Apoio
20 ANOS CLAMPER
Blutrafos GRUPO FURLANI
MEGABARRE BRASIL

Capítulo V

Estrutura tarifária do uso do sistema de distribuição e transmissão

*Por Valdson Simões de Jesus**

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias no sistema interligado nacional é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica, tem direito à utilização desta Rede Básica, desde que atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado livre acesso, assegurado em Lei e garantido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

As tarifas de uso do sistema de transmissão (Tust) são calculadas com a metodologia nodal, que teve sua primeira e referencial proposta metodológica definida pela Resolução Normativa – RN 281/98, que dá um sinal econômico locacional. Esta metodologia teve como base discussões realizadas no âmbito do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Reseb) em meados da década de 1990, cuja regulamentação estabeleceu que a compra e a venda de energia elétrica deverão ser contratadas separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e instituiu as condições gerais de contratação desse acesso.

As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente. A data de 1º de julho é coincidente com o reajuste anual dos contratos de concessão da transmissão, quando são reajustadas as receitas anuais permitidas, que as transmissoras recebem para prestar o serviço de transmissão.

Com a publicação da RN 067/04, foram introduzidos aperfeiçoamentos nas regras de composição da Rede Básica, que passou a contemplar as instalações de transformação necessárias para rebaixar as altas e extra-altas tensões da transmissão – iguais ou superiores a 230 kV – para as tensões de distribuição. Outro aspecto importante associado a esse novo regulamento é que o serviço de transmissão prestado por essas unidades transformadoras passa a ser pago única e exclusivamente pelas concessionárias de distribuição que dele se beneficiavam, mediante a criação de uma parcela específica da Tust, denominada TustFR, que incorporava, ainda, os custos de uso associados às Demais Instalações de Transmissão (DITs), compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

A parcela principal da Tust, a TustRB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica com tensões iguais ou superiores a 230 kV, utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, gera tarifas aplicáveis

a todos os usuários. Seu cálculo é realizado a partir de simulação com o Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, uma receita total a ser arrecadada e alguns parâmetros estabelecidos por meio da RN 117/04. Essa receita é composta da RAP a ser paga às concessionárias de transmissão, de parte do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de uma Parcela de Ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

A RN 349/09 estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável às centrais geradoras (TusdG) conectadas no nível de tensão 138 kV a 88 kV, encerrando o processo de transição iniciado na separação dos âmbitos de transmissão e distribuição, a partir da RN 067/04.

Tarifa de uso do sistema elétrico

A metodologia nodal de cálculo das tarifas de uso da Rede Básica é a forma que a Aneel utiliza para calcular a tarifa de uso locacional. Sua diretriz é dada pelo art. 9º da Lei n. 10.848/04, que obriga a utilização do sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

A metodologia nodal vigente está estabelecida na Resolução 281/99, com diretrizes complementares definidas na RN 117/04, que trazem modificações importantes. Essas modificações foram regulatoriamente inseridas e alteram o resultado dos custos marginais de longo prazo, atenuando, estabilizando e reduzindo a volatilidade da Tust, mas também elevam a parcela selo, diminuindo a parcela locacional das tarifas.

Evolução histórica

No que se refere ao livre acesso e à metodologia de tarifação de uso do sistema de transmissão, a regulação vigente permanece praticamente inalterada desde a sua edição, em 1999. A Resolução 281/99 estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, juntamente com a Metodologia Nodal, sendo que a Resolução 282/99 fixou parâmetros a serem utilizados pelo Programa Nodal, que implementa tal metodologia.

Assim, a Tust tinha como principal objetivo ratear os custos devidos aos investimentos feitos pelas empresas de transmissão na Rede Básica e remunerados pela Receita Anual Permitida (RAP). Esta parcela foi denominada TustRB.

A Resolução 208/01 dispôs sobre a celebração dos contratos de uso e conexão previamente à execução de obras de reforços ou ampliações na rede e desobrigou os geradores não conectados à Rede Básica e não despachados centralizadamente pelo ONS da celebração do CUST.

A Resolução 655/02 disciplinou a celebração pelas concessionárias de distribuição do CUST com o ONS, determinando a contratação de montantes de uso em pontos de conexão localizados nas DITs.

Apoio
20 ANOS CLAMPER
Blutrafos GRUPO FURLANI
MEGABARRE BRASIL

A seguir são listados os principais aperfeiçoamentos e melhorias introduzidos com respeito à Resolução 281/99 e à Metodologia Nodal, na tarifação de uso do sistema de transmissão.

Mudanças nas premissas de cálculo

Atendendo ao disposto no inciso XVIII do art. 3º da Lei n. 9.427, de 1996, a Aneel emitiu a RN 117/04, alterando a sistemática de cálculo das Tust. Dentre as mudanças efetuadas,
ressaltam-se duas características:

1) O uso das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) para as linhas de transmissão e transformadores de potência integrantes da Rede Básica (art. 2º, inciso V);
2) Para as unidades geradoras cujo montante de uso do sistema de transmissão (MUST) contratado não tenha se alterado em relação ao ano tarifário anterior, as suas Tusts serão reajustadas por um fator de atualização único.

Mudanças na definição da fronteira entre as redes

A Resolução 245/98 estabelecia que faziam parte da Rede Básica todas as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e também as subestações que tivessem, pelo menos, esse nível de tensão. A classificação valia para toda a subestação, e o acesso a qualquer de seus barramentos era considerado acesso à Rede Básica. A Resolução 433/00 revogou a Resolução 245/98 e redefiniu as fronteiras da Rede Básica, que passaram a contemplar apenas os barramentos com tensão igual ou superior a 230 kV das subestações classificadas como integrantes da Rede Básica.

A Resolução 489/02 estabeleceu que as distribuidoras pudessem contratar as transmissoras para implementar as instalações não integrantes da Rede Básica. Após a realização da Audiência Pública nº 034/03, as RN 067/04 e 068/04 foram publicadas e revogaram, respectivamente, as Resoluções 433/00 e 489/02. Segundo tais regulamentos, as instalações integrantes da Rede Básica são as linhas e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, incluindo os transformadores rebaixadores e suas conexões, sendo que os barramentos com tensão inferior a 230 kV foram classificadas como DIT – Demais Instalações de Transmissão.

Assim, na RN 067/04 foram introduzidos aperfeiçoamentos nas regras de composição da Rede Básica, que passou a contemplar as instalações de transformação necessárias para rebaixar as altas e extra-altas tensões da transmissão – iguais ou superiores a 230 kV – para as tensões de distribuição. Outro aspecto importante associado a esse regulamento é que o serviço de transmissão prestado por essas unidades transformadoras é pago por distribuidoras que dele se beneficiam, mediante a criação de uma parcela específica da Tust, denominada TustFR, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

A parcela principal da Tust, a TustRB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, gera tarifas aplicáveis a todos os usuários.

A RN 320/08 estabeleceu os critérios para a classificação das Instalações de Transmissão Compartilhadas por Geradores (ICG). Estas instalações têm como objetivo proporcionar o acesso à Rede Básica das usinas eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A ICG é constituída de instalações de transmissão em nível de tensão inferior a 230 kV, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de dois ou mais geradores, em caráter compartilhado, definidas por chamada pública a ser realizada pela Aneel e licitadas em conjunto com as instalações da Rede Básica.

Após o término do prazo de concessão, definido por ocasião da licitação, as ICG serão transferidas sem ônus para a distribuidora local, exceto o transformador de fronteira que será transferido para a transmissora proprietária da instalação de Rede Básica.

As usinas conectadas nestas instalações pagarão, além dos encargos de conexão fixados por cinco anos, as TustRB fixadas por dez anos de acordo com a sistemática estabelecida pela RH 267/07 e as perdas elétricas na proporção da energia elétrica gerada, de acordo com a medição de faturamento.

No cálculo da TusdG foi necessário definir redes eletrogeográficas denominadas de Rede Unificada (RU), que são conjuntos de instalações de transmissão e distribuição, na tensão de 138 kV ou 88 kV, que possuam pelo menos uma central geradora conectada, incluindo transformadores de potência classificados como Rede Básica com tensão secundária de 138 kV ou 88 kV, Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas ou de uso exclusivo de concessionárias ou permissionárias de distribuição e instalações de propriedade das concessionárias ou permissionárias de distribuição, separadas entre si segundo critérios técnicos.

Mudanças na classificação de geradores

Um dos pontos a ser observado quando se analisa a questão tarifária da transmissão diz respeito ao horizonte utilizado para o estabelecimento das tarifas, que atualmente é de um ano.

Este horizonte de cálculo é considerado curto, incompatível com a contratação de longo prazo da Lei n. 10.848/04 e causador de parte da volatilidade das tarifas. Assim, essa volatilidade da Tust pode ser dividida em dois tipos: aquela associada ao método e aquela associada ao horizonte de cálculo. A primeira origina-se das alterações da topologia da rede, das cargas e gerações. Assim, cada vez que um novo conjunto de Tust é calculado, diferenças tarifárias são encontradas para um mesmo ponto de conexão.

Esse tipo de volatilidade é de difícil controle dado que as condições de crescimento da rede alteram a topologia que serve de base para o cálculo das tarifas. Já o segundo tipo de volatilidade é originado pelo desconhecimento do futuro e pode ser denominada incerteza de estabelecimento da Tust. Seu efeito mais perverso é o de expor um investidor em geração a alterações tarifárias anuais, quando seu contrato de venda de energia é de longo prazo.

Apoio
20 ANOS CLAMPER
Blutrafos GRUPO FURLANI
MEGABARRE BRASIL

Esse tipo de volatilidade tem tratamento diferente do primeiro. Para diminuir seus efeitos tornou-se necessário ampliar o tempo de observação para determinação das Tusts. Assim, para tratar essa incerteza de longo prazo foi necessário observar um período que supera 12 meses.

Como reação a essa incerteza de longo prazo da Tust, os geradores aumentam o preço da energia ofertada. Isso ocorre porque essa volatilidade é percebida como um risco do negócio pelos investidores, que tendem a incorporar no preço da energia vendida o risco, adequando-se o cenário ao negócio pretendido. Evidentemente, riscos desnecessários para os geradores são remetidos no preço da energia comercializada e oneram os consumidores desnecessariamente, não atendendo o interesse público nem a necessidade de prestação do serviço adequado, haja vista a modicidade tarifária.

De forma a melhorar essa percepção de risco, a Aneel estabeleceu para os geradores existentes, por meio da RN 117/04, um mecanismo de estabilização das tarifas no tempo. Com este mecanismo, as Tusts atualmente vigentes para os agentes de geração estão fixadas até o ciclo tarifário 2012-2013, sendo ajustadas por um fator único que considera a necessidade de recuperação da receita requerida. Com esse mecanismo de estabilização a Aneel eliminou a volatilidade tarifária associada ao sinal locacional.

Entretanto, a TUST a ser aplicada sofre alterações anuais pelo fator de atualização. O comportamento desse fator não é previsível para o segmento geração, uma vez que anualmente o mesmo é afetado pelo crescimento real da rede e pelo número de usuários. Logo, observa-se que o fator de atualização elimina a volatilidade locacional trazida pela metodologia de cálculo da Tust por um prazo de oito anos, mas não a incerteza associada às variações dos encargos de uso da Rede Básica no tempo. Assim, verifica-se que, independentemente das alterações metodológicas que devem ser estudadas e da possível melhoria dos dados de entrada da metodologia locacional, incertezas maiores são trazidas ao problema, quando o horizonte do cálculo da Tust fica limitado ao ano tarifário a ser cumprido.

No preço ofertado por um novo empreendimento de geração, é necessário prever o custeio locacional da transmissão durante a vigência do contrato de venda de energia. Entretanto, como a TustRB não é conhecida a priori, os geradores tendem a adotar uma postura conservadora, analisando o cenário da transmissão associado às informações de planejamento de longo prazo do setor, precificando e assumindo um risco suportável.

Entende-se por novos empreendimentos aqueles que participarão de leilões. A esses geradores o cálculo da Tust será ampliado para 10 anos. Assim, uma sequência de dez tarifas será estabelecida pela Aneel por empreendimento participante, de forma prévia à decisão por determinada geração hidráulica, eólica ou térmica.

Esta definição afastaria a incerteza tarifária, uma vez que a Aneel passa a assumir a responsabilidade pelo cálculo da TustRB futura, evitando que o gerador a faça de forma conservadora. O conceito que embasa tal diretriz é o de que o sinal locacional para a geração só existe no momento da tomada da decisão, e não após o investimento iniciado.

Ao custear a diferença entre o previsto e o realizado a cada ciclo tarifário por meio da Tust, o regulador transfere aos consumidores o risco de custeio da transmissão, adequando o cálculo da Tust à sistemática de leilões do modelo de contratação de longo prazo. Espera-se como resultado, a diminuição do custo final da energia para os consumidores, dada a redução do risco a ser precificado pelos geradores.

Dessa forma, a metodologia visa a facilitar a tomada decisão dos novos empreendedores, estabelecendo junto ao edital de licitação uma seqüência de TustRB que possibilite ao empreendedor saber o custo do sistema de transmissão por um longo prazo.

Fica preservado o cálculo de um único valor de Tust por ponto de conexão de unidade geradora nova ou existente, bem como uma única Tust por ponto de suprimento de unidades consumidoras. Portanto, as propostas de aumento do horizonte de cálculo da Tust do segmento geração são consistentes, têm simplicidade de execução e adaptam o processo tarifário da transmissão ao modelo de contratação de longo prazo do setor elétrico brasileiro.

Assim, para implementar esta sistemática de estabilização, foi definida a RN 267/07, que alterou a sistemática de cálculo da TustRB para os novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia.

Parcelas de tarifas de uso da rede elétrica

Assim, a Tarifa de Uso do Sistema é constituída de três componentes:

TUSTRB: aplicável a todos os usuários do SIN e calculada de acordo com a metodologia descrita no anexo da RN 117/04, levando em conta as parcelas da Receita Anual Permitida – RAP associadas às instalações e a RN 399/10. Outras inovações no cálculo das tarifas foram traduzidas pelas RN 349/09 e 399/10. Esta última introduziu um sinal econômico para Tust no horário fora de ponta para o segmento consumo, com início previsto a partir do ciclo tarifário 2011/2012.

TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas na RN 067/04, em caráter exclusivo ou compartilhado, sendo obtida a partir do rateio das parcelas da RAP pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (Must) contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição e a RN 399/10.

TUSDG: aplicável a todos os geradores usuários das redes de distribuição e redes compartilhadas nos níveis de tensão entre 88 e 138 kV e calculadas de acordo com a metodologia descrita na RN 349/09.

Evolução da RAP

A RAP corresponde ao pagamento recebido pelas concessionárias de transmissão pela disponibilização de suas instalações, integrantes da Rede Básica ou das DITs, para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica. Como as concessões de transmissão são obtidas mediante processo licitatório, em regime de concorrência, a RAP fixada pela Aneel para esses casos refere-se ao preço máximo dos leilões de transmissão.

Os critérios usados pela Aneel para o cálculo da RAP são:

· Investimentos compostos por custos-padrão dos equipamentos associados;
· Taxa média de depreciação ponderada por cada tipo de equipamento;
· Custos padronizados de operação e manutenção, correspondentes a um percentual do investimento;
· Custo de capital próprio e de terceiros, obtidos por modelos CAPM e WACC;
· Estrutura ótima de capital para o negócio-transmissão; e
· Tributos e encargos de acordo com a legislação.

O gráfico da Figura 1 ilustra a variação da RAP desde a sua definição no ciclo tarifário 1999/2000, assim como a variação do principal índice que define sua atualização – IGP-M. Cada contrato de concessão tem um índice de correção monetária especificado. Convém destacar que na composição da RAP estão outras parcelas, e que seu valor também depende do que é classificado como fronteira da Rede Básica. Já o gráfico da Figura 2 compara a variação da RAP versus crescimento da demanda no horário de ponta.

Apoio
20 ANOS CLAMPER
Blutrafos GRUPO FURLANI
MEGABARRE BRASIL

Figura 1 – Comparação RAP x IGP-M.

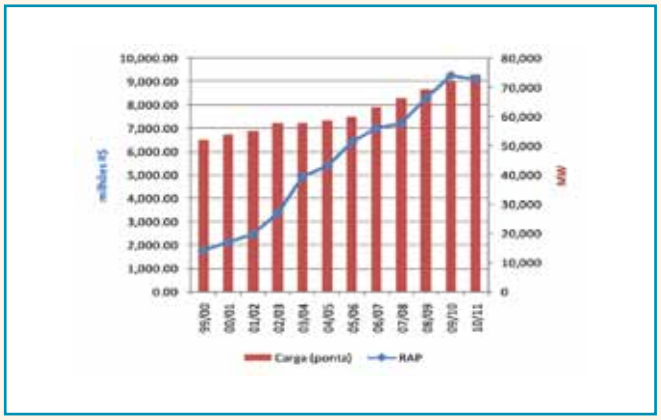

Figura 2 – Comparação RAP x consumo.

Estabelecimento das tarifas de uso do sistema de distribuição

Os acessantes da rede elétrica estão sujeitos ao pagamento de encargos de uso, estabelecidos com base em tarifas fixadas pela Aneel. Uma parcela dessas tarifas representa o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos feitos pelas concessionárias para construção dessas redes. Essa parcela é comumente conhecida como "tarifa-fio".

Cálculo da Tust

A parcela fio da Tust é calculada a partir de simulação com o Programa Nodal. Essa metodologia procura atribuir tarifas que dependem da localização da carga ou geração e também das condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto. É por esse motivo que, por exemplo, unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm, normalmente, tarifas inferiores à média, porque aliviam o carregamento dos circuitos da região.

O Programa Nodal tem como entrada de dados a configuração da rede elétrica, carga e geração projetadas para o mês de junho do ano subsequente ao da simulação das tarifas, bem como a receita anual permitida a ser arrecadada no período, correspondente à soma de todas as receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão.

Desde julho de 2004, em decorrência da publicação da RN 067/04, que deu nova classificação às instalações de transmissão, a Tust fio passou a ter duas parcelas: a TustRB, correspondente às instalações integrantes da Rede Básica, e a TustFR, relativa às instalações integrantes da Rede Básica localizadas na fronteira entre a Rede Básica e a rede de distribuição correspondente aos transformadores rebaixadores e suas conexões. A TustFR também engloba as DITs de uso compartilhado entre os agentes setoriais regulados. A TustFR é obtida a partir do rateio da receita associada às instalações de fronteira e das DITs compartilhadas pelos montantes de uso contratados pelos agentes setoriais regulados que delas se utilizam.

Cálculo da TusdG

Um dos fatores que motivaram a definição desta tarifação foi a criação de dois ambientes tarifários e contratuais: transmissão e distribuição. Por força de comando legal e regulamentar, existem dois ambientes tarifários distintos, transmissão e distribuição, o que provoca relações contratuais e tarifas específicas para os agentes usuários de cada sistema.

Nesse sentido, observava-se que o pior caso era o das unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição e despachadas centralmente, pois deveriam pagar encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e que, portanto, acabavam sendo oneradas com o pagamento de duas tarifas de uso (TUST e TUSDg). Tal condição não reflete o respectivo uso que fazem dos sistemas de transmissão e distribuição.

Para comprovar a importância da construção de tarifas locacionais, registre-se que até então, por falta de tarifas com esses atributos, havia geradores conectados a redes de distribuição que desejavam migrar para as redes de transmissão, o que representa um tremendo contrassenso. Em alguns casos, a migração culminaria na necessidade de mais reforços na rede de transmissão e, no final das contas, o gerador ainda assim pagaria menos, por conta de um sistema tarifário distorcido. As tarifas de uso da transmissão e distribuição orientadas por sinalização econômica locacional ganham ainda mais importância no setor elétrico brasileiro quando se entende sua influência na expansão da geração.

Os métodos de fixação das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição são bem diferentes entre si. O da transmissão se dá pelo uso da Metodologia Nodal, fixando tarifas por ponto de conexão, enquanto o da distribuição baseava-se nos custos marginais de expansão da distribuição, definindo-se tarifas iguais para cada nível de tensão. Essa diferença metodológica poderia levar, muitas vezes, a valores diferentes entre as tarifas de uso nos pontos de conexão na fronteira entre a Rede Básica e a rede de âmbito da distribuição.

A metodologia de cálculo da TUSDg aplicada às usinas que acessam o Sistema Interligado Nacional (SIN) conectando-se em instalações nos níveis de tensão de 88 kV a 138 kV teve

Apoio
20 ANOS CLAMPER
Blutrafos GRUPO FURLANI
MEGABARRE BRASIL

alterações definidas pela RN 349/09, que estabeleceu a mudança nos critérios para o cálculo da TUSDg. A finalidade da nova regra é incentivar a localização de novas unidades geradoras próximas aos centros de consumo, com consequente redução de investimentos na construção de redes, queda no nível de perdas de energia e aumento na confiabilidade do sistema. Para tal, o novo regulamento determina os critérios para o cálculo locacional dessa tarifa.

Dentre os aspectos mais importantes da nova metodologia está a unificação do pagamento pelo uso dos sistemas de âmbito próprio da distribuição e, quando necessário, de transmissão, ou seja, os geradores conectados diretamente aos sistemas de âmbito próprio da distribuição no nível de tensão de 88 kV a 138 kV pagarão apenas a TUSDg pelo uso das instalações de distribuidoras e de transmissoras.

A tarifa será formada por três componentes que abrangem a parcela relativa à receita do sistema de âmbito próprio da distribuição, a parcela referente ao fluxo de exportação para a Rede Básica e a parcela correspondente ao custeio do ONS. Outro ponto é a manutenção dos critérios do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e parte do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), sendo que este não terá custo para conexões em pontos não pertencentes à Rede Básica. O regulamento também trata dos critérios para revisão e reajuste dessas tarifas.

A mudança na metodologia de cálculo da TUSDg provocou impactos tarifários diferentes para as centrais geradoras, que teriam aumento ou redução de suas tarifas. Mas a redução é predominante. Ressalte-se também a importância da RN 402/10, que instituiu um regime de transição para as centrais geradoras que perceberam aumento do custo do transporte com a implantação do cálculo locacional da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (conectadas nos níveis de tensão de 138 kV ou 88 kV). Essa resolução propiciou a esses geradores um escalonamento para a implantação da metodologia locacional.

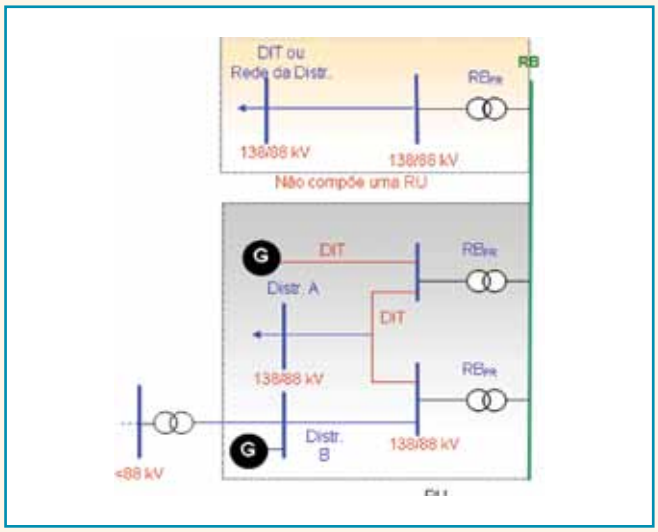

Figura 3 – Definição de uma RU.

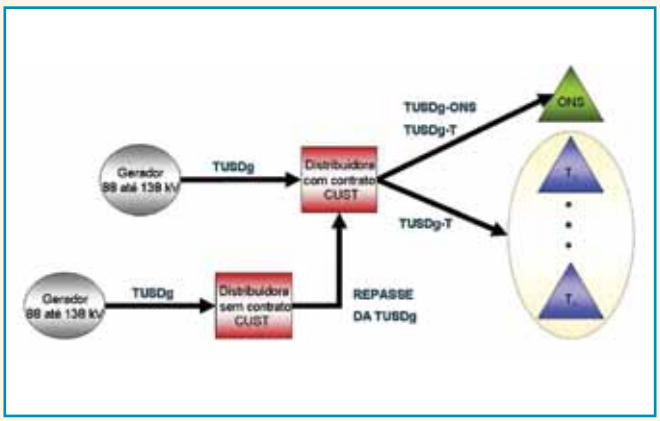

Figura 4 – Fluxo financeiro da TUSDg.

A Figura 3 ilustra uma definição de RU, enquanto, na Figura 4, pode-se visualizar o fluxo financeiro da TUSDg.

A TUSDg é composta de três componentes tarifárias:

a) TUSDg - D/DIT: parcela relativa à receita da Rede Unificada – RU;
b) TUSDg – T: parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica. Isso acontece quando o fluxo de potência de referência resultar em exportação de geração da RU para a Rede Básica, com o objetivo de remunerar o uso do sistema de transmissão; e
c) TUSDg – ONS: parcela relativa ao custeio do ONS.

A segunda componente da TUSDg ocorre em empreendimentos nos quais a geração é significativa e o fluxo líquido, no cenário simulado, indica que a energia elétrica flui da rede de distribuição para a rede básica, indicando que os investimentos são devidos à geração distribuída. Assim, efetua-se a alocação dos custos aos geradores, gerando parcela TUSDg-T. A terceira componente é a função dos custos do ONS que são alocados na TUSDg.

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição com sinalização locacional colocam em uma base igualitária diferente projetos de geração. Na definição da receita a ser recuperada por esta parcela, conforme RN 349/09, compõem os custos alocados aos geradores conforme os seguintes componentes:

· Remuneração das instalações de distribuição em serviço (fio B);
· Quota de reintegração regulatória (fio B);
· Custos operacionais associados ao ativo em serviço (fio B);
· Quota de Reserva Global de Reversão (RGR);
· Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e
· Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência energética.

Ainda acrescentam-se os custos de DIT compartilhadas ou de uso exclusivo de concessionárias ou permissionárias de distribuição, no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV e transformadores de potência classificados como Rede Básica, com

tensão secundária de 138 kV ou 88 kV. Por isso acrescentam-se custos de fronteira e conexão nas redes unificadas.

Convém destacar que a Lei n. 10.762/03 estendeu para os empreendimentos de geração com potência menor ou igual a 30 MW, bem como para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1MW, a incidência de percentual de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Assim, vários geradores submetidos à tarifa locacional têm o direito definido pela lei ao desconto.

Por fim, as unidades geradoras conectadas ao sistema de distribuição em tensões inferiores a 88 kV, em linhas gerais, são de menor capacidade e muitas possuem o incentivo dado pelo desconto da tarifa de uso de acordo com a RN 077/04. Qualquer sinalização locacional dada pode ser anulada com a aplicação de tais incentivos.

Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão

A expansão da Rede Básica ocorre por determinação do planejamento setorial – EPE, sob coordenação do MME e com a participação do ONS. Os reforços nas instalações existentes são autorizados pela Aneel, também por delegação do poder concedente.

As Figuras 5 e 6 ilustram a variação das TUSTRB no sistema interligado nacional, nos ciclos 2005/2006 e 2010/2011, respectivamente. A Figura 7 ilustra os valores de TUSDg para o ciclo 2010/2011.

Conclusões

A estrutura tarifária adotada para remunerar os investimentos na rede básica por todos os acessantes e para os geradores nas redes de distribuição até o nível de tensão em 88 kV, definido no final da década de 1990, teve alguns aprimoramentos nas suas premissas e alocação de custos, resultando em três redes bem caracterizadas em termos de função e responsabilidade por sua respectiva remuneração.

Em relação aos usuários da Rede Básica, a grande mudança foi em relação aos geradores, que tiveram tratamentos diferenciados com o objetivo de reduzir a volatilidade de uma abordagem marginal, assim como induzir a modicidade tarifária por reduzir o risco financeiro dos novos empreendimentos. Em relação ao segmento consumo, foi adotada uma parcela de tarifa de fronteira, em que o pagamento de encargos está associado ao uso exclusivo das transformações nestas fronteiras. Além disso, discussões ainda em análise se caracterizam em tarifação diferenciada nos dois patamares de carga: ponta e fora ponta.

Aos usuários da rede de distribuição, os geradores tiveram um sinal locacional associado ao uso desta rede, mas que ainda há possibilidade de mais alguns aprimoramentos para reduzir o impacto financeiro em empreendimentos novos ou existentes, em regiões em que a variação desta parcela de encargo houve uma variação muito elevada.

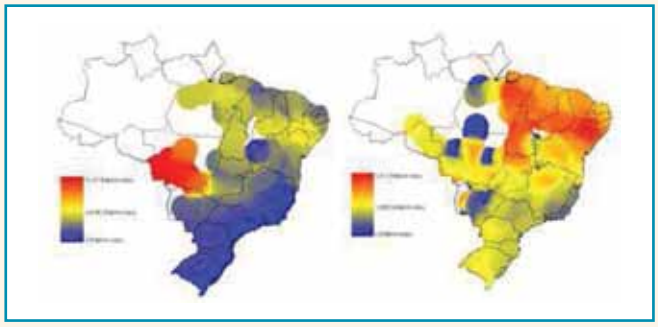

Figura 5 – TUSTg – 05/06. *TUSTg – 10/11.*

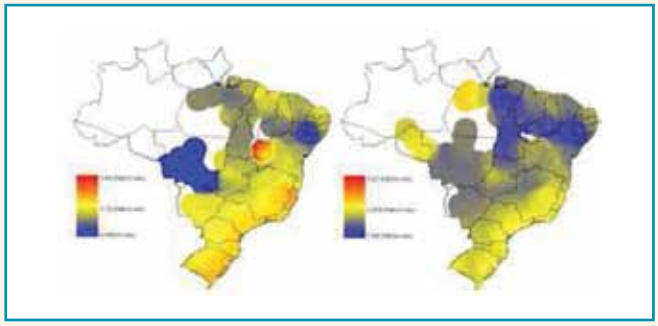

Figura 6 – TUSTc – 05/06. *TUSTc – 10/11.*

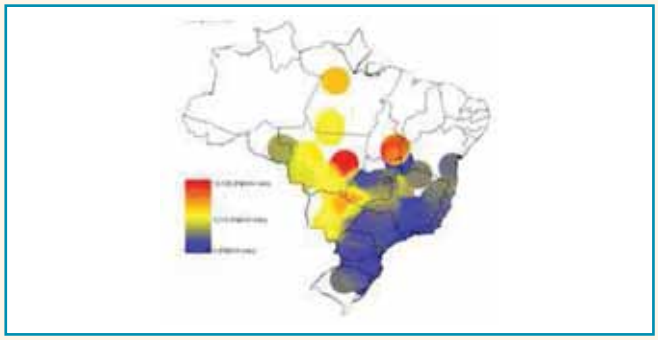

Figura 7 – TUSDg 10/11.

Referências

- Cadernos Temáticos ANEEL – Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição, ANEEL, 2005.
- Convergência Tarifária – Remédio regulatório para o livre acesso, ANEEL, 2005.
- Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. Nota Técnica 364/10, SRE-SRD/ANEEL.
- Resolução Normativa N. 349/09, ANEEL.

VALDSON SIMÕES DE JESUS é engenheiro eletricista (UFPb, 1985), M.Sc. (UFPb, 1987), M.Phil. (Brunel University/UK, 1999), D.Sc. (UFCG, 2005). Tem trabalhado nos últimos 24 anos na área de planejamento da expansão do sistema de transmissão, destacando aspectos técnicos, viabilidade econômica e confiabilidade. Participa direta ou indiretamente de todos os grupos de trabalho em tarifas de uso do sistema de transmissão desde o projeto RE-SEB (1996).

Continua na próxima edição
Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br