



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

CB/GSE/29

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO- GSE

**COMPARATIVO ENTRE ARRANJOS BD4/BD3 E TECNOLOGIAS AIS/MTS PARA SUBESTAÇÃO MANOEL DA
NÓBREGA 230/138 kV – 450 MVA e 230/88 kV – 225 MVA**

**Glauco Falcão(*)
ABB Ltda.**

**Marta Lacorte
ATIVA ENGENHARIA**

**Claudio Puga
ABB Ltda.**

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo fazer uma comparação técnica, do ponto de vista de confiabilidade do sistema elétrico, entre possíveis soluções para os pátios de 230 kV, 138 kV da Subestação Manoel da Nobrega, justificando-se a adoção de tecnologia híbrida para os equipamentos de alta tensão.

Segundo item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [1] definidos pelo ONS para o SIN (Sistema Interligado Nacional), os arranjos de barramentos para subestações com isolamento a ar do sistema de transmissão da rede básica com tensão de 230 kV deve ser barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

No entanto, no item 6.1.2 da mesma referência, é mencionada a possibilidade de utilização de arranjos de barramento alternativos com isolamento em SF-6, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1, comprovado por meio de estudos de confiabilidade.

O estudo de confiabilidade é um fator-chave para a avaliação técnico-econômica de soluções de subestações, sendo aplicado para determinar o desempenho de um arranjo e tecnologia dos equipamentos de uma subestação. Os parâmetros de desempenho resultado deste estudo são os índices de indisponibilidade da subestação.

Assim, um estudo de confiabilidade para a subestação Manoel da Nóbrega foi elaborado, com objetivo de comparar a disponibilidade de subestação com equipamentos isolados a ar (AIS) e com equipamentos híbridos (MTS).

O arranjo de barramentos para subestação Manoel da Nóbrega com equipamentos híbridos (MTS) considerado é barra dupla com disjuntor simples a três chaves, e o arranjo de barramentos considerado para a solução convencional (AIS) é de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

O trabalho visa mostrar as análises e avaliações por disponibilidade da conexão entre os pátios de 138 kV e 230 kV da subestação Manoel da Nóbrega, considerando transformador trifásico e banco de transformadores monofásicos.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, disponibilidade, híbridos, AIS, MTS, arranjo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Segundo item 6.1.1.1 do Sub módulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [1] definidos pelo ONS para o SIN (Sistema Interligado Nacional), os arranjos de barramentos para subestações com isolamento a ar do sistema de transmissão da rede básica com tensão de 230 kV deve ser barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

No entanto, no item 6.1.2 da mesma referência, é mencionada a possibilidade de utilização de arranjos de barramento alternativos com isolamento em SF-6, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1, comprovado por meio de estudos de confiabilidade.

O estudo de confiabilidade é um fator-chave para a avaliação técnico-econômica de soluções de subestações, sendo aplicado para determinar o desempenho de um arranjo e tecnologia dos equipamentos de uma subestação.

Os parâmetros de desempenho resultado deste estudo são os índices de indisponibilidade da subestação.

Assim, um estudo de confiabilidade para uma subestação nestas condições foi elaborado, com objetivo de comparar a disponibilidade de subestação com equipamentos isolados a ar (AIS) e com equipamentos híbridos (MTS).

O arranjo de barramentos para uma subestação com equipamentos híbridos (MTS) considerado é barra dupla com disjuntor simples a três chaves, e o arranjo de barramentos considerado para a solução convencional (AIS) é de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

2.0 - CRITÉRIOS, PREMISSAS E MODELAGEM

O estudo tem como objetivo comparar os índices de disponibilidade dos arranjos propostos para soluções híbrida (MTS) e convencional (AIS).

O arranjo de barra com equipamentos isolados a ar considerado no estudo é o arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, como apresentado na Figura 2.1.

O arranjo de barras considerado para o estudo de confiabilidade de configuração de subestação com equipamentos híbridos (MTS) é o arranjo de barra dupla a 3 chaves, como apresentado na Figura 2.2.

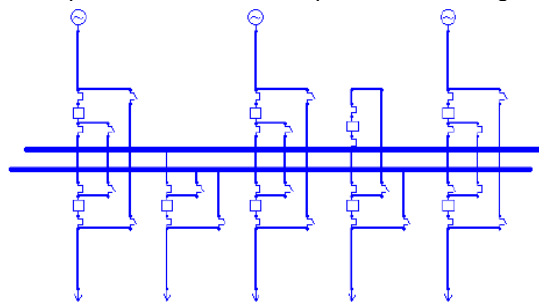


Figura 2.1 - Arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

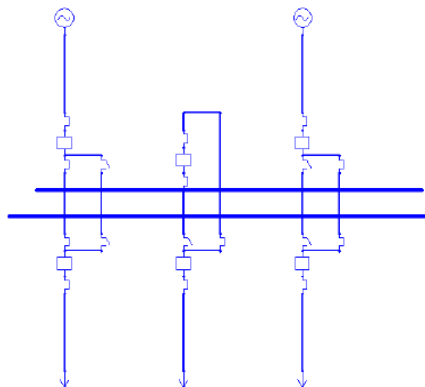


Figura 2.2 - Arranjo barra dupla com disjuntor simples a 3 chaves, utilizado equipamentos de manobra híbridos compactos.

2.1 Taxa de falhas de equipamentos (FR) e tempo de reparo dos equipamentos (MTTR)

Os dados de taxa de falhas dos disjuntores AIS e MTS foram extraídos de pesquisa realizada pelo CIGRE, publicada na brochura “*CIGRE Brochure 510 - HV Equip Reliability Part 2 - Circuit Breaker [3]*”.

Os dados de taxa falhas das chaves seccionadoras e seccionadoras combinadas com chave terra para equipamentos convencionais (AIS) e Híbridos (MTS) foram extraídos da mesma pesquisa realizada pelo CIGRE, publicada na brochura “*CIGRE Brochure 510 - HV Equip Reliability Part 3 – Disconnecter and Earth Switch. [4]*”.

2.2 Frequência de manutenção dos equipamentos (MF) e Duração da manutenção dos equipamentos (MD)

Cada componente do módulo híbrido, ou seja, cada seccionadora e disjuntor, possui independente taxa de falha. Contudo, a frequência de manutenção é única para todo o equipamento. A frequência de manutenção para os equipamentos AIS foram extraída da pesquisa do CIGRE[4], enquanto para os equipamentos híbridos (MTS) foi considerado o indicado pelo fabricante no manual do produto [6].

O tempo de reparo e duração de execução de manutenção de equipamentos convencionais (AIS) também foi extraída da pesquisa realizada pelo CIGRE (tanto para disjuntor como para seccionadoras) [3,4].

Para os equipamentos híbridos (MTS) foi considerado um módulo sobressalente disponível na subestação de forma que o equipamento será substituído quando de falha ou manutenção. O serviço necessário de reparo poderá ser realizado em outro local, a critério do concessionário. Desta forma, o tempo de reparo e duração de execução de manutenção foram considerados igual ao tempo necessário para substituição completa o equipamento em defeito ou manutenção.

Para os transformadores foi considerado um transformador trifásico ou um monofásico sobressalente disponível, instalado de forma que quando de falha ou manutenção as conexões são facilmente transferidas. Desta forma, o tempo de reparo e duração de execução de manutenção foram considerados igual ao tempo necessário de manobra das chaves para colocar o transformador reserva em operação e, considerados iguais para solução trifásica e monofásica. Os dados de entrada utilizados no estudo são apresentados na Tabela I.

Tabela 1 - Dados de entrada para o estudo de confiabilidade

Tecnologia	Equipamento	FR	MTTR	MF	MD
		Taxa de falha [1/y]	Tempo de reparo [h]	Frequência de Manutenção [1/y]	Duração da manutenção [h]
AIS	Disjuntor	0,0532	8	0,066667	10
	Seccionador	0,0045	8	0,2	4
MTS	Disjuntor	0,0007	10	0,05	10
	Seccionador	0,0003	10	0,05	10
	Seccionador combinado com Chave de aterramento	0,0003	10	0,05	10

3.0 - CÁLCULO DE CONFIABILIDADE

O processo de cálculo de confiabilidade simula todas as interrupções prováveis de componentes individuais e vários componentes ao mesmo tempo. Para cada um destes acontecimentos é verificado se ele conduz a uma interrupção de uma função desejada e qual a duração desta interrupção. O estudo tem como objetivo comparar os índices de disponibilidade dos arranjos propostos para soluções híbrida (MTS) e convencional (AIS).

A retirada de operação de um equipamento por falha ou manutenção não modifica a probabilidade deste equipamento falhar ou entrar em manutenção após retornar operação. Assim, o processo de análise de confiabilidade de uma subestação é um processo de estocástico tipo Markov. Processos de Markov é uma classe especial dos Processos Estocásticos, onde as distribuições de probabilidade para os passos futuros do processo dependem somente do estado presente, desconsiderando como o processo chegou a tal estado.

Quando se fala em Confiabilidade de um sistema elétrico de potência, estamos fazendo alusão aos Processos de Markov (classe especial dos Processos Estocásticos), norteado na definição de componentes reparáveis, isto é, quando um determinado componente apresenta falha, ele é desligado, sai para reparo e depois de um certo tempo volta à operação, exercendo plenamente a sua função inicial.

Desta maneira, são definidos os estados de Repouso e de Operação dos componentes. O tempo que cada componente permanece em cada um destes estados é objeto de análise estatística, que pode ser tratada através de vários tipos de distribuição de probabilidade (Binomial, de Poisson, Exponencial, Weibull etc.).

O tempo médio em que o componente permanece em operação é definido como Intervalo de operação (m), também conhecido como MTTF (Mean Time To Failure), enquanto o tempo médio em que permanece em repouso (reparo) é o Tempo de Reparo (r), também conhecido como MTTR (Mean Time To Repair).

O tempo total de um ciclo operação-reparo, isto é:

$$T = m + r \quad (1)$$

conhecido como MTBF (Mean Time Between Failures), ou seja:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (2)$$

A fração de tempo em que o componente está operativo é chamada de Disponibilidade (A), e pode ser definido como:

$$A = m/T = m/(m+r) \quad (3)$$

A fração de tempo em que o componente está em reparo é chamada de Indisponibilidade (A'),

e pode ser definida como:

$$A' = r/T = r/(m+r) \quad (4)$$

A Frequência de Falhas (f) é o inverso do período T , ou seja:

$$f = 1/T = 1/(m+r) \quad (5)$$

A Taxa de Falhas (λ) é definido como:

$$\lambda = 1/m \quad (6)$$

Enquanto que a Taxa de Reparo (μ) é definida como:

$$\mu = 1/ r \quad (7)$$

Como em geral $m \gg r$, deduz-se que $f \approx \lambda$.

A partir desta teoria básica, definem-se as associações série e paralela de componentes, isto é, diz-se que dois elementos estarão em série quando ambos tiverem que estar operativos para o sistema funcionar, ao passo que eles estarão em paralelo quando a falha de um deles não afetar o funcionamento do sistema (no caso de redundância completa). Matematicamente, tem-se:

$$A_s = A_1 \times A_2 \quad (8)$$

$$A'_p = A'_1 \times A'_2 \quad (9)$$

Se o evento de saída do componente do estado de operação para repouso não for estocástico (probabilístico), isto é, for determinístico, estamos falando de manutenção programada, onde são definidas analogamente as variáveis de frequência e duração da interrupção, como, por exemplo, o MTM (Mean Time to Maintenance).

A ferramenta de cálculo de confiabilidade utilizada é o programa SUBREL [2] desenvolvido pelo “ABB Technology Institute”, em Raleigh, NC, EUA. O SUBREL foi desenvolvido especificamente para cálculo de estudos de disponibilidade de subestações.

SUBREL utiliza uma enumeração de estado dinâmico para calcular a confiabilidade de cada componente no sistema. Essencialmente, SUBREL modela todas as contingências possíveis, determina o impacto de cada contingência para a confiabilidade de cada componente, determina a frequência de cada contingência, e resume o impacto de todas as contingências para uma avaliação global de confiabilidade.

O primeiro passo que SUBREL faz é determinar a quantidade de tempo que uma subestação está no seu estado normal de funcionamento. Esta quantidade é igual a quantidade de tempo em um ano menos o tempo gasto em manutenção:

$$\% \text{ em funcionamento normal} = ((8760 \text{ horas}) - (\text{horas em manutenção})) / 8760 * 100$$

O software simula todas as falhas que ocorrem nos componentes enquanto o sistema está no seu estado normal de funcionamento. Para cada componente é simulada a seguinte sequência de eventos:

- a. O componente sofre uma falha.
- b. Os dispositivos de proteção conectados ao equipamento em falta são desligados (o sistema de proteção é assumido ser perfeito).
- c. Depois o equipamento em falta é isolado e o sistema é reconfigurado para restaurar a energia para tantas cargas quanto possível.
- d. Depois que o tempo médio de reparo (MTTR) do componente em falha é decorrido, a falha é considerada reparada e o sistema retorna ao seu estado normal de funcionamento.

Cada uma dessas falhas irá impactar a confiabilidade dos componentes da subestação de várias maneiras. SUBREL mantém o controle da contribuição de cada falha na frequência de interrupção e duração da interrupção de cada componente. Estes valores são então determinados com base na taxa de falha do componente defeituoso e a probabilidade de o sistema estar no estado normal de funcionamento. Depois de simular faltas no estado operacional normal, SUBREL simula todos estados de manutenção e todas as falhas que ocorrem durante os estados de manutenção.

Quando um componente está em manutenção, SUBREL isola automaticamente o componente e reconfigura o sistema para restaurar a energia para o maior número de cargas possível. Assim, o estado de manutenção faz com que o componente em manutenção sofra uma interrupção. Esta interrupção pode levar a uma interrupção de componentes vizinhos. Depois de determinar o estado de manutenção para um determinado componente, SUBREL simula faltas em todos os componentes energizados. Esta simulação de falhas é idêntica à simulação durante o estado normal, exceto que o sistema começa com uma configuração diferente.

3.1 Dados de Entrada

“Failure Rate”: taxa de falha por ano (/ano)

“Mean Time To Repair”: tempo de reparo (hr/yr)

“Maintenance Frequency”: frequência de manutenção por ano (/ano)

“Maintenance Duration”: tempo para realizar a manutenção (hr/ano)

4.0 - RESULTADOS

O resultado do estudo é a frequência e duração de interrupção de fornecimento de energia na saída de linha da subestação.

A Figura 5.1 apresenta a frequência de indisponibilidade da linha devido a falhas e manutenção para o pátio de 230 kV da Subestação. A frequência que uma saída de linha da configuração utilizando equipamentos isolados a ar e arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves estará indisponível é de 0,66 / ano. Para uma linha na configuração utilizando equipamentos híbridos (MTS) e arranjo de barra dupla com disjuntor simples a três chaves a frequência de indisponibilidade da linha é de 0,063/ano. A frequência da indisponibilidade para configuração com equipamentos híbridos (MTS), mesmo em um arranjo alternativo, é inferior a subestação com equipamentos isolados a ar para o pátio de 230 kV da Subestação.

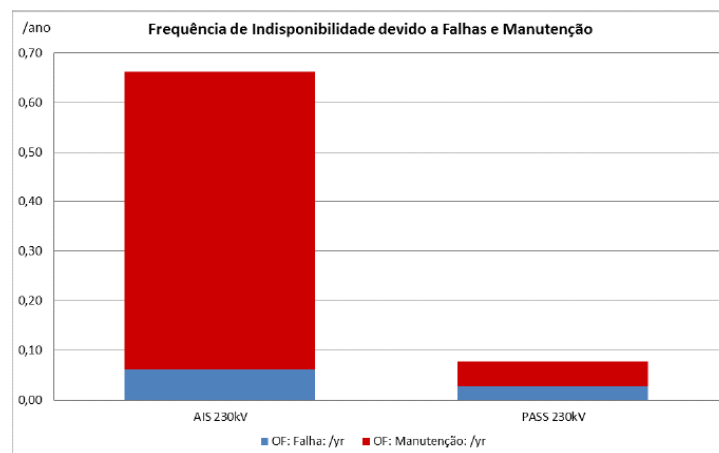


Figura 5.1 – Frequência de Indisponibilidade devido a Falhas e Manutenção em horas por ano, no pátio de 230 kV da Subestação

A Figura 5.2 apresenta a indisponibilidade da linha devido a falhas e manutenção para o pátio de 230 kV da Subestação. A quantidade de horas que uma saída de linha da configuração utilizando equipamentos isolados a ar e arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves estará indisponível é de 2,46 horas / ano. Para uma linha na configuração utilizando equipamentos híbridos (MTS) e arranjo de barra dupla com disjuntor simples a três chaves a indisponibilidade total da linha é de 0,513 horas/ano. A quantidade de horas da indisponibilidade de uma linha na configuração com equipamentos híbridos (MTS), mesmo em um arranjo alternativo, é significante inferior a subestação com equipamentos isolados a ar para o pátio de 230 kV da Subestação.

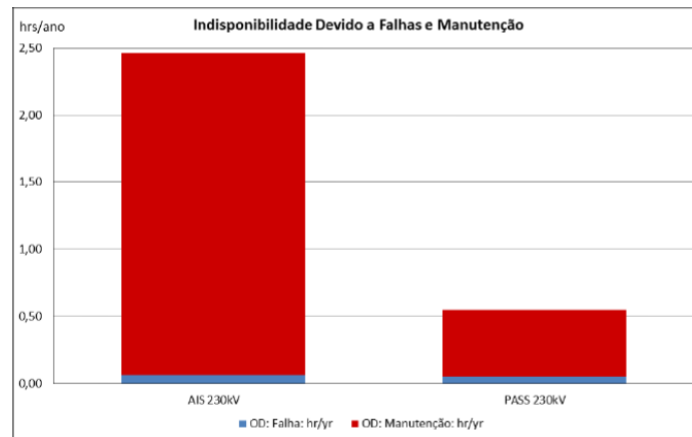


Figura 5.2 – Indisponibilidade devido a falhas e manutenção por ano, no pátio de 230 kV da Subestação

5.0 - AVALIAÇÃO DE CASO

Tendo como objetivo fazer uma comparação técnica, do ponto de vista de confiabilidade do sistema elétrico, entre possíveis soluções para os pátios de 230 kV e 69 kV da Subestação Pindaí II, pertencente ao SIN e dentro da área de concessão da Chesf, caracterizando-se como o mais recente ponto de conexão eólica em operação utilizando equipamentos híbridos (MTS), justifica-se a adoção desta tecnologia para os equipamentos de alta tensão considerando duas configurações já apresentadas:

- Barra Dupla a 4 chaves (BD4) com equipamentos convencionais isolados em ar (AIS) para os pátios de 230 kV e 138 kV, e Barra Principal e Transferência (BPT) para o pátio de 69 kV;
- Barra Dupla a 3 chaves (BD3) com os equipamentos híbridos para os pátios de 230 kV, 138 kV e de 69 kV.

A comparação em questão mostrará as diferenças para cada solução em relação à confiabilidade quanto à função de suprimento de energia, isto é, continuidade da alimentação desde as entrada em 230 kV até as saídas em 69 kV para as LT, e também quanto à função de transferência de energia, isto é, continuidade da alimentação via linha de transmissão 230 kV, que passa pelas subestações sob análise como um entra-e-sai. Com o objetivo de exemplificar os resultados, foram assumidas duas configurações básicas:

- Configuração 3.1: Barra Dupla a 4 Chaves (BD4) para o pátio de 230 e Barra Principal e Transferência (BPT) para o pátio de 69 kV, utilizando equipamentos convencionais (Disjuntores, Chaves, PR, TC e TP em 230 / 69 kV). Este foi o arranjo definido inicialmente para a subestação;
- Configuração 3.2: Barra Dupla a 3 Chaves (BD3), para os pátios de 230 e 69 kV, utilizando o equipamento híbrido de 230 kV e 69 kV, que agrega as funções de disjuntor, chave e chave de terra no mesmo equipamento, os quais ficam imersos em um meio comum em gás SF6 (apenas as buchas do equipamento são isoladas em ar), além de TC de bucha convencionais.

A tabela 2 apresenta os resultados obtidos nas simulação para as funções de suprimento de energia e função de transferência de energia. Comparando-se os resultados das configurações 3.1 e 3.2, observa-se uma significativa queda na frequência de falhas do sistema, quando se utiliza o equipamento híbrido (o MTBF passa de 1,0 anos para 9,4 anos para a função suprimento e de 1,6 anos para 11,3 anos para a função transferência), o que implica uma redução na indisponibilidade do sistema devido a desligamentos forçados, da ordem de 8 vezes para a função de suprimento e 3,5 vezes para a função de transferência de energia. Da mesma forma, verifica-se uma diminuição na frequência de interrupções devido a manutenções programadas, da ordem de 8 vezes para a função de suprimento

e 12 vezes para a função de transferência, bem como no tempo em que o sistema ficaria indisponível (redução de 1,6 h para 0,5 h por ano para função de suprimento e de 4,8 h para 1 h para a função transferência).

Tabela 2 – Simulações de confiabilidade

Função Suprimento de Energia								
Config.	f (1/ano)	A' (h/ano)	f _m (1/ano)	A' _m (h/ano)	f _t (1/ano)	A' _t (1/ano)	A' ₃₀ (h)	MTBF (anos)
3.1	1,0519	1,2896	0,4000	1,6000	1,4519	2,8896	86,7	1,0
3.2	0,1069	0,1659	0,0500	0,5000	0,1569	0,6659	20,0	9,4
Função Transferência de Energia								
Config.	f (1/ano)	A' (h/ano)	f _m (1/ano)	A' _m (h/ano)	f _t (1/ano)	A' _t (1/ano)	A' ₃₀ (h)	MTBF (anos)
3.1	0,6148	1,1893	1,2000	4,8000	1,8148	5,9893	179,7	1,6
3.2	0,0888	0,335	0,1000	1,0000	0,1888	1,3335	40,0	11,3

Onde:

f	Frequência de interrupção devido a falhas
A'	Indisponibilidade devido a falhas
f _m	Frequência de interrupção devido à manutenção (programada)
A' _m	Indisponibilidade devido à manutenção (programada)
f _t	Frequência de interrupção total
A' _t	Indisponibilidade total
A' ₃₀	Indisponibilidade total durante a vida útil da subestação
MTBF	Mean Time Between Failure (= 1/f)

6.0 - CONCLUSÕES

Os estudos realizados comparam duas tecnologias de equipamentos de subestação em arranjos de barras diferentes. O desempenho da subestação com equipamentos híbridos (MTS), embora apresente um arranjo de barras alternativo, é consideravelmente superior a subestação com equipamentos isolados a ar. A subestação com equipamentos híbridos (MTS) apresenta melhores índices de confiabilidade com menor frequência de interrupções e maior disponibilidade do sistema quando comparado subestação com equipamentos isolados a ar. Este fato pode ser explicado pelo elevado grau de confiabilidade que os componentes do equipamento híbridos (MTS) possuem, uma vez que estão confinados em SF6, não estando, portanto, sujeitos a condições ambientais externas. O estudo conclui que o arranjo alternativo de barras com a solução híbrida (MTS) possui maior confiabilidade, quando comparado com o arranjo convencional (AIS). O tempo de indisponibilidade da subestação é cinco vezes menor aplicando-se a tecnologia híbrida em arranjo alternativo. Desta forma, conforme item 6.1.2 dos Procedimentos de Rede, uma vez comprovado desempenho igual ou superior a soluções convencionais (AIS) exigido pelo ONS para o SIN, o arranjo alternativo proposto utilizando equipamentos híbridos (MTS), pode ser implementado para uma subestação da Rede Básica.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, Procedimento de Rede MÓDULO 2 – Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho. Revisão nº. 2.0, Versão decorrente da Audiência nº Pública 002/2011, 11/11/2011 Resolução Normativa nº. 461/2011.
- [2] ABB THS, Subrel User Guide, Report N. ° 98-5099-30, October 13th, 2000.
- [3] CIGRE, Brochure 510, HV EQUIP RELIABILITY PART 2 – SF6 Circuit Breakers; WG A3.06; 2012
- [4] CIGRE, Brochure 510, HV EQUIP RELIABILITY PART 3 – DISCONNECTOR AND EARTHING SWITCH, WG A3.06; 2012
- [5] XXII SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, GRUPO – VIII, GRUPO DE ESTUDOS DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO – GSE – ANÁLISE COMPARATIVA PARA TOMADA DE DECISÃO NA ESCOLHA DA TECNOLOGIA PARA IMPLANTAÇÃO DE NOVAS SUBESTAÇÕES. 13 a 16 de Outubro de 2013, Brasília-DF, BR/GSE/29.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Glaucio Falcão

Nascido em 1988, natural de Guarulhos – SP, graduado em Engenharia de Automação e Controle pela Faculdade Eniac de Guarulhos (2015), Tecnologia Elétrica pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2011) e Técnico em Automação Industrial pelo Centro Paula Souza (2006), é atualmente Engenheiro de Aplicação e Vendas para soluções híbridas e disjuntores tipo tanque morto de alta tensão na empresa ABB Ltda., exercendo a função de gerente local de produtos encapsulados em matéria metálica e transformadores híbridos para eletrificação.

Marta Lacorte

Nascida em 1961, natural do Rio de Janeiro – RJ, é Engenheira eletricista formada pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ (1983), Mestre em Engenharia Elétrica pela Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Coppe/UFRJ (1988), Pesquisadora do Cepel de 1984 a 1991, tendo atuado na área de pesquisa em equipamentos de manobra e proteção contra sobrecorrentes. Transferiu-se para a ABB Suíça em 1992 e trabalhou até 2001 no departamento de Subestações Isoladas a Gás SF6 (GIS) como suporte técnico, retornando ao Brasil em 2002 na ABB como representante da fábrica de disjuntores de gerados da ABB Suíça para a América Latina até 2011. Posteriormente assumiu diversos cargos de gerência na ABB Ltda como a gerência de engenharia em equipamentos de alta tensão e responsável técnica pelos equipamentos de alta tensão. Atualmente é sócia da Ativa Engenharia, empresa composta por profissionais com experiência na realização de estudos elétricos (na frequência fundamental e de transitórios eletromagnéticos), estudos e análise para definição de tecnologia e arranjos de subestações assim como na elaboração de especificação de equipamentos de alta tensão.

Claudio Puga

Nascido em 1975, natural de São Paulo – SP, é Engenheiro Eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, é atualmente gerente geral de produtos de alta tensão na ABB Ltda e desde 1999 na empresa já assumiu diversos cargos de gerência e gestão.