



SEDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

Denis Antonelli	Carlos César Barioni de Oliveira	Cristiano da Silva Silveira
Daimon Engenharia e Sistemas	Daimon Engenharia e Sistemas	Daimon Engenharia e Sistemas
denis@daimon.com.br	barioni@daimon.com.br	cristiano@daimon.com.br

Alden Uehara Antunes	Solange Kileber
Daimon Engenharia e Sistemas	EDP São Paulo
alden@daimon.com.br	solange.kileber@edpbr.com.br

METODOLOGIAS DE DESENHO DE TARIFA PARA O SERVIÇO FIO E DESAFIOS DE IMPLEMENTAÇÃO

Palavras-chave

Tarifas de Energia Elétrica
Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)
Estrutura Tarifária

Resumo

Este artigo apresenta os estudos e resultados alcançados pelas atividades desenvolvidas no âmbito do subprojeto “Metodologias de desenho de tarifa para o serviço fio e desafios de implementação”, no âmbito do projeto cooperado de P&D intitulado “Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica”. O projeto contou com a participação de 13 empresas patrocinadoras (EDP, CPFL, ENEL, Neoenergia, Energisa, CEB, Celesc, Copel, DME, CEMIG, CEEE, Equatorial e Light), tendo a EDP proponente. Tarifas de diferentes naturezas foram propostas, como por exemplo, binômica, três partes, sazonal, madrugada, além de análises diferenciadas quando da aplicação em mercados mais e menos maduros. Os resultados alcançados se mostraram aderentes a atual regulamentação do setor, tanto do ponto de vista metodológico quanto de sua aplicação.

1. Introdução

Em processos construtivos tarifários, congrega a busca por eficiência alocativa de custos e simplicidade de aplicação e entendimento por parte do consumidor é uma missão árdua, que necessita de constantes aprimoramentos. Há diversos componentes a serem considerados, envolvendo questões técnicas, econômicas, sócio comportamentais e maturação de novas tecnologias. Foram endereçados estudos com ciência do ambiente institucional em que se insere o setor elétrico brasileiro.

Alocações equivocadas de custos são a principal causa da criação de subsídios cruzados entre diferentes tipos de consumidores. Não aplicar esse conhecimento pode levar à concepção inapropriada de futuras proposições de tarifas.

As diretrizes para formação de uma nova estrutura tarifária necessariamente devem observar critérios de eficiência econômica, equidade, estabilidade da receita e da conta de energia elétrica, além de prezar pela simplicidade, inteligibilidade e fácil reprodutibilidade visando à satisfação do consumidor e sua liberdade de decisão de consumo. Além dos critérios de eficiência econômica e de equilíbrio financeiro há também que se pesarem questões de justiça social.

Os estudos endereçados primaram por uma solução construtiva de tarifas que garantisse um ambiente saudável de coexistência entre diversas opções, sem interferência no avanço de novas tecnologias.

Foram contempladas proposições pertinentes às tarifas multipartes com duas componentes, energia e capacidade (binômias), multipartes com três componentes, energia, capacidade e um termo fixo (trinômias), horária, sazonal e locacional.

Resultados foram obtidos a partir de um conjunto de simulações e testes efetuados com base em abordagens inovadoras com foco em adequações da estrutura tarifária atual objetivando principalmente a redução da ineficiência alocativa, a manutenção da justiça social e também se atentando à mitigação de riscos na recuperação dos custos de infraestrutura de redes de distribuição e respectivos custos operacionais regulatórios, de forma a possuir opções tarifárias sustentáveis.

Na sequência serão apresentados a metodologia aplicada e os resultados para diferentes tipos de tarifas estudados.

2. Desenvolvimento

Inicialmente, é importante destacar que devido às dimensões continentais do país, existe grande heterogeneidade dos perfis de mercado atendido pelas distribuidoras (áreas de concessão). Assim, há distribuidoras que atendem predominantemente áreas de grande densidade de carga em regiões de características urbanas com redes de distribuição mais robustas (padrão “spacer cable” e de maior capacidade), enquanto outras atuam onde prevalecem áreas de densidade de carga mais esparsa características de áreas rurais (ou mistas) e redes de padrão mais simples (padrão de rede nua e menor capacidade). Com efeito, há distribuidoras que atendem mercados maduros, ou seja, empresas caracterizadas por áreas de concessão onde predominam cidades e regiões brasileiras com infraestrutura urbana desenvolvida, bons indicadores socioeconômicos (como IDH – Índice de Desenvolvimento Humano, GINI, índices de violência mais baixo, entre outros), além de padrões de consumo por cliente mais elevados, e distribuidoras que atendem mercados em desenvolvimento, isto é, áreas de concessão onde predominam regiões com infraestrutura ainda em consolidação, indicadores socioeconômicos com amplo potencial de melhoria, além de padrões de consumo mais moderados.

Com efeito, ações de eficiência energética têm impactos distintos dependendo da área de concessão:

- Mercados maduros: em função das taxas mais moderadas de crescimento do consumo de energia elétrica, as ações de eficiência energética são mais significativas para esses mercados, amortecendo o crescimento inicialmente previsto em decorrência da adesão dos consumidores a estes programas, dado que em geral, clientes deste perfil ao longo do tempo buscam otimizar seus usos finais;
- Mercados em desenvolvimento: elevado crescimento do consumo prevalece sobre estratégias de eficiência energética, neutralizando seu impacto e potencial de adesão. Ainda que exista grande margem para os clientes deste perfil otimizarem seus usos finais, o impacto correspondente será bem menos intenso que o amplo potencial existente quanto à aquisição de novos equipamentos (crescimento vertical da carga) quanto das novas conexões de clientes (crescimento horizontal da carga).

Análises efetuadas com distribuidoras como COELBA e CPFL Paulista, permitem classificar a CPFL Paulista como *proxy* de distribuidora que atende mercados maduros e a COELBA como *proxy* de distribuidora que atende mercados em desenvolvimento.

Especialmente em simulações realizadas para a tarifa binômia (item 2.1), percebe-se que as ações de eficiência energética são pouco significativas para a COELBA, porém, representativas para a CPFL Paulista, ainda que sem prejuízo na recuperação da receita fio de ambas distribuidoras.

Tais resultados podem subsidiar distribuidoras e regulador quanto à adoção do tipo de tarifa (multipartes e/ou volumétrica) que melhor se adequa às características de determinada área de concessão.

Por fim, este preâmbulo tem como intuito mostrar que os resultados aplicados com metodologias tarifárias tais como as apresentadas a seguir podem ser sensivelmente diferenciados conforme a maturidade da área atendida, tornando as ações de eficiência energética mais um atributo estratégico a ser ponderado na adoção da respectiva modalidade tarifária.

2.1 Tarifas Multiparte: Tarifa Binômia

A concepção proposta para tarifa binômia sugere a cobrança das componentes fio (transporte da Parcela A e da Parcela B) em demanda e as demais (encargos e perdas) em energia, conforme esquema simplificado na tabela 1. Tabela 1: Cobrança de custos proposta nas componentes da TUSD para tarifa binômia

Tarifa TUSD	Fio B	Fio A	Perdas	Encargos
Binômia	Demanda	Demanda	Energia	Energia

Por outro lado, para que possa ser implementada no curto prazo, sem a necessidade de substituição do parque de medidores, surge o desafio de como se estabelecer a demanda de um consumidor com um medidor que só registra seu consumo.

A metodologia empregada busca minimizar impactos de implantação tanto do ponto de vista dos clientes quanto da distribuidora.

Assim, o processo de construção da tarifa binômia se dá em duas etapas sequenciais:

Inicialmente, impõem-se a igualdade das faturas cobradas dos clientes de baixa tensão considerando-se a modalidade atual (monômia) com a nova proposta tarifária (binômia, com componentes de capacidade e energia). Nesta Etapa, o desafio primordial é calcular adequadamente as respectivas demandas de cada consumidor de BT (proxy da medição), uma vez que, em geral, não há medições disponíveis;

Uma vez que não se conhece a demanda máxima registrada devido à indisponibilidade de medidores que afirmam tais grandezas junto às unidades consumidoras, o que se propõe é que ela seja conceitualmente determinada com base no fator de carga do respectivo subgrupo e faixa de consumo, obtido na campanha de medidas, e não no fator de carga médio, como propôs a ANEEL no âmbito da Audiência Pública nº 059 de 2018;

A nova estrutura tarifária proposta em bases binomiais traz, como incremento, a concepção de um valor mínimo de demanda a ser cobrado de cada consumidor em virtude de sua conexão às redes da distribuidora.

A metodologia concebida para tarifação binômia no segmento BT foi aplicada para um cenário base que incluía o número de consumidores (grupos B1, B2 e B3) registrado em 31 de dezembro de 2017 (extraídos da BDGD - Base de Dados Geográfica da Distribuidora) e os valores vinculados à tarifa convencional monômia (base econômica) dos subgrupos tarifários B1, B2 e B3 de processos de reajustes 2018 (TUSD e TE – Tarifa de energia extraídas do arquivo PCAT disponibilizado no site da ANEEL) relativos às seguintes distribuidoras:

- CELESC;
- COELBA;
- COPEL;
- CPFL Paulista;
- EDP ES.

Para o cálculo do fator de carga, de cada classe e faixa de consumo utilizaram-se os dados da campanha de medidas dos últimos ciclos tarifários de cada distribuidora. Os dados dos consumos de cada unidade consumidora foram extraídos da BDGD.

A tabela 2 ilustra um resumo do efeito médio da tarifa binômica proposta para os consumidores das 05 distribuidoras em análise.

Tabela 2: Efeitos médios da tarifa binômica proposta para os consumidores.

Subgrupo tarifário	Faixa de consumo (kWh)	Efeito médio para o consumidor (%): tarifa binômica									
		Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018 (sem impostos)									
		CELESC		COELBA		COPEL		CPFL PAULISTA		EDP ES	
B1	0-100	-4,72		-5,06		-5,13		-7,23		-2,38	
	100-220	-3,93		-1,55		-2,27		-1,19		-4,82	
	220-500	-0,34	-0,34	0,12	-2,17	0,03	-1,62	-0,04	-0,87	0,00	-0,34
	500-1000	0,69		0,48		0,59		0,54		1,07	
	> 1000	3,78		3,29		2,38		3,47		4,92	
B2	0-300	-1,08		0,66		-4,88		-9,29		-0,95	
	300-1000	0,75		1,26		-2,55		-0,06		1,30	
	1000-5000	2,78	0,35	2,58	1,61	-0,66	-1,72	1,06	-0,39	3,19	0,49
	> 5000	1,74		1,93		-1,02		0,98		2,44	
B3	0-2500	2,01		10,31		4,06		6,02		2,51	
	2500-5000	0,84		-1,39		1,72		-0,49		1,13	
	5000-10000	0,72	1,84	-1,83	5,68	1,58	3,35	-0,73	2,61	1,23	2,32
	> 10000	0,59		-1,33		3,27		-0,55		1,49	
B1+B2+B3		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	

Conforme proposta metodológica apresentada, a receita de transporte (fio) obtida é equivalente comparando-se a tarifa binômica aplicada com a monômica (volumétrica, vigente). Entretanto, o efeito é distinto comparando-se as diferentes classes de consumidores e faixas de consumo correspondentes, conforme pode ser verificado nos dados indicados na tabela 2. Especialmente para os consumidores B1 e B2, nota-se que os consumidores nas menores faixas de consumo observariam uma redução em sua fatura (menor poder aquisitivo), em contrapartida com um aumento aos consumidores de maior consumo (maior poder aquisitivo)

2.2 Tarifas Multiparte: Tarifa em 3 Partes

A proposta da tarifa em 3 partes na baixa tensão segue a concepção geral apresentada no item 2.1, porém, com a introdução de uma componente fixa a ser cobrada de todos os clientes e que busca refletir a parcela de custos que independe da utilização da rede (consumo e demanda dos consumidores). Esta componente se vincula a custos administrativos e comerciais que são, em geral, função do número de clientes atendidos.

Neste contexto, de modo a se obter uma *proxy* consistente para esta componente lançou-se mão da seguinte expressão utilizada pela ANEEL na estimativa do percentual da parcela B vinculada aos custos operacionais da distribuidora:

$$VPB_{TC\%} = \frac{CO}{VPB} \times \frac{[\ln(NUC) - 6]}{30} \times 100 \quad (1)$$

Onde:

- $VPB_{TC\%}$: Valor percentual da parcela B pertinente aos custos operacionais da distribuidora
- CO: Custos operacionais (R\$) da distribuidora
- VPB: Valor total (R\$) da parcela B da distribuidora
- NUC: Número de unidades consumidoras da distribuidora

A tabela 3 apresenta a estrutura proposta de cobrança das componentes da TUSD na modalidade de tarifa em 3 partes com a componente fixa

Tabela 3: Cobrança de custos proposta nas componentes da TUSD para tarifa binômica

Tarifa	Fio B	Fio A	Perdas	Encargos
3 Partes	Demanda / Fixa	Demanda	Energia	Energia

A questão central na concepção de uma forma de tarifa em 3 partes que contemple uma componente fixa é conciliar o objetivo de eficiência econômica (cobertura consistente dos custos envolvidos, que incluem parcelas independentes da utilização da energia elétrica por parte dos consumidores), com a razoabilidade de implantação, uma vez que há tendência de que esta componente impacte de modo mais efetivo os clientes residenciais das menores faixas de consumo.

A tabela 4 ilustra o valor da componente fixa da tarifa em 3 partes obtida a partir da aplicação da equação 1 às mesmas 5 distribuidoras em análise. Tabela 4: Valores das tarifas fixas mensais por unidade consumidora (UC) para cobertura dos custos comerciais / administrativos

Distribuidora	% Fio B	Tarifa fixa
		(R\$/mês/UC)
CELESC	16,48	3,89
COELBA	14,38	3,84
COPEL	14,11	3,20
CPFL PAULISTA	15,21	3,99
EDP ES	13,36	3,35

A tabela 5 ilustra um resumo do efeito médio da tarifa em 3 partes proposta para os consumidores das 5 distribuidoras em análise.

Tabela 5: Efeitos médios da tarifa 3P proposta para os consumidores.

Subgrupo tarifário	Faixa de consumo (kWh)	Efeito médio para o consumidor (%): tarifa 3P									
		Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018 (sem impostos)									
		CELESC		COELBA		COPEL		CPFL PAULISTA		EDP ES	
B1	0-100	5,76		2,79		2,21		2,98		4,97	-0,42
	100-220	-1,95		-1,54		-0,99		0,81		-3,77	
	220-500	-0,68	-0,36	-2,69	-0,41	-0,73	-0,48	-0,62	0,22	-0,99	
	500-1000	-1,12		-3,67		-1,42		-1,65		-1,08	
	> 1000	0,72		-1,91		-0,45		0,04		1,68	
B2	0-300	3,31		6,59		-1,68		-4,58		3,02	1,66
	300-1000	0,27	1,47	-2,40	-0,10	-3,91	-3,64	-1,34	-2,25	0,13	
	1000-5000	0,09		-2,73		-3,59		-2,10		0,41	
	> 5000	-1,26		-3,70		-4,22		-2,69		-0,60	
B3	0-2500	2,06		6,10		2,79		3,44		2,62	1,98
	2500-5000	-1,94	1,51	-6,42	1,13	-1,19	1,50	-3,74	-0,35	-1,76	
	5000-10000	-2,15		-6,91		-1,40		-4,05		-1,74	
	> 10000	-2,32		-6,53		0,03		-3,97		-1,56	
B1+B2+B3		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	

Analogamente ao mencionado na simulação da tarifa binômica, a concepção empregada na construção desta modalidade em 3 partes impõe a convergência da receita de transporte (fio) com a que seria obtida com a aplicação da tarifa monômica. Porém, evidentemente, os efeitos percebidos em cada classe e faixa de consumo são distintos.

2.3 Tarifas Locacionais

A tarifa locacional é uma das modalidades que, em tese, melhor conseguiria promover a eficiência alocativa dos custos de uso da rede e, conseqüentemente, justiça tarifária, na medida em busca-se mensurar e quantificar o quanto cada ponto de fornecimento (carga) causa de impacto no sistema de distribuição. Assim, o sinal tarifário fica implícito na localização de cada consumidor da rede e respectiva intensidade da demanda. Por outro lado, há que se ponderar outros aspectos, como por exemplo, a justiça social, dado que em geral, em nosso país, há uma tendência de que consumidores atendidos em pontos mais distante são justamente aqueles com a menor capacidade de pagamento.

Além disso, apresenta maior complexidade na definição das responsabilidades de uso da rede, dada a necessidade de manipulação de grandes bases de dados que, por sua vez, requerem excelência na qualidade da informação.

Este aspecto é potencializado no segmento de baixa tensão, sendo que na concepção de um modelo tarifário consistente têm-se os seguintes desafios:

- Identificar se, de fato, existem custos significativamente diferentes dentro de uma mesma área de concessão que justifiquem a sua adoção;
- Calcular as tarifas locacionais tendo-se em vista a complexidade e os problemas cadastrais nas respectivas bases de dados (em particular, na BDGD das distribuidoras).

Devido à grande complexidade de se calcular tarifas locacionais na baixa tensão, uma vez que o número de consumidores e ativos elétricos envolvidos são da ordem de milhares, e cuja base geográfica regulatória das distribuidoras (BDGD) ainda se mostra em estágio de amadurecimento – tanto por parte da especificação e modelagem feita pela ANEEL quanto pela qualidade íntegra dos dados por parte das distribuidoras – foi proposta pela primeira vez uma metodologia de cálculo de tarifas locacionais para a baixa tensão, norteando-se pelas seguintes diretrizes principais:

- Maximizar a utilização de informações já levantadas pelas distribuidoras em outras etapas do processo de revisão tarifária, principalmente, aquelas das quais já passam por validações prévias por parte do órgão regulador;
- Minimizar a complexidade inerente a um cálculo locacional “puro” na baixa tensão, tornando assim possível a sua aplicação;

A metodologia proposta para tarifação locacional no segmento de baixa tensão pode ser resumida nos passos a seguir:

- Busca-se uma caracterização inicial da área de concessão da distribuidora a partir da subdivisão em regiões definidas pelas respectivas subestações AT/MT;
- A partir da BDGD de cada distribuidora, obtém-se os ativos de rede por nível de tensão (incluindo trechos, transformadores e demais

equipamentos), além do mercado atendido por classe e nível de tensão (MWh/ano);

- Efetua-se a agregação das curvas de carga típicas e cálculo das demandas máximas por nível de tensão;
- Com os dados de custos unitários dos componentes de rede (utilizados para o cálculo dos custos médios na revisão tarifária periódica), dos ativos de rede e do mercado, calculam-se os custos médios (R\$ / kW) por nível de tensão para subestação e regional (ou grupo de subestações avaliado);
- Efetua-se a análise da dispersão dos valores de custos médios para o estabelecimento de sub-regiões a terem tarifas diferenciadas;
- Determinam-se as curvas de carga típicas de consumidores e redes ajustadas ao mercado de cada uma dessas sub-regiões;
- Para cada regional (ou grupo formado) calculam-se os custos de capacidade específicos multiplicando-se os respectivos custos de capacidade de cada curva típica pela respectiva demanda máxima. Determina-se, assim, a receita marginal que se constitui em uma primeira estimativa da estrutura vertical (denominada EVO) para repartição de custos da TUSD FIO B nos níveis de tensão existentes;
- Define-se a estrutura tarifária e estrutura vertical para cada região formada após ajustes da EVO ao mercado faturado e realocação de custos entre os níveis de tensão para as despesas comerciais e administrativas;
- Efetua-se a repartição da receita requerida (recuperada via TUSD) entre as regiões, tendo por base a relação entre os valores dos ativos de rede por nível de tensão;
- Cálculo das tarifas de referência e aplicação para cada região, nos mesmos moldes do cálculo atual único para toda a área de concessão.

Cabe mencionar que a maior maturidade advinda das bases de dados georreferenciadas das distribuidoras, mais especificamente a BDGD, permitirá cálculos mais sofisticados de uma tarifa locacional mediante aplicação de fluxo de potência. Entretanto, é importante ressaltar que o cálculo locacional pode não estar diretamente relacionado a aspectos de justiça social, podendo trazer custos mais elevados a consumidores de menor porte e localizados em regiões distantes do centro de carga.

Ademais, parâmetros de um cálculo locacional por fluxo de potência devem ser cuidadosamente estudados e definidos frente a possíveis impactos significativos no resultado. Algumas questões pertinentes, a saber: (i) deve ser efetuado um cálculo de fluxo de potência diário, semanal, mensal ou anual? (ii) as curvas típicas do cálculo ficarão constantes ao longo de todo o período? (iii) como tratar casos em que não houver convergência do fluxo da potência? (iv) qual instante do dia deverá ser responsável pela precificação da tarifa locacional: instante de ponta do sistema ou média de instantes de pico?

Como se nota, dado o caráter altamente dinâmico das redes de distribuição, os custos podem apresentar elevada volatilidade no curto prazo e uma construção tarifária apoiada nesses termos necessariamente exigiria muitos cuidados. Desta forma, frente a tal complexidade metodológica, aspectos de integridade da base de dados e demais questionamentos, optou-se, neste momento, pela não aplicação das tarifas locacionais para a baixa tensão.

A metodologia proposta de tarifa locacional foi aplicada às distribuidoras COELBA e ENEL SP. As figuras 1 e 2 ilustram a visão geográfica das sub-regiões determinadas por 4 grupos de características mais próximas dentro das concessões de COELBA e ENEL SP.

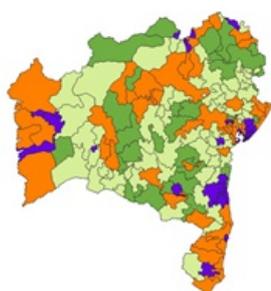


Figura 1: Sub-regiões determinadas pelos grupos de subestações da COELBA

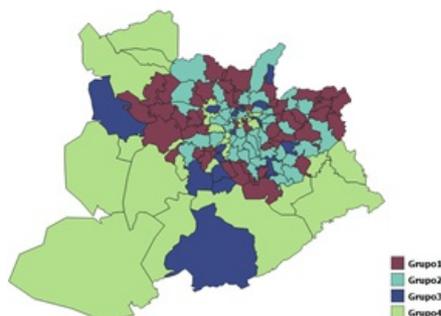


Figura 2: Sub-regiões determinadas pelos grupos de subestações da ENEL SP

As tabelas 6 e 7 apresentam o efeito médio na TUSD percebido em cada nível de tensão quando comparado com a tarifa monômnia (vigente).

Tabela 6: Efeito médio COELBA

Efeito Consumidor		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	-62%	-8%	92%	293%
A3	Azul	-50%	18%	143%	423%
MT	Azul	-47%	33%	202%	441%
	Verde				
B1	Convencional	-59%	3%	123%	277%
B2	Convencional				
B3	Convencional				
B4a	Convencional				
B4b	Convencional				
Total		-57%	9%	139%	312%

Tabela 7: Efeito médio ENEL SP

Efeito Consumidor		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	40%	72%	4%	-21%
MT	Azul	45%	83%	19%	-17%
	Verde				
B1	Convencional	-15%	-2%	-64%	-70%
B2	Convencional				
B3	Convencional				
B4a	Convencional				
B4b	Convencional				
Total		4%	24%	-39%	-54%

Os resultados alcançados apontam que a tarifa locacional aplicada para áreas de concessão tão distintas, como COELBA e ENEL SP, traz resultados igualmente distintos. Nos resultados da COELBA, na tabela 6, nota-se que os consumidores do grupo 1 sentiriam um efeito negativo, ao passo que os consumidores dos demais grupos, sentiriam um efeito positivo, notadamente para os grupos 3 e 4. Tal impacto é consequência direta da característica típica da área de concessão, onde consumidores de menor porte, atendidos por extensão de redes significativa, devem arcar com os custos desses ativos. Assim, verifica-se um desequilíbrio natural na relação custo/mercado atendido, onerando assim a tarifa destes consumidores.

Por outro lado, a ENEL SP contém um desequilíbrio custo/mercado atendido mais moderado, onde, embora se verifiquem que alguns grupos teriam aumento tarifário em detrimento de redução nos demais, não é esperado variações tão abruptas como no caso da COELBA. Tal fato se dá, principalmente, devido à maior concentração de carga na área de concessão da empresa.

2.4 Tarifas Horárias e Sazonais

O passo inicial da metodologia se fundamenta na seleção de um grupo homogêneo de consumidores na qual seja possível a caracterização consistente do consumo de energia ao longo do tempo e na qual se viabilize obter os montantes de energia consumida em diferentes postos tarifários que queiram ser construídos e testados.

Assim, como ponto de partida, estabelece-se que o conjunto de consumidores cujos perfis de cargas foram medidos (por exemplo, nos ciclos de revisão tarifária) será exposto a uma tarifa horária responsável por recuperar a mesma receita quando da aplicação da tarifa convencional (premissa similar à adotada na proposta de tarifa multipartes).

Dado um período específico que se queira avaliar (por exemplo, períodos de ponta, fora ponta, madrugada, intermediário, entre outros) determina-se a energia por posto tarifário de cada consumidor.

Na sequência, faz-se a extrapolação do consumo de cada cliente por posto horário para um período anual. As figuras 3 a 5 ilustram um resumo dos passos para os postos horários e estimativa do consumo para análise de receita recuperada.



Figura 3: Seleção de consumidores com medições válidas

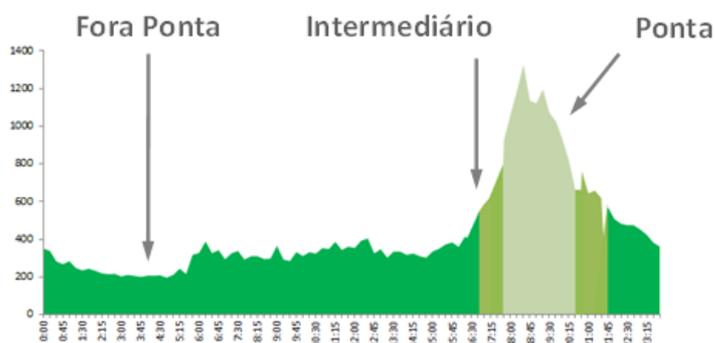


Figura 4: Levantamento da energia medida por posto tarifário nos períodos diários de análise

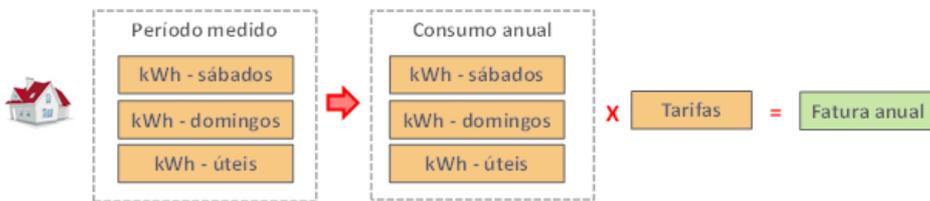


Figura 5: Extrapolação do consumo de cada consumidor por posto horário para um período anual

Na sequência, a figura 6 ilustra quais componentes farão parte da proposta tarifária de tarifação horária e sazonal.

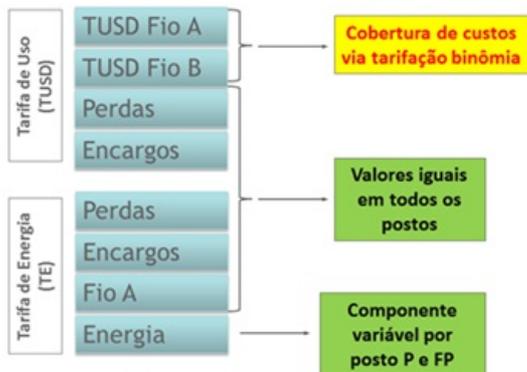


Figura 6: Componentes de custos para construção de tarifas horárias e sazonais.

Neste contexto, são propostas as seguintes opções de tarifação horária e sazonal:

- Tarifa horária aplicada à parte volumétrica da tarifa (sem as componentes Fio A e Fio B, recuperadas via tarifação binômica ou partes), semelhante à tarifa branca, porém sem posto intermediário, denominada tarifa branca simples;
- Tarifa com posto de madrugada;
- Tarifa sazonal Litoral/Serra.

Na modalidade horária, os dias de vigência desta modalidade tarifária são os dias úteis (segunda-feira a sexta-feira). Nos demais dias – sábado, domingo e feriados – vigora a tarifa fora ponta.

Os resultados apresentados a seguir fazem uso de uma relação ponta / fora ponta (RFPF) na TE igual a 1,72, valor este utilizado atualmente pela ANEEL. Para as demais componentes cobradas em função da energia não serão aplicados sinais de preços diferenciados. Conforme explicado anteriormente, o princípio de aplicação desta modalidade pressupõe a igualdade da receita obtida com a da tarifa convencional monômica.

A tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos (relatividade entre os postos propostos em relação à tarifa monômica) para os subgrupos tarifários B1 e B3 considerando-se as distribuidoras CELESC, COELBA, COPEL, CPFL PAULISTA e EDP ES.

Tabela 8: Relatividade entre postos da tarifa branca simples em relação à tarifa convencional.

Subgrupo tarifário	Postos tarifários	Relatividade entre postos tarifários em relação à tarifa convencional (%)				
		CELESC	COELBA	COPEL	CPFL PAULISTA	EDP ES
B1 e B3	Convencional	100	100	100	100	100
B1	Ponta	134	137	133	133	133
	Fora Ponta	95	96	96	95	96
B3	Ponta	136	137	134	135	135
	Fora Ponta	96	96	96	96	97

Na tarifa com 3 postos tarifários, utilizam-se 3 postos tarifários definidos conforme a seguir:

- Período de ponta: Das 17:30 às 20:30;
- Período fora ponta: Das 05:00 às 17:30 e das 20:30 às 23:59
- Período de madrugada: Das 00:00 às 05:00

Os dias de vigência desta modalidade tarifária são os mesmos contemplados para a tarifa com 2 postos tarifários, ou seja, aplicação nos dias úteis (segunda-feira a sexta-feira). Nos demais dias – sábado, domingo e feriados – vigora a tarifa fora ponta. Os resultados das relatividades entre os postos horários, apenas para os subgrupos B1 e B3 da CPFL Paulista, são apresentados na tabela 9 a seguir. No cálculo desta tarifa foram testadas diferentes relações madrugada – fora ponta (MFP) além da manutenção do sinal de preço PFP na Energia da TE igual a 1,72.

Tabela 9: Relatividade entre postos da tarifa madrugada em relação à tarifa convencional - variação da relação MFP e valor fixo PFP da Energia da TE em 1,72.

Subgrupo tarifário	Postos tarifários	Relatividade entre postos da tarifa madrugada em relação à tarifa convencional (%)			
		CPFL PAULISTA – relação MFP			
		65%	70%	75%	80%
B1 e B3	Convencional	100	100	100	100
	Ponta	138	137	136	136
B1	Fora Ponta	98	98	97	97
	Madrugada	79	82	84	86
	Ponta	139	138	138	137
B3	Fora Ponta	99	98	98	98
	Madrugada	79	82	84	87

Já na tarifa sazonal se direciona à aplicação em regiões turísticas que apresentam uma demanda muito mais pronunciada em períodos específicos do ano (feriados e férias) e outra demanda bem menor nos demais períodos.

Notadamente, há nos períodos de maior carregamento um acréscimo do número de consumidores que se deslocam às regiões turísticas nos períodos de férias ou feriados, aumentando de forma expressiva a demanda.

Cabe sublinhar que as tarifas sazonais podem ser uma alternativa às horosazonais, dado que não há, em geral, a necessidade da substituição dos medidores eletromecânicos por modelos capazes de medir a energia por posto horário, o que implica em uma menor complexidade técnica e operacional para sua implantação.

Ademais, destaca-se que adesão a uma tarifa sazonal estaria condicionada às unidades consumidoras que se enquadrem como sazonais, de acordo com as disposições do Item II, Artigo 10, Seção III da Resolução Normativa nº 414/2010-ANEEL:

“II - verificação, nos 12 (doze) ciclos completos de faturamento anteriores ao da análise, de valor igual ou inferior a 20% (vinte por cento) para a relação entre a soma dos 4 (quatro) menores e a soma dos 4 (quatro) maiores consumos de energia elétrica ativa.”

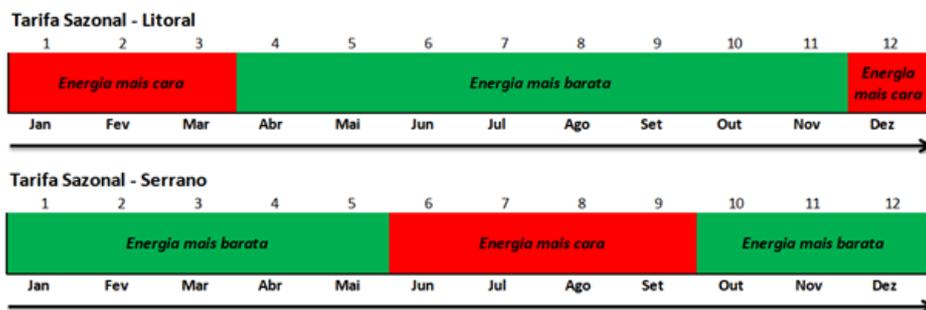


Figura 7: Definição dos períodos de temporada e fora de temporada para aplicação da Tarifa Sazonal Litoral e Serra

Na tabela 10 são mostrados os resultados das tarifas sazonais propostas para a distribuidora ELEKTRO. Na concepção destas tarifas não estão consideradas as parcelas de custo referentes ao Fio A e Fio B, além da manutenção do sinal Ponta-Fora Ponta na Energia da TE.

Assim, o resultado é a resposta para o seguinte questionamento: qual a relação entre meses de temporada (04 meses) e meses fora de temporada (08 meses) que garante a recuperação da mesma receita do conjunto de consumidores analisados quando da aplicação da tarifa convencional? Importante destacar que a tarifa convencional aplicada também não possui as componentes de fio em sua estrutura de custos para esta simulação.

Tabela 10: Relatividade entre postos das tarifas sazonais litoral/serra em relação à tarifa convencional.

Subgrupo tarifário	Postos tarifários	Relatividade entre postos das tarifas sazonal litoral e serra em relação à tarifa convencional (%)	
		ELEKTRO	
		Litoral	Serra
B1 e B3	Convencional	100	100
	Temporada	262	310
B1	Fora Temporada	55	27
	Temporada	255	222
B3	Fora Temporada	57	58

3. Conclusões

Neste artigo foram apresentados: (i) modelo e ferramental de análise robusto e reproduzível capaz de estimar o potencial impacto na estrutura tarifária das distribuidoras com consequentes impactos na receita decorrentes de cenários de inserção de novas tecnologias e arranjos tarifários; e (ii) mapeamento de alternativas tarifárias viáveis sem substituição do parque de medidores que mitiguem os riscos para as distribuidoras e não inibam a

inserção de novas tecnologias. Sob tais condições de contorno foram realizados estudos alinhados com os princípios regulatórios de transparência, facilidade de auditoria futura, conceituação e precisão de resultados aceitáveis, viabilizando a reprodutibilidade das simulações, e mitigando a assimetria de informações.

Embora diferentes modalidades de tarifas já sejam conhecidas na literatura prática e teórica, o desenho da estrutura tarifária apresentado revisitou e reestruturou processos construtivos de tarifas de fio (via demanda para consumidores/prosumidores ou consumo mínimo), tarifas horárias, tarifas sazonais e tarifas locacionais, congregando reduções de subsídios indevidos entre consumidores, promovendo maior eficiência alocativa e aumento de incentivos à eficiência energética. Este amplo alcance dos estudos procedidos neste artigo, além de configurar um diferencial em relação a outros trabalhos realizados em âmbito nacional, possibilitou a concepção de um plano de implementação de curto prazo com aderência ao atual arcabouço regulatório brasileiro frente às especificidades presentes entre diferentes áreas de concessão.

Como mensagem final, destacamos que um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, por meio de tarifas justas e claras, e que garanta o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e estimule a eficiência setorial deve ser sempre perseguido e extensivo a todas as distribuidoras do país.

4. Referências bibliográficas

- Boiteux, M. (1960). Peak-Load Pricing. *The Journal of Business*, pp. 157-179.
- Braeutigan, R. "Optimal policies for natural monopolies". In: Schmalensee, R. & Willig, R. *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam, North-Holland, 1989.
- Brown, S., & Sibley, D. (1986). "The Theory of Public Pricing". Cambridge: Cambridge University.
- Coase, R. "The marginal cost controversy". *Economica*, 13, 1946.
- Eckel, C. C. (1987). Customer-Class Discrimination by Electric Utilities. *Journal of Economics and Business*, 39, pp. 19-33.
- Faulhaber, G. & Panzar, J. "Optimal two-part tariffs with self-selection". 1978. (Bell Laboratories Economic Discussion Paper, 74.).
- Feldstein, M. "Distributional equity and the optimal structure of public prices". *American Economic Review*, 62, 1972a.
- Feldstein, M. "Equity and efficiency in public sector pricing: the optimal two-part tariff". *Quarterly Journal of Economics*, 86, 1972b.
- Joskow, P. L. (2005). Regulation of Natural Monopolies. In: Elsevier, & MIT (Eds.), *Handbook of Law and Economics*. Elsevier.
- Lévêque, F. (2003). "Transport Pricing of Electricity Networks". Dordrecht, Países Baixos: Kluwer Academic Publishers.
- Navajas, F. & Porto, A. "La tarifa en dos partes quasi óptima: eficiencia, equidad y Financiamento". *El Trimestre Económico*, 1990.
- Navigant Consulting. "The Effects of Time-of-Use Rates on Residential Electricity Consumption". Toronto: Ontario Energy Board, 2010.
- Nogueira, José Ricardo & Cavalcanti, José Carlos, 1996. "[Determinação de tarifas em empresas de utilidade pública](#)," [Revista Brasileira de Economia - RBE](#) FGV/EPGE - Escola Brasileira de Economia e Finanças, Getulio Vargas Foundation (Brazil), vol. 50(3), July.
- Steiner, P. O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quarterly Journal of Economics*, 71, pp. 585-610.
- Varian, H. "Price discrimination". In: Schmalensee. R. & Willig, R. (eds.). *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam, Nonh-Holland, 1989. v. I.
- Willig, R. D. "Pareto-superior nonlinear outlay schedule". *Bell Journal Of Economics*; 9:56-69, 1978.
-