



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

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

**GRUPO IX**

**GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**REPRESENTAÇÃO DETALHADA DA REDE BÁSICA DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL EM ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DE LONGO E MÉDIO PRAZO: AVALIAÇÃO DO CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO E DA DISPERSÃO ESPACIAL DE CUSTOS MARGINAIS ENTRE BARRAS DAS REGIÕES ELÉTRICAS**

**R. S. Ferreira\* M. R. M. Carvalho R. C. Perez L. C. da Costa Jr. L. M. Thomé A. Granville  
PSR**

**RESUMO**

Define-se o custo marginal de operação (CMO) como o custo de suprir uma unidade adicional de carga em um determinado instante de tempo. Devido a restrições impostas pela rede de transmissão, pode-se verificar CMOs distintos para cada barra do sistema. Neste trabalho, analisa-se perfis de custos marginais de operação por barra do sistema brasileiro, oriundos de simulações da operação eletroenergética com representação detalhada da rede elétrica. Discute-se a relação entre a dispersão espacial de CMOs e a determinação de submercados para fins contábeis, investigando-se uma técnica de agrupamento de barras baseada na correlação entre séries de CMOs.

**PALAVRAS-CHAVE**

Custo marginal de operação por barra, congestionamento da rede de transmissão, esquemas de precificação nodal e zonal, agrupamento de barras baseado em CMOs

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Um indicador da eficiência de um sistema de energia elétrica no desempenho de sua função primordial de assegurar o atendimento da carga é o custo de suprir uma unidade adicional de carga, ou custo marginal de operação, em um determinado instante de tempo. Ao se avaliar a eficiência do sistema através de custos marginais de operação, é importante considerar onde esta carga adicional está localizada, pois as limitações de transporte de potência impostas pelo sistema de transmissão podem levar a custos marginais distintos para diferentes barras do sistema<sup>1</sup>. A avaliação da dispersão espacial dos custos marginais em cada barra do sistema – denominados deste ponto em diante como *custos marginais por barra* – é, portanto, um instrumento importante para se entender os impactos da função de transporte de potência sobre a capacidade e os custos de suprimento da carga.

Tradicionalmente, estudos de planejamento energético de longo e médio prazo no setor elétrico brasileiro são executados considerando-se apenas os limites de transmissão associados a interligações entre subsistemas elétricos definidos por restrições *estruturais* de transmissão. Uma prática comum é utilizar, nos estudos de planejamento da operação de longo prazo, subsistemas que espelham os submercados definidos pela regulamentação, a saber: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Com isto, são obtidos CMOs únicos por subsistema. Neste caso, é comum representar a rede de transmissão através de um modelo simplificado de transportes, em que se estabelece *caminhos* para o intercâmbio de potência elétrica entre os subsistemas. No modelo de transportes, modela-se a restrição de balanço de potência por subsistema, correspondente à Primeira Lei de Kirchhoff, mas não se considera a Segunda Lei de Kirchhoff.

<sup>1</sup> Perdas ôhmicas nos circuitos da rede elétrica também levam a diferenças de custos marginais de operação entre as barras. Nas simulações que servem de base a este trabalho, não são modeladas de maneira explícita perdas ôhmicas nos circuitos da rede, ainda que a ferramenta utilizada para as simulações permita a representação explícita destas perdas. Para as simulações deste trabalho, as perdas são modeladas de maneira implícita, como um acréscimo à demanda das barras do sistema.

Uma alternativa a esta prática é a representação detalhada da rede elétrica através do modelo de fluxo de potência linearizado [1]. Esta opção implica em requisitos computacionais mais elevados, ainda que gerenciáveis, em comparação à representação discutida no parágrafo anterior. De fato, para uma grande variedade de aplicações, a representação baseada em subsistemas e no modelo de transportes é suficiente para produzir resultados aderentes à realidade do sistema, desde que a escolha dos subsistemas e a determinação dos limites de intercâmbio sejam executadas corretamente. No entanto, para aplicações como as discutidas neste documento, em que se deseja executar análises baseadas nos perfis de custos marginais por barra no contexto do planejamento da operação de longo prazo, a representação detalhada da rede elétrica se faz necessária.

Neste trabalho, apresenta-se resultados de estudos de planejamento da operação eletroenergética de longo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), com representação individualizada de usinas (que são alocadas às suas respectivas barras da rede elétrica), modelagem detalhada<sup>2</sup> da rede de transmissão e considerando múltiplos estágios e incertezas hidrológicas. As simulações são executadas com o modelo de despacho hidrotérmico SDDP, desenvolvido pela PSR. A rede elétrica é representada através do modelo linearizado de fluxo de potência, considerando-se aproximadamente 5000 barras e 7000 circuitos e alocando-se geradores e cargas nas barras correspondentes da rede. São modeladas instalações da Rede Básica, rede complementar e outras instalações que compõem a rede de simulação utilizada pelo ONS. Limites de carregamento são impostos a 1150 circuitos da rede representada. A modelagem utilizada para a rede de transmissão permite também a representação detalhada de interligações inter-regionais, considerando-se tanto as restrições de carregamento térmico de cada um dos circuitos individuais que compõem estas interligações, como também restrições sistêmicas de intercâmbio, como aquelas associadas a fenômenos como estabilidade de tensão ou de frequência. Tais limites são representados como restrições à soma do fluxo nos circuitos que compõem as interligações inter-regionais<sup>3</sup>. A base de dados utilizada para as simulações foi construída utilizando-se de informações públicas disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS): as bases correspondentes ao Plano de Ampliações e Reforços 2011-2013 (PAR2011-2013) e ao Programa Mensal de Operação de Dezembro de 2010 (PMO-Dez/2010). Deste modo, os resultados apresentados se referem ao horizonte de simulação Dez/2010-Dez/2014.

As simulações executadas permitem obter valores de fluxos em circuitos individuais e custos marginais por barras do sistema sob estudo. No restante deste trabalho, são apresentadas análises baseadas nestes resultados. Na seção 2, é feita uma breve exposição acerca de fluxos em alguns dos troncos de transmissão que compõem interligações inter-regionais, discutindo-se em seguida a natureza de restrições de fluxo estruturais e conjunturais. Na seção seguinte, são apresentadas análises baseadas nos perfis de custos marginais por barra obtidos. Discute-se como o agrupamento de barras baseado nos perfis de custos marginais está relacionado à determinação de submercados para fins contábeis e analisa-se um procedimento para o agrupamento de barras baseado nas correlações entre séries de dados de custos marginais, ilustrando-o com base nos resultados obtidos. Ao final do artigo, são apresentadas as conclusões e as referências bibliográficas.

## 2.0 - FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA, CONGESTIONAMENTO DE CIRCUITOS E PERFIS DE CUSTOS MARGINAIS POR BARRA

Conforme discutido na introdução deste texto, uma alternativa possível para estudos de planejamento energético de longo e médio prazo é considerar que toda a demanda e a geração de um determinado subsistema estão agregadas em um único nó de uma rede elétrica representada de forma simplificada, através do modelo de transportes. Utilizar o modelo de transportes no problema de planejamento da operação do sistema implica, no entanto, em considerar que os fluxos de potência ativa através dos ramos da rede podem ser determinados diretamente pelo operador do sistema – ou, analogamente, considerar que os fluxos nos ramos da rede são variáveis de decisão do problema de otimização da operação de sistemas hidrotérmicos. Ao utilizar o modelo linearizado de fluxo de potência, considerando a Segunda Lei de Kirchhoff na formulação do problema, o fluxo de potência nos circuitos passa a ser determinado indiretamente pelas injeções de potência – demanda e geração – nas barras e pela relação entre as reatâncias dos circuitos, o que pode resultar em diferenças significativas nos montantes de potência que fluem pelas interligações inter-regionais.

Ao se comparar as duas alternativas de representação da rede de transmissão citadas na introdução deste texto, percebe-se outro fator que pode afetar os montantes de fluxo nestas interligações: o fato de que restrições de fluxo em circuitos *internos* a um dado subsistema são consideradas ao se utilizar a representação detalhada da rede de transmissão.

Antes de proceder às análises dos perfis de custo marginal por barra do SIN, cabe verificar brevemente os efeitos dos fatores citados anteriormente sobre os fluxos de potência nas interligações inter-regionais. Para tal, considera-se dois procedimentos de simulação distintos: (i) no primeiro, é determinada uma política operativa e depois

<sup>2</sup> Neste documento, refere-se à representação da rede através de circuitos individualizados e considerando o modelo linearizado de fluxo de potência como *representação detalhada*. Deve-se entender o termo *detalhada* como uma classificação comparativa em relação ao modelo de transportes da rede elétrica, lembrando entretanto que o modelo linearizado é construído a partir de simplificações sobre o modelo completo e não linear do problema de fluxo de potência.

<sup>3</sup> Os valores utilizados para os limites de intercâmbios inter-regionais e a composição destes intercâmbios foram retirados de [4].

simulada a operação do SIN no horizonte de análise, representando a rede de transmissão com base no modelo de transportes e subsistemas como nós únicos; (ii) no segundo a determinação da política operativa é feita utilizando-se o modelo da rede de transportes, mas a simulação da operação do sistema é feita com a representação detalhada do sistema de transmissão. Um procedimento em que a determinação da política e a simulação da operação são feitas com a consideração da representação detalhada da rede será abordado posteriormente.

Resultados dos fluxos de potência em dois troncos de transmissão por onde se dão intercâmbios inter-regionais são mostrados na Figura 1 e na Figura 2, respectivamente para os procedimentos de simulação (i) e (ii). Os gráficos indicam o valor médio e o intervalo que concentra 50% dos valores de fluxo de potência ativa<sup>4,5</sup> no tronco 500kV Colinas-Miracema (intercâmbio Norte-Sul) e no tronco 500kV Rio das Águas-Serra da Mesa (intercâmbio Nordeste-Sudeste), para o ano de 2012 e exclusivamente no patamar de carga pesada. Nota-se que tanto a média dos valores de fluxo de potência como a dispersão em torno da média são distintas para ambos os troncos, e em particular o intervalo que concentra 50% dos valores verificados no tronco 500kV Rio das Águas-Serra da Mesa reduz-se bastante com a representação detalhada da rede de transmissão.

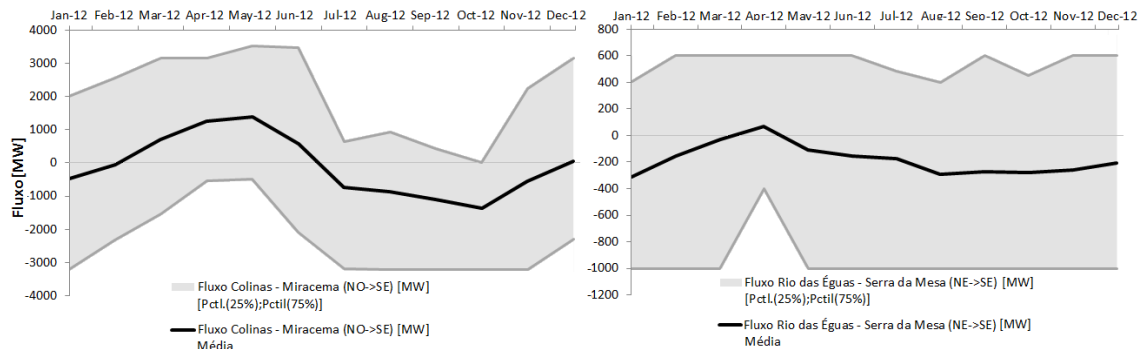


FIGURA 1 – Fluxos de potência ativa nos troncos Colinas-Miracema e Serra da Mesa-Rio das Águas: procedimento (i), carga pesada, ano de 2012.

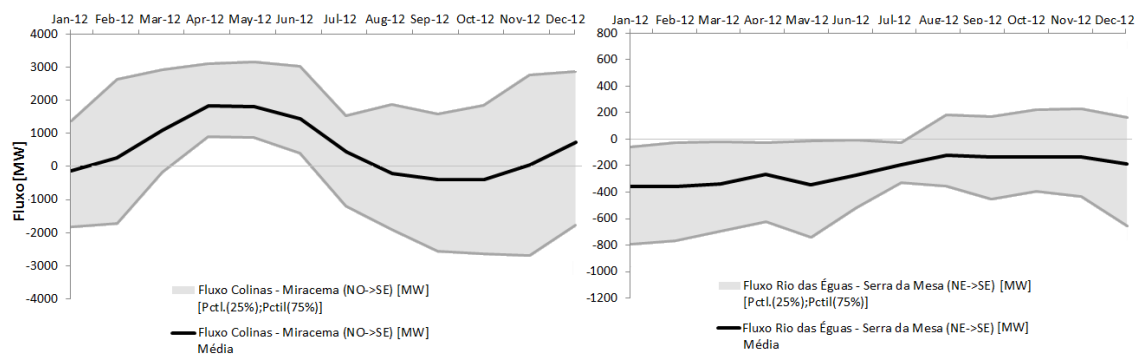


FIGURA 2 – Fluxos de potência ativa nos troncos Colinas-Miracema e Serra da Mesa-Rio das Águas: procedimento (ii), carga pesada, ano de 2012.

A variação nos perfis de intercâmbio, aliada a outros fatores, implica em diferenças nos valores médios mensais de custo marginal de operação por subsistema verificados nos resultados dos procedimentos (i) e (ii)<sup>6</sup>. Esta diferença é ilustrada, para os subsistemas Norte e Sudeste e para o ano de 2012, na Figura 3.

Considere-se agora exclusivamente o procedimento de simulação (ii), em que a política operativa é determinada utilizando-se o modelo de transportes para a rede de transmissão, e em seguida é executada uma simulação da operação da rede considerando-se a representação detalhada do sistema de transmissão. Através da análise dos custos marginais por barra resultantes desta simulação, pode-se identificar o *congestionamento* de circuitos internos aos subsistemas: no caso de o limite de carregamento de um circuito individual impor restrições ao transporte de potência de uma região exportadora (excedentária do ponto de vista de disponibilidade de geração de energia a baixo custo) para uma região importadora (em que a energia está disponível apenas a custos mais elevados ou não está disponível), os custos marginais das barras da região importadora serão superiores àqueles da região exportadora.

<sup>4</sup> Retirados de uma amostra de 200 valores de fluxo por etapa mensal de simulação. É obtido um valor de fluxo para cada etapa, série hidrológica e patamar de demanda considerado na simulação, embora nas figuras se mostre apenas os valores correspondentes ao patamar de carga pesada. Para as simulações, são consideradas 200 séries hidrológicas.

<sup>5</sup> O intervalo que concentra 50% dos valores verificados está entre os valores dos percentis 25% e 75% da amostra, o que justifica a legenda [Pct.(25%); Pct.(75%)] nos gráficos.

<sup>6</sup> Os valores mostrados para o procedimento (ii) referem-se à média ponderada dos custos marginais das barras do subsistema correspondente, em que os fatores de ponderação correspondem aos montantes de carga das barras.

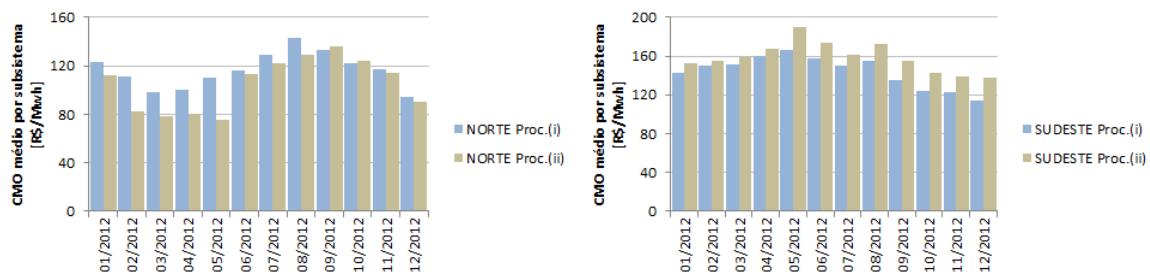


FIGURA 3 – Valores médios de custo marginal de operação para os subsistemas Norte e Sudeste verificados para os procedimentos (i) e (ii), ano de 2012.

Diferenças entre os custos marginais das barras do sistema elétrico, assim como aquelas mostradas na Figura 4, podem indicar restrições de transmissão *conjunturais* ou *estruturais* [1]. Restrições conjunturais podem ser definidas como aquelas com efeitos locais e que consequentemente podem ser eliminadas com reforços localizados à rede elétrica, presumivelmente em um futuro próximo. Restrições estruturais seriam aquelas de caráter mais permanente, com impacto na capacidade de transferência de energia entre macrorregiões, e cuja eliminação requer reforços estruturais significativos ao sistema. Destaca-se, na Figura 4, exemplos de fronteiras nos perfis de custos marginais por barra que permitem identificar as restrições mencionadas. Esta figura indica valores médios mensais de custos marginais por barra, considerando-se uma amostra de 600 perfis de custos marginais<sup>7</sup> para cada mês. A região de coloração cinza na parte (a) da Figura 4 indica valores aquém do limite inferior utilizado para a escala de cores.

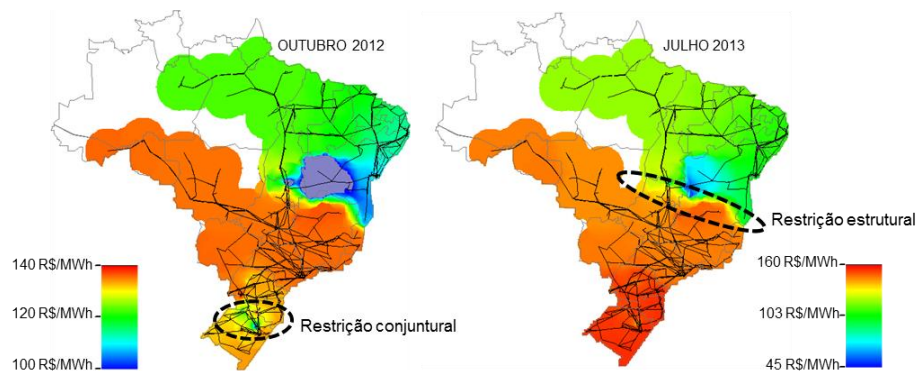


FIGURA 4 – Perfis de custos marginais por barra e exemplo de restrições estruturais e conjunturais

### 3.0 - OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA, CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA E AGRUPAMENTO DE BARRAS

A rede de transmissão impõe limites físicos à operação de qualquer sistema de potência, afetando o despacho determinado pelo operador e levando a custos marginais de suprimento potencialmente distintos para diferentes barras do sistema. Em paralelo ao processo de operação física de um sistema de potência, ocorre o processo de contabilização financeira. Estes dois processos guardam estreita relação entre si, mas são distintos quanto a sua natureza e a seus objetivos específicos [2]. Um mecanismo importante para o processo de contabilização financeira é a formação de preços de curto prazo. Mecanismos de formação de preços de curto prazo empregados em diferentes mercados distinguem-se quanto ao tratamento de restrições de transporte de energia elétrica, dadas pelos limites físicos da rede de transmissão. A adoção de esquemas de precificação distintos justifica-se por diferenças em estruturas regulatórias e político-econômicas, assim como diferentes características físicas do sistema elétrico. Há três tipos básicos de esquemas de formação de preço para o mercado de curto prazo [1, 5]:

- Precificação uniforme, em que se considera apenas um preço para todo o mercado em questão. Basicamente, as simulações para determinar o preço uniforme do mercado de curto prazo são executadas admitindo-se que todas as injeções podem ser representadas em um nó único do sistema – premissa que deve encontrar sustentação nas características físicas do sistema em questão;
- Precificação zonal, em que se considera preços marginais potencialmente distintos para diferentes *submercados* do sistema. As simulações para a determinação do preço para os submercados são executadas utilizando uma representação simplificada da rede de transmissão, que visa a preservar o efeito das restrições de transmissão estruturais entre submercados, mas ignora as restrições conjunturais interiores a eles;
- Precificação nodal, em que se considera preços marginais potencialmente distintos para cada uma das barras do sistema. Para a determinação de preços, são executadas simulações com a representação detalhada da rede

<sup>7</sup> A amostra de 600 valores é resultante de simulações considerando três patamares de carga para 200 séries hidrológicas distintas. O cálculo da média considera ponderações associadas às durações dos patamares de carga (pesada, média e leve).

de transmissão, de forma a capturar também o efeito de restrições de transmissão conjunturais (e eventualmente de outros fenômenos, como perdas ôhmicas) sobre a operação do sistema.

Argumentos podem ser construídos a favor de cada um destes esquemas. Defensores do esquema de precificação nodal argumentam que os sinais econômicos locais fornecidos aos agentes do mercado através de preços diferenciados por barra são os mais adequados a incentivar a operação e expansão eficiente do sistema. Por outro lado, o esquema de precificação zonal supriria algumas das desvantagens do esquema de precificação nodal, na medida em que facilita a análise de investimentos por novos entrantes ao mercado e evita que agentes possam exercer poder de mercado associado a situações de congestionamento da transmissão, ao mesmo tempo preservando os sinais econômicos associados às restrições de transmissão mais importantes para a operação e expansão. Discussões sobre a adequação dos esquemas estão além do escopo deste artigo, embora se reconheça que diferentes soluções se aplicam a mercados com estruturas físicas e econômicas distintas.

O esquema de precificação zonal é adotado no mercado brasileiro. A análise dos argumentos a favor do esquema de precificação zonal colocada no parágrafo anterior permite que se constate que a correta identificação dos submercados é um procedimento necessário à preservação de sinais econômicos associados a restrições de congestionamento estruturais. Nesta seção do artigo, será apresentado um procedimento para a identificação de submercados baseado na correlação entre as séries de custos marginais das barras do sistema. Considere-se inicialmente os perfis de custos marginais da Figura 5, para meses escolhidos no período Out/2012-Dez/2014.

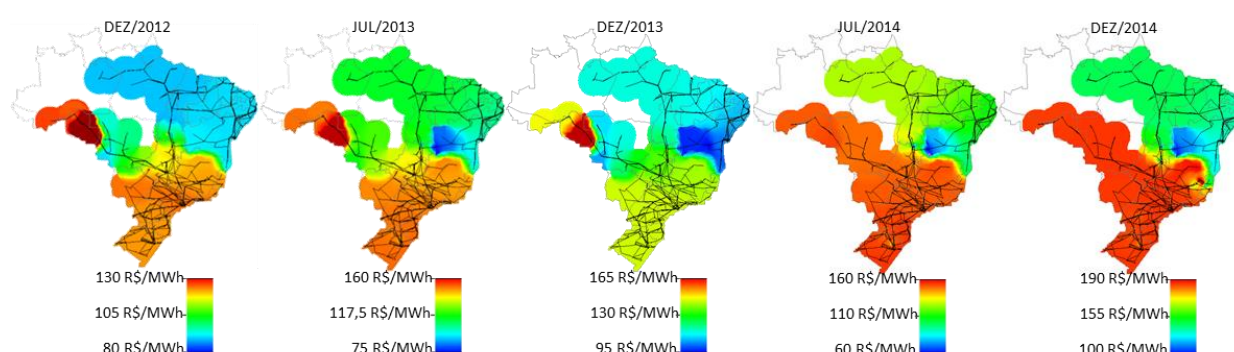


FIGURA 5 – Perfis de custos marginais por barra para o sistema simulado, para os meses de dezembro e julho no período Out/2012-Dez/2014. Os perfis mostrados correspondem a valores médios de uma amostra de tamanho 600

Os perfis de custos marginais da Figura 5 são resultantes de um procedimento de simulação em que se determinou a política operativa ótima do SIN com a representação detalhada da rede de transmissão, executando-se posteriormente uma simulação operativa também com a representação detalhada da rede. O horizonte completo de simulação compreende os meses entre dezembro de 2010 e dezembro de 2014. No entanto, opta-se por utilizar neste primeiro exemplo apenas a parcela do horizonte compreendida entre outubro de 2012 e dezembro de 2014, por motivos que serão discutidos anteriormente.

De posse dos perfis de custos marginais por barra da Figura 5, coloca-se a pergunta de como executar o agrupamento das barras de forma a determinar potenciais submercados. A solução empregada no presente artigo envolve a utilização de uma variante do algoritmo K-Médias [6], em que se utiliza como medida de dissimilaridade entre dois vetores de pontos  $x_i$  e  $x_j$  (correspondentes às observações dos custos marginais por barra nas barras  $i$  e  $j$  no horizonte de análise) a *distância de Pearson*, dada por  $d_{ij} = (1 - r_{ij})$ , em que  $r_{ij}$  é a correlação de Pearson entre os vetores de observações  $x_i$  e  $x_j$ . Adotou-se uma variante do algoritmo K-Médias em que um *cluster* que perca todos os seus pontos será recriado, tendo seu centroide realocado ao ponto com a maior distância ao ponto do centroide do conjunto vazio, obrigando-se desta forma que o número de *clusters* resultantes do agrupamento seja sempre igual ao valor de K determinado ao início do procedimento.

A Figura 6 indica os agrupamentos resultantes para o procedimento informado acima, para K=4, K=5 e K=6. Os grupos de barras são indicados por cores distintas. Para a ilustração do procedimento de agrupamento, foram selecionadas apenas 728 barras da rede de transmissão (as barras desenhadas na Figura 6). Os vetores de custos marginais por barras utilizados para o agrupamento tem dimensão 16200 – ou seja, para cada uma das 728 barras foram utilizadas 16200 observações de custos marginais, correspondentes ao estado do sistema em combinações de 27 etapas mensais de simulação (Out/2012 a Dez/2014), 3 patamares de carga e 200 séries hidrológicas.

O algoritmo de agrupamento é sensível a restrições de transmissão que, embora de efeito localizado, se mantenham presentes durante parte significativa do horizonte de análise. Dependendo dos objetivos do agrupamento das barras, pode ser necessário tratar este fenômeno anteriormente à utilização dos *clusters* determinados pelo algoritmo.



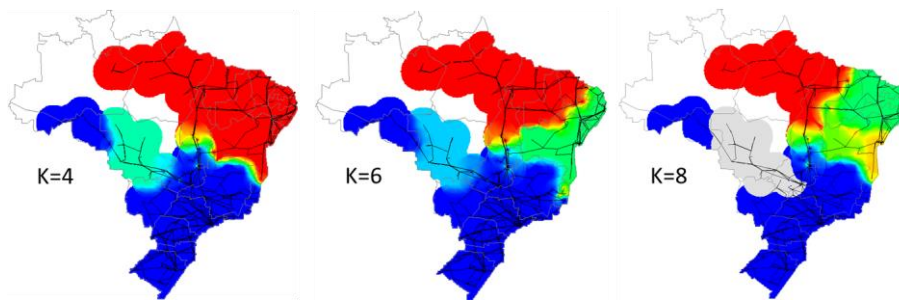


FIGURA 6 – Agrupamentos para K=4, K=6 e K=8, para 16200 observações (período Out/2012-Dez/2014).

A opção por considerar-se, no exemplo anterior, apenas o período entre Out/2012 e Dez/2014 justifica-se por ter-se considerado, na base de dados empregada para as simulações deste trabalho, outubro de 2012 como o mês da entrada em funcionamento do primeiro elo de corrente contínua que conecta as subestações de Porto Velho e Araraquara. Conforme se verá a seguir, anteriormente ao início da operação das instalações de corrente contínua para o escoamento de potência das usinas do complexo do Rio Madeira, verifica-se uma mudança do comportamento dos custos marginais das barras dos estados de Acre e Rondônia. No exemplo seguinte, será tratado o período entre dezembro de 2010 e dezembro de 2011. Este período de análise é anterior à data de entrada em operação considerada, nestas simulações, para o *back-to-back* para a conexão das usinas hidrelétricas do complexo do Rio Madeira ao sistema dos estados de Acre e Rondônia<sup>8</sup>.

Cabe ressaltar que há, de acordo com a base de dados utilizada para as análises deste trabalho, restrições significativas de intercâmbio de potência entre o sistema de 230kV dos estados de Acre e Rondônia e o restante do SIN, especialmente no ano de 2011. Para as simulações deste documento, foram utilizados os limites de intercâmbio determinados em [4] para o tronco de transmissão 230kV Jauru-Vilhena. Segundo [4], os limites de recebimento de potência pelo tronco Jauru-Vilhena variam entre 140MW no início do período e 210MW em dezembro de 2011. Estes limites de intercâmbio fazem com que os perfis de custos marginais nas barras do sistema 230kV dos estados de Acre e Rondônia tenham comportamento bastante distinto daquele das barras do sistema do Sudeste, como indica a Figura 7. Abaixo, algumas observações sobre as partes (a) e (b) desta figura:

- Na parte (a) da Figura 7, mostra-se o perfil dos valores médios de custos marginais por barra obtidos para o mês de dezembro de 2011. Valores além do intervalo registrado na escala da figura são indicados com a cor preta, e valores aquém deste intervalo são indicados com a cor cinza. Esta opção pela restrição da escala de cores é necessária para garantir a inteligibilidade do perfil de custos marginais da maior parte do sistema brasileiro, ainda que impeça a leitura dos custos da região dos estados de Acre e Rondônia. De forma a compensar este impedimento, informa-se ao leitor que os custos marginais médios das barras dos estados de Acre e Rondônia no mês de dezembro de 2011 apresentam pequena dispersão em torno do valor 513 R\$/MWh.

- Na parte (b) da figura, mostra-se os valores médios, no período Dez/2010-Dez/2011, dos custos marginais das barras de Porto Velho 230kV e Adrianópolis 500kV, para cada uma das 200 séries hidrológicas simuladas<sup>9</sup>. As séries são ordenadas pelo custo marginal médio da barra de Adrianópolis 500kV. A inspeção visual do gráfico da parte (b) da figura revela a fraca correlação entre as variáveis, indicando também que os custos marginais da barra P.Velho—230 são dominados pelos Custos Variáveis Unitários das usinas termelétricas da região.

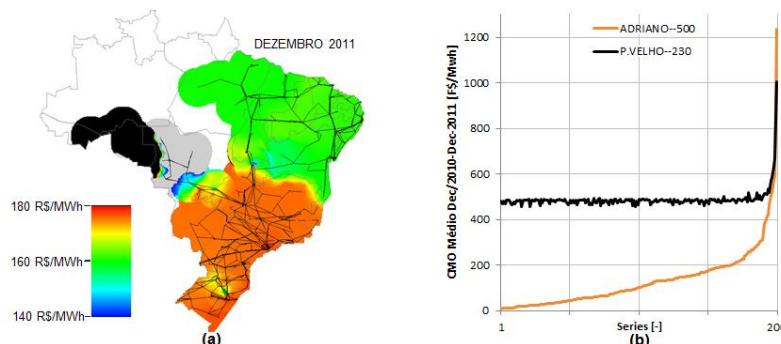


FIGURA 7 – Perfil de custos marginais por barra no mês de Dez/2011 (a); e valores médios de custos marginais por barra para as barras de Porto Velho 230kV e Adrianópolis 500kV, no período Dez/2010-Dez/2011 (b)<sup>10</sup>.

<sup>8</sup> Em [4], menciona-se a conexão do complexo ao sistema de transmissão em 230kV dos estados de Acre e Rondônia de maneira provisória em dezembro de 2011. Esta conexão provisória não teria efeito sobre as análises, uma vez que na base de dados do PMO-Dez/2010, considera-se que a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio só teria potência disponível para geração a partir de janeiro de 2012.

<sup>9</sup> Ressalta-se que, apesar de se mostrar na Figura 7 valores médios de custos marginais por barras dentro de um período, o procedimento de agrupamento de barras baseado na correlação de custos marginais por barra não utiliza apenas valores médios, mas todos os resultados obtidos.

<sup>10</sup> O leitor deve ser cuidadoso ao interpretar os gráficos, uma vez que a parte (a) da Figura 7 mostra custos médios para o mês de Dez/2011, enquanto a parte (b) mostra custos médios para todo o período Dez/2010-Dez/2011.

Independente de uma possível classificação das restrições de transmissão associadas ao recebimento de potência pelo sistema Acre/Rondônia como conjunturais<sup>11</sup>, apoiando-se no argumento de que reforços futuros ao sistema da região<sup>12</sup> serão suficientes para integrar o sistema ao restante do Sudeste (como indicado pelos resultados das Figuras 5 e 6), pode-se perguntar como o procedimento de agrupamento de barras baseado na correlação entre séries de custos marginais se comportaria quanto ao agrupamento das barras da região de Acre e Rondônia, caso se considere apenas o conjunto de valores de custos marginais resultantes de simulações para o período Dez/2010-Dez/2011. A Figura 8 mostra o resultado do agrupamento utilizando o procedimento proposto, utilizando o conjunto de 7800 observações (13 etapas, 3 patamares de carga e 200 séries hidrológicas) de perfis de custos marginais por barra correspondentes ao período Dez/2010-Dez/2011.

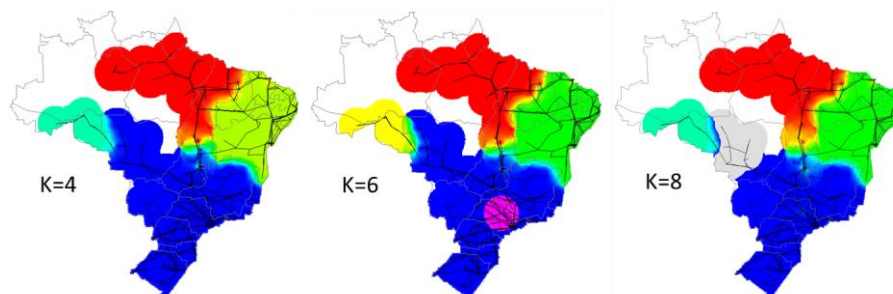


FIGURA 8 – Agrupamentos para K=4, K=6 e K=8, para 78200 observações (período Dez/2010-Dez/2011).

Repara-se que os resultados da Figura 8, assim como aqueles da Figura 7, sugerem que os custos marginais das barras das regiões Sul e Sudeste do Brasil apresentam elevada correlação.

Dados os resultados da Figura 8, e recordando-se da necessidade de que as restrições de transmissão mais relevantes sejam representadas para que os sinais econômicos produzidos pelo esquema de precificação zonal sejam eficientes, pode-se perguntar que efeitos teria a consideração de um submercado adicional, correspondente à região de Acre/Rondônia, sobre os preços do mercado de curto prazo. Para ter uma estimativa destes efeitos, foi utilizado o seguinte procedimento de simulação, que visa emular o procedimento de operação do sistema brasileiro:

- Primeiramente, foi determinada uma política de operação do sistema para o horizonte Dez/2010-Dez/2014, considerando a representação da rede de transmissão através do modelo de transportes e a representação de toda a demanda e geração de cada subsistema em um único nó<sup>13</sup>;
- De posse das diretrizes da política operativa determinada segundo o procedimento acima, foi executada uma simulação da operação do sistema, com a representação detalhada da rede de transmissão;
- Foi executada posteriormente uma simulação *comercial*, emulando o procedimento utilizado pela CCEE para formar os preços de energia de curto prazo, em que se utiliza novamente o modelo de transportes para a representação da rede de transmissão, com agregação de toda a demanda e geração de cada submercado em um nó único. De forma a capturar os efeitos que a operação *física* (ou seja, com a representação completa da rede de transmissão e seus limites físicos) teria sobre a evolução dos reservatórios e sobre a operação real do sistema, os volumes iniciais dos reservatórios em cada etapa mensal são aqueles resultantes da simulação do passo anterior.

O procedimento acima foi executado considerando-se o agrupamento da geração e demanda do SIN tanto em quatro submercados – ou seja, mantendo-se o número e a divisão de submercados atualmente considerada, com os submercados Nordeste, Norte, Sudeste\Centro-Oeste e Sul –, como em cinco submercados, com o acréscimo de um submercado correspondente à região de Acre e Rondônia. Na simulação com cinco submercados, toda a demanda e a geração dos estados de Acre e Rondônia são agregadas em um único nó, que tem capacidade de intercâmbio com o submercado Sudeste limitada pelos valores especificados em [4]. Considerou-se que o número de subsistemas utilizado para a determinação de política operativa do SIN é igual ao número de submercados utilizado para a simulação comercial, refletindo práticas atualmente vigentes<sup>14</sup>.

Os resultados das simulações indicam que, no caso de se considerar um submercado/subsistema adicional para a região de Acre e Rondônia, o valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças no ano de 2011 nesta região seria de aproximadamente 470 R\$/MWh, valor bastante superior aos preços esperados para o submercado Sudeste. Foram executadas simulações para estimativa da parcela dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS)

<sup>11</sup> Uma discussão aprofundada sobre as restrições de recebimento de potência associadas ao sistema Acre/Rondônia pode ser encontrada em [7].

<sup>12</sup> Principalmente aqueles associados à entrada em operação das usinas do complexo do Rio Madeira.

<sup>13</sup> Este passo emula o procedimento atualmente vigente no Brasil, de determinação de política operativa de longo prazo considerando a representação da rede pelo modelo de transportes. Seria possível determinar a política operativa de longo prazo também através de simulações com o modelo detalhado da rede de transmissão, como feito neste artigo para geração dos resultados da Figura 5.

<sup>14</sup> Deve-se ressaltar que esta prática não seria estritamente necessária. Reconhecendo-se que a operação física e a contabilização financeira são procedimentos distintos em sua essência, seria possível executar o planejamento da operação de longo prazo com a representação detalhada da rede de transmissão, mas ainda assim executar simulações da contabilização financeira com a representação simplificada da rede.

devido a restrições de operação de natureza elétrica<sup>15,16</sup>, para os arranjos *com* e *sem* o submercado adicional Acre/Rondônia. As simulações indicaram que, no ano de 2011, o valor esperado desta parcela para o Sudeste no caso com quatro submercados é cerca de R\$ 485 milhões superior ao valor esperado da soma das mesmas parcelas para o Sudeste e Acre/Rondônia, para o caso com cinco submercados. Os números sugerem que os sinais econômicos embutidos nos preços de curto prazo seriam bastante distintos nos dois casos: enquanto no caso com cinco subsistemas há preços de curto prazo elevados na região de Acre e Rondônia, no caso com quatro subsistemas há o rateio dos ESS entre um número bastante maior de agentes da região Sudeste.

É importante mencionar, no entanto, que os resultados obtidos para os anos de 2012 a 2014 indicam que os efeitos acima mencionados são fortemente atenuados no ano de 2012 e praticamente mitigados a partir do ano de 2013, devido à entrada em operação das instalações em corrente contínua (*back-to-back* de Porto Velho e elos CC Porto Velho Araraquara) associadas à conexão do complexo das usinas do Rio Madeira.

A menção aos valores acima não deve ser entendida pelo leitor como suficiente para executar uma análise do *trade-off* de se considerar um submercado/subsistema adicional, uma vez que os efeitos da consideração deste submercado/subsistema adicional envolvem efeitos mais amplos do que aqueles sugeridos exclusivamente pelos números citados. No entanto, estes valores, ainda que consistam de estimativas preliminares, sugerem que os efeitos de diferentes esquemas de agregação de submercados podem ser quantificados e avaliados, e que seria possível basear uma ampla discussão sobre estes efeitos em resultados quantitativos de simulações com a representação detalhada da rede de transmissão que assistam o planejamento da operação do sistema no médio e longo prazo.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho, analisou-se resultados de estudos de planejamento da operação eletroenergética de longo prazo do Sistema Interligado Nacional, com a representação detalhada da rede de transmissão.

Valores de fluxos de potência ativa em circuitos que compõem duas interligações inter-regionais foram analisados, comparando-se os resultados de simulações com a representação da rede de transmissão através do modelo de transportes e através do modelo linearizado de fluxo de potência. Os resultados indicam uma dispersão maior dos fluxos nas interligações em simulações com a representação da rede pelo modelo de transportes.

Perfis de custos marginais por barra do sistema brasileiro foram investigados, discutindo-se como podem ser afetados por restrições de transmissão conjunturais e estruturais. Uma breve discussão sobre esquemas de precificação no curto prazo, com particular atenção a esquemas de precificação zonal, foi fornecida como exemplo de uma aplicação em que é necessário o agrupamento de barras do sistema. Foi investigado um método de agrupamento de barras baseado em valores de custos marginais obtidos de estudos da operação eletroenergética. O método emprega uma variante do algoritmo K-Médias em que se utiliza uma medida de similaridade entre as barras baseada na correlação entre seus custos marginais. Exemplos da aplicação deste método sugerem que os custos marginais das barras das regiões Sul e Sudeste do Brasil apresentam elevada correlação.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) GRANVILLE, S., OLIVEIRA, G.C.; THOME, L.M.; CAMPODONICO, N.; LATORRE, M.L.; PEREIRA, M.V.F.; BARROSO, L.A. Stochastic optimization of transmission constrained and large scale hydrothermal systems in a competitive framework. Power Engineering Society General Meeting. EUA, 2003.
- (2) PSR. Formação de preços por oferta no sistema brasileiro - Nota Técnica. Brasil, 2002.
- (3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Procedimentos de Rede, Módulo 23, Submódulo 23.2. Brasil, 2010.
- (4) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. NT-107/2010. Limites de Transferência de energia entre regiões e geração térmica por restrições elétricas para o período 2010/2014. Agosto de 2010, Brasil.
- (5) DING, F., FULLER, J.D. Nodal, uniform, or zonal pricing: distribution of economic surplus. Power Systems, IEEE Transactions on. EUA, 2005.
- (6) BISHOP, C. M. Pattern recognition and machine learning. Springer. Reino Unido, 2006.
- (7) PSR. Market Report nº 48 – Dezembro de 2010. Brasil, 2010. Disponível em [www.psr-inc.com](http://www.psr-inc.com).
- (8) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras de Comercialização - Contabilização - Módulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema. Brasil, 2010.

<sup>15</sup> As simulações foram executadas segundo as diretrizes de [8].

<sup>16</sup> Os valores obtidos devem ser encarados como estimativas preliminares, uma vez que fenômenos não representáveis com o modelo de fluxo de potência linearizado, como a necessidade de despacho de usinas para fornecer suporte local de reativo, não são considerados.



## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael de Sá Ferreira é mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Martha Rosa Martins Carvalho é mestranda em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Ricardo Cunha Perez é mestrando em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e atua em estudos de transmissão na PSR.



Luiz Carlos da Costa Jr. é doutorando em Otimização pela COPPE/UFRJ e atua em desenvolvimento de modelos na PSR.



Luiz Maurício Thomé é Engenheiro Eletricista graduado pela UFRJ, com créditos de pós-graduação e cursos de especialização na Alemanha, e coordenador da área de estudos de transmissão na PSR.



André Granville é Analista de Sistemas e atua na administração de bancos de dados e no desenvolvimento de sistemas na PSR.