



**XXI SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO –GCR

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

**TARIFAS DE USO REGIONAIS NA DISTRIBUIÇÃO PARA A UTILIZAÇÃO PLENA DA TECNOLOGIA
“SMART GRID”**

J. CARNEIRO (*)
UNIFEI

J. W. MARANGON LIMA
UNIFEI

M. MORAIS
MC&E

L. M. MARANGON LIMA
UTEXAS

A. R. de QUEIROZ
UTEXAS

RESUMO

Uma nova metodologia para definição das Redes Unificadas (RU) é proposta para uma melhor estruturação da tarifa de uso de redes de distribuição face a nova estruturação do setor elétrico. A metodologia proposta é composta de três etapas: 1) utilização da área de influência; 2) análise da impedância equivalente e, 3) análise da proximidade da TUST. A regionalização obtida com as RUs consegue associar o aspecto locacional da tarifa da transmissão com o aspecto horosazonal da distribuição além de facilitar a implantação de redes inteligentes. O método proposto foi testado com dados reais de companhias de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, Smart Grid, Rede Unificada, Geração Distribuída, Estrutura Tarifária

1.0 - INTRODUÇÃO

Um grande desafio recente na indústria de energia elétrica é a tarifação do uso das redes de distribuição. Os agentes de geração cada vez mais crescente nestas redes assim como os tradicionais agentes de consumo necessitam de um sinal tarifário eficiente para que conduzam o sistema a uma maior racionalidade econômica contribuindo para a modicidade tarifária. Além disto, a interligação destas redes com as redes de transmissão devem apresentar um desnível tarifário suave para que não ocorram distorções como as verificadas no caso brasileiro onde os agentes migram para as redes de tensões mais elevadas sem justificativa econômica se uma análise do ótimo global for feita.

A estrutura tarifária atual dos sistemas de distribuição no Brasil é oriunda da década de oitenta e não se alterou com a nova roupagem do setor elétrico. Esta nova formatação do setor associada à utilização crescente de geradores de pequeno porte e à inserção de consumidores livres altera a operação e o planejamento das redes de distribuição. Esta nova dinâmica não está sendo comunicada aos agentes que utilizam a rede através da tarifa de uso denominada de TUSD e TUSDg. Esta falta de “diálogo” entre a rede e os agentes provoca gastos adicionais e ociosidades que poderiam ser evitados a partir da mudança da estrutura tarifária vigente como também a partir da utilização eficiente de tecnologias hoje disponíveis que foram agrupadas num ambiente denominado de “Smart Grid”. Recentemente a ANEEL realizou a AP 120/10 propondo mudanças na atual estrutura tarifária para o terceiro ciclo de revisão tarifária após mais de duas décadas sem sofrer alteração. No entanto, a estrutura proposta continua sendo pautada em apenas duas variáveis: nível de tensão e hora de utilização. Outras variáveis como localização e qualidade não foram incluídas.

Este trabalho propõe uma metodologia para agrupar as redes de distribuição a partir das conexões com a rede básica que denominamos de Rede Unificada (RU) conforme sugerido na REN 349/09. Cada RU cria um ambiente ou um “condomínio” onde as técnicas vigentes de composição das tarifas podem ser utilizadas avaliando os perfis

de carga de cada agente, os fluxos nas redes, as responsabilidades pela ponta do sistema, etc. Além disto, como os agentes que pertencem a uma RU percebem diretamente a tarifa de uso da transmissão, ou TUST, o sinal tarifário construído pode observar este custo de forma mais apropriada do que a forma atual onde uma média de todos os pontos de conexão é imputada a todos os consumidores de uma concessão. Desta forma este trabalho tenta incluir a localização como mais uma variável no desenho da tarifa.

Um outro ponto a destacar é que como as características regionais ficam mais evidentes é possível construir um sinal tarifário que conduza a uma otimização da rede dentro de uma RU. Por exemplo, a tarifa azul ou verde aplicada aos consumidores da CEMIG é a mesma para a região do Jequitinhonha e para a região do triângulo mineiro. Acontece que a rede nestas duas regiões é diferente assim como o perfil de consumo e geração. Como otimizar as redes destas duas regiões com o mesmo sinal tarifário? Como a composição dos consumidores-tipo com as redes-tipo pode funcionar quando o fluxo simplificado é utilizado para toda a região de concessão da CEMIG? A ponta das duas regiões ocorre no mesmo horário? Esta e outras perguntas ficam sem resposta quando se olha a estrutura tarifária vigente.

Nesta necessidade de aprimorar o sinal tarifário, apresenta-se no momento a oportunidade de uma maior interação da rede com os seus usuários através da tecnologia “smart grid”. O sinal tarifário pode ser mais dinâmico podendo chegar até a tarifa em tempo real. As informações dentro da RU podem fluir pela rede otimizando o seu uso e conseqüentemente os investimentos.

O desafio passa a ser como definir estas regiões que guardam características elétricas similares além de estarem ligadas a um mesmo sinal locacional vindo da transmissão. Este trabalho apresenta uma metodologia para definir as RUs em três etapas: (1) Utilização da área de influência de cada ponto de conexão com a rede básica; (2) Análise da impedância equivalente entre áreas de influência e, (3) Análise da proximidade da TUST entre as áreas formadas.

O trabalho é estruturado nesta introdução e mais cinco seções. A segunda apresenta sucintamente a atual forma de construção das tarifas de distribuição. A terceira descreve a metodologia proposta para definir as RUs. A quarta define as receitas individuais de cada RU para compor a tarifa. A quinta mostra dois exemplos que apresentam peculiaridades bem distintas como o estado do Rio Grande do Sul e o estado de Minas Gerais. Por último é feita uma conclusão na sexta seção.

2.0 - CONSTRUÇÃO DA TUSD

A construção da TUSD é feita através de duas grandes etapas: definição da receita permitida normalmente para o período de um ano e o rateio desta receita entre os usuários da rede de distribuição. A primeira representa a definição do nível tarifário enquanto que a segunda a estrutura tarifária.

A receita permitida é estabelecida no processo de revisão tarifária que usualmente ocorre a cada quatro anos. Esta receita representa os custos totais reconhecidos pelo regulador que a concessionária de distribuição necessita para prover o serviço de distribuição dentro de sua área de concessão.

Neste processo, a ANEEL divide esta receita em custos operacionais, depreciação e remuneração dos ativos. Os custos operacionais são definidos a partir de uma empresa de referência construída para cada concessionária observando a área de concessão, número de consumidores, carga, etc. Estes custos são divididos em custos administrativos, de O&M e comerciais. A depreciação é estabelecida a partir da vida útil regulatória e do valor novo de reposição de cada ativo. A remuneração dos ativos depende da base de remuneração composta pelos ativos da distribuidora que são utilizados para prover o serviço. Depende também da remuneração definida pela ANEEL que se denomina WACC regulatório.

A partir do nível tarifário definido passa-se ao processo de coleta desta receita estabelecendo a tarifa para todos os agentes que acessam a rede da distribuidora. A forma de rateio desta receita, que representa um custo de acesso para os usuários, é definida através da estrutura tarifária.

Esta estrutura de rateio é baseada no custo marginal que por dificuldade de obtenção é substituído pelo custo incremental médio de expansão. Recentemente a ANEEL propôs (AP 120/10) utilizar o custo médio em substituição ao custo incremental. Este custo é determinado para cada nível de tensão dentro da área de concessão da empresa.

Além dos custos marginais por nível, é determinada a composição de fluxo entre os níveis de tensão utilizando um diagrama unifilar simplificado onde todas as SEs, por exemplo, de 138 kV são agrupadas para formar um ente tarifário. A partir deste diagrama de fluxo e os perfis típicos de uso pelos agentes são definidas as responsabilidades pela ponta em cada posto tarifário destes agentes. Com os custos marginais e as responsabilidades dos agentes é definida a proporção que cada usuário paga da receita permitida.

Nota-se que a estrutura promove uma uniformização tarifária para um mesmo nível de tensão dentro de uma mesma área de concessão. Voltando ao exemplo da CEMIG dado na introdução, o consumidor do Jequitinhonha que utiliza o 13,8 kV paga a mesma tarifa que um do triângulo mineiro no mesmo nível de tensão. Este sinal tarifário faz com que estes dois consumidores com a mesma elasticidade modulem a sua carga da mesma maneira. Dado que a rede e a característica destas regiões são diferentes como o horário de ponta, o efeito desta modulação também é diferente podendo ser inclusive nocivo para a rede em suas regiões. A regionalização passa a ser uma solução para o problema, mas a sua delimitação deve ser feita com critérios que evitem a arbitrariedade.

3.0 - DEFINIÇÃO DAS REDES UNIFICADAS

A idéia neste item é desenvolver um procedimento capaz de definir Redes Unificadas a partir de uma análise fundamentada na área de influência e na presença de elos fortes e fracos buscando sempre uma convergência tarifária, onde as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e por rebatimento os sistemas de transmissão possam ser mais coerentes para todos os agentes envolvidos. Estas Redes Unificadas devem formar regiões ou zonas onde as tarifas com componente locacional são praticamente iguais variando-se apenas quanto ao nível de tensão e ao momento de utilização da rede.

O procedimento proposto é realizado em três etapas. Inicialmente é realizado um levantamento de todos os pontos de conexão entre os sistemas de distribuição e transmissão. Cada um destes pontos passa a representar uma RU sendo seus limites definidos pela área de influência do referido ponto de conexão. Na segunda etapa, impedâncias equivalentes de Thevenin são utilizadas para checar a existência de elos fortes e fracos entre RU's, sendo que na presença de elos fortes pode-se agrupar duas ou mais RU's. A terceira etapa consiste em uma avaliação da tarifa de transmissão dos pontos de conexão buscando sempre garantir um sinal tarifário adequado.

3.1 PRIMEIRO PASSO: ÁREA DE INFLUÊNCIA

Nos sistemas elétricos de potência, em geral, o fluxo de potência ativa flui do sistema de transmissão para o sistema de distribuição. Nestes casos é possível simular um gerador fictício conectado na fronteira com a Rede Básica com despacho igual ao fluxo de potência observado no ponto de conexão e determinar a área do sistema onde este gerador impacta segundo o critério da área de influência (1).

A área de influência de um gerador fictício é definida como o conjunto de barras que são alcançadas pela potência produzida por este gerador. A potência de um gerador alcança uma determinada barra se for possível encontrar um caminho através da rede que vai do gerador até a barra para o qual a direção é consistente com a direção do fluxo de potência calculado. Um exemplo de área de influência para quatro pontos de conexão pode ser vista na Figura 1.

Para os pontos de conexão onde o fluxo de potência ativa flui do sistema de distribuição para o de transmissão é utilizada uma carga fictícia conectada ao ponto de fronteira equivalente ao valor do fluxo observado. A área de influência destas cargas é então determinada utilizando o mesmo conceito dos geradores fictícios. Como pode ser observado na Figura 1 podem ocorrer frequentemente sobreposições de áreas de influência, ou seja, um mesmo conjunto de barras pertencerem às áreas de influência de dois ou mais pontos de conexão.

3.2 SEGUNDO PASSO: IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE

Buscando solucionar o problema das possíveis sobreposições entre áreas de influência, um segundo passo é executado com o intuito de verificar a existência de elos fortes e fracos entre os pontos de conexão com a rede básica. A idéia de elo forte e elo fraco foi introduzida pela ANEEL na REN 349/09 no cálculo da TUSDg mas sem uma diretriz sobre que metodologia a ser utilizada na mensuração do que seja forte e fraco.

Neste trabalho é proposta a utilização de um equivalente de Thevenin de toda a área de interesse determinando a impedância de sequência positiva entre as barras de fronteira. Estas impedâncias expressam a distância elétrica entre as barras e dependendo da ordem de grandeza definem se duas áreas devem ser unificadas.

Se a impedância equivalente é pequena existe um forte elo entre os dois pontos de conexão e, portanto estas duas áreas devem ser unificadas. Por outro lado se a impedância equivalente é grande existe um elo fraco entre os dois pontos de conexão e, portanto as áreas deverão permanecer isoladas. Isto é coerente com o conceito de custos marginais que apresentam valores mais próximos quanto menor for a impedância de transferência entre duas barras. É importante observar que o conceito de impedância equivalente grande ou pequena depende das características do sistema que está sendo avaliado não sendo possível determinar um valor limite padrão para todos os sistemas.

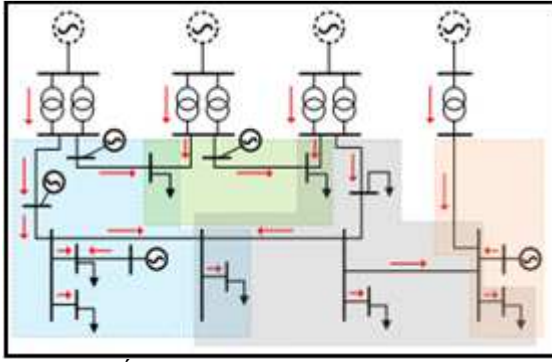


FIGURA 1 – Área de Influência dos Pontos de Conexão

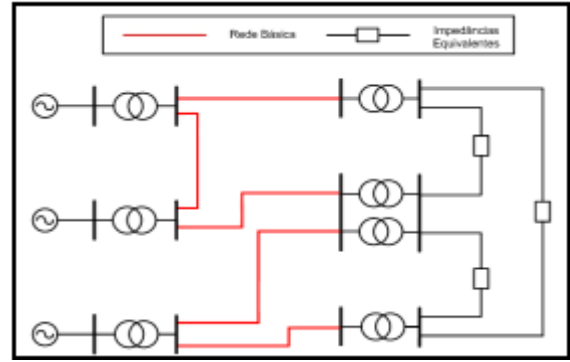


FIGURA 2 – Impedâncias Equivalentes

3.3 TERCEIRO PASSO: TARIFA DE TRANSMISSÃO

Uma outra forma de agregar regiões para formar as Redes Unificadas é através da tarifa nodal da conexão ou conexões que representam estas regiões. A tarifa TUST–RB direciona a parcela locacional dentro de cada região e pode ser um fator de decisão também para unir regiões contíguas apesar do elo ser fraco. Portanto, a avaliação da semelhança da TUST – RB entre barras de fronteira para unir ou separar Redes Unificadas é importante para o desenho das tarifas de uso de redes de distribuição já que nestas regiões o sinal locacional poderá ser minimizado visto que já guarda uma estreita relação com a TUST associada ao ponto de conexão.

Duas RUs próximas geograficamente e que apresentam TUST – RB similares podem ser unidas. Por outro lado duas RUs que apresentam TUST – RB distinta deverão manter-se isoladas. Esta condição deveria ser implicitamente satisfeita se as tarifas de transmissão dependessem somente do sinal locacional. Porém no caso do sistema brasileiro onde o método ICRP é utilizado para determinar as tarifas, o componente locacional representa menos de 30% da tarifa de transmissão total (2).

4.0 - REMUNERAÇÃO DAS REDES UNIFICADAS

Os ativos que compõem as RUs devem ser remunerados considerando os custos associados à prestação de serviço realizada pelas concessionárias de distribuição e garantindo a essas empresas representadas por suas RUs uma remuneração adequada do capital. Neste trabalho foram realizados dois procedimentos para definir a remuneração das RUs.

Para os ativos que operam em níveis de tensão iguais ou superiores a 88 kV, as remunerações são definidas pela ANEEL similar ao realizado para simulação da TUSDg e, portanto são somente realocadas por empresa (transmissora ou distribuidora) proporcionalmente aos custos anuais dos ativos. Portanto, o rateio desta receita entre RUs é feita conforme Eq. (1).

$$RRU_u^E = RT_E \cdot \frac{\sum_{i \in \Omega_{u,E}} Cl_i}{\sum_{i \in \Omega_E} Cl_i} \quad (1)$$

Onde, RRU_u^E é a receita da rede unificada u correspondente à empresa E , RT_E é a receita total da empresa E estabelecida pela ANEEL, Cl_i é custo anual padronizado do ativo i também estabelecido pela ANEEL, $\Omega_{u,E}$ é conjunto dos ativos da empresa E pertencentes à rede unificada u e Ω_E é conjunto de todos os ativos da empresa E . A receita total da RU, RRU_u , é dada pelo somatório de RRU_u^E de todas as empresas que compõem a RU u .

Para os ativos que operam em níveis de tensão inferiores a 88 kV foi criada uma metodologia que permite obter a receita por ativo i pertencente à empresa E e que compõem à RU u , considerando o Valor Novo de Reposição do ativo (VNR), as Bases de Remuneração, custos de O&M e encargos setoriais encontrados nas Notas Técnicas que fundamentam os processos de revisão tarifária das distribuidoras.

O VNR_i representa a soma de todos os custos atribuídos aos elementos e vão com base nos custos padrões da Eletrobrás. A relação entre a Base de Remuneração Líquida da (BRL^E) e a Base de Remuneração Bruta (BRRB^E) aplicada ao VNR_i é utilizada para determinar o Valor de Mercado em Uso (VMU_i) do ativo. Os valores de VNR_i e VMU_i são atualizados pela variação do IGP-M desde o primeiro mês de vigência do reposicionamento tarifário ocorrido na última Revisão Tarifária Periódica da empresa E até a presente data.

Ao VNR_i atualizado é aplicada a Taxa Média de Depreciação (Td^E) dos ativos obtida na última Revisão Tarifária da empresa E e ao VMU_i atualizado é aplicado o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) antes dos impostos, valor este obtido na Nota Técnica da revisão tarifária.

Para o cálculo da parcela de O&M da receita das instalações (C_{OP}) é realizada apenas a soma dos Custos Administrativos (C_{ADM}) e dos custos de Operação e Manutenção ($C_{O\&M}$). A parcela $C_{ADM,i}$ é obtida multiplicando-se o VNR_i atualizado pela razão entre os Custos Administrativos totais da empresa E e a $BRRB^E$. Com base nas tabelas dos anexos da nota técnica de revisão tarifária de E , são estabelecidos custos padrões de O&M por km de linha ou MVA de transformação. Esses custos padrões são multiplicados pela km/MVA do ativo para se obter a parcela $C_{O\&M,i}$.

Com relação aos encargos, são consideradas apenas a parcela de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e a reserva global de reversão (RGR). A parcela $P\&D_i$ corresponde a 1% do somatório de todas as outras parcelas conforme Eq. (2) e o custo anual do ativo Cl_i é calculado conforme Eq. (3).

$$P \& D_i = 1\% (VNR_i * Td^E + VMU_i * CMPC + C_{OP,i}) \quad (2)$$

$$Cl_i = VNR_i * Td^E + VMU_i * CMPC + C_{OP,i} + P \& D_i \quad (3)$$

A RGR equivale a 2,5 % dos investimentos efetuados por E em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, ou seja, $2,5\% * VMU$, limitado a 3% de sua receita anual, $3\% * Cl_i$. A receita total do ativo, será então, o somatório do custo anual do ativo e da RGR_i . Portanto, a receita da empresa E que compõe a RU u é dada pela Eq. (4). A receita total da RU, RRU_u , é dada pelo somatório de RRU_u^E de todas as empresas que compõem a RU u .

$$RRU_u^E = \sum_{i \in \Omega_{u,E}} Cl_i + RGR_i \quad (4)$$

5.0 - APLICAÇÃO

O método proposto foi implementado nos estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul. Foram escolhidos estes dois casos devido às diferenças observadas entre eles. Enquanto no estado de Minas Gerais tem-se uma única distribuidora, a CEMIG, o Rio Grande do Sul possui três distribuidoras CEEE, AES – Sul e RGE, o que torna os cálculos para a remuneração das Redes Unificadas mais complexo. Outra diferença importante está na rede de sub-transmissão. Em Minas Gerais a maior parte da sub-transmissão é representada por circuitos em 138 kV o que facilita a aplicação do método já que todos os ativos estão representados na base de dados do ONS e são utilizados para o cálculo da TUSDg. No caso do Rio Grande do Sul, a rede de sub-transmissão é composta basicamente de circuitos em 69 kV e não estão disponíveis na base do ONS e da TUSDg necessitando de ampliar o banco de dados disponível.

As Figuras 3 e 4 apresentam respectivamente os pontos de conexão da rede de distribuição com a rede básica para os estados de Minas Gerais (26 pontos) e do Rio Grande do Sul (33 pontos). Para facilitar a interpretação foram feitas distinções dos pontos de conexão para o caso do Rio Grande do Sul. Os pontos cinza escuro pertencem a RGE pertencem a AES – Sul e os azuis à CEEE-D.

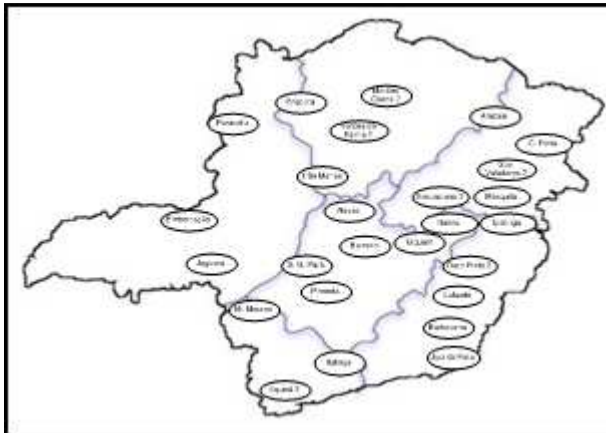


FIGURA 3 – Pontos de Conexão da CEMIG



FIGURA 4 – Pontos de Conexão da AES - Sul, RGE e CEEE

5.1 Estado de Minas Gerais

Para o estado de Minas Gerais, ao executar o primeiro passo do método foram definidas as áreas de influência de cada um dos pontos de conexão. Como o sistema de sub-transmissão da CEMIG é bastante malhado foram observadas muitas sobreposições de áreas e o primeiro critério foi então utilizado para definir os limites das RUs de cada ponto de conexão.

Para o segundo passo, na avaliação das impedâncias equivalentes entre os pontos de conexão foi verificada a existência de elos fortes entre as RUs definidas pelo primeiro critério. A Tabela 1 apresenta as principais impedâncias equivalentes onde as cores mostram possíveis agrupamentos de RUs face à proximidade dos valores das mesmas.

Tabela 1 – Impedância Equivalente para os Principais Pontos de Conexão

Barra DE	Barra PARA	Impedância Equivalente [Ω]
M. Moraes	Jaguara	21,48
M. Claros	Pirapora	43,2
V. da Palma	M. Claros	54,04
Pirapora	V. da Palma	12,97
Três Marias	V. da Palma	23,49
Pirapora	Três Marias	44,03
Neves	Barreiro	4,78
Pimenta	São Gonçalo	29,35
São Gonçalo	Neves	40,3
Vespasiano	Neves	5,96
Taquaril	Lafaiete	71,56
Ouro Preto	Taquaril	4,44
Ouro Preto	Lafaiete	16,13
Juiz de Fora	Barbacena	16,38

Na terceira etapa foram verificadas as tarifas de transmissão dos pontos de conexão mostradas a seguir:

- Araçuaí – R\$ 5,556
- Governador Valadares – R\$ 5,852
- Conselheiro Pena – R\$ 5,746
- Itutinga – R\$ 5,851
- Itajubá – R\$ 5,813
- Mesquita – R\$ 5,952
- Ipatinga – R\$ 6,222

Analisando os resultados pode-se notar uma semelhança entre as tarifas das RU's Araçuaí, Governador Valadares e Conselheiro Pena, bem como entre as RU's Itutinga e Itajubá. As RU's Mesquita e Ipatinga também apresentam uma semelhança entre as tarifas e, portanto, podem ser acopladas.

Com o fim do procedimento obteve-se um número de 11 RUs para o estado de Minas Gerais como pode ser observado na Figura 5. Observa-se que a região do Jequitinhonha está separada da região do triângulo mineiro o que nos pareceu coerente em termos de estrutura tarifária.

5.2 Estado do Rio Grande do Sul

Para o Rio Grande do Sul no processo de determinação das áreas de influência foram observadas algumas sobreposições nos seguintes pontos de conexão:

- Taquara - Cindupal - Scharlau
- Alegrete - Passo Real
- Gravataí 2 - Gravataí 3
- Caxias 2 - Caxias 5
- Porto Alegre 4, 6 e 10
- Porto Alegre 8 e 9
- Quinta - Pelotas

No segundo passo foram calculadas as impedâncias equivalentes de Thevenin para o sistema analisado. A Tabela 2 apresenta os principais resultados onde se pode observar que com exceção de Alegrete – Passo Real e Gravataí 2 – Gravataí 3 os pontos de conexão unidos pelo critério da área de influência são ratificados pelo critério da impedância equivalente além de sugerir novos agrupamento.

Tabela 2 – Impedância Equivalente para os Principais Pontos de Conexão

Barra DE	Barra PARA	Impedância Equivalente [Ω]	Barra DE	Barra PARA	Impedância Equivalente [Ω]
Cindupal	Scharlau	2,87	Caxias 5	Caxias 2	26,36
P. Alegre 6	P. Alegre 10	3,69	Charqueada	Guaíba	33,55
Taquara	Cindupal	14,72	Pelotas	P.Medici	37,99
Quinta	Pelotas	15,5	Passo Real	Alegrete	189,22
Farroupilha	Garibaldi	17,00	Gravataí 2	Gravataí 3	388,75
Charqueada	AFPIrat	23,66	Santo Ângelo	Missões	144,94

Após as duas primeiras etapas tem-se 34 Redes Unificadas para o estado do Rio Grande do Sul, porém, ainda não se tem uma definição com relação aos pontos de conexão de Alegrete – Passo Real e Gravataí 2 – Gravataí 3. Para solucionar este problema foi aplicado o terceiro passo onde foram analisadas as tarifas de transmissão dos pontos de conexão.

- Alegrete – R\$ 5,949
- Passo Real – R\$ 5,227

- Gravataí 2 – R\$ 6,191
- Gravataí 3 – R\$ 6,252

Com estas tarifas pode-se concluir que as RU's formadas por Alegrete e Passo Real devem se manter separadas enquanto as RU's formadas por Gravataí 2 e Gravataí 3 podem ser unidas. Note que a similaridade das tarifas depende do sistema que esta sendo analisado. Neste caso, por exemplo, a maior tarifa observada para os pontos de conexão foi de 6,708 enquanto a menor foi de 5,225 a diferença é de 1,483 o que torna a diferença na tarifa de Alegrete e Passo Real bastante significativa. Ao observar a tarifa de transmissão para os demais pontos de conexão verifica-se a possibilidade de mais algumas junções.

- *Passo Fundo*(5.307) - *Lagoa Vermelha* (5.231)
- *Santa Marta* (5.705) - *Nova Prata* (5.757)- *Tapera* (5.736)
- *Alegrete* (5.949)- *Macambara* (5.933)- *Sao Vicente* (5.948)
- *Taquara* (6.314) - *Cindupal* (6.183) - *Scharlau* (6.199)
- *Campo Bom* (6.105)
- *Gravataí 2* (6.191) - *Gravataí 3* (6.252) - *Canoas* (6.299)

Ao fim do terceiro passo foram definidas 30 RUs nas áreas de concessão da AES – Sul, RGE e CEEE-D conforme apresentado na Figura 6. É importante observar que as RU's 10 e 21 são compostas de pontos de conexão de diferentes distribuidoras, porém, apresentam ativos de ambas as companhias.



FIGURA 5 – Redes Unificadas da CEMIG

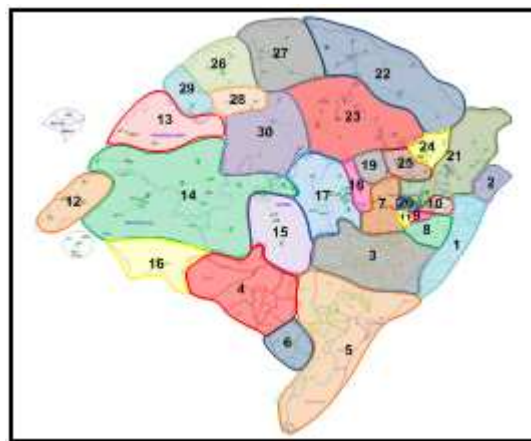


FIGURA 6 – Redes Unificadas da AES – Sul, RGE e CEEE

5.3 Cálculo das Receitas das RUs

Para o estado de Minas Gerais foi escolhida a RU 10 da Figura 5 formada pela junção dos pontos de conexão de Montes Claros, Pirapora, Várzea da Palma e Três Marias para servir de exemplo para o cálculo da receita requerida. A ANEEL considera as remunerações apresentadas abaixo para os ativos de distribuição de cada empresa que compõe a RU 10.

- CEMIG GT – R\$ 42555,25
- SMTE – R\$ 6220,60

- SPTE – R\$ 2997,77
- CEMIG (distribuidora) – R\$ 286547,18

Como os valores apresentados acima são para todo o estado, a repartição dessa receita por RU é feita proporcionalmente ao VNR dos ativos pertencentes à RU. Para as redes de 138kV, esses VNR's também já foram estabelecidos pela ANEEL. A Tabela 3 apresenta os resultados da aplicação da Eq. (1) para a rede unificada em estudo. Por exemplo, cerca de 10,5% da soma total do VNR dos ativos da CEMIG distribuição corresponde esta RU, representando R\$ 300064,93.

Tabela 3 – Receita Requerida por Empresa e por RU

RU	CEMIG GT	SMTE	SPTE	CEMIG Distribuidora.
10	5834,30	1777,17	2997,77	30064,93

A remuneração dos ativos do estado do Rio Grande do Sul foi feita de forma diferente, pois por se tratar de ativos com tensão igual ou menor que 69kV, as receitas não estão disponíveis diretamente como no caso de Minas Gerais. Utilizou-se o segundo processo de definição de receita anual apresentado na seção 4 contemplando as eq. (3), (4) e (5). Foram consideradas quatro diferentes categorias para o cálculo do custo anual dos ativos, porque os custos de O&M foram definidos por km para dois níveis de tensão e por MVA de transformação também para dois níveis de tensão. A Tabela 4 apresenta os obtidos RU 21 da Figura 6, a qual possui ativos da RGE, AES – Sul, CEEE – GT e IES Sul.

Tabela 4 – Receita Requerida por Empresa e por RU

RU 21	IES SUL	CEEE-GT	AES	RGE
<i>Linhas 1 a 69 kV</i>	0,00	0,00	5.325.015,96	26.646,17
<i>Linhas 69 a 230 kV</i>	0,00	3.435,91	115.440,09	88.595,04
<i>Subestações Maior nível <= 69</i>	0,00	0,00	0,00	55.871,16
<i>Subestações 69 < Maior nível <= 230</i>	3.891,99	37.205,57	0,00	407.766,76

Com as receitas, os fluxos simplificados, as curvas-tipo de carga e carregamento e os custos marginais para cada RU é possível desenhar as tarifas incluindo postos tarifários e nível de utilização (baixo, média e alta) objetivando otimizar a rede de cada RU.

6.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para definir as regiões contíguas que apresentam características elétricas similares e que sofrem a influência da mesma conexão com a rede básica. O desenho das tarifas a serem aplicadas nestas regiões denominadas de RU pode ser elaborado da mesma forma que vem sendo feito pelo setor elétrico e que foi revisitado pela ANEEL através da AP 120/10. Estas RUs guardam características mais próximas de sistemas radiais claramente evidenciados no Rio Grande do Sul para rede de 69 kV e menos para Minas Gerais com a sua rede de 138 kV. A regionalização proposta neste trabalho permite uma maior eficiência do sinal tarifário apropriado para cada RU junto aos agentes a ela conectados. A separação por regiões evita a utilização de modelos de alocação locais para estas redes visto que este sinal passa a ser dado pela tarifa da transmissão. Além disso, em função de se trabalhar com uma rede menor e pouco malhada é possível obter uma maior interação da rede com o consumidor através da tecnologia "smart grid" buscando uma melhor otimização dos recursos disponíveis.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) D. Kirschen, R. Allan and G. Strbac, "Contributions of Individual Generators to Loads and Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- (2) L. M. Marangon Lima and J. W. Marangon Lima, "Invested Cost Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil", Proc. Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, Paper ID 382.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Nome: Jader Alves Carneiro

- Local e ano de nascimento; Elói Mendes MG – 1987

- Graduação: UNIFEI – 2009, Mestrado: UNIFEI – 2011 (em andamento)

Nome: Anderson Rodrigo de Queiroz

- Local e ano de nascimento; Mogi Mirim SP – 1982

- Graduação: UNIFEI – 2005, Mestrado: UNIFEI – 2007, PhD: UTEXAS 2007 – 2011 (em andamento)

Nome: Luana Medeiros Marangon Lima

- Local e ano de nascimento; Rio de Janeiro RJ – 1984

- Graduação: UNIFEI – 2005, Mestrado: UNIFEI – 2007, PhD: UTEXAS 2007 – 2011 (em andamento)

Nome: José Wanderley Marangon Lima

- Local e ano de nascimento; Aracajú, SE - 1956

- Graduação: IME – 1979, Mestrado: UNIFEI – 1991, Doutorado UFRJ – 1994

- Experiência profissional: Professor Titular da UNIFEI, Senior Member IEEE, Pesquisador 1C CNPq, mais de 20 artigos em revistas internacionais e mais de 100 artigos em congressos nacionais e internacionais.

Nome: Mabel Scianni Morais

- Local e ano de nascimento; Passa Quatro, MG - 1962

- Graduação: PUC MG – 1987, Mestrado: UNIFEI – 1991, Doutorado UNIFEI – 2006

- Experiência profissional: Atuou como professora e coordenadora do curso de engenharia elétrica na Universidade de Alfenas. Atualmente trabalha como professora na Universidade Antonio Carlos e como pesquisadora da MC&Engenharia.