



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - GCR

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- GCR

**MODELO PARA CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO OS CUSTOS DE TRANSMISSÃO**

**Marcio Andrey Roselli (*) Luis Cândido Tomaselli (*)
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (**)**

RESUMO

No caso brasileiro, as tarifas de transmissão são definidas com base na metodologia nodal conquanto para os sistemas de distribuição sejam definidas em forma de selo por nível de tensão, consoante regras impostas pelo regulador. As diferenças metodológicas contribuem para a incompatibilidade tarifária na fronteira entre os dois sistemas. Por oportuno, este trabalho propõe uma *proxy* do modelo de distribuição de modo a considerar o sinal locacional na metodologia de alocação de custos das redes de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Custos marginais de capacidade, Sistemas de transmissão, Sistemas de distribuição, Tarifas.

1.0 - INTRODUÇÃO

As teorias de rendimento social ou de “vantagem coletiva” definem, para o caso dos monopólios, que se deve substituir o comportamento natural do empreendedor pela regra de venda ao custo marginal. Todavia, o cálculo determinístico do custo marginal para cada usuário da rede é impraticável – especialmente no segmento de baixa tensão, no setor elétrico – que, frequentemente, utilizam-se métodos estatísticos para sua determinação. A partir destes, deve-se construir a estrutura tarifária que minimize os desvios em relação ao custo marginal, de forma que fique circunscrita a um número baixo de parâmetros de caracterização do usuário – minimizando os custos de medição e faturamento e que seja relativamente, e principalmente, estável ao longo de tempo. Mas, a venda ao custo marginal, no caso de redes, é frequentemente inaplicável uma vez que conduz a prejuízos sistemáticos. Por conseguinte, deve-se estabelecer a condição em que se minimize esta perda, com intuito de reduzir a distorção promovida quando do ajuste efetuado para garantir a recuperação dos custos¹. Portanto, identificando-se o nível de custos considerado adequado, a questão básica reside em determinar a alocação deste entre os usuários do serviço ou consumidores do produto, notadamente pelo custo marginal. Alternativamente, pode-se citar algumas formas simples de se efetuar a alocação², como: o critério de segregar os custos conforme os benefícios recebidos, precificação pela ponta³, e os métodos volumétricos (uma relação linear com o produto ou o serviço). Todavia, tais metodologias podem resultar em preços, ou tarifas, em valores superiores a disposição de pagar ou ao custo de

¹ Parte-se do princípio que os empreendimentos que suprem bens ou serviços públicos existem de modo autônomo ou por base própria; logo preços, ou tarifas, devem ser definidos para recuperar os custos, incluindo os do capital empregado para financiar suas atividades – independente se de origem estatal ou privada.

² O problema de alocação de custos é comum na sociedade, como por exemplo, a distribuição dos custos do Estado entre os cidadãos que o compõe; ou a divisão dos custos de infra-estrutura (setor comercial, redes de comunicação interna, etc) de uma corporação entre as diferentes unidades que a compõe no que se observa como uma questão gerencial.

³ Neste caso o objetivo é elevar o fator de carga (ou utilização dos usuários) impondo um custo maior em bases horárias em que há uso mais intensivo das redes para promover o deslocamento para bases horárias com cargas leves. Observar que não se trata exatamente da teoria marginalista.

(*) SGAN 603, módulo J – CEP 70.830-030 Brasília, DF, Brasil.

Tel: (+55 61) 2192-8549 – Email: marcioandrey@aneel.gov.br; lcandido@aneel.gov.br.

(**) As idéias, opiniões e metodologias expostas neste artigo são de responsabilidade exclusiva dos autores.

oportunidade (ou alternativo ao serviço/produto) de alguns usuários/consumidores⁴. Ainda, não menos importante, o problema de alocação de custos não possui uma resposta única, mas é possível determinar um conjunto de soluções possíveis no espaço \mathfrak{R}^n de tal modo que é possível respeitar as restrições do problema. Ademais, no processo de definição da metodologia procura-se utilizar princípios⁵ essenciais dos diferentes métodos que auxiliam na delimitação das alternativas razoáveis ao problema de alocação. Isto permanece válido para ambos os ambientes em tela, transmissão e distribuição. Lembre-se que a inexistência de uma solução única impele cuidados na escolha das metodologias aplicadas. As diferentes técnicas de alocação possuem características distintas e a escolha deve ser em função dos objetivos a serem atendidos. Além disso, importa que no caso em tela, no qual há duas metodologias, impera a necessidade de haver coerência nos resultados entre ambas. O presente trabalho tenta discutir o problema e utilizar o conceito de tarifação zonal – os nós são agrupados, diferente do caso do nodal, por áreas limitadas por características específicas e cujos limites apresentem restrições similares – para efetuar a aproximação das duas metodologias no que tange aos resultados obtidos. Assim, dentro das áreas definidas aplica-se a metodologia atual de distribuição com alterações propostas. Por sua vez, efetua-se alteração nas tarifas de transmissão a que são submetidas tais zonas, para garantir compatibilidade dos custos médios incorridos pelos usuários de rede da área.

2.0 - COMPATIBILIDADE TARIFÁRIA

Um dos problemas atuais na questão tarifária é a chamada convergência tarifária entre os ambientes de distribuição – também denominado “repartição” por conta de uma classificação funcional antiga – e de transmissão – esta conhecida como interconexão. Existe uma discussão sobre o porquê de tais sistemas não terem tarifas convergentes, ou seja, por que não conduzem a um resultado similar de modo a garantir que os custos de conexão sejam aqueles que determinem o ponto de conexão. Muitos usuários vêm optando por efetuar migrações do ambiente de distribuição para o de transmissão com base nas tarifas ora praticadas. Muitas vezes com significativos investimentos com a nova conexão e, ainda, resultando em ociosidade de ativos de uso comum nas redes em que anteriormente se conectavam – que por sua vez tem seu custo alocado aos demais usuários de rede. A resposta reside no fato das metodologias tratarem o problema de modo independente e com regras não convergentes. No que tange a alocação de custos, a Nodal é construída com base em um fluxo de potência linear utilizando um cenário de simulação atualizado a cada ano; ainda, efetuando um despacho proporcional, dentro do submercado, para atender a carga determinada por contratos e considerando um fator de correção do custo com base na relação fluxo calculado sob capacidade nominal – sendo para algumas instalações este fator é zerado, alocando todo o custo para a parcela selo, coberto indiscriminadamente por todos (1). Além disso, existe o problema da escolha da barra de referência, contornado com a definição da repartição dos custos entre carga e geração – hoje, dividida em partes iguais – e que independente da escolha arbitrada sempre conduz a uma barra de referência única – podendo ser, inclusive, uma fictícia.

Deste modo, garante-se uma solução única para o problema, uma vez que para garantir a repartição imposta soma-se – subtrai-se – um valor a todas as parcelas locais. Na prática este ajuste é efetuado quando do ajuste ao custo médio. Na metodologia Nodal, os custos que deveriam ser os marginais por sua vez guardam relação apenas com as distâncias elétricas – caso de linhas – uma vez que o regulador opta por utilizar valores padrão que podem não guardar coerência com o custo incremental de expansão do sistema. Não menos importante, é a questão do ajuste ao custo médio que é efetuado através da metodologia aditiva – cobra-se na forma de selo o montante necessário para garantir a cobertura dos custos – reparar que se o fator de ponderação for zero para todos os elementos tem-se que a metodologia converge para a forma de um selo. Ademais, trata-se uma tarifação de ponta, pois aloca todo o custo neste período. No entanto, a rede básica se expande não somente para atender incrementos de carga, mas também por razões de confiabilidade e para garantir a troca de vazões entre sistemas com regimes hídricos distintos de modo a minimizar o custo de energia – a idéia é que a ociosidade é necessária para atender o sistema existente. Não obstante, importa observar que parte importante da ponta do sistema é determinada por uma parcela de carga que não possui diferenciação horo-sazonal em sua tarifa – classe residencial. Desta forma, entende-se que o sinal tarifário aplicado não representa um ótimo paretiano. Assim, a ausência de tarifas fora de ponta na rede básica imputa um incentivo para migração, afinal se a carga conseguir modular possui a possibilidade de encargo zero na rede básica ou de controlar o custo médio imposto pelas tarifas, algo não possível enquanto no âmbito da distribuição. Ressalte-se que como é possível efetuar discriminação de preços não há necessidade de se alocar custos de capacidade em energia, podendo por meio de estudos das curvas de carga própria das distribuidoras e demais cargas determinar uma relação ponta/fora de ponta para a rede básica, e considerando as tarifas de ponta, determinadas pela metodologia nodal, determinar as tarifas de aplicação em cada nó.

Por sua vez o custo de distribuição se baseia na alocação dos custos referenciado no custo marginal de capacidade, que se trata de uma ponderação do custo incremental de cada nível pela responsabilidade de potência

⁴ Também se deve lembrar que o incentivo a formação de redes é racional. Pode ser explicado utilizando-se o teste de provisão independente; basicamente os usuários/consumidores associam-se formando redes, quando os custos de se obter/consumir são menores em associação do que se o recurso fosse obtido individualmente. Ainda, deve-se garantir que não se aloque a um usuário/consumidor um custo inferior ao valor marginal de incluí-lo na rede. Isto porque, deste modo um ou mais consumidores estariam subsidiando a presença deste usuário/consumidor, no que é conhecido como subsídio cruzado.

⁵ Princípios da Aditividade; da Monotonicidade e da Consistência. Para mais detalhes consultar (2).

nas horas em que ocorre expansão; fator de perdas acumulado, fator de coincidência e proporção de fluxo (3). Adicionalmente, por meio dos custos determina-se a estrutura vertical que é aplicada ao custo médio – neste caso o ajuste é do tipo multiplicativo. Neste caso, embora se use uma representação – modelo – estatística para o ambiente de distribuição é simples de se observar a constituição de um fluxo fictício entre as diferentes barras do modelo simplificado do sistema. Diferente da rede básica procura-se determinar os custos em base horária, sendo atualmente distinguido em dois períodos: ponta e fora de ponta. Ademais, existe toda a questão dos chamados subsídios cruzados a que estão submetidos os usuários de redes – linhas – no âmbito de distribuição. Estes custos são relevantes e usualmente ficam restritos a área de concessão e representam um diferencial relevante⁶. Porém, uma solução para o problema envolve aspectos políticos e, portanto, não é abordada neste texto. O melhor caminho é que os subsídios quando ocorram sejam cobertos com recursos do tesouro diretamente para o usuário por meio de abono financeiro cabendo ao cidadão utilizá-lo para o pagamento de rede/energia – embora tal solução seja de impossibilidade fática devido às restrições políticas. Por sua vez, infelizmente, grande parte do custo do âmbito de distribuição não é alocado consoante a lógica supra-citada: rede básica, fronteira, conexão, CUSD, etc. Isto conduz a um desvio especialmente quando tais custos são considerados como selos por nível. Outro grande problema é a influência do mercado sobre a formação das relatividades das tarifas no caso das tarifas de distribuição. Neste caso o ideal seria desacoplá-las do mercado, por meio da definição com base nos custos de longo prazo – dez ou mais anos – e somente utilizar o mercado para composição do índice de reajuste médio no reajuste ou revisão. Diferente, da rede básica a questão de ociosidade é um ponto importante no âmbito da distribuição uma vez que surge em função dos valores nominais dos equipamentos, previsão de demanda futura, etc. Neste caso é desejável que a ociosidade seja considerada nos estudos de determinação do custo incremental, uma vez que nem todo incremento de carga resulta em novo investimento.

Por coerência algo similar deveria ser aplicado ao âmbito da transmissão e utilizar cenários de longo prazo; também porque as decisões dos usuários de rede não se circunscrevem ao momento presente, mas envolvem comportamentos de longo prazo. Assim, a melhor forma de maximizar o excedente é apresentar um sinal de longo prazo não suscetível a decisões de operação ou de planejamento supervenientes. Como se vê, não é algo simples a chamada compatibilidade tarifária. Todavia, pode ser obtida de forma regulatória, ou seja, impondo-se restrições de migração ou forçando as tarifas nas áreas sensíveis – provavelmente na transmissão uma vez que lá ocorre discriminação de preços – não sem, porém, contestação de quem se sentir “injustiçado”. Alternativamente, pode-se procurar diminuir as diferenças entre as metodologias de modo a diminuir eventuais discrepâncias nos resultados. Sob a premissa de que os sistemas de distribuição são predominantemente radiais, pode-se tentar dividir espacialmente a concessão em áreas ou zonas de modo que as fronteiras com a rede básica ficam circunscritas sobre estas, ou seja, tenta-se evitar o uso de um valor selo, procurando distribuir o custo com rede básica consoante a metodologia definida para o âmbito de distribuição. Raciocínio similar se aplica ao caso de contratos de uso de sistemas de distribuição (4).

A idéia deste artigo é apresentar resumidamente os primeiros resultados obtidos, com a lógica supra mencionada, dificuldades e obstáculos a serem transpostos até a efetiva utilização deste. Lembrando que se trata de proposta inicial para estimular discussões sobre o tema e que se encontra em aperfeiçoamento.

3.0 - DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS DE CAPACIDADE COM VARIAÇÃO GEOGRÁFICA.

Hodiernamente, o cálculo das tarifas de referência para os sistemas de distribuição considera diferentes custos marginais das redes, segregados por características de consumo, tais como: nível de tensão de fornecimento, forma de utilização da energia ao longo do tempo e topologia do sistema; para maiores detalhes consultar (3), (5) e (6). Contudo, não se dispõe de ferramenta que possibilite a alocação dos custos dos sistemas de distribuição pela localização elétrica e por características regionais, tais como as sociais, as econômicas e as geográficas. Ademais, os custos da transmissão, no âmbito da distribuição, não são alocados de forma a considerar os custos das redes de transmissão nos sistemas de distribuição. Tal limitação prejudica a correta repartição dos custos de expansão das redes, causando ineficiência alocativa de recursos empregados pela distribuidora, que por sua vez serão repassados via tarifa aos usuários. Na metodologia apresentada a seguir a área de concessão deve, a priori, ser dividida em zonas, ou regiões, com características homogêneas, dentro das quais são calculadas as tarifas de referência por faixa de tensão. Na prática, vários critérios poderiam ser utilizados para delimitar as zonas, tais como: qualidade do serviço, nível de universalização, qualidade do produto, formas de conexão à rede básica e características técnicas de cada região. Definidas as zonas, são necessárias duas *proxy* do modelo, devido às características de dimensão do problema, como detalhado a seguir.

3.1 Proporção de fluxo

As injeções de potência nos sistemas de distribuição fluem para os diversos níveis de tensão por meio das transformações, que por sua vez fluem para outros níveis de tensão ou para as cargas, sempre com perdas técnicas intrínsecas ao sistema. Assumindo tais intercâmbios constantes ao longo do tempo pode-se calcular as probabilidades de percurso entre diversas zonas pré-definidas de uma porção infinitesimal de energia. Para isso, o

⁶ Para evitar este tipo de influencia seria interessante gerenciar os subsídios por meio de um fundo – administrado por uma entidade externa, um banco por exemplo – para o qual todos os consumidores contribuiriam (independente se de Rede Básica ou de Distribuição) e que se responsabilizaria para cobrir as diferenças resultantes dos descontos aplicados.

problema do cálculo das probabilidades dos fluxos de potência foi modelado considerando-o como um processo estocástico, em particular uma cadeia de Markov.

3.1.1 Processos Estocásticos

Um processo estocástico pode ser definido como um conjunto de variáveis aleatórias que representa uma quantidade ou característica quantificável (7). Nos sistemas elétricos de potência, em qualquer instante de observação, uma energia incremental injetada pode ser encontrada em um número finito de estados, aqui designados pelos níveis de tensão do sistema de distribuição. Adicionalmente deve-se considerar um percentual, ou probabilidade, de que essa energia seja convertida em perdas técnicas do sistema. Nos sistemas de potência os fluxos são analisados de forma contínua, por meio de estudos de fluxo de potência. Contudo, em alguns casos, tais como os sistemas de distribuição, a modelagem do sistema se torna sobremaneira complexa, haja vista a grande quantidade de elementos e sua dinâmica topológica (8). O diagrama unifilar simplificado apresentado na Figura 1 possui 5 estados discretos, representado pelos níveis de tensão do sistema, carga e geração. Considere que para o espaço paramétrico, o tempo de observação, seja discreto e suponha que 1 MWh seja injetado na barra 1, em um instante t_0 . No tempo t_1 este MWh será transformado e reinjetado, exclusivamente, nas barras 2 ou 3. Da mesma forma, no instante t_2 será injetado nas barras 4 ou 5 ou, ainda, será consumido na barra 2. Ademais, a cada tempo t_i outro MWh será injetado na barra 1.

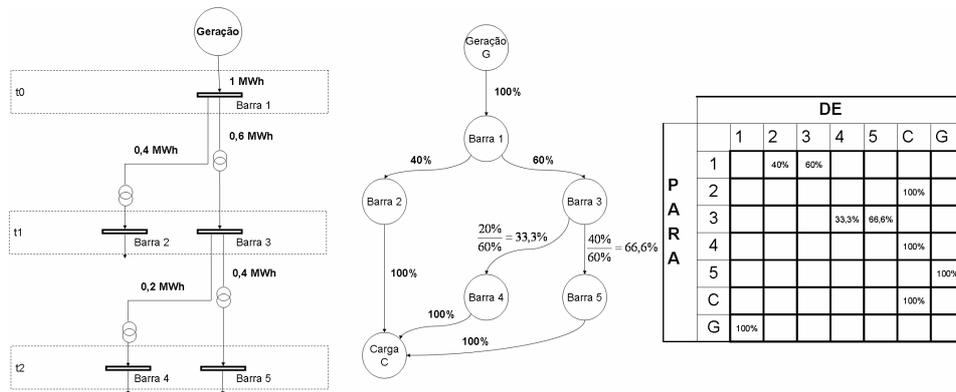


Figura 1

a) Fluxo entre barras b) Representação dos Estados c) Probabilidades de Transição

3.1.2 Solução do modelo discreto no tempo por meio de Cadeias de Markov.

A cada tempo de observação não se sabe o estado de um processo estocástico com exatidão. Contudo, um processo estocástico fica completamente definido se forem conhecidas ou determinadas as probabilidades de transição dos estados, que por sua vez são dependentes dos seus estados anteriores. Observe que as probabilidades de transição são variáveis no tempo, como nos sistemas elétricos. Quando as probabilidades de transição são constantes e independentes do tempo o processo correspondente toma o nome particular de cadeia de Markov (7). A representação dos intercâmbios de energia são um caso particular da aplicação da cadeia de Markov e representa as probabilidades (assumidas constantes) de transição entre as zonas. Considerando um estado inicial representado pelo vetor P_j^0 , que representa as injeções em todos os níveis de tensão do sistema de distribuição no tempo t_0 . Após um tempo $n \cdot \Delta t$, onde Δt é um período de tempo suficiente pequeno para a transição de somente 1 estado (ou zona) e n o número de transições, os novos estados $P_j^{n \cdot \Delta t}$ serão dados por 1.

$$P_j^{n \cdot \Delta t} = P_j^0 \times P_{ij}^n \quad (1)$$

Onde P_{ij} é a matriz de probabilidades de transição. Uma característica da matriz de probabilidades de transição é que para um tempo suficiente grande o vetor de estados se tornará estacionário, ou invariável. Aplicando a modelagem ao cálculo da dos intercâmbios de energia, a cada instante de tempo Δt ocorrerá uma injeção unitária em cada zona do sistema que é representada pela matriz identidade de dimensão j , k é um tempo suficiente grande para a matriz de probabilidades ϕ_{ij}^k se tornar estacionária. O somatório é necessário pelo fato de que a cada tempo Δt um novo MWh é injetado em cada barra j . Matematicamente:

$$\phi_{ij}^{n \cdot \Delta t} = \sum_{k=1}^N I_j \times P_{ij}^k \quad (2)$$

Observe que para sistemas radiais e sem inversões de fluxo o cálculo é trivial, não necessitando a lógica matricial. Todavia, para sistemas com grande número de zonas (ou níveis de tensão), inversões de fluxo e interligações, tal lógica é fundamental para solução do problema.

3.2 Probabilidade de Ultrapassagem das Redes

Pela metodologia atual de cálculo dos custos marginais de capacidade (3), (5) e (6), a solução do problema de cálculo de responsabilidade de potência para sistemas de distribuição demanda um alto esforço computacional, tornando-se proibitivo para modelagem de sistemas de distribuição com grande número de níveis de tensão ou tipos de rede. Dessa forma utiliza-se uma *proxy* do modelo baseado nas distribuições contínuas de probabilidade. Trabalhos publicados sugerem que as distribuições de probabilidades das demandas máximas de potência podem ser razoavelmente descritas por uma distribuição normal (9). Para verificar tal hipótese, a aderência dos dados às distribuições de probabilidade teóricas foi verificada por meio do teste de Kolmogorov-Smirnov com nível de significância de 1%, para um conjunto de curvas de rede das distribuidoras, em um total de 343. A Figura 2 apresenta as funções de distribuição acumulada teórica e real para as máximas padronizadas das curvas em análise. Tal observação pode ser constatada para todos os postos tarifários das curvas de carga das redes.

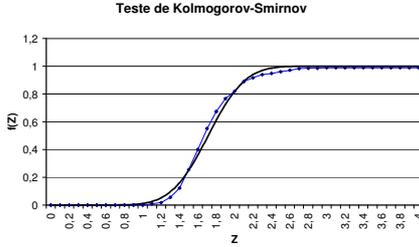


Figura 2 – Teste de Normalidade.

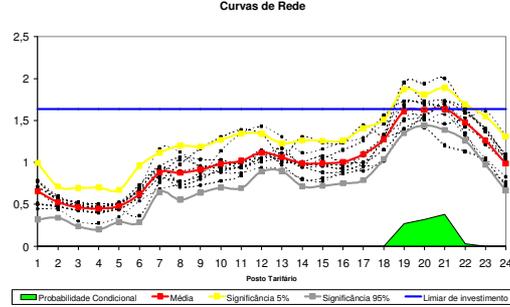


Figura 3 – Probabilidade condicional de ultrapassagem das redes.

O máximo erro observado foi de 0,0663, aquém do erro crítico de 0,088, para $\alpha=1\%$, o que demonstra ser razoável a aproximação das demandas das diversas redes que alimentam um certo nível de tensão, no posto tarifário i , possuem uma distribuição normal. De posse da média e desvio padrão das redes nos diversos postos tarifários e considerando uma distribuição normal, a sinalização horária no custo marginal de capacidade é indicada pela probabilidade de ocorrer ultrapassagem maior do que um valor predefinido, a máxima da curva média da rede. A Figura 3 apresenta curvas típicas e os valores de 5% e 95% de confiança para a distribuição e a probabilidade de ultrapassagem das redes.

Para o cálculo da média e desvio das curvas de carga utiliza-se todo o universo das redes-tipo que alimentam a barra j . Como o custo computacional deste procedimento é baixo pode-se utilizar todo o universo da campanha de medição, sem necessidade de agrupamentos, fato que reduz a perda de informação. Dessa forma, pode-se calcular a probabilidade de ultrapassagem, ou de outra forma, o percentual de redes que são ultrapassadas (ou estão sobrecarregadas) em uma determinada hora. Destarte, assume-se que nestes estados ocorrerão investimentos em expansão do sistema. Contudo, a probabilidade deve ser condicional: os investimentos devem ser realizados no máximo uma única vez no período. Dessa forma, considerando 3:

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

Onde A é a evento de ultrapassar as redes na hora h e B é o evento de investir no máximo uma única vez no período de análise. Assim, é possível demonstrar 4:

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

Ou seja, o numerador representa a probabilidade de se investir em um posto horário h e não investir nos postos horários restantes, que por sua vez deve ser normalizado (denominador). A Figura 3 apresenta a probabilidade condicional de ultrapassagem.

3.3. Custo Marginal de Capacidade

Suponha que um incremento de energia (ou potência média) seja demandado em uma barra i de um sistema de distribuição, tal incremento fluirá pela barra j com uma probabilidade dada pelas probabilidades de transição entre as diversas zonas do sistema $\phi_{i,j}$, calculada conforme procedimento apresentado no item 2.1.2. O custo marginal de capacidade de uma unidade consumidora-tipo conectada na distribuição é a soma dos custos marginais de expansão CME_j das redes – segregados em transformação e redes – que alimentam a barra j , incluindo os custos de transmissão, ponderadas pela proporção de fluxo $\phi_{i,j}$. Observe que os custos da transmissão são considerados tanto na estrutura horizontal como na vertical, esta última assumida como idêntica a estrutura horizontal das redes do subgrupo tarifário A2 (88 e 138 kV). A sinalização horária, ou estrutura horizontal, será dada pela probabilidade condicional de ultrapassagem das redes. Matematicamente tem-se 5.

$$CMC_{i,h} = \sum_{j=1}^{NB} CME_j \times \phi_{i,j} \times P_{i,j,h} \times Ph_{i,j,h} \quad (5)$$

Onde:

CME_j : Custo marginal de expansão das redes de transmissão e distribuição que alimentam a barra j , valores em R\$/kW;

$\phi_{i,j}$: elemento i,j da matriz de proporção de fluxo total, considerando as perdas técnicas do sistema;

$P_{i,j,h}$: Probabilidade condicional de ultrapassagem (ou de investimento) das redes, devido a um consumo marginal de tipologia i , conectada na barra j na hora h ;

NB: número total de barras do sistema;

$Ph_{i,j,h}$: Fator de coincidência, representado pela relação entre a demanda medida na hora h e a máxima da respectiva carga, com tipologia i , conectada na barra j .

Por fim, a receita teórica horária da barra é determinada pela soma das receitas de cada consumidor-tipo, obtidas, por sua vez, pela multiplicação, hora a hora, da respectiva curva de carga (em kW) do usuário i com o seu custo marginal. Observe que os custos da transmissão, obtidos por método nodal, somada a TUST fronteira, são modelados por meio do CME_j , de modo a representar os custos locais da transmissão no sistema de distribuição.

4.0 - SISTEMA ANALISADO

A Figura 4 apresenta o diagrama unifilar simplificado do caso objeto de estudo. Não foram exploradas as formas de definição da homogeneidade e conseqüente delimitação das zonas. Isto se deve ao fato de que esta deve ser realizada antes da caracterização de carga e redes. Os custos com o sistema de transmissão e fronteira são considerados nas barras a montante do sistema de distribuição, por meio de soma aos custos marginais de expansão. Assume-se que as curvas de carga das injeções nos sistemas de distribuição são similares as curvas de carga dos sistemas de transmissão. Como resultado intermediário obtém-se as receitas, as quais cobrem, ao menos teoricamente, os custos marginais dos sistemas de transmissão e distribuição. Deste modo, uma vez determinada a receita por barra, passa-se ao passo seguinte, construção das tarifas por posto tarifário definido. No diagrama da Figura 4 os custos da transmissão são agregados nas respectivas barras, mantendo o sinal locacional calculado quando da definição dos custos das redes de transmissão pela metodologia nodal.

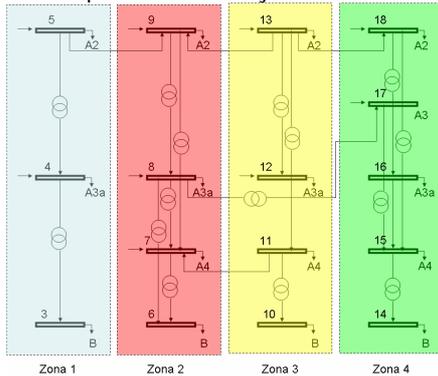


Figura 4 – Diagrama unifilar simplificado considerando diferentes zonas de definição tarifária.

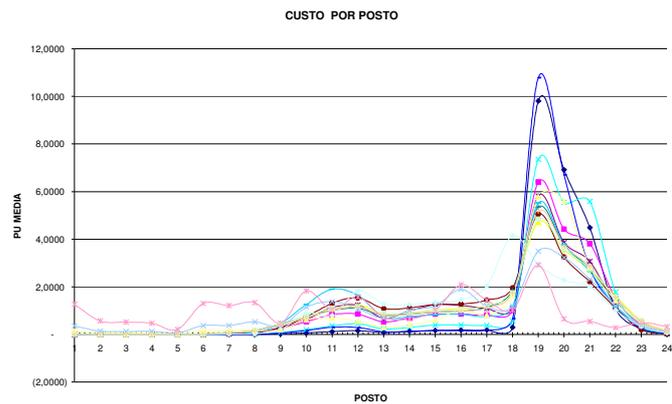


Figura 5 – Distribuição dos custos por posto.

5.0 - RESULTADOS

O primeiro passo consiste em determinar a distribuição horária dos custos, conforme apresentado na Figura 5. Por meio desta é possível determinar a melhor forma de subdividir o dia para a construção das tarifas. Observe-se que para o exemplo adotado a divisão em dois períodos é suficiente – e coerente com a atualmente empregada. Opta-se por utilizar um período de ponta de cinco horas consecutivas, entre o posto 18 e 22, com os demais formando o período fora de ponta. Não obstante, há a questão de distribuição dos custos entre as tipologias de consumidores das diferentes barras. Para tanto se utilizou a estratégia de alocar o custo de capacidade ou em demanda, ou em energia ou em demanda e energia. O critério de seleção foi de utilizar o método que se minimiza os desvios entre os custos de capacidade determinado por usuário e o valor de referência. A figura 6 apresenta um exemplo dos dados apresentados. Note-se que, para este caso a melhor estratégia é alocar os custos em energia. Para maiores referências ver (8). Dessa forma, a Tabela 1 apresenta os resultados para cada subgrupo tarifário, segregados em custos em demanda e em energia. Estes resultados são os finais uma vez que foram aplicados ao mercado da distribuidora e ajustados por meio de um fator de multiplicação

Tabela 1 – Tarifas de referência.

TARIFA REFERÊNCIA AJUSTADA				Zona	Subgrupo Tarifário
P (R\$/kW)	FP (R\$/kW)	P (R\$/kWh)	FP (R\$/kWh)		
-	-	0,6680	0,0165	Z1	B
12,6349	-	-	0,0094	Z1	A4

5,0842	3,3408	-	-	Z1	A2
4,1100	2,7007	-	-		A1
-	-	0,3576	0,0162	Z2	B
11,9679	-	-	0,0121	Z2	A4
6,2676	-	-	0,0101	Z2	A3a
6,0846	3,3621	-	-	Z2	A2
4,8504	2,6801	-	-		A1
-	-	0,4829	0,0149	Z3	B
13,3433	-	0,0877	0,0135	Z3	A4
8,8844	-	0,0627	0,0125	Z3	A3a
5,3164	3,2315	-	-	Z3	A2
4,6078	2,8008	-	-		A1
-	-	0,2891	0,0375	Z4	B
14,0471	10,4137	-	-	Z4	A4
7,9994	10,7662	0,0547	-	Z4	A3a
9,2271	5,4054	-	-	Z4	A2
5,7067	3,3431	-	-		A1

OBS: os campos em negrito significam que não existe o posto ou que não se aplica o componente para a (sub)grupo.

A1 representa os custos na fronteira com a rede básica.

Por fim, a Figura 6 apresenta um abaco com os custos de um consumidor padrão de demanda média de 1 MW, com variação entre as relações de suas demandas máximas em horário de ponta e de fora de ponta. Observe-se que em cada zona foi garantido que o cliente recuperaria custos decrescentes, sendo os decrementos reduzidos ao passo que se eleva a tensão de modo que os valores recuperados de rede básica, representado pelo subgrupo tarifário A1, e do nível A2 se aproximam.

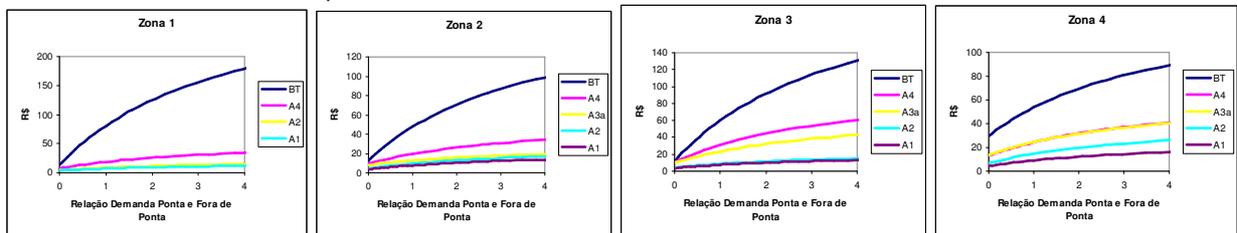


Figura 6 – Tarifas para vários perfis de consumo.

6.0 - CONCLUSÃO

Os resultados obtidos pela metodologia proposta guardam coerência com o objetivo proposto, qual seja, reduzir a diferença entre o custo médio recuperado via tarifa na fronteira com o apresentado pela rede básica. Para isto foi efetuado transferência do custo de transmissão para o posto fora ponta. Adicionalmente, para o caso de distribuição tal custo foi alocado conforme o critério de uso marginal das redes, admitindo, neste caso, uso similar ao das redes do A2. Adicionalmente, na formação das tarifas foi evitado o uso do conceito de componentes tarifários. Uma vez determinado os custos de referência, aplicam-se estes ao mercado de referência, para efetuar o ajuste do nível tarifário a ser recuperado. Deste modo, garante-se a não afetação da relatividade das tarifas. Os autores continuam estudando a metodologia para garantir sua factibilidade, mas entendem que muitos dos conceitos abordados podem ser utilizados em busca da convergência e da simplificação dos cálculos tarifários.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL. Nota Técnica n.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24 de novembro de 1999;
- (2) H. Peyton. *Cost Allocation: Methods, Principles, Application*. Amsterdam: North-Holland, 1985.
- (3) DNAEE. *Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação*. 1985;
- (4) ROTHWELL, Geoffrey; GÓMEZ, Tomás. *Electricity Economics*. IEEE Press, Wiley Interscience.
- (5) DNAEE. *Programa de Revisão Tarifária*. 1994;
- (6) ELECTROPERÚ. *Nueva tarifa de energia eléctrica*. Lima: Comisión de Tarifas Eléctricas: 1989;
- (7) HELSTROM, W. Carl. *Probability and Stochastic Processes for Engineers*. 2ª Ed. Macmillan: New York, 1991;
- (8) ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI. *Tarifas Zonais dos Sistemas de Distribuição*. SEPEF: 2008;
- (9) BILLINGTON, R.; Allen, R.; N. *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2ª Ed. Longman/Plenum Press, 1996;

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcio Andrey Roselli

É Engenheiro Eletricista (UNIFEI) e de Segurança do Trabalho (UFF), Licenciado em Física (UCAM), Mestre em Engenharia Elétrica (UFRJ), Pós-Graduado em Gestão Pública (UEG) e em Direito Regulatório da Energia Elétrica (UnB). Trabalhou no grupo MPE e Eletrobrás. Atualmente é professor de matemática financeira da Universidade Estadual de Goiás e especialista em regulação na ANEEL.

Luis Cândido Tomaselli

Possui graduação na Fundação Universidade Regional de Blumenau (1998), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2004). Desde 2005 é especialista em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica, onde a partir de novembro de 2008 passou a trabalhar na área de regulação econômica.