

Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos

Nota Técnica 003/1999-SRT/ANEEL

Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT

Brasília, DF
1999

(Fls. 2 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Nota Técnica n.º 003/1999-SRT/ANEEL

Em, 24 de Novembro de 1999

Assunto: MANUAL DA METODOLOGIA NODAL.

Este documento apresenta a Metodologia Nodal aprovada pela Resolução ANEEL n.º 281, de 01 de Outubro de 1999, para simulação de tarifas de uso dos sistemas elétricos com tensão superior ou igual a 69 kV.

2. Este Manual da Metodologia Nodal foi elaborado a partir das informações provenientes do Projeto RESEB do MME, de contribuições do ONS, de contribuições recebidas durante o processo da Audiência Pública 001/99 e de documentos e estudos internos da própria ANEEL.

3. Dúvidas, críticas ou sugestões devem ser feitas diretamente à Agência Nacional de Energia Elétrica através do endereço eletrônico infonodal@aneel.gov.br.

4. Os arquivos com as configurações referenciais planejadas para a rede básica de transmissão estão disponíveis na página do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, www.ons.org.br.

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

(Fls. 3 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

SUMÁRIO

1.	BASE CONCEITUAL	4
2.	FORMULAÇÃO BÁSICA DA METODOLOGIA	5
3.	CRITÉRIO DE DESPACHO PARA ESTABELECIMENTO DO CASO BASE.....	8
4.	TRATAMENTO DAS LINHAS DE OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA.....	8
5.	AJUSTE DOS ENCARGOS PARA COBERTURA DA RECEITA RECONHECIDA	9
6.	CUSTOS DE REPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES.....	9
7.	CAPACIDADES DAS LINHAS E TRANSFORMADORES	10
A)	TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES	11
B)	LINHAS DE TRANSMISSÃO	11
8.	CÁLCULO DOS ENCARGOS DOS GERADORES	12
9.	CÁLCULO DOS ENCARGOS PARA A DEMANDA.....	12
10.	ENCARGOS DE USO DA TRANSMISSÃO NA VIGÊNCIA DOS CONTRATOS INICIAIS	12
ANEXO 1 - ESCOLHA DA BARRA DE REFERÊNCIA		13
EXO 2 - FORMULAÇÃO DETALHADA DA METODOLOGIA NODAL		16
A)	INTRODUÇÃO TEÓRICA	16
B)	FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO (DC).....	19
C)	OBTENÇÃO DA MATRIZ DE SENSIBILIDADE (MATRIZ β)	21
ANEXO 3 – CUSTOS DE REPOSIÇÃO		31
ANEXO 4 – EXEMPLO NUMÉRICO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....		36

(Fls. 4 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

1. BASE CONCEITUAL

Os custos globais de expansão e operação do sistema elétrico são dados por:

$$\text{CUSTO}_{\text{GLOBAL}} = \text{INVEST}_G + \text{INVEST}_T + C_{\text{OPER}} + \Delta C_{\text{OPER}}$$

Onde:

INVEST_G = custos de investimento em geração

INVEST_T = custos de investimento em transmissão e/ou distribuição

C_{OPER} = custos operacionais dos geradores

ΔC_{OPER} = variação dos custos operacionais do sistema, correspondentes ao custo das perdas e de desvios em relação ao despacho ótimo devido a restrições de fluxo.

Em um ambiente em que o planejamento da expansão seja centralizado, esta será a função de custos a ser minimizada. Em ambientes em que os investimentos em geração e em transmissão/distribuição são feitos por agentes distintos, os únicos custos percebidos pelos investidores em geração são os custos de investimento e de operação das usinas, além dos encargos de uso da rede elétrica. Assim, se as tarifas de uso dos sistemas elétricos refletirem os custos acarretados por cada agente na expansão da rede e ainda a variação dos custos operacionais do sistema, os agentes serão levados a tomar decisões de investimento que coincidam com os da expansão a custo mínimo.

A função custo que os investidores tentarão minimizar terá a forma:

$$\text{CUSTO} = \text{INVEST}_G + C_{\text{OPER}} + T$$

Sendo T os encargos de transmissão e/ou de distribuição, a serem definidos em função do ponto de conexão do gerador à rede elétrica.

Para que as decisões dos investidores coincidam com as que resultariam do planejamento centralizado a custo mínimo, a função encargos de uso da rede (transmissão e distribuição) deve ser calculada por:

$$T = \text{INVEST}_T + \Delta C_{\text{OPER}}$$

Onde a parcela INVEST_T corresponde aos custos marginais de transmissão e/ou de distribuição de longo prazo e a parcela ΔC_{OPER} aos custos marginais de curto prazo.

Contudo:

- INVEST_T dependerá das opções que venham a ser adotadas na expansão da rede elétrica, que dependem da expansão da geração.
- A parcela ΔC_{OPER} corresponde aos custos marginais de curto prazo, que variam com as condições

(Fls. 5 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

operativas do sistema - condições de carga, despachos das usinas e ocorrência de restrições de transmissão.

Como uma metodologia que procurasse refletir tais custos conduziria a tarifas com grande variabilidade ao longo do tempo, optou-se por não contemplar essa parcela nos encargos de uso da rede elétrica, deixando que seja tratada pelas regras do Mercado Atacadista de Energia.

2. FORMULAÇÃO BÁSICA DA METODOLOGIA

A metodologia ora apresentada se aplica à simulação de tarifas de uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica ou à simulação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição com tensão no intervalo de 69 kV a 138 kV.

Será definida uma "Função Encargos de Transmissão" que reflita aproximadamente a variação dos custos de expansão do sistema de transmissão ou de distribuição devido à presença de cada usuário, tratando-se de uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP) da transmissão. Uma formulação mais detalhada pode ser encontrada no anexo 2.

Serão adotadas as seguintes hipóteses simplificadoras:

- A "rede ideal de custo mínimo", necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente (com as ampliações previstas no planejamento determinativo da expansão).
- A capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão. Assim, na rede de custo mínimo não há margens de transmissão o que faria que as folgas ou déficits de capacidade de transmissão da rede existente não fossem refletidas nas tarifas.
- Admitir-se-á que a expansão da rede elétrica se fará utilizando as rotas existentes. Isto implica a consideração de que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes o que leva a alterações discretas nas tarifas nodais quando da expansão real do sistema de transmissão ou de distribuição, que se dá de forma descontínua com a entrada em operação de novos empreendimentos.

Dentro desses pressupostos, os encargos de uso da rede elétrica para a geração e para demanda em cada barra do sistema serão calculados como a variação no custo da "rede ideal de custo mínimo", que seria acarretada pelo crescimento marginal da carga ou da geração da barra.

Definindo:

π_B = Tarifa nodal de transmissão ou de distribuição para um gerador conectado na barra B, em R\$/MW

K = Custo de reposição (custo de investimento) da rede ideal de custo mínimo

(Fls. 6 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

I_B = Injeção de potência na barra B, em MW

Sendo ΔK a variação do custo de reposição da rede devido a um aumento ΔI_B na injeção da barra B, π_B será calculado pela relação:

$$\pi_B = \frac{\Delta K}{\Delta I_B}$$

Em outros termos, elevando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos nas linhas e transformadores. Como se está considerando que não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam investimentos para elevar marginalmente a capacidade desses elementos.

As variações dos fluxos em cada elemento da rede elétrica, em função da elevação incremental da geração ou da demanda em cada barra do sistema, correspondem, aproximadamente, aos fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função das injeções nas barras. A formulação para obtenção dos fatores de sensibilidade (matriz β) é apresentada no anexo 2.

Os elementos da matriz β dependem apenas da topologia e das impedâncias da rede elétrica, refletindo as variações nos fluxos dos elementos do sistema quando se aumenta em 1 MW a injeção em cada barra. Observe-se ainda que, para o cálculo da matriz β , é necessário definir uma barra de retirada, denominada barra de referência, onde são compensadas as variações nas injeções de todas as outras barras – sem o que as variações nos fluxos das linhas não poderiam ser calculadas.

A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga em cada barra do sistema – que definirá o preço nodal da barra, em R\$/MW.

Essa metodologia de cálculo dos encargos de uso dos sistemas elétricos é denominada “Precificação Relativa aos Custos de Investimento” - PRCI, sendo considerada uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo.

A seguir, é apresentada sua formulação matemática.

Sejam:

NL - Número de elementos da Rede Básica

F_L - Fluxo no elemento L , linha ou transformador, em MW

I_B - Injeção de potência na barra B , em MW, sendo as cargas tratadas como injeções negativas

Custo $_L$ - Custo de reposição do elemento L , em R\$, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento

Capac $_L$ - Capacidade de transmissão do elemento L , em MW

(Fls. 7 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$\beta_{LB} = \frac{d F_L}{d I_B} = \text{sensibilidade do fluxo no elemento } \underline{L} \text{ em relação à injeção na barra } \underline{B}$$

$$C_L = \frac{\text{Custo}_L}{\text{Capac}_L} = \text{custo unitário de } \underline{L} \text{ em R\$/MW}$$

$$Fpond_L = \frac{F_L}{\text{Capac}_L} = \text{Fator de ponderação do carregamento do elemento } \underline{L} \text{ carga ou geração}$$

Obs.: o fator de ponderação vale 0 (zero) se o nível de carregamento do elemento estiver abaixo do limite mínimo e vale 1 (um) se estiver acima do limite máximo.

O investimento que seria acarretado ou evitado pela variação de 1 MW na injeção de potência na barra B é calculado pelo somatório, para todos os elementos da rede elétrica:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times C_L \times Fpond_L \quad (\text{R\$ / MW}) \quad (1)$$

Dessa forma, as tarifas para carga e geração em cada barra do sistema resultam simétricas, pois a variação no fluxo em cada circuito do sistema, se a geração na barra B aumenta de 1 MW (β_{LB}), é o simétrico da variação no mesmo fluxo, se a carga na barra B varia na mesma proporção ($-\beta_{LB}$).

A expressão acima pode levar a tarifas negativas em algumas barras do sistema. Isso indica que um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nos circuitos conectados a estas barras.

Observa-se na expressão acima que como não se deseja que elementos de transmissão com carregamento inferior a um mínimo estabelecido contribuam para a formação da tarifa nodal, está incluído o fator de ponderação do carregamento, que possui limites máximo e mínimo para a consideração do elemento na composição da tarifa nodal.

Os encargos de uso da rede elétrica atribuíveis a cada usuário, gerador ou unidade consumidora, serão calculados a partir da tarifa estabelecida em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente dos contratos bilaterais de compra e venda de energia entre geradores e consumidores. Essas tarifas são denominadas nodais, em contraposição à alternativa de definição das tarifas para cada par carga-geração – hipótese na qual seria necessário relacionar a barra de injeção à barra de consumo para o cálculo dos encargos.

Não existindo essa relação entre pontos de injeção e pontos de retirada, para se calcularem as tarifas nodais deve-se definir uma barra, única para todo o sistema, onde são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Conforme já mencionado, essa barra é denominada **barra de referência** e está sendo implicitamente considerada na equação (1), uma vez que os fatores β_{LB} dependerão da referência escolhida.

A barra de referência é arbitrária e, dependendo da barra escolhida, obtém-se conjuntos diferentes de tarifas

(Fls. 8 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

para todas as barras do sistema. Contudo, conforme é demonstrado no Anexo 1:

- Qualquer que seja a barra de referência, a diferença entre as tarifas de dois geradores ou de dois consumidores quaisquer se manterá constante. Portanto, o que se arbitra, ao escolher uma referência, é o valor absoluto das tarifas e não a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários.
- Com a necessidade de ajuste das tarifas nodais de forma que seja arrecadado o montante necessário para o pagamento dos custos dos serviços de transmissão ou de distribuição, as tarifas acrescidas da parcela de ajuste serão as mesmas para toda barra independentemente da referência escolhida.
- As diferenças tarifárias entre os usuários em função de sua localização ("sinalização locacional") independem da barra de referência escolhida.
- A escolha da barra de referência define apenas a proporção em que é dividido o pagamento, entre geração e demanda, da receita requerida para a cobertura dos custos dos serviços de transmissão ou de distribuição.

Assim, uma vez definido o montante a ser arrecadado e a proporção de rateio deste entre o conjunto dos geradores e o conjunto dos consumidores, as tarifas estarão estabelecidas, sem a necessidade de se arbitrar uma barra de referência, como demonstrado no Anexo 1.

3. CRITÉRIO DE DESPACHO PARA ESTABELECIMENTO DO CASO BASE

Deseja-se que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição possam dar a efetiva sinalização locacional para que os novos agentes de geração tomem suas decisões de instalação. É desejável também, que a tarifa nodal seja estabelecida considerando a presença de todos os agentes geradores e que o despacho dos geradores no caso base para a simulação de tarifas seja único para aquela configuração.

Todos os geradores deverão contratar o uso do sistema de transmissão e de distribuição. Deverá ser informando ao ONS ou à concessionária de distribuição local, conforme disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição, o valor máximo despachável, correspondente à sua potência instalada subtraída do consumo próprio e de cargas atendidas diretamente a partir de sua subestação elevadora.

O critério de despacho para o estabelecimento de tarifas e encargos de uso dos sistemas de transmissão será:

- Despachar, em cada submercado do MAE, todas as centrais geradoras hidráulicas de forma proporcional à sua energia assegurada e térmicas de forma proporcional à sua potência instalada, até o atendimento da demanda contratada mais perdas do sistema de transmissão da rede básica (balanço carga-geração).
- O despacho respeitará, como limite superior, a potência máxima despachável informada pelos geradores.

4. TRATAMENTO DAS LINHAS DE OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA

A matriz de sensibilidade β depende exclusivamente da topologia da rede. Portanto, em sistemas onde o

(Fls. 9 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

sentido do fluxo nas linhas é definido, os preços nodais independem dos despachos das usinas e das condições de demanda consideradas.

Os circuitos em que o fluxo pode se inverter, porém, entrarão na expressão que calcula os preços nodais com seus custos unitários ponderados por $+\beta$ ou $-\beta$, em função dos despachos considerados. A adoção de despachos arbitrários para as usinas, definindo sentidos arbitrários para os fluxos nesses circuitos, introduziria uma componente aleatória no cálculo das tarifas.

Os troncos de transmissão que interligam bacias hidrográficas e regiões apresentam, no sistema brasileiro, condições de carregamento extremamente variáveis em função da hidrologia, ocorrendo em vários casos inversão no sentido do fluxo. Embora, nesses circuitos, as probabilidades e os valores máximos de fluxo em cada um dos sentidos sejam distintos, seria difícil quantificar em que proporção cada elemento é utilizado em cada uma das situações.

Deseja-se, portanto, que não haja qualquer sinalização locacional pelo uso desses elementos, deixando que eles sejam remunerados pela parcela de ajuste para cobertura da receita autorizada do sistema de transmissão.

A identificação desses elementos é feita pela consideração conjunta do despacho e do fator de ponderação do carregamento.

O critério de despacho adotado, por submercado, levará à minimização dos fluxos nas linhas que interligam os submercados ou usinas geradoras. Ao se adotar um limite mínimo do fator de ponderação do carregamento de forma conveniente, assegura-se que os elementos com carregamento inferior àquele limite sejam remunerados pela parcela de ajuste das tarifas, não participando da formação do sinal locacional.

5. AJUSTE DOS ENCARGOS PARA COBERTURA DA RECEITA RECONHECIDA

Dado que os Custos Marginais de Longo Prazo não são suficientes para remunerar a rede de transmissão ou de distribuição, os encargos calculados pela metodologia proposta precisarão ser ajustados de forma a recuperar uma quantia preestabelecida.

Esse ajuste será feito através de uma parcela aditiva, constante, em R\$/MW, a ser somada aos preços nodais calculados pela expressão (1). Assim, a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários não é afetada e não ocorrerá distorção na sinalização locacional.

No Anexo 1, desenvolve-se a expressão que calcula a parcela de ajuste.

6. CUSTOS DE REPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

Para o cálculo dos encargos de uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, é necessário estabelecer os custos de reposição das linhas e transformadores da Rede Básica, assim como para o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição com tensão entre 69 kV e 138 kV é necessário conhecer o custo de reposição das instalações nestes níveis.

(Fls. 10 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Como as tarifas devem refletir os custos de expansão da rede devido à presença de cada usuário, ou seja, o investimento futuro, deve-se adotar, não os custos históricos das instalações, mas os valores esperados para futuras expansões do sistema.

Assim, os custos de reposição das linhas e transformadores são estimados usando custos padronizados (médios) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento das linhas de transmissão, níveis de tensão das linhas e transformadores e potência nominal dos transformadores.

Na estimativa dos custos de reposição seria possível considerar diferentes níveis de detalhe, no que se refere às características de projeto das instalações – tais como tipos de torres e condutores das linhas de transmissão, arranjos das subestações, distinção entre linhas aéreas e subterrâneas, etc. Um detalhamento excessivo importaria a manutenção de uma base de dados complexa, de difícil validação e não reprodutível. Ademais, a consideração das especificidades de cada instalação levaria a que os custos fossem muito influenciados pelas opções adotadas no passado – que não se reproduzirão, necessariamente, na expansão futura do sistema. Assim, optou-se por uniformizar os custos em cada nível de tensão, quer adotando valores médios, quer estendendo para todas as instalações os custos da configuração mais usual, conforme descrito no Anexo 3.

Para o cálculo dos encargos, a receita a ser arrecadada será proporcionalizada pelos custos de reposição de todos os elementos da Rede Básica de forma a se obter valores de custos anualizados para estes elementos.

Os custos dos equipamentos de compensação reativa, tais como capacitores, compensadores síncronos e estáticos, presentes nas subestações, não são considerados. Tais equipamentos serão remunerados através de Contratos de Prestação de Serviços Ancilares, conforme tratamento a ser definido em instrumento regulatório específico.

7. CAPACIDADES DAS LINHAS E TRANSFORMADORES

Para a determinação dos preços nodais, devem-se definir não só os custos de reposição dos elementos da Rede Básica bem como sua capacidade de transmissão, de forma a se calcular o custo unitário dos equipamentos, expresso em R\$/MW.

A definição da capacidade admissível de um equipamento, particularmente das linhas de transmissão, entretanto, não é trivial, dada a diversidade de fatores limitantes. Podem-se considerar, por exemplo: os limites de transmissão em regime normal ou em emergência, os limites térmicos dos condutores (distintos para as diferentes estações do ano e horários do dia), os limites por razões de estabilidade e de controle de tensão (que, na maioria dos casos, são dependentes das condições operativas do sistema), limites em função de equipamentos terminais, etc.

De modo a evitar que essa diversidade de fatores limitantes introduza uma componente subjetiva no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, comprometendo a reprodutibilidade das simulações, estabeleceu-se um critério unívoco na definição da capacidade de cada elemento.

Por outro lado, como o objetivo da metodologia é produzir tarifas que reflitam a parcela de responsabilidade de cada usuário nos futuros investimentos na expansão do sistema de transmissão, o estabelecimento de

(Fls. 11 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

limites padronizados para cada tipo de equipamento é conceitualmente correto, uma vez que torna as tarifas menos dependentes das decisões de expansão que tenham sido tomadas no passado, baseadas em premissas diferentes.

Serão adotados os seguintes critérios para definição das capacidades dos equipamentos da Rede Básica, para fins de cálculo de encargos de uso:

a) Transformadores e Autotransformadores

Será utilizada a capacidade nominal do equipamento informada pelo fabricante (dado de placa), correspondente ao seu último estágio de ventilação. Por exemplo, para um transformador que tenha quatro estágios de ventilação – ONAN, ONAF, OFAF1 e OFAF2 –, a capacidade a ser utilizada deve corresponder ao estágio OFAF2.

b) Linhas de Transmissão

Para a padronização dos limites das LT, procedeu-se, previamente, a uma comparação entre os valores de capacidade informados, o máximo fluxo passante em carga pesada e a potência característica (SIL) das mesmas.

Sendo o SIL um parâmetro intrínseco das linhas de transmissão, independentemente de limitações impostas pelo sistema de transmissão onde as mesmas estão inseridas, tal parâmetro é uma referência adequada para o valor a ser adotado para a capacidade das linhas.

Optou-se por adotar um valor único de capacidade para todas as linhas de um mesmo nível de tensão, calculado como um múltiplo do SIL médio das linhas naquela tensão, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tensão Nominal (kV)	SIL (médio) (MVA)	Capac. / SIL	Capacidade LT (MVA)
765	2250	1,60	3600
500	1000	1,70	1700
440	750	2,00	1500
345	500	2,00	1000
230	150	1,80	270

(Fls. 12 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

8. CÁLCULO DOS ENCARGOS DOS GERADORES

Todas as centrais geradoras, independentemente de estarem ou não diretamente conectadas à Rede Básica, pagarão encargos de uso dos sistemas de transmissão e pagarão encargos de uso dos sistemas de distribuição caso estejam conectadas em instalações de distribuição.

Serão calculadas tarifas individualizadas para cada usina, em função de seu ponto de conexão à rede elétrica.

A potência a ser utilizada no cálculo dos encargos dos geradores, será aquela informada conforme os Procedimentos de Rede ou Procedimentos de Distribuição. Cada central geradora deverá informar o máximo valor a ser injetado no sistema.

As usinas cujas tarifas forem negativas terão sua remuneração mensal calculada, não pela capacidade instalada, mas pelo máximo despacho mensal verificado. Por esse critério, será evitada a sobre-remuneração de usinas que, por estarem frequentemente desligadas ou despachadas em valores reduzidos, a despeito de estarem localizadas próximas à demanda não evitam, efetivamente, investimentos na expansão da rede elétrica. Ao mesmo tempo, esse critério busca reconhecer que, por sua presença junto aos centros de carga, esses geradores podem ser eventualmente despachados fora de ordem de mérito, quando de indisponibilidades no sistema de transmissão, permitindo o adiamento de reforços que visem assegurar o atendimento à carga em configurações de rede incompleta.

9. CÁLCULO DOS ENCARGOS PARA A DEMANDA

As tarifas para as unidades consumidoras serão determinadas em função de seu ponto de conexão à rede elétrica. Para o cálculo dos encargos das unidades consumidoras será utilizado o maior valor de demanda entre o medido e o previsto (contratado) para o horário considerado (ponta ou fora da ponta).

10. ENCARGOS DE USO DA TRANSMISSÃO NA VIGÊNCIA DOS CONTRATOS INICIAIS

Durante a vigência dos Contratos Iniciais, regulados pela Resolução ANEEL n.º. 247/99, as concessionárias de distribuição pagarão encargos de uso da transmissão, calculados por regra específica que definiu uma tarifa única para todos e, portanto, sem sinais locacionais.

Entre 2003 e 2005, com a redução dos volumes de energia e demanda contratadas nos Contratos Iniciais, a parcela, previamente coberta por aqueles contratos e que for liberada, ficará sujeita ao pagamento de encargos de transmissão definidos pela presente metodologia.

Nesse ínterim, os novos geradores e os consumidores que vierem a estabelecer com eles contratos bilaterais livremente negociados pagarão já os novos encargos.

Durante esse período de convivência entre os dois ambientes tarifários, a ANEEL publicará a sistemática de cálculo dos encargos de uso, considerando a parcela do mercado contratada livremente e aquela ainda sob a vigência dos contratos iniciais.

(Fls. 13 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Anexo 1 - Escolha da Barra de Referência

Será demonstrado a seguir que a TARIFA NODAL DE CARGA AJUSTADA À RECEITA não varia ao se variar o barramento de referência.

Seja a tarifa nodal de carga do barramento (i) antes do ajuste:

$$\pi_i^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr}) c_l fp_l$$

onde:

π_i^C - tarifa nodal de carga do barramento (i) antes do ajuste;

β_{li} - fator de sensibilidade do ramo l com relação ao barramento (i);

β_{lr} - fator de sensibilidade do ramo l com relação ao barramento de referência (r);

n - número de ramos do sistema;

c_l - custo unitário do ramo l;

fp_l - fator de ponderação dos fatores de sensibilidade pelo fluxo de potência ativa no ramo l.

Por simplicidade e visto que não alterará a análise a seguir será adotado:

$$c_l fp_l = 1.0$$

A receita (R_i) proveniente do barramento (i) devido a carga d_i será dado por:

$$R_i = \pi_i^C d_i$$

A receita total (R) referente ao Sistema Elétrico será:

$$R = \sum_{j=1}^m R_j = \sum_{j=1}^m \pi_j^C d_j$$

onde m é o número de barramentos do sistema.

Se a receita permitida (RC) for superior a receita total R, deve ser compensada:

$$R_{compensada} = RC - R = RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^C d_j$$

(Fls. 14 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Esta receita a ser compensada deve ser dividida pelo montante de carga do sistema, resultando em um valor Δc a ser acrescentado a todos barramentos igualmente, como um selo:

$$\Delta c = \frac{R_{compensada}}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j}$$

Logo:

$$\pi_i = \pi_i^c + \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j}$$

onde π_i é a tarifa nodal de carga do barramento (i) ajustada à receita.

$$\begin{aligned} \pi_i &= \pi_i^c + \frac{RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{\pi_i^c \sum_{j=1}^m d_j + RC - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \\ &= \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\pi_i^c \sum_{j=1}^m d_j - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m \pi_i^c d_j - \sum_{j=1}^m \pi_j^c d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \\ &= \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m (\pi_i^c - \pi_j^c) d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} \end{aligned}$$

Desenvolvendo a expressão acima tem-se:

(Fls. 15 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$\pi_i^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr})$$

Tem-se ainda:

$$\pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{lj} - \beta_{lr})$$

e ainda:

$$\pi_i^C - \pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lr}) - \sum_{l=1}^n (\beta_{lj} - \beta_{lr}) = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lj})$$

Conforme já demonstrado, a diferença entre dois fatores de sensibilidade para o mesmo ramo e barramentos diferentes é a mesma independente do barramento de referência escolhido, só dependendo das admitâncias da rede. Com isso, tem-se:

$$\pi_i^C - \pi_j^C = \sum_{l=1}^n (\beta_{li} - \beta_{lj}) = \text{constante} = K_{ij}^{rede}$$

Logo:

$$\pi_i = \frac{RC}{\sum_{j=1}^m d_j} + \frac{\sum_{j=1}^m K_{ij}^{rede} d_j}{\sum_{j=1}^m d_j} = \frac{RC + \sum_{j=1}^m K_{ij}^{rede} d_j}{CARGA\ TOTAL\ DO\ SISTEMA}$$

Como todos os valores apresentados na expressão acima são valores constantes, para qualquer barramento de referência escolhido, pode-se concluir que a TARIFA NODAL DE CARGA DE QUALQUER BARRAMENTO AJUSTADO À RECEITA também é constante, independente do barramento escolhido como referência:

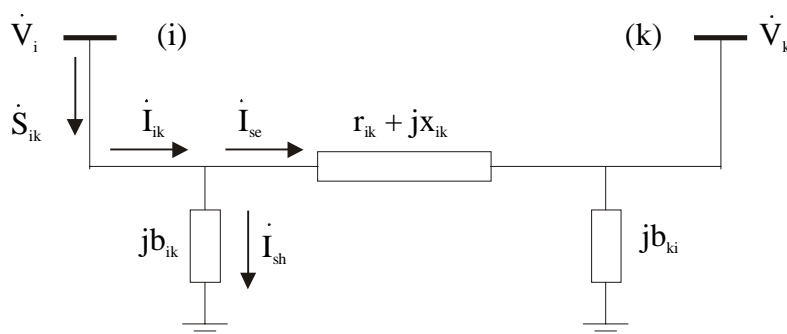
$$\boxed{\pi_i = \text{CONSTANTE} \forall_{ref}}$$

(Fls. 16 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Anexo 2 - Formulação detalhada da Metodologia Nodal

a) INTRODUÇÃO TEÓRICA

Seja a figura abaixo que ilustra um ramo qualquer de um Sistema Elétrico de Potência ligando dois barramentos (i) e (k).



onde:

\dot{V}_i - tensão complexa do barramento (i);

\dot{V}_k - tensão complexa do barramento (k);

r_{ik} - resistência série total do ramo, em módulo;

x_{ik} - reatância série total do ramo, em módulo;

b_{ik} - susceptância do ramo do lado do barramento (i), em módulo;

b_{ki} - susceptância do ramo do lado do barramento (k), em módulo.

Obs.: a condutância do ramo foi desprezada.

Tem-se:

$$\dot{S}_{ik} = \dot{V}_i \dot{I}_{ik}^*$$

onde \dot{S}_{ik} e \dot{I}_{ik} são a potência complexa e a corrente que, saindo do barramento (i), fluem pelo ramo i-k em direção ao barramento (k).

Da figura observa-se que a corrente \dot{I}_{ik} desmembra-se em duas componentes, uma que flui pelo elemento série do ramo i-k, denominado de \dot{I}_{se} e outra que flui pelo elemento shunt que está do lado do barramento (i) em direção a terra, denominada por \dot{I}_{sh} . Logo:

(Fls. 17 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$\dot{I}_{ik} = \dot{I}_{se} + \dot{I}_{sh}$$

As componentes acima são dadas por:

$$\dot{I}_{se} = \frac{\dot{V}_i - \dot{V}_k}{r_{ik} + j x_{ik}} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) \dot{Y}_{ik} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) (-\dot{Y}_{ik})$$

$$\dot{I}_{sh} = j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2}$$

onde \dot{Y}_{ik} é o elemento ik da matriz $[\dot{Y}_N]$.

Daí, tem-se:

$$\dot{I}_{ik} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) (-\dot{Y}_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} = -(\dot{V}_i - \dot{V}_k) (G_{ik} + j B_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2}$$

Portanto:

$$\dot{S}_{ik} = \dot{V}_i \left[-(\dot{V}_i - \dot{V}_k) (G_{ik} + j B_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} \right]^* = -(\dot{V}_i \dot{V}_i^* + \dot{V}_i \dot{V}_k^*) (G_{ik} - j B_{ik}) - j \frac{\dot{V}_i \dot{V}_i^* b_{ik}}{2}$$

As potências ativa e reativa que compõe a potência complexa acima, são dadas por:

$$P_{ik} = \text{Re} \{ \dot{S}_{ik} \}$$

$$Q_{ik} = \text{Im} \{ \dot{S}_{ik} \}$$

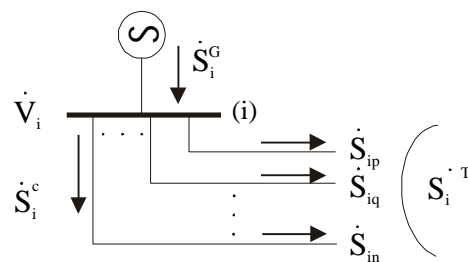
Desenvolvendo a expressão acima da potência complexa \dot{S}_{ik} e tomando suas partes real e imaginária obtém-se:

$$\begin{aligned} P_{ik} &= V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - G_{ik} V_i^2 \\ Q_{ik} &= V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) + \left(B_{ik} - \frac{b_{ik}}{2} \right) V_i^2 \end{aligned}$$

(Fls. 18 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

onde V_i e V_k são os módulos das tensões dos barramentos (i) e (k) e $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ é a diferença entre os ângulos de fase das tensões nas barras (i) e (k).

Seja um barramento (i) qualquer de um Sistema Elétrico de Potência:



onde:

\dot{S}_i^G - potência complexa gerada no barramento (i);

\dot{S}_i^C - potência complexa consumida no barramento (i);

\dot{S}_i^T - potência complexa transferida do barramento (i) para os demais barramentos da rede (incluindo a terra) através do sistema de transmissão.

Da Primeira Lei de Kirchhoff tem-se:

$$\dot{S}_i^G - \dot{S}_i^C - \dot{S}_i^T = 0$$

Logo:

$$\dot{S}_i^T = \dot{S}_i^G - \dot{S}_i^C$$

ou seja:

$$\dot{S}_i^T = \dot{S}_k^T$$

Analisando, a partir deste ponto, somente a potência ativa (a potência reativa pode ser analisada semelhantemente) tem-se:

(Fls. 19 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$P_i^I = P_i^T = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_{i,j}$$

ou seja:

$$\begin{aligned} P_i^I &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - G_{ij} V_i^2) = \\ &= V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n G_{ij} = \\ &= V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i^2 G_{ii} = \\ &= V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \end{aligned}$$

Finalmente:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

b) FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO (DC)

Na formulação do fluxo de potência linearizado (fluxo DC) tem-se as seguintes premissas:

- pequenas aberturas angulares, ou seja, θ_{ij} pequeno, então:

$$\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$$

$$\cos \theta_{ij} \approx 1$$

- desprezado a resistência dos ramos:

(Fls. 20 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$r_{ij} = 0 \quad ; \quad G_{ij} = 0$$

- tensões próximas de 1.0 [pu]:

$$V_i \approx V_j \approx 1.0$$

- desprezado os ramos shunt do sistema:

$$b_{i0} = 0.0$$

Logo, a expressão da potência injetada no barramento resulta em:

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} \theta_{ij}$$

Tem-se, então, que:

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n B_{ij} (\theta_i - \theta_j) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \theta_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \theta_j = \\ &= \theta_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \theta_j = - \theta_i B_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \theta_j = - \sum_{j=1}^n B_{ij} \theta_j \end{aligned}$$

Logo:

$$P_i = - \sum_{j=1}^n B_{ij} \theta_j$$

(Fls. 21 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Ampliando para todos os barramentos do sistema:

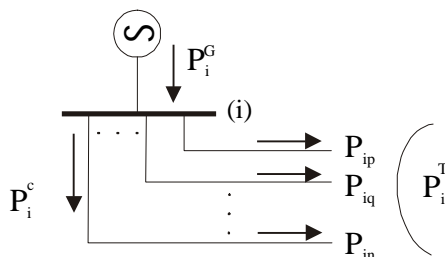
$$[P] = - [B] x [\theta]$$

E para o fluxo de potência em um ramo qualquer do sistema:

$$P_{ij} = B_{ij} \theta_{ij}$$

c) OBTENÇÃO DA MATRIZ DE SENSIBILIDADE (matriz β)

Seja um barramento (i) qualquer de um Sistema Elétrico de Potência como apresentado na figura abaixo:



Da Primeira Lei de Kirchhoff pode-se escrever:

$$P_i = P_i^G - P_i^C = P_i^T = P_{i1} + P_{i2} + \dots + P_{ik} + \dots + P_{in}$$

Aplicando a Primeira Lei de Kirchhoff a todos os barramentos do Sistema Elétrico tem-se em forma matricial:

(Fls. 22 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1i} + \dots + P_{1n} \\ P_{21} + P_{23} + \dots + P_{2i} + \dots + P_{2n} \\ \vdots \\ P_{i1} + P_{i2} + \dots + P_{ik} + \dots + P_{in} \\ \vdots \\ P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{ni} + \dots + P_{nr} \end{bmatrix}$$

Das considerações do fluxo de potência DC no qual se desprezam as perdas nos ramos (ou são incorporadas à geração e à carga) tem-se:

$$P_{ik} = -P_{ki}$$

Com isso pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ -1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{ik} \\ \vdots \\ P_{nr} \end{bmatrix}$$

ou seja:

$$[P] = [A] x [F_L]$$

onde:

[P] - vetor das injeções de potência no barramento, de dimensão n_b , dado por:

$$P_i = P_i^G - P_i^C$$

[A] - matriz de incidência nodal do sistema, de dimensão $(n_b \times n_l)$, dada por:

$$a_{ri} = \begin{cases} +1, & \text{se a potência no ramo } r \text{ sai do barramento } i \\ -1, & \text{se a potência no ramo } r \text{ entra no barramento } i \\ 0, & \text{se o ramo } r \text{ não está ligado ao barramento } i \end{cases}$$

(Fls. 23 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$[F_L]$ - vetor dos fluxos de potência nos ramos, de dimensão n_l .

Tem-se ainda da formulação do fluxo de potência DC que:

$$P_{ik} = B_{ik} (\theta_i - \theta_k)$$

Com isso pode-se escrever para todos os ramos do Sistema de Potência:

$$P_{12} = B_{12} (\theta_1 - \theta_2)$$

$$P_{13} = B_{13} (\theta_1 - \theta_3)$$

\vdots

$$P_{ik} = B_{ik} (\theta_i - \theta_k)$$

\vdots

$$P_{nr} = B_{nr} (\theta_n - \theta_r)$$

ou em forma matricial:

$$[F_L] = \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{ik} \\ \vdots \\ P_{nr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{12} & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{13} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & B_{ik} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & B_{nr} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_i \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix}$$

ou seja:

$$[F_L] = [B^\Delta] \times [A]^T \times [\theta]$$

onde:

$[B^\Delta]$ - matriz diagonal de admitâncias dos ramos extraída da matriz $[B]$, de dimensão $(n_l \times n_l)$.

(Fls. 24 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

$[A]^T$ - transposta da matriz de incidência nodal do sistema, de dimensão $(n_l \times n_b)$

$[\Theta]$ - vetor dos ângulos dos barramentos, de dimensão n_b .

Da lei de formação da matriz de admitância nodal $[B]$, em consequência a matriz $[B^A]$, tem-se:

$$[B^A] = -[b]$$

onde a matriz $[b]$ é a matriz de admitâncias dos ramos do sistema.

Com isso:

$$[F_L] = -[b] \times [A]^T \times [\theta]$$

Cabe lembrar que:

$$[B] = -[A] \times [b] \times [A]^T$$

mas o mesmo não se pode dizer de:

$$[b] = -[A]^{-1} \times [B] \times [[A]^T]^{-1}$$

visto que as matrizes $[A]$ e $[A]^T$ não admitem inversa pois não são matrizes quadradas (quando n_b for igual a n_l elas resultarão em matrizes quadradas, mas serão matrizes singulares, não existindo portanto inversa).

Foi mostrado que:

$$[P] = -[B] \times [\theta]$$

O sistema de equações acima não tem solução visto que a matriz $[B]$ é singular. Para resolver este sistema de equações deve-se adotar uma referência eliminando uma equação. Com isto a dimensão do sistema de equações fica reduzido de 1 unidade, passando a $(n_b - 1)$. A referência terá sua incógnita conhecida, ou seja, $\theta_r = 0$.

Eliminando do sistema a equação correspondente do barramento de referência, tem-se:

$$[P^r] = -[B^r] \times [\theta^r]$$

onde o subscrito r foi utilizado para indicar que foi retirado o barramento r de referência.

Logo:

$$[\theta^r] = -[B^r]^{-1} \times [P^r]$$

Da equação dos fluxos nos ramos, pode-se retirar o ângulo do barramento de referência, visto que o mesmo é nulo. Deve-se lembrar que a matriz $[A]^T$ deve ser modificada convenientemente eliminando a coluna

(Fls. 25 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

correspondente ao barramento de referência. Assim:

$$[F_L] = - [b] x [A^r]^T x [\theta^r]$$

ou seja:

$$[F_L] = - [b] x [A^r]^T x [B^r]^{-1} x [P^r]$$

que relaciona os fluxos nas ligações (F_L) com a potência injetada nos barramentos (P).

Finalmente pode-se denominar:

$$[\beta] = - [b] x [A^r]^T x [B^r]^{-1}$$

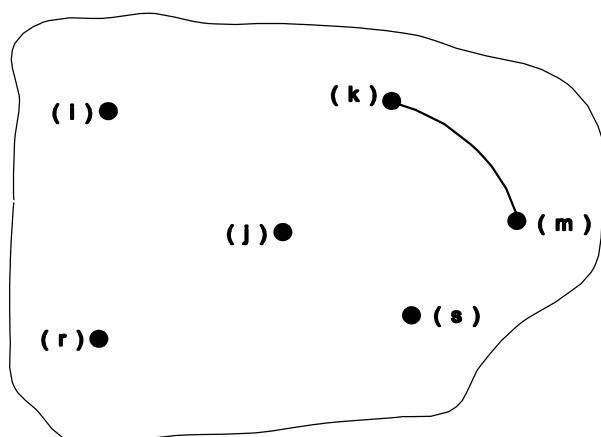
sendo a matriz $[\beta]$, de dimensão $(n_l \times n_b - 1)$, os fatores de sensibilidade dos fluxos nos ramos com relação a potência injetada nos barramentos. Observa-se que na matriz acima não existe a coluna correspondente ao fatores β com relação ao barramento de referência. Estes fatores são todos nulos, visto que qualquer variação na potência injetada no barramento de referência é absorvida pelo próprio barramento não acarretando variação em nenhum fluxo nos ramos do sistema.

De uma forma geral:

$$[\beta] = - [b] x [A]^T x [B]^{-1}$$

Pode-se observar que ao mudar o barramento de referência as matrizes $[B]$ e $[A]$ mudarão, mudando portanto a matriz $[\beta]$.

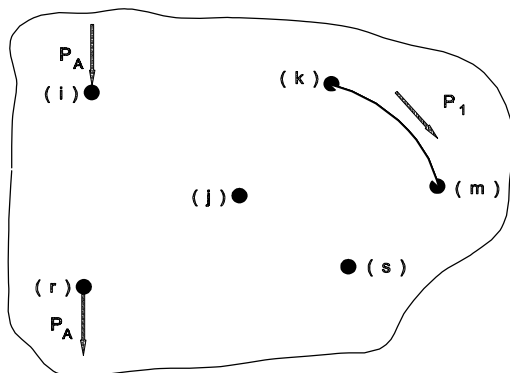
Seja alguns barramentos de um Sistema Elétrico de Potência qualquer:



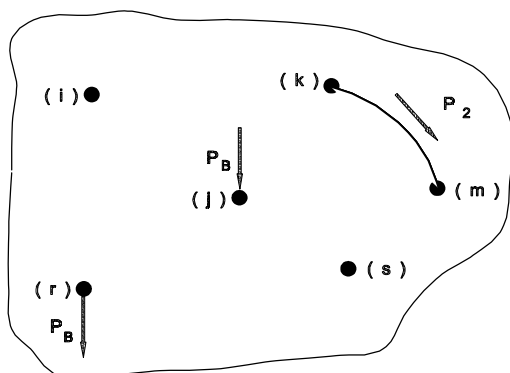
Da definição tem-se que o fator de sensibilidade $\beta_{k\ m / i}^r$ é dado pela relação entre a variação do fluxo no circuito (k)-(m) pela variação da potência injetada no barramento (i) com relação a referência (r).

(Fls. 26 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Suponha que tenha sido adotado como referência o barramento (r). Os fatores de sensibilidade para o circuito (k)-(m) com relação aos barramentos (i) e (j) são:



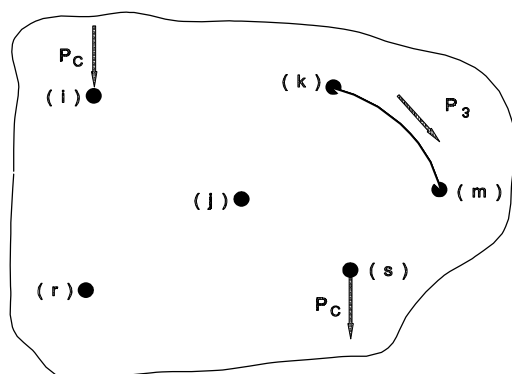
$$\beta_{k\ m / i}^r = \frac{\Delta P_1}{\Delta P_A}$$



$$\beta_{k\ m / j}^r = \frac{\Delta P_2}{\Delta P_B}$$

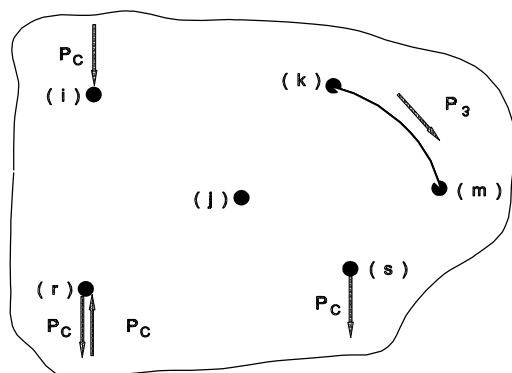
Suponha agora escolhido como referência o barramento (s). Os novos fatores de sensibilidade para o circuito (k)-(m) com relação aos barramentos (i) e (j) serão:

(Fls. 27 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)



$$\beta_{k m / i}^s = \frac{\Delta P_3}{\Delta P_C}$$

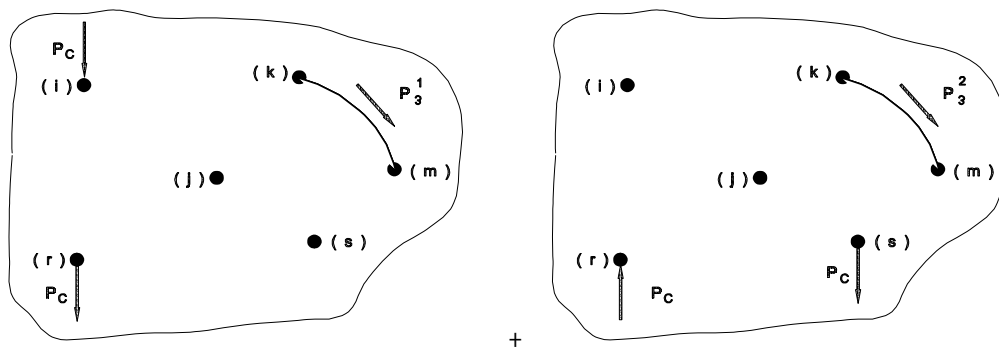
A situação acima pode ser posta da maneira apresentada a seguir no qual não houve nenhuma modificação nos fluxos circulantes no sistema.



Apesar da potência e o fluxo não serem grandezas lineares pois dependem do produto $V \times I$, devido a consideração na formulação DC que as tensões nos barramentos são constantes e iguais a 1.0 [pu], as grandezas acima tornam-se lineares.

Como as grandezas a serem analisadas são lineares, pode-se aplicar no sistema acima o princípio da superposição. Tem-se então:

(Fls. 28 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)



$$\beta_{k\ m\ / \ i}^s = \frac{\Delta P_3}{\Delta P_C} = \frac{\Delta P_3^1 + \Delta P_3^2}{\Delta P_C} = \frac{\Delta P_3^1}{\Delta P_C} + \frac{\Delta P_3^2}{\Delta P_C}$$

Tem-se ainda que:

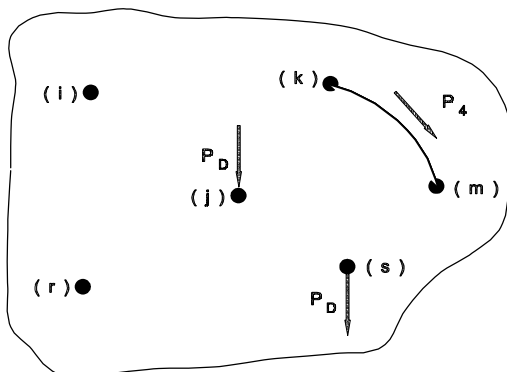
$$\beta_{k\ m\ / \ i}^r = \frac{\Delta P_3^1}{\Delta P_C}$$

$$\beta_{k\ m\ / \ r}^s = \frac{\Delta P_3^2}{\Delta P_C}$$

Logo:

$$\beta_{k\ m\ / \ i}^s = \beta_{k\ m\ / \ i}^r + \beta_{k\ m\ / \ r}^s$$

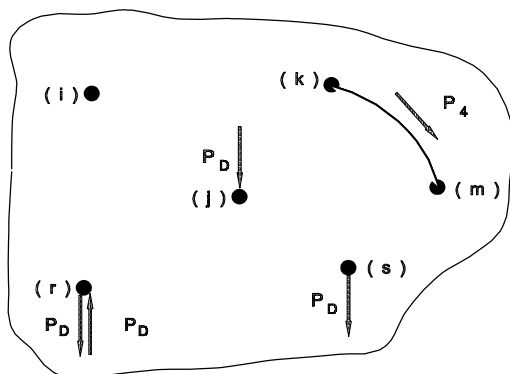
Para o barramento (j) tem-se:



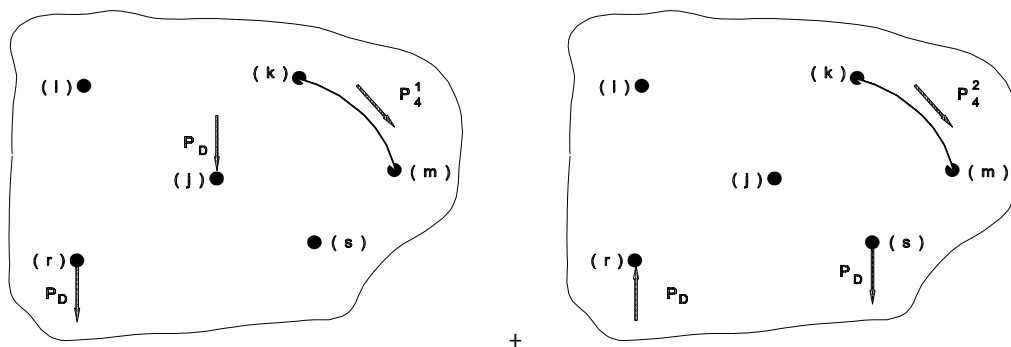
$$\beta_{k\ m\ / \ j}^s = \frac{\Delta P_4}{\Delta P_D}$$

(Fls. 29 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Repetindo o procedimento já feito anteriormente:



Aplicando o princípio da superposição, tem-se:



$$\beta_{k m / j}^s = \frac{\Delta P_4}{\Delta P_D} = \frac{\Delta P_4^1 + \Delta P_4^2}{\Delta P_D} = \frac{\Delta P_4^1}{\Delta P_D} + \frac{\Delta P_4^2}{\Delta P_D}$$

Tem-se ainda que:

$$\beta_{k m / j}^r = \frac{\Delta P_4^1}{\Delta P_D}$$

$$\beta_{k m / r}^s = \frac{\Delta P_4^2}{\Delta P_D}$$

(Fls. 30 da Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24/11/1999)

Logo:

$$\beta_{k\ m\ / \ j}^s = \beta_{k\ m\ / \ j}^r + \beta_{k\ m\ / \ r}^s$$

A diferença relativa entre os fatores de sensibilidade para um mesmo circuito e barramentos diferentes é dado por:

$$\beta_{k\ m\ / \ j}^s - \beta_{k\ m\ / \ i}^s = \beta_{k\ m\ / \ j}^r + \beta_{k\ m\ / \ r}^s - \beta_{k\ m\ / \ i}^r - \beta_{k\ m\ / \ r}^s = \beta_{k\ m\ / \ j}^r - \beta_{k\ m\ / \ i}^r$$

ou seja:

$$\beta_{k\ m\ / \ j}^s - \beta_{k\ m\ / \ i}^s = \beta_{k\ m\ / \ j}^r - \beta_{k\ m\ / \ i}^r$$

ao se mudar o barramento de referência a diferença relativa entre os fatores de sensibilidade para um mesmo circuito permanece constante.

(Fls. 31 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Anexo 3 – Custos de Reposição

Definição dos custos de reposição padronizados para linhas de transmissão, transformadores e subestações:

- Para as linhas de transmissão, adotou-se um custo único, em R\$/Km, em cada nível de tensão. O valor escolhido foi o do condutor mais utilizado.
- Para o custo de reposição dos vãos de linhas e transformadores, adotou-se como padrão, em cada nível de tensão, a configuração de barramentos mais freqüente.
- Os custos de reposição de transformadores foram determinados, dentro de cada classe de transformação, através de valores médios, em R\$/MVA.

Os valores utilizados encontram-se apresentados nas tabelas de 1 a 6 a seguir:

Custos de Reposição das Linhas de Transmissão	
Nível de Tensão (kV)	Custo adotado (R\$ × 1000 / km)
765	429,68
500	314,51
440	294,45
345	202,35
230	125,31
Tabela 1	

Custos de Reposição de Vãos de Linhas e Transformadores		
Nível de Tensão (kV)	Configuração de Barramentos mais Freqüente	Custo adotado (R\$ × 1000)
765	DJM	5064,22
500	DJM	3751,45
440	DJM	3751,45

(Fls. 32 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

345	BD	2668,94
230	BD	1739,69
Tabela 2		

Bancos de Autotransformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
765	500	10,93
765	345	15,20
550	440	10,92
525	345	13,43
525	138	30,88
500	345	12,47
500	230	19,87
500	138	19,88
500	69	36,18
440	345	8,90
440	230	14,18
440	138	36,93
345	300	9,66
345	230	12,19
345	138	24,98
230	161	13,42
230	138	19,33
Tabela 3		

(Fls. 33 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Autotransformadores trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
500	345	10,37
500	230	14,37
345	230	11,37
345	138	17,12
300	138	29,30
230	138	15,22
230	88	13,57
230	34	29,07
Tabela 4		

Bancos de Transformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
500	138	30,65
440	230	29,30
440	138	30,64
440	88	23,15

(Fls. 34 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Bancos de Transformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
440	16	16,34
345	138	26,96
345	10,5	20,98
230	138	17,10
230	88	27,58
230	69	26,87
230	13	15,56
Tabela 5		

Transformadores Trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
500	345	19,02
500	138	21,42
345	34,5	21,02
345	20	16,06
345	13,8	21,68
230	138	20,41
230	115	36,19
230	88	27,19
230	69	25,57
230	34	43,00
230	20	21,50

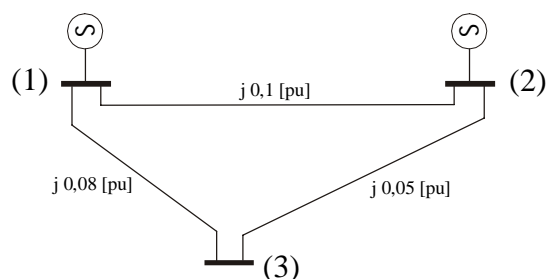
(Fls. 35 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Transformadores Trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio (R\$ × 1000) / MVA
230	13,8	26,81
230	13	20,47
230	11	23,39
225	138	24,56
Tabela 6		

(Fls. 36 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Anexo 4 – Exemplo numérico de aplicação da metodologia

Seja o pequeno Sistema Elétrico de Potência apresentado na figura abaixo, onde as resistências dos ramos foram desprezadas para os propósitos deste exercício e dentro das premissas adotadas.



Tem-se as seguintes matrizes:

matriz de admitâncias primitivas [b]:

$$[b] = \begin{bmatrix} -j 10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j 12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j 20.0 \end{bmatrix}$$

matriz de incidência [A]:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{bmatrix}$$

$$[A]^T = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

matriz de admitância nodal [B] (utilizada na solução do fluxo de potência linear):

(Fls. 37 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$[B] = \begin{bmatrix} -j22.5 & j10.0 & j12.5 \\ j10.0 & -j30.0 & j20.0 \\ j12.5 & j20.0 & -j32.5 \end{bmatrix}$$

Pode-se observar que:

$$[B] = [A] \times [b] \times [A]^T$$

Dáí:

$$[B] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -j10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j20.00 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

Resultando em:

$$[B] = \begin{bmatrix} -j22.5 & j10.0 & j12.5 \\ j10.0 & -j30.0 & j20.0 \\ j12.5 & j20.0 & -j32.5 \end{bmatrix}$$

como esperado.

Tem-se ainda que:

$$[\beta] = [b] \times [A]^T \times [B]^{-1}$$

Logo:

$$[\beta] = \begin{bmatrix} -j10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j20.00 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -j22.5 & j10.0 & j12.5 \\ j10.0 & -j30.0 & j20.0 \\ j12.5 & j20.0 & -j32.5 \end{bmatrix}^{-1}$$

como a matriz [B] é singular não se consegue inverter a mesma, não sendo possível obter a matriz de sensibilidade $[\beta]$

Será necessário adotar um barramento do sistema como referência:

(Fls. 38 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Adotando o barramento (1), a coluna correspondente ao mesmo da matriz $[A]^T$ e a linha e a coluna correspondentes da matriz $[B]$ serão eliminados. Logo:

$$[\beta^1] = \begin{bmatrix} -j10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j20.00 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -j30.0 & j20.0 \\ j20.0 & -j32.5 \end{bmatrix}^{-1}$$

$$[\beta^1] = \begin{bmatrix} \beta_{12/2}^1 & \beta_{12/3}^1 \\ \beta_{13/2}^1 & \beta_{13/3}^1 \\ \beta_{23/2}^1 & \beta_{23/3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.56520 & -0.34780 \\ -0.43475 & -0.65213 \\ 0.43480 & -0.34780 \end{bmatrix}$$

Os fatores β com relação barramento (1), visto que o mesmo é de referência, são todos nulos. Estes valores podem ser acrescentados na matriz dos fatores, resultando:

$$[\beta^1] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^1 & \beta_{12/2}^1 & \beta_{12/3}^1 \\ \beta_{13/1}^1 & \beta_{13/2}^1 & \beta_{13/3}^1 \\ \beta_{23/1}^1 & \beta_{23/2}^1 & \beta_{23/3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00000 & -0.56520 & -0.34780 \\ 0.00000 & -0.43475 & -0.65213 \\ 0.00000 & 0.43480 & -0.34780 \end{bmatrix}$$

Adotando o barramento (2), a coluna correspondente ao mesmo da matriz $[A]^T$ e a linha e a coluna correspondentes da matriz $[B]$ serão eliminados. Logo:

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} -j10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j20.00 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -j22.5 & j12.5 \\ j12.5 & -j32.5 \end{bmatrix}^{-1}$$

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.21740 \\ 0.43475 & -0.21738 \\ -0.43480 & -0.78260 \end{bmatrix}$$

Da mesma maneira que no caso anterior, os fatores β com relação barramento (2) são todos nulos. Acrescentando-se estes valores na matriz dos fatores, tem-se:

(Fls. 39 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/2}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/2}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/2}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix}$$

Adotando o barramento (3), a coluna correspondente ao mesmo da matriz $[A]^T$ e a linha e a coluna correspondentes da matriz $[B]$ serão eliminados. Logo:

$$[\beta^3] = \begin{bmatrix} -j10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & -j12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & -j20.00 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -j22.5 & j10.0 \\ j10.0 & -j30.0 \end{bmatrix}^{-1}$$

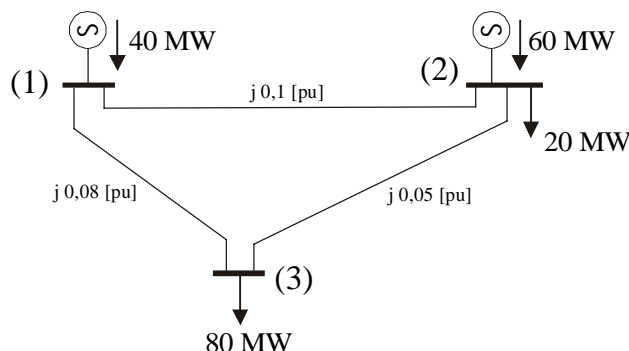
$$[\beta^3] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^3 & \beta_{12/2}^3 \\ \beta_{13/1}^3 & \beta_{13/2}^3 \\ \beta_{23/1}^3 & \beta_{23/2}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.34780 & -0.21740 \\ 0.65213 & 0.21738 \\ 0.34780 & 0.78260 \end{bmatrix}$$

Os fatores β com relação barramento (3) são todos nulos. Acrescentando-se estes valores na matriz dos fatores, tem-se:

$$[\beta^3] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^3 & \beta_{12/2}^3 & \beta_{12/3}^3 \\ \beta_{13/1}^3 & \beta_{13/2}^3 & \beta_{13/3}^3 \\ \beta_{23/1}^3 & \beta_{23/2}^3 & \beta_{23/3}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.34780 & -0.21740 & 0.00000 \\ 0.65213 & 0.21738 & 0.00000 \\ 0.34780 & 0.78260 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

Observa-se que as matrizes de sensibilidade resultaram diferentes ao se mudar o barramento de referência.

Suponha agora o sistema com os seguintes valores de geração e carga:



(Fls. 40 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Tem-se que:

$$[P] = - [B] x [\theta]$$

ou seja:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.4 \\ 0.4 \\ -0.8 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -22.5 & 10.0 & 12.5 \\ 10.0 & -30.0 & 20.0 \\ 12.5 & 20.0 & -32.5 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

Como a matriz [B] não admite inversa (matriz singular) será necessário adotar um barramento como referência.

Adotando o barramento (1) como barramento de referência, tem-se:

$$\theta_1 = 0.0$$

A linha e a coluna correspondente ao barramento (1) no sistema de equações acima será eliminado resultando em:

$$\begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.4 \\ -0.8 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -30.0 & 20.0 \\ 20.0 & -32.5 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

resolvendo:

$$\theta_2 = -0.0052 [rad]$$

$$\theta_3 = -0.0278 [rad]$$

Adotando o barramento (2), de maneira análoga chega-se a:

$$\theta_1 = 0.0052 [rad]$$

$$\theta_2 = 0.0$$

$$\theta_3 = -0.0226 [rad]$$

(Fls. 41 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Adotando o barramento (3), de maneira análoga chega-se a:

$$\theta_1 = 0.0278 \text{ [rad]}$$

$$\theta_2 = 0.0226 \text{ [rad]}$$

$$\theta_3 = 0.0$$

Obs: qualquer que seja a referência angular a diferença angular entre os barramentos se mantém.

O fluxo nos ramos é dado por::

$$P_{ij} = B_{ij} \theta_{ij}$$

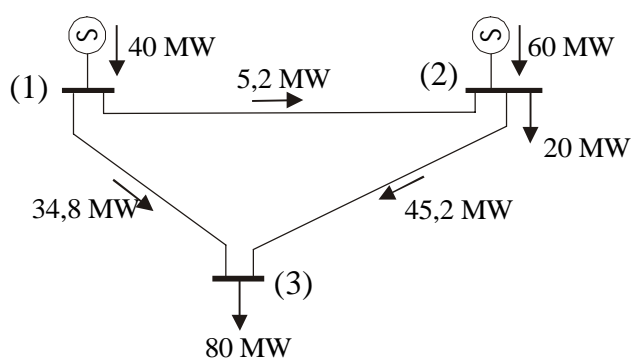
ou seja:

$$P_{12} = B_{12} \theta_{12} = 10.0 \times 0.0052 = 0.052 \text{ [pu]}$$

$$P_{13} = B_{13} \theta_{13} = 12.5 \times 0.0278 = 0.348 \text{ [pu]}$$

$$P_{23} = B_{23} \theta_{23} = 20.0 \times 0.0226 = 0.452 \text{ [pu]}$$

Resultando em:



Suponha agora que ocorra um acréscimo na geração do barramento (1) de 20 MW, sendo que o barramento de referência absorverá esta geração.

Caso o barramento de referência seja o barramento (1) não ocorrerá nenhuma alteração nos fluxos nos ramos visto que o próprio barramento que está sofrendo um acréscimo na geração está consumindo este acréscimo.

(Fls. 42 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Caso o barramento de referência seja o barramento (2) tem-se:

$$\begin{bmatrix} P_1^I \\ P_3^I \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0.4 + 0.2 \\ -0.8 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -22.5 & 12.5 \\ 12.5 & -32.5 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1^I \\ \theta_3^I \end{bmatrix}$$

ou seja:

$$\theta_1^I = 0.0165 \text{ [rad]}$$

$$\theta_2^I = 0.0$$

$$\theta_3^I = -0.0182 \text{ [rad]}$$

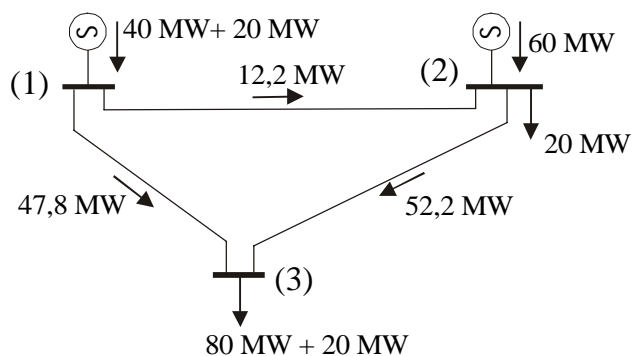
e:

$$P_{12}^I = B_{12} \theta_{12}^I = 10.0 \times 0.0165 = 0.165 \text{ [pu]}$$

$$P_{13}^I = B_{13} \theta_{13}^I = 12.5 \times 0.0435 = 0.435 \text{ [pu]}$$

$$P_{23}^I = B_{23} \theta_{23}^I = 20.0 \times 0.0182 = 0.365 \text{ [pu]}$$

resultando:



Caso o barramento de referência seja o barramento (3) tem-se:

(Fls. 43 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$\begin{bmatrix} P_1^2 \\ P_2^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.4 + 0.2 \\ 0.4 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -22.5 & 10.0 \\ 10.0 & -30.0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1^2 \\ \theta_2^2 \end{bmatrix}$$

ou seja:

$$\theta_1^2 = 0.0383 \text{ [rad]}$$

$$\theta_2^2 = 0.0261 \text{ [rad]}$$

$$\theta_3^2 = 0.0$$

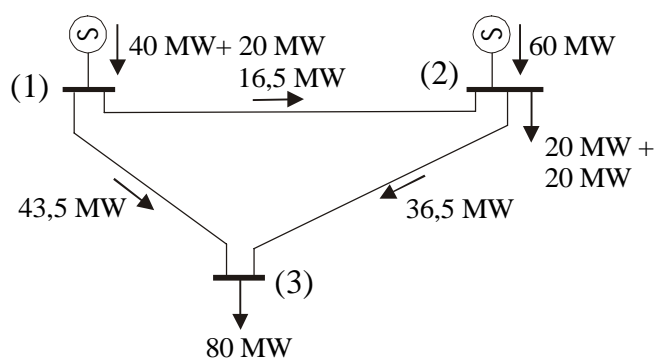
e:

$$P_{12}^2 = B_{12} \theta_{12}^2 = 10.0 \times 0.0122 = 0.122 \text{ [pu]}$$

$$P_{13}^2 = B_{13} \theta_{13}^2 = 12.5 \times 0.0383 = 0.478 \text{ [pu]}$$

$$P_{23}^2 = B_{23} \theta_{23}^2 = 20.0 \times 0.0261 = 0.522 \text{ [pu]}$$

resultando:



Com isto pode-se calcular os seguintes fatores de sensibilidade:

Para referência no barramento (1):

(Fls. 44 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$\beta_{12/1}^2 = \frac{\Delta P_{12}}{\Delta P_1} = \frac{P_{12}^I - P_{12}}{P_1^I - P_1} = \frac{16.5 - 5.2}{60 - 40} = 0.5650$$

$$\beta_{13/1}^2 = \frac{\Delta P_{13}}{\Delta P_1} = \frac{P_{13}^I - P_{13}}{P_1^I - P_1} = \frac{43.5 - 34.8}{60 - 40} = 0.4350$$

$$\beta_{23/1}^2 = \frac{\Delta P_{23}}{\Delta P_1} = \frac{P_{23}^I - P_{23}}{P_1^I - P_1} = \frac{36.5 - 45.2}{60 - 40} = -0.4350$$

Para referência no barramento (3):

$$\beta_{12/1}^3 = \frac{\Delta P_{12}}{\Delta P_1} = \frac{P_{12}^2 - P_{12}}{P_1^2 - P_1} = \frac{12.2 - 5.2}{60 - 40} = 0.3500$$

$$\beta_{13/1}^3 = \frac{\Delta P_{13}}{\Delta P_1} = \frac{P_{13}^2 - P_{13}}{P_1^2 - P_1} = \frac{47.8 - 34.8}{60 - 40} = 0.6500$$

$$\beta_{23/1}^3 = \frac{\Delta P_{23}}{\Delta P_1} = \frac{P_{23}^2 - P_{23}}{P_1^2 - P_1} = \frac{52.2 - 45.2}{60 - 40} = 0.3500$$

Valores estes já obtidos anteriormente.

Todos os cálculos anteriores podem ser feitos diretamente de posse dos coeficientes de sensibilidade:

$$[F_L] = [\beta] \times [P]$$

ou seja:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = [\beta] \times \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}$$

Adotando o barramento (2) como referência, tem-se:

(Fls. 45 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/2}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/2}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/2}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix}$$

daí:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/2}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/2}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/2}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}$$

Para a operação normal do sistema:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0.4 \\ 0.4 \\ -0.8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.052 \\ 0.348 \\ 0.452 \end{bmatrix} [pu]$$

Para um acréscimo na geração do barramento (1) sendo absorvido pelo barramento (2):

$$\begin{bmatrix} P_{12}^I \\ P_{13}^I \\ P_{23}^I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0.6 \\ 0.2 \\ -0.8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.165 \\ 0.435 \\ 0.365 \end{bmatrix} [pu]$$

Para um acréscimo na geração do barramento (1) sendo absorvido pelo barramento (3):

$$\begin{bmatrix} P_{12}^2 \\ P_{13}^2 \\ P_{23}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0.6 \\ 0.4 \\ -1.0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.122 \\ 0.478 \\ 0.522 \end{bmatrix} [pu]$$

(Fls. 46 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Finalmente utilizando a expressão:

$$[F_L] = [B^\Delta] \times [A]^T \times [\theta]$$

e lembrando que:

$$[B^\Delta] = -[b]$$

tem-se:

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 20.0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

qualquer que seja o barramento de referência. Por exemplo, para o barramento (1):

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 12.5 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 20.0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0.0 \\ -0.0052 \\ -0.0278 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.052 \\ 0.348 \\ 0.452 \end{bmatrix} [pu]$$

Sejam as seguintes matrizes de sensibilidade:

Com referência no barramento (2):

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/2}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/2}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/2}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix}$$

Com referência no barramento (3):

$$[\beta^3] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^3 & \beta_{12/2}^3 & \beta_{12/3}^3 \\ \beta_{13/1}^3 & \beta_{13/2}^3 & \beta_{13/3}^3 \\ \beta_{23/1}^3 & \beta_{23/2}^3 & \beta_{23/3}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.34780 & -0.21740 & 0.00000 \\ 0.65213 & 0.21738 & 0.00000 \\ 0.34780 & 0.78260 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

(Fls. 47 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

Ao se mudar o barramento de referência, os fatores de sensibilidade se alteram. O valor relativo entre eles resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1}^{2-3} \\ \Delta \beta_{13/1}^{2-3} \\ \Delta \beta_{23/1}^{2-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 - \beta_{12/1}^3 \\ \beta_{13/1}^2 - \beta_{13/1}^3 \\ \beta_{23/1}^2 - \beta_{23/1}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 - 0.34780 \\ 0.43475 - 0.65213 \\ -0.43480 - 0.34780 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.21740 \\ -0.21738 \\ -0.78260 \end{bmatrix}$$

Observe que:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1}^{2-3} \\ \Delta \beta_{13/1}^{2-3} \\ \Delta \beta_{23/1}^{2-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \beta_{12/2}^3 \\ \beta_{13/2}^3 \\ \beta_{23/2}^3 \end{bmatrix}$$

o que era esperado e muito fácil de ser demonstrado.

Finalmente, sejam as matrizes de sensibilidade:

Com referência no barramento (1):

$$[\beta^1] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^1 & \beta_{12/2}^1 & \beta_{12/3}^1 \\ \beta_{13/1}^1 & \beta_{13/2}^1 & \beta_{13/3}^1 \\ \beta_{23/1}^1 & \beta_{23/2}^1 & \beta_{23/3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00000 & -0.56520 & -0.34780 \\ 0.00000 & -0.43475 & -0.65213 \\ 0.00000 & 0.43480 & -0.34780 \end{bmatrix}$$

A diferença entre os fatores de sensibilidade para o mesmo ramo e para a barramentos diferentes resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^1 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^1 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^1 - \beta_{12/2}^1 \\ \beta_{13/1}^1 - \beta_{13/2}^1 \\ \beta_{23/1}^1 - \beta_{23/2}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00000 + 0.56520 \\ 0.00000 + 0.43475 \\ 0.00000 - 0.43480 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 \\ 0.43475 \\ -0.43480 \end{bmatrix}$$

(Fls. 48 da Nota Técnica N.º 001/1999-SRT/ANEEL, de 23/Outubro/1999)

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^1 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^1 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/2}^1 - \beta_{12/3}^1 \\ \beta_{13/2}^1 - \beta_{13/3}^1 \\ \beta_{23/2}^1 - \beta_{23/3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.56520 + 0.34780 \\ -0.43475 + 0.65213 \\ 0.43480 + 0.34780 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.21740 \\ 0.21738 \\ 0.78260 \end{bmatrix}$$

Com referência no barramento (2):

$$[\beta^2] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 & \beta_{12/2}^2 & \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/1}^2 & \beta_{13/2}^2 & \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/1}^2 & \beta_{23/2}^2 & \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 & 0.00000 & 0.21740 \\ 0.43475 & 0.00000 & -0.21738 \\ -0.43480 & 0.00000 & -0.78260 \end{bmatrix}$$

A diferença entre os fatores de sensibilidade para o mesmo ramo e para barramentos diferentes resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^2 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^2 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^2 - \beta_{12/2}^2 \\ \beta_{13/1}^2 - \beta_{13/2}^2 \\ \beta_{23/1}^2 - \beta_{23/2}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 - 0.00000 \\ 0.43475 - 0.00000 \\ -0.43480 - 0.00000 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 \\ 0.43475 \\ -0.43480 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^2 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^2 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/2}^2 - \beta_{12/3}^2 \\ \beta_{13/2}^2 - \beta_{13/3}^2 \\ \beta_{23/2}^2 - \beta_{23/3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00000 - 0.21740 \\ 0.00000 + 0.21738 \\ 0.00000 + 0.78260 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.21740 \\ 0.21738 \\ 0.78260 \end{bmatrix}$$

Com referência no barramento (3):

$$[\beta^3] = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^3 & \beta_{12/2}^3 & \beta_{12/3}^3 \\ \beta_{13/1}^3 & \beta_{13/2}^3 & \beta_{13/3}^3 \\ \beta_{23/1}^3 & \beta_{23/2}^3 & \beta_{23/3}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.34780 & -0.21740 & 0.00000 \\ 0.65213 & 0.21738 & 0.00000 \\ 0.34780 & 0.78260 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

A diferença entre os fatores de sensibilidade para o mesmo ramo e para a barramentos diferentes resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^3 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^3 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/1}^3 - \beta_{12/2}^3 \\ \beta_{13/1}^3 - \beta_{13/2}^3 \\ \beta_{23/1}^3 - \beta_{23/2}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.34780 + 0.21740 \\ 0.65213 - 0.21738 \\ 0.34780 - 0.78260 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.56520 \\ 0.43475 \\ -0.43480 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^3 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^3 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \beta_{12/2}^3 - \beta_{12/3}^3 \\ \beta_{13/2}^3 - \beta_{13/3}^3 \\ \beta_{23/2}^3 - \beta_{23/3}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.21740 - 0.00000 \\ 0.21738 - 0.00000 \\ 0.78260 - 0.00000 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.21740 \\ 0.21738 \\ 0.78260 \end{bmatrix}$$

Pode-se observar que:

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^1 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^1 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^2 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^2 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/1-2}^3 \\ \Delta \beta_{13/1-2}^3 \\ \Delta \beta_{23/1-2}^3 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^1 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^1 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^2 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^2 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \beta_{12/2-3}^3 \\ \Delta \beta_{13/2-3}^3 \\ \Delta \beta_{23/2-3}^3 \end{bmatrix}$$

Como já demonstrado anteriormente.