



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

O VALOR DA CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO INTEGRADO TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO

**Jurema Ludwig *
Thiago Martins**

**Marcelo Henriques
Marcos Vinícius Farinha**

**Reinaldo D. Ruaro
Rodrigo Moraes**

EPE

RGE

RESUMO

O planejamento integrado Transmissão/Distribuição, no novo contexto do setor elétrico, com legislação e contratos independentes, impõe ao planejamento da transmissão atenção especial a fronteira desses dois sistemas.

Existe, nessa fronteira, uma diversidade de obrigações e de critérios, uma vez que a Distribuidora deve participar do planejamento setorial cumprindo as recomendações técnicas para o atendimento ao seu mercado com níveis de qualidade e continuidade, e a Transmissora segue um plano de expansão definido e ofertado através de leilões de transmissão que tem o critério “N-1” como premissa básica.

A diversidade impacta a escolha da melhor alternativa de expansão dos sistemas Transmissão/Distribuição quando da observância dos critérios descritos no documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” dado que pelo critério econômico apenas as alternativas tecnicamente equivalentes deverão ser comparadas.

Este trabalho vem, então, discutir a inclusão de outro critério, a saber, o Valor da Confiabilidade e a análise da qualidade das alternativas com a consideração do Índice de Severidade (IS) na análise da escolha da melhor alternativa de expansão.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Transmissão, Confiabilidade

1.0 - INTRODUÇÃO

A diversidade de obrigações e de critérios entre estes dois segmentos Transmissão e Distribuição está bem caracterizada nos respectivos contratos de concessão e na legislação pertinente.

O Contrato de Concessão das Concessionárias de Transmissão e Distribuição determina:

CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA TRANSMISSORA

...

Primeira Subcláusula - Na prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, a TRANSMISSORA observará os PROCEDIMENTOS DE REDE, bem como as Cláusulas estabelecidas no CUST e no CCT, celebrados com os USUÁRIOS, e no CPST celebrado com o ONS, contendo as condições técnicas e comerciais para disponibilização das suas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO para a operação interligada.

CLÁUSULA QUINTA - ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

...

I. fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pelo PODER CONCEDENTE, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas;

...

XI. participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do sistema elétrico nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes;

XIII. integrar órgãos setoriais de operação e planejamento, acatando suas resoluções gerais;

Essa diversidade impacta a definição de alternativas de expansão dos sistemas de Transmissão/Distribuição, dado que a empresa Distribuidora pode não observar o critério usual de planejamento - "N-1", obrigatório para a empresa Transmissora, mas, em contrapartida, monitora os índices de qualidade e continuidade (DEC/FEC e DIC/FIC) no atendimento à sua área de concessão.

Impacta, ainda, as análises econômicas de alternativas, porque consta do documento "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", de dezembro de 2002, as seguintes assertivas:

"É através da análise do desempenho elétrico do sistema que várias alternativas de expansão são comparadas tecnicamente.

...

Uma vez estabelecido que as várias expansões são tecnicamente equivalentes, um dos fatores a ser levado em consideração para a tomada de decisões é a vantagem econômica de uma alternativa em relação às demais (análise de mínimo custo)."

Dessa forma, a utilização do critério de menor custo global com a consideração dos custos de equipamentos e perdas entre as alternativas de expansão da transmissão que não apresentam desempenho elétrico equivalentes fere o compromisso ótimo entre o investimento e a expectativa de benefícios auferidos pela sociedade, podendo comprometer a escolha da melhor alternativa de expansão.

A inclusão dos benefícios advindos da implantação de cada uma das alternativas, como o custo da energia não suprida - EENS na análise econômica tradicional, pode contornar essa dificuldade de modo a agregar qualidade e confiabilidade nessa escolha.

Esta análise vai além de um simples fluxo de potência, pois caso a alternativa em foco apresente violações operativas em contingência, um algoritmo de otimização, cuja função objetivo é o mínimo corte de carga, é acionado determinando, em última análise, o montante do corte de carga necessário para trazer aquele estado a níveis operativos condizentes com o limite de todos os equipamentos do sistema.

Cabe lembrar, ainda, que as simulações são realizadas em um sistema que não atende o critério de planejamento - "N-1" e que pode apresentar problemas de carregamento e tensão quando em situações de emergência. Dessa forma, o algoritmo busca eliminar as violações operativas, de carregamento e tensão, atingindo um novo ponto de operação, respeitando as restrições impostas e variando os controles disponíveis, com o menor corte de carga.

Como a valoração da EENS é um dado polêmico, pode-se agregar na análise da escolha da melhor alternativa de expansão a qualidade das soluções com análise do índice de Severidade (IS) de cada uma delas.

2.0 - ÍNDICE DE SEVERIDADE

O Índice de Severidade - IS exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada se toda a carga do sistema fosse afetada.

A severidade é um índice normalizado e, portanto, um indicador relativo que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos que já dispõem de uma escala internacional de valoração classificatória, mostrada na Tabela 1.

Tabela 1 Classificação do Risco pela Severidade

Classificação	Severidade S (Sistema Minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limitrofe	Condição Operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério Impacto Para alguns agentes consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Sério Impacto Para muitos agentes consumidores

3.0 - ESTUDO DE CASO

3.1 Critérios e Procedimentos

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – CCPE/CTET – outubro/2002” ressaltando, ainda:

- dados estocásticos: A base de dados BDConf, disponibilizada pelo ONS, possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médios de reparo de componentes (linhas, transformadores e geradores) do SIN.

Tabela 2 Dados Estocásticos

Tensão (kV)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio de Reparo(h)	Taxa de Falha (oc/ano)	Tempo Médio de Reparo(h)
34	3,1049	1,0142	0,2494	0,7835
34,5	3,1049	1,0142	0,2494	0,7835
69	3,1049	1,0142	0,2494	0,7835
88	0,0399	1,0144	0,3606	26,2651
115	0,0399	1,0144	0,6142	8,4360
138	0,0399	1,0144	0,6142	8,4360
161	0,0399	1,0144	0,6142	8,4360
230	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
289	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
345	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
440	0,0144	3,3770	0,5000	12,7187
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
525	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
750	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958
765	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958

- custos dos investimentos com base no documento: “ELETROBRAS – Referência de Custo de LT e SE de AT e EAT – Dezembro de 04”;
- custo das perdas de 138 R\$/MWh calculado com base no custo marginal de expansão da geração definido com base no último leilão de energia de 2008;

- atendimento ao critério “N-1” para elementos da rede básica e transformadores de fronteira e “N” para elementos de distribuição;
- utilização do conceito de “energia não suprida” para comparar alternativas com diferentes desempenhos técnicos;

3.2 Atendimento à Região Sudeste do Pará, Nordeste do Mato Grosso e Centro-Oeste do Tocantins

O objetivo deste estudo foi a expansão do sistema de 138 kV e a integração da localidade de Santana do Araguaia (PA) ao SIN através de um plano de obras técnico e economicamente factível, que garanta o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para essas regiões.

Alternativas Analisadas

- Alternativa 1, respeitando o critério “N”: são propostas para 2010 as LTs 138kV: Miracema - Santana e Santana - Vila Rica, ambas com circuito simples e cabos 2 x 477 MCM.
- Alternativa 2, respeitando o critério “N-1”: são propostas para 2010 as LTs 230kV: Lajeado - Santana e Santana - Vila Rica, ambas com circuito duplo e cabos 1 x 477 MCM.

Análise Econômica Tradicional

Tabela 3 Análise Econômica Tradicional

Custos Totais: Equipamentos + Perdas				
Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	%	Ordem
1	CS - 138kV	127.319,00	100%	1º
2	CD - 230kV	213.180,00	167%	2º

Pelos resultados obtidos, descritos na tabela 3, pode-se verificar que a alternativa 1 apresenta uma maior atratividade destacando-se como a alternativa mais vantajosa a ser implantada.

Análise Econômica Adicional - I

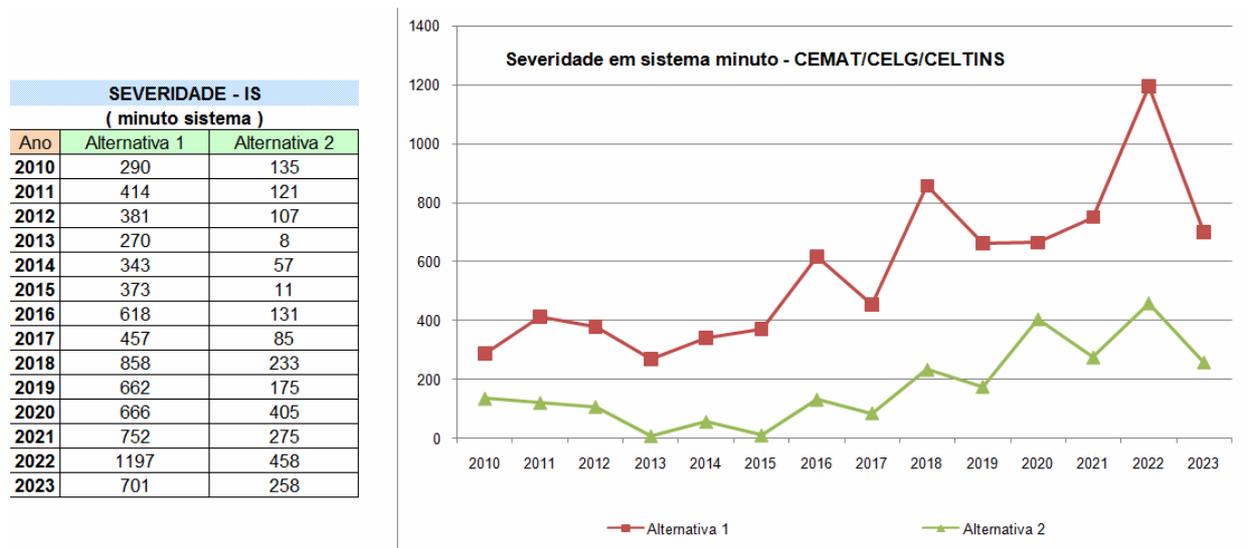
Tabela 4 Análise Econômica com EENS

Custo Diferencial EENS				Custos Totais: Equipamentos + Perdas + EENS				
Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	Ordem	Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	%	Ordem
1	CS - 138kV	11.349,00	2º	1	CS - 138kV	138.668,00	100%	1º
2	CD - 230kV	-	1º	2	CD - 230kV	213.180,00	154%	2º

A inclusão do critério “custo da energia não suprida” na comparação econômica, tabela 4, não alterou o mérito das alternativas, ou seja, a alternativa 1 continua sendo a mais vantajosa a ser implantada.

Análise Econômica Adicional – II

Figura 1 Severidade - sistema minuto



A alternativa 2, apesar de apresentar o grau de severidade 3, figura 1, tem um comportamento melhor do que o da alternativa 1. Observa-se que esse sistema sofre influência do intercâmbio praticado na interligação Sudeste-Norte sendo o cenário seco na região Norte, casos dos anos pares, o mais drástico.

Conclusão: Nesse caso, como os valores obtidos na análise econômica tradicional, investimento+perdas, apresentam uma grande diferença percentual (167%), a inclusão do custo da EENS apenas diminui um pouco essa diferença (154%). Assim, o Índice de Severidade de alternativas com grandes diferenças no custo global não acrescenta muito à análise.

3.3 Atendimento Elétrico à Região Serrana - Gramado e Vacaria no Estado do Rio Grande do Sul

O objetivo deste estudo foi a identificação, análise e recomendação dos reforços no sistema elétrico da região com ênfase na confiabilidade de atendimento às localidades de Gramado, Canela, Nova Petrópolis e Vacaria.

Alternativas Analisadas

Foram analisadas 6 alternativas para este atendimento:

- Alternativa 1, respeitando o critério “N”: são propostas as LTs L.Grande-Gramado 138kV, e as LTs em 69 kV Gramado-Canela, Gramado-N.Petrópolis, Vacaria-L.Grande e L.Grande-Jaquirana.
- Alternativa 2, respeitando o critério “N”: são propostas as LTs em 69kV N.Petrópolis2-N.Petrópolis, N.Petrópolis2-Gramado, Gramado-Canela, Vacaria-L.Grande e L.Grande-Jaquirana.
- Alternativa 3, respeitando o critério “N”: são propostas as LTs em 69 kV Caxias6-Gramado, Gramado-Canela, Gramado-N.Petrópolis, Vacaria-L.Grande e L.Grande-Jaquirana.
- Alternativa 4, respeitando o critério “N”: são propostas as LTs Taquara-Gramado 138kV, e as LTs em 69 kV Gramado-Canela, Gramado-N.Petrópolis, Vacaria-L.Grande e L.Grande-Jaquirana.

- Alternativa 5, respeitando o critério “N”: são propostas as LTs Vacaria-Gramado 138kV, Taquara-Gramado 138kV, e as LTs em 69 kV Gramado-Canela, Gramado-N.Petrópolis e Gramado-Jaquirana.
- Alternativa 6, respeitando o critério “N”: são propostos o seccionamento na LT Caxias6-Taquara 230kV, e as LTs em 69kV Gramado-Canela, Gramado-N.Petrópolis, Vacaria-L.Grande e L.Grande-Jaquirana.

Análise Econômica Tradicional

Tabela 5 Análise Econômica Tradicional

Custos Totais - Equipamentos + Perdas				
Horizonte 2020				
Alternativa	Descrição	Custos	(%)	Ordem
1	L.GRANDE - GRAMADO 138 KV	66.777,57	2,4%	4º
2	SE N.PETRÓPOLIS 2 230/69 KV	65.214,45	0,0%	2º
3	LT'S CAXIAS 6 69 KV	65.326,80	0,2%	3º
4	TAQUARA - GRAMADO 138 KV	66.895,05	2,6%	5º
5	TAQ-GRM 138 KV SEM LGR	71.498,72	9,7%	6º
6	SE GRAMADO 230/69/13 KV	65.197,52	0,0%	1º

A partir dos resultados obtidos, descritos na tabela 5, pode-se verificar que as alternativas 2, 3 e 6 estão empatadas, dificultando a escolha da mais atrativa econômica e tecnicamente.

Análise Econômica Adicional I

Tabelas 6 Análise Econômica com EENS

Custo Diferencial EENS				
Alternativa	Descrição	Custos	Diferencial	Ordem
1	L.GRANDE - GRAMADO 138 KV	164.051,96	4.353,76	5º
2	SE N.PETRÓPOLIS 2 230/69 KV	163.742,80	4.044,60	3º
3	LT'S CAXIAS 6 69 KV	159.698,20	-	1º
4	TAQUARA - GRAMADO 138 KV	163.485,56	3.787,36	2º
5	TAQ-GRM 138 KV SEM LGR	178.088,07	18.389,87	6º
6	SE GRAMADO 230/69/13 KV	163.900,43	4.202,23	4º

Custos Totais - Equipamentos + Perdas + EENS

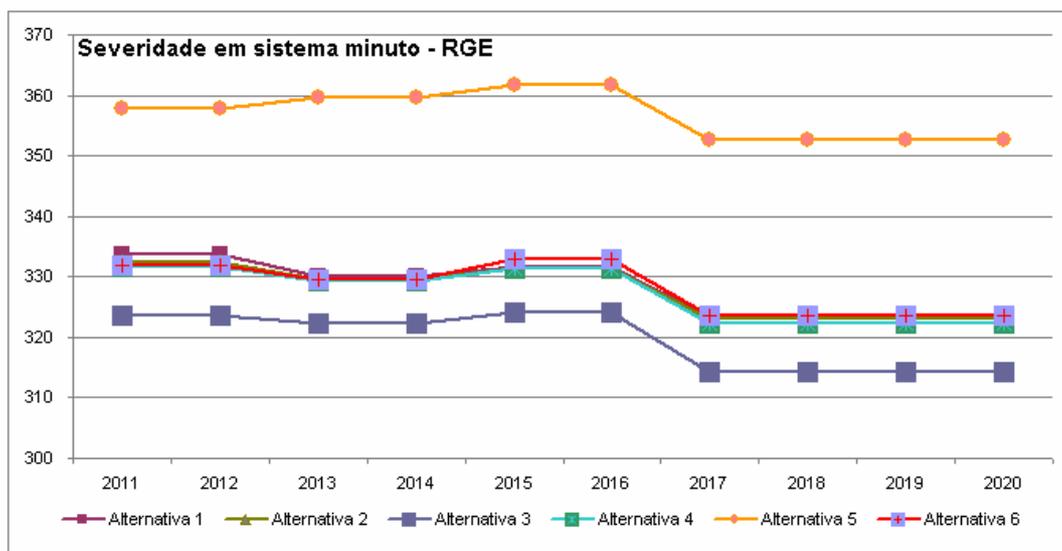
Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	L.GRANDE - GRAMADO 138 KV	71.131,34	8,9%	5º
2	SE N.PETRÓPOLIS 2 230/69 KV	69.259,05	6,0%	2º
3	LT'S CAXIAS 6 69 KV	65.326,80	0,0%	1º
4	TAQUARA - GRAMADO 138 KV	70.682,41	8,2%	4º
5	TAQ-GRM 138 KV SEM LGR	89.888,59	37,6%	6º
6	SE GRAMADO 230/69/13 KV	69.399,75	6,2%	3º

Com a inclusão do critério “custo da energia não suprida” na comparação econômica, tabelas 6, verifica-se que as alternativas 2 e 6 se distanciam da alternativa 3, demonstrando que esta é a alternativa escolhida.

Análise Econômica Adicional – II

Figura 1 Severidade - sistema minuto

SEVERIDADE - IS (minuto sistema)						
Ano	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6
2011	334	332	324	332	358	332
2012	334	332	324	332	358	332
2013	330	330	322	329	360	329
2014	330	330	322	329	360	329
2015	332	331	324	331	362	333
2016	332	331	324	331	362	333
2017	323	323	314	322	353	323
2018	323	323	314	322	353	323
2019	323	323	314	322	353	323
2020	323	323	314	322	353	323



A alternativa 3, apesar de apresentar o grau de severidade 3, tem um comportamento melhor do que o das demais alternativas.

Conclusão: Nesse caso, como os valores obtidos na análise econômica tradicional, investimento+perdas, mostram as alternativas 2, 3 e 6 com custos globais próximos, a inclusão do custo da EENS torna-se importante, levando ao descarte das alternativas 2 e 6, o que poderia ser obtido pela simples observação do Índice de Severidade das alternativas, confirmando a escolha da alternativa 3.

4.0 - CONCLUSÃO

O planejamento integrado Transmissão/Distribuição, no novo contexto do setor elétrico, em função do arcabouço legal, que traz uma diversidade de obrigações e critérios entre esses segmentos, exige que as análises de planejamento sejam mais cuidadosas, principalmente na fronteira destes dois sistemas.

Essa diversidade impacta a escolha da melhor alternativa de expansão dos sistemas Transmissão/Distribuição, pois a observância dos critérios econômicos do documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” exige que as alternativas a comparar sejam tecnicamente equivalentes, o que não ocorre com o planejamento integrado Transmissão/Distribuição.

De modo a contornar essa dificuldade, torna-se necessária a inclusão de um outro critério, a ser aplicado após a análise econômica tradicional, sendo aqui utilizado o Índice de Severidade, de modo agregar o conceito *qualidade* na escolha da alternativa.

Os resultados evidenciam que a confiabilidade pode ser decisiva na análise econômica de alternativas que não são tecnicamente equivalentes, principalmente quando as alternativas estão empatadas economicamente. Frequentemente, nessas condições a escolha é feita com base em aspectos técnicos subjetivos, sem a observância da *qualidade* do sistema proposto no que se refere à continuidade do atendimento.

Este trabalho vem, então, mostrar a utilização desses critérios na escolha da melhor alternativa de expansão dos sistemas Transmissão/Distribuição, contribuindo para que o planejamento possa, através das técnicas de confiabilidade, agregar valor às suas análises.

5.0 - REFERÊNCIAS

[1] “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” - CTET/CCPE – 2002;

[2] “Referência de Custos de LT’s e SE’s de AT e EAT da ELETROBRÁS”, Dezembro de 04;

[3] “Atendimento à Região Sudeste do Pará, Nordeste do Mato Grosso e Centro-Oeste do Tocantins” -EPE/GET-N-R1- versão preliminar – Setembro de 2008.; e

[4] “Atendimento à Região Serrana – Gramado e Vacaria do Estado do Rio Grande do Sul” -EPE/GET-S-R1- versão preliminar – Fevereiro de 2009.