



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

CB/GDS/10

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - 10

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

RESULTADOS DE ESTUDOS TÉCNICOS PARA A INSERÇÃO DE UMA LINHA DE 1.000 kV NA REDE TRONCO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

**J.A. Jardini (*), G.Y. Saiki
P.O. Silveira, R.L. Vasquez-Arnez
M.T. Bassini, F.R.V.A. Pedroso
ITAAE/FDTE**

**G.L.C. Nicola, M.C. Araujo
P.O.F. Borin, J.F. Jesus, E.H. Rose,
V.G. Machado, C. Machado Jr.
ELETROBRAS-ELETRONORTE**

**J.F. Graham
W. Yuanhang, L. Guijun
STATE GRID BRAZIL HOLDING**

RESUMO

Na região que compreende os estados do Ceará, Bahia e Minas Gerais existe um grande potencial de geração eólica e fotovoltaica (mais de 20 GW), valor acima da carga da região até 2.025. Esta energia pode ser direcionada para o Sudeste através de um sistema de transmissão de 1.000 kV com linha de capacidade nominal de 4 a 5 GW. Estudos de sistema e de engenharia foram realizados nos moldes da EPE para a definição básica do sistema. Neste artigo são apresentados os resultados de estudos de sobretensão e impacto na coordenação de isolamento do referido sistema (1.000 kV c.a.).

PALAVRAS-CHAVE

Análise de sobretensões, Coordenação de isolamento, Energização de linha, Extinção de arco, Rejeição de carga.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem como base uma rede em malha na tensão de 500 kV. Uma linha de 500 kV é econômica para transmissão de 1 a 1,5 GW, assim, se for necessário escoar 10 GW seriam necessárias cerca de sete linhas.

Uma linha de 1.000 kV c.a. é mais econômica que linhas de outra tensão para transmissão de 4 a 6 GW; portanto, duas linhas seriam suficientes para o escoamento da potência citada [1].

Na região Nordeste existe bastantes linhas de 500kV com compensação série e a simples inserção de uma linha de 1.000 kV não conseguiria desviar para si a potência desejada; portanto, é necessário instalar a referida compensação (ou outro controle de potência) na linha.

Assim foi concebido um sistema inicial com três trechos de 440 km com 50% de compensação série entre Milagres-Ourolândia-Igaporã-Pirapora que escoaria um aumento de geração renovável de 5 GW. Para este comprimento de linha, e visando evitar sobretensões sustentadas elevadas (<1,2 pu), propõe-se a instalação de reatores em paralelo de 85% de carga capacitiva nas linhas nos terminais das seções.

Foi também verificado o impacto quando da possível instalação do quarto trecho (Pirapora-Neves) e um segundo circuito Milagres-Neves com a adição de mais 5 GW de geração renovável.

Os estudos de sobretensão incluíram: sobretensões a frequência industrial; sobretensões de manobra; descargas atmosféricas e seus resultados (para o sistema inicial apenas) mesmos que serão reportados neste artigo.

(* R. Cap. Otavio Machado, n° 525 – CEP 04718-000, São Paulo, SP – Brasil
Tel/Fax: (+55 11) 2528-3662 – Email: jardini@fdte.org.br

2.0 - ANÁLISE DE SOBRETENSÕES

2.1 Sobretensões a Frequência Industrial

A linha de 1.000 kV está inserida no meio do sistema de 500 kV onde chegarão as energias de fontes renováveis. Sobretensões de frequência industrial podem resultar devido a: abertura de um terminal de linha; energização e religamento de uma linha com um terminal aberto. O sistema pode ser considerado como aterrado, devido a presença de autotransformadores de três enrolamentos com conexão YYD.

Os estudos das sobretensões sustentadas foram realizados com programa de fluxo de carga e de transitórios eletromagnéticos e o maior valor encontrado foi de 1,12 pu (1 pu sendo 1.000 kV rms fase-fase).

2.2 Sobretensões de Manobra

Foram realizados estudos para o primeiro estágio do sistema (Figura 1) [2-6], sendo estes:

- Energização de linhas.
- Religamento de linhas.
- Ocorrência de curto.
- Rejeição de carga (abertura de um terminal de linha).
- Extinção de arco secundário.
- Energização de transformadores.
- TRV de disjuntores.

Na Figura 1 está sendo apresentado o esquema da linha e de uma das secções.

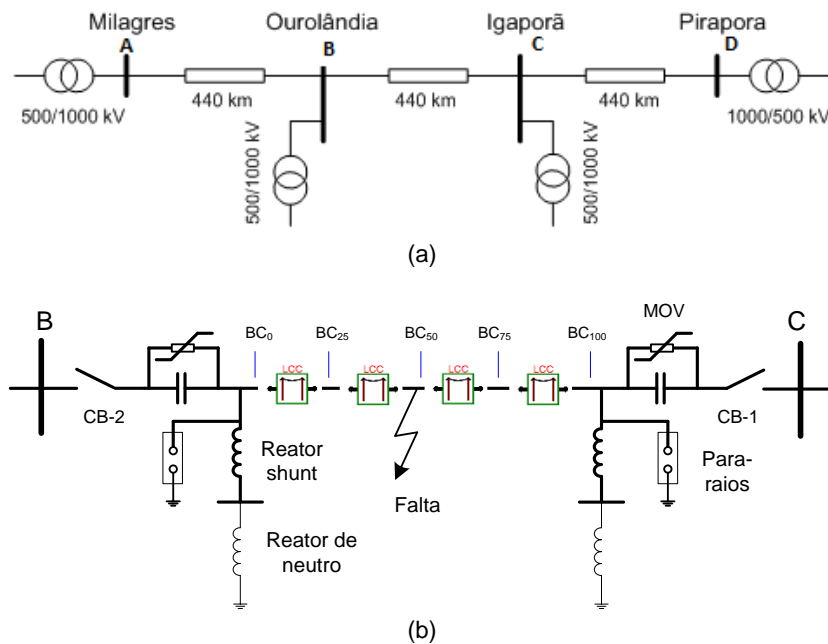


FIGURA 1 – (a) Linha UAT de 1.000 kV, (b) Detalhe do trecho B-C da linha UAT.

Para o cálculo das sobretensões de manobra foram utilizados os programas EMT (transitórios eletromagnéticos) PSCAD, EMTP, ATP). Além da linha 1.000 kV foram representadas também as linhas de 500 kV até as barras vizinhas e mais uma além.

2.2.1. Energização de Linhas

Foram calculadas as sobretensões de energização (fase-terra e fase-fase; seis valores) de cada trecho de linha. A energização foi feita para cada um dos lados do trecho. Utilizou-se o procedimento estatístico (200 chaveamentos) variando o instante de fechamento do contato principal e secundário. As sobretensões foram medidas a 0%, 25%, 50%, 75% e 100% da linha (Figura 1b). Considerou-se o disjuntor provido de resistor de pré-inserção de 400 Ω , inserido por 8 ms e verificada a sensibilidade para outros valores de resistor. Os maiores valores foram obtidos para o trecho intermediário B-C energizado pelo lado B. Os valores estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Energização de linhas- caso mais crítico.

Local da Sobretensão	Fase – Terra e Fase Fase	Sobretensão Média (pu)	Desvio Padrão (pu)	Máxima Sobretensão (pu)
Início da LT	Fase A	1,3786	0,0393	1,4533
	Fase B	1,2857	0,0489	1,4273
	Fase C	1,2805	0,0415	1,3957
	Fase A – Fase B	2,3240	0,0744	2,5750
	Fase B – Fase C	2,1741	0,0850	2,4195
	Fase A – Fase C	2,3064	0,0827	2,5339
25 % da LT	Fase A	1,5001	0,0596	1,6550
	Fase B	1,4197	0,0794	1,6351
	Fase C	1,3813	0,0419	1,5358
	Fase A – Fase B	2,5850	0,0932	2,8542
	Fase B – Fase C	2,3433	0,1175	2,7067
	Fase A – Fase C	2,4858	0,0810	2,6875
Meio da LT	Fase A	1,5920	0,0808	1,7551
	Fase B	1,4947	0,1105	1,7891
	Fase C	1,4531	0,0452	1,6064
	Fase A – Fase B	2,7522	0,1244	2,9948
	Fase B – Fase C	2,4539	0,1409	2,9151
	Fase A – Fase C	2,6057	0,0732	2,8700
75 % da LT	Fase A	1,6316	0,0970	1,8305
	Fase B	1,5167	0,1276	1,8416
	Fase C	1,4872	0,0555	1,7042
	Fase A – Fase B	2,8334	0,1526	3,1747
	Fase B – Fase C	2,4782	0,1581	3,0326
	Fase A – Fase C	2,6579	0,0817	2,9276
Fim da LT	Fase A	1,6231	0,1069	1,8456
	Fase B	1,5070	0,1421	1,8579
	Fase C	1,4759	0,0581	1,7100
	Fase A – Fase B	2,8260	0,1667	3,2780
	Fase B – Fase C	2,4634	0,1719	3,1131
	Fase A – Fase C	2,6435	0,0976	2,9956

Algumas sensibilidades foram realizadas:

- Energização com capacitor serie inserido, e reator ligado lado linha ou lado barra do capacitor série.
- Redução da dispersão dos instantes de fechamento dos contatos (pouca melhoria) do disjuntor.
- Fechamento sincronizado (grande melhoria).
- Tempo de inserção de 8 ms para 16 ms (grande melhoria).

Optou-se por considerar o caso acima para coordenação de isolamento, lembrando que os valores para este caso ficam abaixo de 1,86 pu (fase-terra) e 3,30 pu (fase-fase sendo a base $1.000 \sqrt{2}/\sqrt{3}$) para ambos.

2.2.2. Religamento

Foram calculadas as sobretensões para religamento tripolar e monopolar considerando a carga residual (tensão) na linha após a extinção do arco secundário e abertura da linha sem o curto. Os valores do resistor de pré inserção e dispersão dos contatos foram os mesmos dos casos de energização de linhas.

As distribuições sobretensões fase-terra, e fase-fase não foram muito mais críticas do que aquelas de energização sendo, pois, estabelecido esta última para coordenação do isolamento.

No religamento da linha os capacitores séries ficaram inseridos sendo, entretanto, representado seu MOV (resistor não linear de proteção).

Os valores maiores obtidos foram:

- Religamento monopolar após defeito fase-terra 1,85 pu.
- Religamento tripolar (sem falta - maior carga residual) 1,81 pu fase-terra e 3,09 pu fase-fase.

2.2.3. Ocorrência de Curto

Foi simulado o curto fase-terra ao longo de todo o circuito ocorrendo em diferentes instantes (na onda de tensão).

O maior valor obtido foi de 1,53 pu no ponto central de todo o circuito para curto na mesma região. Nas subestações os valores foram inferiores a 1,15 pu

2.2.4. Eliminação de Curtos

- a) Foi simulada a abertura trifásica de disjuntor nos dois extremos da linha após defeito fase-terra em vários pontos de linha.
O maior valor obtido foi de 1,96 pu no trecho CD, no terminal D. O para-raios de linha de 828 kV (rms) não afeta o valor obtido pois este está perto de joelho da curva VxI (manobra).
A sequência de abertura dos polos não afeta o maior resultado.
- b) Para abertura monopolar os valores foram menores (1,35 pu) que para a abertura tripolar.

2.2.5. Rejeição de Carga

Neste caso, o estudo considerou o caso de abertura de um extremo da linha sendo verificadas as possibilidades em todos os trechos. O maior valor encontrado foi de 1,68 pu não sendo afetada pela presença do para-raios. Foi simulado também dois casos em sequência do caso citado, abertura devido a curto antes ou depois da abertura do disjuntor; o segundo mostrou-se o mais severo.

Neste caso a maior sobretensão foi de 2,27 pu, e o para-raios conduz corrente notável, mas a energia dissipada é baixa 120 kJ.

2.2.6. Extinção de Arco Secundário

Foram efetuados estudos de corrente de arco secundário (na falta) para abertura monopolar e tripolar da linha.

- a) No caso de abertura monopolar, após um transitório inicial, as fases fechadas induzem corrente na fase aberta mantendo assim uma corrente de arco (secundário).
Ao se instalar reator no neutro do reator de linha cria-se uma condição de quase ressonância paralela reduzindo assim a corrente de arco. O reator de neutro determinado para estas linhas foi de 250 Ω tendo sido verificado também o efeito de 200 Ω e 400 Ω .
O maior valor de corrente de arco foi de 70 A_{pico} ou 50 A (rms).
Admitiu-se a extinção do arco após um tempo maior que 0,5 s e o primeiro pico da tensão de restabelecimento (no ponto do arco) foi de 34 kV_{pico}.
A Tensão no neutro do reator de linha foi de 135 kV (rms).
Foi verificado que no caso de utilizar chave de aterramento rápido nas subestações a corrente de arco é praticamente eliminada (apenas 1,5 A_{pico}).
- b) No caso de abertura tripolar a corrente de arco é inferior a 22 A_{pico} , já a 0,29 s da abertura.

Nota: Foi verificado o efeito da posição do reator relativa ao capacitor série, ou seja, com o reator do lado da linha e do lado da barra. Com o reator no lado barra do capacitor série a corrente de arco é maior bem como a tensão de restabelecimento.

3.0 - COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

- a) Com relação a tensão operativa e sobretensão a frequência industrial admitiu-se que a linha poderá ter uma tensão de 1200 kV.
Para atender esta tensão numa área de poluição leve a distância de escoamento (*creepage distance*) da cadeia de isoladores deve ser de 16 mm/kV x 1200 kV=19.200 mm.
Para o projeto preliminar foi escolhido isolador de vidro sendo necessário 35 isoladores 360x205 mm, (de 400 kN cada) e o comprimento dos isoladores na cadeia seria de 7,175 m.
A distância em ar a ser preservada seria de 2,7 m, mesmo na condição de um vento com período de retorno de 50 anos (valor de 26,6 m/s) que com o condutor estudado, ACSR 795 MCM *Tern*, o ângulo de balanço seria de 55° (calculado de acordo com IEC 60826).
- b) Para o isolamento de linha, considerando sobretensão de manobra de energização, foi calculado por processo estatístico com a seguinte sequência:
 - Escolher uma suportabilidade média (50%) para isolação fase-terra e fase-fase (por exemplo CFO=2035 kV e 3575 kV respectivamente).
 - Para cada ponto da linha (0; 25; 50;75 e100% do comprimento) calcular o valor da média e desvio padrão em kV para os seis valores.
 - O risco de falha em uma fase é uma Gaussiana com média igual à diferença entre a média da sobretensão e a média de suportabilidade; e desvios padrão igual à raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios padrão da sobretensão e suportabilidade. O risco e a integral da função até zero. Isto é feito para os seis valores determinando os riscos de cada fase e fase-fase. Naquele ponto o risco é a soma dos três valores (fase-terra e fase-fase) de risco.

Tabela 2 – Risco a energização para os pontos 75 % e 100 %.

		Sobretensão(kV)		(m-CFO)	Desvio equiv.	Risco
		Media (m)	Desvio (s)			
75 %	Fase A	1332,2	79,2	-692,8	145	8,90E-07
	Fase B	1238,4	104,2	-786,6	160,1	4,44E-07
	Fase C	1214,3	45,3	-810,7	129,7	2,03E-10
	Fase A – B	2313,5	124,6	-1261,5	248,1	1,83E-07
	Fase B – C	2023,4	129,1	-1551,6	250,3	2,87E-10
	Fase A – C	2170,2	66,7	-1404,8	224,6	2,00E-10
100 %	Fase A	1325,3	87,3	-699,7	149,6	1,45E-06
	Fase B	1230,5	116	-794,5	168	1,13E-06
	Fase C	1205,1	47,4	-819,9	130,4	1,63E-10
	Fase A – B	2307,4	136,1	-1267,6	254	3,02E-07
	Fase B – C	2011,4	140,4	-1563,6	256,3	5,31E-10
	Fase A – C	2158,4	79,7	-1416,6	228,8	2,99E-10

- Este cálculo é repetido com a sobretensão nas 5 posições na linha de 0 a 100% e os valores são plotados no gráfico risco x distância (Figura 2).

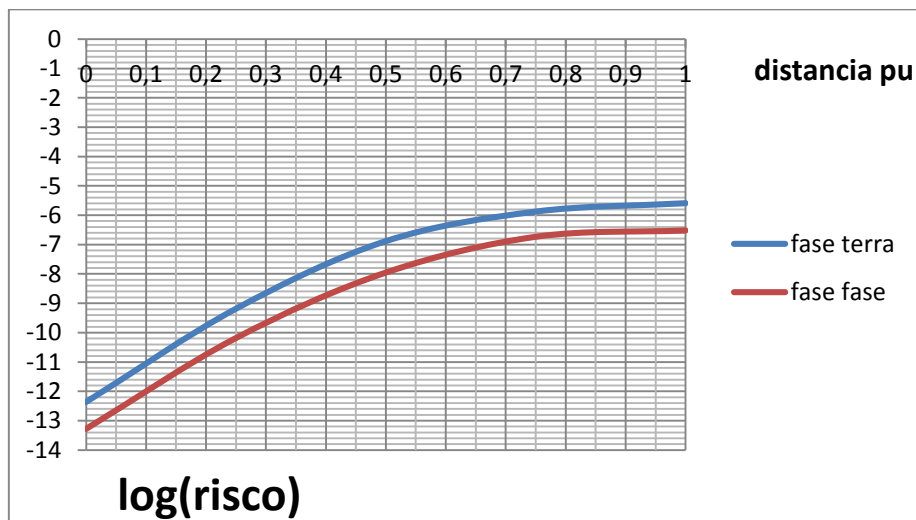


FIGURA 2 – Risco em cada ponto medido.

- O risco da falha de linha e a integral de curva em toda a distância (o cálculo pode ser feito, por exemplo, discretizando a curva em 13 pontos), conforme apresentado na Tabela 3.
- O risco total (energização) deve ser menor que 10^{-3} para isolamento fase-terra e 10^{-4} para fase-fase.
- Se não atender modificar os valores de isolamento e reiniciar o processo.

No presente caso os valores de risco foram atendidos para suportabilidade de 2025 kV (fase-terra) e 3575 kV (fase-fase). As distâncias em ar para isolamento a manobra resultaram nos valores da Tabela 4. Estes valores são usados para cálculos em distâncias em ar após serem corrigidos para uma condição atmosférica média.

- Cálculo semelhante deve ser feito para sobretensão de religamento sendo que agora os riscos aceitáveis são 10^{-2} e 10^{-3} para sobretensão fase-terra e fase-fase, respectivamente. Esta condição é menos crítica do que aquela do item anterior.
- Outras sobretensões de manobra.
Pode-se verificar o isolamento para as outras sobretensões de manobra citadas, porém os valores obtidos não governam o dimensionamento.

Tabela 3 – Risco total da linha.

Número de torres	Distância (pu)	Risco por torre F-T	Log (risco)	Risco por torre F-F	Log (risco)
90	1	2,58E-06	-5,59	3,03E-07	-6,51
90	0,9	2,00E-06	-5,7	2,51E-07	-6,6
45	0,8	1,59E-06	-5,8	2,51E-07	-6,6
45	0,75	1,34E-06	-5,87	1,84E-07	6,73
90	0,7	1,00E-06	-6	1,26E-07	-6,9
90	0,6	3,98E-07	-6,4	3,98E-08	-7,4
90	0,5	1,31E-07	-6,88	1,11E-08	-7,95
90	0,4	2,00E-08	-7,7	2,00E-09	-8,7
45	0,3	2,00E-09	-8,7	2,00E-10	-9,7
45	0,25	6,49E-10	-8,7	6,58E-11	-10,18
90	0,2	2,51E-10	-9,6	1,59E-11	-10,8
90	0,1	6,31E-12	-11,2	1,00E-12	-12
0	0	4,29E-13	-12,36	5,32E-14	-13,27
Total 900	-	6,83E-04	-	8,56E-05	-

Tabela 4 – Distância em ar para surto de manobra (m).

CFO (kV)	2025 kV	3575 kV
Condutor janela	8,6	-
Condutor torre	6,4	-
Condutor estai	6	-
Condutor solo sob objeto	11,3	-
Entre condutores no vão	-	18

- e) No que tange ao dimensionamento para descargas atmosféricas, foi determinado o valor de isolamento correspondente aos gaps e cadeias (4350 kV), e determinou-se a corrente de raio crítica (29 kA) e suas correspondentes distâncias de queda (*striking distance*). Os dois cabos para-raios foram alocados na torre, de forma a prover blindagem plena em terreno plano resultando no ângulo de proteção de $<27^\circ$ para as fases externas.
O desempenho para descargas na torre (*back flashover*) foi calculado com o programa Flash e resultou em 0,3 desligamentos per 100 km por ano.
- f) Coordenação de isolamento na subestação.
O isolamento dos equipamentos na subestação é definido pela tensão residual nos para-raios. Escolhendo uma corrente de coordenação de 2 kA e uma margem de 10% a 15% resulta que o nível básico de isolamento a manobra na subestação deve ser superior a 1.800 kV.
Efetuando coordenação análoga para onda semelhante à queda de raio de 40 kA, o isolamento para sobretensão atmosférica seria de 2.400 kV.

4.0 - CONCLUSÃO

Estudos de sobretensão demonstraram que a tecnologia e hipóteses adotadas para o projeto de linhas até 750 kV são adequados para linha de 1.000 kV.

O uso de resistor de pré-inserção de 400Ω por 8ms nos disjuntores levam a sobretensões de energização e religamento inferior a 2 pu.

É necessário reator de neutro de 250 Ω nos reatores de linha para obter extinção do arco secundário (defeito fase-terra).

A quantidade e tipo de isolador, e as distâncias em ar para linhas podem ser determinadas pela metodologia convencional.

O isolamento dos equipamentos de subestação resultou em valores dentro das normas IEC, utilizando para-raios de valor nominal inferior ao 828 kV.

Linha de 1.000 kV é praticamente imune a desligamentos devido a descargas atmosféricas (alto nível de isolamento). Não se observou requisito especial de energia para os para-raios de 828 kV (tensão nominal).

5.0 - AGRADECIMENTOS

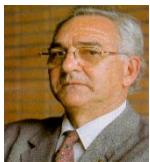
À ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Eletrobrás-Eletronorte e SGBH (*State Grid Brazilian Holding*) pela oportunidade no desenvolvimento do projeto UAT e pelas contribuições para o enriquecimento dos estudos realizados.

6.0 - REFERÊNCIAS

- [1] P.S. Oliveira et al, "Viability of Insertion of a 1.000 kV System into the Brazilian Network". In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE*, Ciudad del Este (Paraguay), 21-25 de maio, 2017.
- [2] J. A. Jardini, P. O. Silveira, F. R. V. A. Pedroso, G. L. C. Nicola, J. F. Graham "Electromagnetic Transients in a 1.000kV system. Part I - Modeling and arc extension". In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>.
- [3] J.A. Jardini, G.Y. Saiki, M.T. Bassini, G. L. C. Nicola, J. F. Graham "Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part II – Line Energization, Reclosing and Insulation Coordination." In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>
- [4] J. A. Jardini, M. T. Bassini, R. L. Vasquez-Arnez, S. O. Frontin; G. L. C. Nicola, J. F. Graham, "Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part III - Fault Inception, Cleaning and Load Rejection." In: *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA)*, Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>
- [5] R.L. Vasquez-Arnez, J.A. Jardini, G.L.C. Nicola, Eber Hávila Rose, J.F. Graham, L. Guijun, "Energization Study of an Ultra High Voltage Power Transformer Aimed at Connecting a 1.000 KV Line into the Brazilian Power Grid". In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC)*, Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017
- [6] J.A. Jardini, R.L. Vasquez-Arnez, S.O. Frontin, G.L.C. Nicola, M.C. de Araujo, J.F. Graham, L. Guijun, "Basic Design of a 1.000 KV AC Line to Transmit Power from the Northeast to the Southeast Region of Brazil". In: *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC)*, Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017
- [7] M. L. Santos, J. A. Jardini, M. Masuda, and G. L. C. Nicola, "A Study and Design of Half-wavelength Lines as an Option for Long Distance Power Transmission." In: *IEEE Power Energy Soc. Trondheim PowerTech*, Trondheim, Norway, 2011.
- [8] Transmitir Project, *Non conventional Electrical Energy Transmission Alternatives. Technical and Economical Studies*, Ed. Teixeira, pp: 368, 2012 (in Portuguese)
- [9] <http://www.ons.org.br/home/> (in Portuguese; Brazilian System Operator)
- [10] CIGRÉ Indian Committee, "Electric Power Transmission at Voltages of 1.000 kV and above." New Delhi, Oct. 1984. pp: 1-74. Available at: <http://cbip.org/upload/MRP%201.pdf>
- [11] R.N. Nayak, M.C. Bhatnagar, B.N.De. Bhowmick, R.K. Tyagi, "1200kV Transmission System and Status of Development of Substation Equipment/ Transmission Line Material in India." IEC/CIGRE 2nd Int. Symp. on Standards for UHV transmission, New Delhi, 2009
- [12] R. Goehler, D. Helbig, L-R. Jaenicke, E. Kynast, G. Lingner, B. Raeth, J. Schmid, G. Srinivas, N. Trapp, "1200 kV AC Substations: Full-scale Products and Integrated Solutions." IEC/CIGRE Int. Symposium on Stds for UHV Transmission, New Delhi, 29-30 Jan. 2009. pp. 19-26.
- [13] C. Li, J. He, J. Hu, R. Zeng, J. Yuan, "Switching Transient of 1.000-kV UHV System Considering Detailed Substation Structure." *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 27, No. 1, 2012. pp: 112 - 122. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2172696
- [14] L. Zhenya, "Ultra High Voltage AC/DC Grid", Elsevier Academic Press, 2014.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

José Antonio Jardini, Engenheiro eletricitista (1963), mestre (1969) e doutor (1973) pela Escola Politécnica da USP.



Trabalhou na Thernag no cargo de superintendente e como professor e pesquisador na Escola Politécnica da USP (Professor Titular). Atuou nos projetos: sistema de transmissão de Itaipu, Cesp, Chesf, Eletronorte, Furnas, Eletrosul. É atuante no CIGRÉ, no grupo de trabalho B2 (Linhas) e B4 (Corrente Contínua). É atuante também no IEEE onde participou da organização de vários congressos. É *Fellow Member* do IEEE e atuou como *Distinguished Lecturer* nas Sociedades de Potência (PES) e Industrial (IAS). Coordenou inúmeros projetos de P&D no âmbito do programa da Anel. Atualmente é consultor independente e diretor da J2 Consultoria.

Gerson Yukio Saiki, nasceu em Presidente Prudente, SP, em 1970, é engenheiro Eletricista formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), mestre em Engenharia Elétrica pela mesma instituição em 2001. Atualmente trabalha como pesquisador na Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE) e no Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (ITAEE).



Patricia Oliveira da Silveira, nasceu no Rio Grande do Sul, em 1979, é engenheira Eletricista formada pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (SP), em 2009, mestranda em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP). Atualmente trabalha como pesquisadora na área de Sistemas de Potência, para a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE) e no Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (ITAEE).



Ricardo León Vasquez Arnez; possui graduação em Engenharia Elétrica - Universidad Técnica de Oruro (1994), mestrado em *Power Electronics and Drives - University of Birmingham* (ING) (1999), doutorado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo (2004) e pós-doutorado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo (2006). Atualmente trabalha como pesquisador para a FDTE (Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia). Entre as suas áreas de interesse destacam-se: Sistemas FACTS, fenômenos EMT, controle do fluxo de potência e micro-redes elétricas.



Marcos Tiago Bassini, possui formação técnica em Mecatrônica (ETEC Getúlio Vargas), é Engenheiro Eletricista com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da USP. Obteve o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica (Eletrônica de Potência) na mesma instituição. Possui experiência em modelagem, simulação, planejamento e operação de sistemas de potência, tendo participado de projetos de pesquisa na rede brasileira de transmissão de energia HVDC e UHVAC e energia eólica. É engenheiro pesquisador no ITAEE. É membro do PES / IEEE, PELS / IEEE e do CIGRE, com contribuições para brochuras sobre HVDC.



Felipe Rocha Velloso de Almeida Pedroso, Experiência na área de distribuição, com projetos realizados para diversas empresas do setor, em diferentes regiões do país. Experiência na área de transmissão HVDC de energia e controle de conversores VSC, LCC e CCC. Atualmente atuando na área de transmissão de energia HVDC.



Geraldo L.C. Nicola, Engenheiro eletricista pela Universidade de Brasília, atua na Eletrobrás Eletronorte desde 1977 na área de expansão da transmissão, subestações. Participou do projeto e implantação de vários empreendimentos em corrente alternada entre 69 e 800 kV, corrente alternada e contínua, FACTS e na gerência de projetos de pesquisa e desenvolvimento em transmissão.



Marcos César de Araújo, nascido em Santos/SP em 1957, graduou-se em Engenharia Elétrica em 1981 pelo Instituto Superior de Educação Santa Cecília, atual Universidade Santa Cecília (Santos). Sempre atuando na área de projetos de linhas de transmissão, trabalha desde 1987 na Eletrobrás Eletronorte, participando de diversos e importantes empreendimentos do setor elétrico. Desde 2003, exerce o cargo de gerente da área de projetos de linhas de transmissão da Eletrobrás Eletronorte. Atualmente também ocupa a função de secretário do Comitê de Linhas Aéreas do CIGRÉ-Brasil.

Patricia de Oliveira Freitas Borin: Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (2005). Atuou na empresa Engevix Engenharia de 2005 a 2007, onde esteve envolvida com projetos de usinas hidrelétricas e na empresa Themag Engenharia de 2007 a 2008, onde esteve envolvida com projetos de subestações de transmissão. Desde 2008 trabalha na Eletrobrás Eletronorte como engenheira de projetos e construção na área de expansão da transmissão, onde está envolvida com equipamentos de alta tensão para transmissão de energia, FACTS e transmissão em corrente contínua. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência.



Jader Fernandes de Jesus, engenheiro eletricitista formado pela Universidade do Estado de Minas Gerais/UEMG (2001). Trabalhou na *Alstom Transport* como *Process Engineer*, onde era responsável pela constatação e eliminação de defeitos na frota do Metrô-DF, com ênfase na análise de desempenho e estudos para evolução do Sistema (2002- 2008), na Eletrobrás Eletronorte atuou na área de planejamento da expansão da transmissão, onde são desenvolvidos os estudos elétricos de potência, visando a integração de novas instalações (Equipamentos e Subestações) ao SIN (2008-2015) e na Eletrobrás Distribuição Amazonas como Gerente do Departamento de Planejamento e Controle da Expansão, onde são desenvolvidos os estudos de planejamento e plano de expansão dos sistemas de distribuição em alta, média e baixa tensão (2015- 2016). Atualmente ocupa a função de Gerente Executivo na área de Planejamento da Expansão da Transmissão da Eletrobrás Eletronorte.



Eber Hávila Rose, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (1985). É mestre na área de Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (1997). Atualmente atua na ELETRONORTE, na superintendência de planejamento da expansão.



Vanderlei Guimarães Machado, Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal de Goiás, 1978, e pós-graduação pela Universidade Federal de Santa Catarina, 1979. Trabalha na Eletrobrás Eletronorte desde 1988 na área de planejamento da expansão da transmissão. Participou de projetos e implantação de vários empreendimentos em corrente alternada entre 69 e 550 kV. Desenvolve estudos de otimização de projetos de linhas de transmissão, definição otimizada dos cabos condutores e cabos para-raios. Sistemas de aterramento e cálculos da faixa de servidão de linhas. Transitórios e fenômenos eletromagnéticos, e interferências em dutos de água, gasodutos, oleodutos, etc.



Camilo Machado Júnior, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (1980) e aperfeiçoamento em Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos - CESE pela Universidade Federal de Itajubá (1984). Atualmente é Engenheiro de Planejamento da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.



John Francis Graham, possui graduação em Engenharia Elétrica - *Coventry University* (1965). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, especialmente corrente contínua (HVDC).



Wang Yuanhang, graduado pela *North China Electric Power University* e mestrado em Automação de Sistemas Elétricos em 1998. É também Mestre em Administração de Empresas pela Universidade de Shanxi. Tem experiência em despacho e controle de Sistemas Elétricos, gerenciamento de sistemas elétricos industriais bem como na área de *Planning management*.



Liu Guijun, possui graduação em *Industrial Electrical Automation* pela *China Three Gorges University* (1987). Tem mais de 14 anos de experiência na área de projetos de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Atualmente participa dos projetos de P&D relacionados a UAT (Ultra Alta Tensão) e HVDC Multi-infeed com configuração CCC (*Capacitor Commutated Converters*).