



**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

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**AValiação DO SISTEMA DE 88 KV DA REGIÃO PRESIDENTE PRUDENTE,
ASSIS E SALTO GRANDE, SOB A INFLUÊNCIA DAS USINAS DE BIOMASSA**

**Marcos Affonso dos Santos (*)
CTEEP**

**Danilo Eiji Ito
REDE ENERGIA**

**Edson Yoshida
Duke Energy**

RESUMO

A partir de um perfil baixo de tensão no sistema de 88 kV da CTEEP e sobrecargas em linhas de transmissão e transformações 230-88 kV, supridoras deste sistema. Situação que mereceu especial atenção devido à influência da presença e características operativas das usinas à biomassa, impactando nos sistemas de transmissão como geradores e consumidores de expressivas potências no período de safra e no período de entressafra, respectivamente.

PALAVRAS-CHAVE

Período de Safra e Entressafra, Usinas à Biomassa, Expansão do Sistema de Transmissão, Sobrecargas, Grupo de Estudos da Transmissão - GET.

1.0 - INTRODUÇÃO

Decorrentes dos problemas detectados no sistema de transmissão de 88 kV da CTEEP. Ampliações e previsão de novos acessos foram determinantes a criação de um grupo de estudo para avaliar e propor reforços para esta região de modo a se fazer frente à presença destes novos agentes do setor elétrico que operam e impactam nos sistemas existentes ora como geradores no período de safra e no período de entressafra como consumidores. Estes valores são expressivos nesta região do estado de São Paulo, Figura 1. Sob o ponto de vista sistêmico, este trabalho mostra as dificuldades encontradas pelas empresas, transmissora e distribuidora locais, de modo a permitir e viabilizar estes acessos de usinas à biomassa localizadas em regiões onde os sistemas de transmissão existentes nem sempre estão preparados para acomodar estas solicitações. Suas potências envolvidas, o que passa a exigir que ampliações sejam implementadas. Foi possível avaliar e quantificar os custos das ampliações do sistema de transmissão de 88 kV da CTEEP, sendo um caso exemplo para ser comparado com os demais acessos em outras regiões elétricas do estado de São Paulo, bem como no SIN.

2.0 - PREMISSAS E CRITÉRIOS ADOTADOS

Este estudo foi realizado com base em critérios de planejamento consolidados e cujas atribuições foram incorporadas em 2005 pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

2.1 - Mercado, casos utilizados, horizonte de estudo e sazonalidade da geração

Foram utilizados os casos base da EPE, correspondente ao ciclo decenal de planejamento 2008-2017, considerando-se os anos 2009 (diagnóstico), 2010, 2011, 2012, 2013 e, como ano horizonte do estudo, 2017. Sendo, a este, implementato as Centrais Geradoras de Biomassa – Bagaço de Cana, conectadas ou em estágio avançado do processo de solicitação de acesso, ao sistema de transmissão pertencente às DIT's - Demais Instalações de Transmissão no estado de São Paulo, dando origem ao Caso Solicita – Solicitação de Acesso das Usinas de Biomassa de São Paulo. Os patamares de carga analisados foram os regimes de carga pesada, média e leve, incorporando-se também as sazonalidades referentes aos períodos de Safra e Entressafra da produção de cana-de-açúcar, correspondentes aos períodos de abril a novembro e dezembro a março, respectivamente. Com relação ao cenário energético nacional, uma avaliação comparativa entre os períodos de “safra da cana-de-açúcar x hidráulicidade das bacias da região Sudeste”, distribuídos ao longo do ano, nas bacias desta região, estão apresentados a seguir na Figura 1. Destacando-se as vazões anuais mínima, média e máxima.

Embora para a região Sudeste observe-se um período da safra da cana-de-açúcar coincidente com o período de baixa hidráulicidade dos rios desta região, conforme abaixo ilustrado, é importante observar que o regime hidrológico do Rio Paranapanema é também influenciado pela região Sul, significando probabilidade de ocorrência de elevados despachos das usinas hidráulicas inclusive no período seco da região Sudeste

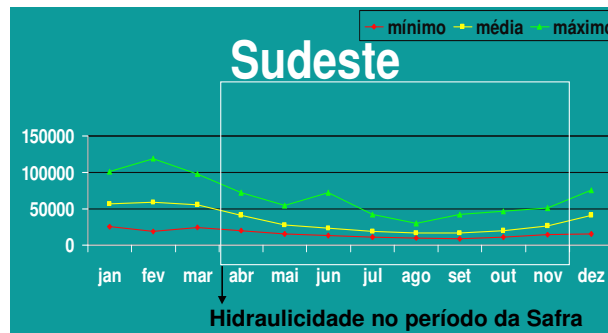


Figura 1 – Hidráulicidade Sudeste x Safra cana-de-açúcar

2.2 - Despacho e Intercâmbio Energético

Considerando-se a configuração radial da maioria das instalações de alta tensão das distribuidoras na região em estudo, não foram efetuadas alterações tanto nos ajustes de geração das usinas conectadas à Rede Básica como nos intercâmbios regionais já definidos nos casos originais da EPE. Os quais foram mantidos no Caso Solicita, com a presença das Usinas de Biomassa, conforme apresentado na Tabela 1. Portanto o estudo deverá contemplar os despachos presentes no caso base com despacho de 100% do montante de exportação das UTE's e a sensibilidade aos despachos das UHE's locais, conforme apresentado na Tabela 2, conectadas ao sistema de 88 kV, a 90% de sua capacidade instalada.

Foram utilizadas as seguintes simbologias para definição dos despachos/cargas das usinas biomassa e hidráulicas, em operação simultânea, neste estudo:

Caso Base: UTE's 100% despacho e UHE's despacho definido no Plano Decenal (PD).

Geração Máxima (GMAX): UTE's 100 % e UHE's 90%.

Entressafra (ESAF): UTE's sem despacho operando como cargas e UHE's despacho definido no PD.

As usinas à biomassa presentes nesta análise, bem como seus valores de potência gerada no Período de Safra e os montantes de carga no Período de Entressafra, estão apresentados na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Despachos e Cargas das usinas biomassa

Despacho e demandas das usinas térmicas						
Usinas Térmicas	Concessão	Geradores	Capacidade Instalada (MVA)	Safra	Entressafra	
				Geração	Consumidor	
				Montante de Exportação (MW)	Demanda Ponta (MW)	Demanda fora de Ponta (MW)
Maracá	REDE-EDEVP	13,75+18,75+31,25MVA	63,75	29,50	6,50	6,50
Cocal	REDE-EDEVP	31,25MVA	31,25	17,50	0,00	0,00
Canaã	REDE-EDEVP	37,5MVA	37,50	25,00	2,00	2,50
Água Bonita	REDE-EDEVP	6,25+15MVA	21,25	13,00	1,20	1,00
Nova América	REDE-EDEVP	7,5+20,625MVA	28,13	10,50	6,30	6,30
Quatá	REDE-EDEVP	2X37,5MVA	75,00	20,00	8,00	8,00
São Luiz	CPFL-SANTA CRUZ		20,00	6,00	1,00	1,00
			276,88	121,50	25,00	25,30

Tabela 2 – Usinas Hidroelétricas na região do estudo

USINAS		MW/Máq.	Nº Máq.	Máximo (MW)	Despacho 90% (MW)
UHE's	Canoas-I	27,5	3	81,0	72,9
	Canoas-II	24,0	3	72,0	64,8
	Salto Grande	3x17,6+21,0	4	73,8	66,4
	Ourinhos	14,7	3	44,1	39,7

Na Figura 2, apresentada a seguir, são destacadas as áreas onde estão sendo implantadas novas Usinas à Biomassa denominadas de áreas de “expansão”, bem como a área onde está uma grande concentração de usinas sendo ampliadas, repotenciadas sendo denominadas de áreas de “retrofit”.

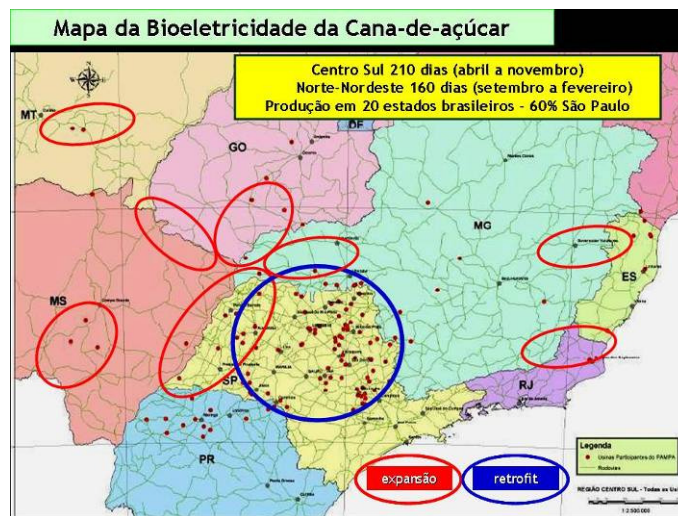


Figura 2 – Região de alta produção de cana-de-açúcar em São Paulo

A produção de energia elétrica a partir das usinas à biomassa, no estado de São Paulo, segundo a produção de cana-de-açúcar no período 2007 – 2008 estão apresentadas na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Produção no estado de São Paulo 2007 e 2008

Produção	Quantidade
Cana-de-açúcar no Estado de São Paulo (ton)	296.313.957
Bagaço de cana-de-açúcar no estado de São Paulo (ton)	74.078.489
Potencial de Energia Elétrica com a queima do Bagaço de cana-de-açúcar no Estado de São Paulo (MWh)	6.341.119

1 tonelada de cana-de-açúcar = 250 kg de bagaço.

1 tonelada de bagaço de cana-de-açúcar gera 85,6 kWh com caldeira em pressão de 65 bar

3.0 - AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE 88 KV

Com base nos casos de referência, ou seja, a condição original do Caso Solicita com a presença das usinas de Biomassa do estado de São Paulo no Caso do PD ciclo 2008 – 2017 foram observadas várias situações críticas, tanto para condições de baixo perfil de tensão, verificadas como também carregamentos inadmissíveis, acima dos limites para condições de emergências. Sendo assim, foi possível registrar todas as situações críticas verificadas no Caso Base, na Entressafra assim como na Geração Máxima, nos períodos de Carga Pesada, Média e Leve.

Nas simulações de fluxo de potência, para os casos de ENTRESSAFRA e GERAÇÃO MÁXIMA, foram sinalizados principalmente problemas de subtensão e sobrecargas em LT's e TR's, respectivamente. A principal característica dos problemas encontrados na operação do sistema de 88 kV é o apontamento de sobrecarga nas transformações de fronteira com a Rede Básica, na safra da cana de açúcar, conseqüência da elevada concentração de geração conectada no 88 kV levando o sistema de 88 kV a exportar para o 230 kV o excedente de geração da região. Em contrapartida, no período de entressafra, verifica-se a necessidade de reforçar outros pontos do sistema de 88 kV, tanto em linhas de transmissão como em subestações, com a finalidade de manter o atendimento ao sistema quando atendendo exclusivamente a carga da região. Atualmente estas condições de sobrecargas específicas para cada período são contornadas através de configurações de radialização da LT Presidente Prudente – Assis 88 kV diferenciadas para o período de safra e de entressafra, levando a necessidade de manobras periódicas do sistema para a adequação das configurações.

4.0 - ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO

A questão básica para a avaliação de alternativas de expansão do sistema elétrico da região de Presidente Prudente à Botucatu consiste em definir um conjunto de obras que permitam que a geração conectada ao sistema de 88 kV, à biomassa e hidrelétrica, possam ser despachadas de forma plena dentro de suas características sazonais, e em conjunto, definir obras que atendam as cargas conectadas ao sistema de 88 kV, inclusive as cargas das Usinas de Cana-de-açúcar no período de entressafra.

As alternativas avaliadas consistiam entre reforçar o sistema atual de 88 kV, o que significava em ampliar transformações em subestações existentes e reconduzir ou recapacitar linhas existentes, ou implantar um novo ponto de fonte em tensão superior ao 88 kV, seja ela em 138 kV ou 230 kV. Disponíveis para a região, de forma a permitir o escoamento da geração por este novo ponto na safra e o suporte de tensão na entressafra. Foram criadas e avaliadas tecnicamente um total de 15 Alternativas, como propostas de reforços para o sistema de 88 kV suprido pelas SE's Presidente Prudente, Assis, Salto Grande, Chavantes e Botucatu. Dentre as alternativas foram avaliados diversos pontos para a conexão de uma nova transformação 138-88 kV ou 230-88 kV com o objetivo de determinar o ponto ótimo para a implantação desta nova subestação em seccionamento da LT 88 kV Presidente Prudente - Assis. Desta forma foram descartadas tecnicamente 3 Alternativas, como sendo variações de nova fonte via SE Presidente Prudente e 3 Alternativas, como sendo variações de nova fonte via SE Assis. No entanto, permaneceram 9 Alternativas para serem avaliadas economicamente, conforme apresentado os respectivos custos na Tabela 4.

4.1 - Análise técnico-econômica das alternativas de expansão

Tabela 4 – Investimento + Perdas (até 2017) das 9 Alternativas

Alternativas	VP (2009) Investimento (Mil R\$)	VP(2009) Diferencial de Perdas 2009-2017 (Mil R\$)	VP(2009) Custo Total 2009-2017 (Mil R\$)	% Investimento 2009-2017	% Custo Total 2009-2017
1	131.815,38	9.159,69	140.975,07	110,63%	112,14%
2d	139.842,02	15.076,61	154.918,62	117,37%	123,23%
2e	150.331,51	6.078,62	156.410,14	126,17%	124,41%
3d	119.147,45	6.570,15	125.717,60	100,00%	100,00%
4	146.334,15	0,00	146.334,15	122,82%	116,40%
4a	134.192,94	8.213,13	142.406,07	112,63%	113,27%
4b	129.293,80	12.238,49	141.532,29	108,52%	112,58%
5	184.145,41	6.153,65	190.299,06	154,55%	151,37%
5a	123.042,19	6.915,53	129.957,72	103,27%	103,37%

	Valor acima de 10% em relação ao referência
	Valor entre 0 e 10% em relação ao referência
	Valor Referência

A partir da análise anterior, foram selecionadas as de menor custo global dentro de sua “família”, ou seja, na família da Alternativa 2 a de menor custo global é a Alternativa 2d e assim sucessivamente até se conseguir selecionar as Alternativas 1, 2d, 3d, 4b e 5a eliminando as Alternativas 2e, 4, 4a e 5. Com base nesta informação, as alternativas pré-selecionadas serão comparadas economicamente entre si novamente para a escolha da Alternativa que será recomendada pelo estudo.

Descrição sucinta das Alternativas finais selecionadas.

Alt.-1: Reconstrução/Recapacitação da LT 88 kV P.Prudente-Assis, capacitor e repotenciação TR's.

Alt.-2d: SE Nova Paraguaçu Pta. (138-88 kV, 75 MVA) alimentada por P.Prudente, capacitor e repotenciação TR's.

Alt.-3d: SE Nova Paraguaçu Paulista (138-88 kV, 75 MVA) alimentada por Assis, capacitor e repotenciação TR's.

Alt.-4b: LT 138 kV P.Prudente-Assis cargas do 88 kV para o 138 kV, TR 230-138 kV, 2x150 MVA na SE Assis.

Alt.-5a: SE Nova Paraguaçu Paulista (230-88 kV, 75 MVA) alimentada por Assis, capacitor e repotenciação TR's.

A Tabela 5 e a Figura 3 a seguir, apresentam a síntese desta nova comparação.

Tabela 5 – Investimento + Perdas (até 2017) Seleccionadas

Alternativas	VP (2009) Investimento (Mil R\$)	VP(2009) Diferencial de Perdas 2009-2017 (Mil R\$)	VP(2009) Custo Total 2009-2017 (Mil R\$)	% Investimento 2009-2017	% Custo Total 2009-2017
1	131.815,38	2.589,54	134.404,92	110,63%	112,81%
2d	139.842,02	8.506,46	148.348,47	117,37%	124,51%
3d	119.147,45	0,00	119.147,45	100,00%	100,00%
4b	129.293,80	5.668,34	134.962,14	108,52%	113,27%
5a	123.042,19	345,38	123.387,57	103,27%	103,56%

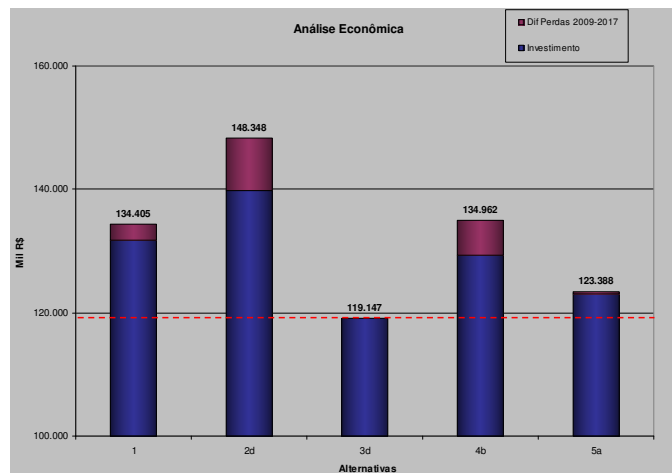


Figura 3 – Investimento + Perdas (até 2017) Seleccionadas

Podemos concluir, segundo os resultados obtidos de desempenho das Alternativas de menor custo global, que as Alternativas 3d e 5a, foram capazes de atender as necessidades do sistema, considerando a diferença percentual de 3,5% no custo total das alternativas como sendo um empate econômico. Caberia, então, decidir qual Alternativa seria recomendada pelo Grupo de Estudos da Transmissão do Estado de São Paulo – GET-SP.

4.2 – Análise do desempenho técnico das Alternativas 3d e 5a

Foi implementada uma análise de desempenho do perfil de tensão resultante para as SE's ao longo da LT 88 kV Presidente Prudente – Assis, nos anos 2012 e 2017, para as Alternativas 3d e 5a que ficaram, segundo a análise econômica, com uma diferença inferior a 5%, e estão apresentadas nas Figuras 4 e 5, respectivamente.

A variação do perfil de tensão resultante para estas Alternativas, nas SE's ao longo da LT 88 kV Presidente Prudente – Assis estão apresentados para os anos 2012 e 2017 respectivamente nas Figuras 6 e 7.

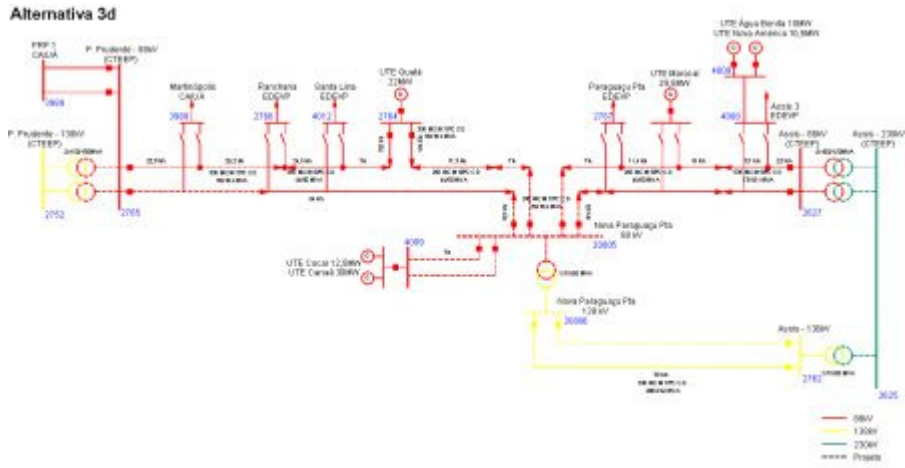


Figura 4 – Diagrama da Alternativa 3d

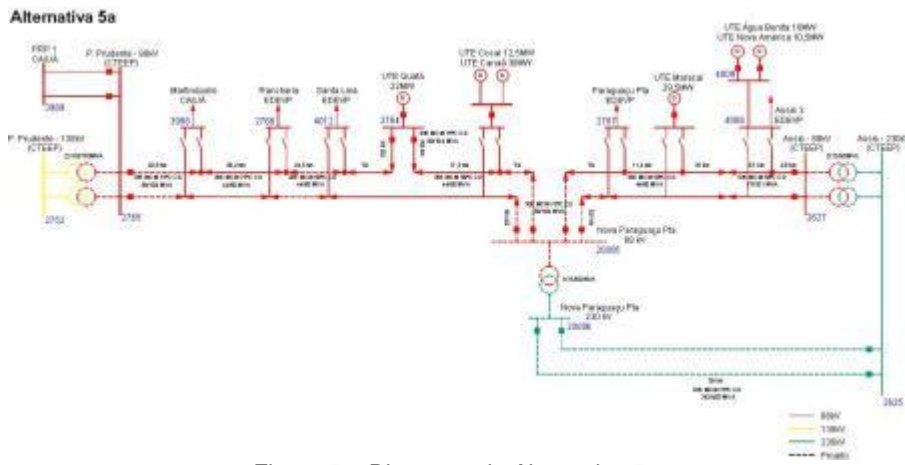


Figura 5 – Diagrama da Alternativa 5a

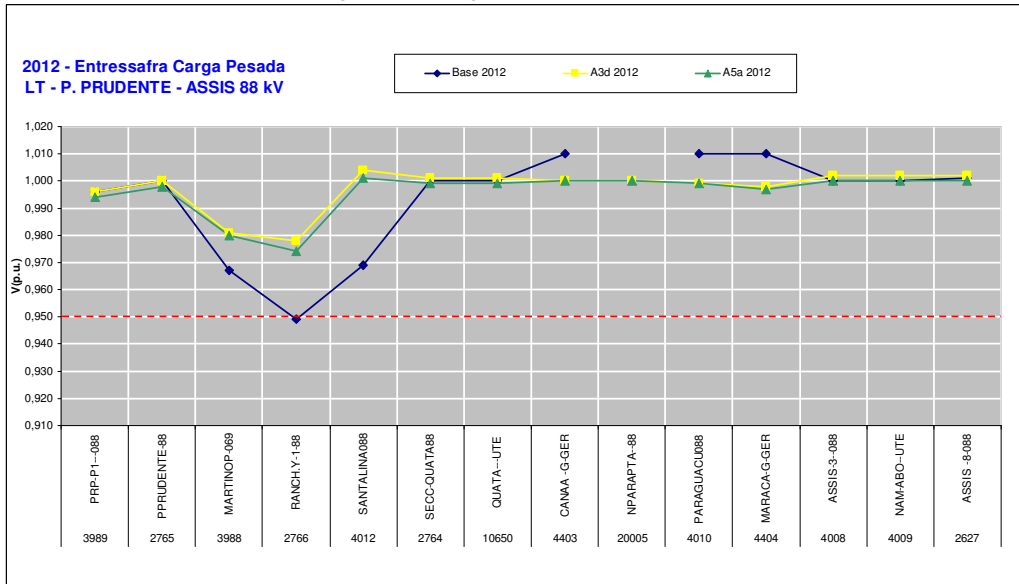


Figura 6 – 2012 Perfil de tensão (Base – Alt.3d – Alt. 5a)

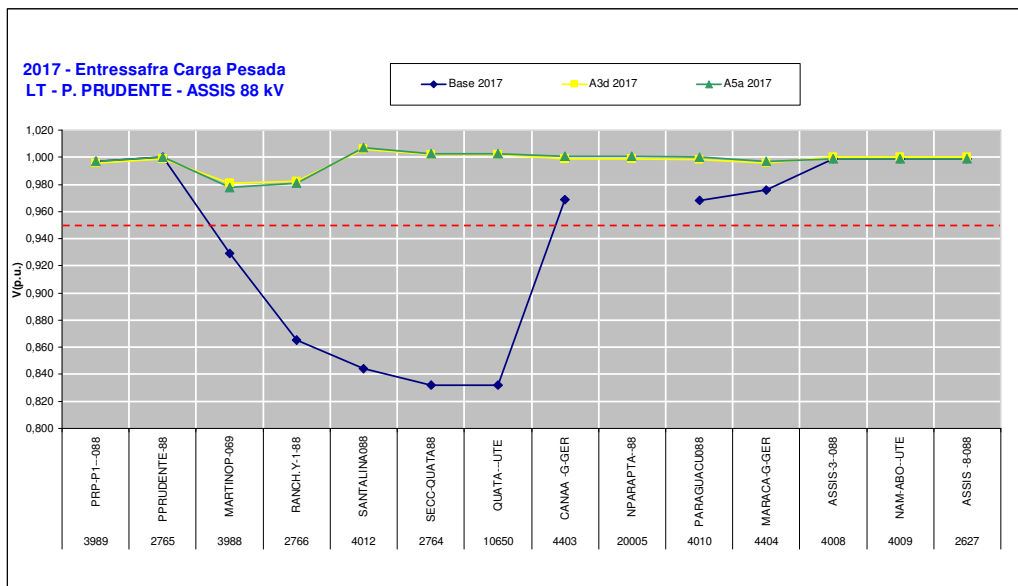


Figura 7 – 2017 Perfil de tensão (Base – Alt.3d – Alt.5a)

Observa-se que o perfil de tensão resultante são semelhantes e satisfatórias, obtidos com as Alternativas 3d e 5a, mantendo a aplicabilidade técnica de ambas.

4.3 – A questão estratégica das Alternativas

Frente ao empate técnico-econômico das Alternativas 3d e 5a, foram discutidos dentro do grupo de estudos as questões estratégicas contidas em cada alternativa. De um lado a Alternativa 5a, que trazia uma nova fonte em 230 kV para a região, robusta e estratégica de longo prazo, que porém não seria atrativa para novas conexões de centrais geradoras à biomassa; do outro, a Alternativa 3d, trazia um sistema de 138 kV, permitindo a conexão de novos acessantes na tensão de 138 kV e sinalizaria aos conectados ao sistema de 88 kV a possibilidade de migrar para a tensão de 138 kV, possibilitando uma substituição gradativa do sistema de 88 kV para a tensão padronizada de 138 kV.

5.0 - CONCLUSÃO

A expansão do parque de geração à biomassa a bagaço de cana-de-açúcar vem demonstrando que o sistema de transmissão não está preparado para absorver esta geração em sua totalidade. Em alguns casos, a conexão pode gerar necessidade de expansão da transmissão por questões de despacho destas centrais geradoras, em outros, a expansão parte do impacto do acréscimo de carga da região devido à operação como carga na entressafra da cana. No caso mais extremo a necessidade de expansão do sistema de transmissão parte de ambos os períodos de operação.

Visando atender os critérios de planejamento, compatibilizando a operação do sistema tanto no período de safra da cana-de-açúcar (período com geração a biomassa) quanto no período de entressafra (período de fornecimento de energia para as usinas de cana-de-açúcar). Com base nos resultados apresentados, dentre as alternativas analisadas, concluímos que, pelo critério do menor custo global e agregando definições estratégicas, a alternativa a ser adotada no plano de expansão do sistema interligado nacional. Para a região do sistema de 88 kV da região de Presidente Prudente – Assis – Salto Grande – Chavantes – Botucatu deve ser uma nova fonte alimentada pela SE Assis, com a implantação de uma subestação 138-88 kV seccionando da LT 88 kV Presidente Prudente – Assis.

Com base nas conclusões apresentadas, custos envolvidos e perdas associadas, recomendou-se a implantação da SE Nova Paraguaçu Paulista 138-88 kV, 75 MVA, alimentada pela SE Assis com a instalação da transformação 230-138 kV, 75 MVA, para expansão para o atendimento ao sistema de 88 kV da CTEEP. Tanto para receber a energia das usinas de biomassa, conectadas neste sistema no período de safra, bem como fornecer energia no período de entressafra, no qual estas usinas possuem comportamento de cargas..

Apesar do empate técnico-econômico entre alternativas, optou-se pelo sistema que possibilitasse a migração gradativa das cargas para o sistema de 88 kV para a tensão padronizada de 138 kV e fosse atrativo para novos acessantes de geração de biomassa.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Avaliação do sistema de 88 kV da Região Presidente Prudente, Assis e Salto Grande, sob a influência das usinas de biomassa, RT/EPE/GET-SP/004/2008, Dezembro 2008 – Ver. 02.
- (2) Plano Decenal de Expansão de Energia. Estudos de Expansão da Transmissão. PDE 2008/2017. Região Sudeste. EPE-DEE-RE 2007-r3.
- (3) UNICA – União da Indústria de Cana-de açúcar (BIOELETRICIDADE – Energia Disponível e Renovável com Oferta Assegurada e Sustentada. São Paulo – SP, 19/10/2007).
- (4) Referências de Custos, LTs e SEs de AT e EAT. Junho / 2004. Revisão: Dezembro / 2004. Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras SA.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Eng. Marcos Affonso dos Santos

Nascido no Rio de Janeiro, RJ em 14 de fevereiro de 1959

Especialização (1989) em Sistema Elétrico de Potência na EFEI e Graduado (1983) em Engenharia Elétrica, modalidade Eletrotécnica na Universidade Mackenzie

Empresa: CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, desde 1984.

Atua no Departamento de Planejamento da Expansão - EP.

e-mail: maasantos@ctEEP.com.br

Eng. Danilo Eiji Ito

Nascido em Bragança Paulista, SP, em 20 de setembro de 1973

MBA (2009) em Finanças Corporativas: EESP/FGV-SP e Graduado (1998) em Engenharia Elétrica, EFEI

Empresa: REDE ENERGIA, desde 1998.

Engenheiro de planejamento do sistema elétrico da Superintendência de Planejamento Corporativo.

e-mail: danilo.ito@redenergia.com

Eng. Edson Yoshida

Nascido em Tupã, SP em 12 de fevereiro de 1966.

Mestrado (1993) na área de Sistemas de Potência e Graduado (1989) em Engenharia Elétrica, modalidade Eletrotécnica (Universidade de São Paulo).

Empresa: Duke Energy Int., Geração Paranapanema, desde 1994.

Área de atuação: estudos elétricos.

e-mail: eyoshida@duke-energy.com

8.0 - RELAÇÃO COMPLETA DOS PARTICIPANTES DO GRUPO DE TRABALHO DO GET-SP

Marcos Affonso dos Santos – CTEEP

Waldecy de Macedo – CTEEP

Rômulo Braga Broetto – CTEEP

Danilo Eiji Ito – REDE ENERGIA

Rafael Belinato – REDE ENERGIA

Vinicius Crema – ELEKTRO

Adriano Merguizo – CPFL

Edson Yoshida – DUKE ENERGY