelecida uma associação entre cada uma destas curvas típicas e a energia total requerida pela distribuidora. Essa última etapa permite que seja criada uma relação entre o impacto individual da aplicação de uma nova tarifa com a receita global da empresa.

Os resultados esperados não dependem apenas de uma boa expectativa do usuário quanto à adesão e à possível modulação de carga, dependem também da evolução temporal das tarifas, muitas vezes regidas por metas regulatórias, como as transições graduais das próprias estruturas das tarifas.

## 2.6 A FLEXIBILIZAÇÃO DO FATOR KZ

A expectativa da redução do faturamento em função do caráter opcional da aplicação da tarifa branca já vem sendo questionada no âmbito dos processos do terceiro ciclo de revisão tarifária.

A questão principal a respeito do tema não gira em torno do quanto será a redução das receitas, mas sobre quem deve recair o ônus destas perdas. Alguns caminhos surgem como possíveis respostas a essa questão: estabelecer uma fonte de recursos externa à concessão, tratar eventuais perdas como risco de mercado da distribuidora ou estabelecer uma compensação econômica via estrutura tarifária.

O estabelecimento de uma fonte de recursos externa à concessão parece aos autores pouco provável, uma vez que o fato gerador de eventuais perdas surge como desdobramento de um ato regulatório e não de uma nova política tarifária.

Tratar eventuais perdas como risco de mercado da distribuidora pode se tornar uma opção atrativa ao regulador. No entanto, o risco de mercado, no caso, deveria estar associado ao risco de perdas de receita devido à modulação de carga ou de eventuais exercícios da opção tarifária por Free Riders . De qualquer forma, o equilíbrio econômico financeiro tenderia a ser preservado se a responsabilização pelo uso do sistema fosse compulsória e não opcional. Como é opcional, por decisão do regulador, não pode ser tratada como simples risco de mercado.

O estabelecimento de uma compensação econômica via estrutura tarifária pode ser oportuna, mas também precisa ser avaliada com cautela, de maneira a não se criar subsídios cruzados entre os diferentes níveis de tensão e classes de consumo.

Em recente manifestação do regulador quanto ao tema, o mesmo se posicionou da seguinte forma: “a regulamentação disposta no PRORET não possui previsão quanto aos temas abordados, bem como não existirá qualquer compensação de déficit” [3].

A flexibilização do fator  $k_z$  surge como um paliativo para o problema dos déficits causados pela redução do faturamento em função do caráter opcional da aplicação da tarifa branca. Se for possível estabelecer diferentes fatores  $k_z$  para diferentes subgrupos tarifários em Baixa Tensão, então, os benefícios tarifários obtidos pela opção pela tarifa branca podem ser atenuados, o que resultaria em uma redução dos déficits.

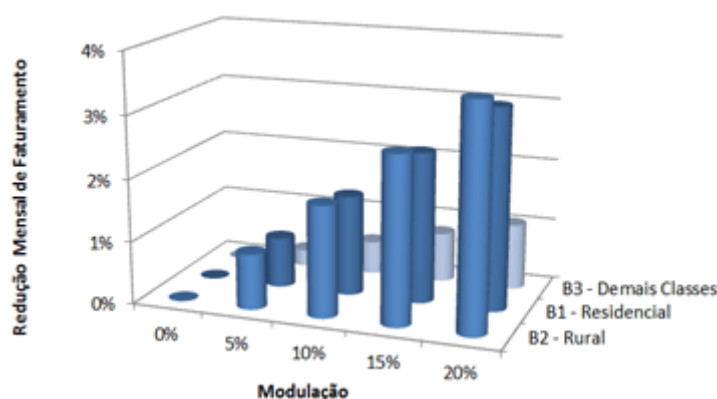


Figura 4 – Redução Mensal de Faturamento com Flexibilização  $K_z$

Com a flexibilização do fator  $k_z$  é possível estabelecer uma tarifa branca para cada subgrupo tarifário de forma a tornar neutra a variação de receita pelo simples exercício do consumidor pela opção da tarifa branca.

Tabela 7 – Tarifa Branca por Subgrupo



			Tarifas com Fator Kz	
			Constante	Flexível
BRANCA	B1	EP R\$/MWh	707,10	735,05
		EINT R\$/MWh	443,94	461,49
		EFP R\$/MWh	268,37	278,98
CONVENCIONAL	E	R\$/MWh	347,49	347,49
BRANCA	B2	EP R\$/MWh	494,97	502,31
		EINT R\$/MWh	310,75	315,36
		EFP R\$/MWh	187,86	190,65
CONVENCIONAL	E	R\$/MWh	243,25	243,25
BRANCA	B3	EP R\$/MWh	707,10	503,80
		EINT R\$/MWh	443,94	523,21
		EFP R\$/MWh	268,37	316,30
CONVENCIONAL	E	R\$/MWh	347,49	347,49

Quanto ao tema a Aneel se posicionou em recente audiência pública da seguinte forma: “Quanto ao uso de um kz diferente do valor disposto no PRORET, a atual versão do regulamento não permite tal flexibilização. Assim, o cálculo deve obedecer ao estabelecido no PRORET – Submódulo 7.1. Ressalta-se que será proposta uma alteração do regulamento por meio de Audiência Pública, para que seja possível flexibilizar o kz e seja possível ajustá-lo para a realidade de cada distribuidora e subgrupo tarifário.” [3].

## 2.7 A FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO

O volume de dados necessário para o estabelecimento de cenários de adesão e modulação exige o desenvolvimento de alguma ferramenta para simulação. Os autores deste artigo optaram por desenvolver uma ferramenta com a qual o usuário pudesse interagir via WEB.

Com esse propósito o Sistema de Tarifa Branca - STB utilizado neste artigo foi desenvolvido na plataforma Java para WEB. Também utiliza um banco de dados PostgreSQL, frameworks Primefaces e Hibernate.

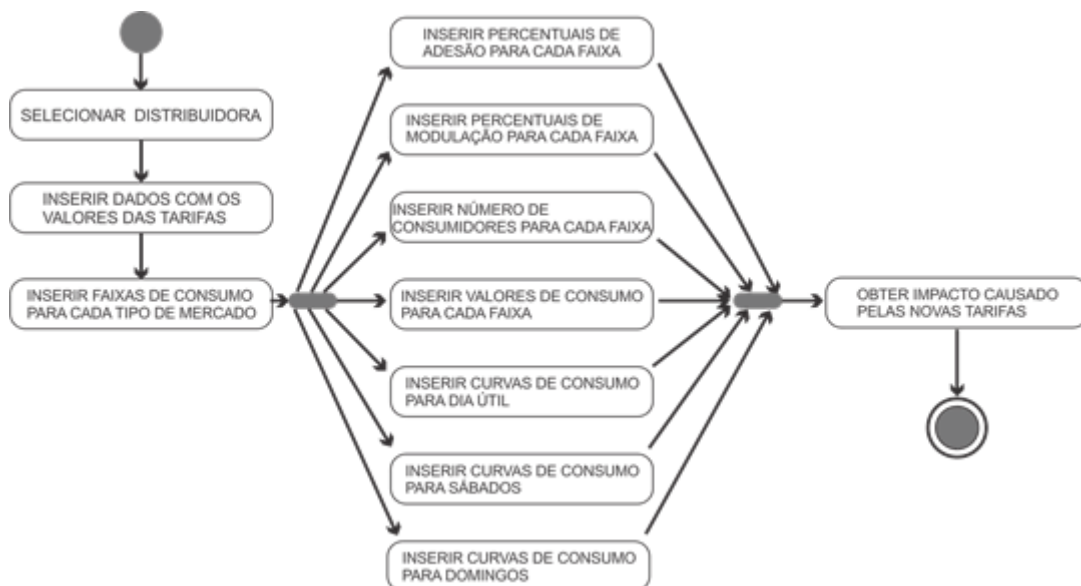


Figura 5 – Diagrama do Sistema de Tarifa Branca

Conforme ilustrou a Figura 5, o sistema é dividido ainda em cinco módulos: Número de consumidores, Porcentagem de Adesão, Porcentagem de Modulação, Consumo Anual e Curvas de Carga Horárias, estas últimas separadas em dias úteis, sábados e domingos.

### 3. Conclusões

A sinalização horária nas tarifas de baixa tensão é recomendável, pois estimula os consumidores a responderem a sinais tarifários que têm como objetivo a otimização do carregamento das redes de distribuição de energia elétrica. Isso se converte em eficiência energética, redução de perdas técnicas e redução de custos com a expansão das redes. No entanto, os instrumentos regulatórios atualmente estabelecidos para a manutenção econômica da tarifa branca estão incompletos, uma vez que o sinal econômico dado aos consumidores resulta em receitas inferiores às estabelecidas regulatoriamente para as distribuidoras, conforme evidenciado neste artigo, ao simular a arrecadação de receita de três distribuidoras que passaram pelo terceiro processo de revisão tarifária periódica para o qual foi empregada a nova estrutura tarifária.

Para o grupo A, exceto na modalidade convencional, que não possui tarifa horária e que será extinta até o quarto ciclo tarifário, as tarifas horárias não são opcionais. Desta forma, as unidades consumidoras que consomem energia em um horário diferente ao do posto tarifário ponta serão agraciadas com menores faturas do que aquelas que concentram seu consumo no posto tarifário ponta. Este balanço equilibra o faturamento, zela pela alocação de responsabilidade entre os usuários do sistema e garante a expectativa de receita.

As simulações efetuadas pelos autores mostraram que a manutenção do caráter opcional das tarifas brancas para baixa tensão causará um desequilíbrio econômico financeiro para a concessão de distribuição de energia elétrica. Dada a natureza do desequilíbrio, é importante que as alternativas adotadas para corrigir essas distorções não incorram na criação de subsídios cruzados e, portanto, guardem coesão com o princípio de causalidade de custos. Assim, o desequilíbrio das tarifas brancas para baixa tensão deve ser compensado de maneira que as responsabilidades pelo uso das redes de distribuição, em respeito a cada nível de tensão, sejam preservadas.

Finalmente, mostra-se necessária a avaliação do “risco de adesão” às tarifas brancas para que seja possível antever seu impacto sobre a receita das distribuidoras, de forma a evitar o comprometimento de seu equilíbrio econômico financeiro frente às novas e desafiadoras alterações em curso no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro.

### 4. Referências bibliográficas

[1] Energy & Environmental Economics, 2006, A Survey of Time-of-Use (TOU) Pricing and Demand-Response (DR) Programs.

[2] Karen Ehrhardt-Martinez, Kat A. Donnelly, and John A. "Skip" Laitner, Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities, ACEEE, June 26, 2010.

[3] Relatório de Análise das Contribuições da Audiência Pública nº 002/2012, item 54, Fl. 18, Nota Técnica 107/2012-SRE/ANEEL, de 20/04/2012.