



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



ÁLVARO SERRALTA HURTADO DE MENEZES

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR
CONVERSÃO AC-DC: ALTERNATIVAS TÉCNICAS E
ESTUDO DE CASO DE LT 230kV**

[ENGLISH VERSION: CLICK HERE](#)

Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

2018

ÁLVARO SERRALTA HURTADO DE MENEZES

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR
CONVERSÃO AC-DC: ALTERNATIVAS TÉCNICAS E
ESTUDO DE CASO DE LT 230kV**

Projeto de diplomação apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Área de concentração: Sistemas de Potência, Linhas de Transmissão de Energia Elétrica, Conversão AC-DC, HVDC.

Orientador: Prof. Dr.techn. Ruy Carlos Ramos de Menezes

Porto Alegre

2018

ÁLVARO SERRALTA HURTADO DE MENEZES

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PELA
CONVERSÃO AC-DC: ALTERNATIVAS TÉCNICAS E
ESTUDO DE CASO DE LT230kV**

Este Projeto de Diplomação foi julgado adequado para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador:

Prof. Dr. techn. Ruy Carlos Ramos de Menezes, UFRGS
Doutor pela Universidade de Innsbruck, Áustria

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS,
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS,
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, Janeiro 2018.

VERSÃO PORTUGUÊS

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Ruy Carlos Ramos de Menezes, pelo exemplo e apoio pessoal e profissional.

Agradeço ao corpo docente que forma o curso de Engenharia Elétrica e de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) por todo conhecimento compartilhado e dedicação.

Agradeço aos colegas de curso pela boa relação de coleguismo, que facilita e enriquece a experiência acadêmica.

Agradeço à Escola de Engenharia da UFRGS pelas condições de estudo disponibilizadas durante meu curso de engenharia.

Agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul e a seus funcionários pela estrutura de ensino e aprendizado cultural que disponibiliza à sociedade e a sua comunidade.

Agradeço aos funcionários do Ministério da Educação que acreditam e trabalham para que a educação brasileira seja universal, de qualidade e gratuita.

Agradeço ao CIGRÉ, em especial ao Comitê de Estudos B2 do Cigré Brasil, pelo acervo material de qualidade, fundamental para materialização deste trabalho, e pela oportunidade de intercâmbio técnico e cultural.

RESUMO

O aumento da demanda por fontes de energia renovável exige a expansão e a adaptação da rede de transmissão a fim de alcançar flexibilidade e confiabilidade operacional. Por outro lado, custos ambientais e fundiários têm crescido. A permissão para criação de novos corredores de transmissão está se tornando mais difícil, tornando a aquisição de novas faixas de passagem mais caras. Portanto a recapacitação de linhas de transmissão (LTs) existentes tem sido considerada como alternativa à construção de LTs novas. Existem diversas opções para recapacitação de LTs em corrente alternada (AC), entre as quais a substituição de condutores convencionais por condutores de alta ampacidade e baixa flecha (HTLS), aumento da compensação série, uso de dispositivos FACTS, etc. Porém a conversão para operação DC é vista como a forma mais promissora de aumento de capacidade de LTs AC limitadas por estabilidade térmica e/ou estática. Enquanto as opções de recapacitação AC tem custo por incremento de megawatt transmitido mais baixo, elas raramente alcançam o nível de aumento de potência transmissível que é possível através da conversão AC-DC. Os altos custos dos terminais conversores são a principal razão pela qual a conversão AC-DC não tem sido usado como alternativa de recapacitação. Entretanto, os avanços na tecnologia de equipamentos de eletrônica de potência têm diminuído os custos de conversão de forma que a conversão AC-DC pode tornar-se economicamente viável em breve.

Este trabalho apresenta as principais diretrizes para a conversão AC-DC de uma LT existente. Um estudo de caso ilustra as opções de conversão para uma LT AC 230kV de 350km. São apresentados dois cenários de conversão. O primeiro segue a diretriz de projeto “Fazer Nada”, onde é feito o mínimo esforço para que a LT possa operar em tensão DC. As fases laterais são convertidas em polos e o feixe central é mantido como retorno metálico. A única mudança é na cadeia de isoladores, cujos isoladores de vidro são substituídos por isoladores de vidro específicos para DC. O segundo cenário considera a substituição dos condutores utilizando condutores HTLS, divisão do feixe central para os polos, troca do material dos isoladores e reforços nas estruturas de modo que um alto ganho na potência transmissível seja alcançado.

Os resultados mostram que o aumento de potência transmissível é tecnicamente viável em ambos cenários. No primeiro, a tensão polo terra poderia ser aumentada até 226kV sem prejudicar a coordenação do isolamento nem os limites dos efeitos de corona dentro da faixa de servidão. A potência máxima recebida no terminal inversor é 100% da capacidade térmica da LT AC original (630MW). O incremento na potência transmitida representa um aumento de 125% sobre o limite de estabilidade estático da LT AC não compensada e mais que o dobro de sua potência natural (222MW). No segundo cenário, a tensão operativa poderia ser aumentada para até 303kV. A capacidade da LT convertida operando em condições normais é 160% superior à capacidade térmica da LT original e quatro vezes superior ao limite de estabilidade do link AC existente. Em condições emergenciais de ampacidade máxima, a LT convertida pode operar com aproximadamente cinco vezes a capacidade térmica da linha original.

Mais modificações poderiam ser propostas para alcançar um ponto ótimo entre aumento de potência e custo da conversão. Análise econômica não é considerada nesse trabalho, ainda que seja essencial para a materialização de um projeto de conversão AC-DC.

Palavras-chaves: Sistemas de Potência, Linhas Aéreas de Transmissão, conversão AC-DC, HVDC, Recapacitação.

ABSTRACT

The increasing demand for renewable energy sources requires the expansion and adaptation of the transmission grid to achieve operational flexibility and reliability. On the other hand, environmental costs have been raising. The permission for creating new transmission corridors is becoming continuously more difficult, turning new rights of way more expensive. Due to these reasons, upgrading existing transmission lines has been considered as alternative to the construction of new ones. There are several AC lines uprating options such as reconductoring using (HTLS) high temperature low sag conductors, increment of series compensation, addition of FACTS devices, etc. However, DC conversion is generally seen as the most promising way of gaining major increases in the capability of stability and/or thermal limited AC lines. While the AC uprating options will usually be less expensive than conversion per incremental MW of transmitted power, they will seldom achieve the level of possible increments with conversion to DC. The high terminal costs are the main reason why DC conversion has not been used as upgrading alternative until now. However the equipment technology advances on the power electronics are continuously decreasing the conversion costs, thus AC to DC upgrade may soon become economically feasible.

This work presents some main guidelines for DC conversion of an existing AC transmission line. A study case illustrates the conversion options of a 350 km long 230kV AC transmission line. Two conversion scenarios are presented: The first one is ruled under the “do nothing” conversion guideline, where the minimum effort is done so that the line could operate under DC voltage; The lateral phases are converted to DC poles, while the central phase bundle is kept as metallic return. The only change is in the insulator string, where the original glass AC insulators is substituted by DC special glass insulator; The second scenario considers modifications such as reconductoring using HTLS conductor, rearrangement of the central bundles dividing it to the lateral poles, change of insulation material and tower reinforcements in such way that a large boost of transmittable power could be reached.

Results show that the increments of the transmittable power are technically viable in both conversion scenarios. In the first scenario, the DC pole earth operating voltage could be increased up to 226kV, without jeopardizing the reliability of the insulation coordination nor violating the corona effects limits within the existing ROW. The maximum transmitted power received by the inverter terminal could reach more than 100% of the thermal rating capacity of the original AC line (630MW) more efficiently. The transmitted power increment represents a 125 % increase of the stability limit of the uncompensated line and more than twice of the original Surge Impedance Loading (SIL) (222MW). In the second scenario line voltage could be increased up to 303kV. The thermal rating of the converted line could reach more than four times of the uncompensated original AC line. The emergency rating of the converted line is more than two times a SIL from a 500kV AC line.

Further modifications could be discussed in order to achieve an optimized point for the compromise between conversion costs and capacity increase. Economic aspects evaluations are not considered in this work, albeit essentials for the feasibility of conversion projects.

Keywords: Power Systems, Overhead Transmission Lines, HVDC, AC-DC Conversion, uprating.

SUMÁRIO

VERSÃO PORTUGUÊS.....	IV
AGRADECIMENTOS	V
RESUMO.....	VI
ABSTRACT	VII
SUMÁRIO	VIII
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	XI
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIII
RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR CONVERSÃO AC-DC	1
1 Introdução	2
1.1 Recapacitação de Linhas de Transmissão:.....	2
1.2 Introdução à Transmissão em Corrente Contínua	4
1.2.1 Relação potência-custo em LTs AC e DC.....	4
1.2.2 Estabilidade e operação de sistemas de potência AC com links DC.....	5
1.2.3 Confiabilidade do sistema para critério N-1.....	5
1.2.4 Aplicações de HVDC	6
1.2.5 Desvantagens da transmissão em corrente contínua.....	6
1.3 Objetivos e delimitações do trabalho	6
1.4 Estrutura do Trabalho	7
2 Alternativas Técnicas para Conversão AC-DC	8
2.1 Uso da estrutura existente	8
2.1.1 Aproveitamento dos condutores.....	8
2.1.2 Arranjo e funcionalidade dos feixes condutores	8
2.1.3 Substituição de isoladores	11
2.1.4 Estruturas	12
2.1.5 Fundações.....	12
2.1.6 Faixa de passagem.....	12
2.2 Diferenças entre critérios de projeto adotados em linhas AC e DC	13
2.2.1 Coordenação do isolamento	13
2.2.1.1 Escolha do tipo de isolador	14
2.2.1.2 Dimensionamento da cadeia de isoladores: critério poluição.....	15
2.2.1.2.1 Abordagem determinística de dimensionamento.....	15
2.2.1.2.2 Abordagem estatística de dimensionamento	17
2.2.1.3 Geometria da cabeça de torre.....	21
2.2.1.3.1 Tensões operativas de frequência industrial	21
2.2.1.3.2 Sobretensões temporárias	24
2.2.1.3.3 Sobretensões tipo <i>slow front</i>	24
2.2.1.3.4 Solicitações elétricas sobre o condutor de retorno (neutro).....	27
2.2.1.3.5 Sobretensões tipo <i>fast front</i>	29
2.2.2 Fenômenos eletromagnéticos	30
2.2.2.1 Efeitos de Corona.....	30
2.2.2.1.1 Campo Elétrico Limiar Corona Visual	30
2.2.2.1.2 Campo elétrico na superfície do condutor.....	31
2.2.2.1.3 Campo Elétrico Superficial em LT AC	31
2.2.2.1.4 Campo Elétrico Superficial em LT DC	33
2.2.2.1.5 Ruído audível (RA)	35
2.2.2.1.6 Rádio Interferência (RI)	35
2.2.2.1.7 Perdas por Corona	36
2.2.2.2 Campo Elétrico e Campo Magnético	37
2.2.2.2.1 Campo Elétrico.....	37
2.2.2.2.2 Campo Magnético	40
2.2.3 Distância Condutor Solo:	41
2.2.4 Modelo elétrico	42

2.2.4.1	Modelo Elétrico de uma LT AC.....	42
2.2.4.2	Modelo Elétrico de uma LT DC.....	43
2.3	Aspectos práticos e desafios a serem considerados na análise de viabilidade técnica econômica.....	44
3	Estudo de caso: Conversão AC-DC de uma LT230kV Circuito Simples.....	45
3.1	Apresentação da LT de Estudo e Introdução ao Projeto.....	45
3.1.1	Considerações geográficas e econômicas.....	45
3.1.2	Introdução ao Projeto da LT.....	46
3.1.3	Condutor da LT.....	46
3.1.4	Dados climatológicos.....	47
3.1.4.1	Temperaturas.....	47
3.1.4.2	Velocidades de vento.....	47
3.1.4.3	Nível cerâmico.....	47
3.1.5	Coordenação do Isolamento.....	48
3.1.5.1	Distâncias elétricas do vão de ar.....	48
3.1.5.1.1	Distância elétrica para tensão de operação em frequência industrial.....	48
3.1.5.1.2	Distância elétrica para sobretensão tipo <i>slow front</i> (surto de manobra).....	49
3.1.5.1.3	Distância elétrica para sobretensão tipo <i>fast front</i> (descarga atmosférica).....	50
3.1.5.2	Isoladores e desempenho frente à poluição.....	50
3.1.5.3	Condutor de proteção.....	51
3.1.6	Geometria da cabeça de torre.....	52
3.1.7	Altura das torres; flecha e faixa de passagem.....	53
3.1.8	Fenômenos eletromagnéticos.....	55
3.1.8.1	Efeitos de Corona:.....	55
3.1.8.1.1	Corona Visual: Campo elétrico superficial limite.....	55
3.1.8.1.2	Campo elétrico na superfície dos condutores.....	56
3.1.8.1.3	Ruído audível (RA).....	56
3.1.8.1.4	Rádio Interferência (RI).....	56
3.1.8.2	Efeitos de Campo: Campo Elétrico e Magnético.....	57
3.1.9	Parâmetros Elétricos.....	57
3.1.9.1	Modelo circuito pi.....	58
3.1.9.2	Impedância Natural.....	58
3.1.9.3	Potência Natural.....	58
3.1.9.4	Limite de estabilidade estática da LT.....	59
3.1.9.5	Ampacidade e Capacidade Térmica de Transmissão de Potência.....	59
3.1.9.6	Eficiência da LT AC.....	60
3.1.9.7	Comparação: potência natural, limite de estabilidade e capacidade térmica.....	60
3.2	Conversão AC-DC: Diretriz de projeto “Fazer Nada”.....	61
3.2.1	Opções de arranjo: funcionalidade dos feixes condutores.....	61
3.2.2	Coordenação do isolamento DC – Diretriz “Fazer Nada”.....	62
3.2.2.1	Desempenho dos isoladores: critério de poluição.....	62
3.2.2.1.1	Abordagem simplificada.....	62
3.2.2.1.2	Abordagem estatística.....	63
3.2.2.1.3	Efeito da avaliação da poluição no dimensionamento da cadeia de isoladores.....	65
3.2.2.2	Distâncias elétricas no vão de ar: análise DC.....	65
3.2.2.2.1	Distância elétrica DC associada a vento extremo.....	65
3.2.2.2.2	Distância elétrica associada a sobretensões <i>slow-front</i>	67
3.2.2.2.3	Distância elétrica associada a sobretensões <i>fast-front</i>	69
3.2.2.3	Coordenação do isolamento: Comentários sobre a conversão AC-DC.....	70
3.2.3	Fenômenos eletromagnéticos – Diretriz “Fazer Nada”.....	71
3.2.3.1	Efeitos de Corona.....	71
3.2.3.1.1	Campo elétrico limite de corona visual – LT de estudo Caso DC.....	71
3.2.3.1.2	Campo Elétrico na Superfície do Condutor – LT de estudo Caso DC.....	71
3.2.3.1.3	Ruído audível (RA).....	74
3.2.3.1.4	Rádio Interferência (RI).....	75
3.2.3.1.5	Perdas por Corona.....	75
3.2.3.2	Campo elétrico na faixa de passagem.....	76
3.2.4	Distância mínima condutor-solo – Diretriz “Fazer Nada”.....	78
3.2.5	Identificação dos limitantes de tensão - Diretriz “Fazer Nada”.....	79
3.2.5.1	Distância de segurança condutor-solo.....	79
3.2.5.2	Limitantes na coordenação do isolamento.....	79

3.2.5.3	Limitantes por fenômenos eletromagnéticos.....	79
3.2.6	Potência transmissível DC - Diretriz de projeto “Fazer Nada”	80
3.2.6.1	Cenário 1: Limitado pela distância condutor-solo	80
3.2.6.2	Cenário 2: Limitado pela poluição e corona	80
3.2.7	Sugestões de modificações para aumento da potência	82
3.3	Conversão AC-DC: Diretriz de projeto “Maximizar!”	83
3.3.1	Alternativa de condutor HTSL.....	84
3.3.1.1	Características do condutor.....	84
3.3.1.2	Estudo comparativo ACCC® (HTLS) vs ACAR.....	85
3.3.1.2.1	Comparação da flecha e tracionamento.....	85
3.3.1.2.2	Capacidade térmica de transporte de corrente	87
3.3.2	Geometria da cabeça de torre proposta	89
3.3.3	Verificação da faixa de servidão	90
3.3.4	Coordenação do isolamento DC – Diretriz “Maximizar”.....	91
3.3.4.1	Desempenho dos isoladores: critério de poluição.....	91
3.3.4.2	Distâncias elétricas no vão de ar	91
3.3.4.2.1	Distância elétrica DC associado a vento extremo.....	92
3.3.4.2.2	Distância elétrica associada a sobretensões <i>slow-front</i>	93
3.3.4.2.3	Distância elétrica associado a sobretensões <i>fast-front</i>	94
3.3.5	Fenômenos eletromagnéticos – Diretriz “Maximizar”.....	95
3.3.5.1	Efeitos de Corona.....	95
3.3.5.1.1	Campo Elétrico Limiar de Corona Visual – LT de estudo Caso DC.....	95
3.3.5.1.2	Campo Elétrico Superficial da LT DC.....	96
3.3.5.1.3	Ruído Audível (RA).....	97
3.3.5.1.4	Rádio interferência (RI).....	98
3.3.5.1.5	Perdas por Corona	99
3.3.5.2	Campo Elétrico na faixa de passagem.....	99
3.3.6	Distância mínima condutor-solo – Diretriz “Maximizar”	101
3.3.7	Identificação dos limitantes de tensão – Diretriz “Maximizar”.....	102
3.3.7.1	Limitantes da coordenação do isolamento	102
3.3.7.2	Limitantes por fenômenos eletromagnéticos.....	102
3.3.8	Potência transmissível DC - Diretriz de projeto “Maximizar”.....	103
3.3.8.1	Cenário 1: Limitado pelo isolamento para descargas atmosféricas.....	103
3.3.8.2	Cenário 2: Operação emergencial com ampacidade máxima.....	104
3.3.9	Avaliação das modificações propostas.....	105
3.4	Síntese dos resultados: Comparação das diretrizes de conversão	107
4	Conclusões e considerações finais	109
4.1	Horizontes e Trabalhos Futuros	109
	REFERÊNCIAS	110

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Incremento de Potência Transmitida vs Custo de Recapitação.....	3
Figura 2: Funcionalidade dos condutores: Conversão LT circuito simples	9
Figura 3: Funcionalidade dos condutores: Conversão LTs circuito duplo.....	10
Figura 4: Fator de correção K2 dimensionamento da cadeia de isoladores DC.....	20
Figura 5: Distâncias elétricas DC vs tensão de operativa.....	23
Figura 6: Sobretensões <i>slow-front</i> oriundas de falta polo-terra em LTs DC.....	25
Figura 7: U50% slow front distância condutor-estrutura	26
Figura 8: Comparação U_{rw_sf} Paris e EN50341. vão de ar condutor-estrutura	27
Figura 9: Geometria de LT AC - cálculo do gradiente superficial.....	32
Figura 10: Geometria do feixe condutor - cálculo de parâmetros elétricos.....	32
Figura 11: Geometria LT DC para cálculo campo elétrico superficial	33
Figura 12: Circuito Equivalente de uma LT AC	42
Figura 13: Modelo Elétrico de um link HVDC: Terminais e LT	43
Figura 14: Geometria da cabeça de torre LT 230kV original.....	52
Figura 15: Altura e faixa de passagem da série de torre mais frequente.....	53
Figura 16: Modelo Pi LT Caso de Estudo	58
Figura 17: Geometria cabeça de torre proposta. Diretriz “Fazer Nada”	61
Figura 18: Classificação da severidade da poluição local	63
Figura 19: Distância condutor-estrutura ângulo de balanço $\beta=36^\circ$ - Diretriz Fazer Nada.....	66
Figura 20: Distância condutor estrutura - ângulo de balanço $\beta=20^\circ$ - Diretriz Fazer Nada.....	67
Figura 21: Distância condutor-estrutura ângulo de balanço $\beta=5^\circ$	69
Figura 22: Método das Imagens para cálculo gradiente superficial - ‘Faz Nada’	72
Figura 23: Magnitude de Campo Elétrico DC na faixa – Fazer Nada.....	76
Figura 24: Comparação flecha máxima ACAR vs ACCC®	85
Figura 25: Curva de corrente vs Temperatura ACAR	87
Figura 26: Curva corrente vs temperatura ACCC®	88
Figura 27: Geometria da cabeça de torre proposta – Diretriz “Maximizar”.	89
Figura 28: Faixa de servidão por ângulo de balanço	90
Figura 29: Distância de isolamento tensão operativa. $\beta=30^\circ$	92
Figura 30: Distância de isolamento sobretensão <i>slow front</i> . $\beta=16^\circ$	93
Figura 31: Distância de isolamento sobretensão <i>fast-front</i>	94
Figura 32: : Geometria para Cálculo do Gradiente Superficial Máximo	96
Figura 33: Magnitude do Campo Elétrico DC ao nível do solo – Maximizar.	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Distâncias elétricas praticadas em LTs DC.....	22
Tabela 3.1: Dados de catálogo do cabo ACAR da LT de Estudo	46
Tabela 3.2: Dados condutor de proteção	51
Tabela 3.3: Perdas por corona de acordo com níveis de tensão – Diretriz “Fazer Nada”	76
Tabela 3.4: Dados do condutor HTLS para conversão AC-DC	84
Tabela 3.5: Análise mecânica alternativa ACAR.....	86
Tabela 3.6: Análise mecânica alternativa ACCC®	86
Tabela 3.7: Perdas por corona de acordo com níveis de tensão – Diretriz “Maximizar”.....	99
Tabela 3.8: Comparação conversão AC-DC e projeto original.....	107

LISTA DE ABREVIATURAS

LT(s): Linha(s) de Transmissão

AC: Corrente Alternada (CA)

DC¹: Corrente contínua (CC)

FACTS: Flexible AC Transmission System

HVAC: *High Voltage Alternate Current*, Alta Tensão Corrente Alternada.

HVDC: *High Voltage Direct Current*, Alta Tensão Corrente Contínua

ROW: *Righ of Way*, faixa de servidão.

RA: Ruído Audível (Também AN, *Audible Noise*)

RI: Rádio Interferência

SNR: *Signal to Noise Ratio*, relação sinal ruído

¹ O termo DC e também o termo AC serão frequentemente associados ao termo LT. Assim, uma linha de transmissão em corrente contínua é abreviada como LT DC, ou linha DC. Analogamente, linha de transmissão em corrente alternada é denominada LT AC, ou simplificada linha AC.

RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR CONVERSÃO AC-DC

1 INTRODUÇÃO

A recapacitação de linhas de transmissão (LTs) é tema de crescente interesse em sistemas elétricos de potência. Em muitos lugares existem LTs que foram projetadas usando tecnologias construtivas antigas, planejadas para atender a projeções de demandas atualmente defasadas. Tais LTs podem representar uma parcela significativa de uma rede de transmissão existente. Com o aumento da demanda por energia e mudança nas diretrizes de geração, como o incremento de energias limpas, renováveis e descentralizadas, torna-se necessário também uma adequação da rede básica de transmissão.

A adaptação do sistema de transmissão para os desafios atuais consiste não somente na construção de novas LTs, mas também na adequação das existentes. A necessidade de reaproveitamento destes ativos vem da dificuldade de obtenção de licenças para construção de novos corredores, devido ao custo ambiental associado à construção de uma nova LT. Além disso, o custo fundiário associado à aquisição de novas faixas de servidão e as negociações de faixas de passagem têm se tornado cada vez mais custosas e até mesmo proibitivas.

O aumento da capacidade de transmissão de potência de um corredor de transmissão e a flexibilidade de operação com níveis adequados de confiabilidade são objetivos da recapacitação de LTs.

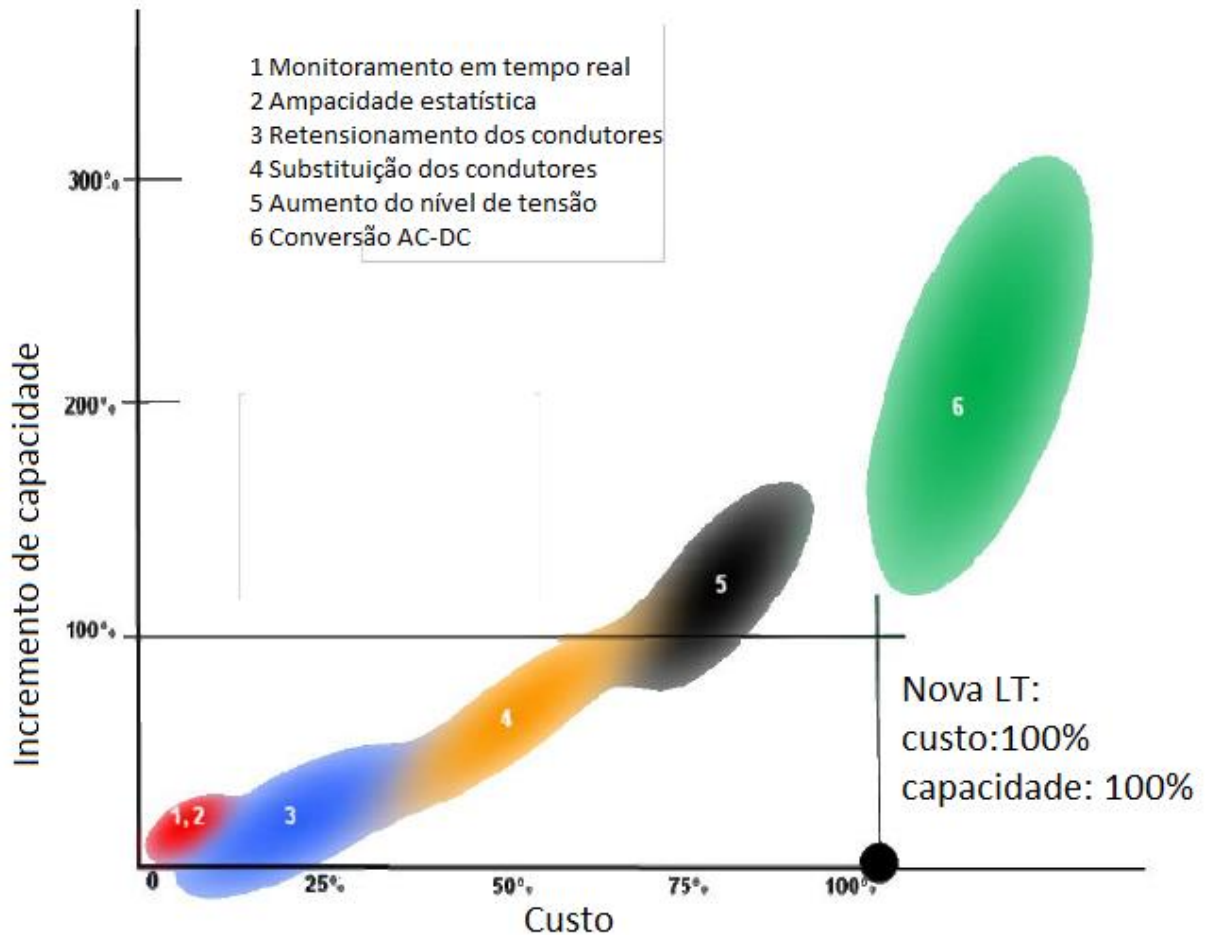
1.1 RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO:

A recapacitação de uma LT tem como objetivo principal o aumento da capacidade de potência de um corredor de transmissão. A utilização de novas tecnologias oferece alternativas para o cumprimento desse objetivo.

A recapacitação de uma LT pode se dar de diferentes maneiras como, por exemplo, troca de condutores, uso de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), mudança do nível de tensão entre outras. Uma forma de recapacitação que tem sido cada vez mais discutida é a conversão de LTs HVAC para operação em HVDC.

A Figura 1 apresenta uma comparação entre o incremento de potência transmissível e o custo de diferentes alternativas de recapacitação.

Figura 1: Incremento de Potência Transmitida vs Custo de Recapacitação



Fonte: adaptado de (1)

A conversão AC-DC é vista como a forma de recapacitação que oferece maior incremento de capacidade em LTs limitadas por critérios de estabilidade. Um dos principais fatores limitantes na escolha pela alternativa de transmissão DC² é o alto custo associado às estações terminais retificadoras e inversoras (1). Contudo, a evolução tecnológica da eletrônica de potência têm diminuído tais custos significativamente. Nesse contexto, a discussão sobre a recapacitação de LTs por conversão AC-DC torna-se pertinente e interessante.

² O termo DC será usado em substituição ao termo CC (corrente contínua). Da mesma forma, o termo AC será usado no lugar de CA (corrente alternada).

1.2 INTRODUÇÃO À TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

A transmissão em corrente contínua em alta tensão (transmissão HVDC, *High Voltage Direct Current*) apresenta características inerentes à sua natureza e ao processo de retificação-inversão. Tais características possuem algumas vantagens sobre linhas de transmissão AC.

1.2.1 Relação potência-custo em LTs AC e DC.

Uma LT em corrente contínua tem um custo de potência transmitida por quilômetro mais baixo que uma linha AC equivalente, pois utiliza melhor as distâncias de isolamento e a capacidade de corrente dos condutores (1).

Para ilustrar essa afirmação, considera-se que a potência transmitida por uma linha de transmissão trifásica equilibrada AC é dada pela Equação 1.1

$$P_{AC} = 3 \cdot V_{AC\ rms\ f-t} \cdot I_{AC\ rms} \cdot \cos \theta \quad (1.1)$$

Onde $V_{rms\ f-t}$ é a tensão eficaz fase-terra dos condutores, I_{rms} é a corrente eficaz por fase e $\cos \theta$ é o fator de potência da carga alimentada.

Por outro lado, uma LT DC bipolar simétrica tem a potência transmitida calculada pela Equação 1.2.

$$P_{DC} = 2 \cdot V_{DC\ p-t} \cdot I_{DC} \quad (1.2)$$

Onde $V_{DC\ p-t}$ é a tensão contínua e constante polo-terra e I_{DC} é a corrente por polo condutor.

Considera-se que ambas as linhas possuem o mesmo condutor, logo a capacidade térmica de transporte de corrente é a mesma, $I_{AC\ rms} = I_{DC}$. Assumindo que ambas as LTs têm as mesmas distâncias de isolamento, assume-se que a $V_{DC\ p-t}$ operativa da LT DC é igual ao valor de pico de $V_{AC\ rms\ f-t}$, portanto $V_{DC\ p-t} = \sqrt{2} \cdot V_{AC\ rms\ f-t}$.

Considerando o fator de potência $\cos \theta \approx 0,94$, a razão entre as capacidades de transmissão de potência de uma LT DC e AC é

$$\frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{2\sqrt{2}}{3 \cdot \cos \theta} \cong 1$$

Conclui-se que a potência transmitida por uma LT AC é aproximadamente a mesma que a transmitida por uma LT DC. Porém a LT AC requer três condutores e a LT DC necessita dois. A LT DC tem economia da ordem de 33,3% em condutores e por

consequência torres e fundações mais leves, se comparadas com uma LT AC. Em geral, o custo de uma LT DC é 30% menor que o de uma LT AC equivalente.

Sob o aspecto de transmissão de energia, LTs AC com distâncias médias e longas têm suas capacidades de transmissão limitadas pela sua potência natural, a SIL (*Surge Impedance Loading*) (1). A potência natural de LTs médias e longas é geralmente limitada a uma parcela de aproximadamente 30% de sua capacidade térmica. Como as reatâncias não tem papel significativo em uma LT DC, a capacidade de transmissão é limitada pela capacidade térmica dos condutores e não por estabilidade.

Dado que uma linha DC não há circulação de potência reativa, as perdas ôhmicas de uma linha DC são desde 25% a 35% menores que na linha AC.

1.2.2 Estabilidade e operação de sistemas de potência AC com links DC.

Um link DC pode trazer vantagens na estabilidade e robustez de operação de um sistema de potência síncrono AC, uma vez que a direção e quantidade de fluxo de potência podem ser controladas pelos terminais conversores. Em algumas circunstâncias, um link DC pode aumentar a quantidade de potência transmitida entre dois pontos em um sistema síncrono limitado por estabilidade. Isto ocorre porque um link DC pode enviar potência sincronizante para um ponto pelo reconhecimento da necessidade e não pela consequência dela, permitindo que o sistema opere com ângulos de carga maiores (1).

Devido ao processo controlado de retificação-inversão, LTs DC apresentam sobretensões de manobras mais baixas que LTs AC e portanto necessitam de distâncias elétricas menores para esse critério de isolamento. Pelo mesmo motivo, LTs DC não contribuem para o aumento de correntes de curto circuito em sistemas adjacentes.

1.2.3 Confiabilidade do sistema para critério N-1

Em grandes sistemas elétricos de potência, as potências máximas permitidas para transmissão estão limitadas tal que, na contingência de uma linha qualquer, não haja perda de potência transmitida. Ou seja, nenhuma carga deve deixar de ser atendida caso algum elemento do sistema falhar. Esse critério é conhecido como N-1. Em alguns casos, na falta de um polo de uma linha DC, parte da energia ainda pode ser transmitida de

forma emergencial monopolar com retorno pela terra, ou pelo condutor metálico de retorno. Em linhas AC, a falta de uma fase resulta na contingência de toda LT (1).

1.2.4 Aplicações de HVDC

Linhas HVDC são empregadas atualmente principalmente em distâncias grandes, nas quais onde o custo mais baixo por MW transportado compensa o alto custo dos terminais. No Brasil, exemplos são os dois bipolos Foz do Iguaçu Ibiuna e o primeiro bipolo Porto Velho (RO)-Araraquara (SP).

Links HVDC também são usados na integração energética de sistemas internacionais que operam em frequências diferentes (1).

1.2.5 Desvantagens da transmissão em corrente contínua

O processo de retificação e inversão de corrente para grandes potências ainda é caro. Portanto, linhas DCs são viáveis atualmente para conexões entre grandes distâncias. Pelo mesmo motivo, linhas DC não atendem cargas ao longo de seu trajeto, sem que haja um oneroso investimento em estações conversoras.

1.3 OBJETIVOS E DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho apresenta as principais alternativas técnicas de conversão AC-DC de LTs e ilustra algumas delas através de um estudo de caso de recapacitação. Para tanto, são revisados os principais critérios de projeto de LTs DC, comparando-os com os condicionantes equivalentes em LTs AC.

No estudo de caso, duas configurações de conversão AC-DC são apresentadas: a primeira segundo a diretriz de mínimo custo de reconfiguração da LT e a segunda com a diretriz de aumentar significativamente a potência. A comparação das potências transmissíveis e seus fatores limitantes visa ilustrar quando e como a conversão AC-DC pode ser uma alternativa de recapacitação interessante.

O escopo desse trabalho se restringe a uma discussão técnica de engenharia sobre as alternativas para conversão AC-DC da linha de transmissão. A opção definitiva pela tecnologia DC está associada a diversos fatores como estabilidade, confiabilidade do sistema e planejamento estratégico. Outro fator fundamental é a viabilidade econômica de uma LT DC e de suas estações conversoras, que depende de relações comerciais entre

agentes de mercado³ ⁴. Tais fatores, embora fundamentais para a materialização de uma recapacitação por conversão AC-DC, não fazem parte do escopo desse trabalho.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado de forma que no primeiro capítulo seja apresentada uma introdução básica ao tema: necessidade de recapacitação e a alternativa da transmissão em corrente contínua, suas características, aplicações, vantagens e desvantagens.

No segundo capítulo são apresentadas as alternativas para conversão AC-DC de LTs, no que diz respeito à utilização dos componentes existentes, aspectos da coordenação do isolamento e fenômenos de tensão e corrente. O efeito das alternativas sobre os custos ambientais-fundiários e desempenho da linha convertida também são comentados.

O terceiro capítulo apresenta um estudo de caso de uma LT AC 230kV. O estudo de caso é baseado em um projeto real de uma LT HVAC existente. A LT e seus critérios de projetos são apresentados. Dois cenários de recapacitação são avaliados: no primeiro, a diretriz é a de mínimo custo, com maior manutenção possível dos componentes e características da LT original. O segundo cenário tem a diretriz de aumentar a potência transmitida significativamente, assumindo modificações em condutores, isoladores e reforços nas estruturas. Em ambos os cenários, o objetivo final é identificar a influência dos critérios de projeto adotados sobre o incremento da potência transmissível.

No quarto e último capítulo são resumidos as principais conclusões do segundo e terceiro capítulo. É feita uma avaliação crítica dos resultados, apontando quais são os fatores principais a serem considerados na conversão AC-DC, bem como quando esta pode ser uma alternativa interessante de recapacitação.

³ A relação de custo entre as linhas de transmissão DC e suas estações conversoras é assunto complexo e dinâmico devido à sua dependência de relações entre agentes de mercado e os avanços tecnológicos. Além disso há dificuldade em obter dados a respeito dos custos de projetos HVDC. Por essas razões, este trabalho não trata de aspectos econômicos relacionados ao projeto de sistemas HVDC e suas estações conversoras.

⁴ A brochura técnica 388 do CIGRE (8) introduz o tema da análise econômica de projetos HVDC, apresentando estudos de casos.

2 ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA CONVERSÃO AC-DC

O método adotado para a conversão de uma LT AC trifásica em uma LT DC depende de diversos fatores, que incluem o estudo de sistemas, aspectos econômicos, ambientais e fundiários. Tais fatores influenciam quais e como os elementos constituintes da LT devem reconfigurados ou substituídos. Este capítulo faz um resumo das alternativas técnicas de conversão AC-DC e sua influência sobre os aspectos técnicos e econômicos que envolvem o sistema em que uma LT convertida se encontra.

2.1 USO DA ESTRUTURA EXISTENTE

O grau de aproveitamento dos elementos constituintes de uma LT depende da sua condição atual e dos fatores que levam à necessidade de recapacitação. Nas seções subsequentes são feitas considerações a respeito do aproveitamento de elementos de LTs AC para operação em DC.

2.1.1 Aproveitamento dos condutores

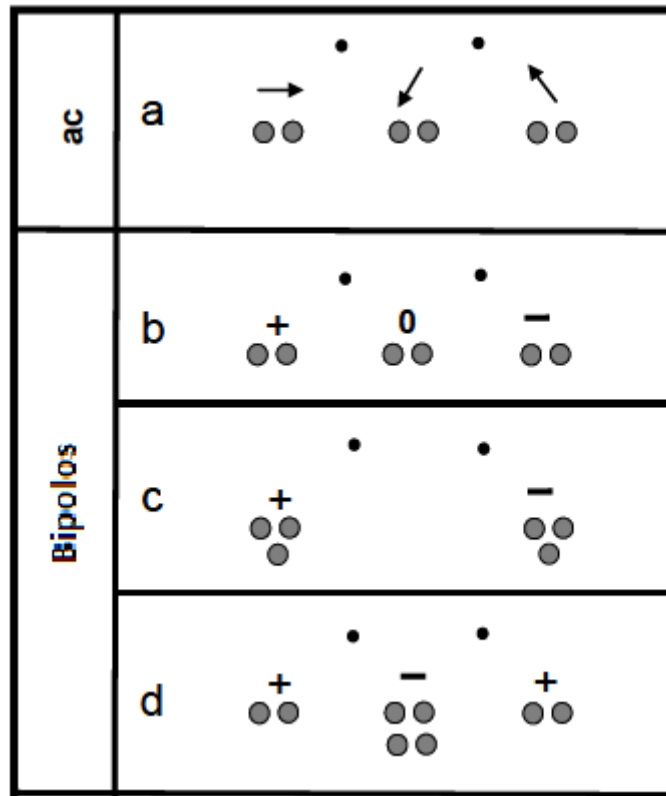
Não existem diferenças intrínsecas construtivas entre condutores de LTs AC e DC. Portanto não existe nenhuma limitação que impeça a direta operação DC de um condutor de uma LT AC. Um condutor operando em AC tem uma resistência sensivelmente maior (1 a 2%) que um operando em DC, devido ao efeito pelicular.

2.1.2 Arranjo e funcionalidade dos feixes condutores

O rearranjo e a determinação da funcionalidade dos feixes condutores para conversão AC-DC é feita de acordo com o número de circuitos das torres, o número de subcondutores do feixe, resistência mecânica da cadeia de isoladores, desempenho estrutural das suspensões e ancoragens.

A Figura 2 ilustra meios pelos quais os condutores de uma LT AC circuito simples de configuração horizontal com dois subcondutores por fase podem ser aproveitados para operação DC bipolar.

Figura 2: Funcionalidade dos condutores: Conversão LT circuito simples



Fonte: adaptado de (1)

A configuração “b” é a configuração mais comumente proposta para esquemas de conversão (1). Ela utiliza o feixe condutor central para caminho de retorno da corrente no caso de uma falta dos polos.

A configuração “c” utiliza plenamente a capacidade de corrente dos condutores, dividindo o feixe central para as laterais. Com isso, a LT transporta 50% mais corrente que a opção b. Na falta de um polo, não existe caminho de retorno que não pela terra ou pelos condutores de proteção.

A configuração “d” adiciona dois condutores ao feixe central e divide um polo nos outros dois. É também conhecida como *split bipole*. Nessa condição, a capacidade de corrente duplica, em comparação com a opção “b”.

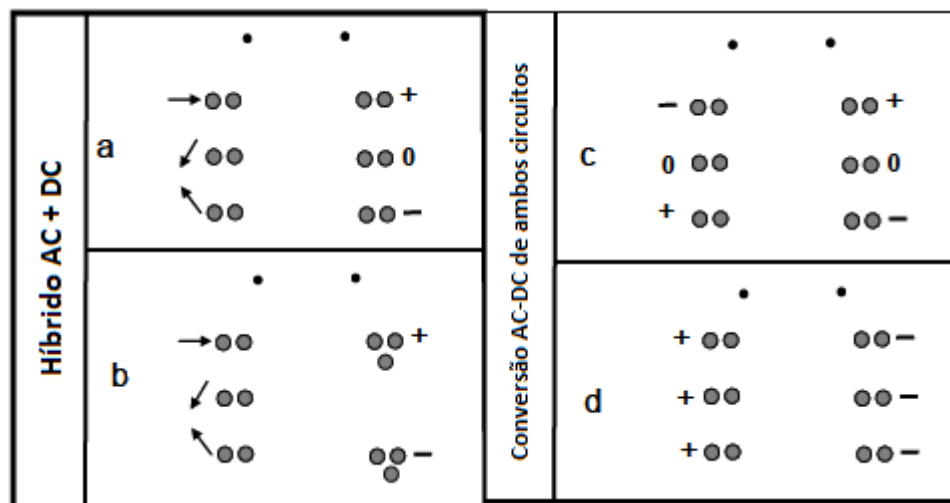
As configurações “c” e “d” requerem modificações na geometria da cabeça de torre.

Esse incremento de capacidade também pode ser feito trocando os condutores centrais por do tipo *High Temperature Low Sag (HTLS)*, onde a capacidade máxima de transporte de corrente seria utilizada somente no caso emergencial, em que as perdas resistivas não são tão importantes.

As configurações monopolares, embora tecnicamente viáveis, não são apresentadas, pois se deseja evitar o retorno pela terra, devido a problemas ambientais, e aproveitar os condutores existentes.

Para LTs cujas torres têm circuito duplo, as opções de configurações para conversão estão apresentadas na Figura 3. Aqui há a possibilidade converter apenas um circuito, formando um corredor híbrido. Nesse caso, a soma dos campos AC e DC deve ser avaliada e bem como seus possíveis efeitos sobre seres vivos e máquinas na sua vizinhança.

Figura 3: Funcionalidade dos condutores: Conversão LTs circuito duplo



Fonte: adaptado de (1)

Em ambos os casos (circuito simples ou duplo), a configuração de conversão adotada deve levar em conta (1):

- A possibilidade de retorno de corrente pela terra ou pelos condutores de proteção. Caso exista, a falta de um polo mantém-se a linha operando com uma parcela de sua potência.
- A estabilidade do sistema com a retirada de uma LT AC.
- Em LTs de circuito duplo a retirada das duas LTs AC pode afetar a confiabilidade do critério N-1.
- A importância da redundância do circuito na falta de um polo.
- A interrupção da transmissão para as alterações.
- Condição das estruturas de suportar as reconfigurações dos condutores

2.1.3 Substituição de isoladores

A tensão DC operativa LT tem efeito sobre dois aspectos da coordenação do isolamento: (i) a seleção e dimensionamento da cadeia de isoladores e (ii) a geometria da cabeça de torre.

Em LTs AC, o dimensionamento da cadeia de isoladores é geralmente ditado pelas distâncias elétricas de isolamento do vão de ar para sobretensões tipo *fast front* (descargas atmosféricas) e *slow front* (surtos de manobra). Para uma dada distância elétrica, o desempenho frente à poluição é geralmente atendido com a escolha de uma distância de escoamento adequada (2).

Em LTs DC, as sobretensões *slow-front* são mais baixas que em AC. Por outro lado, o campo elétrico DC favorece a deposição de partículas sobre a cadeia, tornando o efeito da poluição no desempenho dos isoladores mais severo. Adicionalmente, um isolador com a mesma quantidade de poluição apresenta tensão de *flashover* menor quando energizada em DC do que em AC.

Além disso, a migração iônica constante dentro do dielétrico pode causar o esgotamento das camadas isolantes ao longo de sua vida útil. Em DC, partes metálicas são mais suscetíveis a efeitos de corrosão do que em AC, podendo comprometer a integridade mecânica da cadeia (3).

Portanto, no caso DC, o projeto da cadeia de isoladores é dominado pelo seu desempenho frente à poluição.

No caso de conversão AC-DC, os isoladores AC originais devem ser substituídos por isoladores específicos para operação em tensão DC (1).

2.1.4 Estruturas

As possíveis adaptações das estruturas dependem do rearranjo dos feixes e dos condutores na torre, que podem causar mudanças nas árvores de carregamento das estruturas de suspensão e de ancoragem.

A substituição ou nova regulagem de condutores pode causar uma mudança completa nas árvores de carregamento das ancoragens e suspensões. Quando se considera a substituição de condutores convencionais por condutores *High Temperature Low Sag* (HTLS), deve-se levar em conta que esse tipo de condutor normalmente é regulado com trações maiores que dos condutores convencionais. Portanto, um estudo estrutural detalhado deve ser feito para avaliar a viabilidade técnica da substituição de condutores.

Como as LTs candidatas à recapacitação são muitas vezes antigas, projetadas com “fatores de segurança” conservadores, uma análise de confiabilidade estrutural deve ser feita para verificar a real necessidade de modificações (1).

2.1.5 Fundações

Alterações nas fundações não são essencialmente necessárias para conversão AC-DC. A avaliação de reforço nas fundações é consequência do estudo estrutural da LT.

2.1.6 Faixa de passagem.

A faixa de passagem de uma LT depende dos efeitos da LT sobre as vizinhanças do seu traçado. Tanto em LTs AC quanto em DC, fatores como tensão operativa, altura das estruturas, geometria dos feixes, entre outros, influenciam o tamanho necessário da faixa de passagem e impõe restrições ao uso dos terrenos por onde a LT passa.

Dada a faixa de passagem estabelecida no empreendimento AC original, existem valores máximos admissíveis de campos eletro-magnéticos; rádio interferência, ruído audível e distâncias de segurança que devem ser respeitadas dentro e no limite da faixa. Tais valores podem representar restrições à tensão DC e à corrente máxima operativa da LT convertida.

2.2 DIFERENÇAS ENTRE CRITÉRIOS DE PROJETO ADOTADOS EM LINHAS AC E DC

Esta seção revisa alguns aspectos importantes de projeto de LTs AC e DC. Quando pertinente, os critérios de projeto são comparados e discutidos.

2.2.1 Coordenação do isolamento

A coordenação do isolamento é a parte do projeto de uma LT que dimensiona o isolamento de uma LT frente às diferentes solicitações de tensões que podem ocorrer durante sua vida útil. Uma linha aérea de transmissão está sujeita a diferentes condições atmosféricas como, por exemplo, a ventos que aproximam os condutores da estrutura ou a poluição que prejudica o desempenho dos isoladores. As solicitações de isolamento de uma LT variam. No caso de uma LT AC, o chaveamento de bancos capacitivos para compensação reativa pode gerar sobretensões. A coordenação do isolamento dimensiona uma LT para que ela tenha desempenho satisfatório nas diferentes condições de operação e é fundamental para a sua confiabilidade.

Nos casos de LTs AC, existe uma vasta literatura normativa e científica a respeito das recomendações de distâncias elétricas, ângulos de balanço e dimensionamento da cadeia de isoladores.

Para LTs DC, até o momento da redação deste trabalho, não existem normas específicas a respeito de distâncias de isolamento. Algumas referências documentam experiências consolidadas e registram os critérios de projeto adotados. Porém a documentação dessas experiências não é tão vasta como para LTs AC.

2.2.1.1 Escolha do tipo de isolador

Em projetos de LTs AC, o desempenho frente à poluição dos isoladores é geralmente atendido com a escolha de isoladores tradicionais AC de vidro ou cerâmica dimensionados para as distâncias elétricas do vão de ar na cabeça da torre (1).

Em projetos de linhas HVDC, o critério de dimensionamento dos isoladores para performance de poluição é mais crítico que em HVAC. O acúmulo de poluição sobre um isolador energizado em um campo elétrico estático é mais severo que sobre um isolador energizado em um campo alternado. A migração iônica dentro do material isolante é também crítica quando um isolador está excitado sob um campo elétrico estático. Por conta disso a escolha e o dimensionamento da cadeia de isoladores é de importância especial em projeto de linhas HVDC.

Isoladores especiais para operação DC de vidro e cerâmica apresentam propriedades especiais, como alta resistividade, proteção contra corrosão e migração iônica. Esses materiais são tradicionalmente utilizados em projetos em LTs DC, com experiência prática industrial consolidada e relatada na literatura. Para essa classe de isoladores, existe a Norma IEC 61325, que estabelece os critérios e requisitos mínimos de desempenho.

Isoladores especiais DC de materiais compósitos, construídos com materiais hidrofóbicos, apresentam características melhores de desempenho contra depósito de poluição, se comparados com isoladores de vidro ou cerâmica do mesmo tamanho. Além disso, isoladores de material compósito também são mais leves (4).

Quando se considera a conversão AC-DC, as distâncias na cabeça de torre estão limitadas àquelas ocupadas pela cadeia de isoladores existentes. Isso torna a opção por isoladores compósitos particularmente mais interessante que os de vidro ou cerâmicos. Entretanto, por ser uma tecnologia de materiais nova, não existem muitas experiências práticas do comportamento desses isoladores ao longo de sua vida útil. Assim, a escolha por isoladores tradicionais de vidro e cerâmica ainda é mais frequente em projetos de transmissão HVDC (4).

2.2.1.2 Dimensionamento da cadeia de isoladores: critério poluição.

Para atender o critério de desempenho contra poluição, deve-se determinar o número mínimo de isoladores presentes na cadeia. O dimensionamento é mais crítico para LTs DC do que AC, pelos motivos apresentados nas Seções 2.2.1.1 e 2.1.3.

Os principais fatores que devem ser considerados no dimensionamento da cadeia de isoladores de uma LT DC são:

- Nível máximo de tensão na linha.
- Altitude do traçado da LT.
- Condições de contaminação e poluição.

2.2.1.2.1 Abordagem determinística de dimensionamento.

O dimensionamento da cadeia de isoladores pelo critério de poluição é feito tradicionalmente para LTs AC utilizando a Equação 2.1

$$N_{isoladores} = \frac{SCD \left[\frac{mm}{kV} \right] \cdot V_{fase-fase} [kV]}{D_{distância\ escoamento\ específica} [mm/unidade]} \quad (2.1)$$

Onde, SCD é a distância de escoamento específica recomendada para a cadeia; $D_{distância\ de\ escoamento\ específica}$ é a distância de escoamento específica por unidade do isolador; $V_{fase-fase}$ é a tensão AC eficaz entre fases da LT e $N_{isoladores}$ é o número de unidades isoladores.

Trata-se de uma abordagem determinística que depende de uma distância de escoamento recomendada de acordo com as características locais de poluição. Ilustra-se o cálculo por essa abordagem com o exemplo seguinte.

Em uma região de grau de poluição leve, os valores de distâncias de escoamento praticados no Brasil em LTs AC são (1),

$$SCD_{AC} = 28 \left[\frac{mm}{kV_{fase-terra}} \right] = 16 \left[\frac{mm}{kV_{fase-fase}} \right]$$

Para um a LT AC de 420kV⁵, com isoladores AC com distância específica de 320mm por unidade e passo unitário de 146mm, o número mínimo de isoladores AC é:

$$N_{AC_isoladores} = \frac{16 \left[\frac{mm}{kV} \right] \cdot 420 [kV]}{320 [mm]} = 21.$$

E o comprimento total da cadeia AC dado por

⁵ 420kV não é tensão operativa da rede básica brasileira. Esse valor de tensão foi retirado de um exemplo apresentado na referência (1). O nível de tensão padrão brasileiro mais próximo é 440kV.

$$L_{cadeia_isol_AC} = 21[unidades].146 \left[\frac{mm}{unidade} \right] = 3066mm.$$

Considerando a substituição para isoladores DC, com distância de passo unitário de 170mm e distância de escoamento específica de 550mm, o número possível de isoladores na cadeia existente é

$$N_{isoladores_DC} = \frac{3066[mm]}{170 \left[\frac{mm}{unidade} \right]} = 18unidades.$$

Considerando que a SCD para DC praticada é

$$SCD_{DC} = 35 \left[\frac{mm}{kV_{polo-terra}} \right]$$

A tensão DC operativa máxima polo terra sobre a cadeia de isoladores é

$$V_{DC\ polo-terra} = \frac{18[unidades].550 \left[\frac{mm}{unidade} \right]}{35 \left[\frac{mm}{kV_{polo-terra}} \right]} = 283kV$$

A distância específica de escoamento arbitrada é a média dos valores praticados, informados uma pesquisa feita pela Referência (2). As SCDs informadas variam desde 18 até 87[mm/kV], incluindo casos cujo desempenho foi insatisfatório. A escolha pelo valor $SCD_{DC} = 35 \left[\frac{mm}{kV_{pole-gnd}} \right]$ é baseada na prática internacional e seu valor foi escolhido sem que fosse considerado um aumento no grau de poluição local onde a linha está instalada (2). O local da LT e sua poluição continuam iguais. A diferença $SCD_{DC} > SCD_{AC}$ origina-se portanto não pela diferença do grau de poluição local e sim pela influência que a poluição tem sobre o desempenho de um isolador submetido à tensão DC e AC.

Observa-se também na Referência (2) que não há correlação entre a distância de escoamento específica e a tensão operativa do sistema.

Esta abordagem ilustra como a escolha do isolador específico para uso DC limita a tensão DC que seria possível sobre uma LT convertida para atender à critérios de poluição.

Devido (i) à sensibilidade dessa metodologia de cálculo à escolha da SCD e (ii) à influência do fator poluição sobre *flashover*⁶ em isoladores DC, faz se necessário um aprofundamento maior da escolha da SCD ou até mesmo a adoção de uma metodologia baseada em abordagem estatística das tensões de *flashover*.

⁶ O termo *flashover* é utilizado em substituição ao termo *descarga disruptiva no isolamento*

Portanto considera-se que a abordagem determinística simplificada de dimensionamento de isoladores em condição de poluição não é a ideal para projetos HVDC.

2.2.1.2.2 Abordagem estatística de dimensionamento

Para minimizar as incertezas associadas ao projeto da cadeia de isoladores, recomenda-se um enfoque estatístico da avaliação do desempenho dos isoladores em poluição. Sob tal enfoque também é necessária um detalhamento da severidade da poluição local. Essa abordagem baseia-se na quantificação da solicitação de poluição e no desempenho da cadeia nessas condições. Em (5), um exemplo detalhado do procedimento com esse enfoque é apresentado.

AValiação da Severidade da Poluição Local sobre um Isolador.

As condições de poluição frequentes no local devem ser avaliadas através de um mapeamento baseado em dados colhidos em longo prazo. Informações básicas devem incluir dados sobre:

- Tipo e composição da poluição existente e sua uniformidade de deposição sobre a cadeia de isoladores. De acordo com IEC 60815 (6), o tipo de poluição é classificado em:
 - (i) Tipo A: constituída por uma parcela solúvel e outra não solúvel. A parcela solúvel é facilmente molhada por neblina, orvalho ou névoa formando uma camada condutora, ao passo que a parcela não solúvel forma uma camada aderente entre a superfície do isolador e a camada solúvel condutora.
 - (ii) Tipo B é a poluição causada por soluções salinas como maresia, ou chuva ácida, soluções químicas condutoras que se depositam diretamente sobre a superfície dos isoladores.
- Informações geográficas, sócio-econômicas e climáticas da região.
- Experiência com linhas existentes AC.

O método de medições de deposição direcional de partículas, *Directional Dust Deposit Gauge* (DDDG) (2), pode fornecer dados sobre o grau de poluição local. Tais estações de medidas devem preferencialmente ser instaladas em pontos representativos da LT com de diferentes tipos de isoladores energizados. Assim pode-se estimar o acúmulo de poluição em longo prazo para isoladores no ambiente em questão.

QUANTIFICAÇÃO DA SOLICITAÇÃO POR POLUIÇÃO SOBRE ISOLADORES

As grandezas que caracterizam (quantificam) a severidade da poluição em um determinado local para um determinado isolador são (2):

- Densidade equivalente de sal depositado (*ESDD, Equivalent Salt Deposit Density, $\frac{mg}{cm^2}$*). A ESDD é definida como a massa equivalente de cloreto de sódio (NaCl) que, quando dissolvida em uma determinada quantidade de água desmineralizada, fornece a mesma condutividade elétrica que a fornecida pelo depósito natural do poluente sobre a área superficial de um isolador na mesma quantidade de água. A ESDD é expressa em $[\frac{mg}{cm^2}]$
- Densidade de partículas não solúveis depositadas (*NSDD, Non Soluble Dust Deposit, $\frac{mg}{cm^2}$*). É definida como a massa de resíduos não solúveis em água removida da superfície de um isolador, dividida pela área superficial deste isolador. A NSDD é tipicamente expressa em $[\frac{mg}{cm^2}]$. Caso os a NSDD e a ESDD sejam coletadas em isoladores não energizados ou energizados AC, estes valores devem ser corrigidos de acordo com a referência. Os dados estatísticos e desvio padrão devem ser do nível de confiança 2%
- Grau de uniformidade da poluição ao longo do isolador (*CUR, Contamination Uniformity Ratio*): É a razão entre a ESDD na parte inferior e a ESDD na parte superior do isolador (2) e (6). A CUR é calculada pela Equação 2.2.

$$CUR = \frac{ESDD_{Bottom}}{ESDD_{Top}} \quad (2.2)$$

Outra maneira de expressar o grau de uniformidade é a T/B (*Top to Bottom ratio*), que é simplesmente o inverso da CUR. Cabe ressaltar que a referência (5) considera em seu exemplo de cálculo o grau $CUR=T/B$, o que não está de acordo com as Referências (2) e (6). No presente trabalho, o grau de uniformidade CUR é definido como na referência (2).

- Número de eventos de poluição por ano. Onde um evento de poluição é um período de tempo em que existe atividade de descarga significativa no isolador.
- Número de isoladores submetidos às condições de poluição na LT.

PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DA ABORDAGEM ESTATÍSTICA:

Com o estudo das condições representativas da poluição natural local, o número de isoladores na cadeia é determinado cumprindo-se os quatro passos seguintes.

1. **Determinação da tensão de *flashover* $U_{50\%} \frac{kV}{unidade}$** : Determinar a tensão em que ocorre *flashover* sobre o isolador em 50% dos ensaios para uma determinada ESSD cujo CUR=1 e a NSDD=0,1 [$\frac{mg}{cm^2}$]. Usualmente, $U_{50\%}$ para uma determinada ESSD é fornecido pelo fabricante.
2. **Correção do valor de tensão de *flashover* $U_{50\%}$** de acordo com a ESSD e a NSDD esperada sobre o isolador no local.

$$U_{50\%_{corr}} \left[\frac{kV}{unidade} \right] = U_{50\%} \cdot K_1 \cdot K_2$$

Onde K_1 é o fator de correção que considera a uniformidade da poluição ao longo do isolador, calculado pela Equação 2.3,

$$K_1 = 1 + W \cdot \log CUR \quad (2.3)$$

Onde os valores de W são:

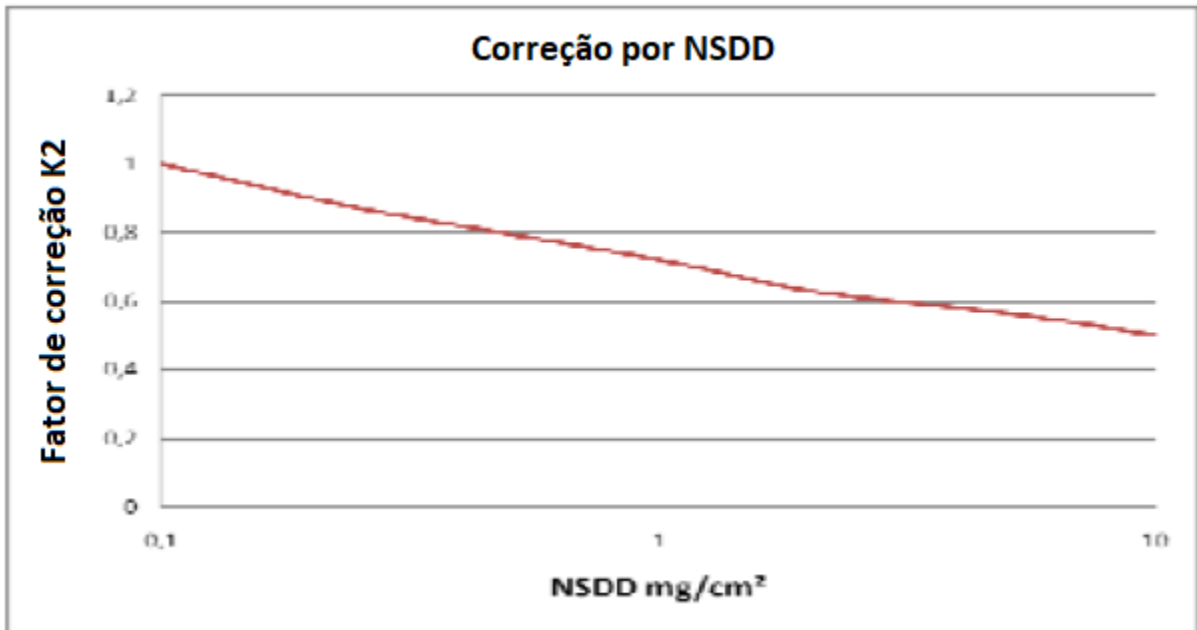
$$0,35 < W < 0,45$$

Tipicamente $W=0,38$ (5). O fator de correção, K_2 , devido à NSDD é calculado pela Equação 2.4,

$$K_2 = \left(\frac{NSDD}{0,1} \right)^{-0,15} \quad (2.4)$$

K2 também é obtido pela graficamente pela Figura 4

Figura 4: Fator de correção K2 dimensionamento da cadeia de isoladores DC



Fonte: Adaptado de (5)

3. Determinação da tensão que a cadeia de isoladores deve suportar para um determinado grau de risco

$$U_{string}[kV] \geq \frac{U_{dc}}{(1 - n \cdot \sigma)} \quad (2.5)$$

Onde U_{dc} é o valor de tensão máximo considerado sobre a cadeia; n é o fator associado à probabilidade de falha (obtido pelo número de desvios padrão de uma distribuição normal) e σ é o desvio padrão percentual em relação à média. Valores típicos praticados são probabilidade de falha inferior a 2% e desvio padrão 7%. Assim $n=2,15$ e $\sigma = 0,07$.

4. Determinação do número mínimo de isoladores para uma cadeia sujeita à solicitação de poluição analisada

$$N_{isoladores} \geq \frac{U_{string}}{U_{50\%_corr}}$$

Com os quatro passos é possível determinar o número de isoladores que atende a confiabilidade de proteção contra *flashover* necessária de uma cadeia submetida às condições de poluição especificadas.

2.2.1.3 Geometria da cabeça de torre

A geometria da cabeça de torre e os espaçamentos no vão da torre são determinados a partir das distâncias elétricas que garantem um nível de confiabilidade de isolamento frente às solicitações de tensões possíveis ao longo da vida útil da LT.

As distâncias de isolamento são determinadas de forma determinística tal que a seguinte relação seja satisfeita

$$U_{rw} \geq U_{max}$$

Onde U_{rw} é a tensão de ruptura do dielétrico ar que o isolamento projetado deve suportar e U_{max} é a maior solicitação de tensão considerada.

Para avaliação das distâncias elétricas, recomenda-se um enfoque estatístico de U_{rw} baseados em ensaios e corrigidos por fatores geométricos, atmosféricos e de confiabilidade.

2.2.1.3.1 Tensões operativas de frequência industrial

De acordo com a norma europeia EN 50341 (7), a tensão de pico entre dois eletrodos excitados sob uma tensão senoidal de frequência industrial, afastados a uma distância d metros, que causa a ruptura do dielétrico ar é dado pela Equação 2.6. A Equação 2.6 é usada no dimensionamento do isolamento de LTs AC.

$$\frac{U_{rw_pf}[kV]}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z} = \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot d[m]^{1,2}) \quad (2.6)$$

A forma inversa da Equação 2.6 fornece a distância de isolamento necessária no vão de ar entre dois eletrodos submetidos à tensão senoidal de frequência industrial, expressa pela Equação 2.7.

$$d[m] = 1,64 \cdot \left[e^{\frac{U_{rw_pf}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot \sqrt{2} \cdot 750}} - 1 \right]^{0,833} \quad (2.7)$$

Onde, para ambas as Equações 2.6 e 2.7,

- d é a distância em metros, entre os eletrodos. O par de eletrodos pode ser, por exemplo, o condutor e a estrutura da torre, o condutor e o estai.
- K_a é o fator de correção atmosférica que leva em conta a altitude, temperatura e umidade esperada.
- K_{g_pf} é o fator de gap. Este fator considera a influência da geometria do arranjo sobre a distância de ruptura do dielétrico.

- K_z é o fator desvio, que considera a dispersão percentual dos ensaios de ruptura. K_z é definido como $(1 - N \cdot \vartheta)$, onde N é o número considerado de desvios padrão de uma distribuição normal e ϑ é o coeficiente de variação da distribuição de tensões (desvio padrão percentual da distribuição). Valor típico de K_z para tensões operativas em frequência industrial é 0,91, pois assume-se que $N=3$ desvios e $\vartheta = 3\%$.
- U_{rw_pf} é a tensão de pico entre os eletrodos. Usualmente, considera-se U_{rw_pf} 5 a 10% acima da tensão nominal da LT AC

A distância d [m] e o ângulo de balanço da cadeia de isoladores impõe as condições da geometria da cabeça de torre.

Para o dimensionamento da tensão operativa DC, as Equações 2.6 e 2.7 teoricamente também podem ser usadas. O mecanismo de ruptura do dielétrico ar por ionização é muito mais rápido que a oscilação senoidal de uma rede em 50 ou 60Hz. Portanto, do ponto de vista do mecanismo de ruptura do dielétrico ar, a variação senoidal da rede é muito lenta, podendo ser considerada como contínua. A descarga oriunda da ruptura do dielétrico ocorre no pico da onda senoidal. É importante ressaltar que a norma europeia (7) não faz referência ao caso DC.

A Brochura Técnica Cigré 388 (8) apresenta as distâncias elétricas usuais praticadas para o isolamento da tensão operativa em LTs HVDC, conforme a experiência industrial internacional. A Tabela 2.1 apresenta os valores praticados.

Tabela 2.1: Distâncias elétricas praticadas em LTs DC.

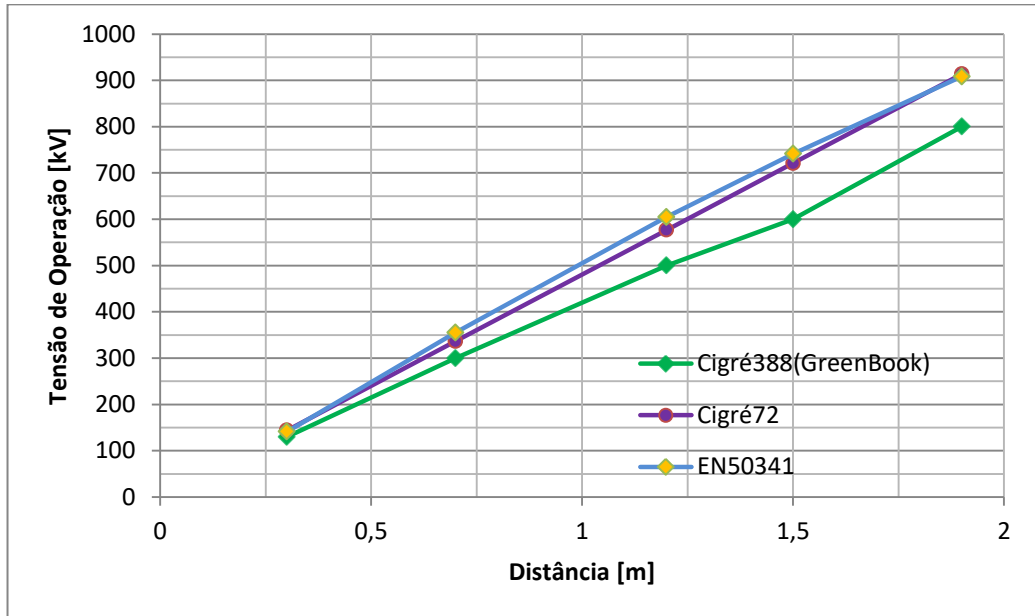
Tensão de Operação (kV)	Distância elétrica (m)
±300	0,70
±500	1,20
±600	1,50
±800	1,90

A Figura 5 apresenta graficamente as tensões operativas DC entre condutor e estrutura de acordo com três referências:

- (i) A referência (8), que obteve os dados do Green Book do CIGRÉ, apresentados na Tabela 2.1, que representam a prática internacional aplicada atualmente a LTs DC.

- (ii) A norma europeia de LTs EN50341 para LTs AC (7), considerando o valor de pico da onda senoidal. Para $K_z=0,91$ ($N=3$ e $v=3\%$), $K_{gap}=1,22$ (condutor à torre) e $K_a=0,97$
- (iii) A brochura técnica 72 do CIGRÉ (9), página 55, corrigida por um fator de gap $K_g=1,22$ e $K_a=0,97$

Figura 5: Distâncias elétricas DC vs tensão de operativa



Fonte: Elaboração do autor

A partir de regressão linear, obtém-se as Equações 2.8 e 2.9 que fornecem a distância elétrica recomendada em função da tensão operativa polo terra da LT.

$$d[m]_{Cigré388} = \frac{1}{410,1} \cdot U_{dc_pole_earth}[kV] - 0,016 \quad (2.8)$$

$$d[m]_{Cigré72} = \frac{1}{473,4} \cdot U_{dc_pole_earth}[kV] \quad (2.9)$$

Observa-se que as práticas documentadas na referência (8) são mais conservadoras que as recomendadas pelas referências (7) e (9).

As curvas da EN50341 (7) e Cigré72 (9) fornecem valores razoavelmente próximos, sendo que os resultados derivados da análise da referência (9).

É importante ressaltar que os valores dos coeficientes das Equações 2.8 e 2.9 variam de acordo com os fatores de gap, desvio e correção atmosféricos adotados.

2.2.1.3.2 Sobretensões temporárias

Sobretensões temporárias em sistemas AC originam-se principalmente pela contingência de cargas em sistemas adjacentes.

Quando prevista em projetos de LTs AC, a coordenação do isolamento para sobretensões temporárias é calculada com as Equações 2.6 e 2.7. A única diferença é que U_{rw_pf} a ser considerada é o valor da sobretensão temporária estimada. A prática do setor elétrico brasileiro considera essas sobretensões na ordem aproximadamente 1,5pu da tensão nominal da LT (10).

Em linhas de transmissão DC, por conta do controle de tensão das estações conversoras, tais sobretensões não são consideradas. Quando elas ocorrem, sua magnitude é baixa devido a ação dos sistemas de proteção dos terminais (1).

2.2.1.3.3 Sobretensões tipo *slow front*

A relação distância e tensão de ruptura de um arranjo de eletrodos excitado por uma onda tipo *slow-front* difere das relações para tensões operativas. De acordo com a referência (7), a tensão de pico $U_{rw_sf}[kV]$ que causa a ruptura do dielétrico entre eletrodos afastados por uma distância $d[m]$ é dada pela Equação 2.10,

$$\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf}} = 1080 \cdot \ln(1 + 0,46d[m]) \quad (2.10)$$

A forma inversa da Expressão 2.10, apresentada na Equação 2.11, fornece a distância necessária para atender uma sobretensão de valor $U_{rw_sf}[kV]$.

$$d[m] = 2,17 \cdot \left[\exp\left(\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf} \cdot 1080}\right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

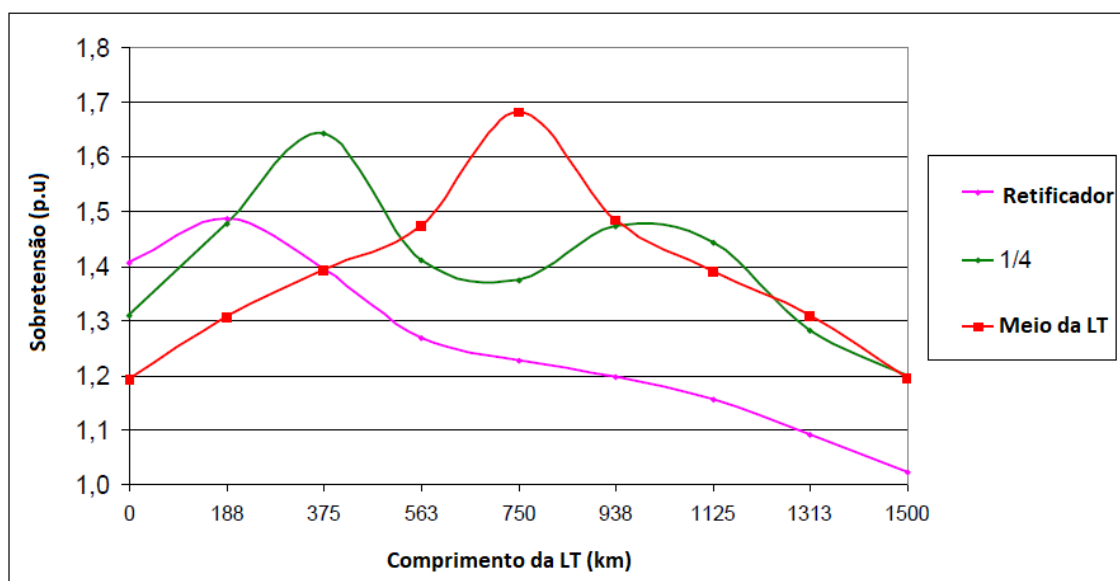
Onde, os fatores de correção K_a e K_z são os mesmos que os definidos para tensões de frequência industrial, na seção 2.2.1.3.1, exceto que por K_{z_sf} ser tipicamente considerado como 0,922 ($N=1,3$ e $\vartheta = 6\%$). O fator K_{g_sf} corrige a influência do arranjo geométrico sobre a tensão de ruptura entre os eletrodos. $U_{rw_sf}[kV]$ é o valor de pico estimado para a sobretensão. Geralmente, as sobretensões são estimadas em estudos de sistema preliminares ao projeto da LT. No Brasil, valores típicos de U_{rw_sf} em LTs AC de 230kV são da ordem de 3.p.u (10).

Em LTs DC, chaves desligamento convencionais não são usadas e, portanto sobretensões de surto de manobra não são consideradas. A energização do link DC é

feito controladamente, reduzindo sobretensões transientes. Entretanto, quando ocorre uma falta polo terra, sobretensões tipo *slow front* ocorrem em diferentes pontos da LT.

A Figura 6 apresenta o perfil de sobretensões ao longo da LT conforme a localização da falta. A magnitude da sobretensão resultante depende do ponto observado, da posição da falta e das propriedades de reflexão de surto das estações terminais. Isso tem implicância prática quando é usado um enfoque estatístico na coordenação do isolamento. De acordo com (1), sobretensões *slow-front* em sistemas DC são inferiores a 1,8p.u.

Figura 6: Sobretensões *slow-front* oriundas de falta polo-terra em LTs DC



Fonte: adaptado de Referência (1).

A referência (8), baseada no trabalho de Paris (11), sugere o cálculo das distâncias elétricas para isolamento de sobretensões *slow front* em uma LT DC pela Equação 2.12.

$$U_{50\%}[kV] = k_g \cdot 500 \cdot d[m]^{0,6}, \quad 2m < d < 7m \quad (2.12)$$

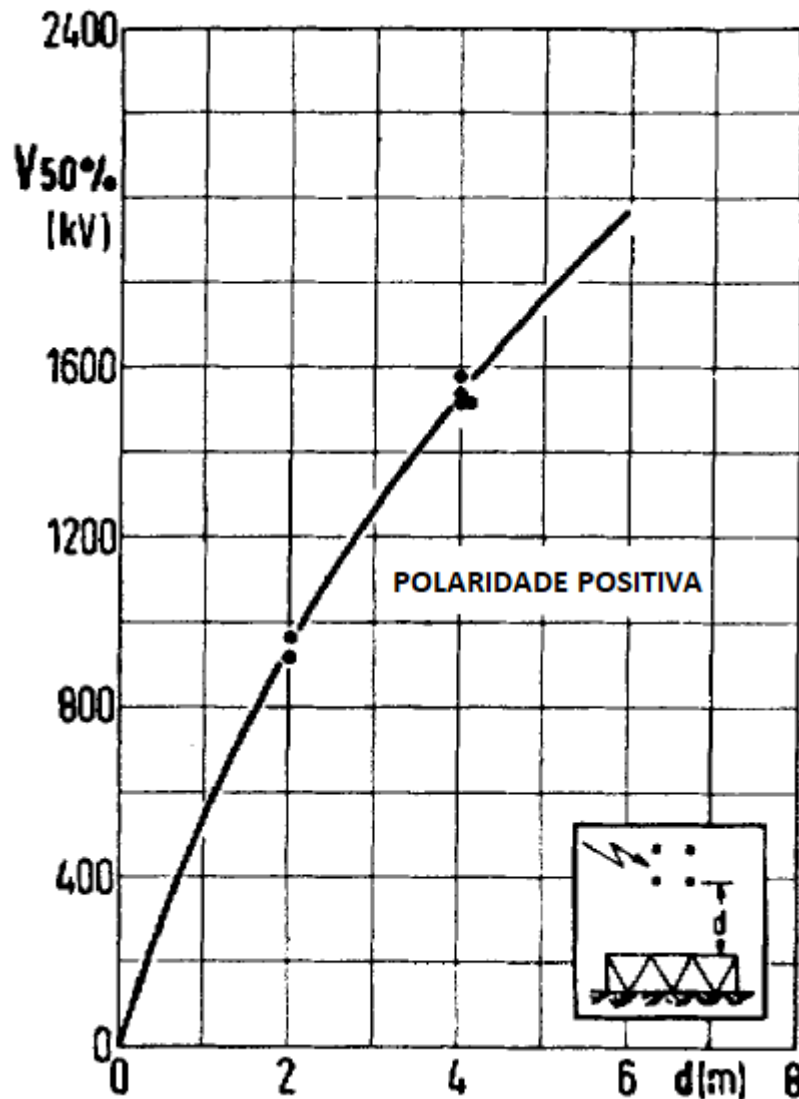
Onde,

- k_g é o fator de gap:
 - $k_g = 1,15$ condutor ao plano
 - $k_g = 1,30$ condutor à estrutura inferior
 - $k_g = 1,35$ condutor à estrutura lateral ou superior
 - $k_g = 1,40$ condutor aos cabos estais
 - $k_g = 1,50$ condutor aos cross-arms (com cadeia de isoladores)
- $d[m]$ é a distância do gap em metros.

- $U_{50\%}[kV]$ é a tensão de flashover 50%
 - $U_{rw_sf}[kV] = K_a \cdot K_z \cdot U_{50\%}[kV]$

O método de Paris apresenta resultados gráficos de $U_{50\%}[kV]$ em função do vão de ar entre condutor e estrutura, apresentados na Figura 7.

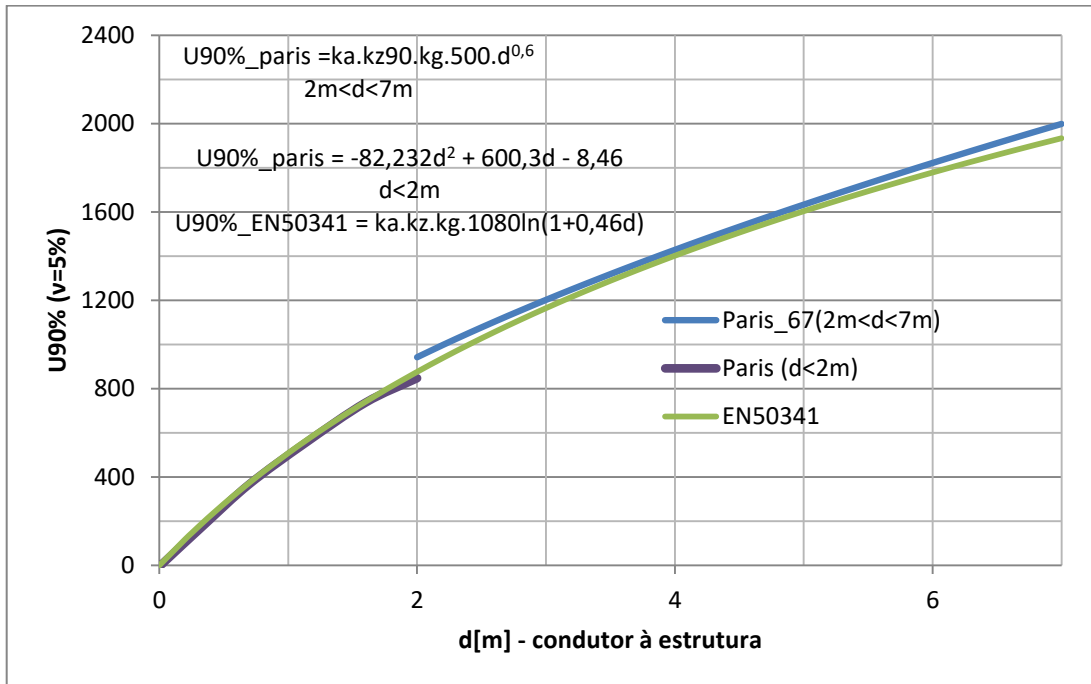
Figura 7: $U_{50\%}$ slow front distância condutor-estrutura



Fonte: Adaptado de (11)

A Figura 8 apresenta a comparação gráfica entre os valores de U_{rw_sf} resultantes da Norma Europeia (7) e do trabalho de Paris (11). A Figura 8 contém os resultados da regressão para distâncias inferiores a dois metros, pelo método de Paris. Para construção das curvas foi utilizado um fator de gap 'condutor-estrutura' 1,35, fator de desvio 0,935 (90%) e fator de correção atmosférica 0,985.

Figura 8: Comparação Urw_sf Paris e EN50341. vão de ar condutor-estrutura



Fonte: Elaboração do autor

Observa-se que os resultados são próximos, sendo que a norma europeia fornece valores pouco mais conservadores que o método de Paris para distâncias maiores que dois metros.

2.2.1.3.4 Solicitações elétricas sobre o condutor de retorno (neutro).

Em linhas de transmissão HVAC não existe condutor neutro. Entretanto, no cenário de conversão AC-DC, uma das fases pode ser mantida como retorno metálico para operação emergencial em caso de faltas. O retorno metálico é chamado de neutro. O condutor neutro é compartilhado entre os dois polos e está eletromagneticamente acoplado a ambos. Uma falha em um polo pode causar uma falta no condutor metálico de retorno, afetando o funcionamento do outro polo (1).

As solicitações elétricas sobre o retorno metálico são as seguintes (1):

- (i) Queda de tensão causada pela passagem de corrente, no caso de operação monopolar.
- (ii) Ligação e desligamento do sistema, bem como falha no sistema de comutação das estações conversoras podem causar sobretensões do tipo *slow-front* no condutor de neutro de até 100kV.
- (iii) Incidência de descargas atmosféricas pode submeter o isolamento do condutor neutro à sobretensões de alta magnitude.

A coordenação do isolamento do neutro deve ter como diretriz o desempenho frente às solicitações de ligamento, religamento, falhas de comutação das estações terminais e operação monopolar. Para atender essas solicitações, uma cadeia com duas até cinco unidades é tipicamente satisfatória.

Deve-se considerar entretanto que o condutor neutro pode ser submetido a solicitações de amplitude elevada tipo *slow-front* no caso de falta polo terra ou em caso de descargas atmosféricas.

Se a LT candidata a conversão necessita ter um condutor de retorno dedicado, o isolamento deste deve ser dimensionado para não comprometer a confiabilidade da operação.

2.2.1.3.5 Sobretensões tipo *fast front*

Sobretensões tipo *fast front* são oriundas de descargas atmosféricas que atingem as estruturas aterradas (cabo para raios, torres, proximidades) ou os condutores. A magnitude da sobretensão causada é dependente de sua corrente e de seu formato de onda, do aterramento e bem como da impedância de surto da LT.

Em LTs AC, as distâncias elétricas recomendadas pela EN 50341 (7) para isolamento de sobretensões tipo *fast front* são dadas pela Equação 2.13.

$$d[m] = \frac{U_{rw_ff}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530} \quad (2.13)$$

De acordo com a referência (10), a brochura técnica Cigre 72 (9) recomenda o cálculo da distância elétrica usando a Equação 2.14

$$d[m] = \frac{U_{rw_ff}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490} \quad (2.14)$$

Segundo a referência (1), os métodos para cálculo de sobretensões oriundas de descargas atmosféricas são os mesmos para LTs AC e DC, com as seguintes observações:

- (i) As correntes injetadas pela descarga geram sobretensões que são sobrepostas à tensão de operação DC. Dessa forma a sobretensão resultante depende do polo observado, do sentido da corrente incidente e do local de incidência da descarga. Assim a sobretensão pode ser maior ou menor que em uma LT AC. Considera-se que a incidência de descargas atmosféricas em LTs AC e DC são iguais, porém estudos indicam que LTs DC com torres altas são particularmente mais atingidas (1).
- (ii) Alguns trabalhos sugerem que a rigidez dielétrica dos vãos de ar é pouco afetada pela tensão DC de base, sugerindo que a sobretensão composta total pode ser utilizada como valor para cálculo das distâncias elétricas.

Existem ferramentas computacionais que estimam as sobretensões causadas por injeções de corrente *fast-front*. Seus resultados são fortemente dependentes das condições de entrada de simulação. Como análise preliminar, a prática industrial considera que a magnitude das sobretensões causadas por descargas atmosféricas variam desde 3,5p.u até 5p.u, no caso de LTs 230kV. No Brasil, sobretensões por impulso atmosférico são estimadas entre 4,8 a 5p.u. Em países europeus como Alemanha, Holanda e Reino Unido, sobretensões são estimadas na faixa de 3,8p.u a 4p.u (10).

2.2.2 Fenômenos eletromagnéticos

A energização dos condutores de uma linha aérea de transmissão traz consigo efeitos relacionados à tensão e à corrente dos condutores.

Quando um condutor está submetido a um potencial elétrico, cria-se um campo elétrico em sua superfície. O campo elétrico na superfície dos condutores pode originar descargas, chamadas de descargas de corona. Tais descargas podem produzir efeitos como ruído audível, rádio interferência e perdas ativas na LT. Os fenômenos oriundos do campo elétrico superficial dos condutores são conhecidos como efeitos de corona.

Os campos elétricos e magnéticos no nível do solo ao longo da faixa de passagem devem ser calculados a fim de estimar correntes induzidas, descargas e efeitos sobre objetos e corpos próximos às LTs. A quantificação das intensidades de campo elétrico e magnético, bem como seus efeitos, são conhecidos como estudos dos fenômenos de campo.

2.2.2.1 Efeitos de Corona

Os efeitos de corona têm comportamento diferente em LTs AC e DC. As perdas por corona, rádio interferência e ruído audível são influenciadas por fatores, como tensão, altura, configuração do feixe, afastamento entre fases/polos e condições climáticas. Portanto os efeitos de corona apresentam um comportamento estatístico, que deve ser considerado no cenário de conversão.

2.2.2.1.1 Campo Elétrico Limiar Corona Visual

O campo elétrico superficial do condutor, onde ocorre o início da corona visível é dado pela Equação 2.15 (1). Esta equação vale tanto para caso AC quanto para LTs DC.

$$E_c = K_1 \cdot \delta \cdot m \cdot \left[1 + \frac{K_2}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right] \quad (2.15)$$

Onde

- $E_c \left[\frac{kV}{cm} \right]$ é o campo elétrico na superfície do condutor em que inicia a corona
- $\delta = \frac{p[atm]}{1atm} \cdot \frac{293[K]}{273+T[^\circ C]}$ é a densidade relativa do ar
- m é o fator de irregularidade da superfície.
- r é o raio do condutor em [cm]
- $K_1 = 21,9$ para AC

- $K_1 = 33,7$ para DC positivo
- $K_1 = 31,0$ para DC negativo
- $K_2 = 0,308$ para AC
- $K_2 = 0,240$ para DC positivo
- $K_2 = 0,308$ para DC negativo

A fórmula fornece uma aproximação do campo de início da corona e, portanto, da tensão limite para início da corona (12). Como critério de projeto, adota-se a margem $E \leq 95\%E_c$ para assegurar que não os condutores não apresentarão corona visual.

2.2.2.1.2 Campo elétrico na superfície do condutor

O campo elétrico na superfície de um condutor (gradiente superficial) é o fator que gera os efeitos de corona. Se este campo for calculado, seja para o caso AC ou DC, os efeitos oriundos da corona poderão ser estimados. Os cálculos para estimativa do campo elétrico na superfície dos condutores em linhas de transmissão AC e DC estão apresentadas nas Seções 2.2.2.1.3 e 2.2.2.1.4.

2.2.2.1.3 Campo Elétrico Superficial em LT AC

O campo elétrico na superfície de um condutor de uma LT AC é dado pela Equação 2.16.

$$E_i = \frac{C'_i}{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot n_2 \cdot r} \cdot \left[1 + 2 \cdot \frac{r}{s} \cdot (n_2 - 1) \cdot \sin \frac{\pi}{n_2} \right] \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (2.16)$$

Onde

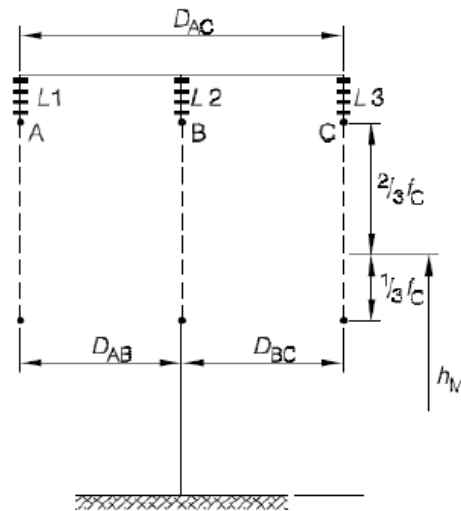
- C'_i é a capacitância de sequência positiva por unidade de comprimento do condutor.
- n_2 é o número de subcondutores no feixe.
- r é o raio do subcondutor
- ϵ_0 é a constante de permissividade do vácuo.
- U é a tensão de linha rms
- s é o espaçamento entre os subcondutores.

Em que,

$$C'_i = \frac{2\pi \cdot \epsilon_0}{\ln \left(\frac{D_M}{r_B \cdot \sqrt{1 + \frac{D_M^2}{2 \cdot h_M^2}}} \right)}$$

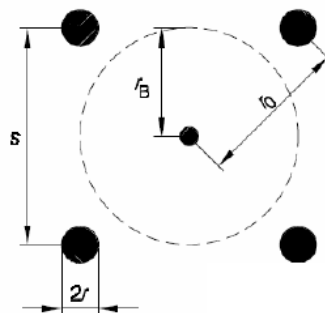
Em que,

Figura 9: Geometria de LT AC - cálculo do gradiente superficial



Fonte: CIGRE

Figura 10: Geometria do feixe condutor - cálculo de parâmetros elétricos



Fonte: CIGRE

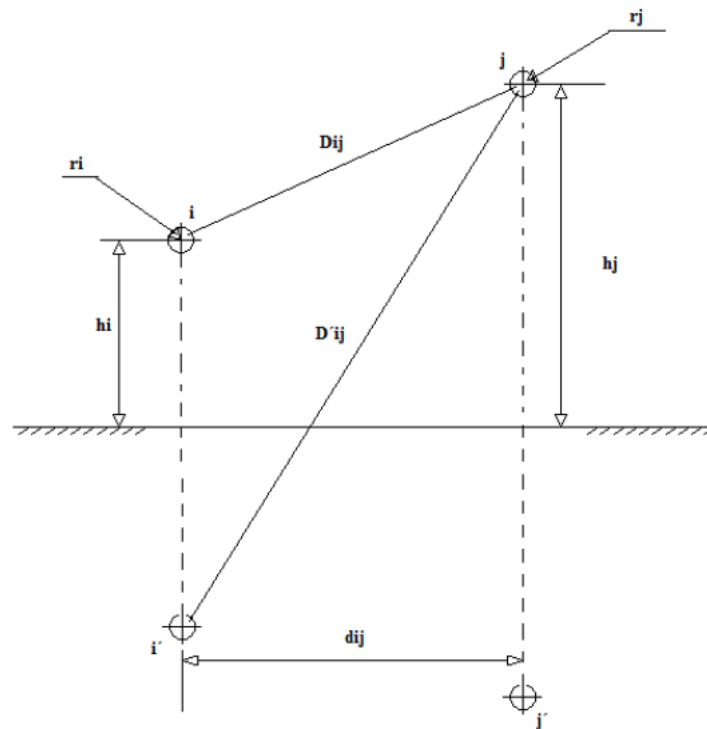
- $D_M = (D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC})^{\frac{1}{3}}$, é a .distância média geométrica entre as fases...
- $r_B = r \cdot \left(k_1 \cdot \frac{s}{r} \right)^{\frac{n_2-1}{n_2}}$.
- n_2 é o número de subcondutores por fase.

- $k_1 = \frac{1}{n_2^{\frac{n_2-1}{2}} \cdot \sin \frac{\pi}{n_2}}$
- $h_M = (h_a \cdot h_b \cdot h_c)^{\frac{1}{3}}$, é a altura média dos condutores.

2.2.2.1.4 Campo Elétrico Superficial em LT DC

O cálculo do gradiente superficial em um condutor de uma LT DC isolada energizada com tensão V é apresentado nessa seção. A Figura 11 apresenta o arranjo geométrico genérico de uma LT, para ilustrar a aplicação da metodologia. Detalhes com exemplo são apresentados no Anexo B da Referência (1)

Figura 11: Geometria LT DC para cálculo campo elétrico superficial



Fonte: Referência (1).

Os condutores i e j , com raios r_i e r_j , estão em potenciais

$$[V] = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix}$$

O potencial $[V]$ dos condutores se relaciona com a carga deles pela relação matricial dada pela Equação 2.17

$$[V] = [\lambda][Q] \quad (2.17)$$

Em que $[\lambda]$ é a matriz dos coeficientes de potencial (inversa da matriz capacitância).

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} \lambda_{ii} & \lambda_{ij} \\ \lambda_{ji} & \lambda_{jj} \end{bmatrix}$$

Os coeficientes da matriz $[\lambda]$ são calculados por:

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{2h_i}{r_i}$$

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ji} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}}$$

Onde h_i pode ser a altura mínima dos condutores ou a altura média (considerando 1/3 da flecha).

$$h_i = h_{min} + \frac{1}{3} \cdot h_{sag}$$

Caso os condutores não sejam singelos, mas sim um feixe, substitui-se r_i por

$$r_{eq} = r_0 \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_i}{r_0}}$$

Em que

- r_0 é o raio da circunferência que passa pelo feixe condutor da Figura 2.9
- n é o número de subcondutores por polo.

Portanto, a matriz de cargas nos condutores é dado pela Equação 2.18

$$\begin{matrix} Q_i \\ Q_j \end{matrix} = [\lambda]^{-1} [V] \quad (2.18)$$

Assumindo que a carga esteja uniformemente distribuída nos condutores do feixe, o campo elétrico médio sobre um subcondutor condutor do feixe i é dado pela Equação 2.19.

$$E_{ai} = \frac{1}{n} \cdot \frac{Q_i}{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot r_i} \quad (2.19)$$

E o campo elétrico máximo dos subcondutores é dado pela Equação 2.20

$$E_{max} = E_{ai} \cdot \left[1 + \frac{(n-1) \cdot r_i}{r_0} \right] \quad (2.20)$$

Essa metodologia de cálculo pode incluir tantos condutores quanto necessários. Nesse caso a matriz dos coeficientes de potencial $[\lambda]$ tem a dimensão quadrada de acordo o número de condutores considerados.

2.2.2.1.5 Ruído audível (RA)

O ruído audível é produzido pelas descargas de corona tem comportamento diferente em AC e DC com relação às condições climáticas. Para LTs AC sob chuva, o ruído audível aumenta e, além disso, produz harmônicas múltiplas da frequência de operação. Por outro lado, no caso DC, o ruído audível diminui com a ocorrência de chuva.

A Referência (8) apresenta uma equação empírica para o cálculo do ruído audível médio produzido por uma LT DC em tempo claro e límpido, apresentada pela Equação 2.21:

$$AN = AN_0 + 86. \log g + k. \log n + 40. \log d - 11,4. \log R + \frac{q}{300} \quad (2.21)$$

Onde

- $AN[dBA]$ é o ruído audível
- g é a média do campo elétrico superficial máximo do feixe [kV/cm]
- n é o número de subcondutores no feixe.
- d é o diâmetro do condutor [cm]
- R é a distância radial do polo positivo ao ponto de observação [m].
- q é a altitude [metros]
- $k=25,6$ para $n>2$. $k=0$, para $n=1$ ou $n=2$.
- $AN_0 = -100,62$ para $n>2$; $AN_0 = -93,4$, para $n=1$ ou $n=2$.

As unidades são dadas em dBA. Para estimar o RA máximo (10% de probabilidade de não ser excedido) em tempo claro, soma-se 5dB no resultado da Equação 2.21. Para estimar o RA médio sob tempo ruim, subtrai-se 6dB.

2.2.2.1.6 Rádio Interferência (RI)

Rádio interferência é qualquer efeito sobre um sinal de rádio devido a distúrbios que ocorrem dentro da largura de banda de frequência de transmissão. A RI é de interesse somente em telecomunicações de amplitude modulada (AM). A comunicação por frequência modulada (FM) é menos suscetível a distúrbios causados por LTs e portanto desconsiderada nesse trabalho.

A RI, assim como o RA, origina-se do mesmo fenômeno das descargas de corona e portanto apresenta sensibilidade semelhantes a condições atmosféricas.

O cálculo da RI causada por uma LT DC é feito pela Equação 2.22, apresentada na Referência (8).

$$RI = 51,7 + 86 \cdot \log \frac{g}{g_0} + 40 \cdot \log \frac{d}{d_0} + 10\{1 - [\log 10f]^2\} + 40 \cdot \log \frac{19,9}{D} + \frac{q}{300} \quad (2.22)$$

Onde

- RI medida a uma distância D do polo positivo [dB sobre de $1\mu V/m$]
- g é a média do campo elétrico superficial máximo do feixe [kV/cm]
- d é o diâmetro do condutor [cm]
- f é a frequência da RI [MHz]
- D é a distância radial do polo positivo ao ponto de observação [metros].
- q é a altitude [metros]

Valores de referência são $g_0 = 25,6 \left[\frac{kV}{cm} \right]$ e $d_0 = 4,62 cm$. Para RI máxima em tempo bom, adiciona-se 6dB à Equação 2.22. Para RI média sob tempo chuvoso, subtrai-se 5dB.

Deve-se ressaltar que a rádio interferência causada por uma LT afeta somente a comunicação por amplitude modulada em uma banda restrita de frequência. A importância de obedecer aos critérios de relação sinal ruído para comunicação AM tem sido questionada, dado que esse tipo de comunicação vem sendo cada vez menos utilizado.

2.2.2.1.7 Perdas por Corona

As perdas ativas por corona ocorrem, pois a corona cria cargas espaciais que drenam potência da LT. Tanto em AC quanto em DC, as perdas por corona aumentam com chuva. Para operação AC as perdas aumentam mais com a chuva do que no caso DC. Na operação DC, portanto, as condições climáticas de tempo bom devem ser verificadas na avaliação da viabilidade econômica do cenário de conversão.

Modelos teóricos para quantificar as perdas ativas por corona requerem considerações a respeito das condições ambientais, dos feixes, da distribuição de campos, densidade de corrente iônica, etc. Devido a natureza não determinística dos fatores que as causam, prefere-se a adoção de modelos empíricos de estimativa. Esses modelos são baseados em dados experimentais de projetos existentes e adaptados para prever o comportamento esperado de novos projetos.

A referência (8) apresenta a metodologia para quantificação das perdas por corona para linhas HVDC bipolares. As Equações 2.23 e 2.24 apresentam as perdas por corona em dB sobre 1W/m nas condições de tempo límpido e chuvoso, respectivamente.

$$P_{fair} = 2,9 + 50. \log \frac{g}{g_0} + 30. \log \frac{d}{d_0} + 20. \log \frac{n}{n_0} - 10. \log \frac{H. S}{H_0. S_0} \quad (2.23)$$

$$P_{foul} = 11 + 40. \log \frac{g}{g_0} + 20. \log \frac{d}{d_0} + 15. \log \frac{n}{n_0} - 10 \log \frac{H. S}{H_0. S_0} \quad (2.24)$$

Onde,

- P é a perda por corona em dB, relativa a 1W/m.
- g é o campo elétrico superficial máximo do feixe [kV/cm]. $g_0 = 25 \left[\frac{kV}{cm} \right]$.
- d é o diâmetro do condutor [cm]. $d_0 = 3,05cm$.
- n é o número de condutores do feixe. $n_0 = 3$.
- H é a altura média do condutor ao solo [metros]. $H_0 = 15m$.
- S é o espaçamento entre os polos [metros]. $S_0 = 15m$

As perdas por corona são contabilizadas fazendo-se a média ponderada entre o percentual de tempo claro e chuvoso. Para fins preliminares de análise econômica, considera-se usualmente 80% tempo bom e 20% tempo chuvoso, resultando em:

$$P[dB] = 0,8. P_{fair}[dB] + 0,2P_{foul}[dB] \quad (2.25)$$

Por fim, estima-se as perdas por unidade de comprimento da LT, utilizando a Equação 2.26.

$$Perdas \left[\frac{W}{m} \right] = 10^{\frac{P[dB]}{10}} \quad (2.26)$$

2.2.2.2 Campo Elétrico e Campo Magnético

Os campos elétricos e magnéticos estudados no cenário de conversão AC DC tem diferenças fundamentais que devem ser levadas em conta. Primeiramente, lembre-se que no caso de uma LT DC, tanto o campo elétrico e magnético são estáticos e portanto não há fenômeno de indução como ocorre em campos alternados AC.

2.2.2.2.1 Campo Elétrico

Campos elétricos ao nível do solo em LTs AC e DC diferem entre si significativamente no que se refere aos efeitos sobre seres vivos e, conseqüentemente, na sua tolerância. A magnitude do campo elétrico DC resultante da conversão deve ser avaliada. A principal diferença é que o campo elétrico em uma LT DC é aumentado pelas

cargas espaciais da corona sobre o polo. O campo elétrico gerado por uma LT é um ponto de estudo de projeto importante no caso DC. (1).

Campo Elétrico AC:

LTs AC produzem campos elétricos independentes da corona, uma vez que os íons produzidos nas descargas retornam aos condutores com o campo alternado. O efeito de um campo elétrico AC sobre o corpo humano envolve circulação de correntes, devido a indução provocada por um campo variante no tempo. Portanto há limites estabelecidos por órgãos reguladores a respeito do campo elétrico e das correntes induzidas em seres humanos, animais, máquinas e equipamentos.

Campo Elétrico DC: Comentários

LTs DC produzem campos elétricos que são influenciados pelo gradiente de tensão na superfície dos condutores, uma vez que o espaço entre os polos e a terra é preenchido por íons que diminuem o gradiente. Por outro lado, os íons aumentam o campo no nível do solo. O campo elétrico contínuo não induz correntes sobre o corpo humano. Assim os efeitos de campos elétricos contínuos sob LTs DC se resumem aos efeitos de carregamento causado pelos íons produzidos pela corona seus efeitos sobre a pele e cabelo, bem como por microchoques causados pelas cargas. Portanto, os níveis de campo elétrico DC tolerados são muito superiores que os AC. Uma discussão aprofundada no tema está na Referência (13)

Campo Elétrico DC: Resumo de sugestões e recomendações.

Não existem recomendações internacionais normativas para estabelecimento de campos elétricos DC em faixas de servidão de linhas HVDC. O que existem são algumas recomendações específicas de legislação trabalhista sobre exposição a campos de baixa frequência, bem como sugestões de campo elétrico máximo dentro da faixa de passagem, baseada em critérios subjetivos de percepção das perturbações causadas por campo estático DC. O campo elétrico, por si só, não é suficientemente descritivo para os distúrbios sobre o corpo humano e de animais. A circulação de corrente iônica devido a polarização das cargas espaciais deve ser levada em conta, aumentando ainda mais a incerteza a respeito dos efeitos do campo elétrico e de seus potenciais danos ao bem estar dos seres vivos.

Uma discussão mais aprofundada sobre tais critérios, recomendações e sugestões encontra-se na referência (8).

Nesse trabalho, a discussão a respeito do campo elétrico será simplificada. A circulação de corrente iônica de polarização devido às cargas espaciais será desconsiderada. Somente a magnitude do campo elétrico será tomada como critério de projeto para estabelecimento da tensão máxima que se pode aplicar nos polos da LT convertida.

A referência (8) faz um resumo de sugestões feitas por estudos. As consideradas nesse trabalho são:

- Campo Elétrico DC no nível do solo, sob linha de transmissão, deve ser inferior a 25kV/m.
- Em nenhum ponto da faixa de passagem sobre o solo, o campo elétrico pode exceder 40kV/m.
- O campo elétrico máximo no limite da faixa de passagem deve ser inferior a 10kV/m.

A referência (8) também faz uma conferência das sugestões apresentadas em projetos HVDC já existentes. De acordo com (8), por exemplo, a LT +-600kV de Itaipu não obedece ao critério de $E < 40\text{kV/m}$ em qualquer ponto da faixa de passagem, pois há condições em que o campo elétrico supera 46kV/m na faixa.

Campo elétrico DC: Cálculo

Uma sugestão de metodologia de cálculo de campos elétricos DC está descrita na referência (8). A Equação 2.27 fornece o campo elétrico estático DC ao longo da faixa de passagem em função da geometria do bipolo.

$$E'_{ground}(x) = \frac{V}{\ln \frac{2H}{r_{eq} \cdot \sqrt{\left(\frac{2H}{S}\right)^2 + 1}}} \cdot \left[\frac{2H}{\left(x - \frac{S}{2}\right)^2 + H^2} - \frac{2H}{\left(x + \frac{S}{2}\right)^2 + H^2} \right] \quad (2.27)$$

Onde

- $E'_{ground}(x)$ é o campo elétrico na posição x em $\frac{\text{kV}}{\text{m}}$
- V é a tensão aplicada nos polos da LT [kV]
- H é a distância do condutor ao solo [m]
- S é o espaçamento entre os polos [m]
- r_{eq} é o raio equivalente do feixe de condutores [m]
- x é a distância do ponto P sobre a faixa ao centro da linha [m]

A Equação 2.27 não leva em conta a distorção do campo elétrico pelo acúmulo de cargas espaciais entre o solo e os polos causadas pela corona. Portanto, para avaliação mais criteriosa do campo elétrico ao nível do solo é necessário corrigir a Equação 2.27 por um coeficiente k_{cm} , conforme indicado na Equação 2.28.

$$E_{ground}(x) = k_{cm} \cdot E'_{ground}(x) \quad (2.28)$$

De acordo com a referência (8), $k_{cm} = 2$ pode ser usado como resultado preliminar para avaliação da altura dos condutores e estruturas. Em situações reais de operação, os valores de k_{cm} variam desde 1 até 3.

2.2.2.2.2 Campo Magnético

O estudo do campo magnético em projeto de LTs DC não é critério relevante, uma vez que a magnitude deste no nível do solo é de mesma magnitude que o da terra. Além disso, o campo magnético estático não produz indução de corrente sobre corpos (1).

Em LTs AC o fluxo magnético concatenado pelos condutores de proteção gera correntes sobre eles, assim como em um enrolamento secundário de um transformador. Essas correntes também são causadoras de perdas ôhmicas. Em LTs DC, por outro lado, não há indução de correntes nos condutores de proteção, logo não há perdas ôhmicas induzidas.

2.2.3 Distância Condutor Solo:

A distância mínima entre o condutor e o solo é função que depende da tensão operativa da LT. A norma brasileira estabelece que a distância do condutor-solo mínima na região de alocação de uma LT depende da soma de duas parcelas:

- (i) Uma distância mínima que depende da região onde a LT passa: Por Exemplo: lugares onde circulam máquinas agrícolas, a D mínima é 6,5 metros.
- (ii) Uma distância que depende da tensão de operação da LT.

A relação da segunda parcela com a tensão de operação da LT é dada pela Equação 2.29

$$D_{min}[m] = 0,01\left(\frac{U[kV]}{\sqrt{3}} - 50\right) \quad (2.29)$$

Onde U é a tensão nominal (fase-fase eficaz) da LT AC.

Para LTs DC, pode-se considerar que $U_{DC_pole_earth} = \sqrt{2} \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}$. Portanto a Equação 2.29 modificada para caso DC fica:

$$D_{min}[m] = 0,01\left(\frac{U_{DC_pole_earth}[kV]}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

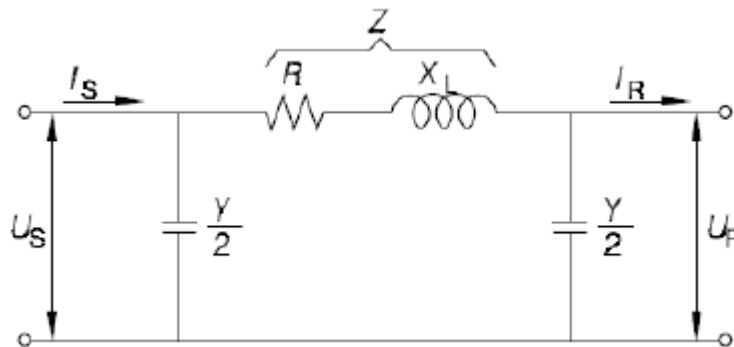
2.2.4 Modelo elétrico

O modelo elétrico de uma linha de transmissão em um sistema de potência é fundamental para planejamento da operação. A partir dos modelos elétricos de LTs AC e DC é possível compreender características de linhas DC que podem ser vantajosas em relação ao caso AC.

2.2.4.1 Modelo Elétrico de uma LT AC

Uma LT AC pode ser caracterizada pelo seu circuito equivalente, como apresentado na Figura 12.

Figura 12: Circuito Equivalente de uma LT AC



Os valores de impedância Z e das admitâncias Y dependem principalmente do comprimento da LT, do número de condutores por feixe, da geometria e espaçamento das fases, distâncias ao solo e tipo dos condutores.

A impedância característica de uma linha de transmissão é dada por

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (2.30)$$

A potência natural da LT (SIL) é

$$SIL = \frac{U^2}{Z_c} \quad (2.31)$$

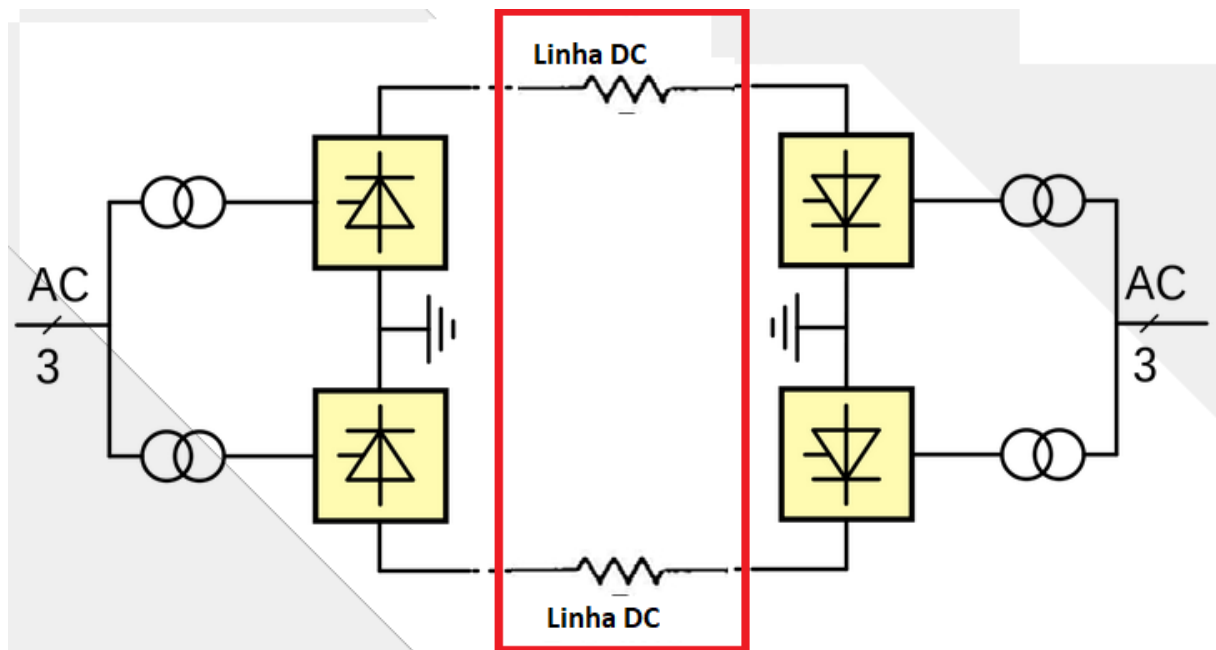
A SIL de uma LT AC é potência na qual a linha fornece a mesma potência reativa que consome, não havendo onda refletida. Quando a LT opera abaixo de sua SIL, ela funciona como um capacitor que eleva a tensão no terminal receptor. Quando a LT opera com uma carga acima da sua SIL, seu comportamento se aproxima de um indutor, abaixando a tensão na carga. Se uma carga muito maior que a SIL for ligada no final da linha, será necessário inserir capacitores para compensação de potência reativa e

redução de perdas ôhmicas. A SIL limita a capacidade de transmissão de energia em uma LT AC.

2.2.4.2 Modelo Elétrico de uma LT DC

Em linhas de transmissão DC, não existem reatâncias. Assim o modelo elétrico de uma LT DC é simplesmente uma resistência que separa a fonte e a carga. Desta forma, pode-se dizer que a capacidade de transmissão de uma LT DC é limitada pela quantidade máxima de corrente que pode circular nos seus condutores, causando aquecimento, aumento da flecha e perdas. A Figura 13 apresenta o esquema simplificado de um link HVDC em um sistema AC, composto por transformadores, estações retificadoras e inversoras e a LT DC.

Figura 13: Modelo Elétrico de um link HVDC: Terminais e LT



Cabe ressaltar que o modelo elétrico de uma LT DC não significa o mesmo que o modelo de um link DC inserido em um sistema síncrono AC. Um link DC em um sistema síncrono é composto por uma estação inversora e outra retificadora, bem como os filtros e transformadores, que devem ter seus modelos elétricos devidamente considerados quando se analisa o comportamento de um link DC inserido em um sistema AC.

2.3 ASPECTOS PRÁTICOS E DESAFIOS A SEREM CONSIDERADOS NA ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA ECONÔMICA.

A viabilidade de um projeto de conversão AC-DC é dependente de muitos fatores. Entre os principais fatores a serem analisados estão os custos econômicos em materiais, os custos fundiários de criação de novos corredores de transmissão e estudos do sistema de transmissão/distribuição. A necessidade de um link HVDC em um sistema de potência pode ser de interesse estratégico para o planejamento e operação da rede básica.

O projeto de conversão AC-DC deve considerar também a possibilidade de interrupção da transmissão para as obras.

Diferentes diretrizes de projeto devem ser avaliadas: A conversão AC-DC com custo mínimo (menor quantidade de alteração possível), pode resultar em um incremento de potência transmissível que não compense os custos de conversão.

Em qualquer cenário, a decisão final pelo empreendimento de uma conversão AC-DC dependerá da interação entre planejadores do sistema, agentes de transmissão, órgãos comerciais e de relações comerciais.

3 ESTUDO DE CASO: CONVERSÃO AC-DC DE UMA LT230KV CIRCUITO SIMPLES.

Para a análise do cenário de conversão, um estudo de caso de uma LT 230kV é apresentado. O objetivo do estudo de caso é a identificação da influência das alternativas de conversão sobre a potência transmitida final, bem como a identificação de quais são os fatores que limitam essa potência. A partir dessas informações, é possível vislumbrar uma relação entre custos e benefícios da conversão.

A seção 3.1 faz uma apresentação da LT de estudo. Nela são descritas as suas características fundamentais, bem como critérios de projeto adotados: nível de tensão, comprimento e informações geográficas. Nas sub-seções da seção 3.1 é apresentada a revisão técnica simplificada do projeto. Na Seção 3.2 é apresentada a conversão AC-DC segundo a diretriz de projeto “Fazer Nada”. Na Seção 3.3, a conversão AC-DC é feita visando um alto ganho na potência máxima transmitida.

3.1 APRESENTAÇÃO DA LT DE ESTUDO E INTRODUÇÃO AO PROJETO

A LT objeto de estudo tem tensão nominal de 230kV e sua máxima tensão operativa considerada é 242kV. O comprimento total da linha é 350 km.

3.1.1 Considerações geográficas e econômicas

A LT de estudo passa majoritariamente por área rural, afastada do litoral, onde a atividade socio econômica é principalmente agro-pecuária. A altitude média do traçado é 400m sobre o nível do mar.

3.1.2 Introdução ao Projeto da LT

O projeto de uma linha de transmissão deve atender aos requisitos técnicos estabelecidos pela agência reguladora do setor elétrico. Entre tais critérios, estão: nível de tensão; confiabilidade estrutural e elétrica; parâmetros elétricos; presença ou não de condutor de proteção Optical Ground Wire (OPGW); perdas Joule., Corona, entre outros.

3.1.3 Condutor da LT

O condutor escolhido que atende aos requisitos da agência reguladora foi tipo condutor de alumínio com alma de alumínio liga (ACAR - *Aluminium Conductor Alloy Reinforced*). 850 kcmil, formação 18x19.

O feixe condutor é duplo com afastamento dos subcondutores igual a 1,23metros. A Tabela 3.1 apresenta dados do catálogo do produtor com as especificações técnicas relevantes para o estudo de caso.

Tabela 3.1: Dados de catálogo do cabo ACAR da LT de Estudo

ACAR - Aluminium Conductor Alloy Reinforced

Bitola AWG ou MCM	Seção transversal (mm²) Total	Formação do condutor				Diâmetro nominal (mm) Total	Peso nominal (kg/km)		
		1350		6201			1350	6201	Total
		Nº de fios	Diâmetro (mm)	Nº de fios	Diâmetro (mm)				
850	431	30	3,851	7	3,851	26,96	964,1	223,7	1187,8
850	431	24	3,851	13	3,851	26,96	771,3	415,5	1186,7
850	431	18	3,851	19	3,851	26,96	578,5	607,2	1185,7
900	456	33	3,962	4	3,962	27,73	1122,5	135,3	1257,8
Porcentagem no peso total (%)		Carga de ruptura (kgf)	Resistência elétrica máxima (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)	Bitola
1350	6201		CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)		AWG ou MCM
81,2	18,8	7888	0,0687	0,0851	0,01070	0,3422	0,2056	885	850
65,0	35,0	8712	0,0703	0,0864	0,01092	0,3407	0,2056	880	850
48,8	51,2	9717	0,0721	0,0882	0,01070	0,3422	0,2056	875	850
89,2	10,8	7702	0,0642	0,0795	0,01123	0,3385	0,2042	945	900

Fonte: adaptado do catálogo do fabricante

3.1.4 Dados climatológicos

Os dados climatológicos relevantes de projeto são as temperaturas, velocidades de vento, nível cerâmico. A altitude média considerada foi de 400m.

3.1.4.1 Temperaturas

As temperaturas ambientes de projeto são:

- Temperatura média: 24°C
- Temperatura máxima média: 31°C
- Temperatura mínima média: 19°C

3.1.4.2 Velocidades de vento

As velocidades de vento consideradas no projeto levam em conta o período de retorno associado à sua ocorrência (T, em anos), tempo de amostragem (segundos ou minutos) e altura do solo (metros). A região não possui grandes construções, com poucas árvores e obstáculos, portanto a rugosidade do solo é considerada categoria B, de acordo com a IEC 60826.

No cálculo estrutural, as velocidades consideradas são:

- Vento Extremo (T=150 anos, 10 min, 10m): 26,4m/s
- Vento de tormentas elétricas (T=150 anos, 3 s, 10m): 46,4m/s

Para o cálculo dos ângulos de balanço dos condutores, as velocidades são:

- Vento, surto de manobra, T=2 anos, 30 s, 23 metros: 19,5m/s
- Vento, máxima tensão operativa, T=50 anos, 30 s, 23 metros, 33m/s

3.1.4.3 Nível cerâmico

O número considerado de dias com trovoadas por ano é 80 dias.

3.1.5 Coordenação do Isolamento

A coordenação do isolamento do projeto determina as distâncias elétricas no vão de ar para três condições: (i) Tensão operativa máxima normal em frequência industrial (60Hz); (ii) Sobretensão com formato de onda *slow-front*, oriunda de surtos de manobra; e (iii) Sobretensão com formato de onda *fast-front*, oriunda de descargas atmosféricas diretas ou indiretas sobre elementos da LT.

A coordenação do isolamento inclui também a determinação das distâncias de escoamento dos isoladores da LT, que são verificados com relação ao desempenho frente à poluição.

3.1.5.1 Distâncias elétricas do vão de ar

As distâncias elétricas do vão de ar do projeto estão apresentadas nas sub-seções seguintes. Tais distâncias foram determinadas utilizando a metodologia de cálculo apresentadas nas referências (7) , (9) e (10).

3.1.5.1.1 Distância elétrica para tensão de operação em frequência industrial

A distância elétrica mínima entre o condutor e estrutura para tensão operativa em frequência industrial foi calculada a partir da Equação 2.7. O fator de desvio utilizado considera três desvios padrão ($U_{99,86\%}$), com coeficiente de variação percentual $\sigma = 3\%$. O fator de gap $K_{g_pf} = 1,25$. O fator de correção atmosférica $K_a = 0,97$. A tensão de pico de operação entre fase-terra da LT foi considerada 5% superior à nominal, portanto $V_{peak_pe_pf} = 197,6kV$.

A distância elétrica resultante é $L = 0,4m$, associada ao ângulo de balanço da cadeia de isoladores $\beta = 36^\circ$. A velocidade de vento associada utilizada tem periodo de retorno $T=50$ anos.

3.1.5.1.2 Distância elétrica para sobretensão tipo *slow front* (surto de manobra)

A distância elétrica mínima requerida para atender o isolamento em condição de sobretensão *slow-front* foi determinada utilizando a Equação 2.11, obtida das referências (7) e (10).

$$d[m] = 2,17 \cdot \left[\exp\left(\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf} \cdot 1080}\right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

Os critérios utilizados no projeto, que determinam os coeficientes da Equação 2.11 são:

- Sobretensão *slow-front* 3,167p.u. Resultando em $U_{rw_sf} = 594,75kV$
- Fator de desvio $K_z = 0,935$: correspondente 90% de probabilidade de resistir ($N=1,3$) e $\vartheta = 5\%$ (Desvio padrão relativo à média).
- Fator de correção atmosférica, $K_a = 0,985$ (400metros de altitude)
- Fator geométrico (fator de gap), $k_g = 1,35$ condutor-estrutura lateral ou superior (fases externas)

Para fase lateral, a distância calculada foi:

- $L_{fase\ lateral\ freq\ ind} = 1,2m$

O ângulo de balanço da cadeia associado é $\beta = 20^\circ$.

3.1.5.1.3 Distância elétrica para sobretensão tipo *fast front* (descarga atmosférica)

A distância elétrica mínima para isolamento de sobretensão *fast-front* (descarga atmosférica) foi calculada utilizando um software específico. A distância resultante foi:

- $L_{ff} = 2,0m$.

O ângulo de balanço da cadeia de isoladores associado a essa distância foi considerado como 5°. No desenho da geometria da cabeça de torre, a distância de isolamento para sobretensão *fast front* foi critério determinante.

Nos cálculos das distâncias elétricas para sobretensões *fast-front*, normalmente não são consideradas cargas de vento. Entretanto, na definição de uma série de torres para um projeto de uma LT podem ser definidos ângulos de balanço que estão associados à deflexão de linha. Como se trata de uma torre projetada para uma série de torres de suspensão, o ângulo de balanço de 5° foi considerado.

3.1.5.2 Isoladores e desempenho frente à poluição

O nível de poluição local é classificado como nível I – leve, de acordo com a IEC 60815 (6). Para atender ao critério de desempenho para poluição, a distância de escoamento específica adotada para o dimensionamento da cadeia de isoladores foi:

- $D_{dist_especifica_escoamento} = 14 \left[\frac{mm}{kV_{line}} \right]$

Os isoladores utilizados na torre mais frequente possuem as seguintes especificações:

- Carga mecânica de ruptura 120kN
- Engate concha-bola ANSI C29.2, Classe 52.5.
- Passo 146 mm
- Distância de escoamento 320 mm por unidade.

A cadeia de isoladores projetada tem as seguintes características:

- 14 unidades
- Comprimento total da cadeia $14 \times 146 \text{mm} = 2044 \text{ mm}$
- Comprimento Total (desde a torre até condutor) = 2700 mm
- Comprimento total das ferragens somente = 656 mm..

Nesse caso, ainda que a distância de escoamento específica estabeleça que sejam necessárias 10 unidades para atender ao critério de poluição, o tamanho total da cadeia

é maior, pois o comprimento desta deve atender também às solicitações de isolamento no vão de ar para sobretensões tipo *slow-front* e *fast-front*.

3.1.5.3 Condutor de proteção

A LT usa cabos OPGW no lado oposto aos cabos CAA (cabo alumínio aço) e cabo de aço de Extra Alta Resistência 3/8". Os cabos instalados tem praticamente a mesma capacidade de corrente e resistência elétrica que os condutores para raios do lado oposto.

A Tabela 3.2 apresenta os dados dos cabos para raios selecionados junto às subestações e ao longo da LT.

Tabela 3.2: Dados condutor de proteção

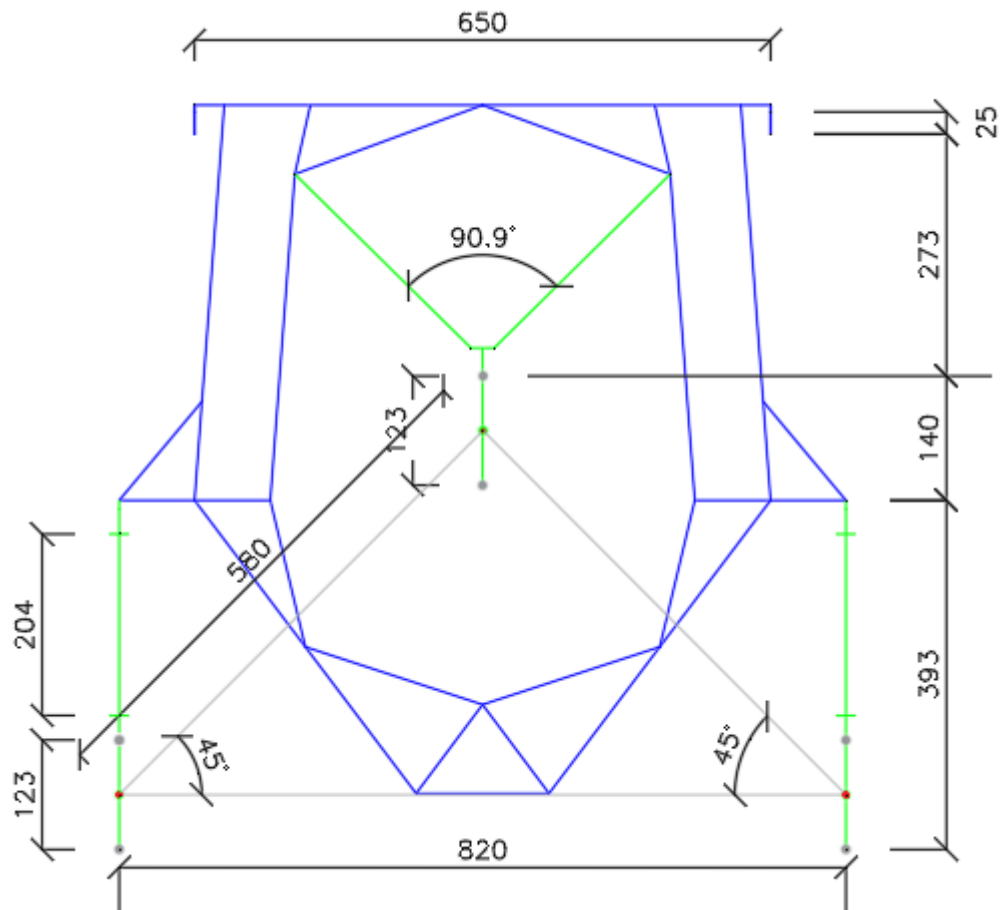
Condutores para raios		
	Junto à SE	Restante LT
Tipo	CAA	Aço Zincado
Código	DOTTEREL	EAR
Bitola	176,9kcmil	3/8"
Formação	12 / 7	7 fios
Galvanização	Classe A	Classe A
Área total	141,89mm ²	51,08mm ²
	0,657	
Peso unitário	kgf/m	0,407 kgf/m
Diâmetro	15,42mm	9,144 mm
Carga de Ruptura	7834 kgf	6985 kgf

3.1.6 Geometria da cabeça de torre

A geometria da cabeça de torre de suspensão tipo leve é apresentada na Figura 14 com dimensões em centímetros. A geometria final é resultante do processo iterativo e interativo da coordenação do isolamento e desempenho elétrico.

O feixe de condutores é duplo e a distância entre os subcondutores é 1,23 metros. A geometria da cabeça de torre é do tipo “cara de gato”, cujo arranjo de fases é triangular.

Figura 14: Geometria da cabeça de torre LT 230kV original



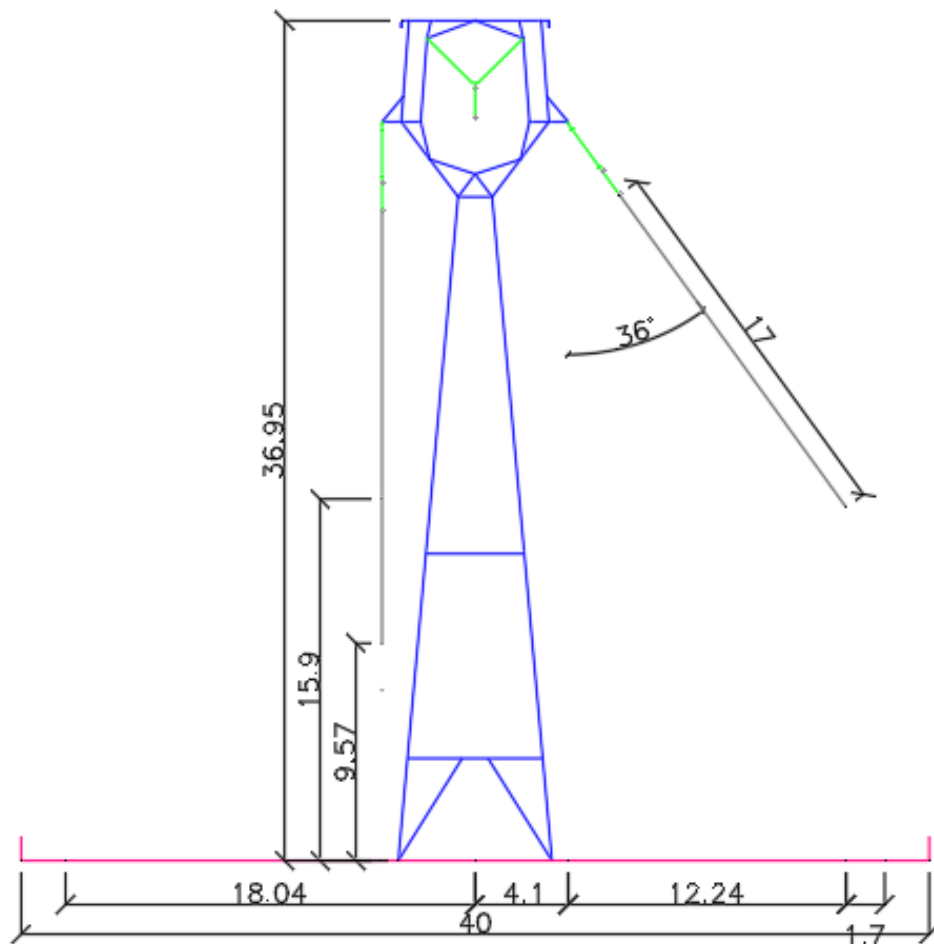
Fonte: adaptado do projeto original

3.1.7 Altura das torres; flecha e faixa de passagem

A altura das torres é determinada pela posição dos condutores em relação ao solo e a sua flecha. O critério básico para alocação de estruturas considera uma distância mínima condutor solo 7,5 metros para a temperatura máxima do condutor de 65°C. Nessa condição a flecha calculada é 21,1 metros. A distância mínima é resultado da soma de 6,5 metros (mínimo para regiões acessíveis para máquinas agrícolas) e da distância mínima dependente da tensão máxima operativa considerada, dada pela Equação 2.29.

Para cálculo da faixa de passagem o ângulo de balanço da cadeia de isoladores é 36° e a flecha é 17 metros (dado do projeto).

Figura 15: Altura e faixa de passagem da série de torre mais frequente



Fonte: adaptado do projeto original

A Figura 15 (unidades em metros) apresenta a silhueta da torre de suspensão com o balanço dos condutores para estabelecimento da faixa de servidão e a altura média dos condutores.

A flecha média dos condutores, calculada na temperatura média (31°), é 19 metros. Nessa condição de flecha são calculadas a altura média e a altura mínima média dos condutores. O vão típico considerado é 505 metros. A distância mínima média entre condutor solo é 9,57 metros. A altura média condutor solo é 15,9 metros.

A faixa de servidão final foi determinada com largura de 40 metros.

3.1.8 Fenômenos eletromagnéticos

Os fenômenos eletromagnéticos verificados e considerados no projeto foram os efeitos de campo ao nível do solo (elétrico e magnético) e os efeitos de corona (corona visual, rádio interferência, ruído audível).

3.1.8.1 Efeitos de Corona:

Os fenômenos oriundos do campo elétrico na superfície dos condutores são a corona visual, a rádio interferência (RI), o ruído audível (RA) e as perdas por corona. A RI e o RA devem ser verificados no limite da faixa de servidão, a fim de atender à regulamentação local. As perdas por corona não são mencionadas no projeto da LT de estudo.

3.1.8.1.1 Corona Visual: Campo elétrico superficial limite.

O campo elétrico crítico, onde se inicia a corona visual, foi calculado para a LT de estudo de acordo com a Equação 2.15,

$$E_c \left[\frac{kV}{cm} \right] = 21,2 \cdot 0,935 \cdot 0,8 \cdot \left[1 + \frac{0,301}{\sqrt{0,935 \cdot 1,35}} \right] = 20,11 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

- $r = 1,35\text{cm}$ (condutor ACAR 850kcmil)
- $\delta = 0,935$ – Fator de correção atmosférica que leva em conta o valor mínimo da densidade do ar que ocorre em 90% do tempo.
- $m = 0,8$, fator de irregularidade.

Os coeficientes K1 e K2 foram tomados do projeto original e são razoavelmente próximos aos coeficientes sugeridos na Referência (1).

3.1.8.1.2 Campo elétrico na superfície dos condutores.

O cálculo do campo elétrico superficial na LT foi feito utilizando software específico⁷, resultando em:

$$E = 14,39 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

O valor estimado indica que não haverá corona visual nos condutores para as condições de operação previstas no projeto.

3.1.8.1.3 Ruído audível (RA)

O critério de projeto para RA é estabelecido de forma que, para as condições de chuva fina (<0,00148mm/min), névoa de 4h de duração ou após chuva o ruído audível máximo igual ou menor que 58dBA.

A previsão de ruído audível nas condições de projeto foi feita com software específico⁸ e resultou que, dentro da faixa de servidão, $RA_{max_row} \leq 33,31dBA$. Tal resultado atende ao critério de projeto estabelecido.

3.1.8.1.4 Rádio Interferência (RI)

A rádio interferência no limite da faixa de servidão deve ser tal que, em 50% do tempo, a relação sinal ruído seja superior a 24dB. Considera-se que o sinal de rádio tem 66dB e que a frequência seja 1MHz. Nessas condições, a RI máxima é dada por

$$RI_{max} \leq (66dB - 24dB)$$

$$RI_{max} \leq 42dB$$

Os cálculos da RI causada pela LT foram feitos em software específico⁹ resultando,

$$RI_{LT} = 25,64dB$$

Indicando que o critério de projeto adotado é atendido.

⁷ As informações relativas às ferramentas computacionais utilizadas pela empresa projetista da linha foram omitidas propositalmente. Os valores de campo elétrico na superfície dos condutores, de ruído audível, de rádio interferência e de campo elétrico no nível do solo apresentados na seção 3.1 foram calculados com ferramentas computacionais adequadas no projeto original. Esse trabalho considera tais valores como dados, não sendo pertinente uma análise minuciosa de como esses valores foram calculados.

⁸ Ver nota 7

⁹ Ver nota 7

3.1.8.2 Efeitos de Campo: Campo Elétrico e Magnético

O campo elétrico AC máximo, a 1 (um) metro sobre o nível do solo no limite da faixa de passagem deve ser inferior ou igual a 4,16kV/m. O cálculo do campo elétrico foi realizado com software específico¹⁰.

Conforme os resultados do projeto, o campo elétrico máximo calculado sobre um metro do solo no limite da faixa de servidão é inferior a 1kV/m. Atendendo com folga os requisitos exigidos em edital. Em lugares onde a distância condutor-solo deve ser superior a 9 metros (travessia sobre rodovias), o campo elétrico máximo calculado dentro da faixa de servidão foi 4,04kV/m. Isso gera correntes iduzidas inferiores a 3,5mA em veículos e equipamentos, atendendo aos requisitos das referências do projeto.

3.1.9 Parâmetros Elétricos.

Os parâmetros elétricos relevantes para o estudo de caso apresentado são: o circuito de sequência positiva equivalente por fase, a partir do qual se calcula a impedância e a potência natural da LT.

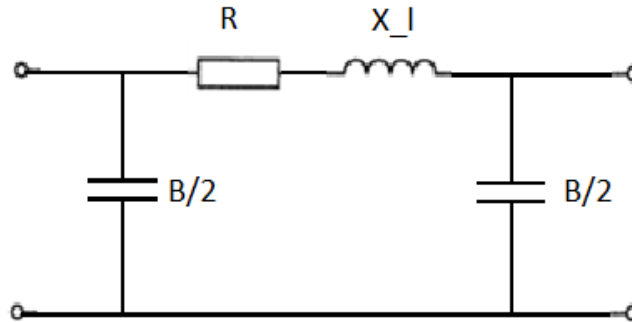
A ampacidade da LT é também de interesse, pois a partir dela é possível comparar os limites de potência natural, estabilidade estática e capacidade térmica.

¹⁰ Ver nota 7

3.1.9.1 Modelo circuito pi.

O modelo do circuito Pi de sequência positiva da LT de estudo é apresentado na Figura. 16.

Figura 16: Modelo Pi LT Caso de Estudo



Onde $B = 5,4387[\frac{\mu S}{km}]$, $R = 0,041[\frac{\Omega}{km}]$ e $jX_l = j0,3043[\frac{\Omega}{km}]$.

3.1.9.2 Impedância Natural

A impedância característica da LT é calculada através de seus parâmetros elétricos do circuito Pi de sequência positiva. A condutância shunt da LT foi desconsiderada.

$$Z_c = \sqrt{\frac{j0,3043}{j5,4387 \cdot 10^{-6}}} \approx 238\Omega$$

3.1.9.3 Potência Natural

A potência natural da LT (SIL) de estudo é

$$SIL = \frac{(230kV)^2}{238\Omega} = 222,3MW$$

Deve-se ressaltar que esse valor de potência natural é mais elevado que a potência natural de uma LT 230kV “normal”. A diferença se deve ao feixe duplo expandido com espaçamento 1,23 metros.

3.1.9.4 Limite de estabilidade estática da LT.

O limite de estabilidade estático da LT, calculado para ângulo de 35° é

$$Limite = \frac{|V_{bus_1}| \cdot |V_{bus_2}| \cdot \sin 35^\circ}{X_{total}[\Omega]} = \frac{|230kV| \cdot |230kV| \cdot 0,57}{0,3043 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 350km} = 285MW$$

Quanto menor a LT, maior é o seu limite de estabilidade estático.

3.1.9.5 Ampacidade e Capacidade Térmica de Transmissão de Potência.

A capacidade térmica de transmissão de corrente foi calculada utilizando software específico, considerando duas condições para temperatura do condutor.

- $T_{longa_duracao} < 65^\circ C$, atende a uma ampacidade mínima de longa duração de $I_{ld} = 1400A(2x700A)$. Para $T_{ld} = 65^\circ C$, $I_{ld_ACAR} = 1584A(2x792)$.
- $T_{curta_dur_sd} < 75^\circ C$, atende a uma ampacidade mínima de longa duração de $I_{sd} = 1750A(2x875A)$. Para $T_{sd} = 75^\circ$, $I_{sd_ACAR} = 1866A(2x933)$.

Assim a capacidade térmica de transmissão de potência é dada por

$$P = \sqrt{3} \cdot U_{line} \cdot I_{max}$$

Assim, capacidade térmica de longa duração mínima

$$P_{ld} = \sqrt{3} \cdot 230kV \cdot 1584A = 631MW$$

E para curta duração

$$P_{ld} = \sqrt{3} \cdot 230kV \cdot 1866A = 743,4MW$$

3.1.9.6 Eficiência da LT AC

Supondo que a LT alimente uma carga puramente resistiva equivalente ao seu limite de estabilidade, calculou-se que o percentual de perdas ativas na LT.

Para $I_{line} = 726\text{A}$, $R_{conductor}(46^\circ\text{C}) = 0,0797\Omega/\text{km}$, o percentual de perdas ativas na LT AC é

$$Perdas_{LT\ AC} \approx 7,2\%$$

Para a LT operando em seu limite de capacidade térmica as perdas ativas são aproximadamente

$$Perdas_{LT\ AC} \approx 16,9\%$$

3.1.9.7 Comparação: potência natural, limite de estabilidade e capacidade térmica.

Baseado na análise da potência natural, do limite de estabilidade estático e da capacidade térmica da LT é importante observar:

- Para a distância da LT, a capacidade térmica de transmissão é maior que o limite de estabilidade e que a potência natural.
- O limite de estabilidade torna-se igual ou maior que a capacidade térmica de longa duração quando a distância da LT é igual ou menor que 157 km.
- A potência natural da LT AC equivale a 35% de sua capacidade térmica. Ela independe do comprimento da LT. Qualquer quantidade de potência que flui a mais ou a menos requer compensação capacitiva ou indutiva.

Assim verifica-se que qualquer potência transmitida diferente da natural requer uma análise e compensação de fluxo de reativos para assegurar a estabilidade do sistema.

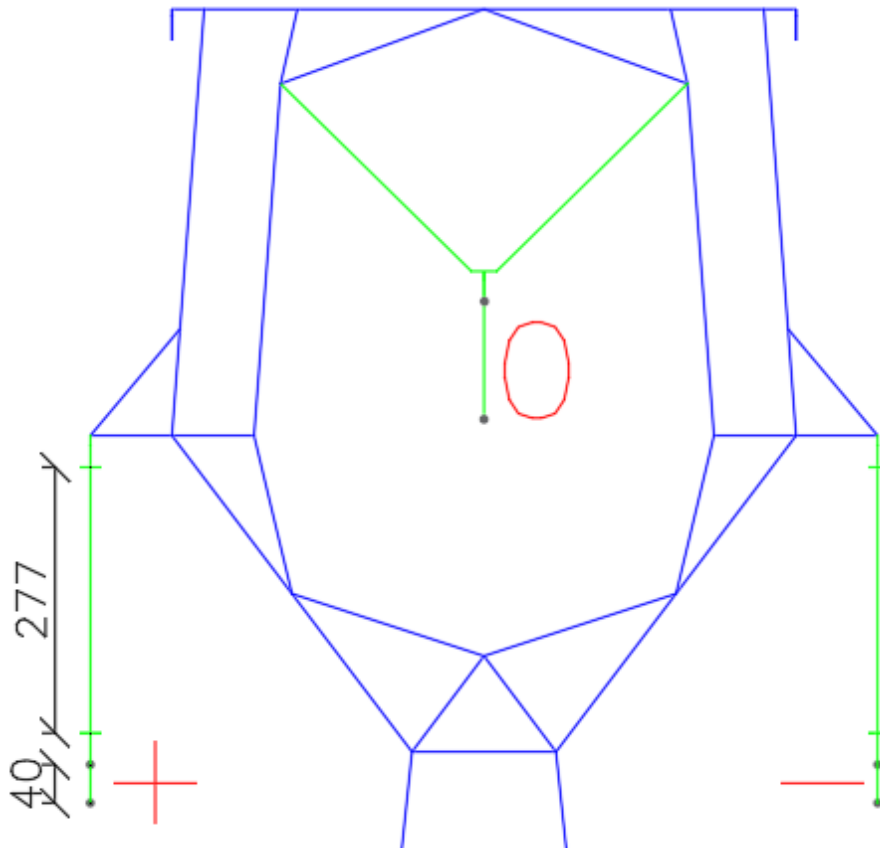
3.2 CONVERSÃO AC-DC: DIRETRIZ DE PROJETO “FAZER NADA”

Esta seção apresenta o cenário de conversão onde a conversão AC-DC é feita segundo a diretriz de custo mínimo. Isto significa fazer somente alterações mínimas para que a LT possa operar em regime DC.

3.2.1 Opções de arranjo: funcionalidade dos feixes condutores.

A funcionalidade dos cabos condutores é tal que, não sejam necessárias modificações na torre. A Figura 17 (dimensões em cm) apresenta a proposta de utilização dos feixes existentes e a geometria da cabeça de torre.

Figura 17: Geometria cabeça de torre proposta. Diretriz “Fazer Nada”



Fonte: adaptado do projeto original

Os feixes laterais são utilizados como polos da LT. Os subcondutores são compactados até um afastamento de 40 cm, aumentando espaço para cadeia de isoladores. O feixe central é mantido para ser utilizado como condutor de retorno, que somente transporta corrente em caso de falta de um dos polos. A distância total entre a

mísula e o condutor mais baixo é mantida ou diminuída, a fim não reduzir as distâncias de segurança condutor-solo.

3.2.2 Coordenação do isolamento DC – Diretriz “Fazer Nada”

A coordenação do isolamento para operação DC na diretriz de projeto “Fazer nada” é avaliada pelo desempenho elétrico das distâncias existentes na LT AC original.

3.2.2.1 Desempenho dos isoladores: critério de poluição

Devido à natureza da tensão contínua, isoladores específicos para operação DC são necessários para a operação da LT. Portanto, ainda que sob a diretriz de mínimo custo, considera-se a substituição da cadeia de isoladores.

Mantendo-se a classe de carga de ruptura (120kN), tipo de acoplamento (concha-bola) e passo (146mm), substitui-se os isoladores existentes por isoladores DC de mesmo material, mas que diferem na distância de escoamento específica por unidade.

- Distância de escoamento específica 545mm/unidade.

Os dados apresentados foram retirados da referência (14).

3.2.2.1.1 Abordagem simplificada

Adotando-se a abordagem determinística de dimensionamento, apresentada na Seção 2.2.1.2.1, a tensão polo-terra que a cadeia de isoladores pode operar é:

$$V_{DC \text{ polo-terra}} = \frac{19[\text{unidades}] \cdot 545 \left[\frac{\text{mm}}{\text{unidade}} \right]}{35 \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}_{\text{pole-gnd}}} \right]} = 296\text{kV}$$

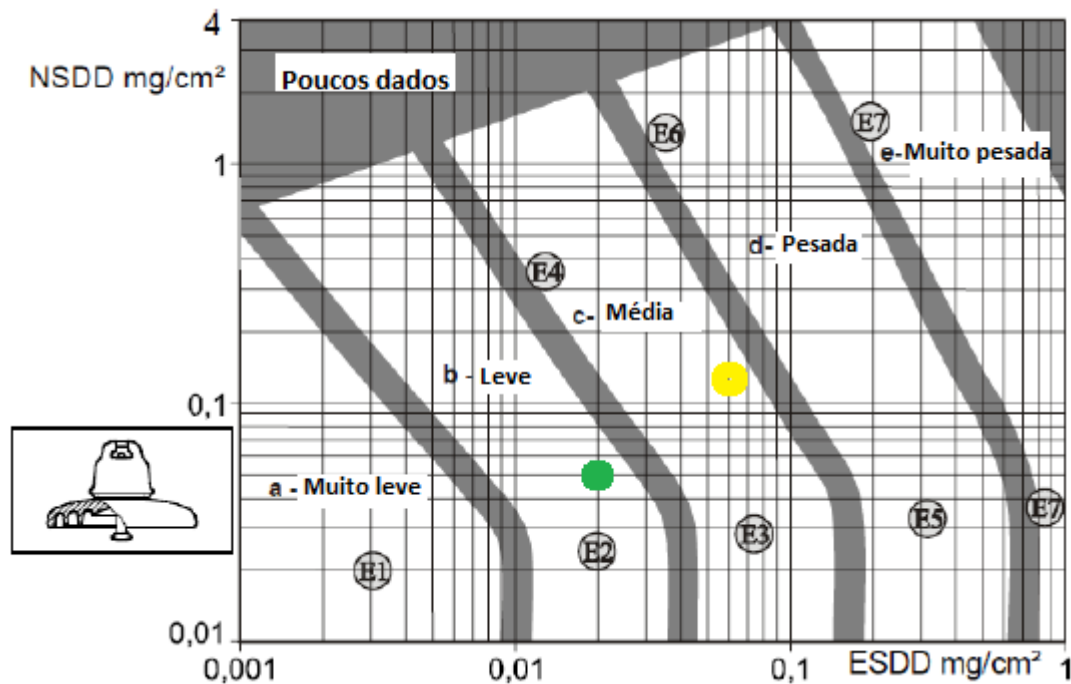
De acordo com essa abordagem, é possível operar com tensão polo-terra 296kV. Essa tensão é 57% maior que a tensão de pico fase-terra de uma LT 230kV.

3.2.2.1.2 Abordagem estatística

O cálculo baseado na abordagem estatística requer dados a respeito do tipo de poluição, sua frequência, etc. Essa seção apresenta o dimensionamento da cadeia de isoladores da LT convertida de acordo com o método apresentado na Seção 2.2.1.2.2.

Conforme se apresenta na Figura 18, classifica-se a região da LT conforme procedimento descrito nas referências (2) e (6).

Figura 18: Classificação da severidade da poluição local



Fonte: adaptado de (6)

Se a linha for classificada como região de poluição leve, caracterizado pelo ponto verde, a poluição local é quantificada com uma $ESDD = 0,02 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$ e uma $NSDD = 0,05 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$. De acordo com a referência (2), estima-se um coeficiente de não uniformidade $CUR=2$. Através das correlações entre $U_{50\%}$ e $ESDD$ apresentadas na referência (5), para o isolador, estima-se que a $U_{50\%}=19,5kV/unidade$.

Seguindo o procedimento descrito na Seção 2.2.1.2.2, obtém-se que

$$K_1 = 1 + 0,38 \cdot \log 2 = 1,114$$

$$K_2 = \left(\frac{0,05}{0,1} \right)^{-0,15} = 1,109$$

$$U_{50\%_corr} \left[\frac{kV}{unidade} \right] = 24,1kV$$

$$U_{50\%_string} = 19[\text{unidades}] \cdot 24,1\text{kV} \left[\frac{\text{kV}}{\text{unidade}} \right] = 457,9[\text{kV}]$$

Adotando-se a probabilidade anual de falha 2% (N=2,06) e desvio padrão percentual de $\sigma=7\%$.

$$U_{polo\ gnd}[\text{kV}] \leq U_{50\%_string} \cdot (1 - n \cdot \sigma)$$

$$U_{polo\ gnd}[\text{kV}] \leq 392[\text{kV}]$$

O valor de tensão acima corresponde a uma distância de escoamento específica de escoamento adotada de $26,4 \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right]$.

Por outro lado, se a poluição local for caracterizada pelo ponto amarelo da Figura 19: a $ESDD = 0,06 \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$; a $NSDD = 0,15 \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$, o coeficiente de não uniformidade estimado pelo CUR=6. Através das correlações entre U50% e ESDD apresentadas na referência (5), para o isolador, estima-se que a U50%=12,5kV/unidade.

$$K_1 = 1 + 0,38 \cdot \log 2 = 1,295$$

$$K_2 = \left(\frac{0,05}{0,1} \right)^{-0,15} = 0,941$$

$$U_{50\%_corr} \left[\frac{\text{kV}}{\text{unidade}} \right] = 15,23\text{kV}$$

$$U_{50\%_string} = 19[\text{unidades}] \cdot 15,23\text{kV} \left[\frac{\text{kV}}{\text{unidade}} \right] = 289,4[\text{kV}]$$

Adotando-se a probabilidade anual de falha 2% (n=2,06) e desvio padrão percentual de $\sigma=7\%$.

$$U_{polo\ gnd}[\text{kV}] \leq U_{50\%_string} \cdot (1 - n \cdot \sigma)$$

$$U_{polo\ gnd}[\text{kV}] \leq 247,6[\text{kV}]$$

O valor de tensão acima corresponde a uma distância de escoamento específica de escoamento escolhida de $41,8 \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right]$.

A tensão calculada a partir dos dados do ponto amarelo é menor que a tensão de pico fase-terra da linha AC 230kV. A referência (15) descreve a poluição de uma região da África do Sul, com características geográficas e econômicas semelhantes à LT de estudo, com uma $ESDD = 0,057 \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$, exceto pela distância do mar. Portanto, a hipótese de $ESDD = 0,06 \left[\frac{\text{mg}}{\text{cm}^2} \right]$ para a LT em questão pode ser considerada realista e representativa.

3.2.2.1.3 Efeito da avaliação da poluição no dimensionamento da cadeia de isoladores

Os resultados apresentados nas Seções 3.2.2.1.1 e 3.2.2.1.2 mostram a sensibilidade e a importância do dimensionamento do isolador pelo critério de poluição em LTs DC.

A hipótese de que a poluição seja caracterizada pelo ponto verde possibilita um aumento significativo na tensão operativa máxima entre polo-terra. Porém, se a poluição local for classificada como média, a tensão polo terra máxima operativa é 37% mais baixa que a do ponto verde, mantendo-se os mesmos critérios de confiabilidade.

Para avaliação da capacidade de transmissão no cenário de conversão AC-DC, pode-se resumir que:

- Quando a poluição é considerada leve, na categoria E2 da referência (6), a distância de escoamento específica resultante da análise estatística é 26mm/kV
- Quando a poluição é considerada média, na categoria E3 da referência (6), a distância de escoamento específica resultante da análise estatística é 41,8mm/kV

É importante observar que, caso não fosse possível o aumento da cadeia de isoladores pela compactação do feixe, a tensão operativa máxima teria que ser menor para atender ao critério de desempenho frente a poluição. Isso pode representar uma forte limitação da capacidade de potência transmissível na LT convertida.

3.2.2.2 Distâncias elétricas no vão de ar: análise DC.

As distâncias elétricas no vão de ar são verificadas de forma a calcular qual é a máxima tensão DC operativa possível que obedece aos critérios de balanço considerados no projeto original e a geometria de cabeça de torre existente.

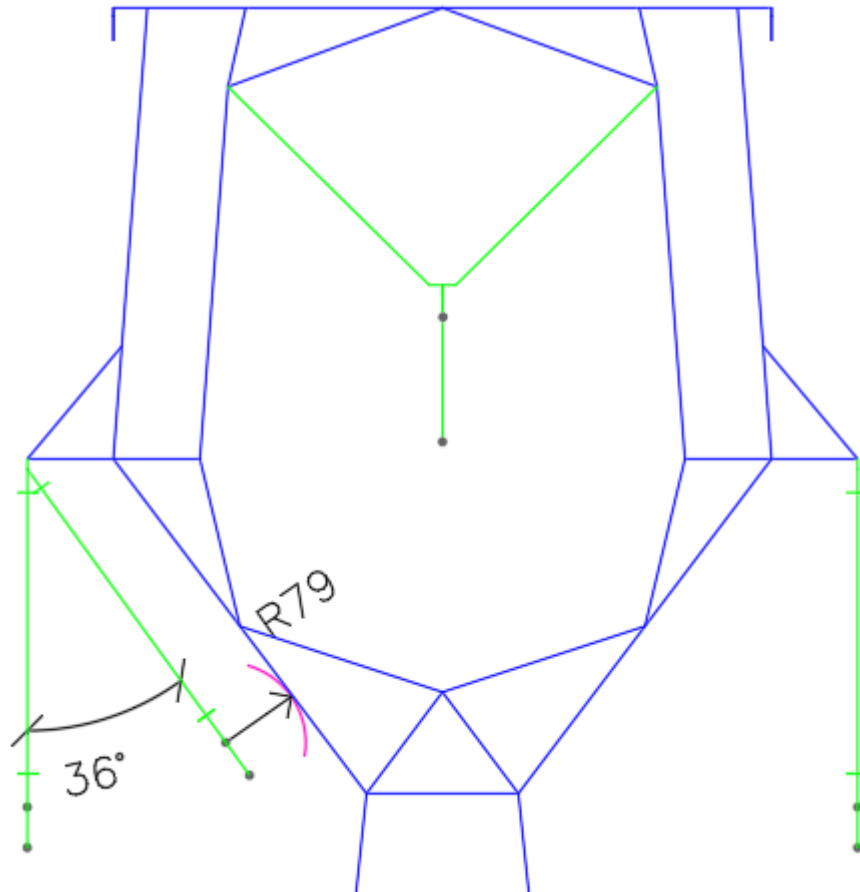
Portanto, nessa seção são verificadas as distâncias entre os condutores e a estrutura para cada ângulo de balanço. A partir dessa distância, as tensões máximas operativas são calculadas.

3.2.2.2.1 Distância elétrica DC associada a vento extremo.

Para verificar qual é a tensão operativa máxima possível da LT DC, verifica-se qual é a distância elétrica mínima existente na geometria proposta para o ângulo de balanço associado a vento extremo.

Conforme indicado na Figura 19, com dimensões em centímetros, a distância mínima condutor-estrutura para o ângulo de balanço $\beta = 36^\circ$ é $L = 0,79m$.

Figura 19: Distância condutor-estrutura ângulo de balanço $\beta=36^\circ$ - Diretriz Fazer Nada



Fonte: adaptado do projeto original

A tensão polo terra operativa máxima, utilizando a Equação 2.10 da referência (7), EN 50341 é

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 0,97 \cdot 1,25 \cdot (1 - 3,0,03) \cdot \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot (0,79m)^{1,2}) = 405,8kV$$

Utilizando a Equação 2.9, da referência (9) Cigré 72,

$$U_{rw_pole_earth_DC} [kV] = 374 [kV]$$

Utilizando a Equação 2.8, obtida a partir da referência (8), Cigre 388,

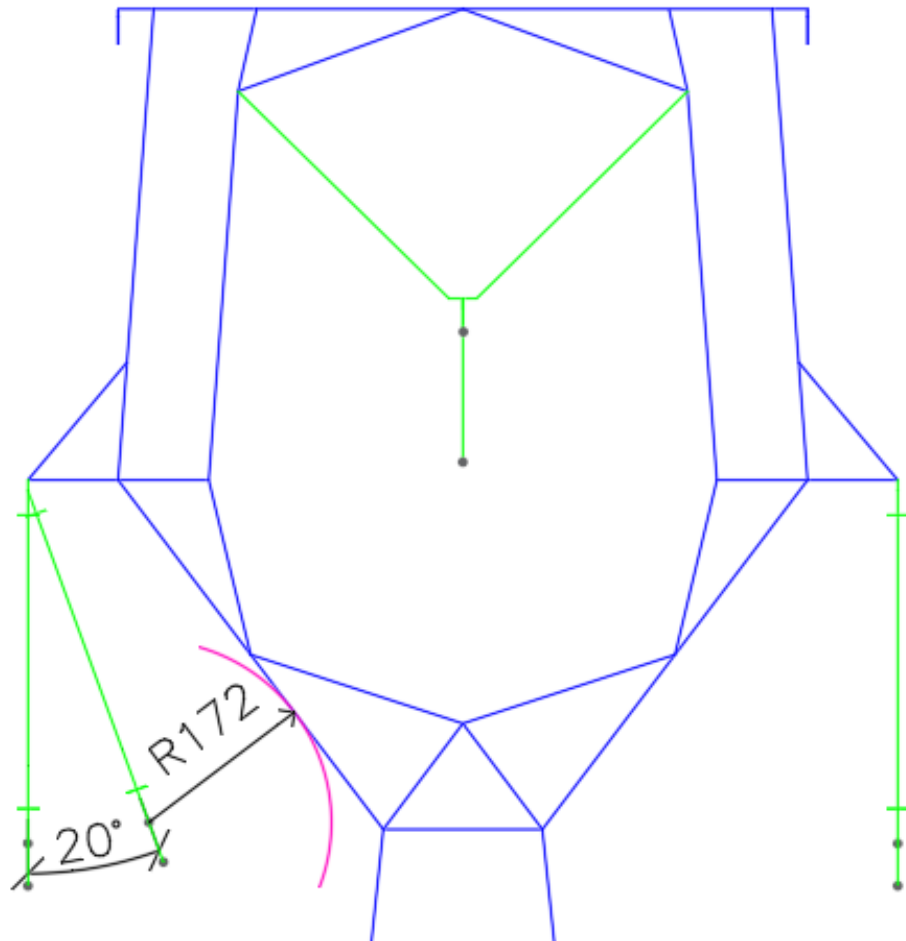
$$U_{rw_pole_earth_DC} [kV] = 324 [kV]$$

Observa-se que o cálculo da tensão DC operativa resultante da análise dos dados do Cigre388 fornece valores mais conservadores que os valores da EN50341 e Cigre72.

3.2.2.2.2 Distância elétrica associada a sobretensões *slow-front*.

A Figura 20 mostra a distância mínima condutor-estrutura existente associada ao ângulo de balanço $\beta=20^\circ$. O arco rosa representa a distância elétrica mínima existente para cálculo do isolamento *slow-front* ($d_{cond_struct_sf} = 1,72\text{m}$).

Figura 20: Distância condutor estrutura - ângulo de balanço $\beta=20^\circ$ - Diretriz Fazer Nada



Fonte: adaptado do projeto original

Para estabelecer qual é a máxima tensão operativa em DC no critério do isolamento para sobretensão tipo *slow-front*, pode-se utilizar dois métodos.

O primeiro método utiliza a equação apresentada na seção 2.2.1.3.3, considerando os mesmos coeficientes de desvio, correção atmosférica e gap adotados no projeto original. A diferença para o caso DC é que a sobretensão considerada tem magnitude 1,8p.u.

Portanto,

$$U_{rw_sf}[kV] = 1,8 \cdot U_{polo_terra}[kV]$$

$$\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf}} = 1080 \cdot \ln(1 + 0,46d[m])$$

Onde,

- $K_z = 0,935$, equivalente a $N=1,3$ e $\vartheta = 5\%$.
- $K_a = 0,985$
- Fator de gap $k_{g_sf} = 1,35$ condutor à estrutura lateral ou superior.

Resultando em,

$$U_{pole_earth}[\text{fase lateral}] = 435\text{kV}$$

O segundo método é baseado na Referência (11), chamado de método de Paris. A partir da Equação de ajuste apresentada na Figura 8, utilizando somente a distância mínima da fase lateral obtém-se,

$$U_{rw_sf}[d = 1,72m] = 780\text{kV}$$

Considerando a sobretensão máxima da LT DC convertida como 1,8pu,

$$U_{pole_earth} = 433,8\text{kV}$$

Ambos os métodos resultaram em valores muito próximos.

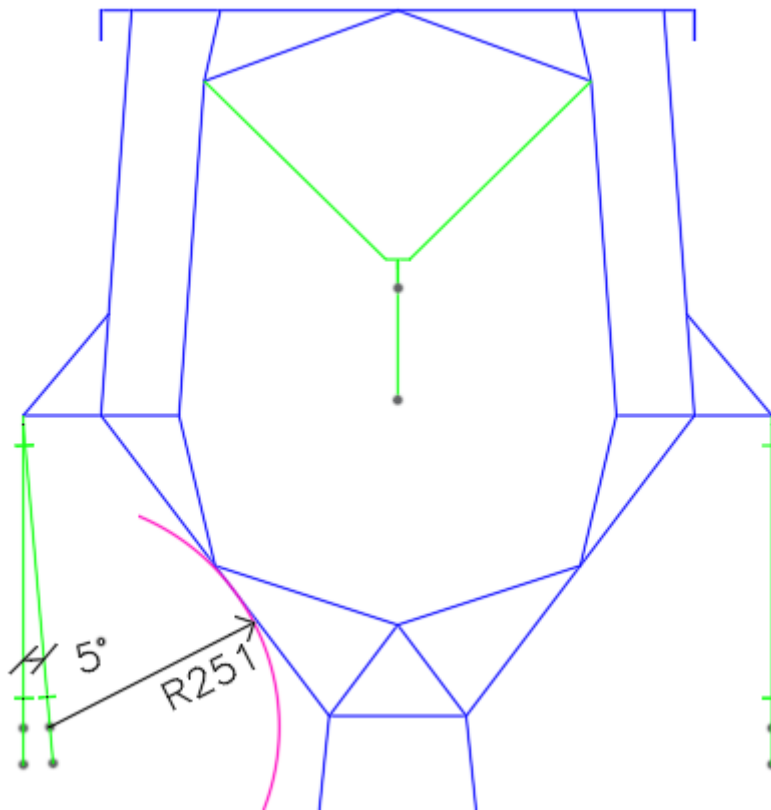
Como a fase central é usada como retorno metálico em caso de falta, não será energizada nem transportará corrente em operação normal. Dessa forma, assume-se que a manutenção dos isoladores existentes na fase central atenda às solicitações *slow front* e *fast front*. Como discutido na Seção 2.2.1.3.4, a solicitação elétrica do isolamento de neutro é menor que a dos polos.

3.2.2.2.3 Distância elétrica associada a sobretensões *fast-front*.

Para verificar a tensão operativa máxima DC que atende à distância mínima de isolamento *fast front* existente, utiliza-se as relações da EN50341 (7) e do CIGRÉ 72 (9).

A Figura 21 apresenta a distância mínima condutor-estrutura para o ângulo de balanço $\beta=5^\circ$.

Figura 21: Distância condutor-estrutura ângulo de balanço $\beta=5^\circ$



Fonte: adaptado do projeto original

Considerando os valores de sobretensão mais altos praticados no Brasil,

$$U_{rw_ff} [kV] = 5 \cdot p. u. \cdot U_{pole_earth_DC} [kV]$$

- $K_z = 0,961$, equivalente a $N=1,3$ e $\vartheta = 3\%(U90\%)$
- $K_a = 0,985$
- $K_{g_ff} = 1,12$

De acordo com a EN50341,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530.2,51m}{5p. u} = 282,0kV$$

De acordo com Cigré 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490.2,51m}{5p. u} = 260,8kV$$

Se os valores de sobretensão considerados fossem dados de acordo com a prática de países como Alemanha, Holanda e Reino Unido, a tensão polo terra máxima de operação seria, de acordo com EN50341,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530.2,12m}{3,9p.u} = 305,4kV$$

De acordo com Cigré 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490.2,12m}{3,9p.u} = 282,4kV$$

3.2.2.3 Coordenação do isolamento: Comentários sobre a conversão AC-DC

Baseado nos resultados das sub seções da seção 3.2.2, verifica-se que o critério de desempenho para sobretensões *fast-front* manteve-se como limitante de tensão operativa no cenário de conversão. Isso ocorreu pois a metodologia de cálculo utilizada foi a mesma para AC e DC. Ainda assim, a aplicação das expressões das referências (7) e (10), resultou em tensões operativas maiores que as calculadas no projeto original. Observa-se também que, se a coordenação do isolamento do projeto original fosse ditada pela sobretensão *slow front*, o incremento tensão operativa seria maior.

A Referência (16) menciona testes recentes a respeito das distâncias mínimas para isolamento *fast front* e *slow front*. Os resultados sugerem que as distâncias elétricas recomendadas pela EN 50341 (7) e o Cigré 72 (9) são sobredimensionadas, dado que os resultados de laboratório para $U_{50\%_{sf}}$ deste trabalho são desde 4 a 6% maiores que a EN50341, no caso de $U_{50\%_{ff}}$, os resultados foram 12% maiores. Tais resultados teriam implicância significativa na tensão operativa máxima da LT convertida.

Sobre o dimensionamento dos isoladores para critério de poluição:

Os critérios estabelecidos pela IEC60815 (17) têm sido questionados pela experiência prática de alguns fabricantes (18), sugerindo que a metodologia proposta na referência (17) resulta em uma coordenação do isolamento 20% a 30% sobredimensionada. Resultados da referência (18) sugerem que mesmo no cenário “Fazer Nada” o desempenho real dos isoladores seriam melhores, indicando que uma tensão operativa ainda maior atenderia a esses critérios.

3.2.3 Fenômenos eletromagnéticos – Diretriz “Fazer Nada”.

A verificação dos fenômenos eletromagnéticos na diretriz de projeto “Fazer Nada” é feita avaliando qual é a tensão e corrente máxima na LT convertida de forma a obedecer as exigências técnicas e/ou legais dos órgãos reguladores responsáveis.

Para isso são avaliados os efeitos de corona (corona visual, perdas, ruído audível, radio interferência) e os efeitos de campo (elétrico e magnético).

3.2.3.1 Efeitos de Corona.

Os efeitos de corona avaliados no estudo de caso da conversão AC-DC são: limite de corona visual, ruído audível, rádio interferência e perdas por corona.

3.2.3.1.1 Campo elétrico limite de corona visual – LT de estudo Caso DC.

O campo elétrico limite de corona visual para a LT de estudo operando em DC, para as condições atmosféricas e de projeto consideradas na Seção 3.1.8.1.1 é

Para o polo positivo:

$$E_{crit+} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 33,7.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,24}{\sqrt{0,935.1,35}} \right] = 30,59 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

E para o polo negativo:

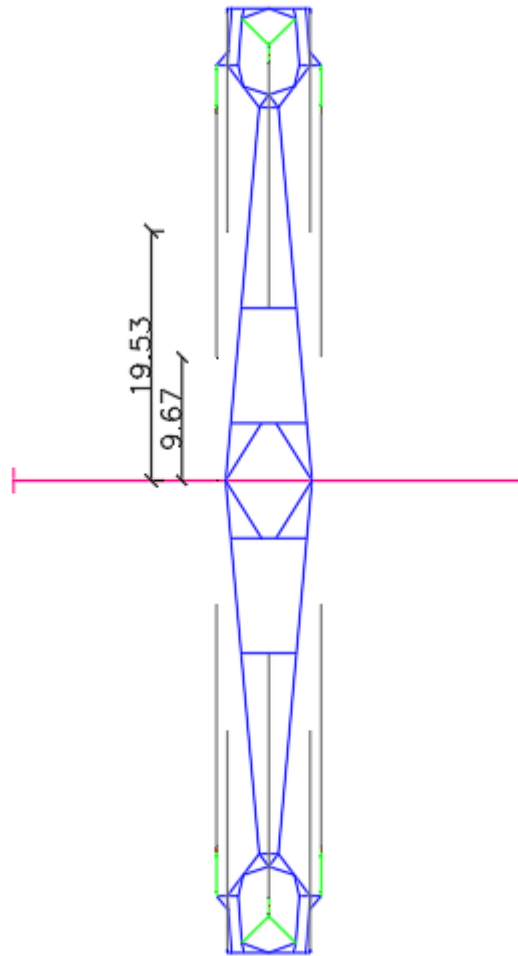
$$E_{crit-} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 31,0.935.0,8. \left[1 + \frac{0,308}{\sqrt{0,935.1,35}} \right] = 29,54 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

3.2.3.1.2 Campo Elétrico na Superfície do Condutor – LT de estudo Caso DC.

Para verificar qual é a máxima tensão DC operativa que atende ao critério de limite de corona visual, o gradiente superficial do condutor é calculado. Os valores são comparados com os campos elétricos críticos calculados na seção 3.2.3.1.1 a fim de verificar se os valores são excedidos.

A metodologia de cálculo é apresentada na Seção 2.2.2.1.4 e consta no Anexo B da referência (1). A Figura 22 ilustra a geometria da LT considerada para o cálculo do campo elétrico superficial dos condutores pelo método das imagens.

Figura 22: Método das Imagens para cálculo gradiente superficial - 'Faz Nada'.



Fonte: adaptado do projeto original

Os diâmetros dos condutores dos polos e de proteção utilizados nos cálculos são apresentados na seção 3.1.2 e 3.1.4.3, respectivamente.

São feitas as seguintes considerações:

- Sem ângulo de balanço da cadeia de isoladores.
- Polo positivo corresponde à fase da direita. Índice 1; Condutor neutro, à fase central. Índice 2; Polo negativo, à fase da esquerda. Índice 3.
- Para raios da direita e da esquerda correspondem aos índices 4 e 5 respectivamente.
- Flecha das fases 17m. Flecha dos para-raios equivale a 90% da flecha das fases.
- Matriz dos potenciais e matriz capacitância calculados para altura mínima dos condutores (condição mais crítica)

A matriz dos coeficientes de potenciais $[\lambda]$ e sua inversa são portanto.

Matriz λ					
	1	2	3	4	5
1	1,00193E+11	41990488123	35263551528	38239330541	32701236706
2	41990488123	96293318876	41990488123	48700331255	48700331255
3	35263551528	41990488123	1,00193E+11	32701236706	38239330541
4	38239330541	48700331255	32701236706	1,62002E+11	43607840699
5	32701236706	48700331255	38239330541	43607840699	1,62002E+11

Matriz λ inversa [Capacitância]					
	1	2	3	4	5
1	1,30705E-11	-3,67302E-12	-2,39261E-12	-1,33374E-12	-6,10426E-13
2	-3,67302E-12	1,61838E-11	-3,67302E-12	-2,56598E-12	-2,56598E-12
3	-2,39261E-12	-3,67302E-12	1,30705E-11	-6,10426E-13	-1,33374E-12
4	-1,33374E-12	-2,56598E-12	-6,10426E-13	7,61508E-12	-8,65149E-13
5	-6,10426E-13	-2,56598E-12	-1,33374E-12	-8,65149E-13	7,61508E-12

Considerando os potenciais dos condutores de proteção aterrados; a fase central como polo nulo (caminho de retorno) com potencial zero; e os polos condutores com potências simétricos, tem-se que:

$$[V] = \begin{bmatrix} V_{1pole+} \\ V_{2gnd\ return} \\ V_{1pole-} \\ V_{shield} \\ V_{shield} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{1pole+} \\ 0 \\ V_{1pole-} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Escolhendo-se $[V]$ tal que a tensão dos polos sejam iguais a tensão de pico fase terra da LT 230kV AC original

$$[V] = \begin{bmatrix} 187,8\text{kV} \\ 0 \\ -187,8\text{kV} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Calculam-se os campos elétricos máximos nas superfícies dos condutores, dados em $\left[\frac{kV}{cm}\right]$:

$$[E_{max}] = \begin{bmatrix} 20,63 \\ 0 \\ -20,63 \\ -5,13 \\ 5,13 \end{bmatrix}$$

Verifica-se que para esse nível de tensão os limites de corona visual não são excedidos, pois os valores de campo elétrico superficial são inferiores aos valores

calculados na Seção 3.2.3.1.1 (30,6kV/cm e 29,54kV/cm para polo positivo e negativo, respectivamente).

Para verificar qual é máximo valor de tensão que é possível aplicar nos polos, tal que o critério de corona visual seja atendido, adota-se uma margem de segurança tal que $[E_{max}] = 95\%[E_{crit}] = 28,05\left[\frac{kV}{cm}\right]$. A tensão máxima operativa possível é

$$[V] = \begin{bmatrix} 255,3kV \\ 0 \\ -255,3kV \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Resultando em um vetor de campo elétrico máximo superficial, $[E_{max}]$, dado em $\left[\frac{kV}{cm}\right]$

$$[E_{max}] = \begin{bmatrix} 28,05 \\ 0 \\ -28,05 \\ -6,97 \\ 6,97 \end{bmatrix}$$

Acima desses valores de tensão, o critério de início da corona visível seria excedido para o polo negativo. Alternativas para que um incremento maior de tensão DC seja possível são: diminuição da flecha e aumento do número de subcondutores.

3.2.3.1.3 Ruído audível (RA)

O ruído audível máximo no limite da largura da faixa, para tempo claro é verificado considerando os campos elétricos superficiais máximos para duas condições:

- $E_{max+} = 21,17\left[\frac{kV}{cm}\right]$, equivalente à $V_{max+} = 187,79kV$
- $E_{max+} = 28,05\left[\frac{kV}{cm}\right]$, equivalente à $V_{max+} = 255,3kV$ (início de corona)

Utilizando a Equação 2.21 da Seção 2.2.2.1.5; com $R=18,61$ metros (condutor mais próximo do solo), adicionando-se 5dBA pela condição de tempo claro, chega-se a

- $AN_{max_row}[E_{max+} = 21,17\frac{kV}{cm}] = 28,7[dBA]$
- $AN_{max_row}[E_{max+} = 28,05\frac{kV}{cm}] = 40,2[dBA]$

Verifica-se que, para ambas as condições, o ruído audível mantém-se abaixo do valor máximo estabelecido ($RA < 58dBA$).

Para verificar o limite de tensão que atende ao critério de RA dentro da faixa, verifica-se o gradiente superficial máximo sobre os condutores, na condição de tempo

claro, que produz um RA máximo de 58dBA. Aplica-se a Equação 2.21 inversa para RA médio de 53dBA em tempo claro:

$$E_{\max+} = AN^{-1}[53dBA] = 45,17 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

A tensão operativa máxima resultante é

$$V_{\max+} = 411,1kV$$

3.2.3.1.4 Rádio Interferência (RI)

A rádio interferência média no limite da faixa, para tempo claro é verificado considerando os campos elétricos superficiais máximos para duas condições:

- $E_{\max+} = 20,63 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, equivalente à $V_{\max+} = 187,8kV$
- $E_{\max+} = 28,05 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, equivalente à $V_{\max+} = 255,3kV$ (início de corona)

Utilizando a Equação 2.22 da Seção 2.2.2.1.6, com $D=22,56$ metros (altura média dos condutores), adicionando-se 5dBA pela condição de tempo claro tem-se que

- $RI_{avg_row} \left[E_{\max+} = 20,63 \frac{kV}{cm} \right] = 33,4[dB]$
- $RI_{avg_row} \left[E_{\max+} = 28,05 \frac{kV}{cm} \right] = 44,9[dB]$

Verifica-se que para a tensão de inicio da corona , a RI dentro da faixa é ultrapassada ($RI > 42dB$).

A máxima tensão operativa que atende ao critério de RI é dada quando o gradiente superficial é

$$E_{\max+} = RI^{-1}[42dB] = 25,95 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Que corresponde a uma tensão operativa polo terra

$$V_{\max+} = 236,2kV$$

3.2.3.1.5 Perdas por Corona

As perdas por corona são calculadas de acordo com o procedimento e premissas descritas na Seção 2.2.2.1.7. As perdas por corona são calculadas para os campos elétricos superficiais correspondentes aos diferentes níveis de tensão considerados no cenário de conversão da Seção 3.2.

A Tabela 3.3 apresenta as perdas por corona do bipolo calculadas para os níveis de tensão considerados para o cenário de conversão.

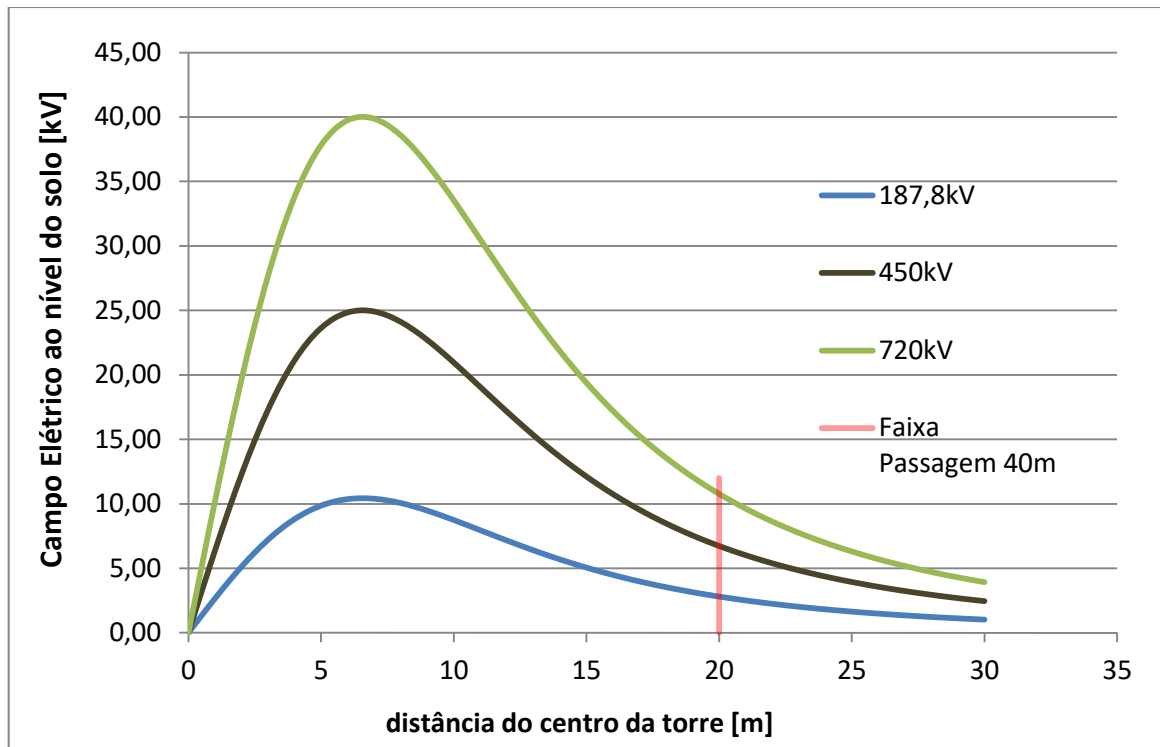
Tabela 3.3: Perdas por corona de acordo com níveis de tensão – Diretriz “Fazer Nada”

Bipole Corona Loss			
V[kV]	E[kV/cm]	[kW/km]	Observação:
226,0	24,83	1,54	Distância Condutor-Solo
236,2	25,95	1,90	Radio Interferência 42dB no limite da faixa.
247,0	27,14	2,36	Desempenho Isolador sob Poluição Média (40mm/kV)
255,3	28,05	2,76	95% do Limite de Corona Visual
260,8	28,65	3,06	Isolamento sobretensão Fast-Front, Cigre 72.
282,0	30,98	4,45	Isolamento sobretensão Fast-Front, EN50341
296,0	32,52	5,62	Desempenho Isolador (35mm/kV)
324,0	35,6	8,68	Isolamento tensão operativa, Cigre388

3.2.3.2 Campo elétrico na faixa de passagem.

Utilizando as Equações 2.27 e 2.28, com $k_{cm} = 2$, o campo elétrico na faixa de passagem foi estimado para níveis de tensão, que atendem a diferentes recomendações apresentadas na referência (8).

Figura 23: Magnitude de Campo Elétrico DC na faixa – Fazer Nada.



Fonte: elaboração do autor

A Figura 23 apresenta o perfil de magnitude do campo elétrico DC em função da distância do eixo da LT. A Figura 24 apresenta somente um lado da faixa, pois o outro é simetricamente impar.

Diferentes níveis de tensão são apresentados nesse cenário de conversão:

187,8kV: Nesse caso, em nenhum ponto da faixa de servidão, o campo elétrico de 25kV/m é excedido. No limite de faixa de servidão existente (40m) o campo elétrico DC a um metro sobre o nível do solo seria inferior ao estabelecido nos requisitos do projeto AC original.

450kV: Quando a LT convertida é energizada com tensão até $\pm 450kV$, o critério de $E < 25 \left[\frac{kV}{m} \right]$ é atendido, e conseqüentemente, todos outros resumidos na seção 2.2.2.2.1.

720kV: A curva verde representa a maior tensão operativa possível obedecendo ao critério de $E < 40 \left[\frac{kV}{m} \right]$ em qualquer ponto da faixa de passagem.

3.2.4 Distância mínima condutor-solo – Diretriz “Fazer Nada”

A distância mínima condutor solo resultante da geometria de cabeça de torre adotada nesse estudo de caso é 7,6 metros. O aumento de 10 cm sobre a altura do projeto original deve-se a diferença da cadeia de isoladores.

Para determinar qual é a tensão máxima DC que a LT convertida pode operar para obedecer a esse critério, utiliza-se a Equação 2.29 modificada para DC. A distância de segurança é 1,1 metros (=7,6m-6,5m, ver Seção 3.1.7).

$$1,1\text{m} = 0,01\left(\frac{U_{DC_pole_earth}}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

Resultando

$$U_{DC_pole_earth} = 226 \text{ [kV]}$$

3.2.5 Identificação dos limitantes de tensão - Diretriz “Fazer Nada”

Com os resultados da seção 3.2 é possível fazer considerações a respeito do cenário de recapacitação pela conversão AC-DC segundo a diretriz “Fazer Nada”.

3.2.5.1 Distância de segurança condutor-solo.

Para os critérios de alocação de estruturas determinados no projeto original, a distância de segurança condutor-solo é um dos principais fatores que limitam a tensão operativa máxima da LT.

$$U_{DC_pole_earth} = 226kV$$

3.2.5.2 Limitantes na coordenação do isolamento

No que se refere à coordenação do isolamento, o desempenho frente à poluição e o isolamento para sobretensões *fast-front* são os critérios de projeto que limitam a tensão de operação da LT convertida.

A tensão limite que atende ao isolamento para sobretensão *fast-front*:

- Fast Front (Cigré 72): $U_{pole_earth_DC} = 260,8kV$

A tensão limite que atende ao desempenho em poluição média (IEC60815).

- Poluição Média IEC60815 (41,8mm/kV): $U_{polo_gnd}[kV] \leq 247[kV]$

3.2.5.3 Limitantes por fenômenos eletromagnéticos

No que diz respeito a verificação dos fenômenos eletromagnéticos, os resultados da Seção 3.2.3 mostram que o a rádio interferência no limite da faixa é o principal limitante seguido da corona visual.

- Radio Interferencia AM, 1MHz dentro da faixa: $U_{pole_earth_DC} \leq 236,2kV$
- Corona Visual $U_{pole_earth_DC} \leq 255,3kV$

Como não existem fenômenos de indução magnética por corrente contínua, a LT convertida não tem nenhum limite de corrente associado a perdas ou a campos magnéticos. O limite de ampacidade da LT é analisado no projeto original e é mantido o mesmo no estudo de caso.

3.2.6 Potência transmissível DC - Diretriz de projeto “Fazer Nada”

Para avaliar qual é a potência DC da LT convertida, o nível de tensão da LT DC deve ser determinado baseado nas considerações da Seção 3.2.4.

3.2.6.1 Cenário 1: Limitado pela distância condutor-solo

Considera-se o cenário de recapacitação limitado pela distância de segurança condutor-solo (7,6m). A tensão operativa da LT DC convertida que atende a esse critério é:

$$U_{pole_earth} = 226[kV]$$

Para a ampacidade $I_{ld} = 1584[A]$, potência máxima transmissível na entrada da LT é

$$P_{max} = 2.226kV \cdot 1584A = 716[MW]$$

Considerando as perdas resistivas ao longo da LT (350km) e por corona dadas por,

$$P_{losses} = 2 \cdot 1584A^2 \cdot 14,92\Omega + 1,54 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 75,4[MW]$$

A potência entregue ao terminal inversor é

$$P_{max_terminal} = 640,6[MW]$$

Sobre a potência entregue ao terminal inversor nesse cenário, observa-se que:

- Representa a plena utilização da capacidade térmica da LT original.
- Representa um incremento de 125% sobre o limite de estabilidade estático do link AC original. A potência ativa máxima transmissível pela LT DC convertida é 188% maior que a potência natural da LT AC original.
- Para potência máxima recebida pelo terminal inversor, as perdas ôhmicas na LT convertida são 10,5% da potência de entrada.
- Para alimentar o terminal inversor com a mesma potência do limite de estabilidade estático do link AC, o percentual de perdas da LT DC é 4% (3% a menos que a LT AC original).

3.2.6.2 Cenário 2: Limitado pela poluição e corona

Se fosse possível desconsiderar a distância mínima de segurança condutor-solo e também a RI (Seção 2.2.2.1.6), o desempenho do isolador em condição de poluição média e o campo elétrico de início de corona são os limitantes de tensão.

$$U_{pole_earth} = 247[kV]$$

Para corrente $I_{ld} = 1584[A]$, potência máxima na entrada da LT é

$$P_{max} = 2.247kV \cdot 1584A = 782,5[MW]$$

Considerando as perdas resistivas ao longo da LT(350km) e por corona dadas por,

$$P_{losses} = 2 \cdot 1584A^2 \cdot 14,92\Omega + 2,36 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 75,7[MW]$$

A potência entregue ao terminal inversor é

$$P_{max_terminal} = 706,8 [MW]$$

Sobre a potência entregue ao terminal inversor, observa-se que:

- Representa um incremento de 12% sobre a capacidade térmica da LT AC original.
- Representa um incremento de 148 % sobre o limite de estabilidade estático do link AC original. A potência ativa máxima transmissível pela LT DC convertida é 217% maior que a potência natural da LT AC original.
- Para potência máxima recebida pelo terminal inversor, as perdas ativas correspondem a 9,7% da potência de entrada.

3.2.7 Sugestões de modificações para aumento da potência

Baseado nos resultados da Seção 3.2.5, pode-se considerar que, para o aumento da tensão operativa da LT convertida é necessário:

- Aumento da distância condutor-solo: A distância mínima condutor solo utilizada como critério para alocação das estruturas é dependente da tensão entre fase/polo e a terra. Para aumentos significativos de tensão é necessário aumentar a distância cabo-solo. Isso é possível, por exemplo, com a troca de condutores cuja flecha é menor para a mesma ampacidade e/ou considerando modificações nas estruturas (mísulas ou torres)
- Assegurar um melhor desempenho frente a poluição: Considera-se a troca para isoladores poliméricos, com maiores distâncias específicas de escoamento.
- Reduzir o campo elétrico superficial dos condutores: A radio interferência causada pela corona é alta para o limite da faixa. Para um aumento da tensão operativa é necessário reduzir a corona para evitar níveis de RI acima do permitido e evitar que a LT apresente corona visual. Isso é possível pela divisão do feixe central para os polos. Tal modificação incrementa também a capacidade de corrente da LT convertida
- Assegurar o isolamento para sobretensões *fasf-front*: Avalia-se a possibilidade de aumento na distância condutor-torre dos polos.

3.3 CONVERSÃO AC-DC: DIRETRIZ DE PROJETO “MAXIMIZAR!”

Esta seção apresenta o cenário de conversão onde a conversão AC-DC é feita segundo a diretriz de aumento significativo na potência transmitida. Para incremento na tensão operativa da LT, observa-se as considerações feitas na Seção 3.2.7 e busca-se fazer as alterações propostas.

Nessa seção é feito um estudo de caso baseado na conversão AC-DC propondo-se as seguintes alterações:

- Troca de condutor: Opta-se pela utilização de um condutor não convencional de alta ampacidade e baixa flecha (HTLS).
- Divisão dos sub-condutores do feixe central para os polos: Aumento da capacidade de transporte de corrente. Com essa alteração, cada polo possui três subcondutores.
- Aumento das distâncias de isolamento:: Com a troca de condutor os ângulos de balanço e a flecha mudam, possibilitando o alongamento da cadeia de isoladores e o reajuste das distâncias de isolamento.
- Troca do tipo de isolador: Utiliza-se isoladores poliméricos, específicos para operação DC.

O efeito dessas modificações é analisado e a necessidade de mais modificações é comentada.

3.3.1 Alternativa de condutor HTSL

Para maximização da potência transmissível da LT convertida, opta-se pela utilização de um condutor não convencional de alta ampacidade e baixa flecha (HTLS). A escolha por esse tipo de condutor visa tanto a diminuição da flecha, de modo que o nível de tensão possa ser elevado sem prejudicar as distâncias mínimas condutor solo, quanto a alta ampacidade, permitida pelo alto limite de temperatura de operação.

3.3.1.1 Características do condutor.

O condutor não convencional analisado nessa seção tem alma de material compósito de fibra de carbono (ACCC®). A Tabela 3.4 apresenta as características mecânicas e elétricas de catálogo do condutor escolhido para conversão.

Tabela 3.4: Dados do condutor HTLS para conversão AC-DC

Mechanical Specifications	Metric	
Nominal Aluminum Cross-sectional Area*	458.0	mm ²
Nominal Diameter of Composite Core ()	8.76	mm
Nominal Cross-sectional Area of Core	60.3	mm ²
Overall Diameter of Conductor	26.42	mm
Nominal Cross-sectional Area of the Conductor	518.0	mm ²
Ultimate Tensile Strength of Conductor ^{1,2}	156.1	kN
Rated Strength of Core - 313 ksi (2158 MPa)	130.2	kN
Core Nominal Mass per unit length	113	kg/km
Conductor Nominal Mass per unit length	1375	kg/km
Aluminum Nominal Mass per unit length**	1261.7	kg/km
Maximum Allowable Operating Temperature at Surface ⁴	180	°C
Coefficient of Linear Expansion Above Thermal Kneepoint	1.45E-06	/°C
Coefficient of Linear Expansion Below Thermal Kneepoint	1.83E-05	/°C
Final Modulus of Elasticity Above Thermal Kneepoint	116.0	GPa
Final Modulus of Elasticity Below Thermal Kneepoint	61.4	GPa
Electrical Specifications	Metric	
Nominal Resistivity of Aluminum at 20°C, DC 63% IACS	0.0608	ohm/km
Temperature Coefficient of Resistance	0.00404	
Frequency	60	Hz
AC Nominal Resistance at 25°C	0.0628	ohm/km
AC Nominal Resistance at 75°C	0.0752	ohm/km
AC Nominal Resistance at 180°C	0.1012	ohm/km
AC Current Rating at Given Temperature ³		1045
		1566
GMR (estimated)	0.011	m
Inductive Reactance	0.252	ohm/km
Capacitive Reactance	0.150	Mohm-km

Fonte: catálogo do fabricante

3.3.1.2 Estudo comparativo ACCC® (HTLS) vs ACAR

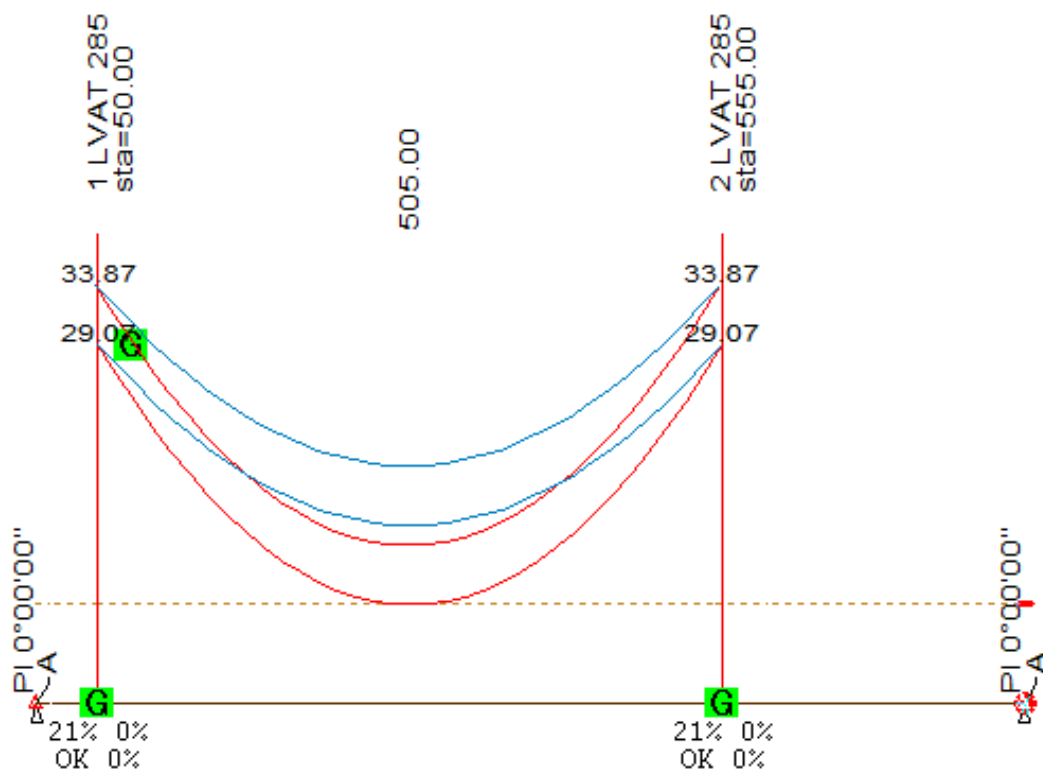
A escolha pelo condutor ACCC® foi determinada por requisitos fundamentais baseados na comparação com o condutor ACAR já existente na LT. Estes são:

- (i) Seção de alumínio igual ou maior que a seção do condutor ACAR, tal que a capacidade de corrente do condutor escolhido seja igual ou maior que a do existente.
- (ii) Diâmetro igual ou menor que o diâmetro do condutor existente, de forma a garantir que as cargas de vento transversais das torres de suspensão não sejam aumentadas.

3.3.1.2.1 Comparação da flecha e tracionamento.

A Figura 24 apresenta a comparação da flecha máxima do vão típico da LT para os condutores ACCC® e ACAR regulados conforme as recomendações do fabricante.

Figura 24: Comparação flecha máxima ACAR vs ACCC®



Fonte: elaboração do autor

Na Figura 24, a curva vermelha representa a posição dos condutores ACAR em sua máxima temperatura de operação utilizada no cálculo de alocação das estruturas (65°C).

A curva azul representa a posição dos condutores ACCC® em sua máxima temperatura de operação (180°C).

A Tabela 3.5 apresenta os resultados da análise mecânica do condutor ACAR em diferentes condições feitas em software comercial específico para projeto de LTs. No retângulo vermelho é possível verificar as flechas e trações mecânicas calculadas para as temperaturas máxima e média de operação do condutor ACAR.

Tabela 3.5: Análise mecânica alternativa ACAR

Ruling Span Sag Tension Report

# Description	--Cable Load--			---R.S. Initial Cond.---					-----R.S. Final Cond.-----					-----R.S. Final Cond.-----				
	Hor.	Vert	Res.	Max. Hori. Max			R.S.		-----After Creep-----			-----After Load-----			R.S.			
				Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag
	-----(daN/m)---			(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)
1 Vc	2.17	1.17	2.47	4069	4020	43	1630	19.60	3888	3837	41	1555	20.54	4069	4020	43	1630	19.60
2 Vpr	2.25	1.17	2.54	4158	4108	43	1619	19.73	3982	3929	42	1549	20.63	4158	4108	43	1619	19.73
3 Tmax	0.00	1.17	1.17	1933	1910	20	1633	19.56	1798	1773	19	1516	21.07	1885	1862	20	1592	20.07
4 Tmed	0.00	1.17	1.17	2170	2150	23	1838	17.37	1990	1968	21	1683	18.98	2109	2088	22	1785	17.89
5 Tmin	0.00	1.17	1.17	2325	2307	24	1972	16.19	2114	2093	22	1790	17.84	2255	2235	24	1911	16.71
6 Bal_Imp	0.00	1.17	1.17	2170	2150	23	1838	17.37	1990	1968	21	1683	18.98	2109	2088	22	1785	17.89
7 Bal_Man	0.61	1.17	1.32	2442	2420	26	1835	17.40	2248	2223	24	1686	18.94	2380	2356	25	1787	17.87
8 Bal_FI	1.70	1.17	2.06	3529	3490	37	1695	18.85	3329	3288	35	1597	20.01	3496	3456	37	1678	19.03
9 T14	0.00	1.17	1.17	2241	2221	23	1899	16.81	2047	2025	21	1732	18.44	2175	2155	23	1842	17.33

A Tabela 3.6 apresenta os resultados da análise mecânica do condutor ACCC®. Nos retângulos azuis é possível observar as flechas e trações mecânicas calculadas para as temperaturas máxima e média de operação da alternativa ACCC®.

Tabela 3.6: Análise mecânica alternativa ACCC®

Ruling Span Sag Tension Report

# Description	--Cable Load--			---R.S. Initial Cond.---					-----R.S. Final Cond.-----					-----R.S. Final Cond.-----				
	Hor.	Vert	Res.	Max. Hori. Max			R.S.		-----After Creep-----			-----After Load-----			R.S.			
				Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag
	-----(daN/m)---			(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)
1 Vc	2.12	1.35	2.52	5285	5247	34	2085	15.31	5285	5247	34	2085	15.31	5285	5247	34	2085	15.31
2 Vpr	2.20	1.35	2.58	5346	5305	34	2054	15.54	5346	5305	34	2054	15.54	5346	5305	34	2054	15.54
3 Tmax	0.00	1.35	1.35	3737	3721	24	2759	11.56	3020	3001	19	2224	14.35	3020	3001	19	2224	14.35
4 Tmed	0.00	1.35	1.35	4011	3997	26	2963	10.77	3279	3261	21	2418	13.20	3219	3201	21	2373	13.45
5 Tmin	0.00	1.35	1.35	4144	4130	27	3062	10.42	3575	3559	23	2638	12.09	3504	3487	22	2585	12.34
6 Bal_Imp	0.00	1.35	1.35	4011	3997	26	2963	10.77	3279	3261	21	2418	13.20	3219	3201	21	2373	13.45
7 Bal_Man	0.60	1.35	1.47	4193	4176	27	2832	11.26	3581	3561	23	2415	13.21	3517	3497	23	2372	13.45
8 Bal_FI	1.66	1.35	2.14	4919	4889	32	2287	13.95	4743	4712	30	2204	14.48	4675	4643	30	2172	14.69
9 T14	0.00	1.35	1.35	4076	4062	26	3011	10.59	3412	3395	22	2517	12.68	3347	3330	21	2469	12.92
10 Tmax_ctc	0.00	1.35	1.35	3083	3064	20	2271	14.05	2962	2943	19	2182	14.63	2962	2943	19	2182	14.63

Com os resultados da análise mecânica, é importante observar que:

- (i) A flecha máxima do condutor ACCC® é 14,63 metros ao passo que a flecha máxima do condutor ACAR é 21,07 metros. Isso possibilita um aumento máximo de 6,72 metros na distância mínima condutor-solo se o comprimento da cadeia de isoladores for mantido.
- (ii) A diferença entre a flecha do condutor ACCC® na temperatura de 65°C e na temperatura 180°C é somente 28 centímetros. Indicando que o condutor

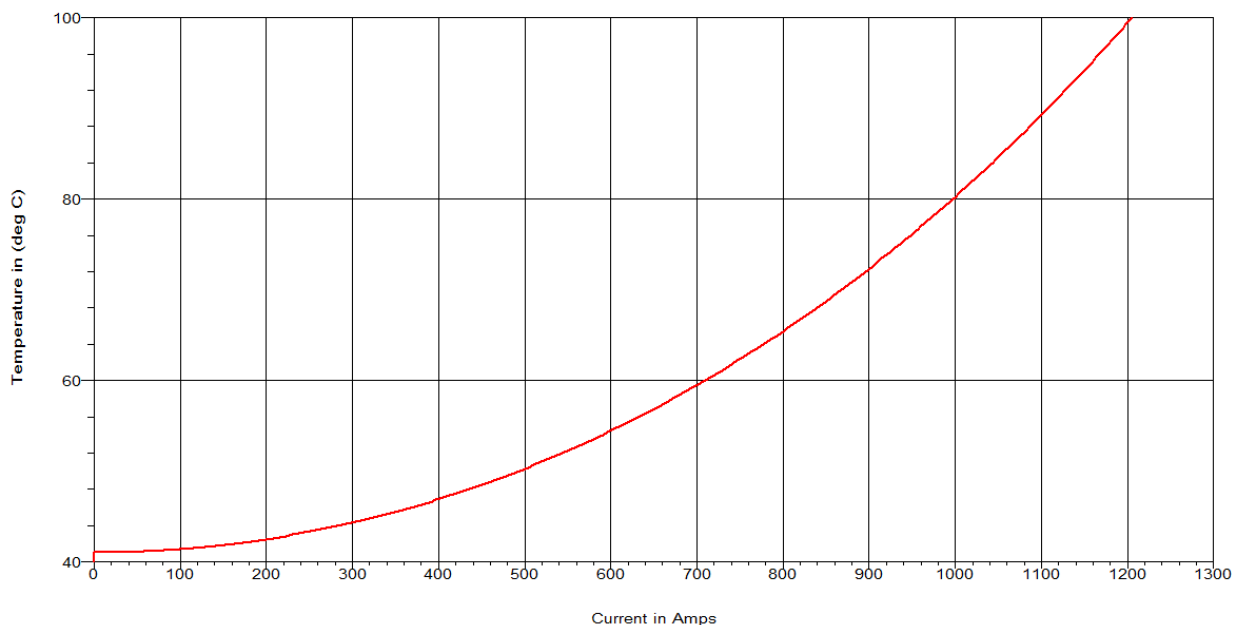
HTLS pode operar em alta temperatura sem comprometer a distância condutor solo de segurança.

- (iii) As trações de regulagem do condutor ACCC® são superiores às do condutor ACAR. Isso causa aumento das solicitações mecânicas sobre as estruturas de ancoragem. Portanto a necessidade de reforços estruturais na série de estruturas deve ser avaliada.

3.3.1.2.2 Capacidade térmica de transporte de corrente

A Figura 25 apresenta a curva de temperatura do condutor ACAR em função da corrente para as condições atmosféricas consideradas no projeto original.

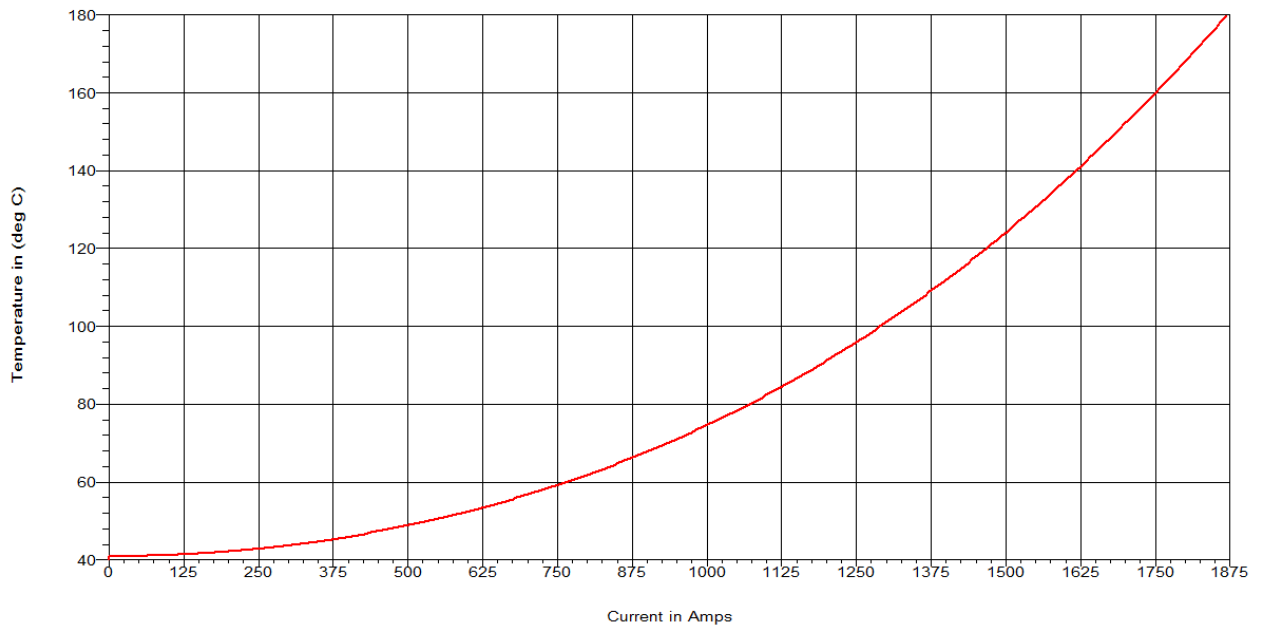
Figura 25: Curva de corrente vs Temperatura ACAR



Fonte: elaboração do autor

A Figura 26 apresenta a curva de temperatura do condutor ACCC® em função da corrente para as condições atmosféricas consideradas no projeto original.

Figura 26: Curva corrente vs temperatura ACCC®



Fonte: elaboração do autor

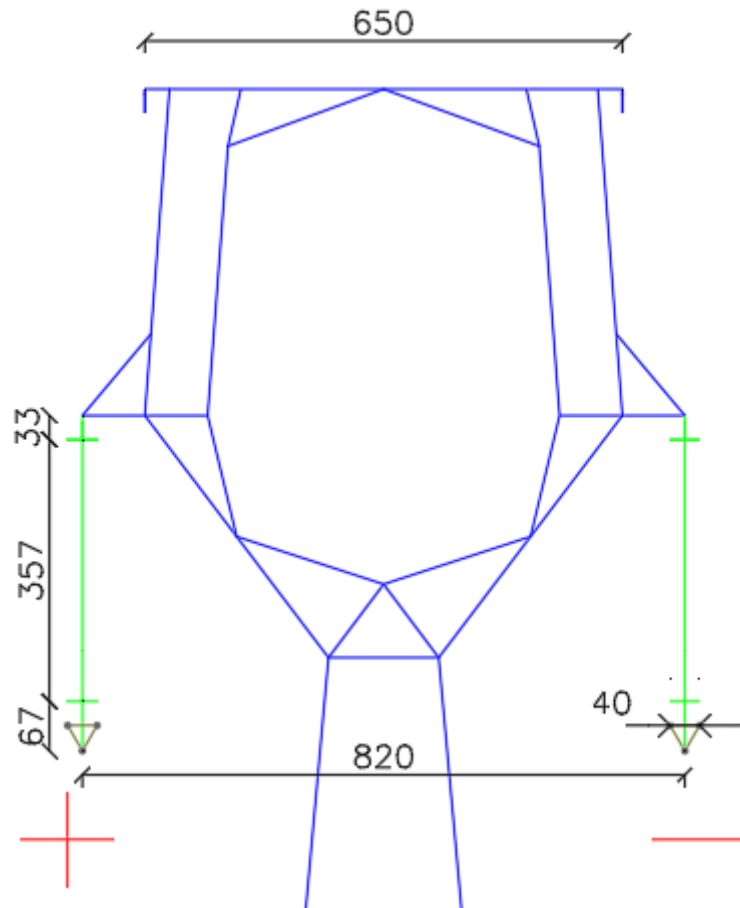
Ambas as curvas foram construídas em software comercial para projeto de LTs, utilizando-se a metodologia IEEE 738-2006.

Observa-se que o condutor HTLS pode operar até 180°C. Nesse ponto, sua ampacidade é 1875A. Porém, a medida que a temperatura do condutor aumenta, sua resistência cresce e, por consequência as perdas ôhmicas também. A 75°C, o condutor ACCC® tem resistência menor que o ACAR, indicando que, para a mesma corrente, a alternativa ACCC® é mais eficiente. A medida que a corrente transportada aumenta, aumentam também as perdas de forma quadrática.

3.3.2 Geometria da cabeça de torre proposta

A geometria da cabeça de torre proposta para maximização da potência transmissível é apresentada na Figura 27. As dimensões são apresentadas em centímetros.

Figura 27: Geometria da cabeça de torre proposta – Diretriz “Maximizar”.



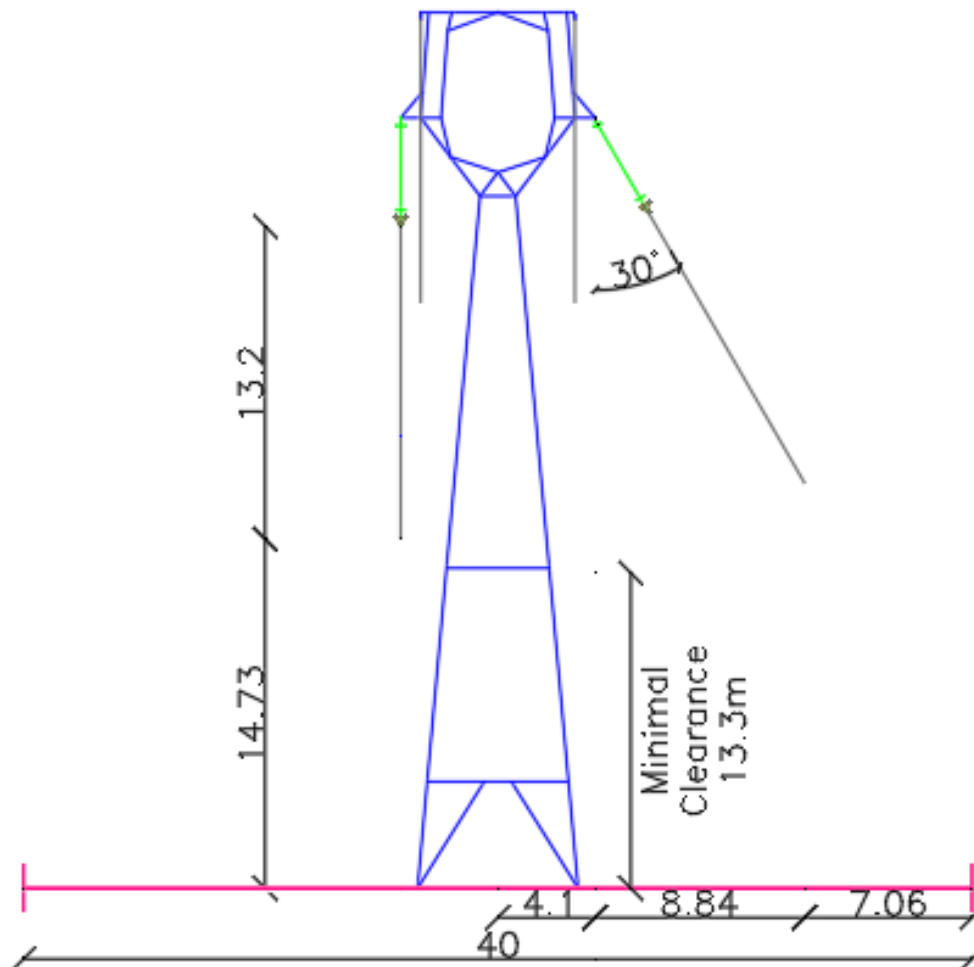
Fonte: adaptado do projeto original

O feixe duplo central original é dividido entre as fases laterais, formando assim polos com três subcondutores, aumentando a ampacidade da LT e reduzindo o campo elétrico superficial nos condutores. Os subcondutores dos feixes expandidos originais são aproximados para um feixe triplo equilátero com 40 cm de espaçamento, distância típica de espaçamento de subcondutores de LTs AC 500kV. O tamanho da cadeia de isoladores é aumentado para melhorar seu desempenho frente à poluição e aumentar as distâncias de isolamento para descargas atmosféricas.

3.3.3 Verificação da faixa de servidão

A determinação da faixa de passagem por ângulo de balanço dos condutores é apresentada na Figura 28. As unidades estão em metros.

Figura 28: Faixa de servidão por ângulo de balanço



Fonte: adaptado projeto original

Considerando o ângulo de balanço ($\beta=30^\circ$); flecha média 13,2 metros, verifica-se que a faixa de servidão original de 40 metros é suficiente para atender o estabelecimento da faixa por critério de ângulo de balanço. A altura mínima média é 14,73 metros e a distância mínima condutor solo é 13,3 metros.

3.3.4 Coordenação do isolamento DC – Diretriz “Maximizar”

A geometria da cabeça de torre proposta é analisada sob os aspectos de coordenação do isolamento para as condições de (i) tensão operativa, (ii) sobretensões tipo *slow-front*, (iii) sobretensões tipo *fast-front* e (iv) desempenho da cadeia de isoladores para poluição.

3.3.4.1 Desempenho dos isoladores: critério de poluição.

Os isoladores considerados são do tipo polimérico específico para operação DC. Para análise de seu desempenho foram estudados catálogos de fabricantes desse tipo de isolador. Não foram encontrados catálogos de isoladores poliméricos para DC no nível de tensão considerado no cenário de conversão ($190kV < V < 300kV$). Portanto foi considerado que os fabricantes pudessem construir isoladores de tamanhos diferentes daqueles catalogados, mas que mantivesse a razão distância de escoamento sobre unidade de distância longitudinal da cadeia.

As características do novo isolador escolhido são:

- Isolador de Bastão Polimérico Corrente Contínua
- Carga Mecânica Especificada: 160kN
- Razão de distância de escoamento: $D = \frac{3978[mm]}{1[m]}$.

Adotando-se a distância de escoamento específica $41,8 \left[\frac{mm}{kV} \right]$ (a mais conservadora considerada no trabalho), e considerando a cadeia de isoladores com $L = 3,57m$.

$$V_{DC\ polo-terra} = \frac{3,57[m] \cdot 3978 \left[\frac{mm}{m} \right]}{41,8 \left[\frac{mm}{kV_{polo-terra}} \right]} = 339,7kV$$

3.3.4.2 Distâncias elétricas no vão de ar

Para a geometria proposta as distâncias elétricas no vão de ar são verificadas a fim de identificar qual é a máxima tensão operativa possível.

Os ângulos de balanço associados a cada condição de tensão são recalculados de acordo com o condutor proposto e as condições de pressões de vento estabelecidas no projeto original.

3.3.4.2.1 Distância elétrica DC associado a vento extremo

O ângulo de balanço associado à pressão de vento extremo considerada para tensão operativa é calculado pela Equação 3.1.

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{k \cdot q_0 \cdot d}{p \cdot (V/H)} \right) \quad (3.1)$$

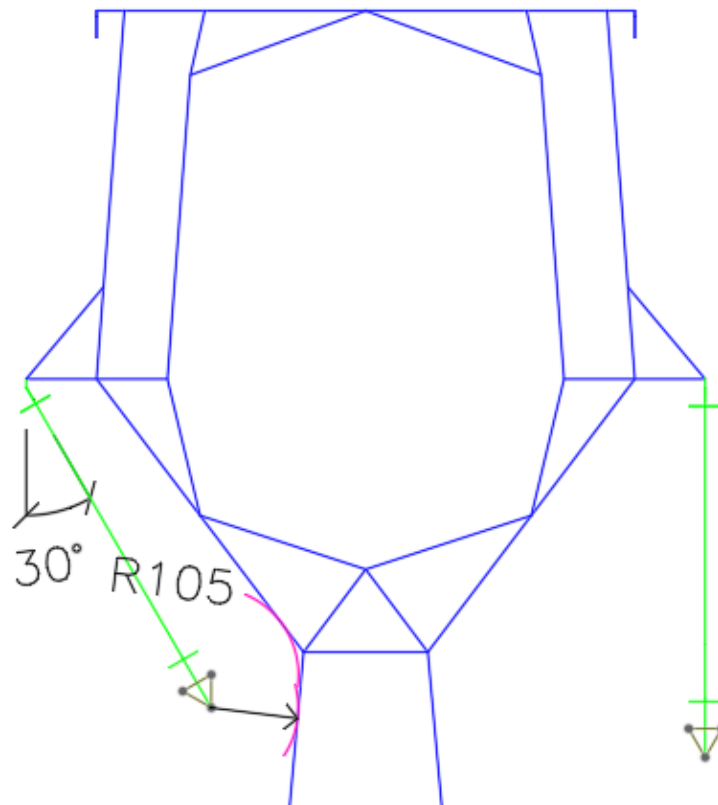
Onde $q_0 [\frac{kgf}{m^2}]$ é a pressão de vento, k é uma constante adimensional, $d[m]$ é o diâmetro do condutor, $p [\frac{kgf}{m}]$ é o peso específico do condutor e $\frac{V}{H}$ é a relação vão de peso vão de vento considerada.

Para $q_0 = 64 \frac{kgf}{m^2}$; $d = 0,02642m$; $p = 1,375 \frac{kgf}{m}$; $\frac{V}{H} = 0,7$ e $k = 0,32$,

$$\beta = 30^\circ$$

A Figura 29 apresenta as medidas em cm da distância elétrica para operação em frequência industrial.

Figura 29: Distância de isolamento tensão operativa. $\beta=30^\circ$



Fonte: adaptado do projeto original

Utilizando a Equação 2.6 com os coeficientes de gap, desvio e atmosféricos de projeto, tem-se que a máxima tensão operativa da LT convertida é:

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 0,97 \cdot 1,25 \cdot (1 - 3,003) \cdot \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot (0,55m)^{1,2}) = 537,7kV$$

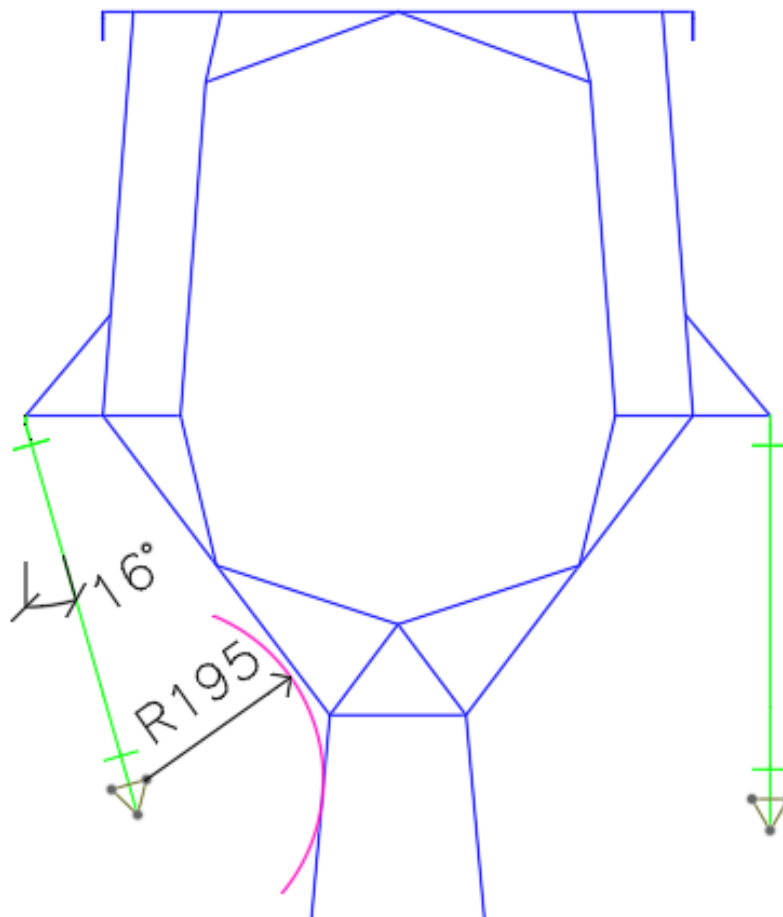
Utilizando as distâncias registradas no Cigré 388, Referência (8)

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 430,6kV$$

3.3.4.2.2 Distância elétrica associada a sobretensões *slow-front*

O ângulo de balanço associado à pressão de vento é calculado pela Equação 3.1 para $q_0 = 23 \frac{kgf}{m^2}$; $d = 0,02642m$; $p = 1,375 \frac{kgf}{m}$; $\frac{V}{H} = 0,7$ e $k = 0,46$, resultando em $\beta = 16^\circ$. A Figura 30 apresenta as medidas em cm da distância elétrica para condição de sobretensão *slow-front*.

Figura 30: Distância de isolamento sobretensão *slow front*. $\beta=16^\circ$



Fonte: adaptado do projeto original

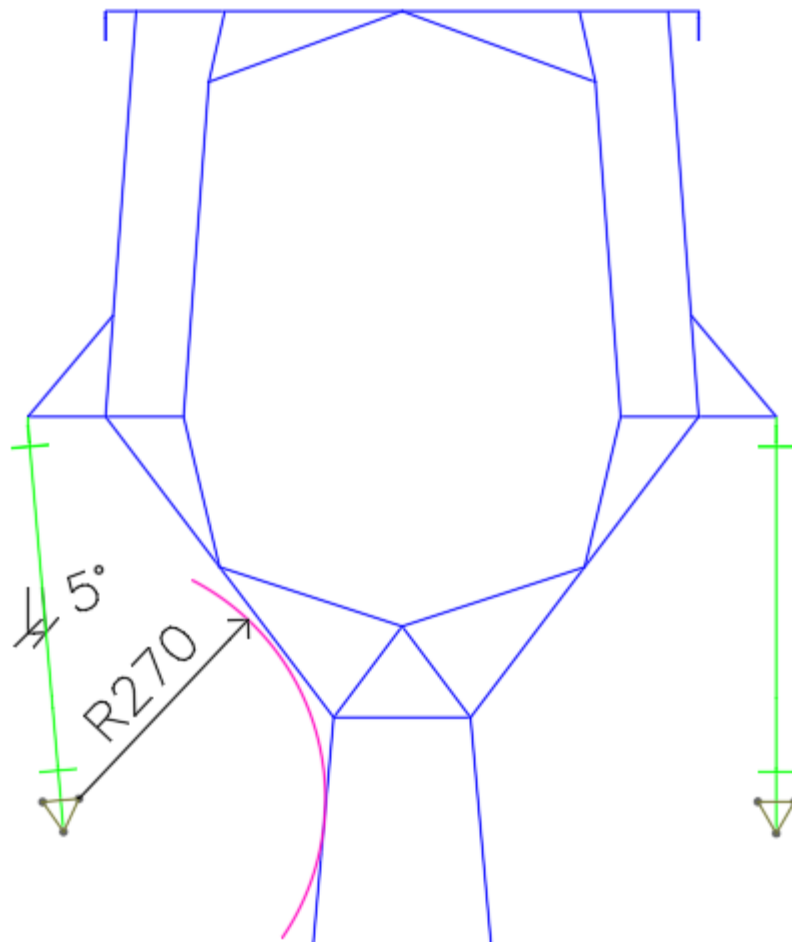
Utilizando a Equação 2.10, com os coeficientes de gap, desvio e atmosféricos de projeto, com sobretensão considerada de 1,8pu, tem-se que a máxima tensão operativa da LT convertida é:

$$U_{pole_earth}[kV] = \frac{0,935 \cdot 0,985 \cdot 1,35 \cdot 1080 \cdot \ln(1 + 0,46 \cdot 1,64[m])}{1,8} = 477,6kV$$

3.3.4.2.3 Distância elétrica associado a sobretensões *fast-front*

O ângulo de balanço considerado para verificação de sobretensões *fast-front* é $\beta = 5^\circ$. A Figura 31 apresenta as medidas em cm da distância elétrica para condição de sobretensão *fast-front*.

Figura 31: Distância de isolamento sobretensão *fast-front*



Fonte: adaptado do projeto original

Considerando-se a sobretensão causada por descarga atmosférica como 5p.u, tem-se que a tensão operativa máxima para isolamento *fast front* pela EN50341 é

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{0,985 \cdot 0,961 \cdot 1,12 \cdot 530,2,70m}{5p.u} = 303,4kV$$

De acordo com Cigré 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{0,985.0,961.1,12.490.2,7m}{5p.u} = 280,5kV$$

3.3.5 Fenômenos eletromagnéticos – Diretriz “Maximizar”

A verificação dos efeitos causados por fenômenos eletromagnéticos na diretriz de projeto “Maximizar” é feita avaliando as tensões e correntes máximas operativas que atendam às exigências dos órgãos reguladores.

Para isso são avaliados os efeitos de corona e os efeitos de campo.

3.3.5.1 Efeitos de Corona

Os efeitos de corona avaliados no estudo de caso da conversão são: Limiar de Corona Visual, Ruído Audível e Rádio Interferência.

3.3.5.1.1 Campo Elétrico Limiar de Corona Visual – LT de estudo Caso DC.

O campo elétrico limite de início de corona visual para o condutor proposto é calculado para o polo positivo:

$$E_{crit+} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 33,7.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,24}{\sqrt{0,935.1,32}} \right] = 30,65 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Para o polo negativo é dado por:

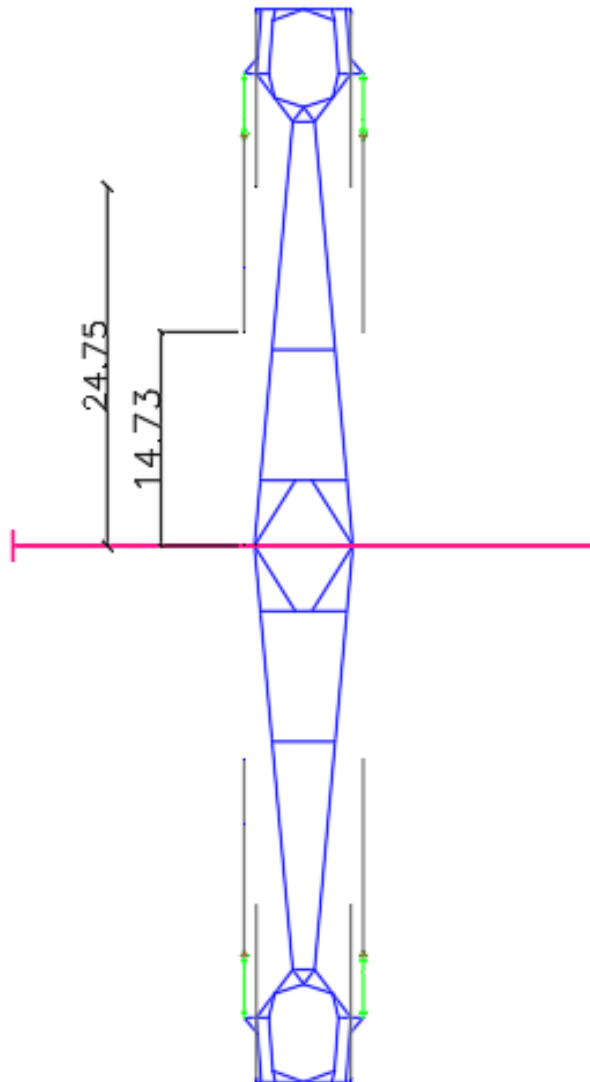
$$E_{crit-} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 31.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,308}{\sqrt{0,935.1,32}} \right] = 29,62 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

3.3.5.1.2 Campo Elétrico Superficial da LT DC.

O cálculo do campo elétrico superficial máximo que atende ao critério de operação sem corona visual é feito através do procedimento descrito na Seção 2.2.2.1.4. Como a geometria da cabeça de torre, as distâncias mínimas condutor solo e o número de subcondutores mudaram, a influência da tensão de operação sobre o campo elétrico superficial máximo também muda.

A Figura 32 apresenta a geometria de torre utilizada para cálculo do campo elétrico superficial máximo para geometria de cabeça de torre proposta.

Figura 32: : Geometria para Cálculo do Gradiente Superficial Máximo



Fonte: adaptado do projeto original

Para assegurar que a LT não operará com corona visual, adota-se um gradiente superficial máximo com folga de 5% do limite de corona. Isto é $E_{max} = 28,13 \left[\frac{kV}{cm} \right]$.

Para a configuração proposta a tensão operativa máxima da LT DC convertida é

$$U_{DC_pole_earth} = 349,1kV$$

Tensões maiores excedem a margem de segurança determinada e podem causar corona visível no polo negativo.

3.3.5.1.3 Ruído Audível (RA)

O ruído audível no limite da faixa é verificado utilizando a Equação 2.21, para os seguintes parâmetros:

- $g = 28,13 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, gradiente superficial máximo para critério de corona visual
- $n=3$ subcondutores.
- $d=2,642cm$
- $R_{avg}=24,87[metros]$, altura média dos condutores e $R_{min}=21,67[metros]$, distância do ponto mais baixo do polo positivo até o limite da faixa;
- $q=400[metros]$
- $k=25,6$

Resultando em,

$$AN_{max_fair}[R_{avg_height} = 24,87m] = 43,52dBA$$

$$AN_{max_fair}[R_{min_height} = 21,67m] = 44,2dBA$$

Dado que os valores de RA verificados são inferiores a 58dBA, a tensão operativa 349kV atende ao critério de $RA < 58dBA$ no limite da faixa de servidão.

Para verificar a tensão máxima operativa que atende ao critério RA dentro da faixa, (<58dBA, na condição mais crítica), chega-se que o campo elétrico superficial máximo deve atender

$$E_{max} \leq 40,7 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Que corresponde a uma tensão.

$$U_{DC_pole_earth} = 505kV$$

3.3.5.1.4 Rádio interferência (RI)

A radio interferência no limite da faixa é verificada utilizando a Equação 2.22, para os seguintes parâmetros:

- $g = 28,13 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, gradiente superficial que atende ao critério de corona visual. Referência: $g_0 = 25,6 \left[\frac{kV}{cm} \right]$
- $d = 2,642 \text{ cm}$ e $d_0 = 4,62 \text{ cm}$.
- $D_{avg} = 24,87 \text{ [metros]}$, altura média dos condutores e $D_{min} = 21,67 \text{ [metros]}$, distância do ponto mais baixo do polo positivo até o limite da faixa;
- $q = 400 \text{ [metros]}$
- $f = 1 \text{ MHz}$

Resultando em,

$$RI_{avg_ROW} [D_{avg_height} = 24,87 \text{ m}] = 43,0 \text{ dB}$$

$$RI_{avg_ROW} [D_{min_height} = 21,67 \text{ m}] = 45,36 \text{ dB}$$

Portanto, verifica-se que o valor de tensão de 316kV não atende ao critério de RI, pois no limite da faixa a $RI > 42 \text{ dB}$.

O campo elétrico superficial máximo que atende ao critério de RI (<42dB em tempo claro) é

$$E_{max} \leq 25,7 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Que corresponde a uma tensão máxima operativa dada por,

$$U_{DC_pole_earth} = 320 \text{ kV}$$

Se a RI for calculada na altura média dos condutores ($D = 24,87 \text{ m}$), o campo elétrico superficial máximo admitido deve atender a

$$E_{max} \leq 27,4 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Que corresponde a uma tensão polo terra dada por,

$$U_{DC_pole_earth} = 340 \text{ kV}$$

3.3.5.1.5 Perdas por Corona

As perdas por corona são calculadas de acordo com o procedimento descrito na Seção 2.2.2.1.7. Diferentes níveis de tensão são avaliados no cenário de conversão da Seção 3.3. As perdas do bipolo de acordo com sua tensão são apresentadas na Tabela 3.7.

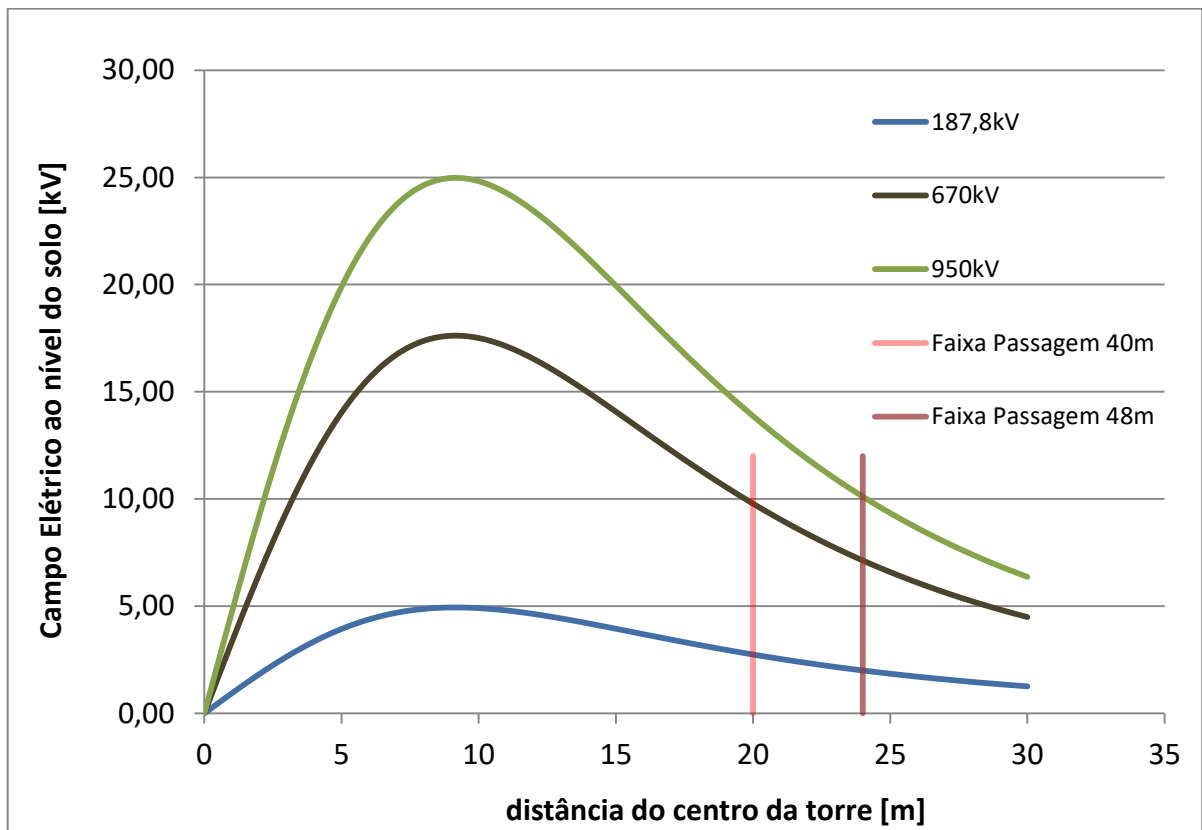
Tabela 3.7: Perdas por corona de acordo com níveis de tensão – Diretriz “Maximizar”

V[kV]	Corona Loss		Observação:
	E[kV/cm]	[kW/km]	
280,5	22,6	1,67	Isolamento descarga atmosférica (Cigré 72)
303,4	24,45	2,44	Isolamento descarga atmosférica (EN50341)
339,7	27,37	4,20	Isolador sob poluição(40mm/kV)
340,0	27,40	4,22	Rádio Interferência
349,1	28,13	4,79	Tensão Limite de Corona
430,6	34,7	13,11	Isolamento tensão operativa
477,6	38,49	21,56	Isolamento sobretensão Slow Front
505,0	40,7	28,18	Ruído Audível

3.3.5.2 Campo Elétrico na faixa de passagem.

Para avaliação do campo elétrico ao longo da faixa, as Equações 2.27 e 2.28 são aplicadas às geometrias da LT ilustradas nas Figuras 27 e 32. O perfil do campo elétrico ao nível do solo para diferentes níveis de tensão é apresentado na Figura 33

Figura 33: Magnitude do Campo Elétrico DC ao nível do solo – Maximizar.



Fonte: elaboração do autor.

Diferentes níveis de tensão são apresentados na Figura 33:

187,8kV: A curva azul equivale ao nível de tensão de pico fase-terra de uma LT230kV AC. Nesse caso, nenhum ponto da faixa de servidão tem campo superior a 5kV/m.

670kV: A curva marrom representa a maior tensão com que é possível operar a LT obedecendo ao critério de $E < 10 \left[\frac{kV}{m} \right]$ no limite da faixa de servidão. O critério de $E < 25 \left[\frac{kV}{m} \right]$ também é atendido.

950kV: A curva verde indica o máximo nível de tensão da LT convertida que obedeceria ao critério $E < 25 \left[\frac{kV}{m} \right]$ sob a LT. Porém a faixa de servidão deveria ser aumentada em oito metros para obedecer também ao critério $E < 10 \left[\frac{kV}{m} \right]$ no limite da faixa..

Observa-se que os níveis de tensão que atendem ao critério de campo elétrico ao nível do solo são maiores que aqueles apresentados na Seção 3.2.3.2. Tal resultado deve-se principalmente ao aumento da altura média dos condutores em relação ao solo.

3.3.6 Distância mínima condutor-solo – Diretriz “Maximizar”

A distância mínima condutor solo disponível para configuração e condutor propostos é 13,3 metros. Utilizando a Equação 2.29 modificada para caso DC

$$(13,3 - 6,5)\text{m} = 0,01\left(\frac{U_{DC_pole_earth}}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

Lembre-se que a distância mínima, independente do nível de tensão, é 6,5m. Portanto, verifica-se que a tensão máxima operativa possível que atende ao critério de distância mínima condutor solo é

$$U_{DC_pole_earth} = 1011 \text{ [kV]}$$

Esse resultado indica que a escolha por um condutor de baixa flecha foi efetiva para que seja possível um aumento de tensão atendendo ao critério de distância de segurança.

3.3.7 Identificação dos limitantes de tensão – Diretriz “Maximizar”

A geometria de cabeça de torre proposta altera significativamente a ordem de importância dos fatores que limitam a tensão, se comparada à diretriz “Fazer Nada”.

3.3.7.1 Limitantes da coordenação do isolamento

No que se refere à coordenação do isolamento, o isolamento para sobretensões *fast-front* é o critério de projeto que limita a tensão de operação da LT DC convertida.

Resumidamente os resultados relativos à sobretensão *fast-front*:

- Fast Front (Cigré 72): $U_{pole_earth_DC} = 280,5\text{kV}$
- Fast Front (EN 50341): $U_{pole_earth_DC} = 303,4\text{kV}$

Em seguida, a distância específica de escoamento para poluição:

- Desempenho poluição (40mm/kV): $U_{pole_earth_DC} = 339,7\text{kV}$

3.3.7.2 Limitantes por fenômenos eletromagnéticos

Do ponto vista dos efeitos de corona, a rádio interferência é o fator que limita a tensão operativa da LT convertida. A RI dentro da faixa restringe a tensão operativa antes que os limites de corona visual ou ruído audível sejam superados.

Resumidamente, os efeitos de corona limitantes de tensão são

- RI (altura média, faixa 40m): $U_{pole_earth_DC} = 340\text{kV}$
- Corona Visual $U_{pole_earth_DC} = 349\text{kV}$

O critério de campo elétrico na faixa é atendido com folga, pois a altura média condutor-solo foi aumentada pelo uso do condutor de baixa flecha.

3.3.8 Potência transmissível DC - Diretriz de projeto “Maximizar”

O cálculo da potência DC transmissível na LT convertida é feito considerando-se os diferentes níveis de tensão limitantes.

3.3.8.1 Cenário 1: Limitado pelo isolamento para descargas atmosféricas

A potência transmissível pela LT DC convertida é limitada pelo isolamento para descargas atmosféricas. Desconsidera-se a rádio interferência pelos motivos comentados na Seção 2.2.2.1.6. De acordo com a EN50341, referência (7), a tensão operativa máxima da LT convertida é.

$$U_{pole_earth_DC} = 303\text{kV}$$

Para a ampacidade do condutor ACCC® a 65°C, $I_{ld} = 3 \times 860 [A]$, a potência transmissível na entrada da LT é

$$P_{max} = 2.303\text{kV} \cdot 2580\text{A} = 1563 [MW]$$

Considerando as perdas resistivas e por corona na LT(350km) dadas por,

$$P_{joule_losses} = 2 \cdot 2580\text{A}^2 \cdot 8,43\Omega + 2,44 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350\text{km} = 113,2 [MW]$$

A potência máxima entregue ao terminal inversor é

$$P_{max_terminal} = 1445 [MW]$$

Sobre a potência entregue ao terminal inversor, observa-se que:

- Possibilita a transmissão de 159% mais potência que a capacidade térmica mínima da LT AC original.
- Equivale a quadruplicar o limite de estabilidade estático do link AC original. A potência ativa transmitida pela LT DC convertida é 5,5 vezes maior que a potência natural da LT AC original.
- Na condição dada, as perdas ôhmicas e por corona representam 7,5% da potência de entrada.
- Para alimentar o terminal inversor com a mesma potência do limite de estabilidade do link AC original, o percentual de perdas da LT DC é somente 1,2% (6% a menos que a LT AC original). Isso representa redução de 86% de nas perdas para atendimento da mesma carga pela LT AC original.

3.3.8.2 Cenário 2: Operação emergencial com ampacidade máxima

Em caso emergencial, onde as perdas ôhmicas não são primordialmente relevantes, admite-se a operação em ampacidade máxima.

$$I_{max}(180^\circ) = 3 \left[\frac{\text{conductor}}{\text{pole}} \right] \cdot 1875 \left[\frac{\text{Ampere}}{\text{conductor}} \right] = 5625 \left[\frac{\text{Ampere}}{\text{Pole}} \right]$$

Mantendo-se o nível de tensão 303kV, a potência máxima na entrada da LT é

$$P_{max} = 2.303kV \cdot 5625A = 3408[MW]$$

Considerando as perdas resistivas e por corona na LT(350km) dadas por,

$$P_{joul e_{losses}} = 2 \cdot 5625A^2 \cdot 11,8\Omega + 2,44 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 752[MW]$$

A potência máxima entregue ao terminal inversor é

$$P_{max_terminal} = 2656[MW]$$

Sobre a potência máxima entregue no cenário de emergência, observa-se que:

- Equivale a 4,8 vezes o limite térmico do link AC original.
- A potência máxima possível entregue pela LT ao terminal inversor é equivalente a aproximadamente duas LTs HVAC 500kV sobrecarregadas.
- As perdas representam 22% da potência de entrada.

3.3.9 Avaliação das modificações propostas

Baseado nos resultados da Seção 3.3 avalia-se as alternativas técnicas de conversão AC-DC propostas nessa diretriz de projeto.

A divisão do feixe central nos dois polos aumentaria a ampacidade da LT convertida em 50% se comparado à conversão na diretriz “Fazer nada”, caso o condutor ACAR fosse mantido. O aumento no número de subcondutores dos polos reduziu o campo elétrico superficial dos condutores, possibilitando um aumento considerável de tensão que obedece ao limite de corona.

A utilização de condutor HTLS tem efeito significativo no incremento de potência transmissível e no custo da conversão. A redução da flecha possibilitou um aumento na distância mínima condutor solo, que foi o principal limitante para o aumento de tensão na diretriz de conversão “Fazer Nada”. O aumento da distância média condutor-solo também mitigou efeitos de rádio interferência, ruído audível e campo elétrico na faixa de servidão existente.

A alta ampacidade da LT do condutor escolhido é o principal responsável pelo aumento na potência transmissível. A ampacidade máxima em um bipolo com feixe triplo de condutor HTLS é quatro vezes maior que a ampacidade mínima do bipolo com feixe duplo do condutor ACAR original. O aumento de potência por aumento de corrente implica perdas ôhmicas percentuais maiores, evidenciando que essa característica é vantajosa principalmente em LTs curtas ou em operação emergencial.

Sob aspectos mecânicos, a mudança no condutor requer um estudo estrutural específico das ancoragens e das torres de suspensão. As ancoragens devem suportar as novas trações horizontais. As torres de suspensão têm um aumento da carga vertical, resultante do peso específico do condutor, e uma mudança na carga transversal resultante da mudança do diâmetro e do coeficiente de arraste do novo condutor. Os ângulos de balanço da cadeia de isoladores nas condições de vento extremo e de vento associado à sobretensão de surto de manobra diminuíram devido ao diâmetro do condutor ser menor e o peso específico maior.

A troca do isolador de vidro por polimérico representou um aumento na distância de escoamento total da cadeia de isoladores. Porém, o principal ganho no desempenho frente à poluição do isolamento foi devido ao aumento do comprimento longitudinal da

cadeia e não da distância de escoamento específico. Isso sugere que se o material do isolamento fosse de vidro, o desempenho frente à poluição seria semelhante.

O alongamento da cadeia de isoladores possibilitou o ganho das distâncias de elétricas de isolamento. Entretanto, a distância elétrica para isolamento de sobretensões fast-front manteve-se como limitante de tensão operativa. Tal conclusão é esperada, dado que esse critério foi determinante para geometria da cabeça de torre do projeto original.

As modificações propostas possibilitam um grande aumento de potência transmissível, como os mostrados nos resultados da Seção 3.3.8. Contudo, deve-se ressaltar que as modificações de conversão propostas não formam uma solução técnica ótima para maximização de potência. Para otimização técnica, seria importante considerar mais alternativas de condutores, alterações estruturais, otimização do feixe etc.

3.4 SÍNTESE DOS RESULTADOS: COMPARAÇÃO DAS DIRETRIZES DE CONVERSÃO

Tanto sob a diretriz “Fazer Nada” quanto sob a diretriz de “Maximizar” ficou comprovado o aumento significativo da capacidade de transmissão, se comparado aos limites da LT AC

A Tabela 3.8 apresenta o resumo dos cenários de conversão comparados com o projeto original

Tabela 3.8: Comparação conversão AC-DC e projeto original

	HVAC ~ 230kV		Conversão AC-DC: LT Convertida			
	Projeto Original	Comentário:	Diretriz "Fazer Nada"	Comentário:	Diretriz "Maximizar"	Comentário:
Condutor	ACAR	850kcmil (18x19)	ACAR	Mantido original	ACCC	Alta ampacidade, baixa flecha, tração de regulagem maior
Feixe	duplo	Expandido 1,23m	duplo	Feixe central mantido. Polos compactados para d=40cm	triplo	Feixe central dividido. Formando polo triangular equilátero d=40cm
Material Isolador	Vidro AC	Projeto original 320mm/unit	Vidro DC	Dist. escoamento 545mm/unit	Polimérico DC	Dist. escoamento 3978[mm/m]
Necessidade de reforço nas torres	-	-	Não	Manutenção dos carregamentos mecânicos	Sim	Reforço nas ancoragens; mudança nos carregamentos da suspensão.
Limite de estabilidade estático (LEE)	285MW	Comprimento da LT 350km	-	Não se aplica	-	Não se aplica
Capacidade térmica máxima	630MW	Entregue à carga. Temperatura condutor 65°C	640MW	Entregue ao terminal inversor. Temperatura do condutor 65°C	2556MW	Entregue ao terminal inversor. Operação emergencial (180°C)
Perdas % na capacidade térmica máxima	16,90%		10,50%		22%	I=1875[ampere/condutor]
Perdas no LEE: 285MW	7,20%		4%		1,20%	Baixa resistência do condutor
Tensão operativa máxima	230kV AC	-	226kV DC	Limitado por distância de segurança condutor-solo	303kV DC	Limitado por isolamento <i>fast-front</i> (EN 50341)

A conversão segundo a diretriz “Fazer Nada” resultou em uma capacidade de transmissão DC equivalente a 100% da capacidade térmica AC original. Esse aumento só poderia ser atingido em AC com grande compensação reativa.

A diretriz de conversão AC-DC “Maximizar” aumenta significativamente a potência transmissível. O uso de condutor HTLS possibilitou que a capacidade térmica máxima

resultante da conversão fosse quase cinco vezes superior à capacidade térmica original. Este incremento pode ser interessante em casos estratégicos em que um determinado corredor é sobrecarregado. Entretanto, observa-se que estações conversoras de alta corrente podem ser caras e menos eficientes. Em condições de operação equivalentes, a LT DC convertida se mostrou mais eficiente que a LT AC.

A determinação de quais alternativas técnicas de conversão devem ser avaliadas depende dos motivos pelos quais a recapacitação é necessária.

4 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A recapacitação de LTs pela conversão AC-DC mostrou-se viável para aumento de potência transmitida. As alternativas para converter uma LT AC para operar em DC são dependentes da geometria das fases, do tipo de torres e de seus demais elementos. Portanto a conversão AC-DC requer uma análise sob medida de cada caso.

No estudo de caso, concluiu-se que o aumento de potência DC transmissível depende muito das alterações admitidas.

O estudo de caso apresentou resultados coerentes com as análises apresentadas nas referências deste trabalho (1), (19) e (20).

Somente a capacidade de transmissão foi avaliada. Os efeitos de um link DC sobre a confiabilidade de um sistema AC trazem vantagens de flexibilidade operacional que não foram abordadas.

4.1 HORIZONTES E TRABALHOS FUTUROS

Linhas de transmissão em corrente contínua tem sido cada vez mais construídas. As experiências de campo desses empreendimentos têm sido discutidas no âmbito técnico e econômico. Até o momento da redação desse trabalho, não foram encontrados registros de LTs AC que tenham sido recapacitadas através da conversão DC. Entretanto, um número crescente de trabalhos prospectivos sobre o tema tem sido apresentado em fóruns do CIGRÉ, da academia e da indústria.

Dada a interrelação entre fatores influentes na decisão pela recapacitação através da conversão AC-DC, vislumbra-se a necessidade de uma análise econômica específica do sistema de transmissão. Essa análise deve abordar custos fundiários e também dos terminais conversores, cuja viabilidade técnica e econômica deve ser estudada. Acredita-se que essa tecnologia de recapacitação possa passar a ser empregada em corredores em que o custo da faixa de servidão é imperativo e proibitivo.

REFERÊNCIAS

1. **Guide** to The Conversion of Existing AC Lines to DC Operation, *Technical Brochure N°583. CIGRÉ.WG.B2.41*. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, May 2014. ISBN:978-2-85837-279-1.
2. **Outdoor Insulation in Polluted Conditions: Guidelines for Selection and Dimensioning, Part 2: The DC Case. Technical Brochure N°518. CIGRÉ.WG.C4.303**. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, December 2012. ISBN:978-2-85873-211-1.
3. **SEDIVER Insulator Business Unit**. Toughened glass insulators... Ideal for contaminated area applications. [Online] [Cited: Outubro 11, 2017.] http://www.seves.com/sediver/usr/download/pdf/contaminated_area.pdf.
4. **Electric Power Institute - EPRI. Performance of HVDC Polymer/Composite Insulators**. August 2012.
5. **Design and Selection Criteria for HVDC overhead transmission lines insulators. JM, George and Z, Lodi**. Toronto, Canada : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 2009. Conference on Power Systems.
6. **IEC 60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions, Part 1: Definitions, information and general principles**. s.l. : International Eletrotechnical Comission. ISBN:978-0-580-53590-1.
7. **Europäische Norm EN 50341. Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung**. Bruxelles : CENELEC, Outubro 2001. EN50341-1:2001-D.
8. **Impacts of HVDC Lines on The Economics of HVDC Projects, Technical Brochure N°388. CIGRÉ.WG.B2/B4/C1.17**. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, August 2009. ISBN:978-2-85873-075-9.
9. **Guidelines for The Evaluation of The Dielectric Strength of External Insulation, Technical Brochure N°72. CIGRÉ.WG.07.33**. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 1992.
10. **Tower Top Geometry and Mid Span Clearances, Technical Brochure N°348. CIGRÉ.WG.B2.06**. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, June 2008. ISBN: 978-2-85873-035-3.
11. **Influences of Air Gap Characteristics on Line-to-Ground Switching Surge Strenght. Paris, Luigi**. s.l. : IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1967.
12. **Interferences Produced by Corona Effect of Electric Systems, Technical Brochure N°20. CIGRÉ.WG.01.36**. s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 1974.

13. *Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Overhead Transmission Lines, Technical Brochure N°473. CIGRÉ.WG.B4/C3/B2.50.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, August 2011. ISBN:978-2-85873-162-6.
14. **SEVES USA, Inc.** *SEDIVER High Resistivity Toughened Glass Insulators for HVDC Applications Catalogue.* [Online] 2016. [Cited: October 11, 2017.] http://www.sediver.com/downloads/img_downloads_toughened_glass/pdf_glass/Catalogue%20USA%20ANSI_C01-2016.pdf.
15. **Macey, R.** The Measurement of Site Pollution Severity: Comment about IEC Technical Committee 36 Working Group 11 meeting, Cape Town Nov 2002. [Online] February 2003. [Cited: Outubro 12, 2017.] <http://clumb.free.fr/WG11/36wg11archive.php?10>.
16. *Voltage Upgrading of Transmission Lines.* **Olsen, Anders Tuhus.** s.l. : Norwegian University of Science and Technology, Junho 2010.
17. *IEC 60815-4: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions, Part 4: Insulators for D.C Systems.* s.l. : International Eletrotechnical Comission. ISBN:978-2-8322-3704-5.
18. *Correlation Assessment Between Actual Pollution Performance of Insulator Strings in DC and Theoretical Models.* **George, J.M, et al., et al.** St Yorre, France : SEDIVER Research Center, 2016.
19. *Investigations into the upgrading of transmission lines from HVAC to HVDC.* **Naidoo, Pathmanathan.** s.l. : University of KwaZulu-Natal, South Africa, 2007.
20. *CONVERSIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE DE HVAC A HVDC.* **Antonio, Useros Garcia.** s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Eléctriques, Maio 2017. XVII Encuentro Regional Iberoamericano do CIGRÉ.

ENGLISH VERSION



FEDERAL UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL
SCHOOL OF ENGINEERING
ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT



ÁLVARO SERRALTA HURTADO DE MENEZES

**OVERHEAD TRANSMISSION LINES UPRATING BY AC-DC
CONVERSION: TECHNICAL ALTERNATIVES AND CASE
STUDY OF HVAC 230kV TRANSMISSION LINE**

Coursework project presented as
requirement to obtain the Electrical Engineer
bachelor's degree

Concentration area: Electrical Power
Systems, Overhead Transmission Lines, Uprating,
AC-DC conversion, HVDC

Supervisor: Professor Dr. techn. Ruy Carlos Ramos de Menezes

Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil

January 2018

ACKNOWLEDGEMENTS

I thank my supervisor, Ruy Carlos Ramos de Menezes, for his personal and professional support.

I thank the faculty and classmates that form the Electrical Engineering and Chemical Engineering courses of the Federal University of Rio Grande do Sul (UFRGS) for all shared knowledge and dedication.

I thank the Engineering School of UFRGS for the study conditions provided during the engineering course.

I thank the Federal University of Rio Grande do Sul, its staffs and employees for the structure of teaching and cultural learning that makes available to society and its community.

I thank those Brazilian Ministry of Education staff members who believe and work to ensure that Brazilian education is universal, quality and free.

I thank CIGRÉ, especially the Study Committee B2 from CIGRÉ Brazil, for the material and quality references that were fundamental for the materialization of this work.

ABSTRACT

The increasing demand for new energy sources requires the expansion and adaptation of the transmission grid to achieve operational flexibility and reliability. On the other hand, environmental and land costs have been raising. The permission for creating new transmission corridors is becoming continuously more difficult, turning new rights of way more expensive. Due to these reasons, upgrading of existing transmission lines has been considered as alternative to the construction of new ones. There are several AC lines uprating options such as reconductoring using (HTLS) high temperature low sag conductors, increment of series compensation, addition of FACTS devices, etc. However, DC conversion is generally seen as the most promising way of gaining major increases in the capability of stability and/or thermal limited AC lines. While the AC uprating options will usually be less expensive than conversion per incremental MW of transmitted power, they will seldom achieve the level of possible increments with conversion to DC. The high terminal costs are the main reason why DC conversion has not been used as upgrading alternative until now. However the equipment technology advances on the power electronics are continuously decreasing the conversion costs, thus AC to DC upgrade may soon become economically feasible.

This work presents some main guidelines for DC conversion of an existing AC overhead transmission line. A case study illustrates the conversion options of a 350 km long 230kV AC transmission line. Two conversion scenarios are presented: The first one is ruled under the “do-nothing” conversion guideline, where the minimum effort is done so that the line could operate under DC voltage: The lateral phases are converted to DC poles, while the central phase bundle is kept as metallic return. The only change is in the insulator string, where the original AC glass insulators are substituted by DC special glass insulator; The second scenario considers modifications such as reconductoring using HTLS conductor, rearrangement of the central bundles dividing it to the lateral poles, change of insulation material and tower reinforcements in such way that a large boost of transmittable power could be achieved.

Results show that the increments of the transmittable power are technically viable in both conversion scenarios. In the first scenario, the pole-earth DC operating voltage could be increased up to 226kV, without jeopardizing the reliability of the insulation coordination, nor violating the corona effects limits. The maximum transmitted power received by the inverter terminal could reach more than 100% of the thermal rating capacity of the original AC line (640MW) more efficiently. The transmitted power increment represents a 125 % increase of the stability limit of the uncompensated line and more than twice of the original Surge Impedance Loading (SIL) (222MW). In the second scenario, line voltage could be increased up to 303kV. The thermal rating of the converted line could reach more than four times of the uncompensated rating of original AC line.

Further modifications could be discussed in order to achieve an optimized point for the compromise between conversion costs and capacity increase. Economic aspects evaluations are not considered in this work, albeit essentials for the feasibility of conversion projects.

Keywords: Power Systems, Overhead Transmission Lines, HVDC, AC-DC Conversion, uprating

SUMMARY

ENGLISH VERSION	I
ACKNOWLEDGEMENTS	II
ABSTRACT	III
SUMMARY	IV
LIST OF FIGURES	VII
LIST OF TABLES	VIII
LIST OF ABBREVIATIONS	IX
OVERHEAD TRANSMISSION LINES UPRATING BY AC-DC CONVERSION: TECHNICAL ALTERNATIVES AND CASE STUDY OF HVAC 230kV TRANSMISSION LINE.....	1
1 Introduction	2
1.1 Transmission Lines Uprating:.....	2
1.2 Introduction to DC Power Transmission:	3
1.2.1 Relation between power capacity and costs of AC and DC lines.....	4
1.2.2 Stability and operation of AC power systems with DC links	5
1.2.3 System reliability and N-1 criterion	5
1.2.4 HVDC applications	5
1.2.5 Disadvantages of DC transmission.....	6
1.3 Goals and Delimitations of this work.....	6
1.4 Executive Summary	7
2 Technical alternatives to AC-DC conversion	8
2.1 Use of the existing elements	8
2.1.1 Conductors reutilization	8
2.1.2 Conductor bundle reconfiguration.....	8
2.1.3 Insulator replacement	11
2.1.4 Structures and Towers.....	12
2.1.5 Foundations.....	12
2.1.6 Right of way.....	12
2.2 Differences between AC and DC transmission lines design criteria.....	13
2.2.1 Insulation coordination.....	13
2.2.1.1 Insulator material selection	14
2.2.1.2 Insulator string dimensioning: pollution criterion.....	15
2.2.1.2.1 Deterministic design approach	15
2.2.1.2.2 Statistical design approach	17
2.2.1.3 Tower top geometry	20
2.2.1.3.1 Operating voltage – Power frequency	20
2.2.1.3.2 Temporary overvoltages.....	23
2.2.1.3.3 Slow front overvoltages.....	23
2.2.1.3.4 Voltage stresses on neutral conductor	26
2.2.1.3.5 Fast front overvoltages	27
2.2.2 Electromagnetic phenomena	28
2.2.2.1 Corona Effects.....	28
2.2.2.1.1 Corona Inception: Critical conductor surface gradient.....	28
2.2.2.1.2 Electric field on conductor’s surface	29
2.2.2.1.3 Surface electric field in AC Lines	29
2.2.2.1.4 Surface electric field in DC lines.....	31
2.2.2.1.5 Audible noise (AN)	32
2.2.2.1.6 Radio Interference (RI)	33
2.2.2.1.7 Corona power losses.....	34
2.2.2.2 Electric and Magnetic Field	35
2.2.2.2.1 Electric field	35
2.2.2.2.2 Magnetic field	37
2.2.3 Conductor to ground clearance.....	38
2.2.4 Equivalent circuit of a transmission line	38
2.2.4.1 AC line equivalent circuit	38

2.2.4.2	DC transmission line model	39
2.3	Practical aspects and challenges: Issues to be considered in the technical and economic feasibility. ...	40
3	Case Study: AC-DC Conversion of a Transmission Line HVAC 230kV	41
3.1	Introduction to the Case Study's Transmission line and its project	41
3.1.1	Geographic and Economic activities	41
3.1.2	Transmission line design: Introduction to the project	42
3.1.3	Conductor of the transmission line	42
3.1.4	Climatological data	43
3.1.4.1	Temperatures	43
3.1.4.2	Wind speeds	43
3.1.4.3	Keraunic level	43
3.1.5	Insulation coordination	44
3.1.5.1	Air gap clearances	44
3.1.5.1.1	Air gap clearance: power frequency voltage	44
3.1.5.1.2	Air gap clearance: slow front overvoltage (switching impulse)	45
3.1.5.1.3	Air gap clearance: fast-front overvoltage (lightning strike)	46
3.1.5.2	Insulator string: pollution performance	46
3.1.5.3	Shield wire	46
3.1.6	Tower top geometry	48
3.1.7	Tower height; sag and right of way	49
3.1.8	Electromagnetic phenomena	50
3.1.8.1	Corona effects	50
3.1.8.1.1	Visual corona inception: Critical surface gradient	50
3.1.8.1.2	Conductor's surface electric field	51
3.1.8.1.3	Audible noise (AN)	51
3.1.8.1.4	Radio interference (RI)	51
3.1.8.2	Field effects: Electric and magnetic field	52
3.1.9	Transmission line electric parameters	52
3.1.9.1	Equivalent Pi circuit	52
3.1.9.2	Characteristic impedance (Surge impedance)	53
3.1.9.3	Surge impedance loading	53
3.1.9.4	Stability limit of the transmission line	53
3.1.9.5	Ampacity and thermal rating	53
3.1.9.6	AC line efficiency	54
3.1.9.7	Comparison: SIL, stability limit and thermal rating	54
3.2	AC-DC Conversion: "Do-Nothing" guideline	55
3.2.1	Bundle arrangement: bundle functionality	55
3.2.2	Insulation coordination DC – "do-nothing" guideline	56
3.2.2.1	Insulator performance: pollution criterion	56
3.2.2.1.1	Simplified dimensioning approach	56
3.2.2.1.2	Statistical dimensioning approach	57
3.2.2.1.3	Effects of site pollution severity assessment on string dimensioning	58
3.2.2.2	Air gap clearance: DC analysis	59
3.2.2.2.1	Air gap clearance under extreme wind condition	59
3.2.2.2.2	Air gap clearance for slow-front overvoltage	61
3.2.2.2.3	Air gap clearance for fast-front overvoltage	63
3.2.2.3	Insulation coordination: Comments about the AC-DC conversion scenario	64
3.2.3	Electromagnetic phenomena – "do-nothing" guideline	65
3.2.3.1	Corona Effects	65
3.2.3.1.1	Surface electric field: Visual corona inception	65
3.2.3.1.2	Conductor's surface electric field from the converted line	65
3.2.3.1.3	Audible Noise (AN)	68
3.2.3.1.4	Radio Interference (RI)	69
3.2.3.1.5	Corona power losses	70
3.2.3.2	Electric field at ground level in the right of way	70
3.2.4	Conductor to ground safety clearance - "do-nothing" guideline	72
3.2.5	DC voltage limiting factors for "do-nothing" guideline	73
3.2.5.1	Conductor to ground safety clearance	73
3.2.5.2	Insulation coordination voltage limiting factors	73
3.2.5.3	Electromagnetic phenomena voltage limiting factors	73

3.2.6 DC transmittable power – “do-nothing” guideline.....	74
3.2.6.1 Scenario 1: Limited by conductor to ground clearance.....	74
3.2.6.2 Scenario 2: Limited by pollution performance and corona.....	74
3.2.7 Suggested modifications to power capacity increase.....	76
3.3 AC-DC Conversion: “Power boost” guideline.....	77
3.3.1 HTLS conductor alternative.....	77
3.3.1.1 Conductor specifications.....	78
3.3.1.2 Comparison ACCC® (HTLS) vs ACAR.....	79
3.3.1.2.1 Sag comparison and stringing tensions.....	79
3.3.1.2.2 Thermal rating capacity comparison.....	81
3.3.2 Tower top geometry.....	83
3.3.3 Right of way.....	84
3.3.4 DC insulation coordination – “power boost” guideline.....	85
3.3.4.1 Insulator string pollution performance.....	85
3.3.4.2 Air gap clearances.....	86
3.3.4.2.1 DC air gap clearance for extreme wind condition.....	86
3.3.4.2.2 Air gap clearance for slow front overvoltage.....	88
3.3.4.2.3 Air gap clearance for fast front overvoltage.....	89
3.3.5 Electromagnetic phenomena – “power boost” guideline.....	90
3.3.5.1 Corona effects.....	90
3.3.5.1.1 Surface electric field: DC visual corona inception.....	90
3.3.5.1.2 DC Surface electric field on conductors.....	90
3.3.5.1.3 Audible noise (AN).....	91
3.3.5.1.4 Radio interference (RI).....	92
3.3.5.1.5 Corona power losses.....	93
3.3.5.2 Electric field at ground level.....	94
3.3.6 Conductor to ground safety clearance – “power-boost” guideline.....	95
3.3.7 DC voltage limiting factors – “Power boost” guideline.....	96
3.3.7.1 Insulation coordination voltage limiting factors.....	96
3.3.7.2 Electromagnetic phenomena voltage limiting factors.....	96
3.3.8 DC Transmittable power – “Power boost” guideline.....	97
3.3.8.1 Scenario 1: voltage is limited by the lightning insulation performance.....	97
3.3.8.2 Scenario 2: Emergency operation at maximum ampacity.....	98
3.3.9 Evaluation of the proposed technical alternative.....	99
3.4 Comparison between conversion guidelines.....	101
4 Conclusion and Final Considerations.....	103
4.1 Horizons and Future Work.....	103
REFERENCES.....	104

LIST OF FIGURES

Figure 1.1: Capacity increase vs. Cost for line uprating alternatives (CIGRÉ 583 (1)).....	3
Figure 2.1: Bundle configuration options for AC-DC conversion- Single Circuit (Ref (1))	9
Figure 2.2: Bundle configuration options for AC-DC conversion- Double Circuit (Ref (1))..	10
Figure 2.3: K2 correction factor for DC insulator string design.(From reference (5)).....	19
Figure 2.4: Air gap clearances for DC operating voltage.....	22
Figure 2.5: Slow-front overvoltages caused by pole-to-ground fault (Reference (1))	24
Figure 2.6: U50% slow front conductor-to-structure (Ref: (11))	25
Figure 2.7: Comparison Urw_sf Paris and EN50341. conductor to structure.....	26
Figure 2.8: AC Line geometry – surface gradient calculation.	30
Figure 2.9: Bundle geometry – electrical parameters calculation	30
Figure 2.10: DC line geometry for surface gradient calculation (From Ref (1)).	31
Figure 2.11: AC line equivalent circuit	38
Figure 2.12: HVDC simplified schematic	39
Figure 3.1: Original tower top geometry HVAC 230kV suspension tower	48
Figure 3.2: Tower height and right of way – original project	49
Figure 3.3: Equivalent Pi circuito of the case study line	52
Figure 3.4: Tower top geometry – “do-nothing” guideline	55
Figure 3.5: Local pollution severity classification (Ref - (6)).....	57
Figure 3.6: Conductor to tower clearance swing angle $\beta=36^\circ$ - “do-nothing” guideline	60
Figure 3.7: Conductor to tower clearance – swing angle $\beta=20^\circ$ - “do-nothing” guideline	61
Figure 3.8: Conductor to tower clearance – swing angle $\beta=5^\circ$	63
Figure 3.9: Tower geometry for surface gradient calculation – Image method	66
Figure 3.10: DC electric field magnitude in ROW – “do-nothing” guideline.....	71
Figure 3.11: Sag comparison ACAR vs ACCC®	79
Figure 3.12: Ampacity curve for ACAR conductor	81
Figure 3.13: Ampacity curve for ACCC® conductor	82
Figure 3.14: Tower top geometry – “Power boost” guideline.....	83
Figure 3.15: Right of way – swing angle criterion	84
Figure 3.16: Air gap clearance for DC service voltage $\beta=30^\circ$	87
Figure 3.17: Air gap clearance for slow-front overvoltage $\beta=16^\circ$	88
Figure 3.18: Air gap clearance for fast front insulation	89
Figure 3.19: Surface gradient calculation geometry - calculation method.....	91
Figure 3.20: DC electric field magnitude at ground level – “power-boost” guideline.....	94

LIST OF TABLES

Table 2.1: Air gap clearances adopted in HVDC lines (From (8)).....	21
Table 3.1: Original ACAR conductor – manufacturer catalogue.....	42
Table 3.2: Shield wire data.....	47
Table 3.3: Bipole corona losses according to DC voltage levels – “do-nothing” guideline	70
Table 3.4: HTLS Conductor Catalogue: Mechanical and Electrical Specs.....	78
Table 3.5: Sag tension report ACAR.....	80
Table 3.6: Sag tension report ACCC®.....	80
Table 3.7: Bipole corona losses for different voltage levels - “power boost” guideline.....	93
Table 3.8: Comparison between AC-DC conversion guidelines.....	101

LIST OF ABBREVIATIONS

TL: Transmission line

AC: Alternate current

DC: Alternate current

FACTS: Flexible AC Transmission System

HTLS: High temperature low sag (conductor type)

HVAC: High Voltage Alternate Current

HVDC: High Voltage Direct Current

ROW: Right of Way

AN: Audible Noise

RI: Radio Interference

SNR: Signal to Noise Ratio

**OVERHEAD TRANSMISSION LINES UPRATING BY AC-DC CONVERSION:
TECHNICAL ALTERNATIVES AND CASE STUDY OF HVAC 230KV
TRANSMISSION LINE**

NOTE: The author of this work made this English translation. Its only purpose is to make this work more accessible. It may contain grammatical mistakes.

1 INTRODUCTION

Transmission Lines (TLs) upgrading is an increasingly important topic in electrical power systems discussions. In many places worldwide, there are TLs constructed with old material technologies and designed to attend outdated demand forecasts. Such TLs can represent a significant portion of an existing transmission grid. The increasingly demand for energy requires the expansion and the adaptation of the existing transmission grid.

The adaptation of the transmission network consists not only in building new lines, but also in the modernization of the existing ones. The necessity for reutilization of the transmission utilities comes mainly from the increasingly difficulty to build new corridors due to the high environmental and land costs. Capacity boost and operational flexibility are the main goals for a TL upgrading.

1.1 TRANSMISSION LINES UPGRADING:

The main goal of a transmission line upgrade is to boost the capacity of a transmission corridor. New technologies offer alternatives to achieve these objectives. There are several alternatives to upgrade a TL, such as Flexible AC Transmission System (FACTS) devices, voltage upgrade, reconductoring, phase shifting transformers, etc. The DC conversion of AC lines has been recently considered and discussed as upgrading alternative.

The Figure 1.1 shows a comparison between some uprating alternatives and its relative costs.

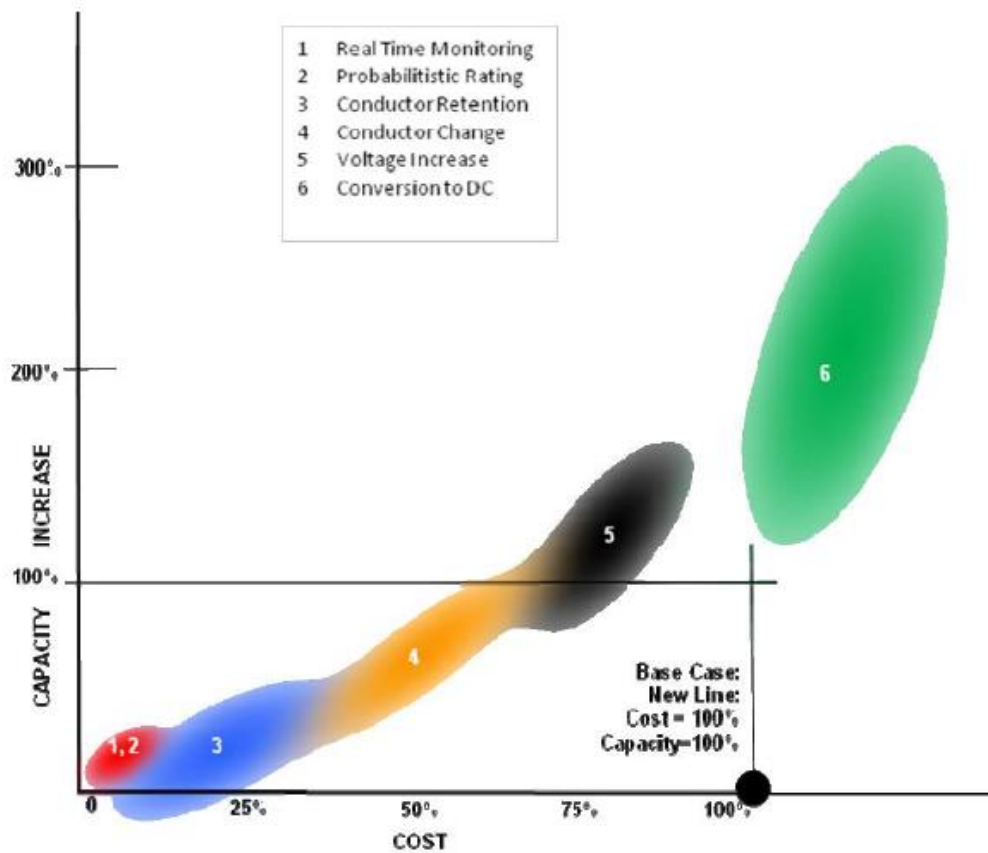


Figure 1.1: Capacity increase vs. Cost for line uprating alternatives (CIGRÉ 583 (1))

Conversion to DC operation is generally seen as the most effective way of gaining major increases in the capability of stability-limited AC lines (1). One of the main limiting factors in choosing the DC transmission alternative is the high cost associated with rectifier and inverter terminal stations. However, the technological evolution of power electronics has significantly reduced such costs. In this context, the discussion about AC-DC conversion as uprating alternative becomes pertinent and interesting.

1.2 INTRODUCTION TO DC POWER TRANSMISSION:

High voltage direct current transmission has inherent characteristics from its nature and features derived from the conversion process. Such characteristics have advantages over AC lines.

1.2.1 Relation between power capacity and costs of AC and DC lines

A DC line has a lower cost per MW transmitted than an AC line, because it takes better advantage of the insulation clearances as well as of the ampacity of the existing conductors (1).

To illustrate that statement, the following comparison is shown:

Consider that the Equation 1.1 gives the transmitted power of a three-phase AC transmission line,

$$P_{AC} = 3 \cdot V_{AC \text{ rms } ph-e} \cdot I_{AC \text{ rms}} \cdot \cos \theta \quad (1.1)$$

Where $V_{rms \text{ } ph-e}$ is the phase to earth rms voltage, I_{rms} is the rms current per phase and $\cos \theta$ is the power factor of the load.

On the other hand, consider the transmitted power from a symmetrical bipolar DC transmission line given by the Equation 1.2

$$P_{DC} = 2 \cdot V_{DC \text{ } p-e} \cdot I_{DC} \quad (1.2)$$

Where $V_{DC \text{ } p-t}$ is the DC pole to earth voltage and I_{DC} is the current per conductor pole.

It's considered that both lines have the same conductor, thus the conductor thermal rating is $I_{AC \text{ rms}} = I_{DC}$. Assuming that both lines have the same air gap clearances, is possible to admit that the DC operation voltage is equal to the peak of sinusoidal AC voltage: $V_{DC \text{ } p-e} = \sqrt{2} \cdot V_{AC \text{ rms } ph-e}$.

If $\cos \theta \approx 0,94$, the ratio between the DC and AC delivered power is

$$\frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{2\sqrt{2}}{3 \cdot \cos \theta} \cong 1$$

The transmitted power by an AC and a DC lines is approximately the same. However, the AC line has three conductors while the DC needs only two. The DC line has an economy of about 33% in conductor, therefore requires lighter tower and foundations compared to an AC equivalent line. Generally, the DC lines costs are about 30% lower than the equivalent AC lines.

Under the power transport aspect, long HVAC transmission lines have their transmission capacities limited by their Surge Impedance Loading (SIL). The SIL of a long line corresponds usually to only about 30% of its maximum thermal rating. Since reactances have not significant role in a DC line, the transmission capacity is limited by

the thermal capacity of its conductors. Besides that, no reactive power is generated or consumed by a DC line therefore it has 25 to 35% less ohmic losses than an AC line.

1.2.2 Stability and operation of AC power systems with DC links

A DC link embedded in a AC synchronous system may benefit the stability and robustness of the power system, since the direction and the amount of power flow can be easily controlled by the converter terminals. In some circumstances, a DC link may increase the amount of power transmitted between two buses in a stability limited synchronous system. This is possible because a DC link can send synchronizing power to a point by the recognizing the need rather than the consequence of it, permitting the system to operate with larger load angles (1).

Due to the controlled nature of the conversion process, DC lines have lower slow front overvoltages than the AC lines, therefore require less air gap clearances. For the same reason, DC TLs do not contribute to the increase of short circuit currents in adjacent systems.

1.2.3 System reliability and N-1 criterion

In large electrical power systems, the maximum transmitted power per line is usually limited to a value where, following the loss of any one line or transformer within the system, no loss of load flow will result (1). This is known as N-1 criterion. In some cases, the loss of one DC pole still permits the power transmission by earth or metallic return. For AC lines, one phase fault results in the transmission interruption of the whole line.

1.2.4 HVDC applications

HVDC lines are currently user over large distances, where the lower cost per MW transmitted compensates the high costs of converter terminals. In the Brazilian grid, examples are the two bipoles (+-600kV) between Itaipu hydroelectric complex and São Paulo State, and the first bipole from Madeira hydroelectric system (Amazon) to São Paulo. Also in Brazil, a 2500 km +-800kV HVDC line is been constructed and will reinforce the north to southeast system connection.

HVDC links are used to integrate international systems at different frequencies, like Brazil-Argentina.

1.2.5 Disadvantages of DC transmission

The costs of the rectifying and inverter terminals for large power are still very expensive. Therefore, DC links are currently viable mainly between large distances. For the same reason, a DC line does not supply power to loads along its path, without an expensive investment in converter stations.

1.3 GOALS AND DELIMITATIONS OF THIS WORK

This work presents the main technical alternatives to AC-DC conversion of a transmission line and illustrates some of them through a case study. The main DC lines design criteria are discussed, comparing them with the AC equivalents.

In the case study, two AC-DC conversion guidelines are presented: The first one is ruled under the “do nothing” guideline, where the minimum effort is done so that the line can operate under DC voltage. The second one tries to increase significantly the transmittable power by allowing more changes in the transmission line. A comparison between the transmittable power and their limiting factors in both guidelines intends to illustrate when and how AC-DC conversion may be an interesting update alternative.

The scope of this work is restricted to a technical discussion. The materialization of an AC-DC conversion depends on many factors including system reliability, strategic planning and economic aspects. These factors, although fundamental for an AC-DC conversion project, are not included in the scope of this work.

1.4 EXECUTIVE SUMMARY

The first chapter presents a basic introduction to the theme: the need of TLs upgrade and the DC transmission alternative with its characteristics, applications, advantages and disadvantages as well.

In the second chapter, the AC-DC conversion alternatives are presented. Some topics are discussed like the use of existing components, insulation coordination aspects and electromagnetic phenomena. The differences between AC and DC TLs design criteria are presented to illustrate how the conversion can be planned.

The third chapter brings a case study based on a 230kV HVAC transmission line. The main design criteria of the original line are presented. Two upgrading scenarios are evaluated: the first under the “do nothing” guideline and the second has the maximization of the transmittable power as guideline, regardless of the modifications costs. The main goal of the case study is to identify the influence of the adopted criteria on the increase of transmittable power under each guideline.

The fourth and last chapter summarizes the main results of the second and third chapters. A detailed evaluation of the results indicates the main factors that have to be considered in the AC-DC conversion, as well as when this upgrading option may be a good alternative.

2 TECHNICAL ALTERNATIVES TO AC-DC CONVERSION

The adopted method for conversion an AC line to DC operation depends on several factors, which include the study of the system, economic and environmental aspects. Such factors will influence which and how the elements of the TL have to be reconfigured or replaced. This chapter summarizes the technical conversion alternatives and their influence on the performance of the converted line in the system.

2.1 USE OF THE EXISTING ELEMENTS

The reutilization of the constituent elements of an overhead transmission line (OHTL) depends on its actual condition as well as the reasons why the upgrade is considered. The subsequent chapters discuss aspects regarding the use of elements of an existing AC TL in the conversion to DC operation scenario.

2.1.1 Conductors reutilization

There are no inherent constructive differences between AC and DC conductors. Thus, there is nothing that prevents the direct use of the existing conductors in DC operation. A conductor operating under AC current has a slightly larger resistance than under a DC current due to the skin effect.

2.1.2 Conductor bundle reconfiguration

The rearrangement and the functionality determination of the existing conductor bundles are done according to the number of tower circuits, the number of sub conductors, the mechanical resistance of the insulator string and the performance of the existing structures. The Figure 2.1 illustrates the configuration options whereby the conductors of a horizontal single circuit line with two sub conductors are used for bipolar DC operation.

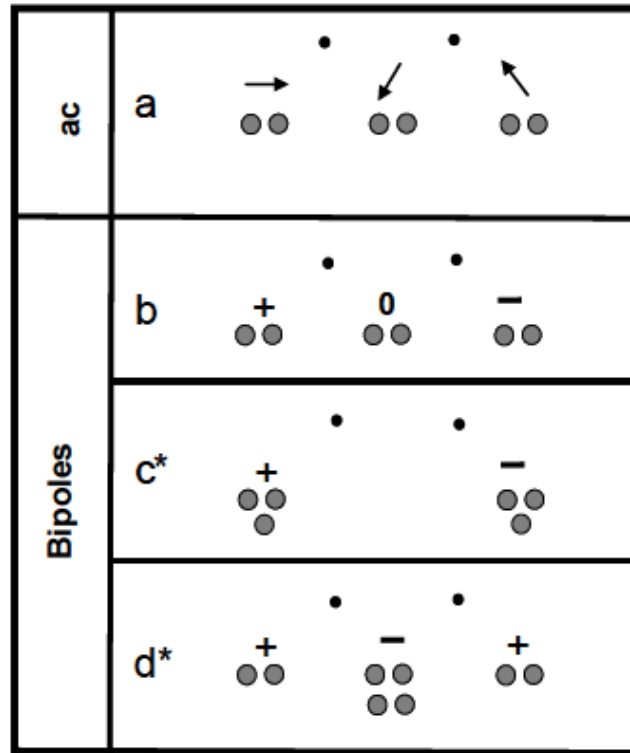


Figure 2.1: Bundle configuration options for AC-DC conversion- Single Circuit (Ref (1))

The option “b” is the most commonly proposed conversion scheme. It utilizes the central bundle as metallic return current path in absence of one pole.

The option “c” achieves the full utilization of all AC thermal capacity of the conductors by dividing the central bundle into the lateral poles. In this scheme, the converted line carries 1.5 times more current than the “b” option. In the lack of one pole, there is no return path except for the earth or the shield conductors.

The “d” configuration adds two conductors to the central bundle and divides one pole into the lateral phases. It is known as split bipole. Its current capacity is two times the “b” capacity.

This capacity increase can also be done by changing the central subconductors by high temperature low sag type. In this case, the maximum current carrying capacity would be used only in emergency cases, where the losses are less important than the transmission interruption. The “c” and “d” options require modification and/or reinforcements in the tower structures.

Monopolar options, although technically feasible, are not proposed in order to avoid the earth current return and to use the existing conductors effectively.

The Figure 2.2 shows double circuit towers conversion configuration options. There is here the possibility to convert only one of the circuits. In these cases, the interactions between AC and DC electromagnetic fields have to be assessed.

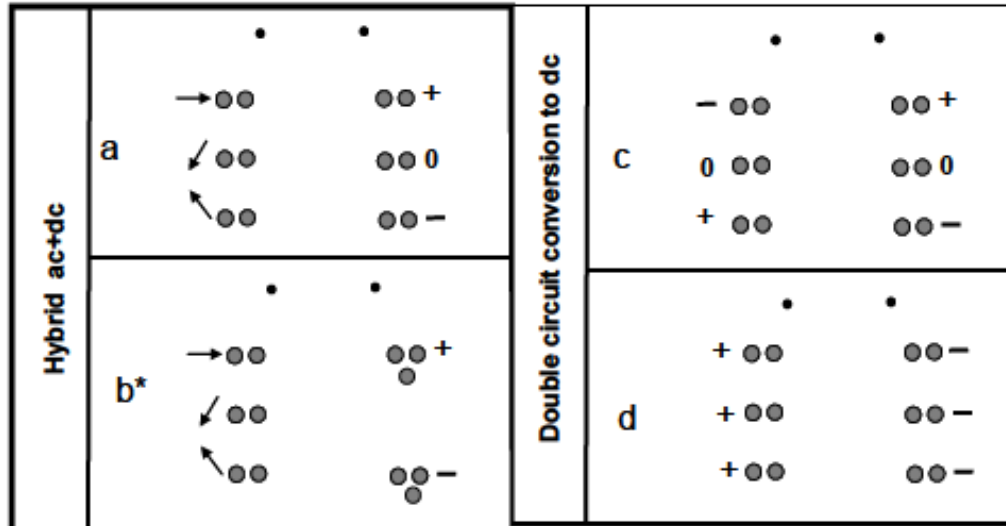


Figure 2.2: Bundle configuration options for AC-DC conversion- Double Circuit (Ref (1))

In both cases (single or double circuit), the conversion configuration option have to consider some points:

- The possibility of earth (or shield wires) current return. If it is possible, the lack of one pole would keep the line operating with partial current capacity.
- The system stability has to be studied to verify if it is possible to remove one AC line.
- In double circuit transmission lines, the removal of two AC circuits may severely affect the system operational flexibility and reliability.
- The importance of circuit redundancy if a pole goes out should be evaluated.
- The transmission interruption for conversion works.
- The structures actual conditions analysis evaluate if the structures would support conductors reconfigurations.

2.1.3 Insulator replacement

The DC operational voltage has effects on two aspects of the insulation coordination: (i) the material selection and dimensioning of the insulator string and (ii) the tower top geometry.

In AC lines, the insulator string design is generally dictated by the air gap clearances to withstand slow front and fast front overvoltages. For a given insulator string length that attends slow front and fast front criteria, the pollution performance is usually also attended by choosing an appropriate creeping distance (2).

In DC lines slow front overvoltages are usually lower than in AC. On the other hand, the DC electric field increases the pollution particles deposit on the insulators, making the pollution performance more severe under DC voltage than under AC. Additionally, an insulator with the same amount of deposited pollution has a lower flashover voltage when energized by a DC than by an AC voltage. Therefore, in the DC case, the design of the insulator string is dominated by its pollution performance.

In addition, there is the DC ionic migration phenomenon. The constant DC voltage causes a constant ion migration in the dielectric. This may deplete the insulation layers over its lifetime. The metallic parts of insulators are more susceptible to corrosion under DC than under AC voltage, jeopardizing the mechanical integrity of the insulator string (3).

When an AC-DC conversion is considered, the original AC insulators must be replaced by specific DC insulators (1).

2.1.4 Structures and Towers

Adaptations in structures and towers modifications will depend on the rearrangement of the bundles, which can cause an increase in the mechanical loadings.

Reconductoring or conductors re-tensioning affects significantly the structures load cases. When High Temperature Low Sag conductors are considered for replacement, it must be taken in account that these conductors usually have higher stringing tensions if compared to the conventional ones. Therefore, a detailed specific structural study verifies the feasibility of a conductor readjustment or replacement.

Since some TLs candidates for uprating are usually old, designed with very conservative safety margins criteria a structural reliability study has to be done in order to confirm the actual need of tower reinforcement

2.1.5 Foundations

Foundations modifications are not especially essential for AC-DC conversions. The necessity of foundations reinforcement is derivate from a structural study from the towers analysis.

2.1.6 Right of way

The right of way from a transmission line depends on its environmental effects over its path. Factors such as operational voltage, structures heights, bungle geometry, among others, affect the width of the required right of way. The transmission line right of way restricts the permitted economic activities within its boundaries.

For an already existing right of way, there are maximum permitted levels of electromagnetic fields, radio interference, audible noise and safety clearances that should not be exceeded. Such factors may impose limits to the maximum operational voltage of a converted line.

2.2 DIFFERENCES BETWEEN AC AND DC TRANSMISSION LINES DESIGN CRITERIA

This section makes as review of important aspects of AC and DC transmission lines design criteria. Where relevant, the differences are compared to evaluate a conversion scenario.

2.2.1 Insulation coordination

The insulation coordination is the design part that takes care of the dimensioning and performance assessment of the line insulation. Several voltages stresses can occur in a transmission line along its service life e.g. winds that approach the live conductors to earthed structures or pollution that jeopardize flashover withstand of insulator strings. In AC lines, the switching of a capacitor bank can generate slow front overvoltage. The insulation coordination designs a transmission line so that it has a satisfactory performance under the different voltage stresses. It is a crucial design aspect for the operational reliability of an OHTL.

For AC lines, there is a wide range of normative literature and scientific papers regarding electrical clearances, swing angles and insulator string dimensioning.

For DC lines, up until this work publication, there is no specific Brazilian norm regarding electrical clearances. Some references document field experiences with DC lines and its adopted criteria. However, such reports are not as many as those for AC lines.

2.2.1.1 Insulator material selection

For AC lines, the pollution performance of the insulator string is usually met by choosing conventional ceramic or glass insulators dimensioned according to the necessary air gap clearances (1).

Due to the ionic migration in the insulation material and due to the pollution deposition (more critical in DC lines), there are special DC insulators materials.

Special DC insulators made from glass or ceramic have particular properties such as high resistivity, corrosion protection and ionic migration. These materials are traditionally used in new HVDC projects, with well-reported experience. For this material class, the IEC 61325 sets criteria and minimum performance requirements.

DC Insulators made from composite polymeric materials, constructed with hydrophobic materials have better performance to pollution deposit if compared glass or ceramic insulators with the same size. Besides that, these insulators are lighter than the traditional (4).

When AC-DC conversion is considered, the tower top clearances are limited to the existing string geometry. This makes the choice of composite insulators particularly more interesting than glass or ceramic. However, since it is a relatively new material technology, there are not many practical long term experiences over its service life. Therefore, the choice for traditional glass insulators is still more frequent in HVDC transmission projects (4).

2.2.1.2 Insulator string dimensioning: pollution criterion

To meet pollution criteria requirements, minimum insulators number has to be determined. Due to the reasons presented in Section 2.1.3, the string dimensioning is a critical point in DC lines projects.

The main factors that should be taken into account in the string dimensioning are:

- Maximum operating voltage level
- The line altitude
- Contamination conditions type of pollutants.

2.2.1.2.1 Deterministic design approach

For AC lines, the pollution insulator string dimensioning is traditionally calculated by using the Equation 2.1.

$$N_{insulators} = \frac{SCD \left[\frac{mm}{kV} \right] \cdot V_{ph-ph} [kV]}{D_{specific\ insulator\ creepage} [mm/unit]} \quad (2.1)$$

Where SCD is the recommended specific creepage distance; $D_{specific\ insulator\ creepage}$ is the insulator specific creepage distance; V_{ph-ph} is the rms AC line voltage and $N_{insulators}$ is the number of the insulators units.

This method is a deterministic approach that depends on a recommended creepage distance according to the local pollution conditions. The use of this method is illustrated in the following example.

In an area that the pollution level is considered as light, the recommended creepage distance practiced in Brazil is

$$SCD_{AC} = 28 \left[\frac{mm}{kV_{ph-gnd}} \right] = 16 \left[\frac{mm}{kV_{ph-ph}} \right]$$

For an 420kV AC lines equipped with insulators whose unitary leakage distance is 320mm and 146mm spacing, the number of insulators units is

$$N_{AC_insulators} = \frac{16 \left[\frac{mm}{kV} \right] \cdot 420 [kV]}{320 [mm]} = 21.$$

The total length of the insulator string is

$$L_{string_AC} = 21 [unit] \cdot 146 \left[\frac{mm}{unit} \right] = 3066mm.$$

If these insulators were substituted by special DC, whose spacing is 170mm and leakage distance per unit is 550mm, the number of insulators that passes in the existing string is

$$N_{ins_DC} = \frac{3066[mm]}{170[\frac{mm}{unidade}]} = 18units$$

If the adopted recommended specific creepage distance is

$$SCD_{DC} = 35 \left[\frac{mm}{kV_{pole-gnd}} \right]$$

Then the maximum DC operating voltage that attends to the pollution performance criterion is

$$V_{DC\ pole-gnd} = \frac{18[unidades].550 \left[\frac{mm}{unidade} \right]}{35 \left[\frac{mm}{kV_{pole-gnd}} \right]} = 283kV$$

The adopted specific creepage distance is an average from the practical industry values registered by a survey carried by reference (2). The answered questionnaire values range from 18 to 87[mm/kV] and include cases where the performance was unsatisfactory. The choice for a $SCD_{DC} = 35 \frac{mm}{kV}$ is based on the international practice average without considering an increase in the already existing local pollution severity where the line is build. The pollution level stays the same. The difference $SCD_{DC} > SCD_{AC}$ comes thus due to the more severe influence of the DC electric field on the pollution than from the AC electric field.

According to results from Reference (2) there is no correlation between the adopted SCD and the DC operating system voltage.

This approach illustrates how the choice of a DC insulator could influence the maximum operating voltage regarding the pollution performance. Due to (i) the sensitivity of this method to the SCD's determination and (ii) high influence of pollution factor on the DC insulators flashover voltages it is necessary a more precise assessment of the SCD evaluation. Therefore, a simple deterministic approach is not the best suited method for HVDC projects.

2.2.1.2.2 Statistical design approach

To minimize the uncertainties associated with the insulator string design a statistical approach is recommended to evaluate the pollution performance of insulators. In this method, a detailed assessment of the local pollution severity is very important. This approach is based on the quantification of pollution insulator stresses and of the insulator performance under such conditions. The reference (5) brings a detailed example of the design procedure.

ASSESSMENT OF THE LOCAL POLLUTION SEVERITY ON AN INSULATOR

The frequent on-site pollution conditions have to be assessed based on long-term data. Basic information should include data about:

- Type and composition of the existing pollutants as well as its deposition uniformity on the insulators. According to IEC 60815 (6) the pollution is classified as: (i) Type A; consisting of a soluble and a non-soluble part. The soluble portion becomes easily wet by dew, mist or rain, forming a conductive layer. The non-soluble portion forms a sticking layer between insulator surface and the soluble layer portion's. (ii) Type B is the pollution caused by saline solutions like salty air, acid rain or conductive chemical solutions that deposit directly on the surface of the insulators.
- Geographical information, economic activities and clima.
- Field experiences with existing AC lines.
- Experiência com linhas existentes AC.

The directional dust deposit gauge (DDDGG) method can provide data about the local pollution level. Such measurement stations should be installed preferentially at representative points of the transmission line with different types of energized insulators. So the long term pollution accumulation on each type of insulator in the particular environment can be estimated.

INSULATOR POLLUTION TESTING

The parameters that characterize the site pollution severity on an particular tipe of insulator are:

The frequent on-site pollution conditions have to be assessed based on long-term data. Basic information should include data about

- Equivalent Salta Deposit Density (ESDD): The amount of sodium chloride (NaCl) that, when dissolved in demineralised water, gives the same

volume conductivity as that of the natural deposit removed from a given surface of the insulator divided by the area of this surface; generally expressed in $\frac{mg}{cm^2}$. Derived from reference (2).

- **Non Soluble Deposit Density (NSDD)**: The amount of the non-soluble residue removed from a given surface of the insulator divided by the area of this surface; generally expressed in $\frac{mg}{cm^2}$ (2). The statistical data like standard deviation have 2% confidence level. If data from DDDG measurements, or non-energized, or AC insulators are used, the measured values are to be corrected to account for the effect on pollution deposit by DC energization as described in the reference (2) and (1).
- **Contamination Uniformity Ration (CUR)**: Is the ESDD level on the bottom surface of the insulator divided by that of the top surface, as presented by Equation 2.2. It should be noted that many papers quote the top to bottom ration (T/B) which is the inverse of the CUR.

$$CUR = \frac{ESSD_{Bottom}}{ESSD_{Top}} \quad (2.2)$$

- **Number of pollution events per year**: A pollution event is defined as time period in which occur discharges due pollution.
- The number of insulators subjected to pollution condition along the line.

STATISTICAL APPROACH DESIGN METHOD

The following four steps are used for the designing of the insulation string under the statistical approach (5):

1. **Determination of the flashover voltage $U_{50\%}$** $\frac{kV}{unidade}$: The voltage in that occurs 50% of the flashovers for a given ESDD, CUR=1 and NSDD=0,1 $[\frac{mg}{cm^2}]$. Usually $U_{50\%}$ is given by the manufacturer for a given ESDD.
2. **Flashover voltage correction** according to the expected ESDD and NSSD local levels.

$$U_{50\%.corr}[\frac{kV}{unit}] = U_{50\%} \cdot K_1 \cdot K_2$$

Where K_1 is the correction factor that takes into account de pollution uniformity deposit, given by Equation 2.3,

$$K_1 = 1 + W \cdot \log CUR \quad (2.3)$$

Values for W range from

$$0,35 < W < 0,45$$

Usually, $W=0,38$ (5). The factor K_2 adjust de $U_{50\%}$ according to the expected NSDD level and it is given by Equation 2.4

$$K_2 = \left(\frac{NSDD}{0,1}\right)^{-0,15} \quad (2.4)$$

Alternatively, K_2 can be found by using Figure 2.3

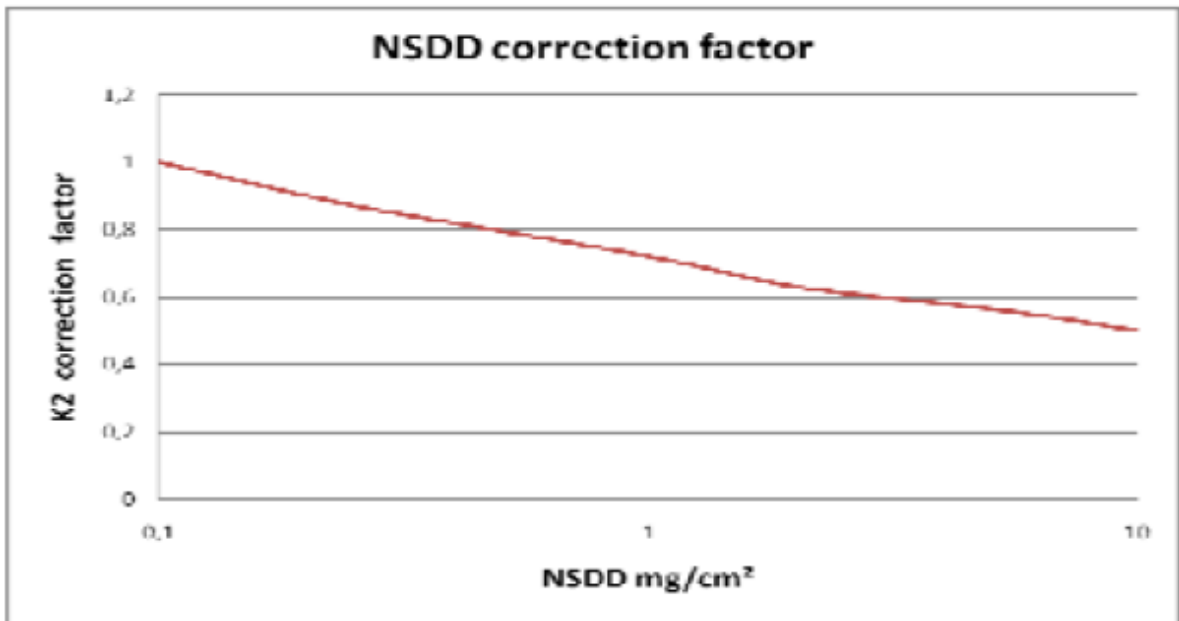


Figure 2.3: K_2 correction factor for DC insulator string design.(From reference (5))

- Determine the voltage that the insulator string should withstand for a chosen reliability level

$$U_{string}[kV] \geq \frac{U_{dc}}{(1 - n \cdot \sigma)} \quad (2.5)$$

Where U_{dc} is the maximum operating voltage on the insulator string; n is the number of standard deviations associated to the accepted flashover probability and σ is the coefficient of deviation. Practical values are flashover risk less than 2% ($n = 2,15$) and coefficient of deviation 7% ($\sigma = 0,07$)

4. Determination of the minimum required insulators number

$$N_{isoladores} \geq \frac{U_{string}}{U_{50\%_corr}}$$

By following the presented steps is possible to evaluate the required number of insulators according to the acceptable reliability parameters of the pollution performance of the string.

2.2.1.3 Tower top geometry

The tower top geometry and mid span clearances are determined by the necessary air gaps that assure reliability of the insulation when submitted to the voltages stresses of the TL service life.

The insulation distances are determined in a deterministic approach by attending the following condition

$$U_{rw} \geq U_{max}$$

Where U_{rw} is the breakdown voltage that the air gap should withstand and U_{max} is the maximum expected voltage.

When designing tower top geometry electrical distances a statistic approach of U_{rw} is recommended. Such approach is based on laboratory tests corrected by geometric, atmospheric and reliability factors.

2.2.1.3.1 Operating voltage – Power frequency

According to the EN 50341 (Reference (7)), the breakdown peak voltage between two electrodes excited by a sinusoidal wave separated by an air gap with distance d is given by the Equation 2.6. Equation 2.6 is used in the insulation design from AC lines.

$$\frac{U_{rw_pf}[kV]}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z} = \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot d[m]^{1,2}) \quad (2.6)$$

By inverting the Equation 2.6, it is possible to obtain an explicit expression for the required air gap clearance. This expression is shown in the Equation 2.7.

$$d[m] = 1,64 \cdot \left[e^{\frac{U_{rw_pf}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot \sqrt{2} \cdot 750}} - 1 \right]^{0,833} \quad (2.7)$$

Where, for both equations (2.6 and 2.7),

- d is the air gap clearance between the electrodes. An electrode pair is i.e. a conductor and the earthed tower structure (or guy).
- K_a is the atmospheric correction factor, that takes into account the altitude, average expected temperature and humidity.
- K_{g_pf} is the gap factor. This factor corrects the influence of the geometry of the electrode on the breakdown voltage.
- K_z is the deviation factor, that considers the relative dispersion of the breakdown tests. K_z is equal to $(1 - N \cdot \vartheta)$, where N is the number of standard deviation and ϑ is the relative deviation coefficient. Typical value for considered for operating voltage dimensioning is 0,91 ($N=3$, $\vartheta = 3\%$).
- U_{rw_pf} is the peak breakdown voltage. Usually, U_{rw_pf} is considered about 5% or 10% above the nominal voltage of an AC TL.

The minimum calculated air gap clearance and the associated swing angle of the insulator string dictate the conditions for the tower top design.

For insulation dimensioning regarding operating voltage in DC lines, Equations 2.6 and 2.6 can also be used. The electric breakdown mechanism by air ionization is much faster than the sinusoidal oscillation of the grid frequency (50Hz or 60Hz). Therefore, from the point of view of the ionization mechanism the power frequency oscillation is almost static. So it is possible to assume that the breakdown point occurs in the peak value of the sine wave. It should be noted that the European Standard (EN 50341) does not refer to the DC case.

The CIGRÉ Technical Brochure 388 (Reference (8)) presents some practical distance values adopted in HVDC transmission lines according to its operating voltages. The Table 2.1 presents those distances.

Table 2.1: Air gap clearances adopted in HVDC lines (From (8)).

DC operating voltage (kV)	Clearance (m)
±300	0,70
±500	1,20
±600	1,50
±800	1,90

Figure 2.4 presents the operating voltage as function from air gap clearance between conductor and earthed tower structure according to three references:

- (i) The CIGRÉ 388, reference (8), took the data from the CIGRÉ's Green Book which is presented in the Table 2.1. It represent the current adopted values by DC transmission facilities design.
- (ii) The EN50341 with $K_z=0,91$ ($N=3$ e $v=3\%$), $K_{gap}=1,22$ (conductor to towe) and $K_a=0,97$.
- (iii) The Cigre 72 (reference (9)), using $K_g=1,22$ and $K_a=0,97$.

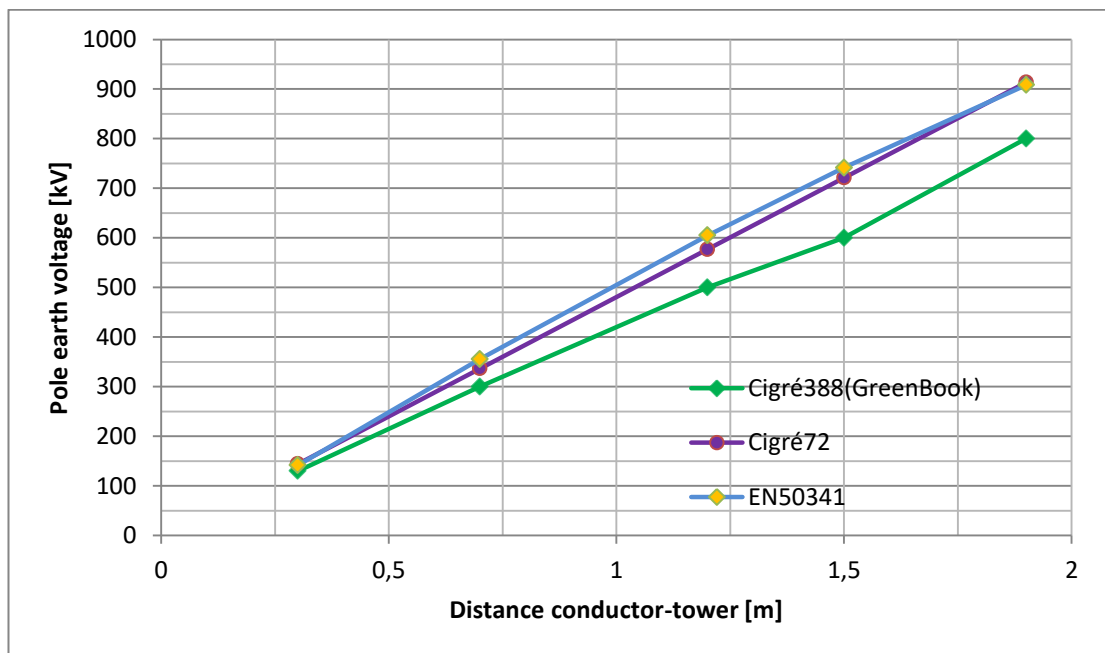


Figure 2.4: Air gap clearances for DC operating voltage.

Equations 2.8 and 2.9 were obtained by using a linear regression approach,

$$d[m]_{Cigré388} = \frac{1}{410,1} \cdot U_{dc_pole_earth} [kV] - 0,016 \quad (2.8)$$

$$d[m]_{Cigré72} = \frac{1}{473,4} \cdot U_{dc_pole_earth} [kV] \quad (2.9)$$

The documented practices by reference (8) are more conservative than the recommended values by references (7) and (9). The EN50341 and Cigre72 results relatively close values. It is important to note that coefficient from equations 2.8 and 2.9 vary according to the chosen gap, atmospheric and deviation factors.

2.2.1.3.2 Temporary overvoltages

Temporary overvoltages in AC systems come mainly from load rejection in adjacent systems. If such cases, the insulation dimensioning is done using Equations 2,6 and 2.7. The only difference is that the considered $U_{rw_{pf}}$ is the line temporary overvoltage. In Brazil, this type of overvoltage is usually estimated as 1.5p.u.

In DC transmission lines, due to the intrinsic control of conventional DC converters, temporary overvoltages are low and need normally not to be considered with regard to line insulation (1).

2.2.1.3.3 Slow front overvoltages

The relation between distance and breakdown voltage in a pair of electrodes excited by a slow-front wave is different from the relation from normal operating voltage. According to the reference (7), the peak voltage $U_{rw_{sf}}[kV]$ that causes air gap insulation breakdown is given by the Equation 2.10.

$$\frac{U_{rw_{sf}}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_{sf}}} = 1080 \cdot \ln(1 + 0,46d[m]) \quad (2.10)$$

The inverse form of Equation 2.10 is shown in Equation 2.11. The Equation 2.11 gives the required air gap clearance to withstand a slow front overvoltage, $U_{rw_{sf}}[kV]$.

$$d[m] = 2,17 \cdot \left[\exp\left(\frac{U_{rw_{sf}}[m]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_{sf}} \cdot 1080}\right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

The correction factors K_a and K_z are the same as those described in the Section 2.2.1.3.1. The only difference is that $K_{z_{sf}}$ is usually 0,922 ($N=1,3$ e $\vartheta = 6\%$). $K_{g_{sf}}$ is the slow-front gap factor. $U_{rw_{sf}}[kV]$ is the estimated overvoltage peak value. The typical estimations to $U_{rw_{sf}}$ in Brazil for 230kV TLs are about 3p.u. (10).

In DC lines, conventional circuit breakers are not used, therefore switching surge overvoltages are not considered. A DC link energization is in a controlled manner, effectively reducing transient overvoltages. However, when a single pole-to-ground fault occurs on bipolar DC lines, transient slow front overvoltages appear in different points of the line (1).

The Figure 2.5 shows a typical overvoltage profile along a DC line for three different fault locations. The resulting overvoltage magnitude depends on the observed point, on the fault location and on the surge reflection properties from the terminal stations. Those facts have practical influence in the insulation design if a statistic

approach is used. According to (1), slow-front overvoltages in DC systems are less than 1.8p.u.

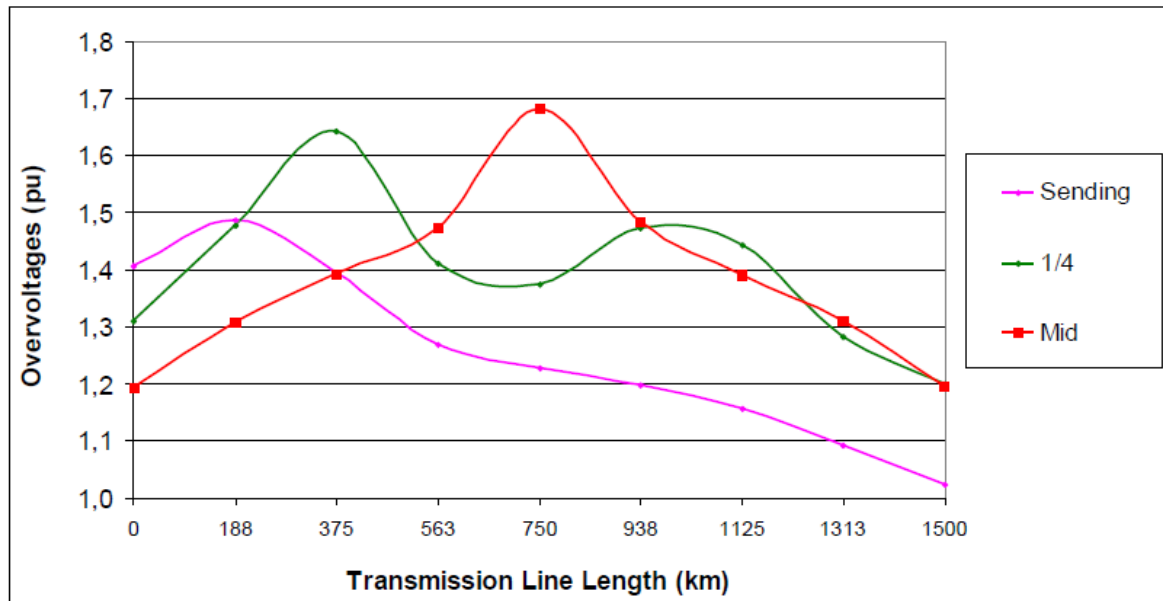


Figure 2.5: Slow-front overvoltages caused by pole-to-ground fault (Reference (1))

Reference (8), based on Paris's work (reference (11)), suggests the use of Equation 2.12 to determinate the required air gap clearance to withstand slow-front overvoltages.

$$U_{50\%}[kV] = k_g \cdot 500 \cdot d[m]^{0,6}, \quad 2m < d < 7m \quad (2.12)$$

Where,

- k_g is the gap factor
 - $k_g = 1,15$ conductor to plane
 - $k_g = 1,30$ conductor to structure under
 - $k_g = 1,35$ conductor to structure (above or lateral)
 - $k_g = 1,40$ conductor to guys
 - $k_g = 1,50$ conductor to cross-arms (with insulator string)
- $d[m]$ is the air gap clearance in meters.
- $U_{50\%}[kV]$ is the 50% flashover
 - $U_{rw_sf}[kV] = K_a \cdot K_z \cdot U_{50\%}[kV]$

In the Paris work, graphical results for $U_{50\%}$ are presented as function from air gap between conductor and structure (Figure 2.6).

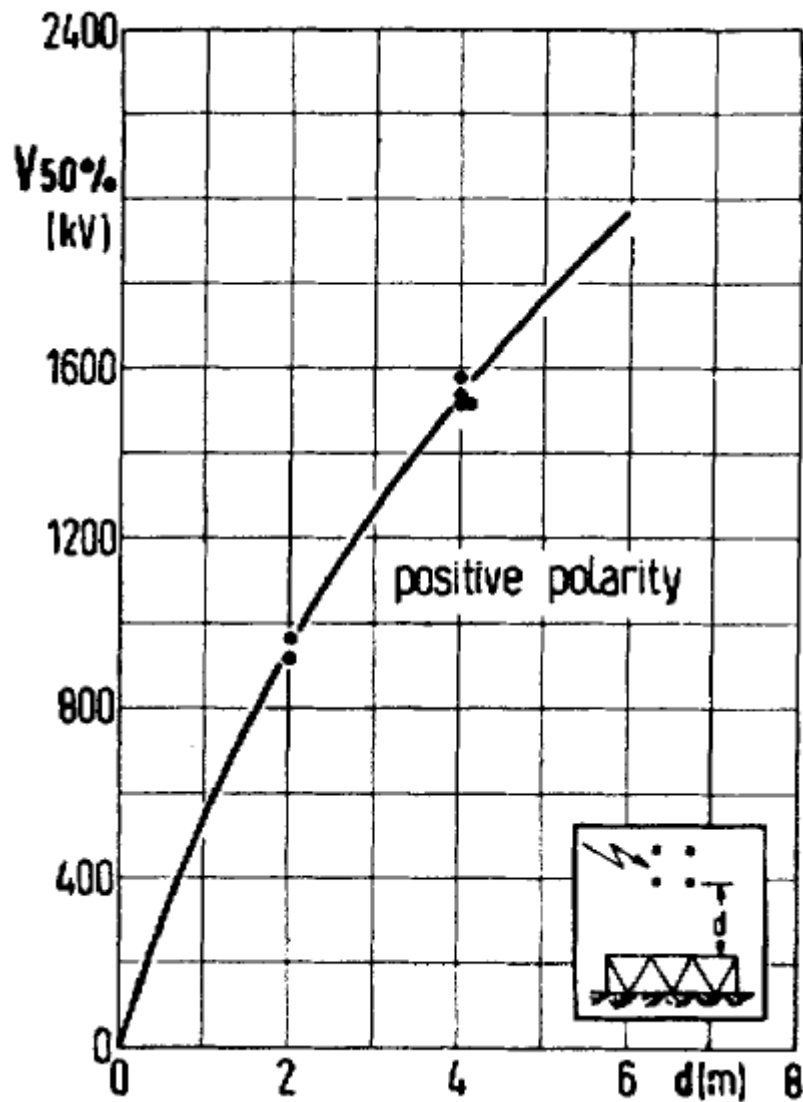


Figure 2.6: $U_{50\%}$ slow front conductor-to-structure (Ref: (11))

Figure 2.7 shows a graphical comparison between U_{rw_sf} values from EN50341 (7) and from Paris (11). Figure 2.7 shows also an adjusted curve for air gaps shorter than two meters according to Paris work. The curves were plotted by using a gap factor conductor to structure 1,35; a deviation factor 0,935 (90% withstand probability) and an atmospheric factor 0,985.

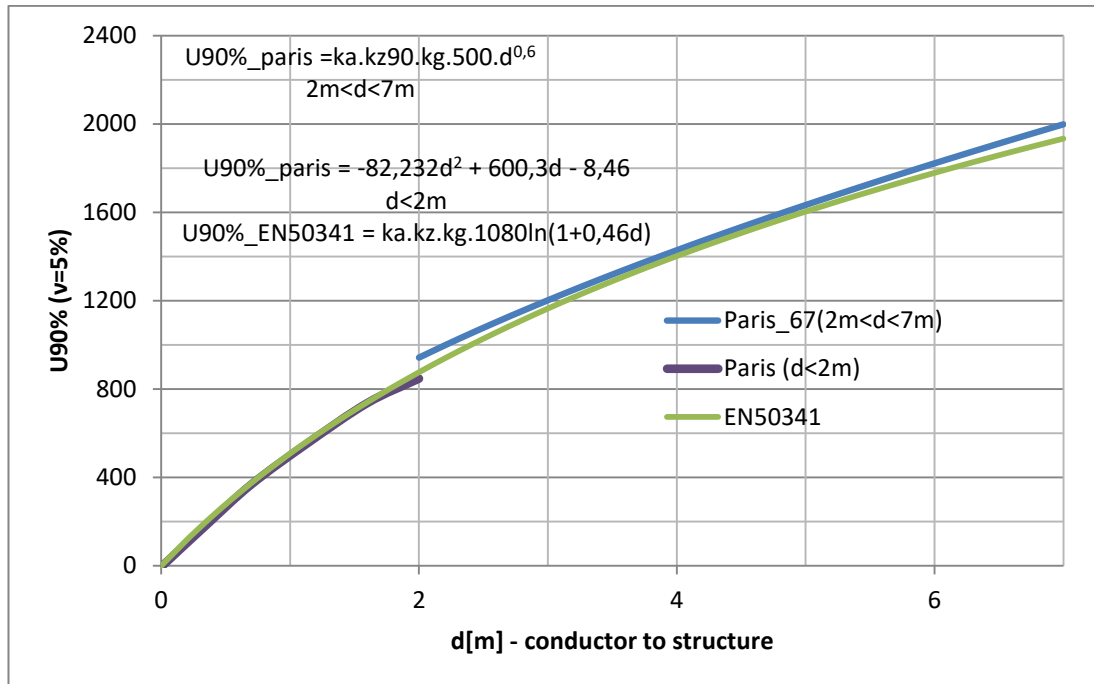


Figure 2.7: Comparison Urw_sf Paris and EN50341.conductor to structure.

The results for both methods are proximate. The European Standard gives slightly more conservative values than Paris method if the distance is larger than two meters.

2.2.1.3.4 Voltage stresses on neutral conductor

In HVAC transmission lines, there is no neutral conductor. However in the AC-DC conversion scenario, one of the existing phases can be kept as metallic return in case of emergency operation. The metallic return is called neutral. The neutral conductor is shared with the two poles and is electromagnetically coupled to both. A fault on one pole may cause a fault on the neutral conductor, affecting the independence operation of the other pole (1).

The neutral insulation is subject to the following voltage stresses (1):

- (i) Voltage drop caused by current flow in emergency case.
- (ii) System start-up, system shut down and converter commutation failure produce slow-front overvoltages on the neutral conductor of up to one 1000kV
- (iii) Lightning strikes.

Thus, the neutral insulation coordination has as guideline the insulation withstand for start-up, shut-down, commutation failure and monopolar operation. To attend this requests an insulator string with up to five units is typically enough. However, if the converted line needs a dedicated neutral conductor, the insulation coordination have to

be carefully designs in order to have a satisfactory performance on slow front and fast front voltage stresses.

2.2.1.3.5 Fast front overvoltages

Fast front overvoltages are associated with lightning strikes to the towers, conductors or TL vicinities. The resulting voltage magnitude depends on the current, on its waveform and on the earthing system.

In AC lines, the electrical clearances recommended by EN50341 (7) for fast front overvoltages insulation are given by the Equation 2.13.

$$d[m] = \frac{U_{rw_ff}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530} \quad (2.13)$$

According to Cigre 348 (10), Cigre 72 (9) proposes the Equation 2.14 to calculate the electrical clearance

$$d[m] = \frac{U_{rw_ff}}{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490} \quad (2.14)$$

The calculation methods for insulation distances in AC and DC lines regarding fast front overvoltages are the same. The injected currents by the strike create overvoltages that are superimposed on the DC operating voltage. Thus the resulting composite overvoltage depends on the observed pole, the current direction and the strike point. The striking incidence in AC and DC lines is generally considered the same, however, some recent works suggest that DC with high towers are particularly more affected.

There are some computational tools to evaluate fast front overvoltages in transmission lines. Its results are strongly dependent on its simulation's initial conditions. As a preliminary analysis, the fast front overvoltages are estimated between 3,5 and 5p.u for 230kV AC. In Brazil typical preliminary values are between 4,8 and 5. In some European countries like Germany, Netherlands and United Kingdom such magnitudes are estimated between 3,8 and 4p.u. (10).

2.2.2 Electromagnetic phenomena

The conductor energization of a transmission line has effects related to its voltage and the carried current.

When a conductor is subjected to an electric potential, an electric field appears on its surface. This field may cause discharges known as corona discharges. Corona discharges produce effects like audible noise (AN), radio interference (RI) and active power losses. This group of effects, caused by the high surface voltage gradients on conductor, is known as corona effects.

Electric and magnetic fields at the ground level should be estimated in order to evaluate induced currents, discharges and effects on objects, animals and human bodies along the right of way. The quantification of electric and magnetic field intensities as well as their effects is known as field effects studies.

2.2.2.1 Corona Effects

Corona effects have different behavior in AC and DC lines. Corona losses, radio interference and audible noise are influenced by factors such as operating voltage, conductor height, bundle configuration, phase (or pole) spacing and climatic conditions. Thus, corona effects have a statistical behavior that has to be considered in an AC-DC conversion scenario.

2.2.2.1.1 Corona Inception: Critical conductor surface gradient

The conductor's surface electric field in which visible corona appears is given by Equation 2.15 (1). This empirical formula is valid both for AC and for DC lines.

$$E_c \left[\frac{kV}{cm} \right] = K_1 \cdot \delta \cdot m \cdot \left[1 + \frac{K_2}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right] \quad (2.15)$$

Where,

- $\delta = \frac{p[atm]}{1atm} \cdot \frac{293[K]}{273+T[^\circ C]}$ relative air density.
- m is the surface's irregularity factor.
- r is the conductor's radius in cm.
- $K_1 = 21,9$ for AC
- $K_1 = 33,7$ for positive DC
- $K_1 = 31,0$ for negative DC

- $K_2 = 0,308$ for AC
- $K_2 = 0,240$ for positive DC
- $K_2 = 0,308$ for negative DC

This formula gives an approximation of the surface gradient from corona inception and therefore the critical voltage in which corona appears (12). A safety design margin of $E \leq 95\%E_c$ is usually adopted as design criteria.

2.2.2.1.2 Electric field on conductor's surface

The electric field on the surface of the conductor (conductor surface gradient) is the factor that generates the corona effects. Once the surface gradient is known the corona effects can be estimated. The calculation method for surface gradients in AC and DC lines is presented in the following sections (Section 2.2.2.1.3 and 2.2.2.1.4).

2.2.2.1.3 Surface electric field in AC Lines

The electric field on the conductor's surface in an AC line is given by Equation 2.16.

$$E_i = \frac{C'_i}{2\pi \cdot \epsilon_o \cdot n_2 \cdot r} \cdot \left[1 + 2 \cdot \frac{r}{s} \cdot (n_2 - 1) \cdot \sin \frac{\pi}{n_2} \right] \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (2.16)$$

Where

- C'_i is the positive sequence capacitance per length unit of conductor
- n_2 is the number of sub conductor in the bundle
- r is the conductor radius
- ϵ_o is the electrical permittivity of free space constant.
- U is the rms line voltage
- s is the sub conductors spacing

C'_i is given by

$$C'_i = \frac{2\pi \cdot \epsilon_o}{\ln \left(\frac{D_M}{r_B \cdot \sqrt{1 + \frac{D_M^2}{2 \cdot h_M}}} \right)}$$

Where the considered line geometry is shown in the Figure 2.8

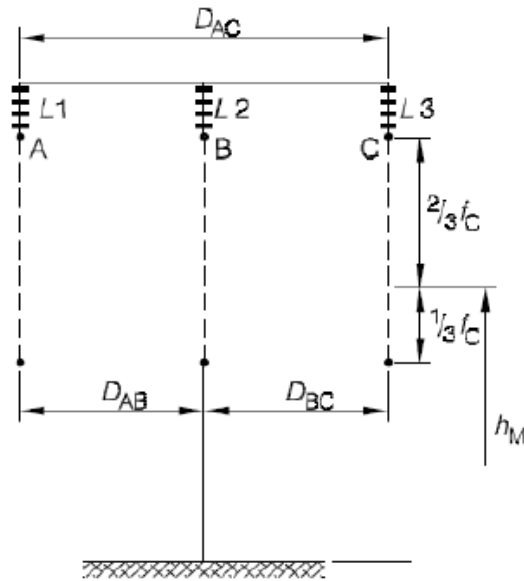


Figure 2.8: AC Line geometry – surface gradient calculation.

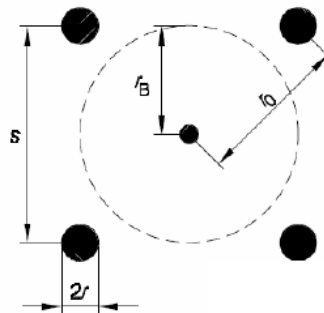


Figure 2.9: Bundle geometry – electrical parameters calculation

- $D_M = (D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC})^{\frac{1}{3}}$, is the geometric average of phase distances.
- $r_B = r \cdot \left(k_1 \cdot \frac{s}{r}\right)^{\frac{n_2-1}{n_2}}$.
- $k_1 = \frac{1}{2 \cdot \sin^{\frac{\pi}{n_2}}}$
- $h_M = (h_a \cdot h_b \cdot h_c)^{\frac{1}{3}}$, is the average height of conductor.

2.2.2.1.4 Surface electric field in DC lines

The calculation method for the conductor surface voltage gradient in an isolated DC line is presented in this section. The figure 2.10 shows a generic geometrical reference to illustrate the use of this methodology. Further details and examples are presented in Annex B from Reference (1).

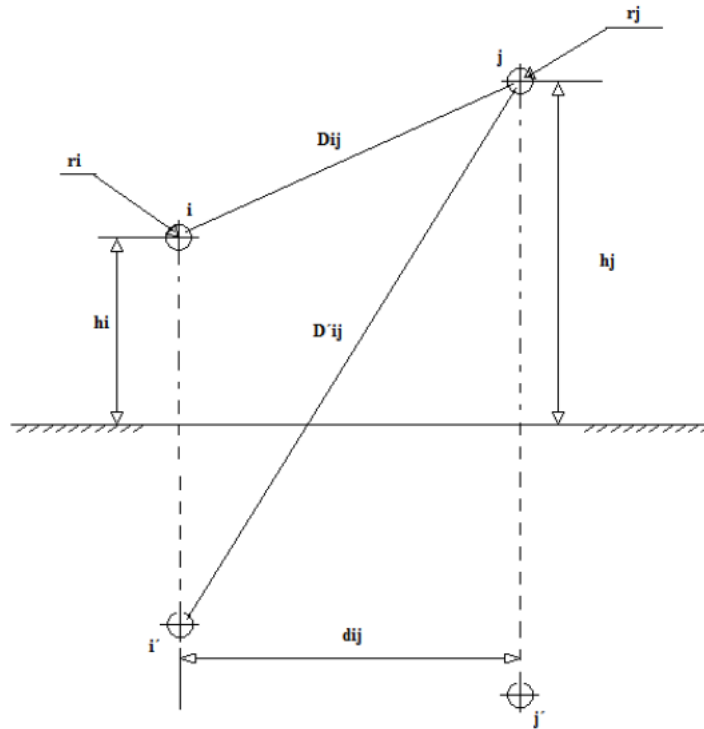


Figure 2.10: DC line geometry for surface gradient calculation (From Ref (1)).

The conductors i and j , which have radius r_i and r_j are subjected to the voltages

$$[V] = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix}$$

The relation between the conductor's potential $[V]$ and its charge is given by Equation 2.17.

$$[V] = [\lambda][Q] \quad (2.17)$$

$[\lambda]$ is the Maxwell potential coefficients matrix, which is the inverse of the capacitance matrix.

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} \lambda_{ii} & \lambda_{ij} \\ \lambda_{ji} & \lambda_{jj} \end{bmatrix}$$

The coefficients of matrix $[\lambda]$ are given by:

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{2h_i}{r_i}$$

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ji} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}}$$

Where h_i is the minimum or the average height of the conductor or shield wire,

$$h_i = h_{min} + \frac{1}{3} \cdot h_{sag}$$

In case where the phase conductor isn't single, but a bundle, r_i is substituted by:

$$r_{eq} = r_0 \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_i}{r_0}}$$

Where

- r_0 is the radius of the circumference that passes through the sub conductors of the bundle (see Figure 2.9)
- n is the number of sub conductors per pole.

Thus, the charge vector in the conductor is given by Equation 2.18

$$\begin{matrix} Q_i \\ Q_j \end{matrix} = [\lambda]^{-1} [V] \quad (2.18)$$

Assuming that the total charge of the bundle is equally distributed on the n sub conductors, the mean gradient of a conductor i in a bundle is given by Equation 2.19.

$$E_{ai} = \frac{1}{n} \cdot \frac{Q_i}{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot r_i} \quad (2.19)$$

The average maximum gradient of the sub conductors is given by Equation 2.20.

$$E_{max} = E_{ai} \cdot \left[1 + \frac{(n-1) \cdot r_i}{r_0} \right] \quad (2.20)$$

This calculation methodology allows include as many conductors as necessary. In any case, the potential coefficients matrix $[\lambda]$ has a square dimension according to the numbers of poles and conductors.

2.2.2.1.5 Audible noise (AN)

Audible noise is produced by corona discharges and has different behavior regarding weather conditions for AC and DC lines. For AC lines in rain, AN increases and besides that, produces contains a hum component (100 or 120 Hz). On the other hand, for DC lines, AN decreases in rain.

The reference (8) presents an empirical equation (Equation 2.21) used to calculate the average audible noise produced by a DC line in fair weather.

$$AN[dBA] = AN_0 + 86. \log g + k. \log n + 40. \log d - 11,4. \log R + \frac{q}{300} \quad (2.21)$$

Where

- g average maximum bundle gradient [kV/cm]
- n number of sub-conductor.
- d conductor diameter [cm]
- R radial distance from the positive conductor to the point of observation
- q altitude [metros]
- $k=25,6$ if $n>2$. $k=0$, if $n=1$ or $n=2$.
- $AN_0 = -100,62$ for $n>2$; $AN_0 = -93,4$, for $n=1$ or $n=2$.

To estimate the maximum AN in fair weather (10% of probability of being exceeded) 5dBA are added in the final result of Equation 2.21. To estimate the average AN in rain, 6dBA are subtracted from results from Equation 2.21.

2.2.2.1.6 Radio Interference (RI)

Radio interference is any effect on radio signal bandwidth due to electrical disturbances caused by a transmission line. RI affects mainly amplitude modulation (AM) communication. Frequency modulation communication is less susceptible to disturbances caused by transmission lines therefore it is not considered in this work.

Since RI and AN are originated by the same phenomenon (corona discharges), both have the same behavior regarding its sensitivities to climatic variations. In DC lines, RI decrease in rain.

An empirical formula for RI calculation in a DC line is presented in Equation 2.22 (From Reference (8)).

$$RI[dB] = 51,7 + 86. \log \frac{g}{g_0} + 40. \log \frac{d}{d_0} + 10\{1 - [\log 10f]^2\} + 40. \log \frac{19,9}{D} + \frac{q}{300} \quad (2.22)$$

Where

- RI: average fair weather radio interference measured at a distance D from positive pole [dB above $1\mu V/m$]
- G : maximum bungle gradient [kV/cm]
- d : conductor diameter [cm]
- f : affected frequency [MHz]

- D radial distance from positive pole [m].
- q altitude [m]

The reference values are $g_0 = 25,6[\frac{kV}{cm}]$ and $d_0 = 4,62cm$. The maximum RI in fair weather (90% probability of not being exceeded) is obtained by adding 6dB in the final result from Equation 2.22. The average foul weather RI is obtained by subtracting 5dB.

It should be emphasized that radio interference affects only a restricted bandwidth in the AM communication. The importance of attending RI requirements has been discussed and questioned since the use of this type of communication is continuously decreasing.

2.2.2.1.7 Corona power losses

Active corona power losses appear because the corona creates space charges that move ions. Corona losses increase in rain for both AC and DC transmission. However, for AC transmission, corona losses increase much more than for DC. Thus, fair weather condition should be carefully evaluated in the economic evaluation of a conversion scenario.

Theoretical models for quantification of corona losses require information about climatic conditions, bundles, field distribution, ionic current density, etc. Due to the non-deterministic natures of the factors that cause corona losses, an empirical approach is preferred to corona loss estimation. These models are usually based on experimental data collected from existing projects and are adjusted in order to predict the expected behavior of new line projects.

Reference (8) presents two equations for the quantification of corona losses in HVDC bipolar lines. Equation 2.23 and 2.24 give the bipole corona losses in dB above 1W/m in fair and foul weather, respectively.

$$P_{fair}[dB] = 2,9 + 50 \cdot \log \frac{g}{g_0} + 30 \cdot \log \frac{d}{d_0} + 20 \cdot \log \frac{n}{n_0} - 10 \cdot \log \frac{H \cdot S}{H_0 \cdot S_0} \quad (2.23)$$

$$P_{foul}[dB] = 11 + 40 \cdot \log \frac{g}{g_0} + 20 \cdot \log \frac{d}{d_0} + 15 \cdot \log \frac{n}{n_0} - 10 \log \frac{H \cdot S}{H_0 \cdot S_0} \quad (2.24)$$

Where,

- P is the bipole corona power loss [dB above 1W/m].
- g: maximum bundle surface gradient [kV/cm]. $g_0 = 25[\frac{kV}{cm}]$.
- d conductor's diameter [cm]. $d_0 = 3,05cm$.

- n number of sub-conductor per bundle. $n_0 = 3$.
- H average conductor height [m]. $H_0 = 15m$.
- S pole spacing [metros]. $S_0 = 15m$

Corona losses are estimated by doing a weighted arithmetic average between fair and foul weather. 80% fair weather and 20% foul weather is usually considered as a preliminary distribution for economic evaluation, resulting,

$$P[dB] = 0,8.P_{fair}[dB] + 0,2P_{foul}[dB] \quad (2.25)$$

Finally, losses per length unit are calculated by using Equation 2.26

$$CoronaLoss\left[\frac{W}{m}\right] = 10^{\frac{P[dB]}{10}} \quad (2.26)$$

2.2.2.2 Electric and Magnetic Field

Electric and magnetic fields in AC and DC have fundamental differences that should be considered in an AC-DC conversion scenario. In the DC case, electric and magnetic field are obviously static and therefore do not cause any induction phenomena like those that occur in AC fields.

2.2.2.2.1 Electric field

Electric field AC and DC at ground level differ significantly in relation to its effects on living beings and objects. Thus, tolerances for AC fields are different from DC. In a AC-DC conversion scenario, the electric field at ground level has to be evaluated. The main difference between AC and DC field distribution is that the DC field increases due to corona space charges on the pole and at the ground. Electric field evaluation is an important topic for HVDC lines design (1).

AC Electric field:

AC lines produce electric fields that are practically independent of the corona since the ions produced return to the conductor when polarity changes (1). The effect from an electric field on human bodies consists in induced currents by an alternating field. Thus, there are statutory limits recommended by the International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP).

DC electric field: comments

DC lines produce electric field that are influenced by conductor's surface gradients because the space between the poles and the earth is occupied by ions that decrease the voltage gradient on conductor. On the other hand, ions increase the electric field at

ground level. Since static field does not induce currents on bodies, the effects of the DC electric field consist in charging effects on skin and hair, as well as annoying microshocks. Therefore, the tolerable levels of DC electric field are much higher than AC. A more in-depth discussion about it is presented in Reference (13).

DC electric field: overview of existing recommendations

There are not specific normative regulations for DC electric field at ground level within a right of way produced by a HVDC transmission line. There are some specific regulations from labor legislation about low frequency electric fields. There are also studies based on the subjective human perception of static electric fields. Those studies recommend maximum DC electric field levels within the right of way. Besides that, it is accepted that the static electric field by itself is not enough to evaluate the possible effects on humans and animals. Ionic current flow due to the space charges polarization has to be taken into account. This increases even more the uncertainties in assessing potential effects and damages caused by static electric fields on living beings.

In this work, the discussion will be simplified by neglecting the ionic current. Only the electric field magnitude is considered as a design criterion.

A more detailed discussion about the existing recommendations is presented in the Reference (8). The recommendations considered in this work as design criteria for the AC-DC conversion are:

- Static electric field at ground level under the line should be less than 25kV/m.
- The limit of 40kV/m should not be exceeded at any point within the ROW.
- The maximum electric field at the edge of the ROW should be less than 10kV/m.

Reference (8) presents a review of design criteria from existing HVDC lines and compare which of them would match the recommendations. According to (8), for instance, the +-600kV Itaipu DC line would not match $E < 40\text{kV/m}$ criterion within the ROW.

DC electric field: calculation

Reference (8) presents an equation to evaluate the DC electric field at ground level caused by a DC line. It is presented in Equation 2.27

$$E'_{ground}(x) = \frac{V}{\ln \frac{2H}{r_{eq} \cdot \sqrt{\left(\frac{2H}{S}\right)^2 + 1}}} \cdot \left[\frac{2H}{\left(x - \frac{S}{2}\right)^2 + H^2} - \frac{2H}{\left(x + \frac{S}{2}\right)^2 + H^2} \right] \quad (2.27)$$

Where

- V: pole-earth operating voltage [kV]
- H conductor height [m]
- S pole spacing [m]
- r_{eq} equivalent radius of the bundle [m]
- x lateral distance of the observation point on the ground plane to the center of the line[m].

Equation 2.27 does not takes into account the field distortion caused by the accumulation of corona space charges. Therefore it is necessary to adjust the Equation 2.27 by using the coefficient k_{cm} as indicated in Equation 2.28.

$$E_{ground}(x) = k_{cm} \cdot E'_{ground}(x) \quad (2.28)$$

Coefficient k_{cm} varies from 1 to 3, depending on the corona. According to (8), $k_{cm} = 2$ may be used as a preliminary result to estimate structures height and conductors.

2.2.2.2.2 Magnetic field

Magnetic field in DC lines projects is not a relevant design criterion, once its magnitude is the same order of magnitude as the earth's magnetic field. Besides that, a static magnetic field does not produce any current induction on bodies (1).

In AC lines, the magnetic flux concatenated by the earth wires generates currents like a transformer's secondary. Those currents cause ohmic losses.

2.2.3 Conductor to ground clearance

The minimum conductor to ground clearance is function that depends on the service voltage of the transmission line. The Brazilian Standard (ABNT 5422) establishes that the minimum clearance between conductor and ground is a sum of two parts:

The first part depends where the line passes i.e: places where there are agriculture machines working the minimum clearance to the ground is 6,5 meters.

The second part depends on the operating voltage and is given by Equation 2.29,

$$D_{min}[m] = 0,01\left(\frac{U}{\sqrt{3}} - 50\right) \quad (2.29)$$

Where U is the rms line voltage [kV] from the AC line.

The Brazilian Standard does not mention DC lines. However, it is possible to adapt the Equation 2.29 to apply on DC lines by considering $U_{DC_pole_earth} = \sqrt{2} \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}$, resulting:

$$D_{min}[m] = 0,01\left(\frac{U_{DC_pole_earth}}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

2.2.4 Equivalent circuit of a transmission line.

The electrical model of a transmission line is important to the system operation and planning. By comparing electrical models of AC and DC lines is possible to comprehend the advantages of DC transmission over AC lines.

2.2.4.1 AC line equivalent circuit

An AC transmission line can be described by its equivalent circuit, as indicated by Figure 2.11.

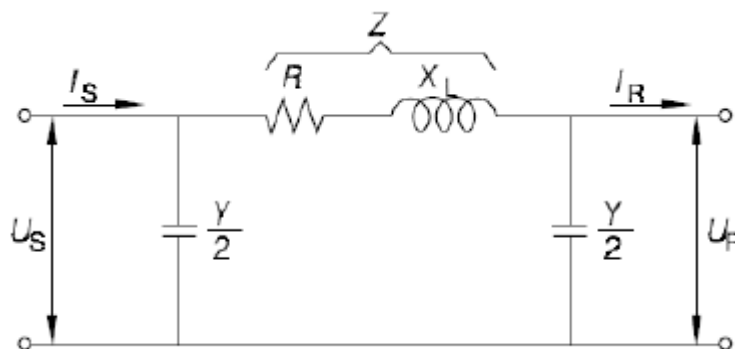


Figure 2.11: AC line equivalent circuit

The values for impedance Z and the admittances Y depend mainly on the length of transmission line, number of sub-conductors, tower top geometry, phase spacing and clearances to ground.

The characteristic impedance (also surge impedance) of a transmission line is given by Equation 2.30.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (2.30)$$

The natural loading (also surge impedance loading, SIL) of a transmission line is

$$SIL = \frac{U^2}{Z_c} \quad (2.31)$$

The natural loading (SIL) of an AC line is the load in which the transmission lines delivers the same amount of reactive power that it consumes. When a transmission lines carries less power than its SIL, it works as a capacitor that increase voltage on the receiving terminal. If a transmission line transports a power load above its SIL, the line demands reactive power and therefore works as an inductor. In this case, the voltage at the receiving terminal is lower than that at the sending terminal. If a load bus requires more or less power than the transmission line's SIL, reactive compensation is needed.

2.2.4.2 DC transmission line model

In DC lines, reactances play no role. The DC transmission line model is simply a resistance between the converter terminals. Thus, the transmission capacity of a DC line is limited by its thermal current rating. Figure 2.10 shows a simplified model of a HVDC link in an AC system.

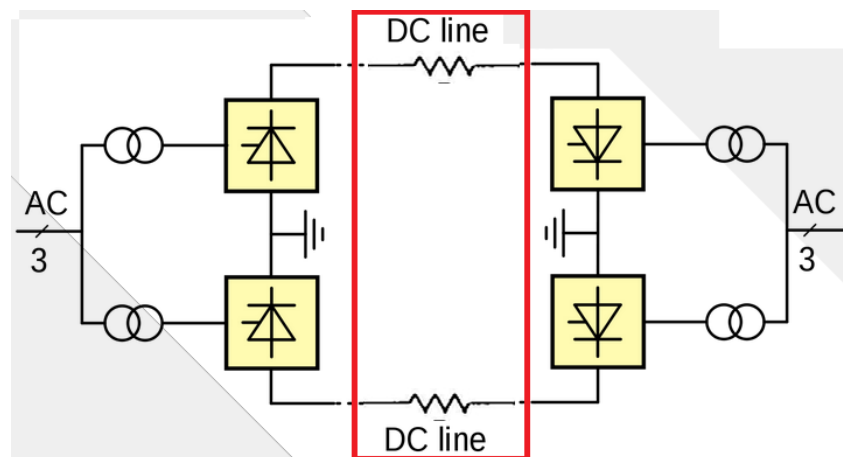


Figure 2.12: HVDC simplified schematic

It should be clear that the electrical model of a DC transmission line is not the same as the model of a HVDC link in a synchronous system. A DC link is composed of the line, of a rectifier and an inverter terminal, as well as of transformers, filters. Such elements must be considered in the electrical model of a HVDC link.

2.3 PRACTICAL ASPECTS AND CHALLENGES: ISSUES TO BE CONSIDERED IN THE TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY.

The feasibility of an AC-DC conversion project depends on many factors, such as material costs, land costs associated with new corridors creation and system studies. The necessity of the implementation of a HVDC link in a power system may be a strategic issue for planning and system operation.

The adopted conversion project should considerate also if it is possible to interrupt the existing line operation for working.

Different conversion guidelines have to be analyzed. The AC-DC conversion under the minimum conversion cost guideline (as less modifications as possible) may result in a capacity increase that does not compensate the conversion cost. In any scenario, the final decision for an AC-DC conversion projects will depend on the interaction between system planners, transmission agents and commercial players.

3 CASE STUDY: AC-DC CONVERSION OF A TRANSMISSION LINE HVAC 230KV

A case study of an AC-DC conversion of a HVAC 230kV line is presented in this chapter. The main goal of the case study is to identify clearly the influences of the chosen conversion technical alternatives on the transmittable power of the converted line, so that is possible to visualize a relation between costs and benefits from the conversion.

Section 3.1 presents the original AC project. It describes the main guidelines for the original project, as well as the adopted design criteria: voltage level, line length, geographic information. In the 3.1 sub-sections a simplified technical review of the project.

In the section 3.2 a conversion project is proposed and is ruled under the “do-nothing” guideline. The section 3.3 is also a conversion project. However, the AC-DC conversion is proposed so that a significant boost of transmittable power is achieved.

3.1 INTRODUCTION TO THE CASE STUDY’S TRANSMISSION LINE AND ITS PROJECT

The transmission line of case study has a nominal line voltage of 230kV and its maximum operating voltage is considered as 242kV. The total length between terminal buses is 350km.

3.1.1 Geographic and Economic activities

The TL of case study crosses mainly through rural farmland, far from the coast and away from big cities. The main economic activity in the line route region is agriculture and livestock farming. The average route altitude is 400 meters above sea level.

3.1.2 Transmission line design: Introduction to the project

A transmission line design should meet technical requirements established by the regulatory agency of the electrical energy sector. Among these requirements there are for instance the voltage level, structural reliability, electrical performance, type of shield wire, maximum acceptable joule losses, corona and etc.

3.1.3 Conductor of the transmission line

The conductor used in the project is an Aluminum Conductor Alloy Reinforced – ACAR, 850kcmil, 18(1350)x19(6201). Each phase has a double bundle and the distance between each sub-conductor is 1,23 meters. Table 3.1 shows the manufacturer catalog of the chosen conductor (in Portuguese).

Table 3.1: Original ACAR conductor – manufacturer catalogue

ACAR - Aluminium Conductor Alloy Reinforced

Bitola AWG ou MCM	Seção transversal (mm²) Total	Formação do condutor				Diâmetro nominal (mm) Total	Peso nominal (kg/km)		
		1350		6201			1350	6201	Total
		Nº de fios	Diâmetro (mm)	Nº de fios	Diâmetro (mm)				
850	431	30	3,851	7	3,851	26,96	964,1	223,7	1187,8
850	431	24	3,851	13	3,851	26,96	771,3	415,5	1186,7
850	431	18	3,851	19	3,851	26,96	578,5	607,2	1185,7
900	456	33	3,962	4	3,962	27,73	1122,5	135,3	1257,8
Porcentagem no peso total (%)		Carga de ruptura (kgf)	Resistência elétrica máxima (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)	Bitola AWG ou MCM
1350	6201		CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)		
81,2	18,8	7888	0,0687	0,0851	0,01070	0,3422	0,2056	885	850
65,0	35,0	8712	0,0703	0,0864	0,01092	0,3407	0,2056	880	850
48,8	51,2	9717	0,0721	0,0882	0,01070	0,3422	0,2056	875	850
89,2	10,8	7702	0,0642	0,0795	0,01123	0,3385	0,2042	945	900

3.1.4 Climatological data

The relevant climatological data are the temperatures, wind speeds and keraunic level. The average altitude of the line route is 400 meters above sea level.

3.1.4.1 Temperatures

The environment temperatures considered in the project are:

As temperaturas ambientes de projeto são:

- Average temperature: 24°C
- Average of maximal temperatures: 31°C
- Average of minimal temperature: 19°C

3.1.4.2 Wind speeds

The wind speeds used for this project consider the return period (also recurrence interval, years), sampling time (minutes or seconds) and height above the ground level (meters). In the line route there are not high buildings or high trees or obstacles, therefore land surface roughness is classified as “B” category, according to IEC 60826.

The structural design considers the following wind speeds:

- Extreme Wind (T=150 years, 10 min, 10m): 26,4m/s
- Thunderstorm Wind (T=150 years, 3 s, 10m): 46,4m/s

For the swing angle of conductors, the following speeds are considered

- Wind for switching impulse, T=2 years, 30s, 23m: 19,5m/s
- Wind for maximum operating voltage, T=50years, 30s, 23m, 33m/s

3.1.4.3 Keraunic level

The considered thunderstorms days per year is 80.

3.1.5 Insulation coordination

The design of the insulation coordination determines the air gap clearances for electrical insulation withstand in three voltage conditions: (i) Maximum operating voltage in power frequency (60Hz). (ii) Slow-front overvoltage caused by switching impulses and (iii) Fast-front overvoltages caused by lightning strikes.

Insulation coordination comprehends also the determination of the necessary creepage distance from the insulator string, in order to achieve a satisfactory pollution flashover performance.

3.1.5.1 Air gap clearances

Air gap clearances adopted to design the tower top geometry are presented in this section. The electrical distances were calculated based on methodology presented in the References (7), (9) and (10).

3.1.5.1.1 Air gap clearance: power frequency voltage

The minimum air gap from conductor to tower to withstand operating power frequency voltage was determined by using Equation 2.7. The deviation factor considers three standard deviations ($U_{99,86\%}$) with coefficient of variation $\sigma = 3\%$. The gap factor is $K_{g_pf} = 1,25$. The atmospheric correction factor $K_a = 0,97$. The phase to earth peak voltage is 5% above the nominal voltage, thus $V_{peak_pe_pf} = 197,6kV$.

The resulting conductor to tower clearance is $L = 0,4m$, which is associated with a insulator swing angle $\beta = 36^\circ$. The wind speed used for swing angle determination has a recurrence interval of 50 years.

3.1.5.1.2 Air gap clearance: slow front overvoltage (switching impulse)

The minimum air gap clearance needed to attend to slow front overvoltage insulation was determined by using Equation 2.11, obtained from References (7) e (10).

$$d[m] = 2,17 \cdot \left[\exp \left(\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf} \cdot 1080} \right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

The coefficients used on Equation 2.11 are:

- *Slow-front* overvoltage 3,167p.u. Resulting, $U_{rw_sf} = 594,75kV$
- Deviation factor $K_z = 0,935$: 90% withstand probability (N=1,3) and $\vartheta = 5\%$ (coefficient of deviation).
- Atmospheric correction $K_a = 0,985$ (400 meters altitude)
- Gap factor, $k_g = 1,35$ conductor to structure (lateral or above), external phases

Thus, for the lateral phases the minimum required air gap is

- $L_{lateral_phase_sf} = 1,2m$

The associated insulator string swing angle is $\beta = 20^\circ$.

3.1.5.1.3 Air gap clearance: fast-front overvoltage (lightning strike)

The minimum air gap clearance to attend to fast front overvoltage insulation was determined using a specific software for that. The resulting distance is:

- $L_{ff} = 2,0m$.

The insulator string swing angle associated is $\beta = 5^\circ$. In this project, fast front insulation is the determinant criterion to the tower top design.

For fast-front insulation design, wind loads are usually not considered. However, when a set of tower is designed to attend several route conditions, a swing angle may be considered so that its insulation design attends to bends in the line route.

3.1.5.2 Insulator string: pollution performance

The local pollution level is classified as level I, light, according to IEC 60815 (6). Thus, the recommended specific creepage distance for the insulation string is:

- $D_{specific_creeping_dist} = 14 \left[\frac{mm}{kV_{line}} \right]$

Insulators used in the most frequent tower structure have the following technical features:

- Combined M&E strength 120kN
- Ball & Socket coupling ANSI C29.2, Class 52.5.
- Spacing 146 mm
- Leakage distance per unit 320 mm.

The final resulting insulator string has the following characteristics:

- 14 insulator units
- Total insulator strings length $14 \times 146 \text{ mm} = 2044 \text{ mm}$
- Total length (from tower to conductor) = 2700 mm
- Clamping/fitting hardware length = 656 mm..

In this case, although only 10 insulators units were necessary to attend the pollution performance, the total insulator length has to be larger in order to attend also the minimum air gap insulation clearance to slow- and fast-front overvoltages.

3.1.5.3 Shield wire

The transmission line has an OPGW shield wire and a steel shield wire. Both cables have practically the same current rating and the same electrical resistance.

Table 3.2 presents the data from the chosen shield wires near to substation and at the rest of transmission line.

Table 3.2: Shield wire data

Shield wire data		
	Near to the Substation	Rest of TL
Type	ACSR	Zinc coated steel wire. Extra High Strength
Code	DOTTEREL	-
Size	176,9kcmil	3/8"
Wire number	12 / 7	7 fios
Galvanization	Class A	Class A
Total Area	141,89mm ²	51,08mm ²
Specific weight	0,657 kgf/m	0,407 kgf/m
Diameter	15,42mm	9,144 mm
Rupture load	7834 kgf	6985 kgf

3.1.6 Tower top geometry

The tower top geometry is presented in the Figure 3.1 (all dimensions in centimeters). The resulting top geometry is the result from an iterative interaction between insulation coordination and electrical performance.

The conductor bundle is double and the distance between sub-conductors is 1,23m. The phase geometry forms a triangle.

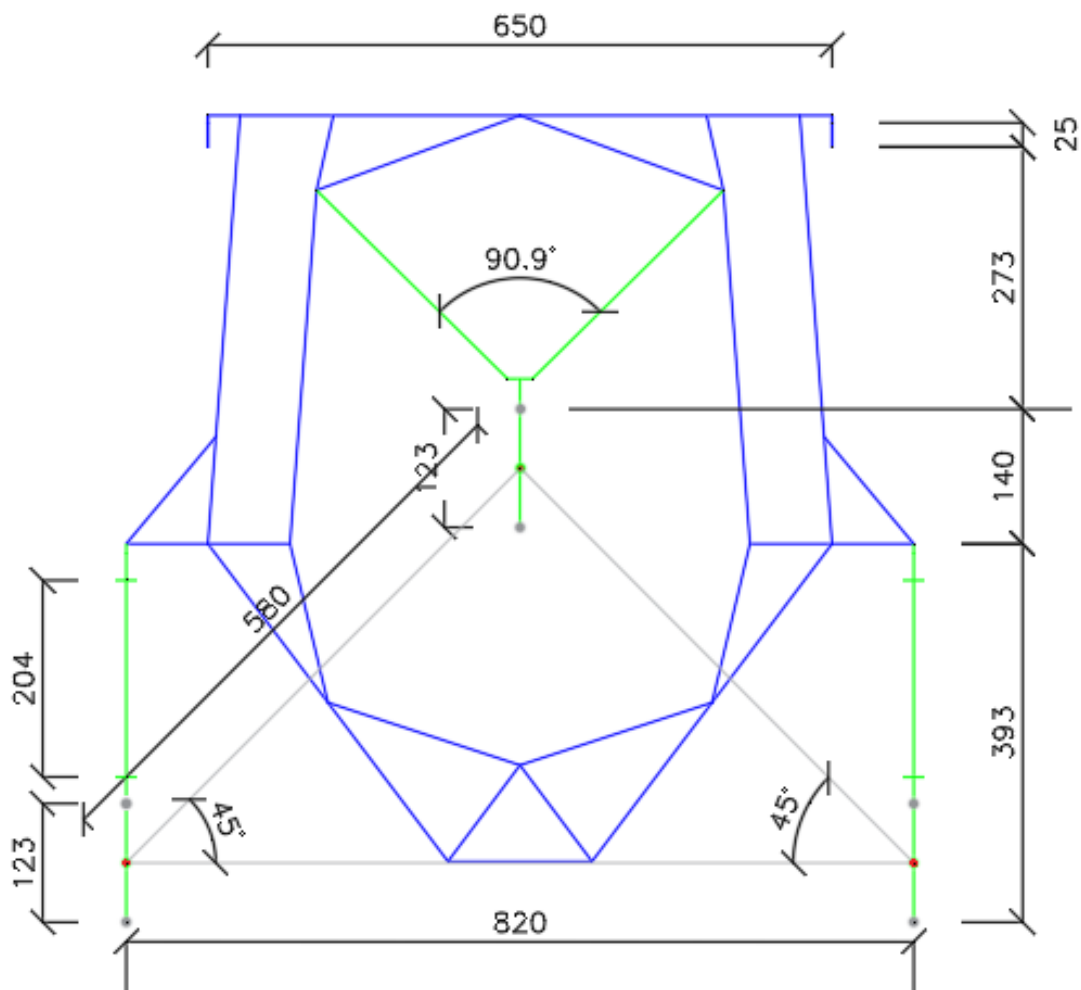


Figure 3.1: Original tower top geometry HVAC 230kV suspension tower

3.1.7 Tower height; sag and right of way

The tower height is ruled by the lowest distance from the conductors to the ground and its sag. The criterion for structure allocation considers a minimum clearance of 7,5 meters from conductor to ground. For this condition (maximum temperature), the sag is 21,1 meters. The minimum clearance is composed by 6,5 meters (minimum clearance to any transmission line that crosses areas where there is access to agricultural machines) plus 1 meter (parcel that depends on the operating voltage of the transmission line, given by Equation 2.29).

In the determination of the Right of Way, the conductor's swing angle is 36° and the sag is 17 meters.

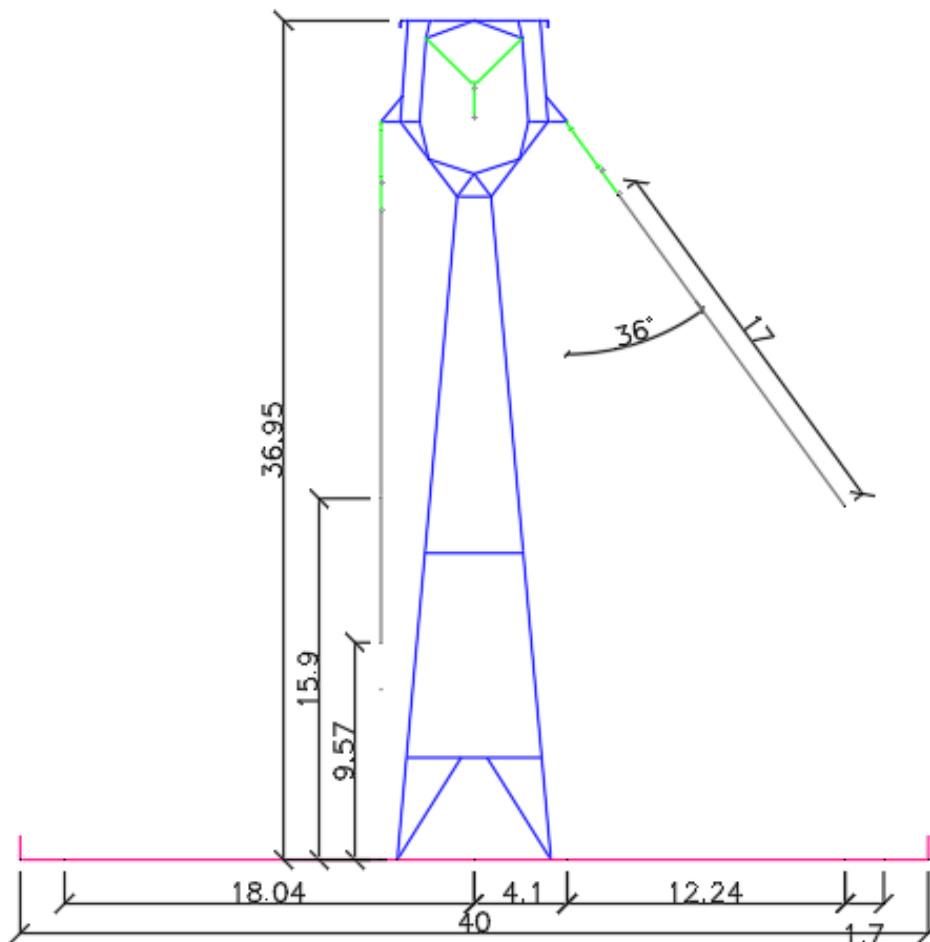


Figure 3.2: Tower height and right of way – original project

Figure 3.2 presents a self-supporting suspension tower and the conductor's swing used to determine the right of way (all dimensions in meters).

The average conductor's sag, calculated to the average environment temperature (31°), is 19 meters. The typical span of the transmission line is 505 meters. The right of way of the TL is 40 meters.

3.1.8 Electromagnetic phenomena

Electromagnetic phenomena considered in this project are the electric and magnetic fields at the ground level and the corona effects (visual corona, radio interference and audible noises).

3.1.8.1 Corona effects

Phenomena originated in the conductor's surface gradient are the visual corona, radio interference (RI), audible noise (AN) and corona power losses. RI and AN should be calculated within the right of way in order to attend local laws. Corona losses are not mentioned in the project.

3.1.8.1.1 Visual corona inception: Critical surface gradient

The critical surface electric field where visual corona inception occurs was calculated according to Equation 2.15,

$$E_c \left[\frac{kV}{cm} \right] = 21,2.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,301}{\sqrt{0,935.1,35}} \right] = 20,11 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

- $r = 1,35\text{cm}$ (ACAR 850kcmil)
- $\delta = 0,935$ - Atmospheric correction factor, for minimum relative air density in 90% of the time.
- $m = 0,8$, irregularity factor

K1 and K2 were taken from the original project and are close from those values presented in the Reference (1).

3.1.8.1.2 Conductor's surface electric field

Conductor's surface electric field was calculated using specific software, resulting in,

$$E = 14,39 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

According to this result, visual corona will not occur.

3.1.8.1.3 Audible noise (AN)

As design criterion, AN should be less than 58dBA for light rain (<0,00148mm/min) or 4 hour mist. Audible noise levels were simulated in such conditions using a specific software and the maximum calculated AN level within the ROW was $AN_{max_row} \leq 33,31dBA$. This result indicates that the legal requirements are satisfied.

3.1.8.1.4 Radio interference (RI)

The average radio interference caused by the transmission line should not interfere on the radio communication, so that the signal to noise ratio should be above 24dB in at least 50% of the time at the edge of the right of way. For 66dB radio signal at 1MHz, the maximum radio interference is calculated by,

$$RI_{max} \leq (66dB - 24dB)$$

$$RI_{max} \leq 42dB$$

The radio interference caused by the TL was simulated by a specific software resulting,

$$RI_{TL} = 25,64dB$$

Thus, the legal requirement is attended.

3.1.8.2 Field effects: Electric and magnetic field

The electric field one meter above ground level at the edge of right of way should not exceed 4,16kV/m. The electric field was verified using a simulation software. The results show that the maximum electric field at the edge of the right of way is less than 1kV/m, meeting the statutory limits.

In places where the conductor to ground clearance should be higher than 9 meters (highway crossings), the maximum calculated electric field is less than 4,04kV/m. This field would induce currents smaller than 3,5mA in vehicles or machines. Such results proof that electric field requirement is met.

3.1.9 Transmission line electric parameters

The relevant electrical parameters in the case study is the equivalent positive sequence circuit per phase. With the circuit parameters is possible to determine the surge impedance (characteristic impedance) and the natural load of the transmission line.

The line ampacity is also important to make a comparison between the natural loading, stability limit and thermal rating of the case study line.

3.1.9.1 Equivalent Pi circuit

The TL equivalent positive sequence circuit is shown in Figure 3.3.

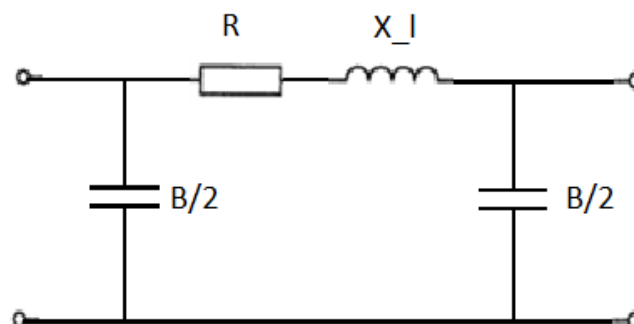


Figure 3.3: Equivalent Pi circuito of the case study line

Where $B = 5,4387 \left[\frac{\mu S}{km} \right]$, $R = 0,041 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$ and $jX_l = j0,3043 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$.

3.1.9.2 Characteristic impedance (Surge impedance)

The characteristic impedance of the transmission line is calculated from the electrical parameters of the equivalent circuit. The shunt conductance of the transmission line is neglected.

$$Z_c = \sqrt{\frac{j0,3043}{j5,4387 \cdot 10^{-6}}} \approx 238\Omega$$

3.1.9.3 Surge impedance loading

The surge impedance loading of the case study line is:

$$SIL = \frac{(230kV)^2}{238\Omega} = 222,3MW$$

3.1.9.4 Stability limit of the transmission line

The stability limit of the transmission line is calculated for an angle of 35° between buses

O limite de estabilidade estático da LT, calculado para ângulo máximo de 35° é

$$Limit = \frac{|V_{bus_1}| \cdot |V_{bus_2}| \cdot \sin 35^\circ}{X_{total}[\Omega]} = \frac{|230kV| \cdot |230kV| \cdot 0,57}{0,3043 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 350km} = 285MW$$

The shorter the line is, higher would be its stability limit.

3.1.9.5 Ampacity and thermal rating

The thermal rating capacity was calculated using a transmission line design software. Two conductor's temperature conditions were analyzed:

- $T_{long_duration} < 65^\circ C$, meet the minimum required long duration ampacity of $I_{ld_min} \geq 1400A(2x700A)$. For $T_{ld} = 65^\circ C$, $I_{ld_ACAR} = 1584A(2x792)$.
- $T_{short_duration} < 75^\circ C$, meet the minimum required short duration ampacity $I_{sd_min} \geq 1750A(2x875A)$. For $T_{sd} = 75^\circ$, $I_{sd_ACAR} = 1866A(2x933)$.

Thus, the long duration thermal rating is calculated by

$$P = \sqrt{3} \cdot U_{line} \cdot I_{ld_acar_max}$$

Resulting,

$$P_{ld} = \sqrt{3} \cdot 230kV \cdot 1584A = 631MW$$

For short duration,

$$P_{sd} = \sqrt{3} \cdot 230kV \cdot 1866A = 743,4MW$$

3.1.9.6 AC line efficiency

The line efficiency is calculated for a condition where the load bus feeds a purely resistive load equal to the stability limit of the transmission line. In this condition, $I_{line} = 726A$, $R_{conductor}(46^{\circ}C) = 0,0797\Omega/km$. The percentual active losses in the AC line is

$$Losses_{AC_TL} \approx 7,2\%$$

If the line operates at its thermal rating limit, the active losses are approximately

$$Losses_{LT\ AC} \approx 16,9\%$$

3.1.9.7 Comparison: SIL, stability limit and thermal rating

By comparing the SIL, the stability limit and the thermal rating of this line is important to observe that:

- For the line length (350km), thermal rating is higher than the line's SIL and its stability limit.
- Stability limit becomes equal to the long duration thermal rating if the line length were smaller than 157km.
- The SIL of the line is limited to 35% of its thermal rating. SIL of a line does not depend on its length. Any amount of power that flows more or less than the line's SIL requires reactive compensation.

To achieve operational flexibility in order to operate a line above or under its natural loading, the necessity of reactive compensation has to be considered so that the system can operate with efficiency and reliability.

3.2 AC-DC CONVERSION: “DO-NOTHING” GUIDELINE

This section presents a conversion project ruled by the “do-nothing” guideline. This means that the minimum effort (as less modifications as possible) is done so that the line can operate in a DC voltage.

3.2.1 Bundle arrangement: bundle functionality

The DC functionality of the existing phases bundles is determined so that no tower modifications are required. Figure 3.4 shows the proposed bundle configuration (dimension in centimeters).

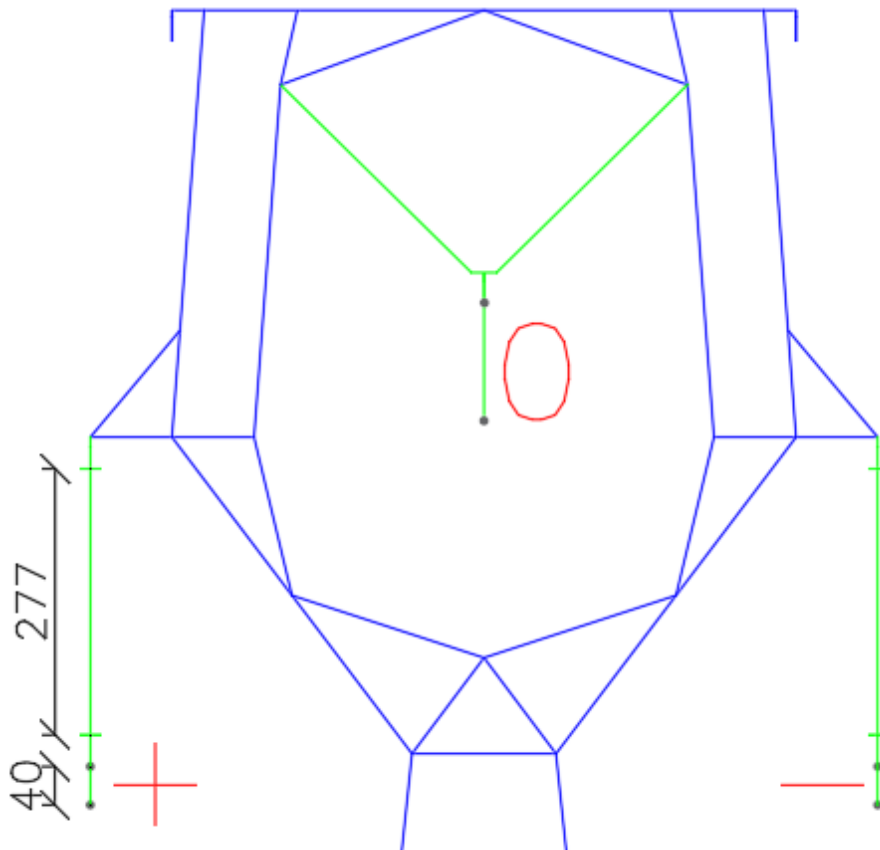


Figure 3.4: Tower top geometry – “do-nothing” guideline

The lateral bundles are used as poles. The bundle sub conductors get closer to 40 cm distance, allowing an enlargement of the insulator string. Central bundle is kept without modification to be used as metallic return, transporting current only in emergency cases. The distance between the tower arm and the lowest sub conductor is kept the same, so that the safety clearance from conductor to ground keeps unaltered.

3.2.2 Insulation coordination DC – “do-nothing” guideline

The insulation coordination to DC operation in the “do-nothing” guideline is based on the existing air gap clearances from the existing original AC project.

3.2.2.1 Insulator performance: pollution criterion

Due to the static voltage stress, specific DC insulators are required to operate in DC. Therefore the change of the existing insulators to special DC type is unavoidable.

The chosen DC insulator is a glass insulator, with the same mechanical strength (120kN), same spacing (146mm), but a larger leakage distance:

- Leakage distance per insulator unit: 545mm/unit.

Insulator characteristics were taken from Reference (14).

3.2.2.1.1 Simplified dimensioning approach

Using a deterministic simplified dimensioning approach, presented in Section 2.2.1.2.1, the maximum pole-earth voltage over the insulator string is

$$V_{DC\ pole-gnd} = \frac{19[units] \cdot 545 \left[\frac{mm}{unit} \right]}{35 \left[\frac{mm}{kV_{pole-gnd}} \right]} = 296kV$$

According to this dimensioning approach, it would be possible to operate with a 296kV DC voltage. This voltage is 57% higher than the phase to earth peak voltage of a 230kV AC line.

3.2.2.1.2 Statistical dimensioning approach

The statistic approach design methodology requires data about the pollution type and its frequency. This section presents the insulator string dimensioning based on the methods from Section 2.2.1.2.2.

The transmission line route has to be classified according to methods presented in the References (2) and (6). Figure 3.5 shows two possible points for describe the local pollution severity.

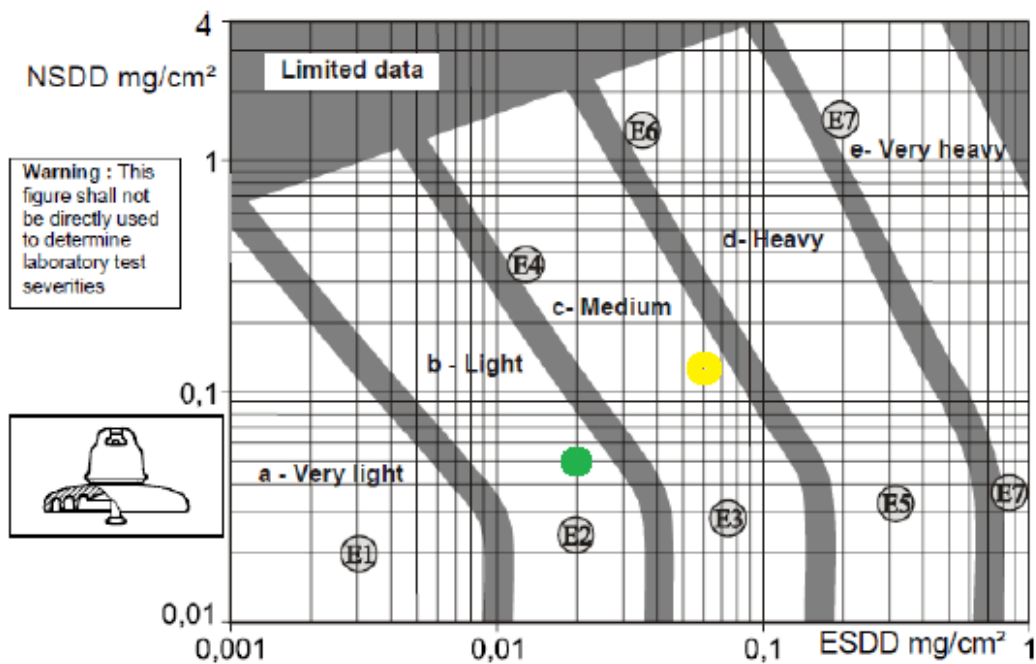


Figure 3.5: Local pollution severity classification (Ref - (6))

If the pollution severity is classified as described by the green point, $ESDD = 0,02 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$ and $NSDD = 0,05 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$. According to Reference (2), CUR value can be estimated as $CUR=2$. From the relation between $U_{50\%}$ and $ESDD$, presented in Reference (5), it's possible to estimate $U_{50\%}=19,5kV/unit$.

Following the steps from Section 2.2.1.2.2:

$$K_1 = 1 + 0,38 \cdot \log 2 = 1,114$$

$$K_2 = \left(\frac{0,05}{0,1} \right)^{-0,15} = 1,109$$

$$U_{50\%_corr} \left[\frac{kV}{unit} \right] = 24,1kV$$

$$U_{50\%_string} = 19[unit] \cdot 24,1kV \left[\frac{kV}{unit} \right] = 457,9[kV]$$

Adopting a failure risk of 2% per year ($N=2,06$) and deviation coefficient $\sigma=7\%$.

$$U_{polo\ gnd}[kV] \leq U_{50\%string} \cdot (1 - n \cdot \sigma)$$

Finally, the maximum operating voltage is

$$U_{polo\ gnd}[kV] \leq 392[kV]$$

The resulting voltage value corresponds to a specific creepage distance from $26,4 \left[\frac{mm}{kV} \right]$.

If the local pollution severely was described by the yellow point of the Figure 3.5, then $ESDD = 0,06 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$, $NSDD = 0,15 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$ and estimated $CUR=6$. From the relation between $U_{50\%}$ and $ESDD$, presented in Reference (5), it's possible to estimate $U_{50\%}=12,5kV/unit$.

$$K_1 = 1 + 0,38 \cdot \log 6 = 1,295$$

$$K_2 = \left(\frac{0,05}{0,1} \right)^{-0,15} = 0,941$$

$$U_{50\%_corr} \left[\frac{kV}{unit} \right] = 15,23kV$$

$$U_{50\%_string} = 19[units] \cdot 15,23kV \left[\frac{kV}{unit} \right] = 289,4[kV]$$

Adopting a failure risk of 2% per year ($N=2,06$) and deviation coefficient $\sigma=7\%$.

$$U_{polo\ gnd}[kV] \leq U_{50\%string} \cdot (1 - n \cdot \sigma)$$

$$U_{polo\ gnd}[kV] \leq 247,6[kV]$$

The calculated voltage value corresponds to a specific creepage distance from $41,8 \left[\frac{mm}{kV} \right]$.

Reference (15) shows an example with actual data from pollution severity in a region in South Africa. This region has approximately the same geographical characteristics as the case study line therefore, the chosen values for $ESDD = 0,06 \left[\frac{mg}{cm^2} \right]$ can be considered as representative.

3.2.2.1.3 Effects of site pollution severity assessment on string dimensioning

Results from Sections 3.2.2.1.1 and 3.2.2.1.2 illustrate how site pollution severity information affects the string dimensioning for DC lines. If it's assumed that the site pollution severity is described by the yellow point, operating voltage would be 37% less than the voltage for the green point, for the same reliability criteria.

About the pollution performance of the insulators string, is important to observe in an AC-DC conversion scenario that:

- If pollution is considered as “light” (category E2 from Reference (6)) , the specific creepage distance from statistic dimensioning method is around 26mm/kV.
- If pollution is considered as “medium” (category E3 from Reference (6)), the specific creepage distance from statistic dimensioning method is around 41,8mm/kV.

It is also importante to note that the insulator string became larger because the bundle’s sub conductors got closer. If this was not possible, pollution performance would be a voltage limiting factor, since there would be less insulator units in the string.

3.2.2.2 Air gap clearance: DC analisys

Air gap clearances are analyzed to verify what would be the maximum DC operating voltage that meets the reliability criteria for different voltages stresses (operating voltage, slow front and fast front overvoltages).

Thus, for each voltage condition the existing clearance and its related swing angle are verified to calculate the possible DC voltages.

3.2.2.2.1 Air gap clearance under extreme wind condition

For the swing angle ($\beta = 36^\circ$) associated with extreme wind condition, the minimum conductor to tower existing clearance is $L = 0,79m$, as indicated by Figure 3.6 (dimension in centimeters).

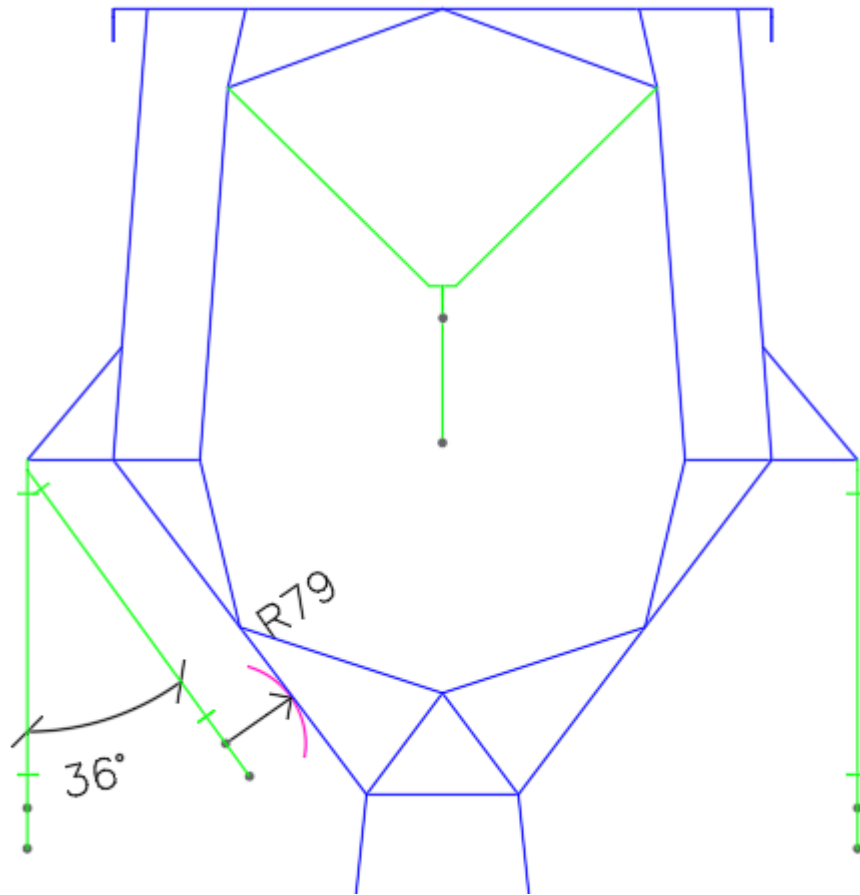


Figure 3.6: Conductor to tower clearance swing angle $\beta=36^\circ$ - “do-nothing” guideline

Thus, the maximum DC operating voltage according to EN 50341 is calculated using Equation 2.10 from Reference (7),

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 0,97 \cdot 1,25 \cdot (1 - 3,0 \cdot 03) \cdot \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot (0,79\text{m})^{1,2}) = 405,8\text{kV}$$

Using Equation 2.9, from Reference (9) CIGRÉ 72,

$$U_{rw_pole_earth_DC}[\text{kV}] = 374[\text{kV}]$$

Or using Equation 2.8, from Reference (8), Cigre 388,

$$U_{rw_pole_earth_DC}[\text{kV}] = 324[\text{kV}]$$

3.2.2.2.2 Air gap clearance for slow-front overvoltage

Figure 3.7 (dimension centimeters) shows the minimum conductor to tower clearance associated to swing angle $\beta=20^\circ$. $d_{cond_struct_sf} = 1,72m$.

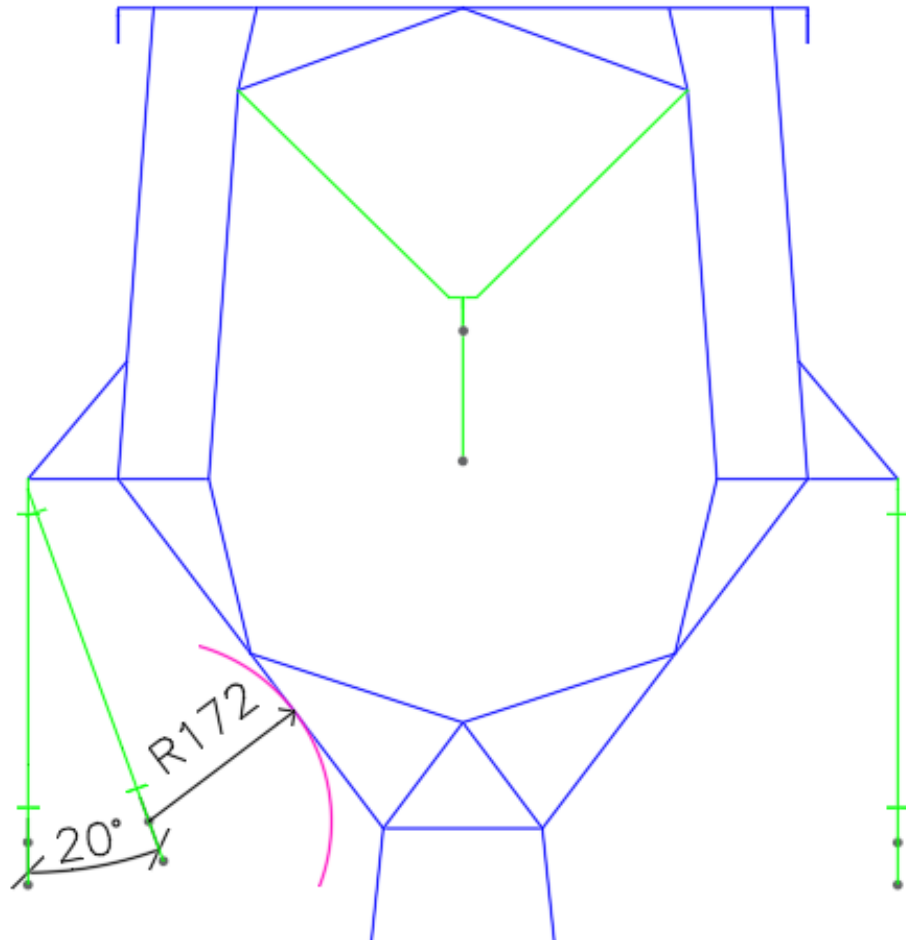


Figure 3.7: Conductor to tower clearance – swing angle $\beta=20^\circ$ - “do-nothing” guideline

Two methods can be used to determine would be the maximum operating DC voltage that meets insulation’s reliability criteria for slow front overvoltage.

The first method uses the expression presented in Section 2.2.1.3.3, considering the same correction factors used in the original AC project. The difference here is the slow front overvoltage magnitude, estimated as 1,8p.u.

Thus,

$$U_{rw_sf}[kV] = 1,8 \cdot U_{pole_earth}[kV]$$

$$\frac{U_{rw_sf}[kV]}{K_a \cdot K_z \cdot K_{g_sf}} = 1080 \cdot \ln(1 + 0,46d[m])$$

Where,

- $K_z = 0,935$, ($N=1,3$ and $\vartheta = 5\%$).

- $K_a = 0,985$
- Gap factor, $k_{g_sf} = 1,35$, conductor to lateral structure.

Resulting,

$$U_{pole_earth}[\text{lateral pole}] = 435\text{kV}$$

Second method is based on Reference (11), from Paris. Using the equation shown in Figure 2.5, for 1,72m air gap, the result is

$$U_{rw_sf}[d = 1,72\text{m}] = 780\text{kV}$$

If the slow front overvoltage magnitude is estimated as 1,8p.u, then the maximum operating voltage is,

$$U_{pole_earth} = 433,8\text{kV}$$

Both methods give close results.

As the central phase is kept as metallic return, it will not be energized nor will transport current under normal operation condition. Thus, it's assumed that the existing insulators configuration of the central bundle will attend to any voltage stress (slow front and fast front). As discussed in Section 2.2.1.3.4, neutral insulation stresses are lower than the poles.

3.2.2.2.3 Air gap clearance for fast-front overvoltage

Two methods are used for analyzing the existing fast front insulation coordination: The EN 50341 (7) and CIGRÉ 72 (9). Figure 3.8 shows the existing minimum distance for a swing angle $\beta=5^\circ$ (dimension in centimeters).

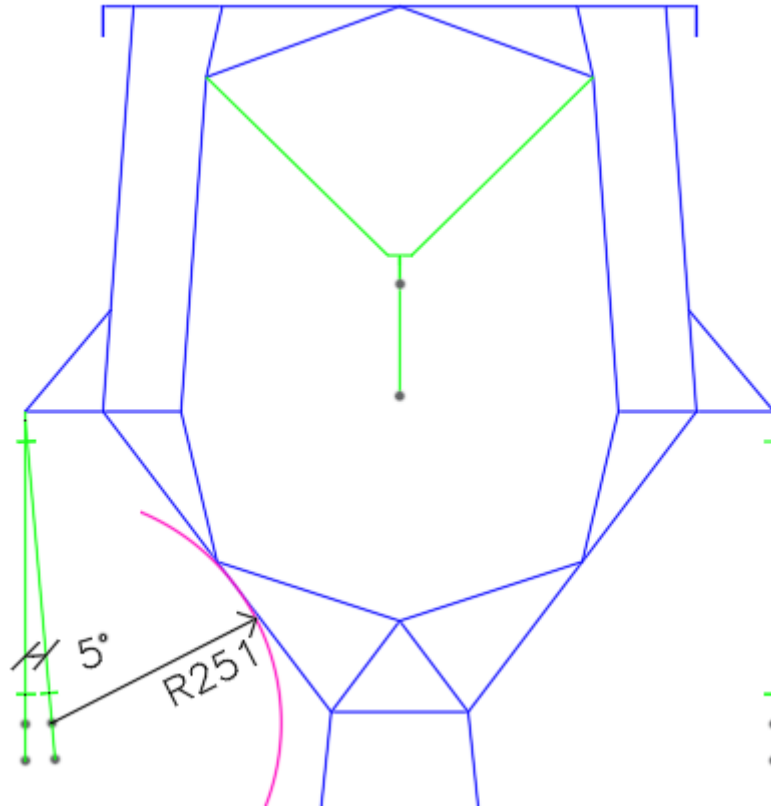


Figure 3.8: Conductor to tower clearance – swing angle $\beta=5^\circ$

According to the Brazilian common practice, lightning strikes cause overvoltages of approximately $5p.u$ (10), so

$$U_{rw_ff} [kV] = 5 \cdot p.u. \cdot U_{pole_earth_DC} [kV]$$

- $K_z = 0,961$, ($N=1,3$ and $\vartheta = 3\%$) (U90%)
- $K_a = 0,985$
- $K_{g_ff} = 1,12$

According to EN50341,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530.2,51m}{5p.u} = 282,0kV$$

According to CIGRÉ 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490.2,51m}{5p.u} = 260,8kV$$

If the overvoltage magnitude was considered according to countries like Germany, Netherlands or UK (3,9p.u), the attainable pole-earth DC voltage would be, according to EN 50341,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 530.2,12m}{3,9p.u} = 305,4kV$$

And according to CIGRÉ 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{K_a \cdot K_{g_pf} \cdot K_z \cdot 490.2,12m}{3,9p.u} = 282,4kV$$

3.2.2.3 Insulation coordination: Comments about the AC-DC conversion scenario

Based on the results from previous sections, we conclude that fast front insulation is the critical factor to the insulation coordination from the DC converted line, as it was from the original AC line. The fast front insulation coordination methodology is the same for AC and DC lines. Even so, the use of Equations from References (7) and (10) resulted in a higher operating voltage value than those calculated in the original project. It is also important to note that, if the slow front insulation air gap was the critical point in the original project, a very large increment of the operational voltage in the converted line would be possible.

Reference (16) mentions recent tests results for fast front and slow front overvoltage insulation. Its results suggest that the clearances given by EN 50341 (7) and CIGRÉ 72 (9) are slightly over dimensioned, since laboratory results from this work resulted in $U_{50\%_{sf}}$ that are 4 to 6% higher than EN 50341. For $U_{50\%_{ff}}$ its results were about 12% higher. Such difference would impact significantly the attainable voltage at the converted line.

Comments about pollution performance:

Design criteria from IEC 60815 (17) have been discussed by some insulators manufacturers (18). Some field experiences suggest that the design methodology proposed by IEC (17) results in 20 to 30% over dimensioned insulators strings. Based on the results of Reference (18), it is possible to admit that the field performance of the insulation string would be better and thus a higher DC operating voltage would be possible to meet pollution performance criteria.

3.2.3 Electromagnetic phenomena – “do-nothing” guideline

In the AC-DC conversion scenario, electromagnetic phenomena are investigated to check what would be the maximum possible DC operating voltage that meets statutory requirements for field and corona effects.

3.2.3.1 Corona Effects

For the AC-DC conversion project, some corona effects were analyzed: visual corona inception, audible noise, radio interference and corona active power losses.

3.2.3.1.1 Surface electric field: Visual corona inception

The critical surface's electric field in which visual corona appears in the DC converted line is given by the Equation 2.15. The parameters for the Equation are presented in Section 2.2.2.1.1 and 3.1.8.1.1.

The critical surface gradient for the positive pole is

$$E_{crit+} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 33,7.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,24}{\sqrt{0,935.1,35}} \right] = 30,59 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

And for the negative pole

$$E_{crit-} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 31.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,308}{\sqrt{0,935.1,35}} \right] = 29,54 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

3.2.3.1.2 Conductor's surface electric field from the converted line

The conductor surface gradient is calculated to verify what are the voltages that attend to visual corona requirements. Calculated values are compared to surface electric fields from Section 3.2.3.1.1 to check if visual corona would appear.

Calculation methodology is presented in Section 2.2.2.1.4 and is also in the Annex B from Reference (1). Figure 3.9 shows the tower configuration geometry used for gradient surface calculation.

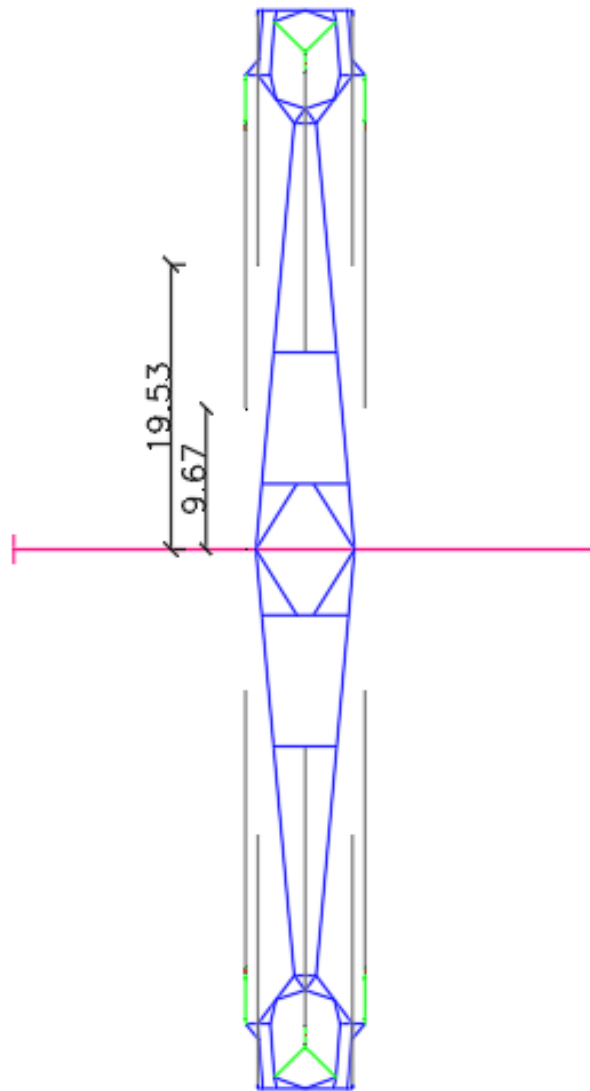


Figure 3.9: Tower geometry for surface gradient calculation – Image method

Conductor diameter and shield wire data are presented in Sections 3.1.3 and 3.1.5.3, respectively.

The calculation is done with following considerations,

- No insulator or cable swing
- Positive pole corresponds to right phase bundle (index 1), Neutral conductor corresponds to central bundle (index 2); Negative pole correspond to left phase bundle (index 3). Shield wires have index 4 (right) and 5 (left)
- Conductor sag is 17 meters. Shield wire sag is 90% of conductor's sag.
- Potential coefficient matrix was calculated for the minimum conductor's height (most critical condition)

Thus, the Maxwell potential coefficients matrix $[\lambda]$ and its inverse are:

Matrix λ					
	1	2	3	4	5
1	1,00193E+11	41990488123	35263551528	38239330541	32701236706
2	41990488123	96293318876	41990488123	48700331255	48700331255
3	35263551528	41990488123	1,00193E+11	32701236706	38239330541
4	38239330541	48700331255	32701236706	1,62002E+11	43607840699
5	32701236706	48700331255	38239330541	43607840699	1,62002E+11

Inverse Matrix λ [Capacitance]					
	1	2	3	4	5
1	1,30705E-11	-3,67302E-12	-2,39261E-12	-1,33374E-12	-6,10426E-13
2	-3,67302E-12	1,61838E-11	-3,67302E-12	-2,56598E-12	-2,56598E-12
3	-2,39261E-12	-3,67302E-12	1,30705E-11	-6,10426E-13	-1,33374E-12
4	-1,33374E-12	-2,56598E-12	-6,10426E-13	7,61508E-12	-8,65149E-13
5	-6,10426E-13	-2,56598E-12	-1,33374E-12	-8,65149E-13	7,61508E-12

Considering the shield wires potential as zero (earthed wires); central bundle as neutral pole (current return path) and the conductor poles at symmetrical potentials, we have

$$[V] = \begin{bmatrix} V_{1pole+} \\ V_{2gnd\ return} \\ V_{1pole-} \\ V_{shield} \\ V_{shield} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{1pole+} \\ 0 \\ V_{1pole-} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

For $[V]$ so that pole-earth DC voltage is equal to the peak phase-earth voltage from a 230kV AC line

$$[V] = \begin{bmatrix} 187,8\text{kV} \\ 0 \\ -187,8\text{kV} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

The maximum surface electric fields are calculated. Units are given in $\left[\frac{\text{kV}}{\text{cm}}\right]$,

$$[E_{max}] = \begin{bmatrix} 20,63 \\ 0 \\ -20,63 \\ -5,13 \\ 5,13 \end{bmatrix}$$

Thus, for this voltage level, corona inception surface gradient is not exceeded.

To check what would be the maximum voltage level at the DC poles, so that visual corona requirement is met, a safety margin is adopted: $[E_{max}] = 95\%[E_{crit}] = 28,05 \left[\frac{kV}{cm} \right]$. The maximum operating voltage is

$$[V] = \begin{bmatrix} 255,3kV \\ 0 \\ -255,3kV \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

For the given voltage, the surface gradient vector $\left[\frac{kV}{cm} \right]$ at the cables is,

$$[E_{conductors}] = \begin{bmatrix} 28,05 \\ 0 \\ -28,05 \\ -6,97 \\ 6,97 \end{bmatrix}$$

If poles are energized with a voltage above 255,3kV, visual corona would appear at the negative pole. Sag reduction or an increase in the number of sub conductors would reduce surface gradient and therefore a higher DC voltage would be attainable.

3.2.3.1.3 Audible Noise (AN)

To verify the audible noise at the edge of the right of way, two voltage conditions were considered:

- $E_{max+} = 21,17 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, corresponding to $V_{max+} = 187,79kV$
- $E_{max+} = 28,05 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, corresponding to $V_{max+} = 255,3kV$ (corona inception)

Using Equation 2.21 from Section 2.2.2.1.5, for fair weather (adding 5dB) and $R=18,61m$ (closest point to the ground),

- $AN_{max_row}[E_{max+} = 21,17 \frac{kV}{cm}] = 28,7[dBA]$
- $AN_{max_row}[E_{max+} = 28,05 \frac{kV}{cm}] = 40,2[dBA]$

Both voltage conditions attend maximum permitted audible noise ($AN < 58dBA$).

To check what is the maximum attainable voltage that would attend to the permitted AN level, the inverse of Equation 2.21 is used for average fair weather 53dBA ($58dBA - 5dBA$):

$$E_{max+} = AN^{-1}[53dBA] = 45,17 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Thus, the maximum operating voltage is

$$V_{max+} = 411,1kV$$

3.2.3.1.4 Radio Interference (RI)

The average radio interference at the edge of the right of way is verified for fair weather condition in two voltage conditions:

- $E_{max+} = 20,63 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, corresponds to $V_{max+} = 187,8kV$
- $E_{max+} = 28,05 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, corresponding to $V_{max+} = 255,3kV$ (visual corona inception)

Using Equation 2.22 from Section 2.2.2.1.6, for $D=22,56m$ (average conductor height), adding 5dB due fair weather condition, we get

- $RI_{avg_row} \left[E_{max+} = 20,63 \frac{kV}{cm} \right] = 33,4[dB]$
- $RI_{avg_row} \left[E_{max+} = 28,05 \frac{kV}{cm} \right] = 44,9[dB]$

RI level is exceeded for the corona inception voltage level ($RI > 42dB$)

The maximum attainable voltage that would met RI level requirement is obtained through inverse form of Equation 2.22,

$$E_{max+} = RI^{-1}[42dB] = 25,95 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Thus, the maximum operating pole to earth DC voltage is

$$V_{max+} = 236,2kV$$

3.2.3.1.5 Corona power losses

Corona power losses are calculated according to procedure described in Section 2.2.2.1.7. Corona power losses were evaluated for surface fields calculated as voltage limiting factors for different AC-DC conversion criteria in Section 3.2.

Table 3.3 shows the calculated bipole corona losses for different operating voltages for the DC converted line.

Table 3.3: Bipole corona losses according to DC voltage levels – “do-nothing” guideline

V[kV]	Bipole Corona Loss		Comment:
	E[kV/cm]	[kW/km]	
226,0	24,83	1,54	Conductor to ground safety clearance
236,2	25,95	1,90	Radio Interference: 42dB limit within ROW .
247,0	27,14	2,36	Pollution performance (40mm/kV)
255,3	28,05	2,76	95% corona inception limit
260,8	28,65	3,06	Fast front overvoltage insulation, Cigre 72.
282,0	30,98	4,45	Fast front overvoltage insulation, EN50341
296,0	32,52	5,62	Pollution performance (35mm/kV)
324,0	35,6	8,68	Operating voltage insulation, Cigre388

3.2.3.2 Electric field at ground level in the right of way

The electric field profile in the right of way was estimated for the different voltages that attend to the recommendations presented in Reference (8). Equations 2.27 and 2.28 were used, $k_{cm} = 2$ was adopted.

Figure 3.10 presents electric field magnitude profile for some voltage levels. Only one side of the right of way is shown because it has an odd symmetry.

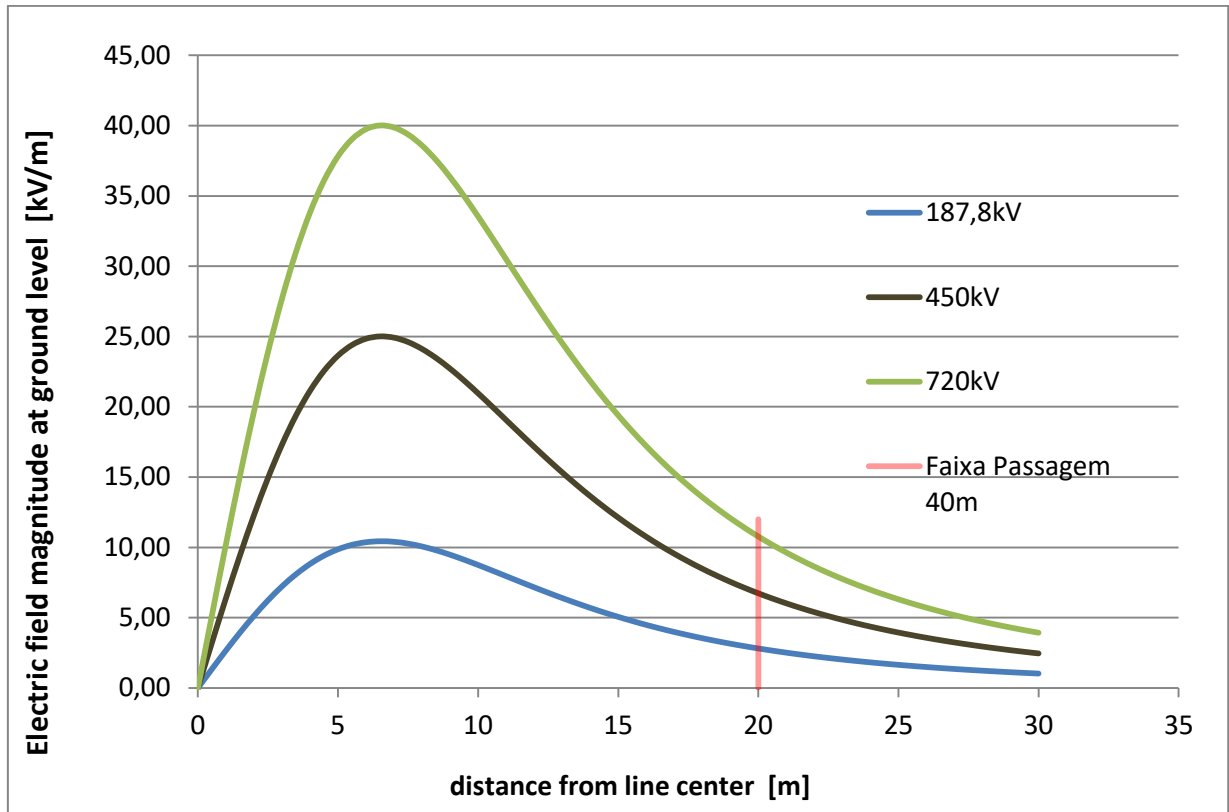


Figure 3.10: DC electric field magnitude in ROW – “do-nothing” guideline

The analyzed DC operating voltages were:

187,8kV: As indicated by the blue curve, no point in the ROW has an electric field magnitude higher than 11kV/m. At the edge of the right of way, DC electric field is lower than the maximum AC level established by the requirements of the original project.

450kV: If the DC converted line is energized up to +-450kV, $E < 25 \left[\frac{kV}{m} \right]$ is met at all points in the ROW, as indicated by the brown curve..

720kV: As indicated by the green line, 720kV is the limit voltage that would attend to the criterion $E < 40 \left[\frac{kV}{m} \right]$. However, the electric field at the edge of the right of way would be higher than 10kV/m

3.2.4 Conductor to ground safety clearance - “do-nothing” guideline

For the proposed tower top geometry, the minimum available conductor to ground safety clearance is 7,6 meters. This clearance is 10cm higher than the original project. This difference is due to the insulator string rearrangement.

The Equation 2.29 adapted to DC is used to determine what would be the maximum DC operating voltage that attends to the conductor to ground safety clearance criterion. The safety clearance of the formula is 1,1meter (=7,6m-6,5m, check Section 3.1.7).

$$1,1\text{m} = 0,01\left(\frac{U_{DC_{pole_earth}}}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

Resulting

$$U_{DC_{pole_earth}} = 226 \text{ [kV]}$$

3.2.5 DC voltage limiting factors for “do-nothing” guideline

Based on results from previous sections, it is possible to determine what are the voltage limiting factors for the AC-DC conversion project ruled by the “do-nothing” guideline.

3.2.5.1 Conductor to ground safety clearance

The conductor to ground minimum clearance used for structures allocation in the original project is an important voltage limiting factor for the DC conversion.

$$U_{DC_pole_earth} = 226\text{kV}$$

3.2.5.2 Insulation coordination voltage limiting factors

Regarding line insulation aspects, pollution performance and fast front air gap clearances are voltage limiting factors for the AC-DC conversion.

The maximum operating DC voltage that attends to fast-front insulation criteria is

- Fast Front (CIGRÉ 72): $U_{pole_earth_DC} \leq 260,8\text{kV}$

The maximum operating DC voltage that attends the pollution performance criteria

- Medium level pollution (41,8mm/kV): $U_{pole_gnd_DC} [kV] \leq 247 [kV]$

3.2.5.3 Electromagnetic phenomena voltage limiting factors

Regarding electromagnetic phenomena, results from Section 3.2.3 shows that radio interference would be the main DC voltage limiting factor, followed by corona inception voltage.

- AM radio interference at 1MHz within the ROW: $U_{pole_earth_DC} \leq 236,2\text{kV}$
- Visual corona inception $U_{pole_earth_DC} \leq 255,3\text{kV}$

Since magnetics inductive phenomena do not have a relevant role for DC current, the AC-DC conversion project does not have any current limit associated with electromagnetic phenomena. The conductor’s ampacity from the original project is considered the current limit for the converted line

3.2.6 DC transmittable power – “do-nothing” guideline

The DC transmittable power is calculated by verifying which is the maximum attainable DC voltage. The DC voltage level is determined based on consideration from Section 3.2.5.

3.2.6.1 Scenario 1: Limited by conductor to ground clearance

If the DC voltage of the converted line is limited by the conductor to ground safety clearance, then:

$$U_{pole_earth} = 226[kV]$$

For line's ampacity $I_{ld} = 1584[A]$, the maximum transmittable power is

$$P_{max} = 2.226kV \cdot 1584A = 716[MW]$$

Considering joule and corona power losses along the line's route (350km),

$$P_{losses} = 2 \cdot 1584A^2 \cdot 14,92\Omega + 1,54 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 75,4[MW]$$

The power delivered by the line at the inverter terminal is

$$P_{max_terminal} = 640,6[MW]$$

About the delivered power at inverter terminal, it is important to note that:

- It corresponds to the full thermal capacity of the original AC line.
- The DC transmittable power corresponds to a 125% increase over the stability limit of the original AC link and is 188% higher than the SIL of the original line.
- When the converted line operates at its maximum rating, joule and corona losses represent 10,5% of the input power given by the rectifier terminal.
- If the converted line delivers the stability limit of power from the original AC link, DC line losses are 4% (AC original losses are 7,2%).

3.2.6.2 Scenario 2: Limited by pollution performance and corona

If it was possible to neglect minimum conductor to ground safety clearance and also neglect RI requirements (see Section 2.2.2.1.6), DC attainable voltage would be limited by pollution performance from insulation string and by corona inception, then

$$U_{pole_earth} = 247[kV]$$

For line's ampacity $I_{ld} = 1584[A]$, the maximum DC transmittable power is,

$$P_{max} = 2.247kV \cdot 1584A = 782,5[MW]$$

Considering joule and corona power losses along the line's route (350km),

$$P_{losses} = 2.1584A^2 \cdot 14,92\Omega + 2,36 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 75,7[MW]$$

The power delivered by the line at the inverter terminal is

$$P_{max_terminal} = 706,8 [MW]$$

About the delivered power at inverter terminal, it is important to note that:

- It corresponds to an increment of 12% over the thermal capacity of the original AC line.
- The DC transmittable power corresponds to a 148% increase over the stability limit of the original AC link and is 217% higher than the SIL of the original line.
- If the converted line operates at its maximum thermal rating, active losses correspond to 9,7% of the input power.

3.2.7 Suggested modifications to power capacity increase

Based on the voltage limiting factors identification, some modifications are considered in order to increase the operating voltage and thus the transmittable power of the converted line:

- Increase of the existing conductor to ground clearance: The minimum conductor to ground clearance used in the structure allocation depends on line voltage. For a significant increase of the operating DC voltage is necessary to increase the conductor to ground safety clearance. This is possible by considering tower modifications and/or conductor rearrangement, using conductors with lower sags for the same ampacity.
- Better pollution performance: A higher creepage distance for the insulator string would benefit the pollution performance and would permit higher operating voltage with the same reliability. Long-rod polymeric composite insulators are considered as alternatives.
- Reduce conductor's electric field : Radio interference at the edge of the right of way is high. To avoid visual corona or high RI levels a reduction of conductor's electric field is desired. Dividing the central bundle to the lateral phases would increase the number of sub conductors per pole and therefore would reduce the conductor's surface gradient.
- Improve fast-front insulation reliability: Increase air gap clearances between conductor and structure would improve fast front insulation coordination. Thus a DC operating voltage increase would be possible.

3.3 AC-DC CONVERSION: “POWER BOOST” GUIDELINE

This section presents an AC-DC conversion project where the goal is to increase significantly the transmittable power. For this, the suggestions from Section 3.2.7 are considered.

The AC-DC conversion here is made by doing the following modifications:

- Change of conductors: A non-convention high temperature low sag (HTLS) conductor is chosen to substitute the existing ACAR conductors.
- Central bundle is divided to lateral poles: The central phase double bundle is divided to the lateral phases, forming poles with three sub conductors. This increase line's ampacity and reduces surface gradient on conductors.
- Increase of air gap clearances: By substituting the conductors, swing angles and sags also change. Thus air gap clearances between conductors and structure change and insulation coordination has to be re-examined.
- Change of insulation material: Long rod DC polymeric insulators are used, which allegedly have better pollution performance.

The effects of such modifications on transmittable power, as well as further modifications adjustments are commented.

3.3.1 HTLS conductor alternative

For a significant increase in the transmittable power, re-conductoring using a high temperature low sag conductor is considered. Both characteristics from this conductor are very important. The low sag causes an increase from conductor to ground clearance, allowing higher DC voltage levels. High temperature operation is also important because make it possible to the converted line to have a very high ampacity in case of emergency.

3.3.1.1 Conductor specifications

The chosen conductor for the AC-DC conversion is the aluminium conductor composite (carbon) core (ACCC®). Table 3.4 presents mechanical and electrical specifications taken from manufacture's catalogue.

Table 3.4: HTLS Conductor Catalogue: Mechanical and Electrical Specs

Mechanical Specifications		Metric	
Nominal Aluminum Cross-sectional Area*	458.0	mm ²	
Nominal Diameter of Composite Core ()	8.76	mm	
Nominal Cross-sectional Area of Core	60.3	mm ²	
Overall Diameter of Conductor	26.42	mm	
Nominal Cross-sectional Area of the Conductor	518.0	mm ²	
Ultimate Tensile Strength of Conductor ^{1,2}	156.1	kN	
Rated Strength of Core - 313 ksi (2158 MPa)	130.2	kN	
Core Nominal Mass per unit length	113	kg/km	
Conductor Nominal Mass per unit length	1375	kg/km	
Aluminum Nominal Mass per unit length**	1261.7	kg/km	
Maximum Allowable Operating Temperature at Surface ⁴	180	°C	
Coefficient of Linear Expansion Above Thermal Kneepoint	1.45E-06	/°C	
Coefficient of Linear Expansion Below Thermal Kneepoint	1.83E-05	/°C	
Final Modulus of Elasticity Above Thermal Kneepoint	116.0	GPa	
Final Modulus of Elasticity Below Thermal Kneepoint	61.4	GPa	
Electrical Specifications		Metric	
Nominal Resistivity of Aluminum at 20°C, DC 63% IACS	0.0608	ohm/km	
Temperature Coefficient of Resistance	0.00404		
Frequency	60	Hz	
AC Nominal Resistance at 25°C	0.0628	ohm/km	
AC Nominal Resistance at 75°C	0.0752	ohm/km	
AC Nominal Resistance at 180°C	0.1012	ohm/km	
AC Current Rating at Given Temperature ³		1045	
		1566	
GMR (estimated)	0.011	m	
Inductive Reactance	0.252	ohm/km	
Capacitive Reactance	0.150	Mohm-km	

3.3.1.2 Comparison ACCC® (HTLS) vs ACAR

The choice for the conductor ACCC® was made comparing it with the existing ACAR conductor. Some determinant characteristics have to be highlighted:

- (i) New conductor should have a nominal aluminum cross sectional area equal or higher than the existing ACAR conductor, so that the current capacity from new conductor is higher than the existing one for the same surface temperature.
- (ii) New conductor's diameter should not be larger than the existing one, in order to maintain or even reduce transversal wind loads at suspension structures.
- (iii) Specific weight from new conductor should be approximately the same. It may be slightly heavier, but not too much.

3.3.1.2.1 Sag comparison and stringing tensions

Figure 3.11 shows a comparison between the maximum sag for both alternatives (ACCC® and ACAR). Both conductors are regulated according to manufacturer's specifications.

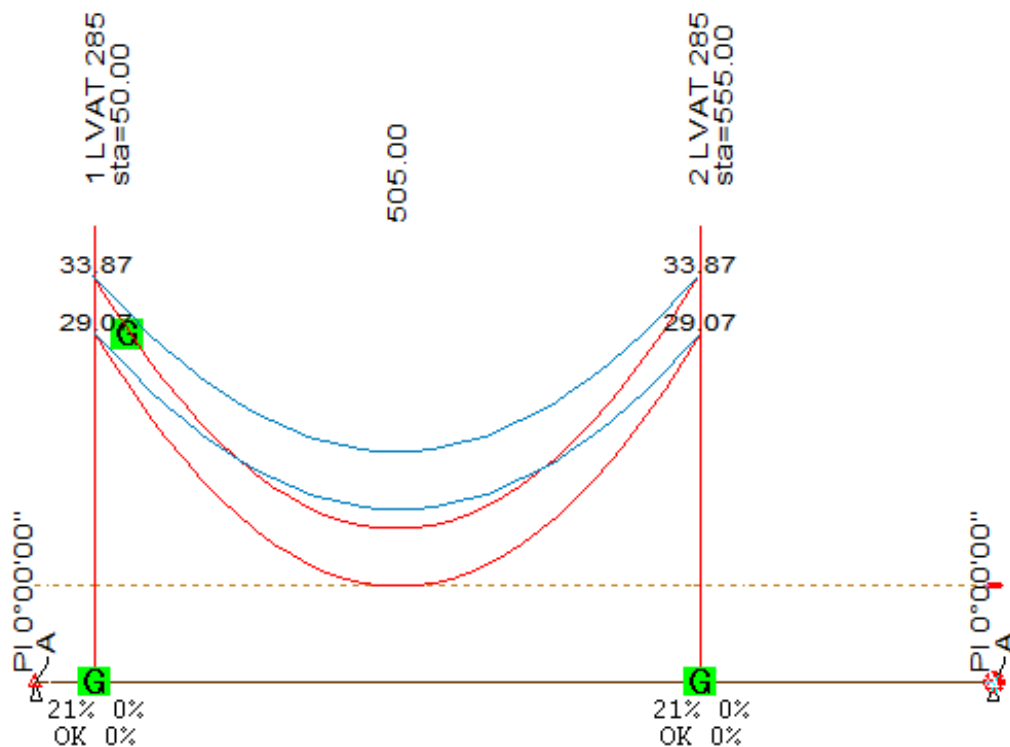


Figure 3.11: Sag comparison ACAR vs ACCC®

In Figure 3.11, red curve corresponds to the ACAR alternative at its maximum temperature (65°C). Blue curve corresponds to the ACCC® conductor’s position at its maximum surface temperature (180°C).

Table 3.5 presents the sag tension report for ACAR conductor alternative. Simulations were made by using a specific computer aided design software for transmission lines. The red rectangle highlights mechanical results for maximum and average ACAR conductor’s temperature.

Table 3.5: Sag tension report ACAR

Ruling Span Sag Tension Report

# Description	--Cable Load--			---R.S. Initial Cond.---					----R.S. Final Cond.-----					-----R.S. Final Cond.-----				
	Hor.	Vert	Res.	Max. Hori. Max			R.S.		Max. Hori. Max			R.S.		Max. Hori. Max			R.S.	
	----Load----			Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag
	----(daN/m)---			(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)
1 Vc	2.17	1.17	2.47	4069	4020	43	1630	19.60	3888	3837	41	1555	20.54	4069	4020	43	1630	19.60
2 Vpr	2.25	1.17	2.54	4158	4108	43	1619	19.73	3982	3929	42	1549	20.63	4158	4108	43	1619	19.73
3 Tmax	0.00	1.17	1.17	1933	1910	20	1633	19.56	1798	1773	19	1516	21.07	1885	1862	20	1592	20.07
4 Tmed	0.00	1.17	1.17	2170	2150	23	1838	17.37	1990	1968	21	1683	18.98	2109	2088	22	1785	17.89
5 Tmin	0.00	1.17	1.17	2325	2307	24	1972	16.19	2114	2093	22	1790	17.84	2255	2235	24	1911	16.71
6 Bal_Imp	0.00	1.17	1.17	2170	2150	23	1838	17.37	1990	1968	21	1683	18.98	2109	2088	22	1785	17.89
7 Bal_Man	0.61	1.17	1.32	2442	2420	26	1835	17.40	2248	2223	24	1686	18.94	2380	2356	25	1787	17.87
8 Bal_FI	1.70	1.17	2.06	3529	3490	37	1695	18.85	3329	3288	35	1597	20.01	3496	3456	37	1678	19.03
9 T14	0.00	1.17	1.17	2241	2221	23	1899	16.81	2047	2025	21	1732	18.44	2175	2155	23	1842	17.33

Table 3.6 presents results from sag tension report for ACCC® conductor alternative. The sags and stringing tensions for average and maximum conductor’s temperature are highlighted by the blue rectangles

Table 3.6: Sag tension report ACCC®

Ruling Span Sag Tension Report

# Description	--Cable Load--			---R.S. Initial Cond.---					----R.S. Final Cond.-----					-----R.S. Final Cond.-----				
	Hor.	Vert	Res.	Max. Hori. Max			R.S.		Max. Hori. Max			R.S.		Max. Hori. Max			R.S.	
	----Load----			Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag	Tens.	Tens.	Ten	C	Sag
	----(daN/m)---			(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)	(daN)	(daN)	%UL	(m)	(m)
1 Vc	2.12	1.35	2.52	5285	5247	34	2085	15.31	5285	5247	34	2085	15.31	5285	5247	34	2085	15.31
2 Vpr	2.20	1.35	2.58	5346	5305	34	2054	15.54	5346	5305	34	2054	15.54	5346	5305	34	2054	15.54
3 Tmax	0.00	1.35	1.35	3737	3721	24	2759	11.56	3020	3001	19	2224	14.35	3020	3001	19	2224	14.35
4 Tmed	0.00	1.35	1.35	4011	3997	26	2963	10.77	3279	3261	21	2418	13.20	3219	3201	21	2373	13.45
5 Tmin	0.00	1.35	1.35	4144	4130	27	3062	10.42	3575	3559	23	2638	12.09	3504	3487	22	2585	12.34
6 Bal_Imp	0.00	1.35	1.35	4011	3997	26	2963	10.77	3279	3261	21	2418	13.20	3219	3201	21	2373	13.45
7 Bal_Man	0.60	1.35	1.47	4193	4176	27	2832	11.26	3581	3561	23	2415	13.21	3517	3497	23	2372	13.45
8 Bal_FI	1.66	1.35	2.14	4919	4889	32	2287	13.95	4743	4712	30	2204	14.48	4675	4643	30	2172	14.69
9 T14	0.00	1.35	1.35	4076	4062	26	3011	10.59	3412	3395	22	2517	12.68	3347	3330	21	2469	12.92
10 Tmax_ctc	0.00	1.35	1.35	3083	3064	20	2271	14.05	2962	2943	19	2182	14.63	2962	2943	19	2182	14.63

About the results it is important to note that:

- (i) ACCC® maximum sag is 14,63m while ACAR maximum sag is 21,07m. This difference corresponds to an increase of 6,72m in the minimum conductor to ground clearance, if the insulator string length is maintained.
- (ii) The difference between ACCC® sag in its maximum temperature (180°C) and 65°C is only 28 centimeters. This indicates that HTLS conductor can

operate under high temperature without exceeding minimum conductor to ground safety clearances.

- (iii) Stringing tensions from ACCC® conductor are higher than the ACAR alternative. This causes an increase of the mechanical load on anchor towers. Therefore a specific structural analysis is required to evaluate the need of structural reinforcements.

3.3.1.2.2 Thermal rating capacity comparison

Figure 3.12 presents the ampacity curve of the ACAR conductor. The local environment climatic conditions from original project were used.

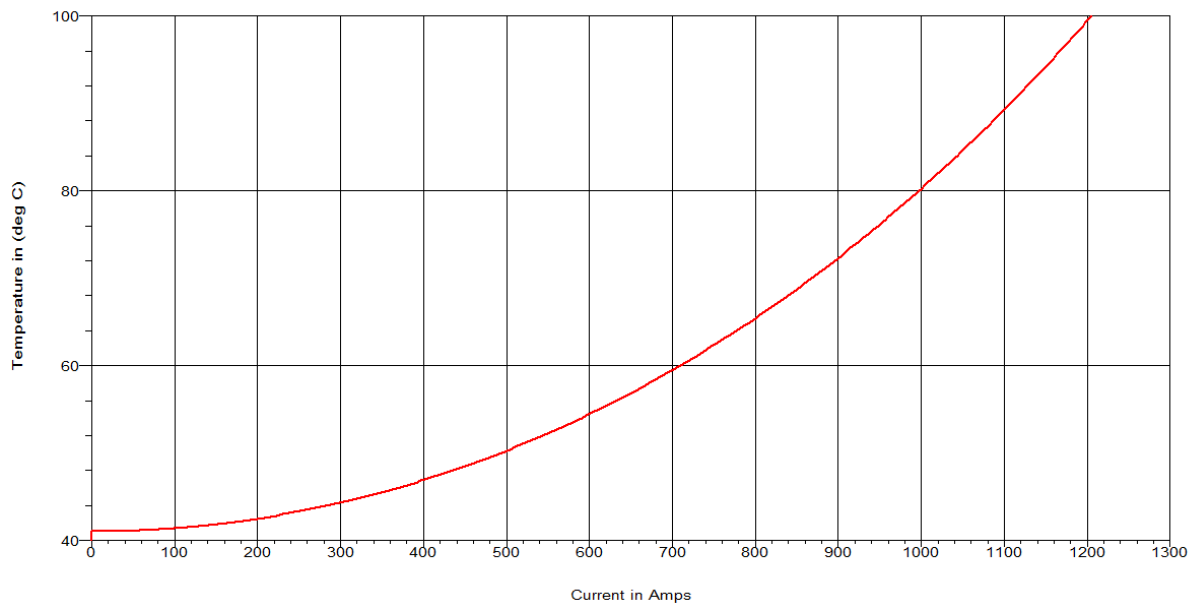


Figure 3.12: Ampacity curve for ACAR conductor

Figure 3.13 presents the ampacity curve for ACCC® conductor alternative. The same original project climatic conditions were used to the curve's construction.

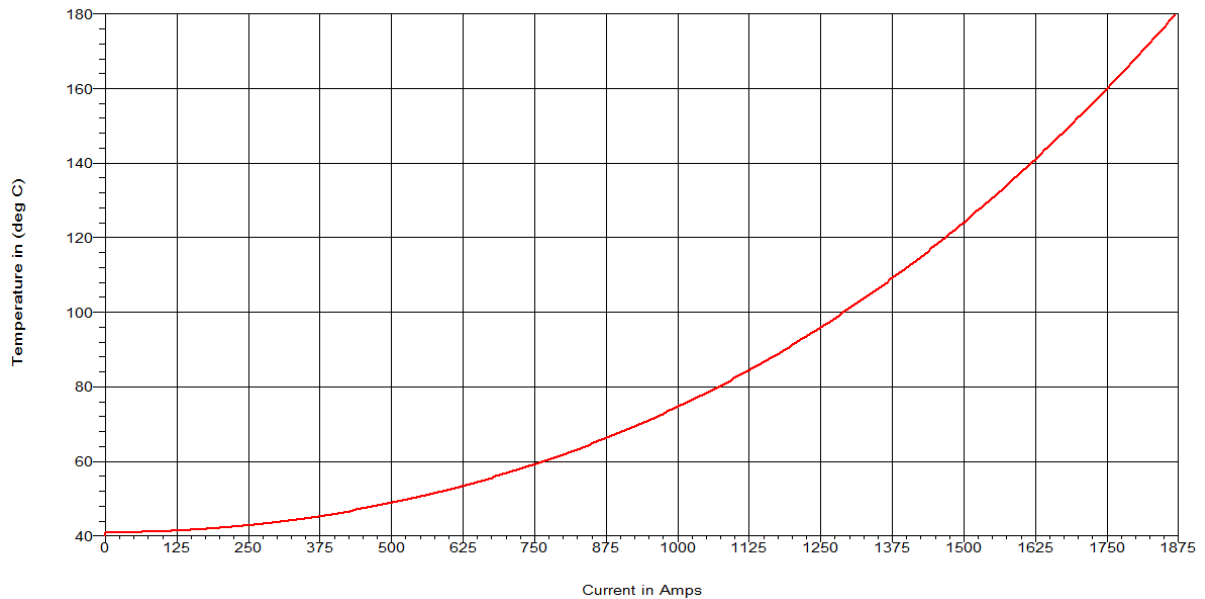


Figure 3.13: Ampacity curve for ACCC® conductor

Both curves were plotted using a CAD for transmission lines. Line ampacity curves were calculated according to IEE 738-2006 methodology.

HTLS can operate up to 180°C. At this point its current capacity is 1875A per sub-conductor. However, the higher is the conductor's temperature, higher is its resistance. At 180°C joule losses increase considerably, turning the line inefficient. As the transported current increases, losses increase squarely.

For the same conductor's surface temperature, ACCC® has a lower resistance than ACAR. Thus, for the same current, ACCC® alternative is more efficient than ACAR.

3.3.2 Tower top geometry

The proposed tower top geometry for this AC-DC conversion project is presented in Figure 3.14 (dimension in centimeters).

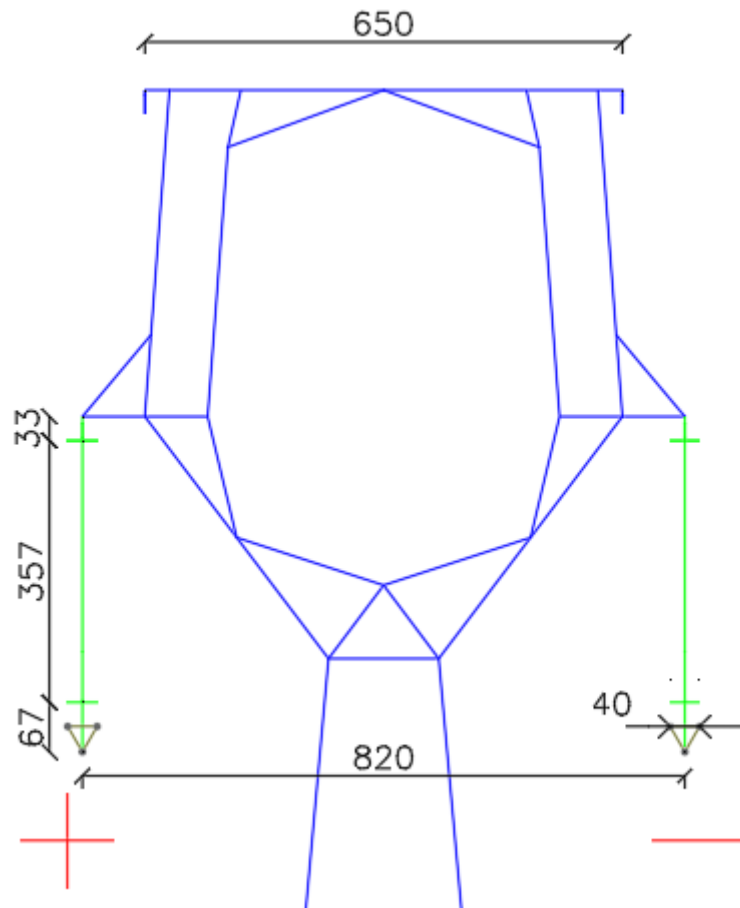


Figure 3.14: Tower top geometry – “Power boost” guideline

The original central bundle is divided to the lateral poles, forming pole bundles with three sub conductors. This increase the converted line ampacity and reduce surface electric field on conductors. The pole sub conductors form a triangular bundle with 40 cm spacing. 40cm is a typical sub conductor spacing for 500kV AC line.

The insulator string length is increased to obtain a longer creepage distance in order to achieve a better pollution performance. The longer insulator string also benefits the fast front insulation air gap clearances.

3.3.3 Right of way

The right of way determination for conductor swing angle criterion is presented in Figure 3.15. Units presented in meters.

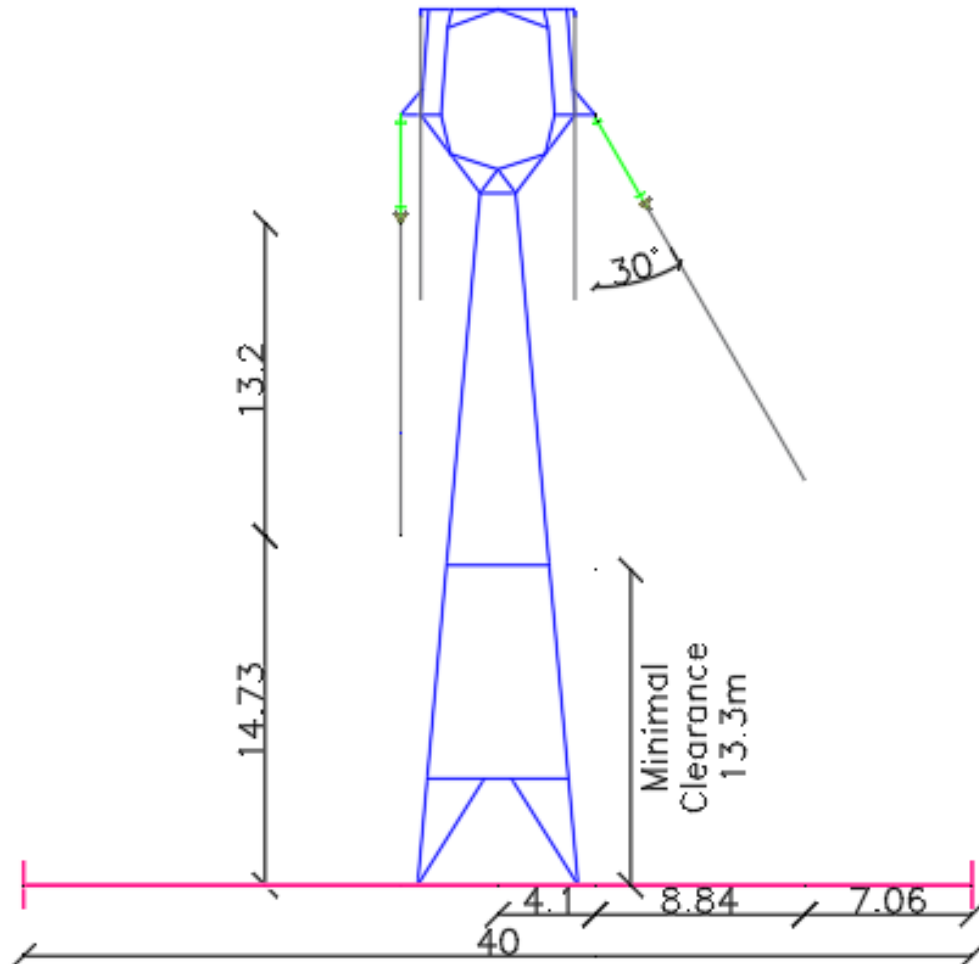


Figure 3.15: Right of way – swing angle criterion

The existing right of way (40 meters) attends to swing angle criterion for right of way. A swing angle $\beta=30^\circ$ and average sag 13,2 meters were adopted. The average minimum height is 14,73 meters and the minimum conductor to ground clearance is 13,3 meters.

3.3.4 DC insulation coordination – “power boost” guideline

The proposed tower top geometry is analyzed regarding four insulation coordination aspects, namely: (i) service DC voltage, (ii) slow front overvoltage, (iii) fast front overvoltage and (iv) pollution performance.

3.3.4.1 Insulator string pollution performance

The insulators used in this AC-DC conversion scenario are long rod DC polymeric insulators. Some manufacturers’ catalogues were consulted to investigate its performance parameters. No polymeric DC insulators were found for the specific voltage levels considered in this work ($190kV < V < 300kV$). Thus, it was assumed that manufacturers could provide a customized polymeric insulator rod for any voltage level, keeping the same leakage distance per rod length.

The main properties of the polymeric insulator string

As características do novo isolador escolhido são:

- Long rod polymeric composite DC insulator
- Mechanical load class 160kV
- Leakage distance per insulator length $D = \frac{3978[mm]}{1[m]}$.

Considering the recommended creepage distance for local pollution severity as $41,8 \left[\frac{mm}{kV} \right]$ (the more conservative values from previous section) and considering the insulator string length $L = 3,57m$, the attainable voltage that meets pollution performance is

$$V_{DC \text{ pole-gnd}} = \frac{3,57[m] \cdot 3978 \left[\frac{mm}{m} \right]}{41,8 \left[\frac{mm}{kV_{\text{pole-gnd}}} \right]} = 339,7kV$$

3.3.4.2 Air gap clearances

To verify what would be the maximum attainable DC operating voltage, the available air gap clearances for the proposed tower top geometry are recalculated.

Since the conductor has changed, insulator string swing angle changes too. New swing angles are calculated based on wind load considered in the original projects for new conductors dimensions.

3.3.4.2.1 DC air gap clearance for extreme wind condition

The swing angle for extreme wind condition is calculated using Equation 3.1. This swing angle is associated with the DC operating voltage.

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{k \cdot q_0 \cdot d}{p \cdot (V/H)} \right) \quad (3.1)$$

Where $q_0 [\frac{kgf}{m^2}]$ is the wind load pressure, k is a adimensional constant, $d[m]$ is the conductor's diameter, $p [\frac{kgf}{m}]$ is the specific weight and $\frac{V}{H}$ is the wind span over weight span ratio.

$$\text{For } q_0 = 64 \frac{kgf}{m^2}; d = 0,02642m; p = 1,375 \frac{kgf}{m}; \frac{V}{H} = 0,7 \text{ e } k = 0,32,$$

The resulting swing angle is

$$\beta = 30^\circ$$

Figure 3.16 shows the available air gap clearances for DC operating voltage associated with the swing angle $\beta = 30^\circ$.

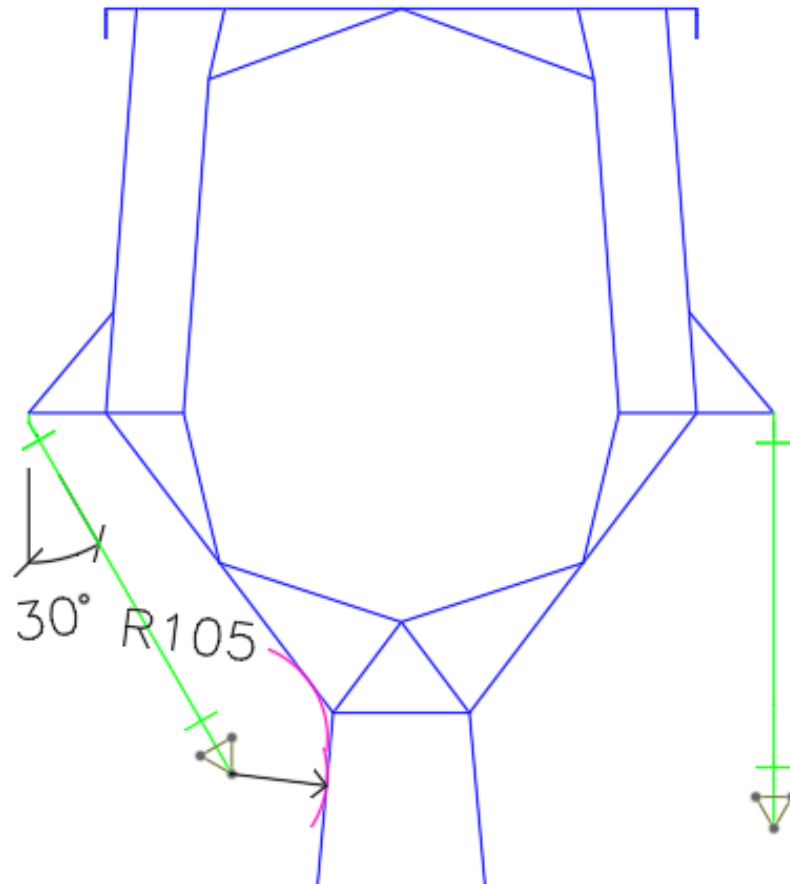


Figure 3.16: Air gap clearance for DC service voltage $\beta=30^\circ$

The maximum DC operating voltage is calculated using Equation 2.6, using the same gap, atmospheric and deviation factors from the original project,

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 0,97 \cdot 1,25 \cdot (1 - 3,0,03) \cdot \sqrt{2} \cdot 750 \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot (0,55m)^{1,2}) = 537,7kV$$

If the insulation strength is dimensioned according to Cigre 388 (8) practices, then

$$U_{rw_pole_earth_DC} = 430,6kV$$

3.3.4.2.2 Air gap clearance for slow front overvoltage

Insulator string swing angle for wind loads associated with slow front overvoltages is calculated using Equation 3.1.

For $q_0 = 23 \frac{kgf}{m^2}$; $d = 0,02642m$; $p = 1,375 \frac{kgf}{m}$; $\frac{V}{H} = 0,7$ and $k = 0,46$ the swing angle is $\beta = 16^\circ$. Figure 3.17 shows the available clearance between conductor and tower associated with $\beta = 16^\circ$.

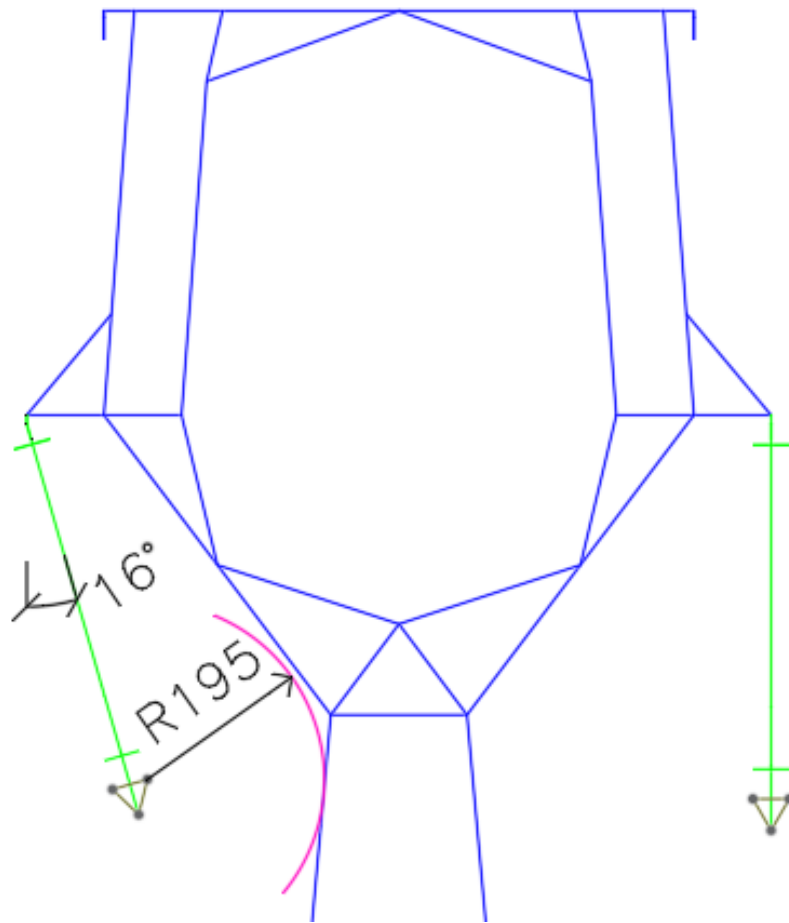


Figure 3.17: Air gap clearance for slow-front overvoltage $\beta=16^\circ$

Using Equation 2.10 for same correction factors used in the original project, considering slow front overvoltage magnitude as 1,8p.u, the DC service attainable voltage is

$$U_{pole_earth}[kV] = \frac{0,935 \cdot 0,985 \cdot 1,35 \cdot 1080 \cdot \ln(1 + 0,46 \cdot 1,64[m])}{1,8} = 477,6kV$$

3.3.4.2.3 Air gap clearance for fast front overvoltage

The insulator swing angle associated with the fast front insulation is $\beta = 5^\circ$. Figure 3.18 shows the available air gap clearance for the proposed tower top geometry.

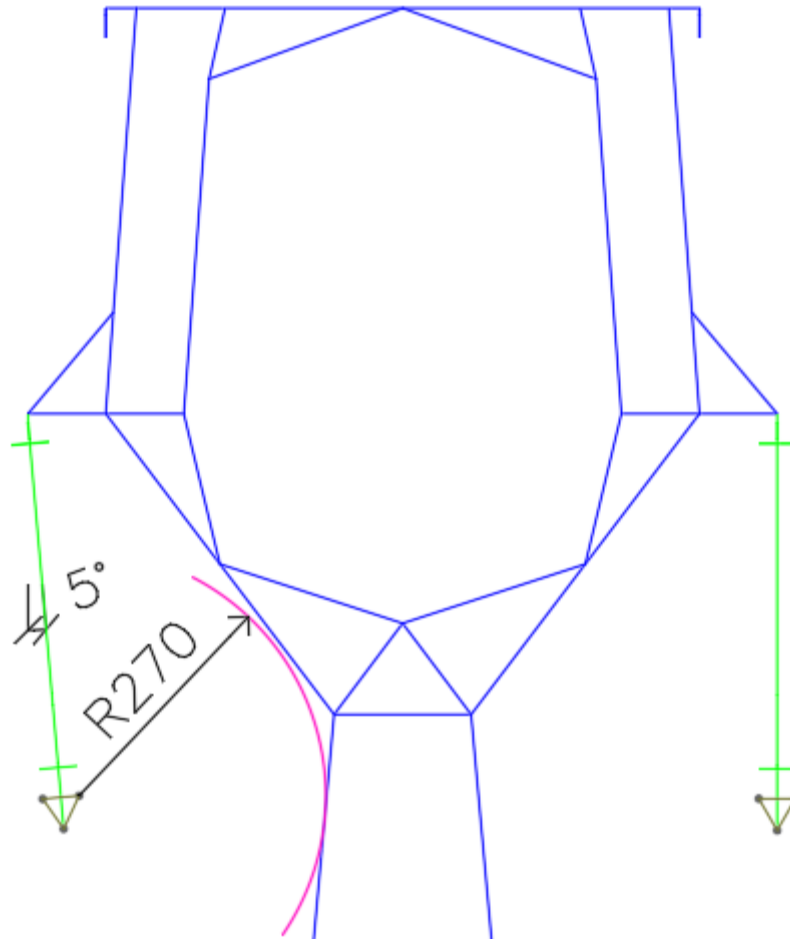


Figure 3.18: Air gap clearance for fast front insulation

Considering the overvoltage magnitude caused by lightning strikes as 5p.u, the attainable DC service voltage for fast front overvoltage insulation is calculated, according to EN50341,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{0,985 \cdot 0,961 \cdot 1,12 \cdot 530 \cdot 2,70m}{5p.u} = 303,4kV$$

And according to CIGRÉ 72,

$$U_{pole_earth_DC} = \frac{0,985 \cdot 0,961 \cdot 1,12 \cdot 490 \cdot 2,7m}{5p.u} = 280,5kV$$

3.3.5 Electromagnetic phenomena – “power boost” guideline

The electromagnetic phenomena analysis has as main goal to verify what would be the maximum attainable DC service voltage that attends to corona effects and field requirements.

3.3.5.1 Corona effects

The corona effects analyzed in this Section are the visual corona inception, audible noise, radio interference and corona power losses.

3.3.5.1.1 Surface electric field: DC visual corona inception

The surface electric field in which visual corona appears on conductor is given for the positive pole by:

$$E_{crit+} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 33,7.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,24}{\sqrt{0,935.1,32}} \right] = 30,65 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

And for the negative pole:

$$E_{crit-} \left[\frac{kV}{cm} \right] = 31.0,935.0,8. \left[1 + \frac{0,308}{\sqrt{0,935.1,32}} \right] = 29,62 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

3.3.5.1.2 DC Surface electric field on conductors

The conductor's surface gradient is calculated by procedure presented in Section 2.2.2.1.4. Visual corona criterion must be met. Figure 3.19 shows the new geometry of the converted line (new tower top geometry, conductor to ground clearances). Since the geometry has changed, the influence from DC operating voltage on conductor's surface gradient also changed.

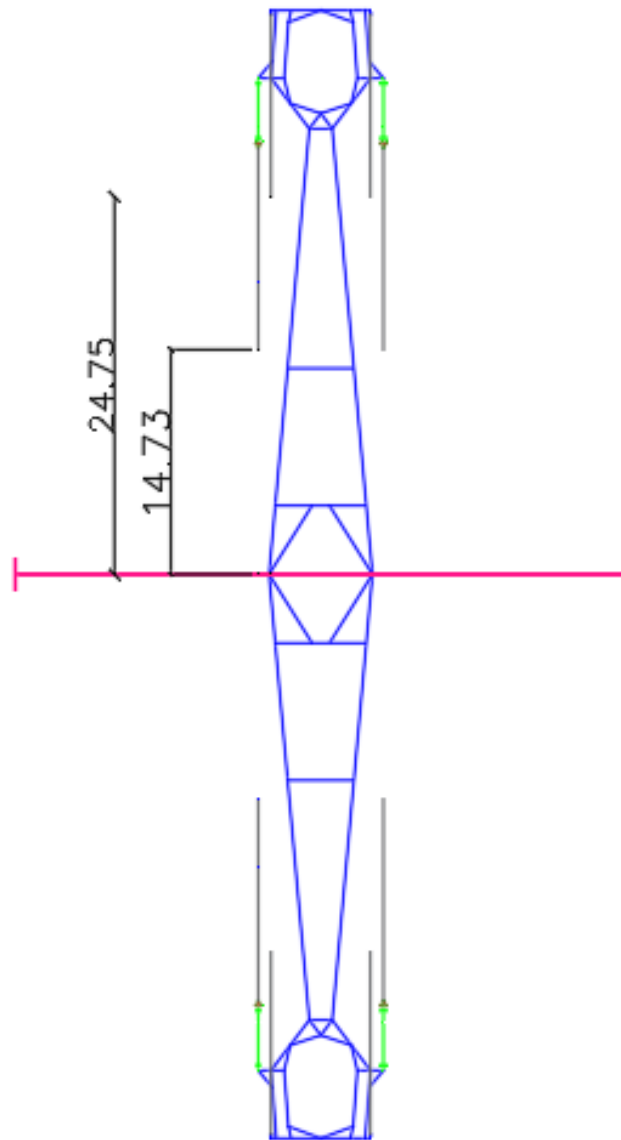


Figure 3.19: Surface gradient calculation geometry - calculation method

To assure that visual corona will not appear, a safety margin of 5% is adopted. Thus the corona inception limit is considered as $E_{max} = 28,13 \left[\frac{kV}{cm} \right]$.

The maximum DC operating voltage that attend to corona limit is

$$U_{DC_pole_earth} = 349,1kV$$

Higher voltage level exceed corona safety margin and can lead to operation with visual corona.

3.3.5.1.3 Audible noise (AN)

Audible noise at the edge of the right of way is calculated using Equation 2.21 for the following parameters:

- $g = 28,13 \left[\frac{kV}{cm} \right]$, surface electric field in which visual corona appears

- $n=3$ sub conductors.
- $d=2,642\text{cm}$, conductor diameter
- $R_{avg}=24,87[\text{m}]$, corresponds to the distance from edge of ROW limit to the average conductor height and $R_{min}=21,67[\text{m}]$, corresponds to the distance to the lowest conductor height.
- $q=400[\text{m}]$, altitude
- $k=25,6$

Resulting in,

$$AN_{\max_fair}[R_{avg_height} = 24,87\text{m}] = 43,52\text{dBA}$$

$$AN_{\max_fair}[R_{min_height} = 21,67\text{m}] = 44,2\text{dBA}$$

Both cases presents AN lower than 58dBA. Thus, 349kV DC voltage level attends to AN requirement.

To check what is the maximum DC operating voltage that would attend AN limit at the edge of the right of way, the inverted form of Equation 2.21 is used for $<58\text{dBA}$. The maximum surface electric field is then

$$E_{\max} \leq 40,7 \left[\frac{\text{kV}}{\text{cm}} \right]$$

This surface gradient value corresponds to.

$$U_{DC_pole_earth} = 505\text{kV}$$

3.3.5.1.4 Radio interference (RI)

Radio interference at the edge of the right of way is calculated using Equation 2.22 for the following parameters:

- $g = 28,13 \left[\frac{\text{kV}}{\text{cm}} \right]$, Surface electric field in which visual corona appears
Reference equation value: $g_0 = 25,6 \left[\frac{\text{kV}}{\text{cm}} \right]$
- $d=2,642\text{cm}$. Reference $d_0 = 4,62\text{cm}$.
- $D_{avg}=24,87[\text{m}]$, corresponds to the distance from edge of ROW limit to the average conductor height and $D_{min}=21,67[\text{m}]$, corresponds to the distance to the lowest conductor height
- $q=400[\text{m}]$, altitude
- $f=1\text{MHz}$

This results in:

$$RI_{avg_ROW}[D_{avg_height} = 24,87\text{m}] = 43,0\text{dB}$$

$$RI_{avg_ROW}[D_{min_height} = 21,67m] = 45,36dB$$

The voltage 349,1kV causes a RI that exceeds the original project criteria (<42dB fair weather).

The maximum conductor's surface electric field that meets RI at the ROW's edge is:

$$E_{max} \leq 25,7 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

This surface gradient corresponds to a DC service voltage equals to,

$$U_{DC_pole_earth} = 320kV$$

If RI was calculated with the distance from the ROW's edge to the average conductor height (D=24,87m), then the maximum surface gradient would be:

$$E_{max} \leq 27,4 \left[\frac{kV}{cm} \right]$$

Which correspond to the DC operating voltage:

$$U_{DC_pole_earth} = 340kV$$

3.3.5.1.5 Corona power losses

Corona power losses are calculated according to procedure from Section 2.2.2.1.7. Different limiting voltage levels are considered for the conversion scenario from Section 3.3. The bipole losses for those voltage levels are presented at Table 3.7.

Table 3.7: Bipole corona losses for different voltage levels - "power boost" guideline

V[kV]	Corona Loss		Comment:
	E[kV/cm]	[kW/km]	
280,5	22,6	1,67	Fast front insulation coordination (CIGRÉ 72)
303,4	24,45	2,44	Fast front insulation coordination (EN50341)
339,7	27,37	4,20	Pollution performance (40mm/kV)
340,0	27,40	4,22	Radio interference
349,1	28,13	4,79	Corona visual inception
430,6	34,7	13,11	DC service voltage insulation
477,6	38,49	21,56	Slow front insulation coordination
505,0	40,7	28,18	Audible noise

3.3.5.2 Electric field at ground level

Electric field at ground level is calculated using Equations 2.27 and 2.28. The electric field profile at ground level is presented in Figure 3.20.

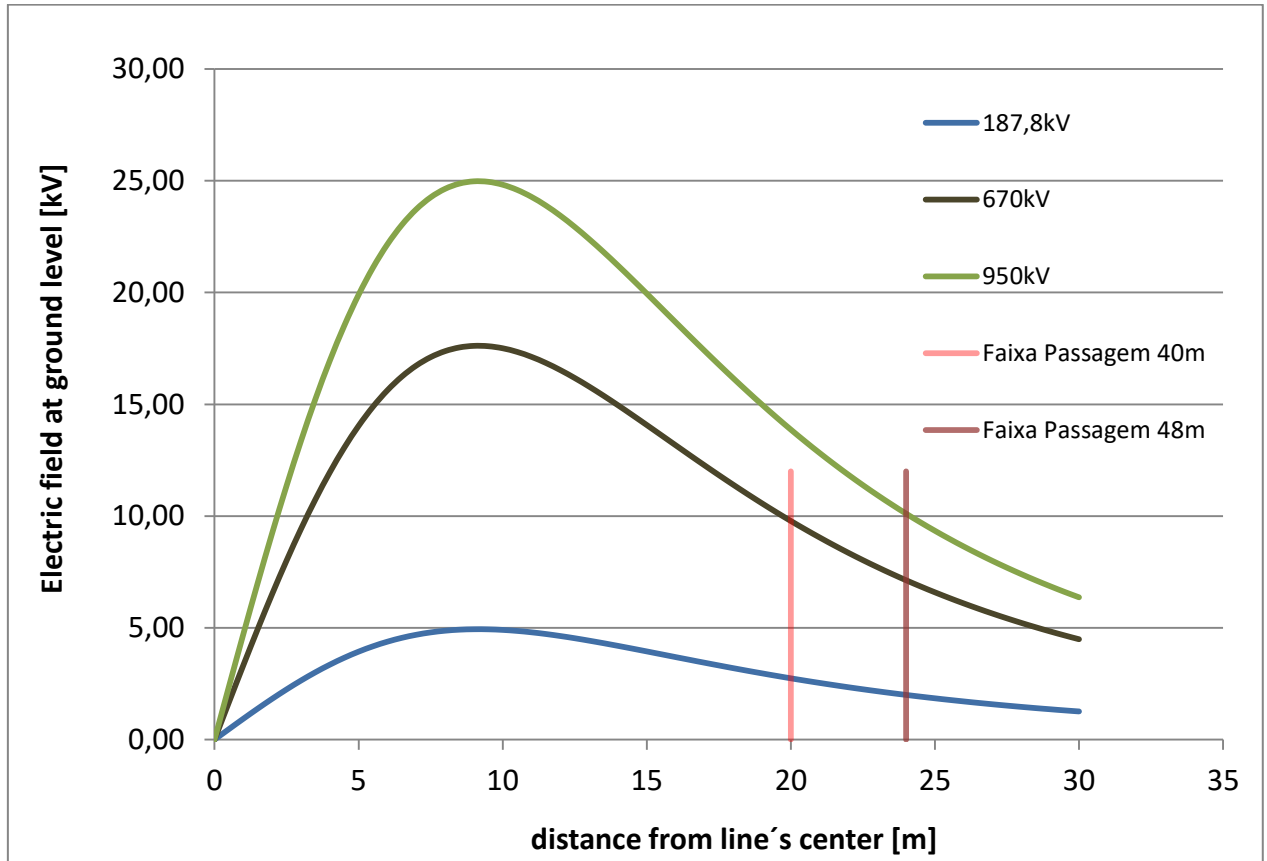


Figure 3.20: DC electric field magnitude at ground level – “power-boost” guideline

Each curve represents a voltage level:

187,8kV: DC voltage from the blue curve corresponds to the phase to earth peak level of the original AC line. No point at in the ROW exceeds 5kV/m for this voltage level.

670kV: Brown curve. Up to 670kV, the criterion $E < 10 \left[\frac{kV}{m} \right]$ at the edge of the right of way is met. No point under the ROW has an electric field magnitude higher than $25 \left[\frac{kV}{m} \right]$.

950kV: Green curve: Up to 950kV, no point in the ROW exceeds $25 \left[\frac{kV}{m} \right]$. However, the electric field magnitude at the edge of right of way would be higher than $10 \left[\frac{kV}{m} \right]$.

Electric field magnitudes for the proposed conversion geometry in this section are considerably lower than the magnitudes calculated in the “do-nothing” conversion guideline, if conductors are energized by the same DC voltage. This difference comes

mainly due to the higher conductor's average height, obtained by the use of low sag conductors type.

Anyway, for this particular line conversion project, electric field criteria are not a voltage limiting factor neither for the “do-nothing” nor for the “power boost” guideline AC-DC conversion guideline. The high DC voltages presented in this Section are presented so that is possible to compare the importance of electric field assessment with other electromagnetic phenomena such as visual corona or audible noise.

3.3.6 Conductor to ground safety clearance – “power-boost” guideline

For the proposed conversion guideline, the minimum conductor to ground clearance is 13,3 meters. The maximum attainable DC service voltage is calculated using Equation 2,29 for DC.

$$(13,3 - 6,5)\text{m} = 0,01\left(\frac{U_{DC_{pole_earth}}}{\sqrt{2}} - 50\right)$$

$$U_{DC_{pole_earth}} = 1011 \text{ [kV]}$$

It's important to keep in mind that 6,5 meters is the minimum conductor to ground clearance for any transmission line (regardless its voltage) that crosses land accessible to agricultural machines (Brazilian National Standard, NBR 5422).

The low sag conductor choice made possible to the converted line to operate at higher DC voltages, without jeopardizing the minimum conductor to ground safety clearances.

3.3.7 DC voltage limiting factors – “Power boost” guideline

The proposed modifications for AC-DC conversion “power-boost” guideline changes significantly the voltage limiting factor compared to the “do-nothing” guideline.

3.3.7.1 Insulation coordination voltage limiting factors

Regarding insulation coordination aspects, fast-front insulation is the main voltage limiting factors for the converted line. The results about fast front insulation impose DC voltage limitations according to calculation method adopted to the line design:

- Fast Front (CIGRÉ 72): $U_{pole_earth_DC} = 280,5kV$
- Fast Front (EN 50341): $U_{pole_earth_DC} = 303,4kV$

Pollution performance is the next voltage limiting factor

- Pollution performance (40mm/kV): $U_{pole_earth_DC} = 339,7kV$

3.3.7.2 Electromagnetic phenomena voltage limiting factors

Regarding corona effects, radio interference is the main voltage limiting factor, because it is exceeded at the edge of the right of way. Visual corona inception is the next voltage limiting factor to the converted line. Then:

- RI (average conductor height, ROW=40m): $U_{pole_earth_DC} = 340kV$
- Visual Corona $U_{pole_earth_DC} = 349kV$

For the this particular conversion guideline, electric field at ground level does not represent a critical design criterion for the voltage increase of the converted line, since field magnitudes at ground level are well below the maximum recommended values.

3.3.8 DC Transmittable power – “Power boost” guideline

The maximum transmittable DC power from the converted line is calculated according to the relevant voltage limiting factors.

3.3.8.1 Scenario 1: voltage is limited by the lightning insulation performance

The transmittable power of the converted line is limited by its lightning insulation performance. Radio interference is neglected because of the reasons exposed in Section 2.2.2.1.6. According to the European Standard EN50341, Reference (7), the maximum attainable DC voltage would be:

$$U_{pole_earth_DC} = 303\text{kV}$$

Considering ACCC® conductor’s ampacity at surface temperature 65°C, $I_{ld} = 3 \times 860\text{[A]}$, the input power at the line is

$$P_{max} = 2.303\text{kV} \cdot 2580\text{A} = 1563\text{[MW]}$$

Considering joule and corona losses along the line length (350km)

$$P_{joule_losses} = 2 \cdot 2580\text{A}^2 \cdot 8,43\Omega + 2,44 \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}} \right] \cdot 350\text{km} = 113,0\text{[MW]}$$

The maximum power delivered at the inverter terminal is

$$P_{max_terminal} = 1445\text{[MW]}$$

About the delivered power at inverter terminal, it is important to note that

- Corresponds to 226% of the original thermal rating of the original AC line (an increase of 126%!).
- It is five times the stability limit of the original AC link. It is more than six times the original SIL of the AC line.
- For this condition ($I_{ld} = 3 \times 860\text{[A]}$), joule and corona losses corresponds to 7,2% of the input power.
- If the inverter terminal receives 285MW (equal to stability limit of original AC link), line losses represent only 1,2% of the input power. Far more efficient than the original AC line, where losses were 7,2% of input power.

3.3.8.2 Scenario 2: Emergency operation at maximum ampacity

In emergency cases, where ohmic losses are not primarily important, the maximum ampacity of the line is:

$$I_{max}(180^\circ) = 3 \left[\frac{\text{conductor}}{\text{pole}} \right] \cdot 1875 \left[\frac{\text{Ampere}}{\text{conductor}} \right] = 5625 \left[\frac{\text{Ampere}}{\text{Pole}} \right]$$

If voltage at the rectifier terminal is kept 303kV, the power input at the line is:

$$P_{max} = 2.303kV \cdot 5625A = 3408[MW]$$

Considering the power losses along the line,

$$P_{joule_{losses}} = 2 \cdot 5625A^2 \cdot 11,8\Omega + 2,44 \left[\frac{kW}{km} \right] \cdot 350km = 752[MW]$$

The delivered power at the inverter terminal is then,

$$P_{max_terminal} = 2656[MW]$$

About the delivered power at inverter terminal, it is important to observe

- It is 4,15 times the original thermal rating of the AC link.
- Power losses along the line represent 22% of the input power.
- Operation in this condition is not desirable and probably would not be technically feasible considering voltage drop along the line and the current inverting capacity of the terminal inverters.
- However, this case illustrates well the operational flexibility provided by HTLS conductors regarding its high ampacity.

3.3.9 Evaluation of the proposed technical alternative

Based on results from Section 3.3, it is possible to evaluate the impacts of chosen technical AC-DC conversion alternatives on the transmittable power of the converted line.

The division of the central bundle to the poles has increased 50% the current ampacity of the converted line, if compared to the “do-nothing” guideline and if the same ACAR conductor were used. The increase of the number of sub conductors has also reduced the surface electric field on conductors, permitting a higher voltage increase without exceeding critical corona effects.

The use of HTLS conductor brought a significant boost in the maximum transmittable power and as well as in the conversion costs. Because of the low sag, conductors to ground clearances were increased, permitting higher voltages without violating any minimum clearance criteria. Conductor to ground minimum clearance was the critical point to the voltage increase in the “do-nothing” guideline. A lower sag mitigated also the radio interference, audible noise and electric field along the right of way.

The high ampacity of the chosen HTLS conductor made possible to transport more current than the ACAR alternative. This affects positively the maximum transmittable power, mainly in emergency cases. However, the higher is the current higher are the losses. It's desirable to increase a line's capacity by the increase of its voltage level instead of by the increase of its current transport capability. Therefore, such high ampacity conductor feature is particularly more interesting if the converted line is short

Regarding structural aspects, the choice for HTLS conductors have to be carefully analyzed. A specific mechanical study is required. The chosen conductor has significant higher stringing tension regulation. Anchor structures have to support the new load cases, due to higher horizontal tensions. Suspension towers also have to be analyzed to check if the existing structures will support the new loadings. The HTLS conductor has a slightly higher specific weight, which affects the insulators swing angle and the vertical loads. The new conductor has also possibly a different air drag coefficient that is probably lower than the ACAR alternative, reducing transversal wind loads at suspension structures.

The change of insulation material (from glass to polymeric) increased the total creepage distance of the insulator string. However, the gain in pollution performance was more due to the longitudinal length increase than due to the creepage distance. This suggests that glass insulator would have had probably the same pollution performance. Since glass insulators are already widely used in new DC line projects, they're more likely to be chosen in an actual AC-DC conversion project.

The insulator string enlargement made possible the increase of the air gap clearances. This has benefited significantly the insulation coordination to lightning strikes. However, the fast front overvoltages continued as a critical insulation coordination factor that limited the DC service voltage of the converted line. This result is expected since the fast front insulation clearances were the determinant point for the tower top geometry design from the original AC line.

The proposed AC-DC conversion techniques permit a large increase in the transmittable power, as indicated by results from Section 3.3.8. However, it should be clear that the presented technical alternatives do not represent an optimal conversion solution at all. For an optimal solution, a clear scenario of the AC-DC conversion objectives (and needs) should be determined. Then, the structures series set have to be analyzed for several conductors alternatives to form an optimal conversion project.

3.4 COMPARISON BETWEEN CONVERSION GUIDELINES

Both projects guidelines provided a significant increase of the transmittable power, if compared to the original AC transmission link. Table 3.8 summarizes the main points of the conversion projects and compares it to the original AC line.

Table 3.8: Comparison between AC-DC conversion guidelines

	HVAC ~ 230kV		AC-DC Conversion			
	Original project	Comment	"do nothing" guideline	Comment	"power boost" guideline	Comment
Conductor	ACAR	850kcmil (18x19)	ACAR	Original	ACCC	HTLS: higher stringing tension
Bundle	Double	subconductor spacing 1,23m	Double	Central bundle kept. Sub-conductor spacing 40cm	Triple	Central bundle is divided. Triangular pole d=40cm
Insulation material	Glass AC	320mm/unit	Glass DC	545mm/unit	Polymeric rod DC	3978[mm/m]
Structure reinforcement	-	-	No	Same load cases	Yes	Load cases must be evaluated
Stability limit	285MW	Length 350km	-	-	-	-
Maximum Thermal Rating	640MW	At load bus. Conductor at 65°C	640MW	At inverter terminal. Conductor at 65°C	2556MW	At inverter terminal. Emergency rating. Conductor at 180°C
% losses at maximal thermal rating	16,90%		10,50%		22%	I=1875[amp/subconductor]
Losses for 285MW loading	7,20%		4%		1,20%	Lower conductor resistance
Operating voltage level	230kV AC	-	226kV DC	Limited by conductor to ground safety clearance	303kV DC	Limited by fast-front insulation (EN 50341)

Conversion ruled by the “do-nothing” guideline achieved the full use of the original AC line thermal rating. This increase could be achieved only for the AC line with a lot of reactive compensation.

AC-DC conversion projects ruled by the “power boost” guideline resulted in a large increase if compared to the original thermal rating. HTLS conductor made possible that the converted thermal rating is more than five times the original thermal rating. This could be interesting in cases where a transmission corridor is largely overloaded. However, rectifier conversion for high currents may be inefficient and unfeasible. For the same loading, the converted line using HTLS conductor is more efficient if compared to the “do-nothing” converted line or to the AC original line.

The choice of an AC-DC conversion guideline, admitting modifications or avoiding conversion costs, will depend on the reasons why the upgrade of the original AC line is needed.

4 CONCLUSION AND FINAL CONSIDERATIONS

Transmission lines upgrading by AC-DC conversion proved to be technically feasible for the increase in transmitted power. The AC-DC conversion techniques depends on several line factors, such as phase geometry, type of structures, conductors and its other elements. Therefore, an AC-DC conversion project requires a tailor-made analysis of each case.

In the case study, was confirmed that the increase in the transmittable DC power depends strongly on the acceptable line modifications. The case study results consistent with the analyses presented in the references (1), (19) and (20).

Only power transmission capacity of the converted line was analyzed in this work. The effects of a DC link on an AC synchronous system bring advantages of operational flexibility that were not studied. Economic and technical feasibility of converter stations were out from the scope of this work.

4.1 HORIZONS AND FUTURE WORK

HVDC transmission lines have been constructed all over the world in the last years. The field experience from these facilities has been largely discussed in industry congresses. Up to the publications of this work, no registers from practical AC-DC converted lines were found. However, this upgrading alternative has been increasingly discussed and prospective case studies have been presented at industry forums like CIGRÉ and at academic papers.

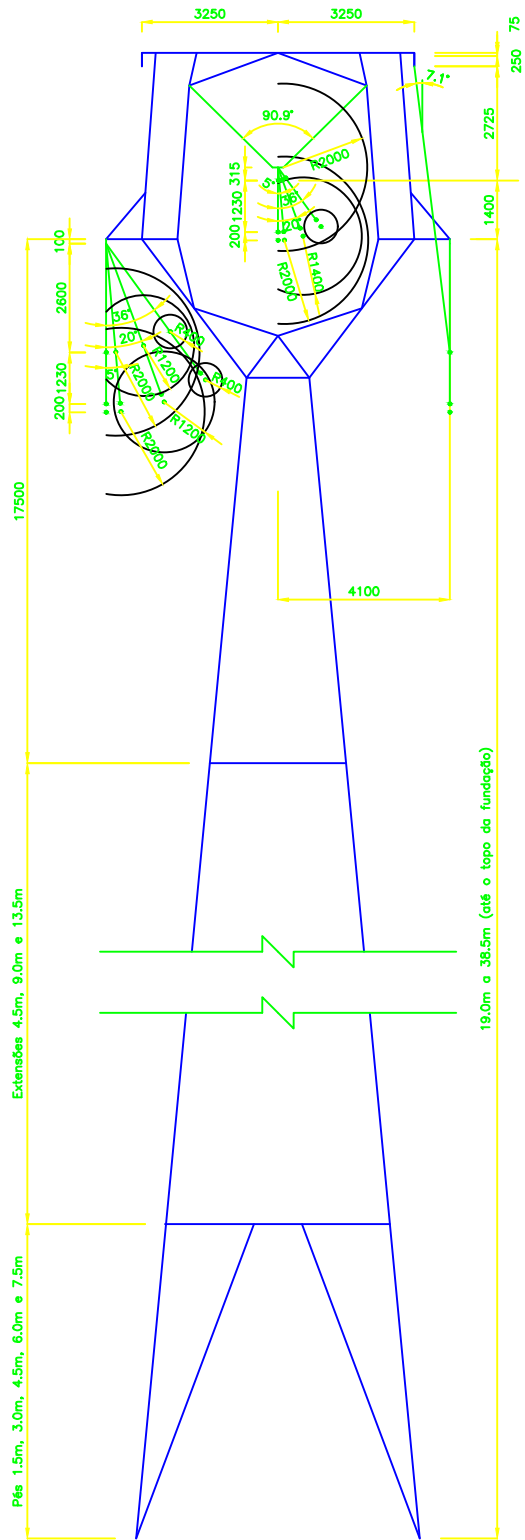
It is expected that the AC-DC conversion upgrading alternative to be feasible in systems where the land costs are very high, or where there is prohibitive environmental issues.

Since the reasons for a transmission line upgrading have a complex interrelationship between its cost and its benefits, a careful economic study of the line conversion costs has to be done. The impacts of the AC-DC conversion on the transmission grid system have to be evaluated. It is also fundamental a technical-economic evaluation of the terminal costs together with the AC-DC conversion guidelines study.

REFERENCES

1. *Guide to The Conversion of Existing AC Lines to DC Operation, Technical Brochure N°583. CIGRÉ.WG.B2.41.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, May 2014. ISBN:978-2-85837-279-1.
2. *Outdoor Insulation in Polluted Conditions: Guidelines for Selection and Dimensioning, Part 2: The DC Case. Technical Brochure N°518. CIGRÉ.WG.C4.303.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, December 2012. ISBN:978-2-85873-211-1.
3. **SEDIVER Insulator Business Unit.** Toughened glass insulators... Ideal for contaminated area applications. [Online] [Cited: Outubro 11, 2017.] http://www.seves.com/sediver/usr/download/pdf/contaminated_area.pdf.
4. **Electric Power Institute - EPRI.** *Performance of HVDC Polymer/Composite Insulators.* August 2012.
5. *Design and Selection Criteria for HVDC overhead transmission lines insulators.* **JM, George and Z, Lodi.** Toronto, Canada : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 2009. Conference on Power Systems.
6. *IEC 60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions, Part 1: Definitions, information and general principles.* s.l. : International Eletrotechnical Comission. ISBN:978-0-580-53590-1.
7. *Europäische Norm EN 50341. Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung.* Bruxelles : CENELEC, Outubro 2001. EN50341-1:2001-D.
8. *Impacts of HVDC Lines on The Economics of HVDC Projects, Technical Brochure N°388. CIGRÉ.WG.B2/B4/C1.17.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, August 2009. ISBN:978-2-85873-075-9.
9. *Guidelines for The Evaluation of The Dielectric Strength of External Insulation, Technical Brochure N°72. CIGRÉ.WG.07.33.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 1992.
10. *Tower Top Geometry and Mid Span Clearances, Technical Brochure N°348. CIGRÉ.WG.B2.06.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, June 2008. ISBN: 978-2-85873-035-3.
11. *Influences of Air Gap Characteristics on Line-to-Ground Switching Surge Strenght.* **Paris, Luigi.** s.l. : IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1967.
12. *Interferences Produced by Corona Effect of Electric Systems, Technical Brochure N°20. CIGRÉ.WG.01.36.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, 1974.

13. *Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Overhead Transmission Lines, Technical Brochure N°473. CIGRÉ.WG.B4/C3/B2.50.* s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Électriques, August 2011. ISBN:978-2-85873-162-6.
14. **SEVES USA, Inc.** *SEDIVER High Resistivity Toughened Glass Insulators for HVDC Applications Catalogue.* [Online] 2016. [Cited: October 11, 2017.] http://www.sediver.com/downloads/img_downloads_toughened_glass/pdf_glass/Catalogue%20USA%20ANSI_C01-2016.pdf.
15. **Macey, R.** The Measurement of Site Pollution Severity: Comment about IEC Technical Committee 36 Working Group 11 meeting, Cape Town Nov 2002. [Online] February 2003. [Cited: Outubro 12, 2017.] <http://clumb.free.fr/WG11/36wg11archive.php?10>.
16. *Voltage Upgrading of Transmission Lines.* **Olsen, Anders Tuhus.** s.l. : Norwegian University of Science and Technology, Junho 2010.
17. *IEC 60815-4: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions, Part 4: Insulators for D.C Systems.* s.l. : International Eletrotechnical Comission. ISBN:978-2-8322-3704-5.
18. *Correlation Assessment Between Actual Pollution Performance of Insulator Strings in DC and Theoretical Models.* **George, J.M, et al., et al.** St Yorre, France : SEDIVER Research Center, 2016.
19. *Investigations into the upgrading of transmission lines from HVAC to HVDC.* **Naidoo, Pathmanathan.** s.l. : University of KwaZulu-Natal, South Africa, 2007.
20. *CONVERSIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE DE HVAC A HVDC.* **Antonio, Useros Garcia.** s.l. : Conseil International des Grands Réseaux Eléctriques, Maio 2017. XVII Encuentro Regional Iberoamericano do CIGRÉ.



255	255	0,30
251	251	0,30
250	250	0,30
111	7	1,00
41	7	0,20
11	7	0,80
10	10	0,30
9	7	0,05
7	7	0,20
8	7	0,80
5	7	0,50
4	7	0,30
3	7	0,30
2	7	0,20
1	7	0,10

0a	Emissão Inicial					
Rev.	Data	Feito	Visto	Aprov.	Data	Visto
Revisão						

Projeto:		
Elaboração:		
Aprovação:		
Desenho:		
ASHM:		
Resp. Téc.:		
N° Crea:		
Data:		

Modificado - Original	
Torre de suspensão	
Escala:	Sem Escala
Folha:	1/1
Rev.:	0a
N° Doc.:	-