PROJETO Transmitir

Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica

Estado da Arte

Gerhard Ett
Gerson Y. Saiki
José A. Jardini
José G. Tannuri
Lineu B. Reis
Mario Masuda
Milana L. Santos
Ricardo L. Vasquez Arnez
Ronaldo P. Casolari
Sergio O. Frontin
Thales Sousa

Geraldo L.C. Nicola

Gerente do Projeto – Eletrobras Eletronorte

Engenheiro eletricista pela Universidade de Brasília, atua na Eletrobras Eletronorte desde 1977 na área de engenharia da transmissão, subestações. Participou do projeto e implantação de vários empreendimentos em corrente alternada entre 69 e 500 kV, corrente contínua 600 kV e de compensação de reativos da transmissão.

José A. Jardini

Coordenador do Projeto – FDTE

Engenheiro eletricista (1963), mestre (1969) e doutor (1973) pela Escola Politécnica da USP. Trabalhou na Themag no cargo de superintendente e como professor/pesquisador na Escola Politécnica da USP (Professor Titular). Atuou nos projetos de Itaipu, Cesp, Chesf, Eletronorte, Furnas, Eletrosul. É atuante no CIGRÉ, grupo B2 Linhas e B4 Corrente Contínua (onde liderou vários grupos de trabalhos), e no IEEE onde participou da organização de vários congressos. É *Fellow Member* do IEEE e atuou como *Distinguished Lecturer* nas Sociedades de Potência (PES) e Industrial (IAS). Coordenou inúmeros projetos de P&D no âmbito do programa da Aneel.

Sergio O. Frontin

Coordenador do livro – FDTE

Engenheiro eletricista pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ (1969). Mestre em *Power Systems* pelo *Rensselaer Polytechnic Institute* (RPI), Troy - Estados Unidos (1971). Trabalhou na Aneel, Furnas Centrais Elétricas S.A., Itaipu Binacional e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Ex-professor da PUC-RJ e do Instituto Militar de Engenharia.

Gerhard Ett

Pesquisador FDTE

Engenheiro químico (1991), químico (1992) e mecânico de aeronaves (1989). Doutor em Materiais pela USP/IPEN (1998). Co-fundador da Electrocell, empresa de energias renováveis, célula a combustível e baterias especiais para sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos. Coordenador da Comissão de Hidrogênio na ABNT. Professor de Engenharia do Hidrogênio na FAAP. Vice-presidente da VDI e diretor da ABTS. Gerente de projeto do IPT: Gaseificação de Biomassa. Publicou 5 capítulos de livros, 12 pedidos de patente. Co-autor dos projetos premiados: SAE (2000), CNI (2004), FIESP (2004), WWR/ FGV(2006), ANPEI (2007) e FINEP(2009).

Gerson Y. Saiki

Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Mestre em Engenharia de Eletricidade pela mesma instituição. Atualmente trabalha como pesquisador ligado à Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE).

José G. Tannuri

Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ (1962). Pós graduado em *Power System Engineering* (1967) pela *General Electric Schenectady,* NY, EUA. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. e Themag Engenharia Ltda. Ex-professor da PUC-RJ, Instituto Militar de Engenharia e Universidade de Brasília.

PROJETO Transmitir

Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica

Estado da Arte

Gerhard Ett
Gerson Y. Saiki
José A. Jardini
José G. Tannuri
Lineu B. Reis
Mario Masuda
Milana L. Santos
Ricardo L. Vasquez Arnez
Ronaldo P. Casolari
Sergio O. Frontin
Thales Sousa

PROJETO Transmitir

Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica

Estado da Arte

EXECUTORA PROPONENTES

1ª Edição
Brasília
2011
Tiragem: 4.000 livros

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Aneel
SGAN Quadra 603, Módulos I e J, Asa Norte. CEP: 70830-030. Brasília – DF
Nelson José Hubner Moreira
Diretor Geral

CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. – Eletronorte
SCN Quadra 06, Conjunto A, Blocos B e C, Entrada Norte 2, Asa Norte. CEP: 70716-901. Brasília – DF
Josias Matos de Araujo
Diretor Presidente

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – Furnas
Rua Real Grandeza 219, Botafogo. CEP: 22281-900. Rio de Janeiro – RJ
Flávio Decat de Moura
Diretor Presidente

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. – Cemig GT
Avenida Barbacena, 1200, Santo Agostinho. CEP: 30190-131. Belo Horizonte – MG
Djalma Bastos de Moraes
Presidente

COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP
Rua Casa do Ator, 1.155, Vila Olímpia. CEP: 04546-004. São Paulo – SP
Cesar Augusto Ramirez Rojas
Presidente

EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. – EATE
Rua Tenente Negrão, 166, Itaim-Bibi. CEP: 04530-030. São Paulo – SP
Elmar de Oliveira Santana
Diretor Técnico

FUNDAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ENGENHARIA – FDTE
Rua Padre Eugênio Lopes 361, Morumbi. CEP: 05615-010. São Paulo – SP
Nilton Nunes Toledo
Presidente Superintendente

Capa, projeto gráfico e diagramação:
Goya Editora LTDA.

Revisão:
Ricardo Dayan

Alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica
- estado da arte / Sergio de Oliveira Frontin (coordenador).
--- Brasília: Teixeira, 2011.

448 p. : il.

ISBN: 978-85-88041-03-5

1. Energia elétrica, transmissão. 2. Linha de Transmissão. I. Título.

CDU: 621.3:62(81)

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Programa de P&D da Aneel.
Chamada 005/2008 publicada em setembro de 2008, relacionada ao Projeto Estratégico –
Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias.

Todos os direitos estão reservados pelas empresas indicadas acima.

Os textos contidos nesta publicação podem ser reproduzidos,
armazenados ou transmitidos, desde que citada a fonte.

Fotos de abertura de capítulos: *www.sxc.hu*

SUMÁRIO

Prefácios Iniciais 15

Resumo Executivo 25

CAPÍTULO 1

Perspectivas da Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância no Brasil

Objetivo 36
O sistema elétrico em 2010 36
Plano Decenal de Expansão de Energia (2010-2019) 39
    Evolução da geração 40
    Sistema de transmissão 44
Plano Nacional de Energia (PNE 2030) 45
Artigo EPE-SNPTEE (2009) – A experiência do Projeto Madeira e possíveis aplicações nos estudos de integração de grandes usinas da Amazônia 46
Outras referências consultadas 48
Conclusões 49
    Configurações de sistemas 51
    Comparação econômica 52
Referências 53

CAPÍTULO 2

Transmissão de Corrente Alternada Acima de 800 kV – UATCA

Objetivo 56
Fontes pesquisadas 56
Histórico da transmissão em Ultra Alta Tensão em CA – UATCA 57
Atividades desenvolvidas pelo CIGRÉ relacionadas à UATCA 58
Experiência no desenvolvimento de sistemas em UATCA 61
- Experiência do Canadá 61
- Experiência dos Estados Unidos 61
- Experiência da Itália 62
- Experiência da Rússia 62
- Experiência do Japão 63
- Experiência da China 64
- Experiência da Índia 65
- Experiência do Brasil 66

Centros de pesquisas e instalações experimentais de testes 69
Linhas de transmissão 73
- Comparação de linhas de UATCA (1994) 74
- Características das linhas de 800 e 1.200 kV (2009) 76
- Linhas de circuito duplo. Diferentes metodologias de otimização (Japão) 76
- Capacidade de transmissão das linhas de UATCA (Índia) 77
- Estruturas das linhas de UATCA 78

Subestações 82
- Arranjo da subestação 83
- Coordenação de isolamento. 84
- Espaçamentos elétricos 84
- Aspectos de proteção 85

Equipamentos de UATCA 87
- Transformadores de potência 88
- Transfomador de medição de tensão 90
- Transformador de corrente 90
- Disjuntores 91
- Chaves seccionadoras 91
- Para-raios 92
- Reatores *shunt* 92

Aspectos econômicos 93
Conclusões 95
Referências 96

CAPÍTULO 3

Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada – (FACTS)

Objetivo 100
Dispositivos semicondutores 101
Tipos de conversores 104
Principais técnicas de geração da forma de onda 107
Classificação dos equipamentos FACTS 110
Principais equipamentos FACTS 111
- SVC *(Static Var Compensator)* 111
  - TCR *(Thyristor Controlled Reactor)* 113
  - TSC *(Thyristor Switched Capacitor)* 114
  - Aplicações práticas 115
- TCSC *(Thyristor Controlled Series Capacitor)* 118
  - Aplicações práticas 121
  - GCSC *(Gate Controlled Series Capacitor)* 121
  - TSSC *(Thyristor Switched Series Capacitor)* 122
- SCCL *(Short-Circuit Current Limiter)* 122
  - Aplicações práticas 123
- TCPAR *(Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator)* 124
  - Aplicações práticas 125
- STATCOM *(Static Compensator)* 126
  - Aplicações práticas 128
- SSSC *(Static Synchronous Series Compensator)* 128
- UPFC *(Unified Power Flow Controller)* 131
  - Aplicações práticas 134
- IPFC *(Interline Power Flow Controller)* 134
- GIPFC *(Generalized Interline Power Flow Controller)* 136
- CSC *(Convertible Static Compensator)* 137
  - Aplicações práticas 138

Conclusões 139
Referências 140

CAPÍTULO 4

Conversores CA/CC. Fonte de Corrente e Fonte de Tensão

Objetivo 144
Conversores fonte de corrente (CSC) 144
- Introdução 144
- Circuito principal 147
- Fluxo de potência em condições normais e de emergência 152
- Desempenho dinâmico 153
- Sobretensões dinâmicas 158
- Projeto de filtros 159

Conversores fonte de tensão (VSC) 161
- Introdução 161
- Funcionamento do VSC 162
- Tipos e princípio de funcionamento 163
- Topologias 167
- Perdas 170
- Controle do VSC 171

Comparação CSC(LCC) com VSC 177
Sistemas VSC 177
Referências 179

CAPÍTULO 5

Transmissão em Corrente Contínua Acima de ±600 kV

Objetivo 182
Estado da arte da transmissão em CC 800 kV 182
- Histórico/antecedentes 182
- Sistemas em operação, em construção e em planejamento 185
  - China 185
  - Índia 188
  - África 190
  - Brasil 192
- Custos e economia 192
- Interação com os sistemas CA (aspectos sistêmicos) 197
- Confiabilidade e disponibilidade 197
- Estações conversoras e equipamentos 203
- Equipamentos (principais) 206
- Linhas de transmissão CC 212

Dimensões e faixas de servidão 212
Projeto elétrico das linhas de transmissão 213
Testes e instalações para testes 214
Tópicos ainda relevantes para esforços de P&D 217
Tópicos de interesse e outros ainda relevantes para esforços de P&D 218
Estado da arte dos sistemas multiterminais 220
Histórico/antecedentes 220
Sistemas em operação, em construção e em planejamento 221
Configurações e suas características básicas 225
Cenário para aplicação dos sistemas MTCC 228
Desempenho dinâmico 232
Disjuntores CC 233
Sistemas de telecomunicação 234
Uso de VSC 235
Conclusões 235
Referências 236

CAPÍTULO 6
Transmissão de Energia Elétrica em Meia Onda
Objetivo 240
Fontes pesquisadas 240
Propriedades 243
Operação em regime 243
Operação em regime com fator de potência não unitário 245
Definição da potência característica 246
Perdas joule 247
Comportamento em presença de curto-circuito monofásico 247
Transitórios eletromagnéticos durante energização 250
Conclusões 250
Referências 251

CAPÍTULO 7

Sistemas de Transmissão Multifásicos

Objetivo....254
Fundamento teórico....255
Definição da tensão do sistema....255
Impedância da linha....256
Comparação da linha trifásica com a hexafásica....257
Transformadores....258
Conversão hexafásico/trifásico (com transformadores do sistema trifásico)....260
Projeto de transformadores....262
Projeto do sistema multifásico....262
Geometria da estrutura....263
Desempenho elétrico (corona e campos)....264
Projetos de torre....265
Sistemas de isoladores....266
Proteção para o sistema hexafásico....267
Experiência em utilização do sistema hexafásico....267
Vantagens e desvantagens do sistema hexafásico....269
Comparação econômica....270
Conclusões....271
Referências....271

CAPÍTULO 8

Supercondutores de Alta Temperatura

Objetivo....274
Supercondutividade....274
Algumas experiências em campo com cabos supercondutores....282
Experiência no Japão....282
Experiência nos Estados Unidos....285
Experiência na China....288
Experiência na Coreia do Sul....289
Cabos supercondutores de segunda geração....291
Outra aplicação de supercondutores de alta temperatura....291
Resistivo....292
Indutivo ou de núcleo de ferro blindado....293
Tipo ponte....294
Conclusões....296
Referências....297

CAPÍTULO 9

Linhas de Transmissão Isoladas a Gás

Objetivo....300
Linha de transmissão isolada a gás (GIL – *Gas Insulated Line*) 300
Características especiais da GIL 303
Características técnicas gerais 303
Parâmetros elétricos da GIL 304
Características econômicas da GIL 305
Influência do sistema 306
Compartilhamento de carga 306
Tensão e compensação reativa 307
Estabilidade do sistema....308
Estabilidade em regime (estabilidade dinâmica)....308
Estabilidade transitória 308
Níveis de curto-circuito 308
Operação, manutenção e reparo 309
Operação 309
Monitoramento específico para a GIL 309
Monitoramento da instalação 310
Manutenção 311
Arco interno 312
Reparo 312
Estado da arte 313
Programa de pesquisas da EDF 313
Fase 1 – Estudo de exequibilidade e teste de tipo 313
Fase 2 – Teste de longa duração....315
Resultado da fase de desenvolvimento....317
GIL em Palexpo, Genebra 318
GIL Shinmeika – Tokai....319
GIL em Sai Noi, Bangcoc, Tailândia 322
Aplicações recentes e futuras....323
Conclusões 325
Referências 326

CAPÍTULO 10

Viabilidade Técnico-Econômica de Células a Combustível e Hidrogênio

Objetivo....328
Histórico....329
Células a combustível....331
Tipos de células a combustível....333
- Células a combustível de membrana polimérica (PEMFC)....334
- Células a combustível alcalinas (AFC)....336
- Células a combustível de ácido fosfórico (PAFC)....338
- Células a combustível de carbonato fundido (MCFC)....340
- Células a combustível de óxido sólido (SOFC)....341
- Comparação entre os tipos de células a combustível....343

Hidrogênio....345
- Propriedades do hidrogênio....345
- Segurança....346
- Produção de hidrogênio....348

Armazenamento de hidrogênio....354
- Cilindros de alta pressão....355
- Cilindros criogênicos (hidrogênio líquido)....357
- Hidretos metálicos....359
- Hidretos alcalinos....361
- Microesferas....361
- Nanotubos de carbono....361

Transmissão e distribuição....362
Mercado....365
- Mercado das células a combustível....368
- Aspectos governamentais....369
- Incentivos fiscais....370
- Cogeração....370
- Mercado inicial das células a combustível....371

Custos....373
Balanço de planta (BOP)....374
Eficiência....375
Conclusões....376
Referências....377
- Normas ABNT publicadas de hidrogênio....377
- Normas internacionais publicadas....378
- Fontes complementares de dados....389

CAPÍTULO 11

Maturidade Tecnológica das Alternativas Não Convencionais de Transmissão de Energia

Agradecimento 392
Objetivo 392
Maturidade das tecnologias 392
Sistema de transmissão de corrente alternada acima de 800 kV 393
Sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS) 396
Conversores CA/CC. Fonte de tensão (VSC) e fonte de corrente (CSC) 402
Transmissão de corrente contínua acima de 600 kV 406
Sistemas de corrente contínua multiterminais 409
Transmissão de energia elétrica em meia onda 412
Sistemas de transmissão multifásicos 415
Supercondutores de alta temperatura 418
Linhas de transmissão isoladas a gás 421
Transmissão de hidrogênio 424
Conclusões 428

CAPÍTULO 12

Agenda Estratégica de Pesquisa e Desenvolvimento

Objetivo 436
Introdução 436
Sistema de transmissão de corrente alternada acima de 800 kV 437
Sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS) 438
Conversores CA/CC. Fonte de tensão (VSC) e fonte de corrente (CSC) 438
Transmissão de corrente contínua acima de 600 kV 439
Sistemas de corrente contínua multiterminais 441
Transmissão de energia elétrica em meia onda 441
Sistemas de transmissão multifásicos 442
Supercondutores de alta temperatura 442
Linhas de transmissão isoladas a gás 443
Transmissão de hidrogênio 443

ANEXO

Lista de Abreviaturas 445

PREFÁCIOS INICIAIS

Alternativas Não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias

Máximo Luiz Pompermayer
Superintendente da Aneel

Como estabelecido em lei, um dos requisitos básicos para a prestação de serviços públicos de energia elétrica é a modernidade das técnicas, equipamentos e instalações. Entre outros requisitos igualmente importantes estão a segurança, a eficiência e a modicidade das tarifas praticadas. Em se tratando da transmissão de energia em sistema elétrico com as dimensões e características do Sistema Interligado Nacional, a relevância de tais requisitos se torna absolutamente inquestionável.

Por outro lado, o cumprimento integral de tais requisitos não é algo trivial, principalmente em relação à modernidade das técnicas, equipamentos e instalações. Pode-se argumentar, por exemplo, que uma condição necessária e suficiente para o cumprimento desse requisito seria usar o que se tem de melhor no mercado. A pesquisa e o desenvolvimento de novos produtos ou serviços seriam papéis exclusivos de instituições de pesquisa e de fabricantes e fornecedores de tecnologias para o setor.

Quando se consideram, porém, os demais requisitos básicos da prestação de serviços públicos e as características da indústria de energia elétrica no Brasil, entre as quais a baixa concorrência entre agentes econômicos e a forte dependência tecnológica do setor, a defesa desse argumento se torna frágil. A baixa concorrência entre os agentes, notadamente nos segmentos de transmissão e distribuição, desestimula a inovação e a busca de melhores níveis de desempenho. A forte dependência de tecnologia desenvolvida no exterior condiciona o desempenho técnico-econômico dos agentes e, consequentemente, a qualidade dos serviços prestados aos interesses de fabricantes e fornecedores externos, que nem sempre coincidem com os do setor e do país.

Diante do exposto, parece mais razoável uma postura mais ativa dos agentes do setor em relação à pesquisa e ao desenvolvimento de técnicas, equipamentos e materiais que proporcionem aos usuários um serviço plenamente adequado às suas necessidades. É esse o espírito da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que obriga as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas à prestação de serviços públicos de energia elétrica a realizar investimentos mínimos em projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que já havia fixado obrigação similar nos contratos firmados após a reestruturação do setor.

Durante os nove primeiros anos de existência do programa, 1999 a 2007, foram estabelecidos ciclos anuais de investimento, no âmbito dos quais foram aprovados cerca de três mil projetos, com investimentos previstos de aproximadamente R$ 1,65 bilhão, o que significa uma média de R$ 550 mil por projeto. Por mais meritórios que tenham sido esses investimentos, verificou-se a necessidade de estímulos à realização de projetos mais alinhados com as demandas e necessidades do setor de energia elétrica.

Entre os mecanismos de estímulo à realização de projetos mais robustos e coerentes com as demandas do setor e as tendências tecnológicas internacionais, destaca-se a figura do projeto de P&D estratégico, cujo tema, escopo e resultados previstos são definidos pela Aneel. Por meio dessa modalidade, procura-se realizar projetos cuja elaboração e desenvolvimento requerem esforços conjuntos e coordenados de várias empresas de energia elétrica e instituições de pesquisa.

Este livro é fruto de um desses projetos, cujo tema foi objeto da Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 005/2008, publicada em novembro de 2008. Buscava-se, com isso, a prospecção, análise e consolidação de informações relevantes sobre alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica em longas distâncias, incluindo avaliação de desempenho e viabilidade econômica das opções selecionadas.

A demanda foi prontamente atendida por cinco empresas de transmissão, que, sob coordenação da Eletrobras Eletronorte (empresa proponente) e em parceria com duas importantes instituições de pesquisa (USP e UFRJ), submeteram à avaliação da Aneel proposta de projeto, a qual teve parecer inicial altamente favorável. A execução do projeto foi acompanhada por técnicos da Aneel e entidades intervenientes (EPE e ONS), com destaque para o seminário realizado em Brasília, nos dias 9 e 10 de fevereiro de 2011, que contou com a presença e a colaboração de especialistas internacionais em transmissão de energia a longa distância. Entre outros aspectos importantes, ficaram ainda mais evidentes a relevância do tema e a pertinência do projeto.

Num cenário de geração de grandes blocos de energia em locais distantes dos principais centros consumidores, aumentam as demandas, a importância e as responsabilidades do segmento de transmissão, que já ocupava lugar de destaque no sistema elétrico nacional. Aumentam, também, as preocupações com a segurança, a eficiência e a confiabilidade do sistema, requisitos básicos na prestação do serviço.

As decisões sobre o melhor arranjo técnico-econômico de um sistema dessa grandeza e complexidade demandam estudos científicos e avaliações rigorosas sobre as tecnologias existentes e os desafios e oportunidades para a expansão da fronteira do conhecimento e o desenvolvimento de tecnologias alternativas ou não convencionais. Os trabalhos realizados no âmbito do projeto em referência, cujos resultados são apresentados neste livro, constituem avanços importantes nessa direção. Além disso, reforçam a tese de que iniciativas como essa (projetos cooperativos) tendem a produzir resultados que justificam, plenamente, os esforços e investimentos realizados.

O Desafio da Transmissão de Energia em Longas Distâncias

Josias Matos de Araujo
Diretor-Presidente da Eletrobras Eletronorte

Flávio Decat de Moura
Diretor-Presidente da Eletrobras Furnas

Djalma Bastos de Moraes
Presidente da Cemig GT

Cesar Augusto Ramirez Rojas
Presidente da CTEEP

Elmar de Oliveira Santana
Diretor-Técnico da EATE

"Gigante pela própria natureza", o Brasil, com um território de mais de 8,5 milhões de km² e uma população que passa dos 190 milhões de habitantes, enfrenta o desafio de aumentar a geração de energia elétrica de forma integrada, rentável e sustentável. Dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE mostram que o consumo nacional de energia elétrica registrou crescimento de 7,8% em 2010 em comparação a 2009, totalizando o montante de 419.016 gigawatts-hora (GWh). O consumo industrial liderou a expansão do mercado, totalizando 183.743 GWh, com aumento de 10,6%, e as classes residencial e comercial também mantiveram patamar elevado de crescimento, com aumento de 6,3% e 5,9%, respectivamente.

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

A transferência de grandes blocos de energia em longas distâncias, em especial a energia potencial das bacias hidrográficas da Amazônia, é outro grande desafio enfrentado pelas empresas. O potencial de geração de energia na região Amazônica é estimado em mais de 100 mil MW. O aproveitamento de Belo Monte, no Rio Xingu, terá capacidade de geração de 11 mil MW.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019 também prevê a exploração do potencial do Rio Tapajós, estimado em 9 mil MW, e o do Rio Teles Pires, com 3,7 mil MW. E há vários outros aproveitamentos na região.

Para estudar as alternativas técnicas, econômicas e ambientais que permitam vencer a distância de cerca de 2,5 mil km entre a região Norte e o grande centro de consumo de energia, localizado nas regiões Sul e Sudeste, foi iniciado o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica*, o chamado Projeto Transmitir.

Outra interligação relevante será provida pelo linhão Tucuruí-Macapá-Manaus, com 1,5 mil km de extensão em 500 kV, e 350 km em 230 kV, ambos em circuito duplo, e investimentos da ordem de R$ 3 bilhões. Essa linha permitirá a integração dos estados do Amazonas, Amapá e do Oeste do Pará ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Além disso, vai gerar economia para o país com a redução da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC dos sistemas isolados em cerca de R$ 2 bilhões por ano.

Outra importante interligação de longa distância irá escoar a energia produzida pelas usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, em Rondônia, com mais de 2.400 km de extensão, ligando Porto Velho (RO) a Araraquara (SP) em corrente contínua ± 600 kV, com dois bipolos e capacidade de transmitir 6.300 MW para o Sudeste.

Devido à similaridade das grandes distâncias entre a geração e os centros de consumo na China e no Brasil, a empresa chinesa *State Grid Corporation of China* (SGCC), com relevante participação no primeiro seminário do Projeto Transmitir, assinou um Memorando de Entendimento com a Eletrobras para compartilhar experiências gerenciais, técnicas e comerciais em transmissão e geração de energia elétrica. A SGCC detém tecnologias não convencionais de transmissão a longas distâncias, como a transmissão em Ultra Alta Tensão, tanto em corrente alternada, 1.000 kV, como em corrente contínua, 800 kV.

Um dos resultados práticos do Projeto Transmitir foi a realização, em fevereiro de 2011, de um Seminário onde foram apresentadas as alternativas de transmissão denominadas não convencionais. O Projeto apresentará, na segunda fase, os estudos e análises econômicas comparativas entre as diversas alternativas avaliadas para a transmissão em longas distâncias.

Desafios existem para serem superados. Este livro aborda as diversas possibilidades de alternativas para transmitir energia elétrica a longas distâncias, retratando as questões técnicas no que se refere à segurança, confiabilidade, eficiência, custos e impactos ambientais.

É fruto da pesquisa de renomados e experientes professores, especialistas reconhecidos pelo setor elétrico nacional que, de maneira decisiva, estão colaborando para que nosso país seja referência em projetos de engenharia, com vistas a viabilizar o transporte de grandes blocos de energia elétrica a longas distâncias, de forma sustentável, rentável e dentro de padrões de excelência e qualidade.

A Importância do Projeto Transmitir para o Setor de Energia Elétrica

Eden Luiz Carvalho Junior (EATE)
Geraldo Nicola (Eletrobras Eletronorte)
João Cesar Bianchi de Melo (EATE)
Luiza Maria de Sousa Carijó (Eletrobras Furnas)
Marcelo Torres de Souza (CTEEP)
Maureen Fitzgibbon Pereira (CTEEP)
Sebastião Vidigal Fernandes Júnior (Cemig GT)

A energia produzida por usinas hidráulicas, uma fonte renovável e de baixo custo, tem sido o principal componente da matriz energética nacional para o fornecimento de energia elétrica. Os grandes aproveitamentos hidráulicos inexplorados no Brasil encontram-se na região amazônica, distantes cerca de 2.500 km da região Sudeste e 2.000 km da região Nordeste, pontos de maiores concentrações de consumo do país para o aproveitamento desta energia. A transmissão de energia elétrica em distâncias tão elevadas se torna, desta forma, um grande desafio para o setor elétrico nacional.

Quais tecnologias, além daquelas normalmente utilizadas, podem ser viabilizadas para transmitir grandes quantidades de energia a longas distâncias, com confiabilidade, baixos custos e um menor impacto ambiental? Como garantir o desenvolvimento do setor elétrico nacional frente a esta nova realidade tecnológica? Como viabilizar a participação da comunidade acadêmica do país neste processo, de forma que ela possa não apenas incorporar os conhecimentos adquiridos nos novos projetos, mas também contribuir para esta nova fronteira de desenvolvimento do país?

Em projetos de tal magnitude, são visualizadas diversas possibilidades de otimização econômica considerando o vulto dos investimentos necessários em projeto, equipamentos, instalação, operação e manutenção das subestações, equipamentos, linhas de transmissão e aspectos socioambientais. Cada alternativa a ser examinada apresenta equipamentos e linhas de transmissão de diferentes características e, portanto, com diferentes oportunidades de ganhos técnicos e econômicos. Estes ganhos dependerão essencialmente dos critérios de planejamento que serão considerados do mercado e das tecnologias, na época em que ocorrer a especificação para a aquisição dos componentes e a ponderações com relação aos aspectos ambientais, inserção regional, fabricação nacional etc.

Para se ter uma noção dos benefícios de um estudo de transmissão a longas distâncias que considere alternativas não convencionais na busca de otimização e redução de custos, pode-se fazer uma analogia com os investimentos previstos para o sistema de transmissão associado às usinas do Rio Madeira. Este sistema, com 2 circuitos HVDC 600 kV, custará cerca de R$ 7 bilhões. Uma redução de custos de somente 5% resultaria em uma economia de R$ 350 milhões.

O Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento, P&D, nº 005/2008, *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias*, da Aneel, pretende abordar algumas destas questões. As empresas Eletrobras Eletronorte (coordenadora), Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE, posicionadas entre as maiores e mais eficientes empresas transmissoras do país, conscientes de seu papel de incentivadoras do desenvolvimento nacional, se uniram como proponentes neste projeto. Como entidades executoras, as Fundações Coppetec (Universidade Federal do Rio de Janeiro) e FDTE (Universidade de São Paulo), centros de excelência universitários, se propuseram a enfrentar o desafio de pesquisar, detalhar e comparar as tecnologias de transmissão não convencionais para transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias e, juntos, contratantes e contratadas, apresentam neste livro o resultado deste trabalho para a comunidade técnica e científica do país. Esperamos, com isso, contribuir para o registro da técnica, aprimoramento da tecnologia nacional e para a formação de uma sociedade autossustentável, independente e, sobretudo, socialmente mais justa, tanto pela disseminação do conhecimento quanto pela redução de custos de implantação decorrente, proporcionando uma economia significativa para a busca da otimização energética.

RESUMO EXECUTIVO

José A. Jardini
Geraldo Nicola
Sérgio O. Frontin

Em setembro de 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Chamada 005/2008 relacionada ao Projeto Estratégico *Alternativas Não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias*.

De acordo com o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da Aneel, um projeto estratégico compreende estudos voltados para a geração de novos conhecimentos tecnológicos de grande relevância para o setor elétrico brasileiro, cujo desenvolvimento exige um esforço conjunto de várias empresas e entidades executoras.

Com base neste conceito, a Aneel considerou ser de alta relevância o estudo de novas alternativas para a transmissão de energia elétrica a longas distâncias, buscando a obtenção de subsídios tecnológicos que pudessem ser aplicados na otimização desta modalidade de transmissão. Atualmente estes sistemas estão sendo analisados para aplicação na integração da Usina de Belo Monte e usinas do Rio Tapajós e para as interligações regionais com outros países da América Latina.

Para a realização desta pesquisa, foram selecionadas as empresas proponentes: Eletrobras Eletronorte, que atua como coordenadora, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE e, como entidades executoras, as Fundações: Coppetec (Universidade Federal do Rio de Janeiro) e FDTE (Universidade de São Paulo). Deve-se ainda enfatizar que o Operador Nacional do Sistema e a Empresa de Pesquisa Energética atuam como entidades intervenientes indicadas pela Aneel para acompanhar e avaliar os resultados obtidos.

Este projeto intitulado de TRANSMITIR está sendo desenvolvido essencialmente em duas etapas. Na primeira etapa, já concluída, foi realizada pesquisa objetivando o estabelecimento do estado da arte para cada uma das alternativas de transmissão, "ditas" não convencionais no atual cenário mundial de energia elétrica. Na segunda fase do projeto, serão realizados estudos e análises econômicas comparando as alternativas não convencionais mais promissoras entre si e com as alternativas convencionais para a transmissão de energia elétrica a longa distância.

As alternativas denominadas não convencionais escolhidas foram aquelas que ainda não foram implantadas no Brasil. Em alguns casos, já são aplicadas em âmbito mundial, embora ainda necessitem de estudos e pesquisas complementares para o seu aprimoramento e otimização técnica e econômica. Neste sentido, foram escolhidas as seguintes alternativas:

- Transmissão de Corrente Alternada Acima de 800 kV – UATCA.
- Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada – (FACTS).
- Conversores CA/CC. Fonte de Corrente e Fonte de Tensão.
- Transmissão em Corrente Contínua Acima de ±600 kV.
- Sistemas de Corrente Contínua em Multiterminais.
- Transmissão de Energia Elétrica em Meia Onda.
- Sistemas de Transmissão Multifásicos.
- Supercondutores de Alta Temperatura.
- Linhas de Transmissão Isoladas a Gás.
- Células a Combustível Hidrogênio.

Para fins de comparação, foram escolhidas as alternativas convencionais: a transmissão em corrente alternada em 750 kV e a transmissão em corrente contínua em ±600 kV. Ambas as tecnologias já são largamente empregadas no Brasil e no mundo e apresentam elevado grau de maturidade e desempenho.

É relevante ainda mencionar que os resultados preliminares do estado da arte foram apresentados para a comunidade técnico-científica, num se-

minário realizado nos dias 9 e 10 de fevereiro de 2011, no auditório da FINATEC na cidade de Brasília. Neste seminário, além das apresentações relativas às alternativas de transmissão efetuadas pelos pesquisadores da FDTE e Coppetec, foi realizado painel sobre as inovações tecnológicas em subestações, equipamentos e linhas de transmissão, com a participação das empresas ABB, Siemens e Alstom, além de especialistas brasileiros nos assuntos em pauta.

Face à similaridade das distâncias entre a geração e centros de consumo na China e Brasil, a empresa chinesa State Grid apresentou neste evento a sua experiência em corrente alternada e corrente contínua. Os subsídios obtidos decorrentes das contribuições dos participantes e dos palestrantes convidados contribuíram efetivamente para complementação do estabelecimento do estado da arte relativa à primeira fase deste projeto e foram inseridos, quando pertinentes, nos capítulos deste documento, cujas principais constatações e conclusões são resumidas a seguir:

O **Capítulo 1 – *Perspectivas da Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância no Brasil*** tem como objetivo identificar os possíveis eixos de transmissão, em termos de distância e potência, para serem utilizados como premissas básicas aos estudos técnicos e econômicos relacionados à aplicação das alternativas não convencionais. Para isso, busca-se relacionar os aproveitamentos hidroenergéticos previstos no país, avaliando as possibilidades de transporte desse potencial de geração no horizonte de curto, médio e longo prazo.

Foi analisado um amplo conjunto de documentos disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), além de artigos técnicos e relatórios relacionados ao desenvolvimento do país, publicados pelas entidades: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), *World Wild Foundation* (WWF) e Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE).

A apresentação dos resultados desta pesquisa tem por objetivo igualmente compor o atual cenário do sistema elétrico brasileiro (2011) e, portanto, estabelecer o contexto em que cada uma das alternativas de transmissão, hoje "ditas" não convencionais, foram analisadas e consolidadas.

O **Capítulo 2 – *Transmissão de Corrente Alternada Acima de 800 kV – UATCA*** tem como objetivo elaborar o estado da arte sobre a transmissão em corrente alternada acima de 800 kV, apresentando as fontes pesquisadas; o histórico do uso desta modalidade de transmissão; os sistemas atualmente

em planejamento, construção e operação; os principais requisitos de sistema para a especificação das linhas e equipamentos; os centros de pesquisas preparados para realização de testes neste nível de tensão; os parâmetros principais das linhas de transmissão, subestações e equipamentos.

A implantação de sistemas de transmissão até 800 kV foi pioneiramente iniciada pelo Canadá em 1965. A partir desta data, seguiram-se os sistemas dos Estados Unidos, África do Sul, Brasil, Coreia e China. Com base na experiência adquirida, os sistemas acima de 800 kV passaram a ser investigados. No início dos anos 70, a Itália, Estados Unidos e Canadá deflagraram uma série de investigações tanto do ponto de vista teórico, por meio de estudos e simulações computacionais, como de ensaios realizados em laboratórios e linhas experimentais. Embora o volume de informações tenha sido bastante expressivo e demonstrado a viabilidade técnica de sistemas acima de 800 kV, estes países decidiram pela não utilização, até o momento, deste nível de tensão.

Entretanto, outros países demonstraram efetivo interesse na implantação de sistema de transmissão de tensão acima de 800 kV. Foi o caso da Rússia que, em 1985, implantou o seu sistema de 1.200 kV. O Japão, em 1996, iniciou os primeiros ensaios de campo na tensão de 1.100 kV, que operou na tensão de 500 kV por muitos anos e entrou em operação na tensão de 1.100 kV em 2010. A China, em 2008, colocou em operação o sistema de 1.100 kV. Está em fase de construção o sistema da Índia de 1.200 kV previsto para entrar em operação em 2012/2013.

Tendo em vista o crescente interesse em sistemas acima de 800 kV, o CIGRÉ e a IEC deflagraram diversas iniciativas no sentido de promover a normalização dos parâmetros dos equipamentos para este nível de tensão, devendo-se ressaltar a necessidade premente da normalização da tensão nominal e tensão máxima de operação, que têm apresentado valores discordantes nos projetos analisados.

No Brasil, a transmissão de CA acima de 800 kV tem sido uma alternativa considerada no planejamento da expansão do sistema. Podem-se citar, por exemplo, os estudos de transmissão para integração das fontes de energia: Usina de Itaipu (1971), usinas da Amazônia (1990), usinas do Rio Madeira (2005) e Usina de Belo Monte (2009).

Pode-se certamente inferir, a partir da análise do presente estado da arte, que a transmissão de energia a longa distância com nível de tensão acima de 800 kV é uma alternativa tecnologicamente viável. Esta afirmação pode ser comprovada mediante diversos informes que vêm sendo publicados desde o inicio da década de 1970. Deve-se enfatizar que estes trabalhos fo-

ram resultados de inúmeras atividades desenvolvidas por empresas de energia elétrica, fabricantes, empresas de consultoria e centros de pesquisas.

O **Capítulo 3 – *Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada – (FACTS)*** tem por objetivo apresentar o estado da arte dos principais equipamentos FACTS, envolvendo funcionalidades, princípios de operação e principais aplicações no Brasil e no mundo.

O conceito FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) agrupa um conjunto de novos equipamentos de eletrônica de potência (chaves semicondutoras de alta potência, microcontroladores e ferramentas analíticas complementares) que permitem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos. O termo flexibilidade está relacionado com a capacidade rápida e contínua para alterar os principais parâmetros que controlam a dinâmica de funcionamento de um sistema elétrico.

O objetivo básico da utilização dos equipamentos FACTS é a obtenção de sistemas CA com alto nível de adaptabilidade como em sistemas de CC. Para tal, são utilizados dispositivos semicondutores de potência para chavear circuitos ou sintetizar conversores (CC/CA ou CA/CC).

Com base na revisão dos equipamentos FACTS, assim como da tecnologia de conversores e semicondutores atualmente disponíveis, pode-se verificar que os equipamentos baseados em eletrônica de potência destinados ao controle das principais grandezas de sistemas elétricos que operam em média e alta tensão podem se tornar, o que já foi comprovado para alguns deles, em uma opção de aplicação viável considerando o avanço na tecnologia dos semicondutores. Normalmente, esses equipamentos desempenham mais do que uma única função principal na rede, justificando dessa forma a sua versatilidade e instalação no sistema.

O **Capítulo 4 – *Conversores CA/CC. Fonte de Corrente e Fonte de Tensão*** tem por objetivo fazer uma descrição do princípio de funcionamento destes tipos de conversores, enfatizando a comparação de seu desempenho.

Existem duas tecnologias em uso para as conversoras de sistemas HVDC: utilizando VSC-*Voltage Sourced Converter* (Conversor Fonte de Tensão) com base em IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou LCC - *Line Commutated Converter* (também denominado *CSC – Current Sourced Converter ou* Conversor Fonte de Corrente) com base em tiristores. O CSC é, no momento, o mais utilizado e permite construir conversores de maior potência e tensão, porém o VSC tem muitas vantagens técnicas e poderá vir ocupar mais espaço num futuro breve.

O **Capítulo 5 – *Transmissão em Corrente Contínua Acima de ±600 kV*** tem por objetivo apresentar o estado da arte de sistemas de transmissão em corrente contínua na tensão de 800 kV e de sistemas multiterminais com a finalidade de verificar a viabilidade da aplicação concreta e efetiva destes sistemas e identificar a necessidade de ações adicionais de pesquisa e desenvolvimento, para que esta aplicação possa ser efetuada de maneira mais adequada, segura e eficiente.

A análise realizada permite concluir, com base na informação disponível desde a década de 1980 e produzida por empresas de energia elétrica, fabricantes, empresas de consultoria e centros de pesquisas, que a transmissão de grandes blocos de energia a longa distância com tensão ±800 kV é uma alternativa tecnologicamente viável, já existindo um projeto em operação e outros em fase final de construção e comissionamento. A experiência operativa destes projetos será muito importante para acelerar a maturação deste novo salto tecnológico da transmissão em CC.

A implantação de sistemas multiterminais pode ser considerada com segurança em estudos de planejamento e projetos, até mesmo para a tensão CC em ±800 kV. Os requisitos existentes para viabilizar sua aplicação prática têm sido cada vez mais atendidos com a evolução tecnológica, principalmente quanto ao controle, telecomunicações e conversores. A experiência operativa dos sistemas já existentes, em operação desde o início de 1990, também deverá ter papel importante para aprimoramento deste tipo de transmissão.

O **Capítulo 6 – *Transmissão de Energia Elétrica em Meia Onda*** tem como objetivo apresentar as principais informações a respeito de linhas de transmissão de meio comprimento de onda (na frequência operativa), obtidas mediante publicações sobre o assunto. Como resultados da pesquisa realizada, apresentam-se as conclusões a seguir. A escolha do valor adequado da potência característica é particularmente importante para a linha de meia onda. Este parâmetro determina a maior ou menor ocorrência de sobretensões em regime, bem como a amplitude dessas sobretensões. Também influencia o valor das perdas resistivas da linha. Para adequação operacional de linhas de meia onda, é necessário prover equipamentos para ajuste da tensão, eventualmente do ângulo de potência na linha e do fator de potência na carga para evitar sobretensões decorrentes de fator de potência não unitário. Funções de proteção baseadas em sinais de corrente convencionais não são apropriadas se aplicadas em linhas de meia onda. A coordenação de isolamento da linha deve levar em conta a ocorrência de sobretensões

decorrentes de curtos na própria linha ou na linha adjacente. Nas pesquisas realizadas até a presente data, os transitórios eletromagnéticos de energização de linhas de meia onda não se apresentaram mais críticos que os observados para linhas de transmissão convencionais.

O **Capítulo 7 – *Sistemas de Transmissão Multifásicos*** tem por objetivo apresentar o estado da arte de sistemas multifásicos, em especial o sistema hexafásico, que podem ser visualizados como uma alternativa para transporte de grandes blocos de energia em longa distância.

São abordados os conceitos teóricos, as implicações decorrentes dessa utilização, eventual vantagem econômica, envolvendo a redução de perdas e o aumento da capacidade de transmissão, a compactação maior da torre e os aspectos práticos necessários à adaptação em linhas e subestações existentes.

Linhas de transmissão multifásicas oferecem as vantagens de permitir alta capacidade de transmissão, faixas de passagens mais estreitas, baixo nível de ruído audível, dimensões reduzidas, e alta confiabilidade para faltas transitórias, além de possuir compatibilidade com sistemas trifásicos. Por outro lado necessitam de transformadores adicionais defasadores que aumentam o custo desta alternativa de transmissão.

Pode-se concluir deste capítulo que linhas multifásicas podem ser projetadas para prover capacidades de transferência de energia semelhantes à UATCA. Linhas multifásicas têm torres menores e requerem menores faixas de passagem comparadas com linhas trifásicas, sujeitas às mesmas restrições ambientais. As linhas multifásicas são compatíveis com sistemas trifásicos existentes. As estruturas de linhas multifásicas, ferragens e isolamento não agregam nenhum problema de limitação de projeto.

O **Capítulo 8 – *Supercondutores de Alta Temperatura*** tem por objetivo apresentar os tipos de supercondutores e suas características. São apresentadas as principais aplicações (na maioria ainda experimental) ao redor do mundo, principalmente nos Estados Unidos, Japão, Coreia do Sul e China. Também é apresentada uma tendência no desenvolvimento de uma nova geração de supercondutores. Esta tecnologia, devido ao seu alto custo, ainda não se mostra competitiva para transmissão a longa distância.

Os supercondutores de alta temperatura (HTS – *High Temperature Superconductors*) utilizados para distribuição e transmissão são uma das maiores promessas de aplicação desta tecnologia. Apesar de as instalações com HTS ainda serem caras, o conjunto de benefícios potenciais estão trazendo estes cabos para perto do patamar de comercialização em certas situações.

Testes extensivos ao redor do mundo demonstram que todos os desafios técnicos estão sendo superados, e uma forte reputação de confiabilidade na demanda do ambiente da rede está se desenvolvendo. Projetos atuais têm progredido ao ponto onde quase todos os sistemas de cabos sob consideração são de dielétrico frio, que oferece completa extensão de benefícios dos cabos HTS. O uso de fios de segunda geração quando configurado com um estabilizador de resistência está abrindo uma nova e potencialmente importante avenida para sistemas com cabos HTS, fazendo destes inerentes limitadores de corrente de falta.

O **Capítulo 9 – *Linhas de Transmissão Isoladas a Gás*** tem por objetivo apresentar uma descrição sobre linhas isoladas a gás (GIL – *Gas Insulated Line*). São apresentados os tipos, características e as principais aplicações ao redor do mundo, principalmente no Japão, Suíça, Alemanha e Tailândia. É apresentada uma visão geral sobre as atividades realizadas nos últimos anos no desenvolvimento, ensaios e instalações feitas e planejadas. A perspectiva para o futuro próximo também indica a possibilidade de aplicações em túneis de tráfego para carros ou trens e GIL de longa distância enterrada. Mas, da mesma maneira que a tecnologia HTS, esta tecnologia ainda não se mostra competitiva para a transmissão a longa distância.

As principais razões para novas aplicações de GIL de segunda geração são o aumento da necessidade de energia elétrica nos centros de áreas metropolitanas; as mudanças no mercado de energia elétrica, resultantes da desregulamentação do setor; a necessidade de novas linhas de transmissão de cruzamento de fronteira ou de região para intercâmbio de eletricidade; mais estabilidade no suprimento de energia.

O **Capítulo 10 – *Viabilidade Técnico-Econômica de Células a Combustível e Hidrogênio*** tem por objetivo apresentar um panorama geral como o hidrogênio pode substituir combustíveis fósseis, seus mercados potenciais, formas de produção, distribuição e utilização. Células a combustível é o equipamento que transforma a energia química de combustíveis diretamente em energia elétrica, com uma eficiência em torno do dobro que qualquer máquina térmica permitiria. Com as novas tecnologias em desenvolvimento, especialmente a Nanotecnologia, será possível alcançar custos de equipamento iguais ou inferiores, no decorrer dos anos, ao do motor de combustão interna que revolucionou o sistema de transporte nos últimos 100 anos. Carvão mineral e energia nuclear poderiam suprir a demanda de energia por centenas de anos ainda, mas com consequências nefastas para o meio

ambiente. Do outro lado, a energia solar que atinge os continentes representa aproximadamente 1.500 vezes o valor do consumo mais alto de energia que se possa prever. Trata-se, portanto, de aproveitar racionalmente os recursos naturais disponíveis e, ainda, conservar importantes e grandes áreas como a Mata Atlântica e a Floresta Amazônica para preservar sem alterações sua diversidade biológica. Isto também é essencial para a proteção do solo contra erosão e fixação da água no solo. Hoje, o custo operacional das células a combustível utilizando hidrogênio obtido da gaseificação de carvão vegetal, resíduos agrícolas, da reforma de combustíveis como metanol, etanol e de biogás, já é inferior ao custo de algumas formas de produzir energia. Enquanto, atualmente, o custo de uma célula a combustível é aproximadamente equivalente, por kW, ao valor da instalação de uma hidroelétrica, com o emprego de tecnologias já conhecidas e produção em escala, também neste aspecto, poderão competir em preço até com um motor de combustão interna.

Estudos têm demonstrado que uma infraestrutura de rede de gasodutos é a mais rentável para o transporte de hidrogênio em grandes quantidades e por longas distâncias, como é feito com o gás natural atualmente. Do mesmo modo, o hidrogênio pode ser transportado até o ponto final de uso, utilizando o sistema de distribuição dos hidrocarbonetos renováveis, como o etanol (estratégico ao Brasil e inserido na Política Nacional do Hidrogênio) ou outras biomassas. Vários projetos de etanoldutos multimodais já estão em fase de implementação, como o de Botucatu–Paulínia–Guarujá; Uberaba–Ribeirão Preto–Paulínia–São Sebastião ou o de Mato Grosso do Sul ao porto de Paranaguá. Estes dutos disponibilizarão etanol para várias cidades como já é feito com o gás natural.

O **Capítulo 11 – *Maturidade Tecnológica das Alternativas Não Convencionais de Transmissão de Energia*** tem por objetivo apresentar e aplicar metodologia para a quantificação da maturidade tecnológica para cada uma das alternativas de transmissão. Foram pontuados os seguintes indicadores: experiência mundial atual, perspectivas de aplicação no Brasil, aspectos ambientais, economicidade, capacitação local existente, fabricação nacional, desempenho esperado, existência de ferramentas computacionais.

O **Capítulo 12 – *Agenda Estratégia de Pesquisa e Desenvolvimento*,** apresenta a consolidação dos temas que foram considerados como promissores para a realização de pesquisa, de forma a contribuir para o desenvolvimento das tecnologias. Esta relação pode, por conseguinte, se constituir

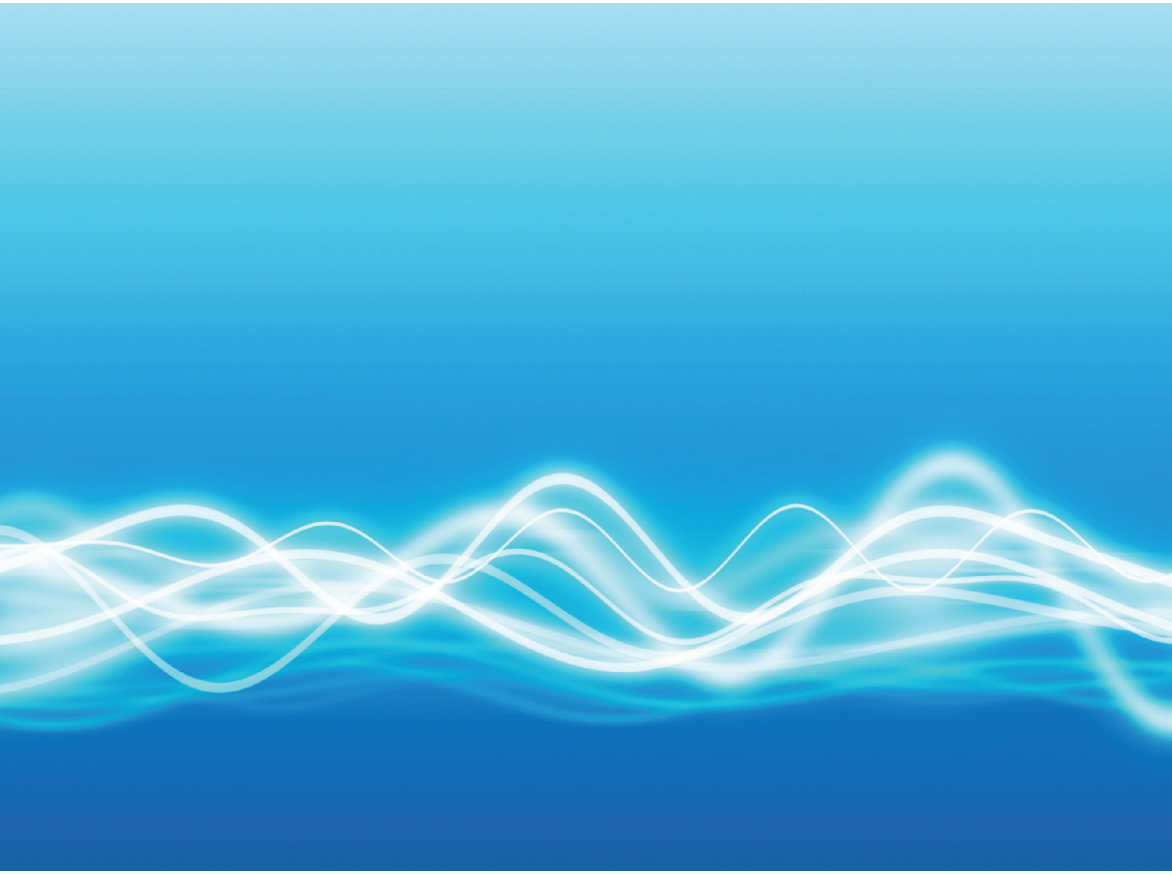
na agenda estratégica das empresas, quando da escolha dos seus projetos de P&D no âmbito do Programa da Aneel.

Pela oportunidade da participação neste projeto, que certamente contribuirá para colocar o Brasil num patamar de excelência para a implantação de sistemas de transmissão de grandes blocos de potência a longas distâncias, os autores agradecem a Agência Nacional de Energia Elétrica, as empresas proponentes Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE, as Fundações Coppetec (Universidade Federal do Rio de Janeiro) e FDTE (Universidade de São Paulo) e as empresas Operador Nacional do Sistema (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

CAPÍTULO 1

Perspectivas da Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância no Brasil

Thales Sousa
Ronaldo P. Casolari
José A. Jardini



Objetivo

O presente capítulo tem como objetivo identificar os possíveis eixos de transmissão no Brasil para o estudo de alternativas não convencionais de transmissão de energia. Nesse sentido, foram buscados os aproveitamentos hidroenergéticos previstos, avaliando as possibilidades de exportação desse potencial de geração no horizonte de curto, médio e longo prazo.

Para tanto, foi analisado um conjunto de documentos que inclui os disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), além de artigos técnicos e relatórios de órgãos relacionados ao desenvolvimento do país, como**,** por exemplo, *World Wild Foundation* (WWF), Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) e Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

O sistema elétrico em 2010

As informações relacionadas ao sistema elétrico atual podem ser separadas com base nos diferentes agentes de consumo, de geração e de transmissão. O estabelecimento do cenário atual, considerando esses agentes, permite definir uma referência para os estudos de planejamento da expansão. A tabela 1 apresenta o consumo de energia elétrica (GWh) para os anos de 2009 e 2010, por subsistema.

Tabela 1: Consumo de energia (GWh) por subsistema 2009/2010 [7]

GWh		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN	2010	41.448	39.338	43.660	40.257	41.273	39.473	41.105	41.360	41.155	41.956	41.400	43.060
	2009	37.187	36.433	39.980	36656	37.249	35.766	37.819	38.248	38.410	39.918	40.420	40.642
SE/CO	2010	25.542	24.220	26.848	24.915	25.412	24.294	25.481	25.760	25.843	25.916	25.517	26.721
	2009	22.527	22.357	24.647	22.467	23.007	21.847	23.310	23.659	23.831	24.580	25.138	24.959
S	2010	7.027	6.812	7.361	6.561	6.667	6.577	6.857	6.821	6.539	6.719	6.839	7.223
	2009	6.376	6.364	6.884	6.228	6.222	6.100	6.372	6.317	6.216	6.551	6.697	6.793
NE	2010	6.077	5.708	6.505	5.979	6.268	5.844	5.931	5.883	5.916	6.396	6.203	6.216
	2009	5.596	5.246	5.753	5.369	5.354	5.180	5.454	5.578	5.723	6.072	5.925	6.132
N	2010	2.802	2.597	2.947	5.802	2.926	2.758	2.836	2.896	2.857	2.926	2.841	2.900
	2009	2.688	2.466	2.697	2.592	2.666	2.640	2.683	2.694	2.640	2.715	2.660	2.758

O sistema de geração estabelecido para atender à demanda solicitada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por diferentes fontes de energia elétrica. A capacidade instalada, conforme o tipo de fonte de energia, é apresentada na figura 1.

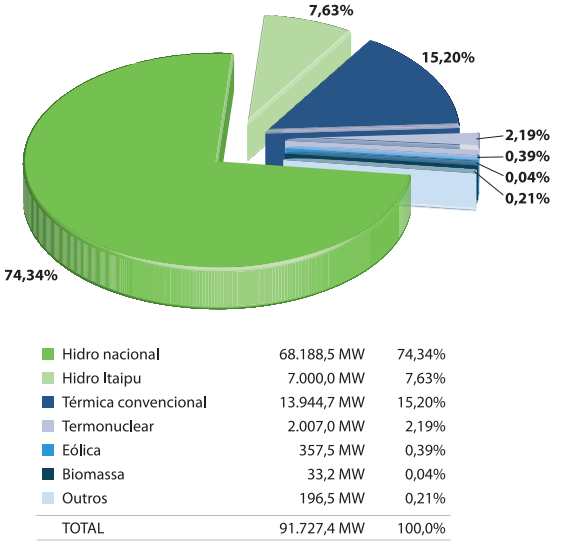


Figura 1: Capacidade instalada no SIN em 31/12/2009 [7]

De maneira a interligar a energia gerada à demanda solicitada, o Sistema Interligado Nacional dispõe de uma rede de transmissão composta de linhas com níveis de tensões diferenciados, o que proporciona a transmissão de grandes blocos de energia. A rede de transmissão e seus níveis de tensão existentes estão representados na figura 2.

Figura 2: Sistema de transmissão do SIN no final do ano de 2009 [7]

Considerando os níveis de tensão representados na figura 2, é apresentada na tabela 2 uma evolução em relação à expansão destes.

Tabela 2: Evolução da rede de transmissão (km) por nível de tensão [7]

Tensão kV	2005	2006	2007	2008	2009	Var % (09/08)
230	35.736,5	36.342,5	37.155,5	37.709,9	41.503,5	10,06
345	9.579,1	9.579,1	9.772,1	9.772,1	9.783,6	0,12
440	6.667,5	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.671,2	–
500	26.771,1	29.341,2	29.392,2	31.868,3	33.211,8	4,22
600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	–
SIN	83.049,2	86.228,9	87.285,9	90.316,4	95.464,9	5,70

Adicionalmente, algumas definições de expansão já foram tomadas (em janeiro 2011) para o decênio, devido a sua complexidade de implantação. Alguns exemplos são:

- **Complexo do Rio Madeira:** composto pelos aproveitamentos (UHE's) de Santo Antônio e Jirau que totalizam 6.450 MW e o sistema de integração desses empreendimentos em corrente contínua ± 600 kV, com aproximadamente dois bipolos de 2.345 km. O Complexo do Rio Madeira encontra-se em fase de construção.
- **Complexo de Belo Monte:** composto pela UHE de Belo Monte, com capacidade instalada de 11.233 MW (já licitada). Os estudos das alternativas de transmissão foram iniciados, porém ainda não foi estabelecida a definição da tecnologia final de transmissão.

Plano Decenal de Expansão de Energia (2010-2019)

A seguir, é apresentada uma análise do Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019, considerando a expansão da demanda e da oferta de energia no período decenal.

Nesse sentido, a tabela 3 apresenta a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução) dos valores médios quinquenais da elasticidade-renda resultante, assim como dos valores pontuais da intensidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB de 2008.

Tabela 3: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil [2]

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10^9 R$ 2008)	Intensidade (kWh/R$ 2008)
2010	455,2	3.201	0,142
2014	561,8	3.891	0,144
2019	712,0	4.966	0,143
Período	**Variação (% a.a.)**	**Variação (% a.a.)**	**Elasticidade**
2010–2014	5,8	5,2	1,11
2015–2019	4,9	5,0	0,97
2010-2019	5,3	5,1	1,04

As tabelas 4 e 5 apresentam a evolução do consumo anual e da demanda máxima instantânea (MW) para o SIN e subsistemas.

Tabela 4: Consumo anual de eletricidade na rede do Brasil, por subsistema (GWh) [2]

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	N	NE	SE/CO	S			
2010	28.813	59.015	250.503	71.024	409.355	6.510	415.865
2014	43.318	72.372	306.125	83.737	505.552	1.239	506.791
2019	58.152	92.561	377.355	103.162	631.229	1.805	633.033
Variação (% ao ano)							
2010–2014	10,5	5,9	5,6	4,7	5,9	-31,2	5,5
2015–2019	6,1	5,0	4,3	4,3	4,5	7,8	4,5
2010–2019	8,2	5,4	5,0	4,5	5,2	-13,9	5,0

Tabela 5: Evolução da demanda máxima instantânea (MW) para o SIN e subsistemas [2]

Ano	Subsistema				Sistemas		SIN
	N	NE	SE/CO	S	N/NE	S/SE/CO	
2010	4.590	10.525	44.719	12.655	14.902	57.151	71.260
2014	7.474	12.826	54.463	15.013	20.024	69.209	88.034
2019	9.946	16.274	66.815	18.484	25.865	84.971	109.385
Variação (% ao ano)							
2010–2014	12,1	5,2	5,9	4,1	7,3	6,0	6,3
2015–2019	5,9	4,9	4,2	4,2	5,3	4,2	4,4
2010–2019	8,9	5,0	5,1	4,2	6,3	5,1	5,4

Os valores apresentados nas tabelas 3 a 5 foram utilizados pela EPE como referências para o planejamento das fontes de geração de energia elétrica a serem implantadas no horizonte de estudo predeterminado no Plano Decenal.

Evolução da geração

Com base no crescimento do consumo, associado às necessidades de energia dos diversos setores da economia e regiões do país, é esperado um incremento anual da carga da ordem de 3.300 MWmed [2]. Nesse sentido, na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados para atendimento das necessidades futuras de consumo, o Brasil realiza, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência. Nesse ponto, as usinas participantes de leilões anteriores e que deverão entrar em operação entre 2010 e 2013 são consideradas nos estudos do ONS (operação), não sendo objetos dos estudos de planejamento

da expansão. Estão incluídas no período 2010-2013 as seguintes usinas maiores que 1.000 MW e localizadas na região Norte do país: UHE Estreito (1.087 MW); UHE Santo Antônio (3.150 MW); e UHE Jirau (3.300 MW).

Adicionalmente, considerando a importância para o desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, têm-se realizados estudos de integração do Brasil com países limítrofes sul-americanos. São exemplos de projetos de integração:

- Avaliação da construção de usinas hidrelétricas no Peru, com potencial estimado entre 6.000 e 7.000 MW, destacando-se a Usina de Inambari, em torno de 2.000 MW.
- Entre Inambari e as usinas brasileiras do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), está em estudo a hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW, a ser implantada em território boliviano.
- Estudos de inventário hidrelétrico na Guiana, cujo potencial é de cerca de 7.500 MW.
- Integração das usinas de Garabi e Panambi, empreendimentos situados no Rio Uruguai, entre Brasil e Argentina, com capacidades instaladas de referência 1.137 MW e 985 MW, respectivamente.

A tabela 6 ilustra a capacidade instalada prevista para o ano de 2019.

Tabela 6: Capacidade instalada prevista no SIN até 2019 [2]

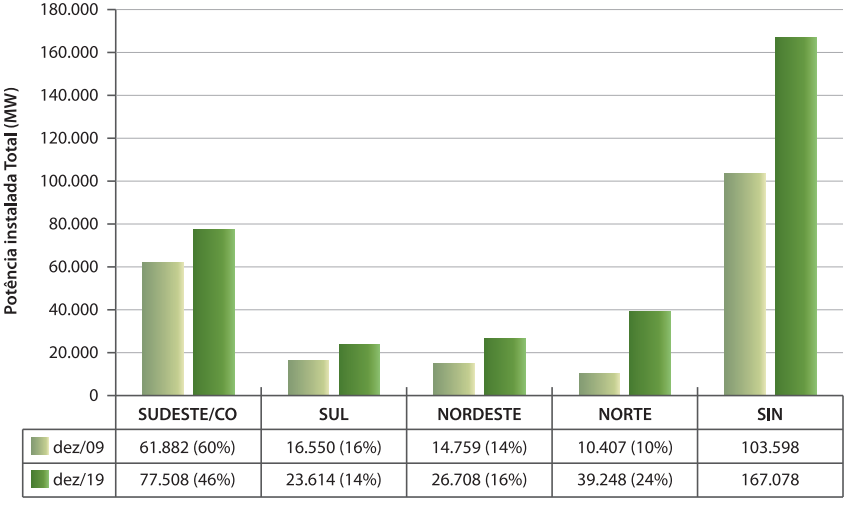
Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidro (*)	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás natural	8.860	9.356	9.356	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
Carvão	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo combustível	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
Óleo diesel	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Gás de processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
PCH	4.043	4.116	4.116	4.156	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
Biomassa	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
Eólica	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.441	4.841	5.241	5.641	6.041
TOTAL	**112.455**	**118.375**	**122.676**	**130.774**	**133.305**	**140.935**	**147.605**	**152.080**	**157.628**	**167.078**

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHEs.
(*) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

Para fins de simulação energética, a EPE considerou um conjunto de interligações entre os subsistemas nacionais representado pela figura 3. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado.

Figura 3: Esquema das interligações entre subsistemas [2]

Nesse sentido, o Plano Decenal 2010-2019 destacou a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, em 2010, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2019, totalizando 28.798 MW de expansão, conforme figura 4.



	SUDESTE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE	SIN
dez/09	61.882 (60%)	16.550 (16%)	14.759 (14%)	10.407 (10%)	103.598
dez/19	77.508 (46%)	23.614 (14%)	26.708 (16%)	39.248 (24%)	167.078

Figura 4: Participação regional na capacidade instalada do SIN [2]

A partir da tabela 7, é possível verificar os novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2015 a 2019.

Tabela 7: Projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2015 a 2019 [2]

Ano	Mês	Projeto	Rio	Potência (MW)	Região
2015	jan	UHE Garibaldi	Canoas	175	Sul
	jan	UHE Cachoeria	Parnaíba	63	Nordeste
	jan	UHE Castelhano	Parnaíba	64	Nordeste
	jan	UHE Estreito	Parnaíba	56	Nordeste
	jan	UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	Norte
	jan	UHE Colíder	Teles Pires	300	Norte
	jan	UHE Belo Monte	Xingu	11.233	Norte
	ago	UHE Salto Grande Chopim	Chopim	53	Sul
	out	UHE Uruçuí	Parnaíba	134	Nordeste
	out	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	nov	UHE São Manoel	Teles Pires	746	Norte
	nov	UHE Foz do Apiacás	Apiacás	275	Norte
	dez	UHE Sinop	Teles Pires	461	Norte
2016	jan	UHE Toricoejo	das mortes	76	Sudeste/Centro-Oeste
	mar	UHE Ferreira Gomes	Araguari	153	Norte
	nov	UHE Dabinópolis	Paranaíba	107	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2017	jan	UHE São Roque	Canoas	214	Sul
	out	UHE São Miguel	Grande	65	Sudeste/Centro-Oeste
2018	jan	UHE Itapiranga	Uruguai	725	Sul
	set	UHE Telêmaco Borba	Tibaji	120	Sul
	out	UHE Mirador	Tocantizinho	80	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Água Limpa	das Mortes	320	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
	nov	UHE Serra Quebrada	Tocantins	1.328	Norte
2019	jan	UHE Torixoréu	Araguaia	408	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Barra do Pomba	Paraíba do sul	80	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Traíra II	Suaçuí-Grande	60	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	jan	UHE Jardim do Ouro	Jamanxim	227	Norte
	jan	UHE Cachoeira dos Patos	Jamanxim	528	Norte
	jan	UHE Jamanxim	Jamanxim	881	Norte
	jan	UHE Cachoeira do Caí	Jamanxim	802	Norte
TOTAL				**32.296**	

Considerando os dados apresentados na tabela 7 e as grandes distâncias aos centros de carga, a região Norte do país é tratada como principal objeto de análise do presente trabalho. A tabela 8 explicita a diferença apresentada entre carga e geração das regiões Norte (N) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO).

Tabela 8: Evolução da demanda máxima (MW) e da potência instalada nas regiões Sudeste-Centro-Oeste e Norte para o período de 2010 a 2019

	Demanda máxima (MW)		Potência instalada (MW)	
	2010	**2019**	**2010**	**2019**
SE/CO	44.719	66.815	61.882	77.508
N	4.590	9.946	10.407	39.248

Assim, considerando que o aumento da demanda na região Norte não é compatível em relação à evolução da potência instalada, há de se considerar a necessidade de ampliação de intercâmbio entre as regiões do Sistema Interligado Nacional.

Sistema de transmissão

O Plano Decenal ainda descreve alguns aspectos que norteiam o estabelecimento da configuração de referência do sistema de transmissão e sua evolução ao longo do período decenal.

No que diz respeito aos sistemas já definidos no decênio 2010-2019, foi apresentada a alternativa vencedora para integração das usinas do Rio Madeira, bem como do reforço da interligação dos estados do Acre e Rondônia com o SIN, figura 5.

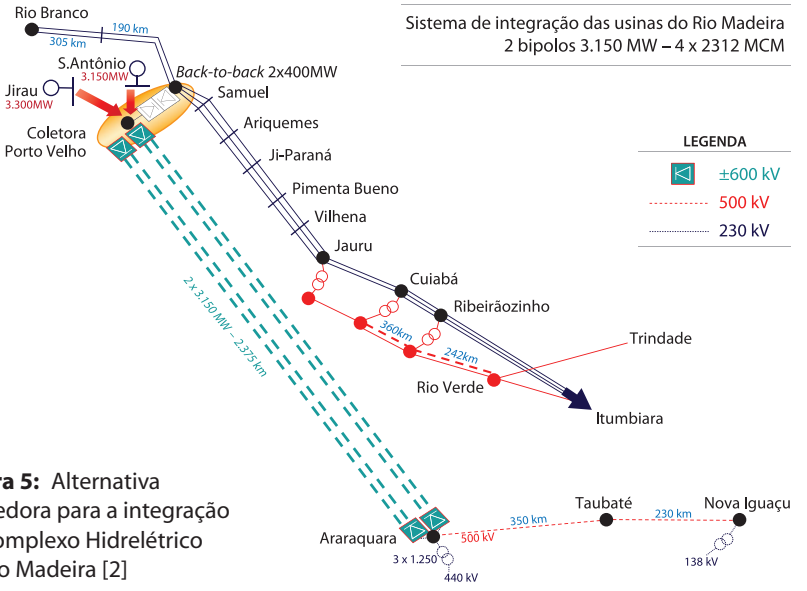


Figura 5: Alternativa vencedora para a integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira [2]

Para o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, já licitado, com capacidade instalada de 11.233 MW, foi indicado à conexão ao sistema elétrico via Rede Básica através de dois circuitos de 751 km, em 750 kV, para a SE Colinas. Esses estudos foram realizados antes da concepção da subestação em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá), situada a aproximadamente 17 km da usina, que passa a ser o ponto de conexão, envolvendo circuitos mais curtos e na tensão de 500 kV.

Para a Bacia do Rio Teles Pires, caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.700 MW, foram consideradas cinco usinas (Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires) para entrar a partir de 2015. Os estudos eletroenergéticos desenvolvidos no âmbito do Plano Decenal 2010-2019 não foram aprofundados, considerando o ano de 2010.

Foram ainda apresentadas as interligações regionais e dos sistemas isolados ao SIN, como, por exemplo, a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus e a possibilidade de ampliação das interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela.

Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas. Nesse contexto, o PNE 2030 apresenta o tema Geração Hidrelétrica como parte integrante do conjunto de estudos realizados.

Conforme PNE 2030, a Bacia do Rio Amazonas possui o maior potencial hidrelétrico brasileiro, sendo o potencial hidrelétrico a aproveitar na Bacia do Amazonas igual a 106.000 MW. Não considerando o potencial total remanescente (28.000 MW), o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial, conforme indicado na tabela 9.

É importante ressaltar que os números apresentados não representam o potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim o passível de aproveitamento nos estudos do PNE 2030.

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Tabela 9: Bacia do Amazonas - Localização do potencial hidrelétrico por sub-bacia (MW) [1]

Sub-bacia	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais	Total	%
Tapajós	6.875	17.841	24.626	32,0
Xingu	5.681	17.114	22.795	29,6
Madeira	13.144	1.556	14.700	19,1
Trombetas	1.491	4.745	6.236	8,1
Negro	0	4.184	4.184	5,4
Jari	318	1.373	1.691	2,2
Branco	419	660	1.079	1,4
Paru	820	118	938	1,2
Oiapoque	0	250	250	0,3
Purus	213	213	213	0,3
Maecuru	161	161	161	0,2
Nhamundá	0	110	110	0,1
Uatumã	75	0	75	0,1
TOTAL	**29.196**	**47.862**	**77.058**	**100**

Artigo EPE-SNPTEE (2009) – A experiência do Projeto Madeira e possíveis aplicações nos estudos de integração de grandes usinas da Amazônia

O referido artigo apresentou a experiência obtida pela EPE com relação ao projeto do complexo do Rio Madeira (usinas Jirau e Santo Antônio) e suas aplicações nos estudos de integração de grandes usinas na Bacia Amazônica. O artigo procura explorar duas características particulares do complexo, quais sejam: capacidade instalada, grande bloco de potência (6.450 MW); e distância ao sistema consumidor, longa distância (~2.500 km).

Os estudos de integração das usinas Jirau e Santo Antônio iniciaram-se em 2005 e, em 2006, foi finalizada a primeira etapa dos estudos com a identificação da alternativa de mínimo custo global, recomendando uma solução em corrente contínua (CC) com 2 bipolos em ± 600 kV. Em 2007, foram retornados os trabalhos com o objetivo de indicar, além da alternativa CC de menor custo, pelo menos uma solução em corrente alternada (CA) de maneira a buscar a modicidade tarifária, uma vez que não se tinham no Brasil experiências recentes com relação aos custos de equipamentos associados à tecnologia em CC. Nos estudos realizados, não foi avaliada a alternativa de transmissão em meia onda.

Dessa forma, foram consideradas para leilão 2 alternativas: a alternativa CC com 2 bipolos, menor custo total e a alternativa híbrida com 1 bipolo e 2 linhas de 500 kV, solução que contemplava tecnologia CA de menor custo.

A experiência e o conhecimento adquirido com esses estudos deverão contribuir com estudos de planejamento que serão desenvolvidos futuramente, conforme ilustrado na figura 6.

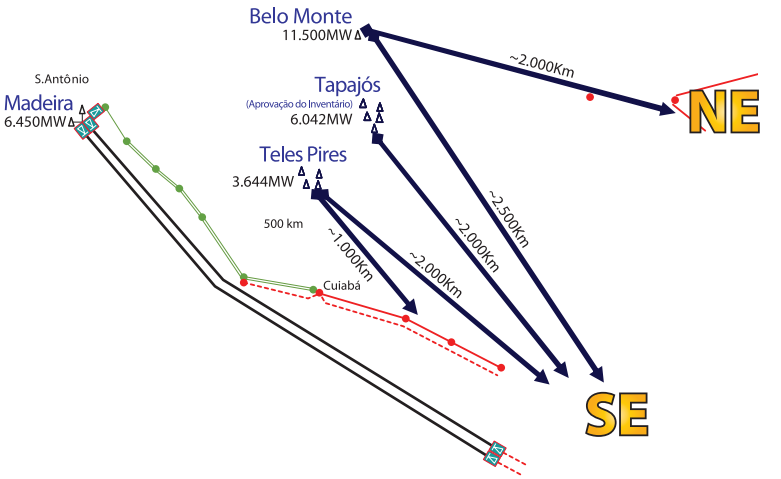


Figura 6: Distâncias das futuras usinas aos possíveis sistemas receptores [3]

O trabalho também apresentou os pontos críticos e as principais constatações obtidas a partir da execução dos trabalhos. O primeiro ponto crítico apresentado foi quanto à tecnologia de transmissão. Nesse sentido, o artigo sugeriu que fossem estudadas, nos casos de sistemas de transmissão a longa distância, as tecnologias convencionais em corrente contínua (±500 ou ±600 kV) e alternada (500 ou 750 kV), novas tecnologias já aplicadas no mundo, tais como ±800 kV CC e 1.000 kV CA e tecnologias inéditas, tais como transmissão de hidrogênio e a transmissão em meia onda.

O segundo ponto crítico apresentado está relacionado à inserção regional. O terceiro ponto apresentado tratou do cálculo das perdas no SIN que foi considerado no custo global das alternativas estudadas.

O quarto ponto crítico apresentado tratou dos custos de referência. Nesse ponto, foi concluído que as bases de custos disponíveis no setor não são suficientes para a comparação econômica das alternativas, principalmente quando se trata de tecnologias distintas. Dessa forma, foram utilizadas as seguintes metodologias para o cálculo dos custos de investimentos das instalações:

- Custos referenciais do banco de dados da Eletrobrás, junho de 2004.
- Custos Aneel, de acordo com a Resolução nº 181, que atualizam os custos Eletrobras de junho de 2004 com as variações do dólar e do IGPM e aplicam descontos médios (referentes aos deságios) em função dos resultados dos leilões realizados.
- Custos referenciais do banco de dados da Eletrobras, fazendo-se sensibilidades quanto à redução dos equipamentos CA e linha CC.

Em seguida, foi apresentada a importância de uma análise para horizontes de longo prazo, sendo destacado que seria importante que o planejamento dispusesse de previsões de geração e carga num horizonte de pelo menos 15 anos para elaboração de estudos de transmissão mais abrangentes, considerando a possibilidade de realimentação no processo de planejamento.

E, por fim, foi apresentado que o critério de atendimento adotado nos estudos do complexo do Rio Madeira foi o N-1 sem adoção de alívio automático de geração com a motorização plena das usinas, para perda de um circuito.

Outras referências consultadas

O *World Wild Foundation* (WWF-Brasil) [4] publicou em 2006 um estudo que abordou cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo, considerando o horizonte de 2020. A metodologia empregada para este estudo segue os princípios do PIR (Planejamento Integrado de Recursos), que é um processo de planejamento onde se procura investigar opções técnicas e economicamente viáveis tanto do lado da oferta, como da demanda de energia.

O Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) [5] publicou em 2008 um relatório técnico que descreveu as características de diferentes tecnologias de geração de energia, enfatizando a geração de eletricidade. Nesse documento, foram apresentadas também características dos sistemas de transmissão e uso final. Nesse sentido, o referido documento apresentou uma avaliação de algumas variáveis importantes para previsão da demanda futura, como, por exemplo, o crescimento econômico e as mudanças setoriais em relação às classes de consumo. De um modo geral, foi observado que o perfil de consumo final de energia do Brasil tem acompanhado a tendência global de aumento da participação de combustíveis líquidos, eletricidade e gás natural.

O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) [6] publicou em 2010 um relatório denominado *Setor Elétrico: Desafios e Oportunidades* onde apresentou uma descrição das características atuais do setor elétrico nacional. Em seguida, foram apresentados cenários futuros de oferta de energia e de demanda, considerando um horizonte de 2017.

Conclusões

Em razão dos intercâmbios entre regiões previstos no horizonte de curto, médio e longo prazo, principalmente entre as regiões Norte e Sudeste, neste item são propostas configurações para uma análise técnico-econômica comparativa entre as tecnologias de transmissão não convencionais. Basicamente, além da tecnologia de transmissão, as configurações contemplam variações da potência transmitida, das distâncias de transmissão e do nível de tensão.

Estabeleceram-se por tecnologias não convencionais aquelas que começaram a ser aplicadas em outros sistemas (internacionais) e que ainda não foram consideradas no Brasil, quando da transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias.

As características básicas dos sistemas de transmissão CA normalmente utilizados no Brasil são:

- Níveis de tensão (máxima) para sistemas EHV: 362, 460, 550 e 800 kV.
- Tipos de circuitos: Circuito Simples (CS) e Circuito Duplo (CD) (362, 460 e 550 kV) e CS (800 kV).
- Tipos de torres: convencional e compacta.
- Comprimento do trecho entre subestações: 350-400 km (valor máximo).
- Compensação reativa derivada: compensadores síncronos e estáticos conectados em barras, reatores fixos instalados nas linhas de transmissão e reatores manobráveis instalados nas barras.
- Compensação reativa série: capacitores fixos instalados nas linhas e capacitores controlados a tiristores na interligação N-SE em 500 kV.
- Cabos condutores mais usuais: 2x954MCM e 4x954MCM (362 kV), 4x636MCM (460 kV), 4x636MCM, 3x954MCM e 4x954MCM (550 kV) e 1.113MCM (800 kV).
- Espaçamento entre subcondutores: 0,40m (460 kV) e 0,457m (362, 550 e 800 kV).

As características básicas dos sistemas de transmissão CC utilizados no Brasil são:

- Nível de tensão (EHV): ± 600 kV.
- Tipo: bipolo.
- Comprimento das LTs: 800 km (Itaipu) e 2.350 km (Madeira).

- Compensação reativa derivada: compensadores síncronos (Itaipu), filtros (capacitores e reatores) manobráveis e capacitores manobráveis instalados nas barras.
- Cabos condutores mais usuais: 4x1.272MCM-CAA (Itaipu) e 4x2.282,8MCM-CA (Madeira).
- Espaçamento entre subcondutores: 0,457m (Itaipu) e 0,70m (Madeira).

Com relação aos dispositivos FACTS, vale ressaltar que no sistema brasileiro existem várias instalações com CER (Compensador Estático de Reativos) na tensão de 230 kV e futuramente no sistema Tucuruí – Manaus 500 kV. Na interligação N-SE 500 kV, estão instalados equipamentos do tipo TCSC (Compensação Série Controlada por Tiristores).

No tocante ao espaçamento entre subcondutores, no sistema brasileiro também existe a utilização da configuração conhecida como "bundle expandido" com espaçamentos variando entre 0,70 e 1,10m.

A utilização de "bundle expandido" foi considerada como alternativa convencional, e o emprego de FACTS foi considerado como alternativa não convencional somente para sistemas CA com nível de tensão superior a 550 kV.

São considerados como sistemas de transmissão não convencionais as alternativas:

- Transmissão em ultra alta tensão CA (acima de 800 kV) com aplicação ou não de FACTS.
- Transmissão em CA 800 kV com a aplicação de FACTS.
- Transmissão em CA próxima à condição de meia onda.
- Transmissão em CC ± 800 kV.
- Transmissão em CC multiterminal.
- Sistemas hexafásicos.

Finalmente, neste projeto procurar-se-á realizar:

- Análise técnico-econômica comparativa entre o circuito hexafásico e o circuito duplo convencional.
- Análise econômica para a determinação do valor do comprimento da linha de transmissão (intervalo de comprimento) para a transição do sistema CA para o sistema CC.
- Análise econômica para a determinação do valor de potência transmitida (intervalo de potência) para a transição do nível de tensão, para sistemas de transmissão de mesma tecnologia.

Configurações de sistemas

Na definição das configurações para análise, serão feitas as seguintes considerações iniciais:

- Número de circuitos inicialmente definido com base no critério (N-1).
- Para cada alternativa serão calculados os valores ótimos da bitola dos condutores e do número de subcondutores por fase (CA) ou pólo (CC).
- Serão verificadas soluções para diferentes tensões.
- Para as alternativas CA (exceto Meia Onda), será otimizado o número de subestações seccionadoras intermediárias.

As configurações são analisadas sob 2 aspectos: técnico e econômico. Na viabilidade econômica, serão considerados os seguintes custos:

- Linhas de transmissão.
- Subestações.
- Equipamentos.
- Perdas (joule e corona).
- Energia Não Suprida (ENS), que refletirá o índice de confiabilidade da alternativa.

Para permitir uma análise detalhada, serão consideradas as seguintes configurações sistêmicas:

- Potência transmitida: 3.000; 6.000; 9.000 e 12.000 MW.
- Distâncias: 1.200; 2.000 e 2.500 km.
- Tensões:
  - ▷ Alternada 550; 800 e 1.100 kV (valores máximos de norma).
  - ▷ Contínua ± 400 a ± 800 kV.
- Condutores das linhas: máxima secção 2.515 MCM (1.274,35 mm^2 de alumínio); configuração em *bundle* com quatro a doze subcondutores. O espaçamento entre subcondutores será definido quando da realização dos estudos.
- Número de circuitos: 1, 2, 3, 4 (corrente alternada trifásico; ou corrente contínua bipolo).

Os casos base a serem utilizados nas simulações serão fornecidos pela EPE, ajustados para o sistema de Belo Monte, partindo da SE Xingu até a SE Estreito. Os valores das cargas e/ou gerações internas às regiões Sudeste e Sul serão ajustados de forma a permitir a variação na potência do eixo.

Os casos simulados serão representativos das situações de geração máxima na região Norte.

Para a determinação das perdas diferenciais anuais entre as alternativas, será considerado um fator de carregamento médio de forma a contemplar o carregamento esperado ao longo do ano.

Comparação econômica

Esse item visa apresentar as bases para a comparação econômica. Nesse sentido, para conduzir a comparação econômica, é preciso que os custos estejam na mesma base.

Para equipamentos, serão utilizados os custos usados pela EPE (com base nos custos de fabricantes e Aneel), além de documentos internacionais específicos (CIGRÉ). Para as linhas, além das bases anteriores, serão feitos alguns orçamentos partindo do projeto eletromecânico e custos dos vários componentes (cabos, torres, fundações, isoladores, para-raios, faixa de passagem; engenharia, construção).

Os pesos das torres e fundações serão calculados de forma única tanto para linhas CA como CC.

Para uma dada alternativa, será definida a secção condutora mais econômica considerando a minimização dos custos de investimento e perdas (joule e corona). A formulação da secção econômica em *bundle* obedece ao critério de manter o gradiente máximo de superfície dos condutores em valor menor que o gradiente de *Peek*. A escolha da faixa leva em conta os fenômenos relacionados ao efeito corona e aos campos eletromagnéticos.

Os projetos CA levam em conta a obtenção de uma potência característica oportuna para a linha, de forma a minimizar os custos de reativos.

Nos custos das alternativas que são comparadas, constam investimentos (linhas, subestações, reativos); perdas joule; perdas corona; custo da confiabilidade (energia cortada).

Será usado como índice de comparação o valor presente das parcelas anuais.

Referências

[1] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília.

[2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2010). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019*. Brasília.

[3] ARAUJO, E. M. A.; ESMERALDO, P. C.; CARVALHO JR., D. S.; VIDIGAL, S.; CARIJÓ, L. M.; ARAUJO, D. R. R. P. (2009). *A Experiência do Projeto Madeira e Possíveis Aplicações nos Estudos de Integração de Grandes Usinas da Amazônia*. XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife.

[4] WORLD WILD FOUNDATION (2006). Agenda Elétrica Sustentável. *Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, Seguro e Competitivo*. Agenda Elétrica Sustentável 2020. ISSN: 1518-0107.

[5] CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (2008). *Relatório Final – Energias do Futuro*, jun.

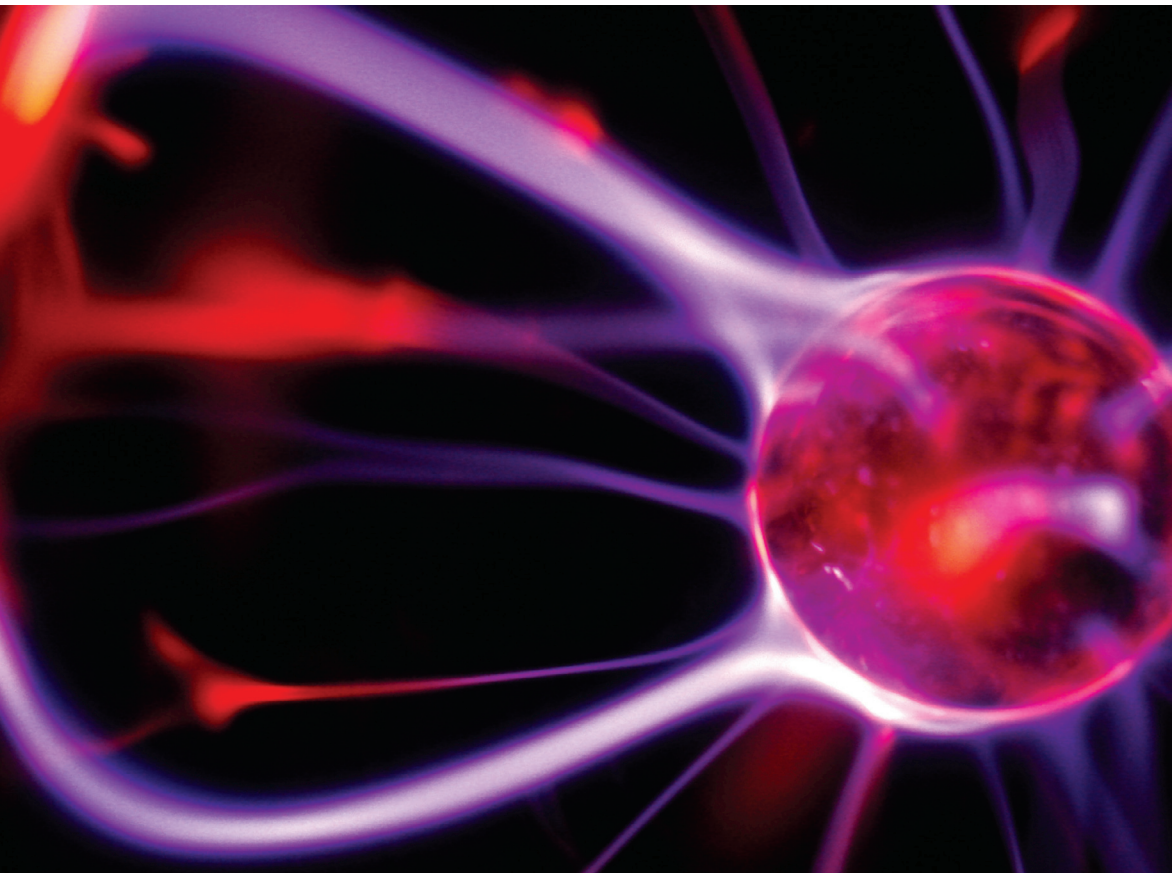
[6] INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (2010). *Comunicado IPEA 51 - Setor Elétrico: Desafios e Oportunidades*. Série Eixos do Desenvolvimento Brasileiro, mai.

[7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2010). Disponível em: *http://www.ons.com.br*.

CAPÍTULO 2

Transmissão de Corrente Alternada Acima de 800 kV – UATCA

Sergio O. Frontin
José G. Tannuri



Objetivo

Elaborar o estado da arte sobre a transmissão em corrente alternada acima de 800 kV[1], apresentando as fontes pesquisadas; o histórico do uso desta modalidade de transmissão; os sistemas atualmente em planejamento, construção e operação; os principais requisitos de sistema para a especificação das linhas e equipamentos; os centros de pesquisas preparados para realização de testes neste nível de tensão; os parâmetros principais das linhas de transmissão, subestações e equipamentos.

Fontes pesquisadas

Para a análise do tema, foram consideradas as seguintes fontes principais:

- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE).
- *Institute of Electrical and Eletronic Engineers* (IEEE).
- *Conceil Internacionale des Grands Résaux Electric* (CIGRÉ).

Com relação ao CIGRÉ, além dos trabalhos desenvolvidos pelos diferentes comitês de estudos e grupos de trabalho, foi analisado ainda o material apresentado nos seguintes eventos:

- CIGRÉ/IEC – Pequim 2007 – *Simposium on International Standards for Ultra High Voltage*.
- CIGRÉ/IEC – Nova Deli 2009 – *Second Simposium on International Standards for Ultra High Voltage*.

1) A denominação de um sistema de transmissão pode ser feita pelo valor nominal de tensão indicado nas normas ou pelo seu valor máximo de operação. Neste documento, procurar-se-á referir-se aos valores 345, 440, 500, 750 e 1.100 kV. Em alguns casos, para não alterar a referência em análise, foi indicado o valor da tensão que foi empregada na época pelo autor.

Histórico da transmissão em Ultra Alta Tensão em CA – UATCA

A figura a seguir apresenta a evolução dos sistemas de transmissão em corrente alternada ao redor do mundo, com a utilização crescente dos níveis de tensão.

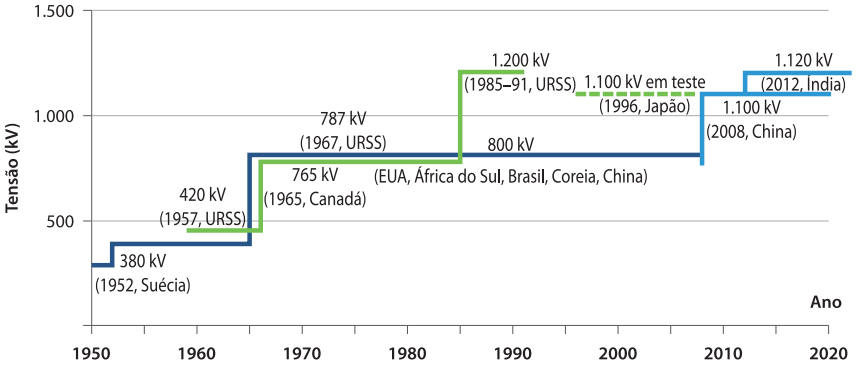


Figura 1: Evolução dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão em CA [5]

Os seguintes marcos são representativos:

- A empresa americana *American Electric Power* (AEP) iniciou a instalação do seu sistema de 345 kV em 1952. Nesta mesma época, a Suécia estava construindo o seu sistema de 380 kV.
- A empresa canadense *Hydro Quebec* desenvolveu o primeiro sistema de 735 kV em 1965, e a empresa americana AEP instalou em 1969 linhas de transmissão em 765 kV.
- O Brasil implantou os seus sistemas de transmissão nas tensões de 345, 440, 500 e 750 kV respectivamente nos anos de 1963, 1971, 1975 e 1982.
- A empresa japonesa *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) iniciou a transmissão em 500 kV no ano de 1973. No inicio da década de 1970, a empresa Italiana ENEL junto com o Centro de Pesquisa CESI e a TEPCO iniciaram projetos de UATCA conduzindo diversos estudos e pesquisas voltados principalmente para subestações e equipamentos no nível de tensão de 1.100 kV.
- A TEPCO começou a construção de uma linha de circuito duplo de 1.100 kV em 1988/1989, completando a primeira seção composta de dois trechos (total de 190 km) em 1992/1993 e a segunda seção composta de dois trechos (total de 240 km) iniciada em 1992/1995 e terminada em 1999. Estes sistemas operaram em 500 kV até o ano de 2010, quando entraram em operação na tensão especificada de 1.100 kV.

- Na Rússia, as tensões de 420, 525, 787 e 1.200 kV foram implantadas respectivamente nos anos de 1957, 1959, 1967 e 1985.
- Na China, os primeiros projetos de 500 kV foram comissionados em 1981 e o sistema de 765 kV – 140 km em 2006 (Guanting – Lanzhoudong). O projeto de 1.100 kV entrou em operação em 2008.
- Na Índia, um sistema de alta capacidade de 1.200 kV está sendo planejado para entrar em operação em 2012/2013.

Atividades desenvolvidas pelo CIGRÉ relacionadas à UATCA

O interesse crescente sobre a transmissão em UATCA, ao longo dos anos, pode ser analisado a partir da descrição dos trabalhos desenvolvidos por diversos especialistas nos diferentes Comitês de Estudos e Grupo de Trabalho do CIGRÉ.

Em 1972, foi publicado pelo CIGRÉ o relatório – *Final Report of the UHV Ad Hoc Group*. (Brochura 32) [2]. Este grupo foi criado para responder a questão colocada pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) sobre a possibilidade de construir e operar e, portanto, normalizar o sistema de potência em corrente alternada acima de 1.000 kV.

O relatório sumariza o trabalho de três anos realizado por sete comitês de estudos do CIGRÉ. Foram indicados os principais problemas decorrentes da implantação de um sistema de UATCA: isolamentos dos equipamentos e linhas, distâncias de segurança, interferências, dimensões e questões econômicas. A conclusão foi que, sob o ponto de vista técnico, é possível projetar e construir um sistema de transmissão em corrente alternada de até 1.500 kV. Por outro lado, a análise econômica desta alternativa ficou prejudicada tendo em vista a impossibilidade de obtenção na época de preços confiáveis de equipamentos e linhas para este nível de tensão.

Em setembro de 1985, foi publicado pelo CIGRÉ o relatório – *An Annoted Bibliography on UHV AC Substation Equipment 1968-1985* (Brochura 23) [3]. Trabalho desenvolvido pelo Grupo de Trabalho 38-04 (*Task Force 3 – UHV Transformers and Substation Equipment*). Foram apresentados e analisados cerca de 500 informes classificados de acordo com os seguintes temas: coordenação de isolamento, disjuntores e chaves seccionadoras, transformadores e reatores *shunt*, para-raios, equipamento de medição, projeto de subestações, experiência operativa e instalações de testes.

Em junho de 1994, foi publicado pelo CIGRÉ o relatório *Ultra High Voltage Technology* (Brochura 85) [4]. Trabalho desenvolvido pelo Grupo de Trabalho 04 (*UHV Testing Facilities and Research*) do Comitê de Estudos 38 (*Power System Analysis and Techniques*).

Este relatório contou com expressiva participação de técnicos brasileiros, sendo necessário enfatizar que nesta época a Eletrobras estava desenvolvendo estudos para a análise das possíveis alternativas de transmissão para aproveitamento do potencial dos rios da Amazônia. Com este objetivo, foi criada a Comissão de Planejamento para a Transmissão da Amazonas (CPTA) que contou com especialistas de várias empresas. Além do Brasil, os países que contribuíram para a elaboração do trabalho foram: China, Itália, Japão, Rússia, Suécia e Estados Unidos.

O trabalho apresenta aspectos relacionados ao planejamento e confiabilidade de sistemas de UATCA, e considerações sobre as linhas, subestações e equipamentos, instalações de testes e novas tecnologias relativas ao tema.

Em dezembro de 2008, foi publicado o relatório *Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV* (Brochura 362) [5]. Este trabalho foi coordenado pelo grupo de trabalho do CIGRÉ A3.22 de mesma titulação que o relatório.

Devido ao crescente interesse nesta tecnologia, o CIGRÉ, em 2006, iniciou uma série de atividades para estabelecer os prerrequisitos necessários para a normatização dos componentes dessa transmissão. Este relatório se constituiu no primeiro passo para o atendimento desta meta, considerando principalmente os seguintes itens:

- O estado da arte da especificação técnica de equipamentos de 800 kV CA e acima deste valor.
- Experiência específica da transmissão acima de 800 kV CA, que possa influenciar na futura normatização dos equipamentos.
- Recomendações de especificações técnicas para equipamentos acima de 800 kV CA.

Em razão da abrangência do assunto, esta atividade contou com a colaboração de diversos outros Comitês de Estudos, considerando as suas áreas específicas de especialização. O trabalho foi preparado por 39 especialistas de 17 países que contribuíram com mais de 300 informes.

A tabela a seguir apresenta os assuntos que foram estudados e os respectivos comitês envolvidos.

Tabela 1: Normalização de equipamentos acima de 800 kV

Atividade de normalização	Grupos do CIGRÉ
Revisão da experiência internacional	A2, A3, B2, B3, C4, D1
Projeto da China, estado da arte	A2, A3, B2, B3, C4, D1
Coordenação de isolamento, espaçamento elétrico no ar/SF_6	C4, D1, A2, A3, B3
Linhas de longa distância com compensação série	A3, C4, B2, A2, WG A3.13
Transitórios eletromagnéticos	A3, C4
Requisitos especiais para projeto de equipamentos	A3, A2, B2
Desafios da medição. Testes e operação	D1, A3
Projeto de transformadores de medição	A3, WG A3.15
Isoladores compósitos. Linhas e subestações	WG A3.21, B2, A2, B3, D1
Impacto ambiental. Foco nas linhas	B2, C3
Condições ambientais. Poluição, vento, terremoto	C4, A2, A3, B2, B3
Influência do campo elétrico e magnético	B3, B2
Projeto e materiais de transformadores	A2, D1
Para-raios e práticas otimizadas de chaveamento	A3, C4, WG A3.17
Otimização de arranjos de subestações	B3, WG B3.22
Projeto de otimização de linhas de transmissão	B2, C4

Comitês de Estudo e Grupos de Trabalho do CIGRÉ:

- A2 – *Transformes* (Transformadores).
- A3 – *High Voltage Equipment* (Equipamentos de alta tensão).
  - ▹ WG A3.13 – *Changing Network Conditions* (Condições de mudanças da rede).
  - ▹ WGA3.15- *Non Conventional Transformers* (Transformadores não convencionais).
  - ▹ WG A3.17 – *Surge Arresters* (Para-raios).
  - ▹ WG A3.21 – *Application of Non Ceramic Insulators* (Aplicação de isoladores não cerâmicos).
- B2 – *Overhead Lines* (Linhas aéreas).
- B3 – *Substations* (Subestações).
  - ▹ B3. 22 – *Technical Requirents for Substation Exceeding* 800 kV (Requisitos técnicos para subestações de tensão acima de 800 kV).
- C4 – *System Technical Performance* (Desempenho de sistemas elétricos).
- D1 – *Materials and Emerging Technologies* (Materiais e tecnologias emergentes).

Em dezembro de 2009, foi publicado pelo CIGRÉ o relatório *Technical Requirements for Substation Exceding 800 kV* (Brochura 400) [6]. Trabalho elaborado pelo Grupo de Trabalho do CIGRÉ B3.22. Este trabalho complementa o relatório anterior abordando os aspectos relacionados às subestações acima de 800 kV CA.

Foram analisados diversos temas dentre os quais: poluição, transporte, aterramento, meio ambiente, coordenação de isolamento, efeitos eletrostáticos e eletromagnéticos, ruído audível, rádio-interferência, custos, arranjos de subestações, testes de campo, montagem, manutenção, confiabilidade etc.

Experiência no desenvolvimento de sistemas em UATCA

As principais experiências nesta modalidade de transmissão encontram-se nos seguintes países: Canadá, Estados Unidos, Itália, Rússia, Japão, China, Índia e Brasil, conforme descritas a seguir:

Experiência do Canadá

Objetivando a integração das Usinas de James Bay (15.000 MW), a uma distância de 800 – 1.200 km dos centros de carga, a empresa canadense *Hydro Quebec* analisou as alternativas de corrente alternada (735 – 1.100 kV) e corrente contínua (±500 – ±800 kV). A decisão final foi a expansão do sistema existente de 735 kV com a instalação de capacitores série.

Experiência dos Estados Unidos

A experiência americana em UATCA está baseada nos projetos a seguir indicados:

- A empresa *American Electric Power* (AEP) em parceria com o fabricante ABB desenvolveu diversos estudos e testes sobre a transmissão até 1.500 kV.
- A empresa *Bonneville Power Administration* (BPA) efetivamente construiu uma estação piloto em 1.200 kV para investigar a viabilidade técnica econômica e os possíveis impactos ao meio ambiente deste nível de tensão.
- A empresa *General Electric* (GE) em parceria com o EPRI – *Electric Power Research Institute* implantou uma linha, gaiola de testes de corona, câmara de poluição. Os resultados e a descrição das instalações foram publicados no Livro Vermelho – *Transmission Line Reference Book. 345 kV and Above*. Second Edition, Palo Alto, Estados Unidos (1982).

Estes projetos produziram um volume muito grande de informações, concluindo não haver nenhum grande impedimento em evoluir para este nível de tensão [5,8].

Embora a contribuição científica para o tema em questão tenha sido excepcional, deve ser ressaltado que os Estados Unidos não indicam nenhuma intenção imediata em utilizar este nível tensão (acima de 800 kV), preferindo expandir a sua rede, reforçando o sistema atual de 765 kV e implantando interligações em corrente contínua.

Experiência da Itália

A alternativa em 1.050 kV CA para o planejamento da expansão do sistema de transmissão foi visualizada pela Itália em 1970. O objetivo seria conectar três ou quatro centrais geradoras de alta capacidade para os centros de carga distantes 200-250 km. Nos estudos realizados, verificou-se que duas linhas de 1.050 kV era uma solução confiável e economicamente aceitável. Com este objetivo, a Itália deflagrou uma série de estudos e pesquisas implantando laboratórios e linha de teste para obtenção de subsídios objetivando a especificação e fabricação das linhas, equipamentos e subestações [5]. Entretanto, este projeto foi interrompido tendo em vista que o crescimento da demanda foi bem inferior ao esperado, e novas tecnologias de geração indicaram como alternativa mais adequada o uso de fontes de porte médio distribuídas, em vez de fontes de alta capacidade localizadas em um único local.

É importante mencionar que os especialistas envolvidos neste projeto publicaram diversos trabalhos e artigos sobre as investigações realizadas, que se constituem em importantes contribuições para a implantação desta modalidade de transmissão.

Experiência da Rússia

Objetivando o transporte de energia da Sibéria para a região central, a Rússia projetou um sistema de transmissão de 1.150 kV. Este sistema foi comissionado no período 1982-1988, constituído de duas linhas Ekibastuz – Kokchetav (500 km) e Kokchetav – Kustanay (400 km). Estas linhas operaram por cerca de dois anos na tensão de 1.150 kV e depois passaram a operar em 525 kV. Este fato foi provocado pela dissolução da antiga União Soviética em 1991 que parcialmente interrompeu a operação das interligações regionais

e, ainda, pela crise econômica subsequente o que provocou forte retração na demanda de energia. Neste cenário, a transmissão em UATCA se tornou ineficiente e passou a operar em 525 kV. Posteriormente, com base na experiência adquirida, foram construídos mais 1000 km de linhas de 1.150 kV que ainda estão operando igualmente em 525 kV [5].

Experiência do Japão

A empresa japonesa *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) vem estudando desde meados dos anos 70 a expansão da sua rede de transmissão em 500 kV. Objetivando contornar as dificuldades relacionadas à disponibilidade de corredores para as linhas de transmissão, a TEPCO decidiu investir na alternativa de transmissão em 1.100 kV em linhas de circuito duplo, considerando que esta alternativa possui uma capacidade de transporte de energia 3 a 4 vezes à capacidade das atuais linhas de 500 kV.

Em 1999, a TEPCO já tinha construída a linha de 1.100 kV em circuito duplo. Uma seção de 240 km na rota do Leste para Oeste e outra seção de 190 km do Norte para o Sul, conforme mostrado na figura a seguir. Este sistema entrou em operação na tensão de 500 kV, passando para a tensão de 1.100 kV em 2010 [5].

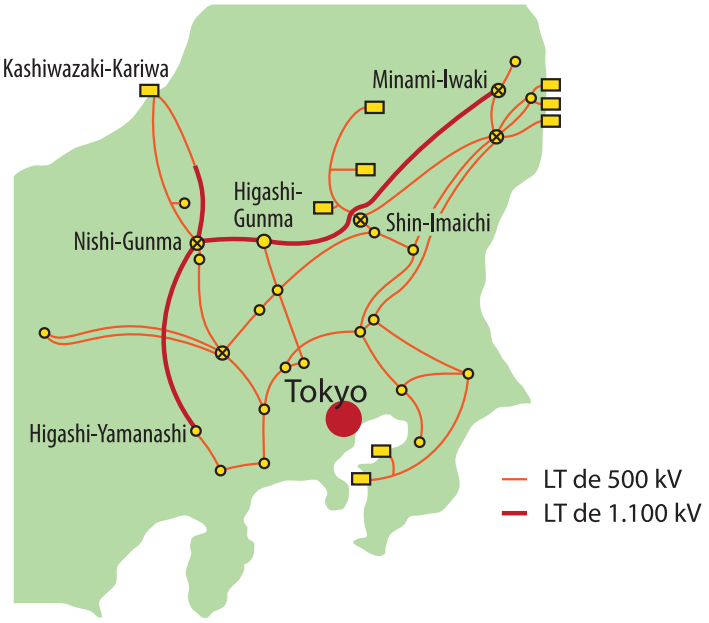


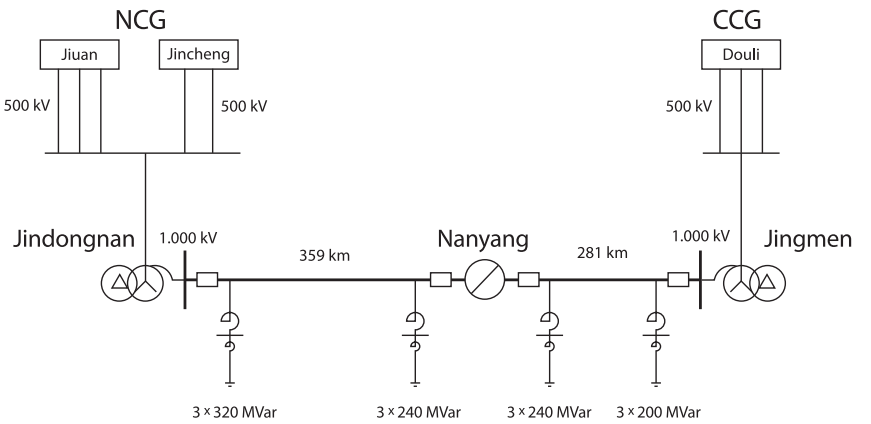
Figura 2: Transmissão em 1.100 kV no Japão [5]

Experiência da China

A rede em ultra alta tensão de 1.100 kV da China será utilizada para conectar as usinas térmicas a carvão e hidroelétricas localizadas nas regiões Nordeste e Oeste para os centros de carga localizados nas regiões Leste e Central. A geração total na China estimada atualmente é de 900 GW, devendo alcançar 1.300 GW em 2020. Neste sentido, a rede de 1.000 kV formará o eixo principal, substituindo as interligações em 500 kV e, assim, ampliando a capacidade de transferência de energia entre as regiões e melhorando a estabilidade do sistema [9].

Pesquisas e estudos demonstraram ser esta a melhor alternativa do ponto de vista técnico e econômico, quando considerada em paralelo com transmissão em corrente contínua de ±800 kV. Este sistema híbrido demonstrou muitas vantagens com relação à segurança e estabilidade, pois, durante emergências, as funções de controle do sistema CC atuam de maneira efetiva [5].

Em 2006, foi aprovada a implantação de projeto piloto em 1.100 kV conectando as regiões Norte e Central. Este sistema é composto de duas seções de circuito simples entre e Jindongnan - Nanyang (359 km) e Nanyang - Jingmen (281 km). Ver figura abaixo.



NCG – Rede do Norte da China.
CCG – Rede da Região Central da China.

Figura 3: Unifilar do sistema de 1.100 kV da China [10]

Este sistema entrou em operação comercial em 2008. E com a experiência adquirida, a China planeja expandir esta modalidade de transmissão construindo diversas linhas de 1.100 kV interligando as regiões Norte, Central e Leste. No planejamento para o ano de 2015, está sendo contemplada a instalação de 40 % de capacitor série no sistema indicado acima e ainda a construção de linhas de circuito duplo de 1.100 kV. A figura a seguir apresenta visualização geográfica desta expansão.

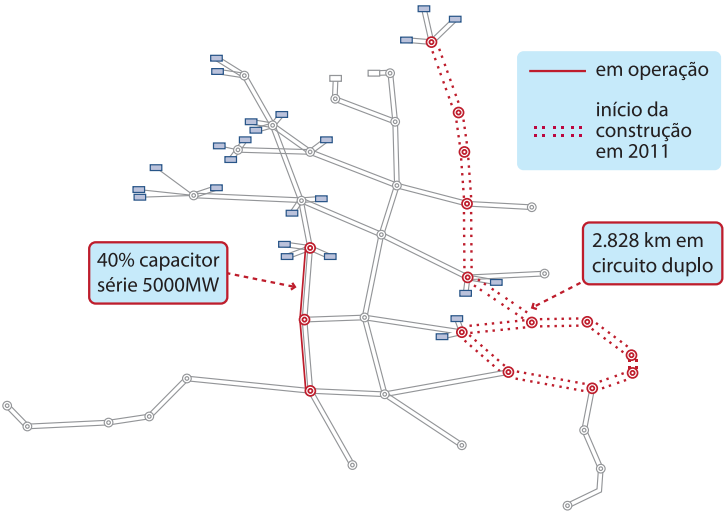


Figura 4: Planejamento do sistema UATCA para 2015 na China [29]

Experiência da Índia

A empresa POWERGRID - *Power Grid Corporation of Índia Limited* indica que a demanda do país em 2012 será de mais de 157 GW e, em 2025, de cerca de 600 GW. A Índia conta atualmente com sistema de transmissão em corrente alternada de 400 e 765 kV e sistema de corrente contínua de ±500 kV (2.500 MW) e ±800 kV (6.000 MW). Para o suprimento da futura demanda, será necessária a implantação de fontes de geração disponíveis em poucos locais distantes dos centros de carga e ampliação do sistema de transmissão. Este reforço está sendo planejado, considerando a construção de um grande número de linhas e subestações de 400 kV e de cerca de 9.000 km de linhas de 765 kV junto com 15 subestações do mesmo nível de tensão. Adicionalmente, está sendo estudada a implantação de um sistema de 1.200 kV planejado para entrar em operação em 2012/2013.

A figura a seguir apresenta a evolução das tensões e modalidades de transmissão na Índia.

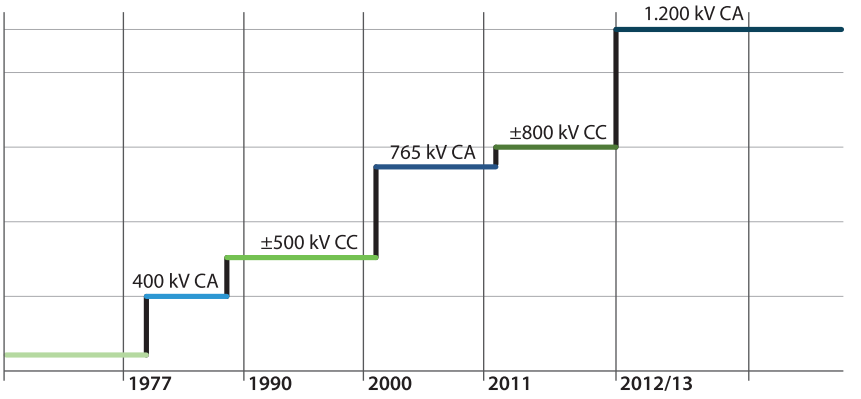


Figura 5: Evolução dos sistemas de transmissão na Índia [5]

A alternativa de 1.200 kV CA foi considerada, tendo em vista as extremas dificuldades de disponibilidade de faixa de passagem para os corredores de transmissão dos blocos de energia das fontes remotas de geração para os centros de carga. A decisão relativa à implantação desta nova modalidade de transmissão (1.200 kV), que cruza diversas regiões do país, levou em consideração outros pontos, como por exemplo: possibilidades de otimização dos custos, rapidez na implantação do projeto, coordenação do corredor de transmissão com outras obras de infraestrutura do país, redução das perdas elétricas, possibilidade de integração com outras tecnologias emergentes etc.

Experiência do Brasil

O maior nível de tensão em corrente alternada no Brasil é de 750 kV das três linhas de integração da Central Hidroelétrica de Itaipu. Entretanto, o nível de tensão acima de 800 kV CA tem sido estudado com uma alternativa de transmissão, conforme descrito a seguir:

Em 1971, a Eletrobras iniciou os estudos de viabilidade para o sistema de transmissão da Usina de Itaipu. Foram analisadas duas alternativas de potência para a Usina de Itaipu: 8000 e 12.000 MW, considerando a geração total em 60 Hz. Para a transmissão, foram analisadas as alternativas de 500, 750 e 1.100 kV. A transmissão em 750 kV se mostrou mais econômica quando comparada com a transmissão de 8.000 MW em 500 kV e 12.000 MW em 1.100 kV. [13].

Em 1974, os estudos para a implementação do sistema de Itaipu passaram para a responsabilidade de Furnas, que prosseguiu com a otimização do sistema a partir de 5 linhas de 750 kV. Foram analisadas diversas possibilidades de integração aos sistemas do Sul e Sudeste e a aplicação de capacitores série ou sistema de suporte de tensão através de compensadores síncronos. [13].

Em 1977, quando ocorreu a decisão de divisão da Usina de Itaipu em dois conjuntos de 60 e 50 Hz, houve a necessidade de retomada dos estudos, quando a transmissão em corrente contínua começou a ser discutida [13].

Em 1979, decidiu-se pelo sistema de transmissão hibrido composto de 3 linhas de 750 kV CA com capacitores série e 2 bipolos de ±600 kV CC, conforme apresentado nos diagramas a seguir: [13].

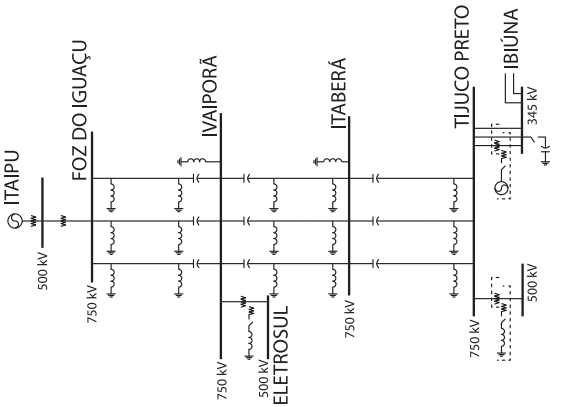


Figura 6: Transmissão em 750 kV CA de Itaipu [13]

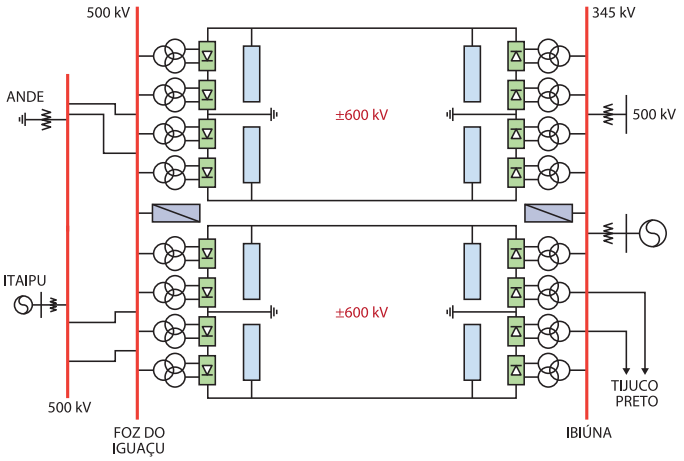


Figura 7: Transmissão em ±600 kV CC de Itaipu [13]

Em 1982, o tronco de CA entrou em operação com o trecho entre as subestações de Ivaiporã até Tijuco Preto, antecipando a interligação entre os sistemas do Sul e Sudeste.

Em 1984, entrou o primeiro estágio do tronco de CC e o último em 1990. Ainda em 1984, entrou em operação a primeira máquina de Itaipu em 50 Hz e em 1995 a última máquina de 60 Hz.

Em 1990, durante a implantação do sistema de transmissão de Itaipu, a Eletrobras, objetivando o aproveitamento do potencial dos rios amazônicos localizados a longas distâncias dos centros de carga, formou a Comissão de Planejamento da Transmissão do Amazonas (CPTA). Esta comissão teve como missão estudar as seguintes tecnologias para a transmissão em longa distância: [14].

Em CA:
- Ultra alta tensão – 1.050 a 1.200 kV.
- Alta tensão com torres compactas – 800 kV.
- Transmissão em meio comprimento de onda – 800 a 1. 200 kV.
- Sistema hexafásico – 317 a 577 kV.

Em CC:
- Ultra alta tensão – acima de ±600 kV.
- Alta tensão – ±600 kV.
- Sistemas em multiterminais CC.

Em 2005, a EPE iniciou os estudos de integração das usinas de Santo Antônio (3.150 MW – 44x71,6 MW) e Jirau (3.300 MW – 44x75 MW) com a participação de 10 empresas e cerca de 30 técnicos. Foram avaliadas alternativas de corrente contínua e corrente alternada nas tensões de 500, 750 e 1.100 kV. Em 2008, decidiu-se apresentar duas alternativas para o leilão: alternativa de CC com 2 bipolos de ±600 kV, e alternativa híbrida com um bipolo de CC em ±600 kV e 2 linhas de CA de 500 kV. A alternativa de dois bipolos em CC (2.375 km) foi a vencedora.

Em 2009, a EPE iniciou os estudos de transmissão para a Hidroelétrica de Belo Monte (11.500 MW). Estão sendo consideradas diversas alternativas para a transmissão desta energia para o Sudeste (distâncias 2.200 – 2.800 km) e Nordeste (distâncias até 2.500 km). Estes estudos devem ser concluídos em 2011, com previsão para realização do leilão em 2012. O mapa a seguir mostra o tronco em construção das usinas do Rio Madeira e o tronco em avaliação da integração da Usina de Belo Monte aos sistemas receptores do Sudeste e Nordeste.

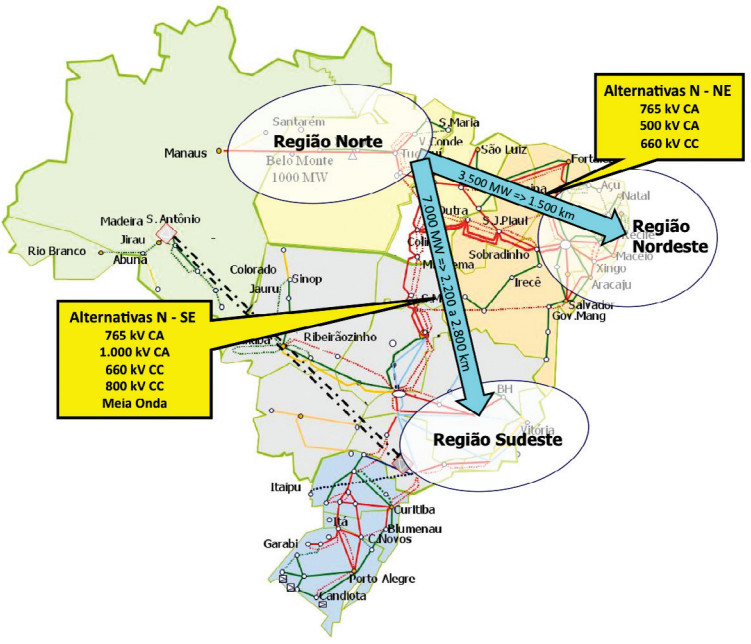


Figura 8: Troncos de transmissão do Rio Madeira e Belo Monte [28]

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2009 aponta para 2015-2016 a entrada em operação das usinas do Rio Teles Pires e Tapajós, no total de 9.500 MW. Como estas usinas distam de 2.200 – 1.600 km dos centros de cargas localizados nas regiões Nordeste e Sudeste, a transmissão em corrente alternada acima de 800 kV poderá ser uma das alternativas a ser analisada.

Centros de pesquisas e instalações experimentais de testes

Os países interessados na implantação de sistemas de UATCA iniciaram os estudos simulando digitalmente as diversas alternativas em termos de características básicas das linhas e equipamentos, muitas das vezes extrapolando os valores dos seus sistemas de até 800 kV. Posteriormente, foram construídos diversos laboratórios e linhas experimentais objetivando a realização de pesquisas para melhor entendimento dos fenômenos envolvidos e para a otimização dos equipamentos e componentes das linhas. Em muitos casos, este esforço contou igualmente com a parceria de fornecedores interessados no tema. Apresenta-se a seguir um resumo destas instalações:

Canadá

No início dos anos 70, para fornecer subsídios ao sistema de transmissão de James Bay, o *Institute of Research of Quebec* – IREQ realizou diversos estudos e ensaios em 1.100 kV, focando principalmente no projeto de novas configurações de torres e aplicação de feixe expandido. Foram realizados testes de perdas corona, rádio-interferência e ruído audível.

Estados Unidos

A AEP e ABB conduziram suas investigações sobre UATCA nos anos 70 e 80. Na estação de testes localizada em South Bend – Indiana, foi construída uma linha de teste de uma fase e três vãos de 305 m cada.

Em 1977, a BPA implantou uma estação completa trifásica e uma linha experimental de 1.200 kV – 2,1 km em Lyons Oregon. Um extenso programa de pesquisas foi iniciado, considerando principalmente os aspectos relativos aos isolamentos, campos elétrico e magnético, desempenho de equipamentos e componentes de linhas etc.

Neste mesmo período, a empresa General Electric (GE) e EPRI iniciaram o projeto UHV, construindo uma linha experimental trifásica, uma gaiola de testes e uma câmara de poluição [5,8].

Itália

Em 1993, a ENEL – *Ente Nazionale per la Energia Elettrica* completou a sua estação de teste piloto de 1.050 kV em Suvereto. Este piloto se constituía numa linha de 1.050 kV de 2,8 km, transformadores monofásicos (420/1.050 kV – 400 MVA cada) e conexões em SF_6. Foi ainda implantada uma linha de teste no Passo de Pradarena, que foi utilizada para ensaios de vibração e carga de vento e neve no inverno, e *galloping* e desempenho de espaçadores no verão.

Os laboratórios do CESI – *Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*, em Milão, conduziram estudos e ensaios relacionados à suportabilidade de isolamentos entre fases e fase terra, poluição de isoladores, seleção dos feixes de condutores, estruturas não convencionais, fundações etc [8].

Rússia

A Rússia construiu linha experimental em 1.200 kV na subestação de Bely Rast. Foram obtidos dados relativos a efeito corona dos feixes de condutores e suportabilidade do isolamento em ar [8].

Japão

Para o desenvolvimento dos equipamentos em UATCA, a TEPCO construiu uma estação de testes na subestação de 500 kV de Shin-Haruna. A instalação possui banco de transformador monofásico com cada fase composta de duas unidades separadas, um vão em SF_6, uma linha de teste em escala real, gaiola de teste etc. Os testes foram iniciados em 1996 voltados principalmente para estudos de corona, poluição em isoladores etc.

Considerando que as linhas de 1.100 kV atravessam regiões montanhosas e ficam expostas a severas condições de vento e gelo, foi construída uma linha de teste em escala real em 1978 na Montanha Takaishiyama para estudo das cargas mecânicas, submetida aos 8 condutores do feixe. Nesta área, a altitude alcança 1.951 m, temperatura de -30/-20 °C, ventos de 57 m/s [7].

China

A partir de 1986, reconhecendo que a transmissão em UATCA seria tecnologicamente estratégica para a expansão do seu sistema, a China envolveu diversas universidades e entidades no estudo do tema e na realização de testes em linhas e subestações. As principais foram: *State Grid Corporation of China* (SGCC), *China Electric Power Research Institute* (CEPRI), *Wuhan High Voltage Research Institute* (WHVRI), *Beijing Electric Power Construction Research Institute* (EPCRI)

Mais de 2000 acadêmicos, especialistas e engenheiros de diversas universidades, institutos de pesquisas, fabricantes, empresas de consultoria e projeto se dedicaram na análise de cerca de 100 itens chaves relacionados a transmissão em 1.100 kV. Muitas inovações foram desenvolvidas principalmente durante as execuções das seguintes atividades:

- Demonstrações sistemáticas da necessidade e viabilidade da transmissão em UATCA.
- Aprofundamento dos itens; padronização dos níveis de tensão, compensação reativa, sobretensão e coordenação de isolamento, corrente de arco secundário, projeto de linha, efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos etc.
- Realização de testes para comprovação dos projetos.
- Construção de uma estação de testes e centro de simulação.
- Pesquisas e testes voltados para os equipamentos de UATCA.

Em 2007, no *Wuhan High Voltage Research Institute*, foi energizada uma linha de teste de 1.100 kV – 1 km. Foram analisadas na mesma estrutura de teste linha de circuito simples (configuração horizontal) e linha de circuito duplo (configuração vertical). Ver figura a seguir.

Figura 9: Linha de teste de 1.100 kV na China [9]

Índia

Para o desenvolvimento da tecnologia de 1.200 kV CA, a Índia implantou uma estação de testes na cidade de Bina, Madhya Pradesh na região Central do país. Este empreendimento foi feito em associação com 25 fabricantes que utilizam a plataforma e infraestrutura montada pela POWERGRID para a instalação e testes dos seus equipamentos. Esta estação de testes conta com as seguintes facilidades em 1.200 kV: dois vãos de subestação; dois conjuntos de transformadores de 1.000 MVA cada um; uma linha de circuito simples e uma linha de circuito duplo de 1 km cada uma.

Foram realizadas diversas investigações e testes para a determinação das especificações dos equipamentos e configuração da linha de transmissão. Dentre as atividades realizadas podem-se citar estudos e testes na gaiola de corona, estudos e testes da suportabilidade de isolamento do *gap* em ar, distribuição de tensão ao longo dos isoladores, medidas de ruído audível, rádio-interferência, efeitos eletrostáticos ao nível do solo etc. [1].

Brasil

No final de 2010, foi anunciado pelo CEPEL a expansão do laboratório de Adrianópolis (Rio de Janeiro) objetivando a realização de ensaios em corrente alternada até 1.200 kV e corrente contínua até 800 kV.

Linhas de transmissão

A linha de UATCA, devido às dimensões e distâncias expressivas, é certamente o elemento de maior custo na implantação de um sistema de transmissão neste nível de tensão. Por este motivo, é necessária cuidadosa análise de todos os elementos que compõem a otimização integrada: estruturas, condutores, cabos para-raios, isoladores, fundações, ferragens etc. Cada um destes elementos deve ser estudado e ensaiado individualmente e depois integrados, analisando o seu desempenho face aos requisitos técnicos, econômicos e ambientais. Os estudos e pesquisas são voltados, principalmente, para a escolha do tipo e número de condutores no feixe, determinação dos espaçamentos elétricos, desempenho da linha face às descargas atmosféricas e surtos de manobra, atendimento aos requisitos limites dos efeitos eletrostáticos e eletromagnéticos, suportabilidade dos isoladores a condições de poluição etc. No projeto da China

e Japão, deve-se mencionar que dificuldades adicionais foram encontradas considerando a alta altitude e fortes ventos existentes na região de passagem das linhas. Seguem alguns itens de interesse do tema em pauta:

Comparação de linhas de UATCA (1994)

Em 1994, o Grupo de Trabalho 04 (*UHV Testing Facilities and Research*) do Comitê de Estudos 38 (*Power Systema Analysis and Techniques*) do CIGRÉ publicou o trabalho *Ultra High Voltage Tecnology* [4]. O objetivo foi apresentar o estado da arte dos sistemas em UATCA, atualizando trabalhos anteriormente realizados em 1983 e 1988.

Com relação às linhas de transmissão, foram apresentadas as seguintes características para as linhas em operação (Rússia), em construção (Japão e Itália) e em testes experimentais (Estados Unidos – BPA). As estruturas analisadas são apresentadas em seguida.

Tabela 2: Características das linhas de transmissão 1.000 – 1.200 kV (1994)

Dados Gerais	Rússia	Japão	Itália	EUA (BPA)
Situação atual	Em operação (1985)	Operando em 500 kV (1992). Operação em 1.000 kV no início do século 21	Em construção	Nenhum plano concreto
Localização - km (ano operação)	Ekibastuz-Kokchetav 493 km (1982) Kokchetav-Koustana: 397 km (1983) Koustana-Cheliabirsk 319 km (1986) Ekibastuz-Baenaul 697 km (1988) Total: 1.906 km	Nishi-Gumma-Higashi Yamanashi 138 km (1992) Parte de Kashiwazaki-Nishi-Gumma 50 km (1993)	Suvereto 3 km (piloto)	
Tensão (kV) Nominal/Máxima	1.150 /1.200	1.000 /1.100	1.000 /1.050	
Capacidade da linha (MW)	5.500	5.000 (Inicial) 13.000 (Final)	5.000	
Número de circuitos	Circuito simples	Circuito duplo sobre uma torre	Circuito simples	Circuito simples
Máxima sobretensão temporária	1,4 p.u. (971 kV)	1,5 p.u. (953 kV)	1,35 p.u. (818 kV)	
Surto manobra (2% valor) fase-terra fase-fase	1,8 p.u. (1.760 kV)	1,5-1.6 p.u. 2,6-2.7 p.u.	1,7 p.u. (1.453 kV) 2,7 p.u. (2.308 kV)	
Mínimo espaçamento/ Surto manobra				
condutor-torre	12,0 m (altitude até 500 m)	6-6,75 m (altitude até 1.800m)	7 m	
fase-fase	24,2 m (altitude até 500m)	9,0 m (altitude até 1.800m)	12 m	
Altura mínima do condutor ao solo (Área)	18m (Não populada)	25m (Não populada) 32m (Será populada no futuro) 42m (Populada)	17,5 m (Área na qual não são esperadas pessoas na maior parte do dia)	
Largura da faixa de passagem	140 m	39 m		

Isoladores	Rússia	Japão	Itália	EUA (BPA)
Isolador de suspensão Configuração da cadeia	I e V	I	Catenária (Torre Circus)	Delta
Tipo de isolador, material	Disco, vidro	Disco, porcelana	Disco, vidro	Disco, cerâmica
Diâmetro do isolador (mm)	300 320 390	320 340 380	360	381
Esforço de tração do isolador (ton)	21 30 40	33 42 54	40	60 uston
Número de isoladores	44-55 43-45 46-61	40 38 32	38 (fase-estrutura) 66 (fase-fase)	29
Número de cadeias de isoladores / fase	1-2 1-2 2-4	2 2-3 2	4 - 3	2
Comprimento das cadeias de isoladores (m)	10 10-14 12-14	7,8 7,9 7,68	7,8 – 13,5	17,8
Fatores que definem o comprimento das cadeias de isoladores	Poeira ou contaminação por sal. Coordenação com *gap* de arco.	Poeira ou contaminação por sal	Poeira ou contaminação por sal	
Sobretensões que definem o comprimento das cadeias de isoladores	Surtos de manobra	Sobretensão temporária	Tensão máxima de operação	Surtos de manobra com contaminação

Cabos para-raios	Rússia	Japão	Itália	EUA (BPA)
Tipo e materiais	AC-70/72	OPGW 500 mm Alumínio revestido com fios de aço	ACSR 29.4 mm	Aço galvanizado de alta resistência
Número de cabos para-raios	2x2	2	2	
Fatores que determinam o tamanho dos cabos para-raios	Gradiente superficial Capacidade de corrente induzida. Tração mecânica	Gradiente superficial (deve ser menos que 16 kV/cm) Capacidade de corrente induzida. Tração mecânica Capacidade de curto- circuito	Tração mecânica	Tração mecânica
Ângulo de blindagem dos cabos para-raios	22 (Torre de suspensão) 22 (Torre de tração)	8,13-8,26 (Torre de suspensão) 9,37-9,55 (Torre de tração)	Negativo	
Resistência de pé da torre (ohms)	10 ou menos	10 ou menos	10 ou menos	20 ou menos
Nível Isocerâmico	40-60 dias /ano	30 dias/ano	30 dias/ano	5-40 dias/ano

Aspectos mecânicos	Rússia	Japão	Itália	EUA (BPA)
Comprimento do vão entre as torres Máximo (m) Médio (m)	 460 400	 1.056 630	 650 400	 583.7 289,7
Altura média	23 28 35 45,6	111	50	59,9
Condutores Tipo	AC-330/43	ACSR 810 mm	ACSR 520 mm	
Diâmetro do condutor (mm)		38,4	31,5	
Peso (kg/m)		2,7	1,95	
Força de tração (kg)		18.480	16.850	
Número de condutores/fase	8	8	8	
Capacidade térmica		11.000 A/fase	4.000 A/fase (operação contínua)	11.600 A/fase
Temperatura máxima (°C)		100		80

Características das linhas de 800 e 1.200 kV (2009)

Em 2009, o Grupo de Estudos do CIGRÉ A3.22 realizou um levantamento semelhante considerando as linhas de UATCA do Japão, China e Índia, adicionalmente apresentando as mesmas características para as linhas de 800 kV da África do Sul, Canadá, Coreia, Estados Unidos e Brasil. A tabela a seguir apresenta estes dados [26].

Tabela 3: Características das linhas de transmissão 800 kV – 1.200 kV (2009)

Linhas de 765 kV	África do Sul	Canadá	Coreia	Estados Unidos	Brasil
Tensão nominal (kV)	765	735	765	765	765
Máxima tensão (kV)	800	765	800	800	800
Corrente nominal dos equipamentos terminais (A)	5.000	3.150	8.000	2.420	3.150
Corrente de curto (kA)	50	50	50	50	40
Reator *shunt* (MVA)	2x400	2x300	não	2x300	2x330
Max seção de linha (km)	440	400	156	300	331
Circuito	Simples	Simples	Duplo	Simples	Simples
Condutor (mm^2)	6x642	4x686	6x480	6x520	4x604
Altura da torre base de projeto (m)	39	33	50-88	30,5	37,5

Linhas acima de 800 kV	Japão	China piloto	China	Índia
Tensão nominal (kV)	1.000	1.000	1.000	1.100
Máxima tensão (kV)	1.100	1.100	1.100	1.200
Corrente nominal (A)	8.000	3.150/4.000	4.000	5.000
Corrente de curto (kA)	50	50	50	50
Reator *shunt* (MVA)	Não	960 – 720	2x720	2x660
Max seção de linha (km)	250	358	327	400
Circuito	Duplo	Duplo	Duplo	Simples
Condutor (mm^2)	8x810	8x500	8x630	8x774
Altura da torre (m)	72,5-107,5	50	50-92	38-61

Linhas de circuito duplo. Diferentes metodologias de otimização (Japão)

A TEPCO realizou diversos estudos para a otimização da linha de circuito duplo de 1.100 kV. Atenção especial foi dada ao controle das sobretensões de manobra e aos estudos de coordenação de isolamento para a determinação dos espaçamentos elétricos. Foram considerados para-raios de ZnO (4 colunas) com nível de proteção de 1.620 kV (20 kA) e resistores de abertura e pré-inserção de 700 ohms nos disjuntores (50 kA). Foi assim possível reduzir o nível de sobretensão de manobra de 2,0 pu típico do sistema de 500 kV para valores de 1,6-1,7 pu.

Com esta redução, foi possível reduzir os espaçamentos elétricos da linha de 1.100 kV. Sendo interessante a comparação que foi feita entre a torre que seria projetada, considerando as premissas atualmente adotadas para a linha de 500 kV (Torre a) e o projeto otimizado, considerando a adoção de medidas de controle das sobretensões de manobra (Torre b). A figura abaixo mostra a diferença alcançada na altura total e na distância entre circuitos.

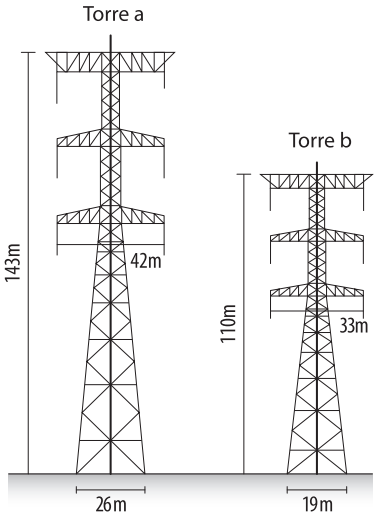


Figura 10: Comparação de torres de circuito duplo – 1.100 kV no Japão [5]

Capacidade de transmissão das linhas de UATCA (Índia)

A Índia, para os estudos de simulação do sistema de 1.200 kV, utilizou os seguintes dados para as linhas de 1.200 kV [1]:

Tabela 4: Características da linha de transmissão 1.200 kV – Índia

Parâmetros	Valor
Tensão nominal	1.150 kV
Tensão máxima	1.200 kV
Resistência	$4{,}338 \times 10^{-7}$ pu/km
Reatância	$1{,}772 \times 10^{-5}$ pu/km
Susceptância	$6{,}447 \times 10^{-2}$ pu/km
Carregamento Impedância de Surto (SIL)	6.030 MW
Impedância de surto	239 Ohm

Base 1.200 kV – 100 MVA

Relacionados a estes estudos, foi feita a comparação apresentada a seguir, entre as diversas modalidades de tensão. Verificando-se que a faixa de passagem do sistema de 1.200 kV apresenta uma alta capacidade de transmissão de potência por faixa de passagem [1].

Tabela 5: Comparação da capacidade de transmissão – Índia

	400 kV CA	765 kV CA	±500 kV CC	1.200 kV CA	±800 kV CC
Faixa de passagem ROW (m)	46	64	52	92	70
Capacidade (MW)	1.000	2.300-2.900	2.000-2.500	6.000-8.000	6.000-6.400
MW/m ROW	22	45	48	87	90

Estruturas das linhas de UATCA

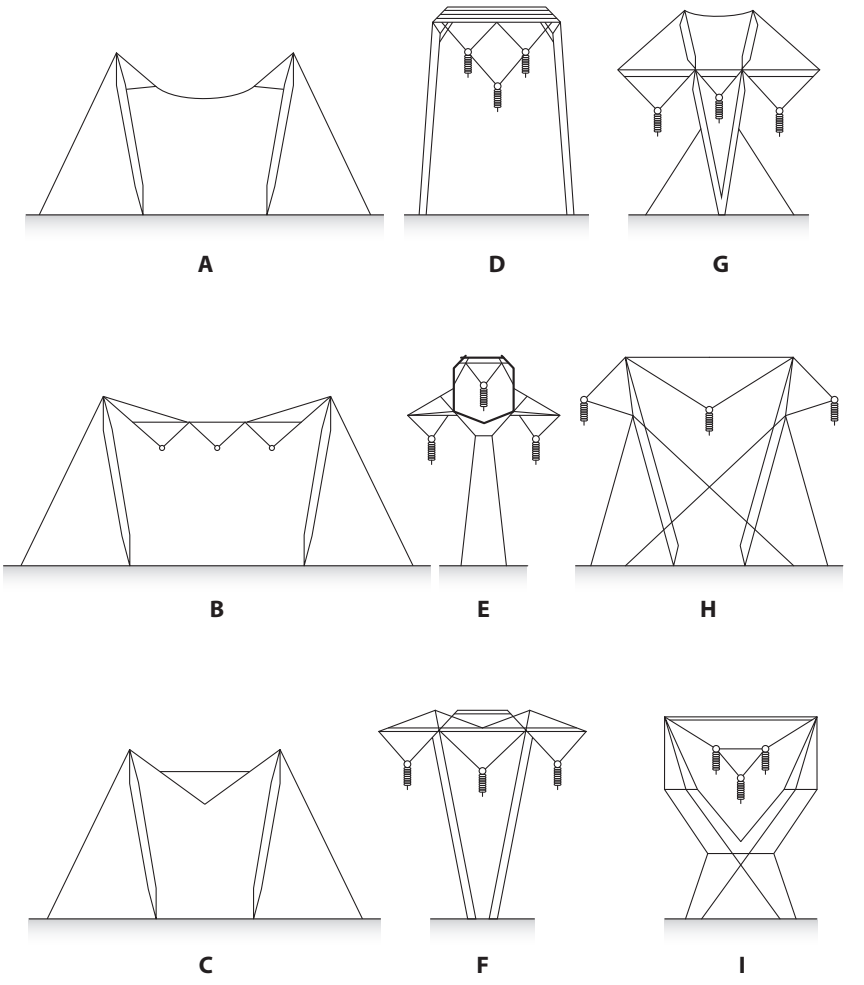
Diversas estruturas foram analisadas no âmbito do projeto italiano de 1.000 kV. Objetivando a realização de testes experimentais, alguns protótipos foram efetivamente construídos e instalados na estação de Suvereto. Foram mantidas as seguintes características comuns:

- Distância fase – terra 14,5 m.
- Distância fase – estrutura 7,5 m.
- Distância mínima condutor ao solo na torre 32 m.
- Condutor 8x31,5 mm.

Os protótipos que foram construídos apresentam os seguintes parâmetros principais:

Tabela 6: Protótipos de estruturas – Itália

Protótipos	Peso (t)	Altura (m)	Faixa Passagem (m)
A	15,5	45,0	50
B	21	51,9	51
C	18	53,5	37
D	17	55,8	37
E	22	58,0	46
F	16	44,2	61
G	25	59,3	54
H	20	44,0	64
I	32	54,5	37



Conforme mencionado anteriormente, em 1994 o Grupo de Trabalho 04 (*UHV – Testing Facilities and Research*) do Comitê de Estudos 38 (*Power System Analysis and Techniques*) do CIGRÉ publicou o trabalho *Ultra High Voltage Technology*. Neste trabalho foram apresentadas as estruturas típicas das linhas projetadas na Rússia, Itália, Japão e Estados Unidos (BPA). Ver figuras a seguir. [4].

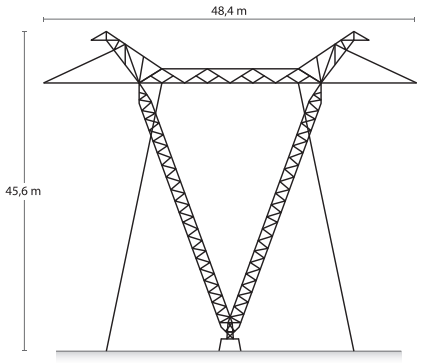


Figura 11: Rússia Torre – 1.150 kV (1994) [4]

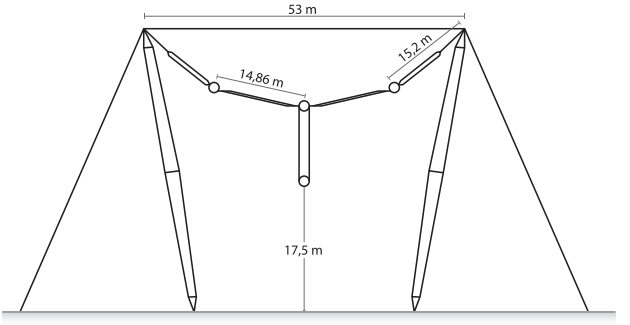


Figura 12: Itália Torre – 1.050 kV (1994) [4]

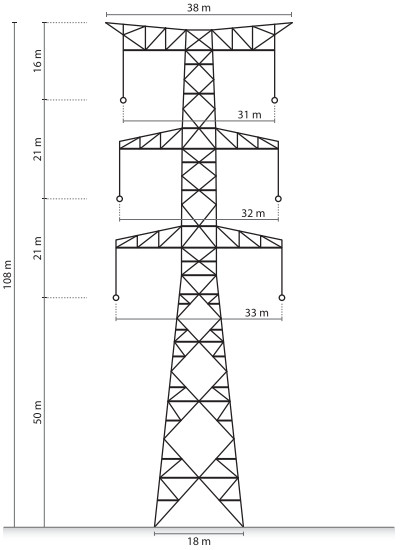


Figura 13: Japão Torre – 1.100 kV (1994) [4]

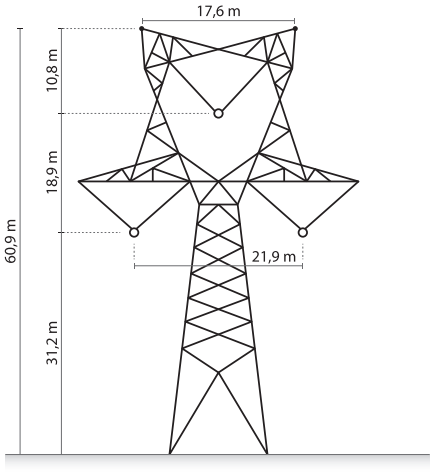


Figura 14: Estados Unidos (BPA) Torre – 1.200 kV (1994) [4]

Os projetos de estruturas mais recentes foram desenvolvidos pelo Japão e China. As estruturas típicas são apresentadas abaixo:

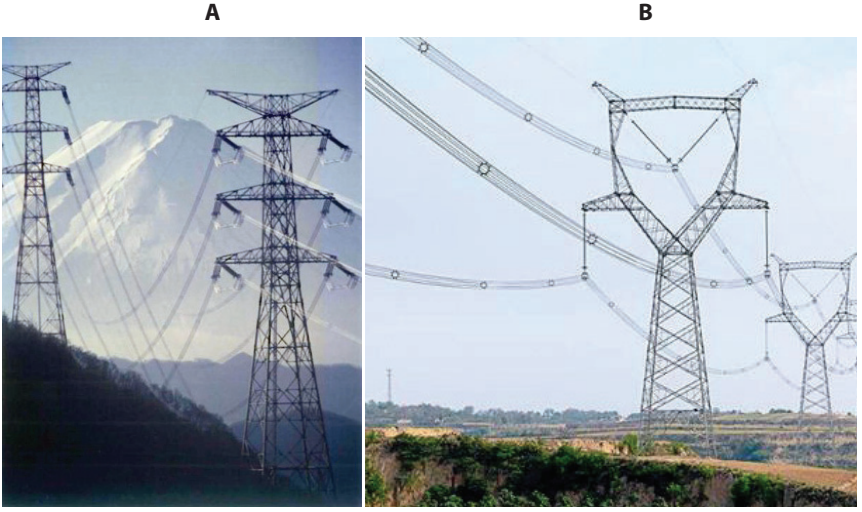


Figura 15: A) Torre Japão (Circuito Duplo) – 1.100 kV [22]. B) Torre China – 1.100 kV [29]

Para comparação com as linhas de CA de 750 kV, são apresentados os dois tipos de torres (estaiada e autoportante) empregadas no sistema de CA de Itaipu.

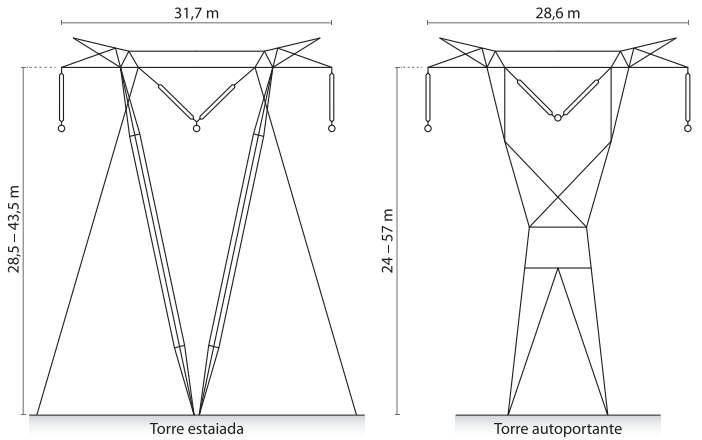


Figura 16: Torres de 750 kV de Itaipu [13]

É interessante notar que as linhas de CA e CC do sistema de transmissão de Itaipu, por motivo de segurança, correm em 4 corredores separados por cerca de 10 km, conforme figura abaixo.

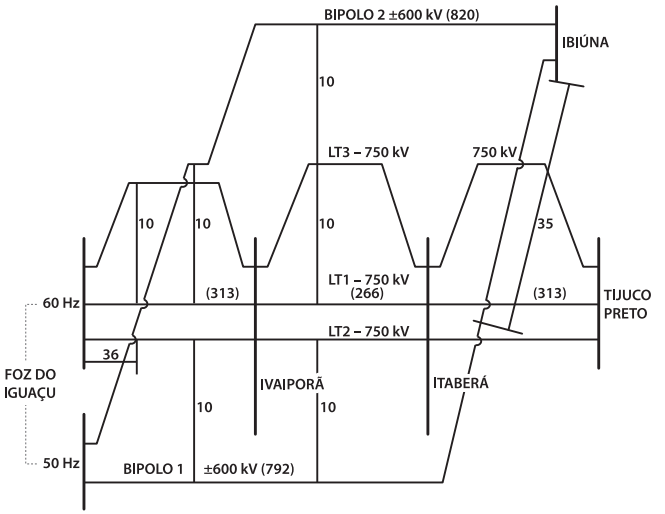


Figura 17: Rotas das linhas de CA e CC de Itaipu [13]

Subestações

As subestações de UATCA, tendo em vista os custos, dimensões e potências, estão sendo cuidadosamente analisadas com ênfase nos seguintes pontos:

Arranjo da subestação

Confiabilidade tem sido o critério mais importante na seleção do arranjo em adição aos outros aspectos de manutenabilidade, flexibilidade de operação e segurança. A Índia está considerando para o seu futuro sistema de 1.200 kV, o arranjo de disjuntor e meio. A China e Japão selecionaram os arranjos de disjuntor e meio e barra dupla.

As figuras abaixo apresentam exemplos destes dois tipos de arranjo.

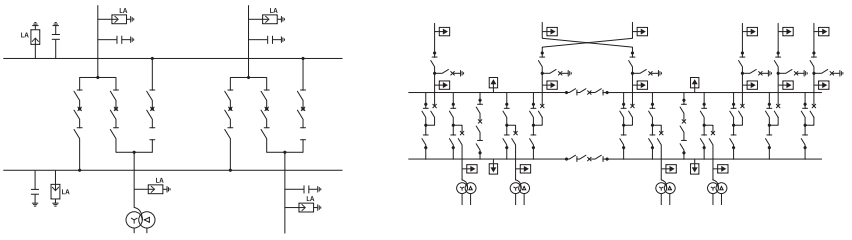


Figura 18: Arranjo disjuntor e meio e arranjo barra dupla [6]

Deve-se ressaltar que no projeto japonês a subestação é em SF_6, tendo inclusive instalada para as suas investigações preliminares uma subestação piloto, conforme apresentado na figura abaixo [22].

Figura 19: Subestação piloto em SF_6 – Japão [22]

Coordenação de isolamento

Com o objetivo de tornar as subestações de UATCA compactas, confiáveis e econômicas, devem ser selecionados para-raios de alto desempenho e analisada cuidadosamente a sua localização. Estudos de sobretensões de manobra e surtos atmosféricos realizados pelos diferentes países fornecem subsídios para a escolha e localização dos para- raios e dos níveis de isolamentos dos equipamentos.

A tabela a seguir apresenta os valores considerados nos projetos:

Tabela 7: Para-raios e níveis de isolamento

	Rússia	Itália	Japão	China	Índia
Tensão nominal (kV)	1.150	1.000	1.000	1.000	1.150
Maxima tensão (kV)	1.200	1.050	1.100	1.100	1.200
Para-raios					
Tensão nominal (kV)	800	749	826	828	850
Tensão residual Impulso de manobra (kV)	1.840-1.760 (1,5 kA)	1.450 (3 kA)	1.410 (2 kA)	1.460 (2 kA)	1.500 (2 kA)
Tensão residual Impulso atmosférico (kV)	1.940 (14 kA)	1.800 (20 kA)	1.620 (20 kA)	1.620 (20 kA)	1.700 (20 kA)
Nível de isolamento Impulso de manobra (kV)					
Transformador e reator	2.100	1.800	1.425	1.800	1.800
Disjuntor e chave	2.100	1.675	1.550	1.800	1.800
Nível de isolamento Impulso atmosférico (kV)					
Transformador e reator	2.550	2.250	1.950	2.250	2.250
Disjuntor e chave	2.900	2.250	2.250	2.400	2.400

Espaçamentos elétricos

A tabela a seguir apresenta os espaçamentos elétricos dos diversos projetos e a comparação com a norma IEC. Pode-se notar que os valores dos projetos da Itália e Japão são superiores, enquanto os valores dos projetos da China e Índia são relativamente semelhantes aos valores da IEC.

Tabela 8: Espaçamentos elétricos

CIGRÉ WG A3.22	Itália	Rússia	Japão	China	Índia
Nível de isolamento Surto de manobra (kV)	1.675	2.100 (1.800)	1.550	1.800	1.800
Fase para terra (m)	8	12	8,5- 10		8,3
Fase para estrutura (m)	9,5	7,5-9,7	7,5-8,5	7,5	6,3
Fase para fase (m)	12	11,4 -12,4	10,5 -11,5	11,3	12,3

IEC 60071-1	Itália	Rússia	Japão	China	Índia
Fase para estrutura (m)	5,6 -7,4	6,5 - 8,3	4,9 -6,4	6,3 -8,3	6,3 – 8,3
Fase para fase (m)	9,1-10,9	10,3 -12,3	8,4 -10,0	9,8-11,6	10,3 – 12,3

Aspectos de proteção

Para proteger linhas de UATCA, está sendo empregado basicamente relé de distância e relé diferencial de fases segregadas, que são os mesmos aplicados em sistema com tensões inferiores a 800 kV com algumas adaptações. É importante salientar que estas adaptações são importantes para manter uma precisão adequada e uma velocidade de operação, objetivando o aumento da confiabilidade e segurança do sistema.

Por outro lado, o uso de adequada proteção pode aumentar consideravelmente, de uma maneira mais econômica, a capacidade de transmissão com o emprego do religamento monopolar. O sucesso desta operação depende de uma seleção precisa da fase defeituosa e o tempo morto mínimo que depende da extinção do arco secundário.

A proteção de relé tradicional de distância usada com o modelo de parâmetro concentrado da linha de transmissão é inadequada para avaliação da proteção de primeira zona de uma linha longa de UATCA. O modelo concentrado aplicado numa linha de longa distância com grande capacitância distribuída pode indicar funcionamento inadequado do relé, devido ao grande erro na medição de impedância. A tendência hoje em dia é empregar, na primeira zona, relés de alta velocidade e grande precisão na medição da distância.

Testes experimentais feitos no RTDS (*Real Time Digital System*), para a linha de 645 km, 1.100 kV CA da China, mostraram que o modelo de parâmetro concentrado pode causar um erro de até 17% na medição da distância, enquanto o erro associado com modelo proposto é somente 3%, inferior ao valor aceitável de 5% [15].

A capacitância distribuída na linha de transmissão é ignorada pelo relé tradicional de distância. Por outro lado, as impedâncias *Bergeron*, quando utilizadas, compensam o efeito da capacitância *shunt*. As principais funções no relé de distância *Bergeron* utilizado na proteção da linha de 1.100 kV da China são:

- Fase-fase e fase-terra proteção piloto de distância *Bergeron* com canais de comunicação de fibra ótica entre os dois terminais.
- Proteção piloto direcional de sequência zero com fibra ótica como canal de comunicação.

- Três zonas fase-fase e fase-terra proteção de retaguarda de distância *Bergeron* e proteção de retaguarda de sobrecorrente de tempo inverso de sequência zero.
- Religamento monopolar.

Com a evolução da tecnologia de telecomunicações, os relés diferenciais de fases segregadas têm sido usados nas proteções de linha de transmissão. Os relés diferenciais são usados em conjunto com comunicações com fibra ótica [17]. Com o objetivo de melhorar a sensibilidade e a precisão operacional, os relés compensam a corrente capacitiva *shunt* da linha de transmissão. Contudo, uma linha de 1.100 kV CA é caracterizada por baixa indutância e alta capacitância distribuída que pode ser mais do dobro de uma linha de 500 kV. Combinando o comprimento de uma linha de UATCA de longa distância e a sua capacitância, não se consegue facilmente compensar com precisão aceitável a corrente capacitiva da linha. Assim sendo, torna-se necessário comparar as correntes em ambos os terminais da linha levando em consideração o efeito da capacitância distribuída [16].

O novo relé diferencial baseia-se no princípio dos parâmetros distribuídos da linha de transmissão. O esquema pode naturalmente incluir o efeito da corrente da capacitância distribuída e não necessitando compensá-la separadamente. O principio proposto foi verificado no relé diferencial projetado para primeira linha de 1.100 kV da China [16].

Considerando que 90% dos defeitos é fase-terra e de natureza transitória, o emprego do religamento monopolar aumenta a estabilidade e a confiabilidade de um sistema de potência. Entretanto, o sucesso deste religamento depende da seleção adequada da fase defeituosa e da extinção do arco secundário que determina o tempo morto para religar. A seleção de fase é intrínseca à proteção da linha com relé diferencial de corrente. A proteção da linha com relé de distância do desempenho da seleção de fase deve ser verificada na simulação com RTDS.

O tempo de extinção do arco secundário independe do tipo de proteção que é utilizada na linha. Os fatores que influenciam o tempo de extinção de arco são: vento, o tipo da compensação *shunt*, temperatura, umidade e altitude.

A corrente do arco secundário se reduz ao valor mínimo quando a capacitância fase-fase é compensada completamente [18]. Este método é mais eficiente quando se tem reator de neutro nas duas extremidades da linha. O que se observa é que a duração de extinção do arco neste método é inferior a 1 s.

Outro método para a extinção do arco secundário que vem sendo considerado nos sistema de UATCA é a "Chave de Aterramento Rápida" (*High Speed*

Ground Switch – HSGS), que foi testada em linhas de transmissão de 220 e 550 kV CA com resultados favoráveis [19].

A sequência de operação da HSGS é a seguinte:

(a) A corrente de defeito é gerada no ponto de defeito.
(b) A corrente de defeito é interrompida pelo disjuntor. Uma corrente secundária flui no ponto de defeito a qual é causada pelas fases energizadas.
(c) As chaves de aterramento instaladas em ambos os terminais da linha são fechadas, e o arco secundário é extinto.
(d) As chaves de aterramento são abertas.
(e) Depois que o isolamento no ponto de defeito se restabeleceu, os disjuntores são fechados.

Está sendo igualmente estudado o método híbrido que é aplicado na seguinte sequência: abertura somente da fase defeituosa, após 10 ciclos desta operação se abrem as duas fases remanescentes e, imediatamente depois, se promove o religamento de todas as três fases [20].

Equipamentos de UATCA

Os estudos e simulações realizados para a especificação dos equipamentos de UATCA e os resultados das pesquisas realizadas em laboratórios e instalações experimentais indicaram alguns tópicos específicos que podem provocar impacto nos equipamentos e, portanto, necessitam de investigações cuidadosas. Os principais tópicos são [1, 5]:

- Relevante efeito *Ferranti* e o seu efeito sobre as sobretensões temporárias, devido à alta capacitância das linhas (multicondutores e grande diâmetro).
- Aumento das perdas corona e ruído audível.
- Aumento do tempo de extinção do arco secundário, devido à alta tensão induzida.
- Frente de onda mais longa de sobretensão, em razão da ocorrência de falta e do baixo amortecimento das ondas trafegantes.
- Alto fator de amplitude da tensão de restabelecimento transitória (TRT) dos disjuntores, por causa da baixa perda ôhmica dos transformadores e linhas.

- Alto valor de pico do TRT para abertura fora de fase, devido ao baixo amortecimento das ondas trafegantes.
- Impedância de surto reduzida, em razão do feixe de multicondutores com grande diâmetro.
- Alto tempo da componente de CC na corrente de falta, por causa da pequena perda ôhmica dos transformadores e linhas.
- Reduzido fator de abertura de primeiro polo, devido à pequena impedância de sequência zero.

Estes fenômenos afetam principalmente os disjuntores e para-raios, que devem atuar de maneira efetiva no controle das sobretensões de manobra e, portanto, com influência capital nos isolamentos dos equipamentos.

Depois dos estudos e simulações realizados, pesquisas desenvolvidas, comprovações obtidas por meio de instalações experimentais, os equipamentos foram especificados e fabricados. Subsídios importantes ainda poderão ser obtidos a partir do registro do desempenho destes durante a operação em serviço.

As especificações dos equipamentos para os sistemas em UATCA da Rússia, Itália, China, Japão e Índia foram consolidadas em diversos trabalhos objetivando a sua comparação e análise. Deve-se ressaltar o esforço que o CIGRÉ e a IEC estão fazendo para a normalização dos equipamentos em UATCA. E, neste sentido, devem ser citados os dois eventos realizados em conjunto por estas duas instituições em 2007 (Pequim) e 2009 (Nova Deli).

A seguir, serão apresentados pontos relevantes relativos aos equipamentos de UATCA.

Transformadores de potência

Pontos relevantes se referem a:

- A tensão nominal precisa ser normatizada. São indicados os valores de 1.000 kV (Itália), 1.050 kV (Japão e China) e 1.150 kV (Rússia e Índia).
- Potência total do banco de transformadores varia de 1.000 – 1.200 MVA (Índia, Itália) a 2.000 – 3.000 MVA (Rússia, China e Japão).
- O nível de isolamento a descarga atmosférica (BIL) está sendo especificado no valor de 2.250 kV com exceção do projeto Japonês que é 1.950 kV.
- Devido à restrição do tamanho e peso para transporte, está sendo considerada a construção modular.

Os transformadores de potência são os maiores equipamentos em tamanho e peso dentre os equipamentos de uma subestação de UATCA. Neste sentido, o seu projeto deve ser elaborado considerando as possíveis restrições de transporte entre a fábrica e o local de sua instalação. Sobre este aspecto, apresentam-se a seguir as experiências nos seguintes países: Rússia, Itália Japão, China e Índia. [4, 6].

Rússia – Peso total (com óleo e buchas) de 580 toneladas para uma unidade monofásica de 667 MVA.

Itália – Para uma unidade monofásica de 400 MVA, foi indicado o peso total de 348 toneladas e 245 toneladas para transporte.

China – A rota e o método de transporte de grandes equipamentos são de responsabilidade do Instituto CPECC – *China Power Engineering Consulting Group Corporation*. Os seguintes parâmetros foram estabelecidos para o transporte dos transformadores: 375 toneladas de peso, 4,15 m de largura, 4,9 m de altura e 12 m de comprimento para o veículo de transporte.

Índia – Foi indicado não haver nenhuma restrição para o transporte de transformadores, exceto em regiões montanhosas na região Nordeste. Até o momento foram consideradas as dimensões máximas de 333 MVA, 250 toneladas sem óleo, 4,5 m de largura, 5,3 m de altura e 7,5 m de comprimento.

Japão – Transformadores de UATCA apresentam o dobro da tensão e potência dos transformadores de 500 kV atualmente em uso no sistema japonês. Mesmo assim, têm que ser transportados sob as mesmas restrições de transporte dos transformadores convencionais. Por este motivo, a unidade monofásica de 1.000 MVA do transformador de UATCA teve que ser dividida em duas unidades de 200 toneladas cada (peso para transporte, sem óleo e buchas). As dimensões de transporte foram: 3,1 m de largura e 4,1 m de altura e 8 m de comprimento.

A figura a seguir ilustra o transformador instalado na subestação [27].

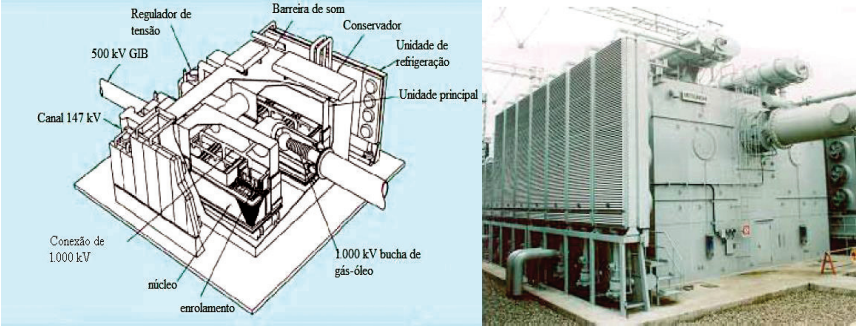


Figura 20: Transformador de potência – Projeto japonês [27]

Transformador de medição de tensão

São empregados transformadores de potencial do tipo capacitivo. O projeto japonês analisa o tipo ótico. A classe de precisão varia de 0,2 a 1% para medição e 1 a 3 % para proteção.

Transformador de corrente

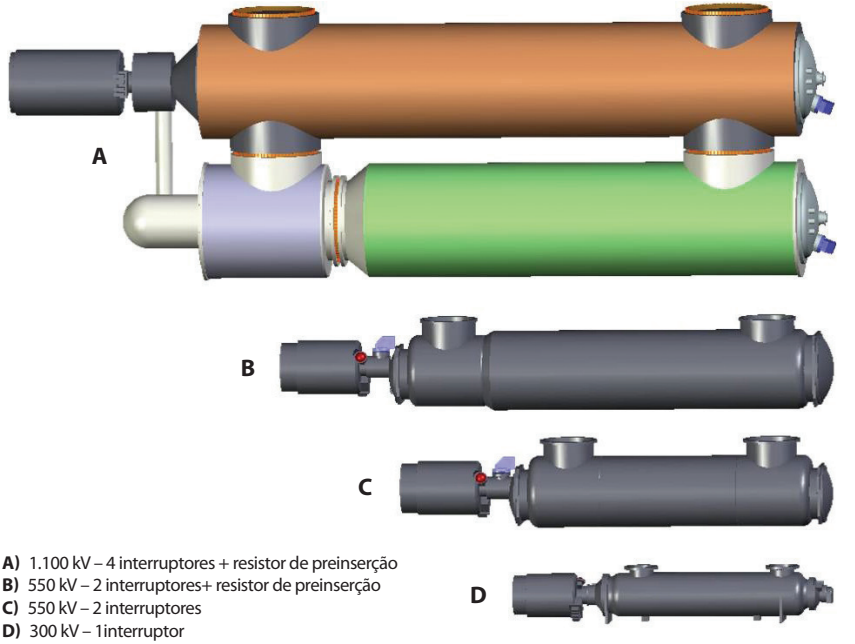
O Japão apresenta dois tipos de transformadores de corrente. Um tipo convencional com núcleo de ferro e outro tipo com núcleo de ar. O tipo de núcleo de ar é empregado para evitar a saturação que ocorre no caso do núcleo de ferro causado pelo aumento da corrente de curto-circuito com grande constante de tempo de CC. A seguir, foto de transformador de corrente de 1.200 kV da Índia, em testes pelo fabricante Siemens [24].

Figura 21: Transformador de corrente [24]

Disjuntores

Extensivos estudos e investigações têm sido realizados para o dimensionamento dos disjuntores (50 – 63 kA) de UATCA. Ênfase tem sido dada à determinação das tensões de restabelecimento transitória para as diferentes condições de manobra. Importante ressaltar a aplicação de resistores de preinserção e abertura que, em conjunto com os para-raios de óxido de zinco, atuam no sentido de reduzir as sobretensões de manobra.

A figura a seguir mostra uma interessante comparação entre disjuntores de SF_6 [25].



A) 1.100 kV – 4 interruptores + resistor de preinserção
B) 550 kV – 2 interruptores+ resistor de preinserção
C) 550 kV – 2 interruptores
D) 300 kV – 1interruptor

Figura 22: Comparação de disjuntores de SF_6 [25]

Chaves seccionadoras

As principais preocupações se referem ao tamanho do *gap* de ar e a magnitude das forças mecânicas para a operação. É especialmente importante que a chave seja capaz de interromper a corrente capacitiva do barramento.

A figura a seguir se refere a uma chave seccionadora de 1.100 kV, em testes pelo fabricante ABB [25].

Figura 23: Chave seccionadora de 1.100 kV [25]

Para-raios

Os aspectos relevantes relacionados ao dimensionamento de para-raios de UATCA são: energia, suportabilidade externa do isolamento, tensão residual, desempenho a poluição, suportabilidade à corrente de impulso. Na Rússia, foram inicialmente utilizados para-raios convencionais, atualmente todos os projetos consideram a aplicação de para-raios de ZnO de múltiplas colunas.

Reatores *shunt*

No projeto russo, os reatores são chaveáveis automaticamente através de *gaps*, no caso de necessidade de inserção rápida para limitação das sobretensões temporárias. Nos projetos da Rússia e China, é utilizado um reator adicional (quarta perna) no neutro do reator de linha para a rápida supressão do arco secundário quando da ocorrência de curto-circuito monofásico, de maneira a garantir o sucesso do religamento monopolar. Neste caso, o isolamento do neutro do reator deve ser adequadamente dimensionado.

Aspectos econômicos

A comparação econômica entre a alternativa de UATCA e as outras possíveis alternativas de transmissão a longa distância é um assunto raramente tratado na literatura técnica. Acreditamos que tal fato decorre da enorme diversidade de critérios e diferentes custos dos componentes de cada uma das modalidades de transmissão, que foram utilizados pelos países para a tomada de decisão relativa à implantação do sistema de UATCA.

Mesmo assim, reproduzimos abaixo alguns comentários apresentados pelos países sobre o assunto em pauta. Enfatizando que estes comentários foram apresentados em diferentes épocas e situações e, portanto, de difícil comparação entre eles.

A *Hydro Quebec*, no início dos anos 70, estudou as alternativas de 765 – 1.100 kV CA e 450 a 800 kV CC, para a integração do complexo de James Bay (15.000 MW – 800 a 1.200 km). Análise econômica, considerando somente os investimentos, indicou que a alternativa 765 kV era 20-30% mais barata do que 1.100 kV e 35% mais barata que a alternativa de 600 kV CC. (5)

Em 1972, um grupo do CIGRÉ (*UHV Ad Hoc Group*) apresentou alguns aspectos econômicos relacionados à transmissão em corrente alternada nas tensões de 765 kV, 1.100 kV e 1.500 kV. Foram discutidos de maneira relativa os custos das linhas de transmissão, das subestações, dos transformadores, reatores e disjuntores. Estabelecidas uma série de premissas, o grupo apontou os valores relativos de 1 pu – 1,6 pu – 2,35 pu para os custos daqueles três níveis de tensão (2).

A Comissão de Planejamento para a Transmissão do Amazonas (CPTA), em 1990, na análise econômica realizada para comparar as tecnologias, apontou os seguintes fatos (14):

- O custo total de uma transmissão a longa distância tem cerca de 70-80% dos custos unitários conhecidos decorrentes das linhas de transmissão, onde os itens de cabos, estruturas e construção podem ser determinados a partir de instalações de menor nível de tensão. Os custos de difícil determinação se referem aos equipamentos de UATCA. Neste sentido, a CPTA entrou em contato com diversos fabricantes e fez levantamento de custos de equipamentos de alta tensão, exercitando métodos de extrapolação para o nível de UAT.
- Não há tecnologia que mostre ser mais econômica que as outras para todas as potências transmitidas consideradas;
- As perdas são determinantes nos estudos econômicos, e os critérios a serem empregados podem mudar o mérito da tecnologia.

Em 1994, o Grupo de Trabalho 04 do Comitê de Estudos 38 do CIGRÉ elaborou análise visando à comparação econômica entre sistemas de transmissão de CA para as tensões de 1.200 kV, 735 kV e 500 kV e sistema de CC na tensão de 600 kV (4).

Como resultado, foi apresentada a figura a seguir. Verifica-se que a tensão de 735 kV é a mais econômica na faixa de 3 a 15 GW para uma distância de até 1.500 km. Acima de 15 GW, a transmissão de 1.200 kV é mais atrativa até pelo menos à distância de 1.000 km. Entre 1.000 e 1.500 km e acima de 7 GW, a transmissão em CC é a mais indicada.

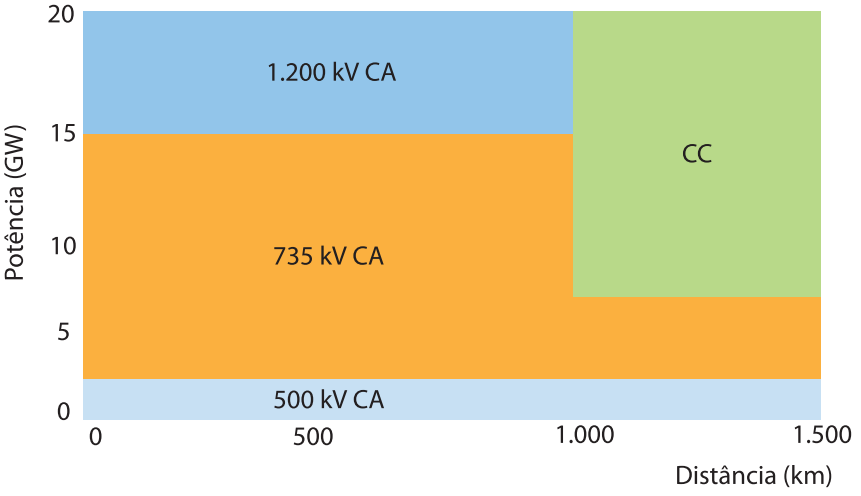


Figura 24: Comparação econômica [4]

A China indica que a escolha da alternativa de 1.100 kV (640 km) para o tronco CA foi devida à avaliação econômica e técnica, considerando os benefícios decorrentes da operação em paralelo com o sistema de 800 kV CC. Foi demonstrado que este sistema híbrido oferece ganhos de segurança e desempenho em razão das funções de controle adotadas pelo sistema de CC (5).

A Índia justifica a escolha do seu sistema de 1.200 kV CA em termos dos benefícios da utilização de menor faixa de passagem e menor preço para as linhas comparadas com o sistema de 765 kV numa transferência de potência de igual valor (5).

Conclusões

A implantação de sistemas de transmissão até 800 kV foi pioneiramente iniciada pelo Canadá em 1965. A partir desta data, seguiram-se os sistemas dos Estados Unidos, África do Sul, Brasil, Coreia e China.

Com base na experiência adquirida, os sistemas acima de 800 kV passaram a ser investigados. No início dos anos 70, a Itália, Estados Unidos e Canadá deflagraram uma série de investigações tanto do ponto de vista teórico, por meio de estudos e simulações computacionais, como ensaios realizados em laboratórios e linhas de teste experimentais. Embora o volume de informações tenha sido bastante expressivo e tenha demonstrado a viabilidade técnica de sistemas acima de 800 kV, estes países decidiram pela não utilização deste nível de tensão.

Entretanto, outros países demonstraram efetivo interesse na implantação de sistema de transmissão de tensão acima de 800 kV. Foi o caso da Rússia que, em 1985, implantou o seu sistema de 1.200 kV. O Japão, em 1996, iniciou os primeiros ensaios no campo na tensão de 1.100 kV, que operou na tensão de 500 kV por muitos anos e entrou em operação na tensão de 1.100 kV em 2010. A China, em 2008, colocou em operação o sistema de 1.100 kV. Está em fase de construção o sistema da Índia de 1.200 kV previsto para 2012/2013.

Tendo em vista o crescente interesse em sistemas acima de 800 kV, o CIGRÉ e a IEC deflagraram diversas iniciativas no sentido de promover a normalização dos parâmetros dos equipamentos para este nível de tensão, devendo-se ressaltar a necessidade premente da normalização da tensão nominal e tensão máxima de operação, que têm apresentado valores discordantes nos projetos analisados.

No Brasil, a transmissão de CA acima de 800 kV tem sido uma alternativa considerada no planejamento da expansão do sistema. Podem-se citar, por exemplo, os estudos de transmissão para integração das fontes de energia: Usina de Itaipu (1971), usinas da Amazônia (1990), usinas do Rio Madeira (2005), Usina de Belo Monte (2009).

Pode-se certamente inferir, a partir da análise do presente estado da arte, que a transmissão de energia a longa distância com nível de tensão acima de 800 kV é uma alternativa tecnologicamente viável. Esta afirmação pode ser comprovada mediante diversos informes que vêm sendo publicados desde o inicio da década de 1970. Deve-se enfatizar que estes trabalhos foram resultados de inúmeras atividades desenvolvidas por empresas de energia elétrica, fabricantes, empresas de consultoria e centros de pesquisas.

Os estudos e pesquisas realizados foram publicados e debatidos em vários fóruns em âmbito mundial. Como resultado do conhecimento adquirido, pode-se inferir que existe tecnologia com isolação aberta (ar) para a instalação de sistema de CA até 1.500 kV. Sendo assim, é possível considerar que as dificuldades para a implantação de um sistema de UATCA são de mesma magnitude que um sistema de 765 kV, considerando principalmente a fabricação dos equipamentos, a capacidade dos laboratórios de testes neste nível de tensão, transporte dos equipamentos, restrições ambientais em razão da altura das torres e maior faixa de passagem.

Por outro lado, pode-se dizer que os desafios para a implantação de um sistema de transmissão de UATCA residem na padronização do nível de tensão, padronização das normas para especificação e testes dos equipamentos e linhas, grau de confiablidade compatível ao bloco de potência transmitido e otimização econômica dos componentes.

Com relação à otimização econômica, o fator primordial é o controle das sobretensões que pode se traduzir em menores isolamentos e menores espaçamentos elétricos nas subestações e linhas, acarretando redução nas dimensões dos componentes e instalações e redução nos custos.

Referências

[1] BHATNAGAR, M. C.; DE BHOWMICK, B. N.; NAYAK, R. N; *et al . 1200 kV Transmission System and Status of Development of Substation Equipment Transmission Line Material in India*. IEC/CIGRÉ *Second International Symposium on Standards for Ultra High Voltage Transmission*. Nova Deli, 2009.

[2] *Final Report of the UHV Ad Hoc Group*. (CIGRÉ Brochura 32), 1972.

[3] STIG, A. *An Annoted Bibliography on UHV AC Substation Equipment*. CIGRÉ *Working Group* 38-04 Task Force 3. *UHV Transformes and Substation Equipment Including GIS Equipment*. (CIGRÉ Brochura 23). Set/1985.

[4] FRONTIN, S. O. *et al. Ultra High Voltage Technology*. (CIGRÉ Brochura 85). Working Group 04 (UHV Testing Facilities and *Research*) of the Study Committee 38 (Power System Analysis and Techniques). Jun/1994.

[5] *Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV*. (CIGRÉ Brochura 362). Trabalho coordenado pelo Grupo de Trabalho do CIGRÉ A3.22. Dez/2008.

[6] *Technical Requirements for Substation Exceeding 800 kV*. (CIGRÉ Brochura 400). Trabalho elaborado pelo Grupo de Trabalho do CIGRÉ B3. 22. Dez/2009.

[7] AKAGI, Y; KOYAMA, S; OHTA, H; NISHIZAWA, H; NAGATA, Y; OKA, T. *Development of Anti-galloping Device for UHV Transmission Line*. IEEE, 2002.

[8] LINGS, R.; CHARTIER, V.; MARUVADA, P. S. *Overview of Transmission Lines Above 700 kV*. Inaugural IEEE PES 2005 *Conference and Exposition*. Durban, South Africa.

[9] HUANG, D.; RUAN, J. *Construction of UHC AC and DC Test Bases in China*. IEEE, 2008.

[10] FAN, J. *UHV Project in China*. Nova Deli, 2009.

[11] XIAOXIN, Z. *et al. An Overview of Power Transmission Systems in China*, 2009.

[12] ARAUJO, E. M. A. *et al. A Experiência do Projeto Madeira e Possíveis Aplicações nos Estudos de Integração de Grandes Usinas da Amazônia*. XX SNPTEE. Recife, 2009.

[13] MOTTA, S. G.; FADINI, H. A. *Sistema de Transmissão de Itaipu. A Experiência de Furnas*, 1995.

[14] PRAÇA *et al. Amazon Transmission Challenge – Comparison of Technologies*. CIGRÉ, Session 14/37/38-01, 1992.

[15] XU, Z. Y. *et al. A Distance Protection Relay for a 1000 kV UHV Transmission Line.* IEEE *Transactions on Power Delivery*. V.23, nº 4, Oct/2008.

[16] XU, Z. Y. *et al. A Currente Differential Relay for a 1000 kV UHV Transmission Line. IEEE Transactions on Power Delivery*. V. 22, nº 3, Jul/2007.

[17] TOKIO, S. *et al.* Development *of a PCM current relaying system.* IEEE *transactions on power apparatus and system*. V. PAS-103, nº 1, jan/1984.

[18] XIANG, S. *et al. Research on Secondary Arc for UHV Transmission Line*. IEEE

[19] YUTAKA, G. *et al. Forced Extinction Characteristics of Secondary Arc on UHV* (1000 kV class) *Transmission Line*. IEEE *Transaction on Power Delivery*. V. 8, nº 3, Jul/1993.

[20] SANG-PIL, A. *et al. An Alternative Approach to Adaptive Single Pole Auto-Reclosing in High Voltage Transmission System Based on Variable Dead Time Control*. IEEE *Transaction Power Delivery*. V.16, nº 4, Oct/2001.

[21] LIU, Y.; WEN, J. *Simulation Analysis of Single-phase Adaptive Auto-reclosing UHV Transmission Lines with Shunt Reators. 2009 International Conference on Energy and Enviroment Technology*.

[22] OKAMOTO, H. *Progress and Prospects for Commercial Applications of UHV 1100 kV Transmission System in TEPCO. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage*. New Delhi, Jan. 29-30, 2009.

[23] NAYAK, R. N. *1200 kV Transmission System and Status of Development of Substation Equipament/Transmission Line Material in India. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage*. New Delhi, Jan. 29-30, 2009.

[24] SIEMENS. *1200 kV AC Substations. Full Scale Products and Integrated Solutions. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage.* New Delhi, Jan. 29-30, 2009.

[25] ABB. *Development and Testing of 1100 kV GIS. 2nd International Symposium on International Standards for Ultra High Voltage.* New Delhi, Jan. 29-30, 2009.

[26] *Background of Technical Specifications for Substation Equipment Exceeding 800 kV*. CIGRÉ Working Group A3.22. 2009.

[27] GOSWAMI, M. M.; LAKHIANI, V. K. *Transformes for 1200 kV Testing Station at Bina. Fifteenth National Power Systems Conference*. Bombay, Índia, 2008.

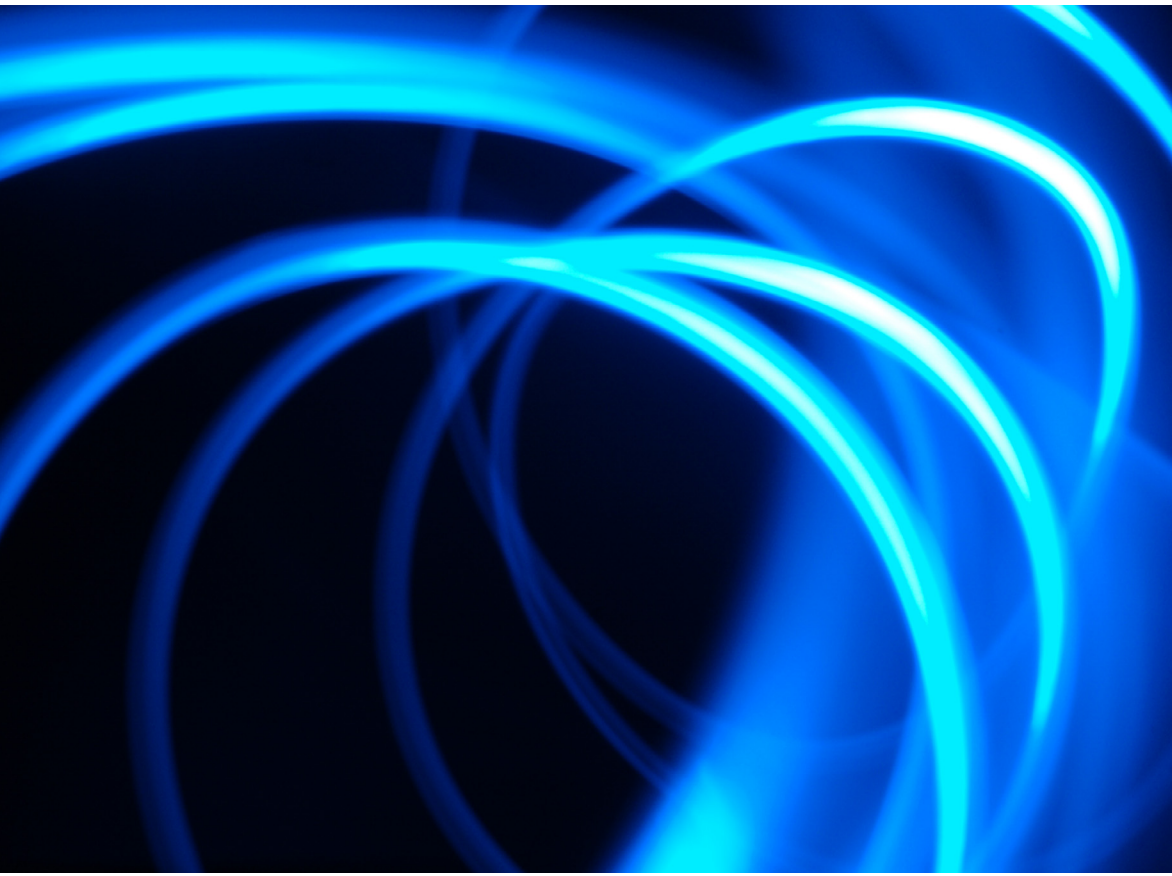
[28] ESMERALDO, P. C. V. *Perspectivas da Transmissão em Longa Distância no Brasil e Interligações com a América Latina. Seminário – Alternativas Não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica – Estado da Arte*. Brasília, Brasil. Fev/2011.

[29] SHAOWU, W. *Research and Application of 1000 kV UHV DC Transmission Technology. Seminário – Alternativas Não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica – Estado da Arte*. Brasília, Brasil. Fev/2011.

CAPÍTULO 3

Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada – (FACTS)

Ricardo L. Vasquez Arnez
Ronaldo P. Casolari



Objetivo

Equipamentos que utilizavam o conceito FACTS começaram a ser implementados a partir do final da década de 1960 por diversos grupos de trabalho, porém o nome FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) foi inicialmente proposto entre o final da década de 1980 e o início da década de 1990 [1]-[4], [8], [17]. O conceito FACTS agrupa um conjunto de novos equipamentos de eletrônica de potência (chaves semicondutoras de alta potência, microcontroladores e ferramentas analíticas complementares) que permitem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos. O termo flexibilidade está relacionado com a capacidade rápida e contínua para alterar os principais parâmetros que controlam a dinâmica de funcionamento de um sistema elétrico [5].

O objetivo básico da utilização dos equipamentos FACTS é a obtenção de sistemas CA com alto nível de flexibilidade como em sistemas HVDC. Para tal, são utilizados dispositivos semicondutores de potência para chavear circuitos ou sintetizar conversores (CC/CA ou CA/CC).

O objetivo deste capítulo é apresentar um levantamento do estado da arte dos principais equipamentos FACTS, envolvendo funcionalidades, princípios de operação e principais aplicações no Brasil e no mundo.

Dispositivos semicondutores

Os dispositivos semicondutores constituem a base dos sistemas que operam com dispositivos de eletrônica de potência. Estes dispositivos semicondutores podem ser classificados em 3 grupos principais:

Grupo 1

Não controlados. Neste grupo está incluso o diodo, mostrado na figura 1(a). Durante a condução, a tensão no diodo, chamado de *forward voltage* (V_F), é pequena, tipicamente está na faixa de 0,2 – 3,0 V. Durante o bloqueio, praticamente não flui corrente alguma através do diodo, estabelecendo-se uma tensão reversa entre o anodo e catodo. Neste estado, o diodo não deverá operar além da região de bloqueio reverso mostrado na figura 1(b), pois, caso contrário, o dispositivo poderá sofrer danos irreversíveis. Informações mais detalhadas sobre a física e a tecnologia dos semicondutores podem ser encontradas, por exemplo, nas referências [2], [14]. Atualmente, é possível encontrar diodos de alta potência com capacidades de até 4 - 5 kV e 4 - 5 kA.

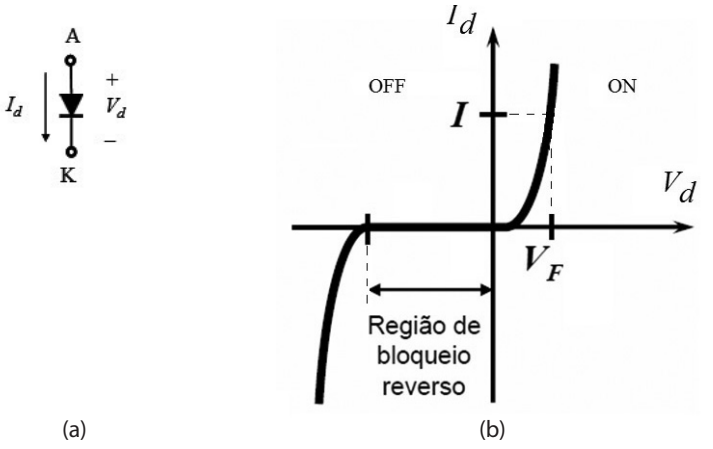


Figura 1: (a) Símbolo do diodo. (b) Curva característica *V-I*

Grupo 2

Semicontrolados. Neste grupo, estão o tiristor, também chamado de SCR (*Sillicon Controlled Rectifier*), e o TRIAC[1] (*Triode for Alternating Current*). A característica deste grupo é que eles possuem comutação natural, ou seja, uma vez realizado o disparo através do gatilho (*gate*), aplicando a corrente I_g, não se tem mais controle sobre o dispositivo. A transição para o estado *off* ocorrerá quando a corrente no anodo cair para um valor inferior à corrente de manutenção (*holding current*) mostrada como I_{hold} na curva característica

1) Um TRIAC consiste num par de tiristores conectados em antiparalelo que compartilham um *gate* comum.

V-I do tiristor na figura 2(b). Nesta figura, a curva em cor vermelha mostra a transição para a condução do tiristor, não pela aplicação da corrente I_g, mas sim devido à V_{fb} (*forward breakover voltage*) que é a aplicação de um valor superior à tensão de ruptura direta do tiristor. Atualmente, existem tiristores disparados por luz, chamados de LTT (*Light Triggered Thyristors*), que representa uma vantagem para a aplicação simultânea do sinal de disparo, por exemplo, em válvulas que contêm vários tiristores conectados em série e nos quais é importante a sincronização dos pulsos de disparo. Sistemas HVDC e alguns equipamentos de primeira geração FACTS (SVC, TCSC e TSC são os principais exemplos), entre outros, são baseados no uso do tiristor.

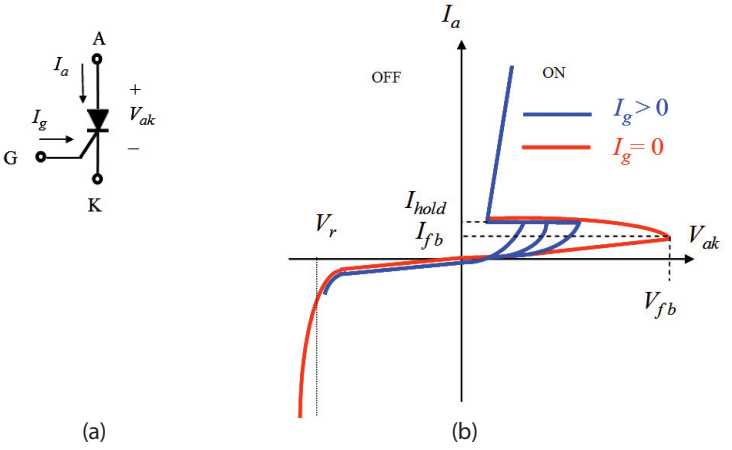


Figura 2: (a) Símbolo do tiristor. (b) Curva característica *V-I*

Grupo 3

Completamente controlados. Neste grupo podem ser mencionados, por exemplo, o GTO (*Gate Turn-Off thyristor*), embora já esteja praticamente fora de uso, uma vez que os principais fabricantes não o fabricam desde 2004, devido principalmente a questões como a relativa lentidão durante o processo de *turn-off*, os requisitos de grandes circuitos *snubber*, as elevadas perdas por chaveamento [18], [19], quando comparado com outros dispositivos desta família como o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e o IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*), que está praticamente substituindo o GTO nas aplicações recentes. A característica deste grupo de semicondutores é que o estado de condução da chave pode ser interrompido controlando os pulsos do circuito de *gate*. Ou seja, a aplicação de um pulso positivo faz o GTO

entrar em condução, e um pulso negativo o bloqueia (figura 3b). Percebe-se que, neste caso, por se tratar de um tipo de tiristor, a corrente somente flui de anodo para catodo e não em sentido contrário. Segundo a referência [2], é possível achar GTOs com capacidades de até 4,5 kV e 4,5 kA.

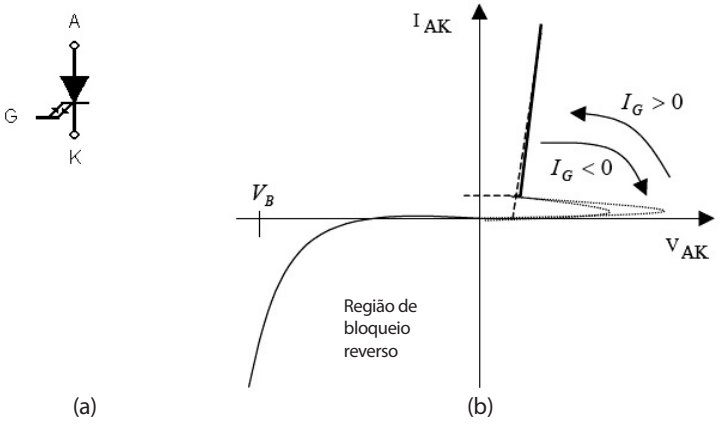
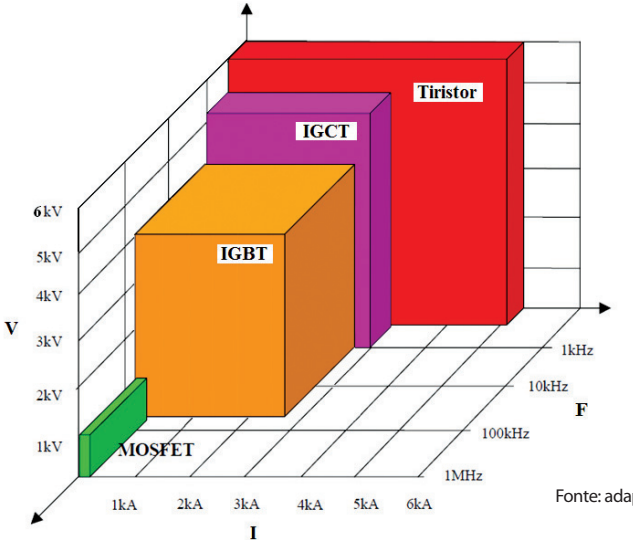


Figura 3: (a) Símbolo do GTO. (b) Curva característica *V-I*

Por outro lado, na figura 4 podem ser observadas as capacidades, tensão, corrente e frequência de operação de alguns dos principais semicondutores considerados na área de eletrônica de potência.



Fonte: adaptação de [26]

Figura 4: Capacidade dos principais semicondutores de potência

Atualmente, o IGCT possui capacidades de até 6 kV e 3 kA, enquanto o IGBT pode atingir valores de até 6,5 kV e 3 kA [20].

Embora não esteja sendo mostrada na figura 4, o MCT (*MOS Controlled Thyristor*) é outro dispositivo semicondutor de possível aplicação em sistemas baseados em eletrônica de potência. Contudo, pelas características e capacidades disponíveis atualmente, os dispositivos semicondutores de maior uso em sistemas FACTS e HVDC são o tiristor, o IGCT e o IGBT.

Tipos de conversores

Existem dois tipos de conversores básicos: (a) o conversor do tipo fonte de tensão (VSC – *Voltage Source Converter*), utilizado principalmente em sistemas FACTS, e (b) o conversor do tipo fonte de corrente (CSC – *Current Source Converter*), principalmente utilizado em aplicações industriais.

a) Conversor do tipo fonte de tensão (VSC), comumente utilizado em sistemas FACTS (figura 5a), ainda que já tenha sido proposto na década de 1990 para aplicação em sistemas HVDC, como é o caso dos sistemas HVDC-Light. Apresenta as seguintes características:
   - A fonte de tensão pode ser composta por um capacitor, uma bateria ou uma ponte retificadora com um capacitor.
   - A forma de onda da tensão no lado CA é quase senoidal em função do tipo de técnica de geração de onda utilizado.
   - Os diodos em antiparalelo (ou de roda livre) mostrados têm a função principal de evitar possíveis inversões de tensão (*voltage reversals*), devido a determinadas condições no circuito externo, fornecendo assim uma rota alternativa a estas correntes quando a chave está aberta. Outra função dos diodos de roda livre (*free wheeling*) é permitir que correntes de cargas indutivas tenham um caminho para circular quando a chave é cortada (estado *off*).

b) Conversor do tipo fonte de corrente (CSC), comumente utilizados em sistemas HVDC (figura 5b):
   - O lado CC pode ser constituído por uma fonte de corrente, ou fonte de tensão em série com um indutor de tamanho considerável, ou até um SMES[2].

2) *Superconducting Magnetic Energy Storage.*

- Após a inversão da fonte de corrente (tensão), o lado CA do conversor oferece uma fonte de tensão. Normalmente, a forma de onda da corrente no lado CA é do tipo degrau, entretanto, dependendo do número de pulsos (conversores) e transformadores utilizados, esta pode chegar próxima de uma onda senoidal.
- Teoricamente não há necessidade da presença dos diodos em antiparalelo, porém, se a chave não tiver bloqueio reverso, como no caso de IGCTs assimétricos ou IGBTs, será necessária a implementação de diodos em série com as chaves. Contudo, existem IGCTs e IGBTs simétricos, em cujo caso o uso destes diodos é desnecessário.
- Este tipo de conversor é utilizado em aplicações com potências elevadas, particularmente no caso de sistemas HVDC, quando recebe a denominação LCC (*Line Commutated Converter*).

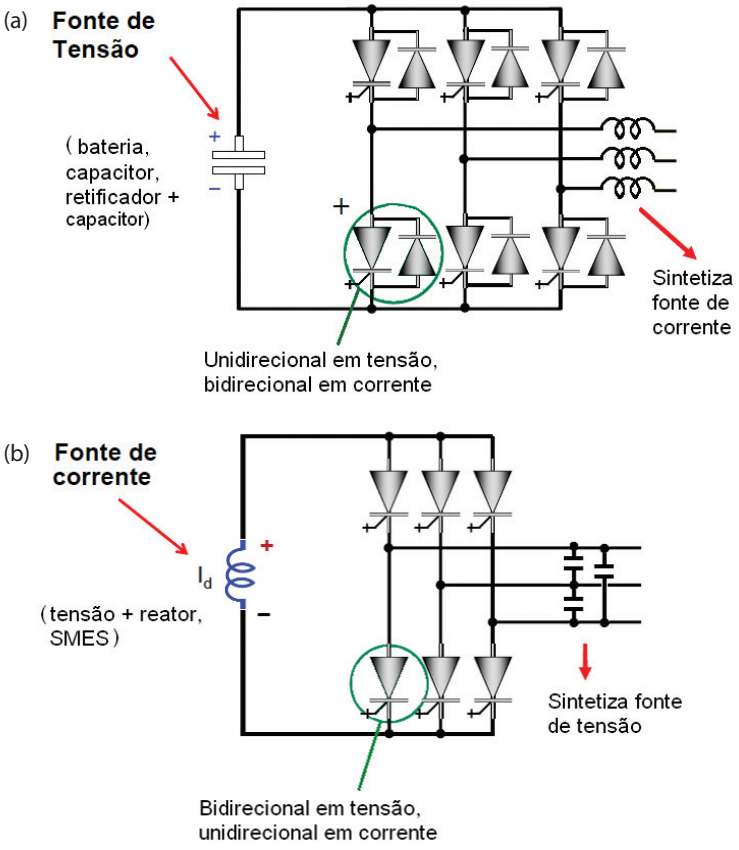


Figura 5: Principais tipos de conversores utilizados [8]: (a) Tipo VSC, (b) CSC

A partir destas topologias básicas de conversores, foram desenvolvidos conversores de vários níveis que possuem atributos específicos, melhorando, desta forma, as ondas geradas por estes conversores e diminuindo o conteúdo de harmônicos. A título de exemplo, na figura 6, mostra-se a tensão de saída de uma fase de uma configuração de conversor do tipo VSC (mais apropriadamente inversor) de 2 níveis (figura 6a) e de 3 níveis (figura 6b).

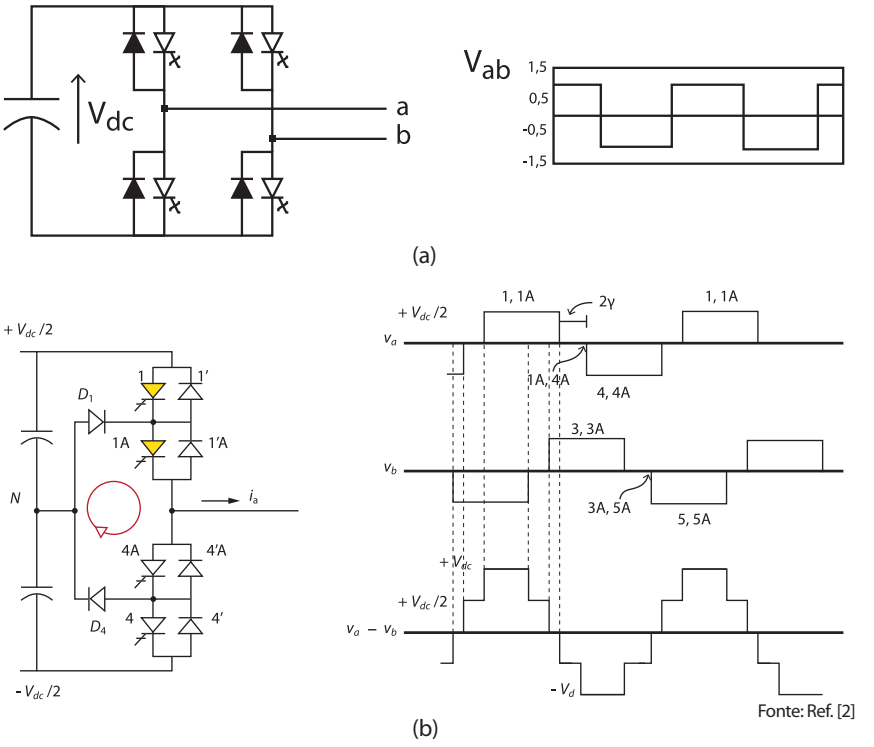


Figura 6: Topologia de conversor de: (a) 2-níveis monofásico, (b) 3-níveis mostrando apenas 1 fase do conversor e a forma de onda da tensão fase-fase

A topologia de três níveis é também conhecida como conversor com grampeamento por diodos no ponto neutro (NPC – *Neutral Point Clamped* [13]). Esta topologia, que pode ser aplicada tanto na técnica de *phase-shift* com multipulso, como na de *Pulse Width Modulation* (PWM), e que serão descritas a seguir, já foi estendida para 5, 7 ou mais níveis, entretanto, com o aumento do número de níveis, tanto a construção como o controle dos ele-

mentos no conversor tornam-se mais complexos. Por esses motivos, em aplicações de sistemas de potência, tem sido preferido limitar-se o conversor a três níveis e aumentar a tensão de operação dos seus ramos pela conexão de semicondutores em série.

As chaves *1A* e *4A* na figura 6(b) são dispositivos auxiliares dentro do inversor e são utilizadas para grampear o terminal de saída (i_a) para o ponto de potencial neutro (*N*), através dos diodos D_1 e D_4. Se a chave 1 for desconectada em um intervalo inferior a 180°, e, por outro lado, se a chave *4A* for conectada em um intervalo inferior a 180°; então a tensão V_{dc} será grampeada ao ponto *N* durante um período equivalente a 2γ. No decorrer deste período, a corrente nessa fase estará confinada ao circuito composto pelas chaves D_1, D_4, *1A*, e *4A* e, portanto, a tensão V_{ac} será nula [1], [2]. Quando γ=0, o inversor de três níveis se comporta de forma exatamente igual ao inversor de dois níveis.

Pode-se ver que a forma de onda gerada pelo conversor de 3 níveis é mais próxima de uma onda senoidal do que aquela gerada pelo conversor de 2 níveis mostrada na figura 6(a).

Principais técnicas de geração da forma de onda

A forma de onda da tensão de saída dos conversores deve ser a mais próxima possível de uma onda senoidal, evitando a presença de harmônicos de baixa ordem. Durante a escolha do método de controle, deve-se inicialmente diferenciar entre as duas técnicas mais conhecidas utilizadas em inversores tipo fonte de tensão, quais sejam: (a) a técnica chamada de *phase-shift* multipulso e (b) a técnica de PWM com a qual se consegue reduzir substancialmente os harmônicos de baixa ordem.

Técnica baseada no controle de fase (*Multi-pulse Phase Shift*), que considera inversores de 6 pulsos multiconectados e defasados entre si. Esta técnica de controle (*phase shift* multipulso) pode estar constituída, por exemplo, por um conjunto de quatro conversores de dois níveis (gerando quase 24 pulsos, figura 7) ou de quatro conversores de três níveis (gerando 48 pulsos) utilizando GTOs. Entre as vantagens oferecidas por esta técnica destacam-se: melhor adequação para a aplicação em altas tensões, reduzidas perdas por chaveamento, e decréscimo do nível de interferência eletromagnética, isto devido à redução da relação *dv/dt* durante o processo de chaveamento.

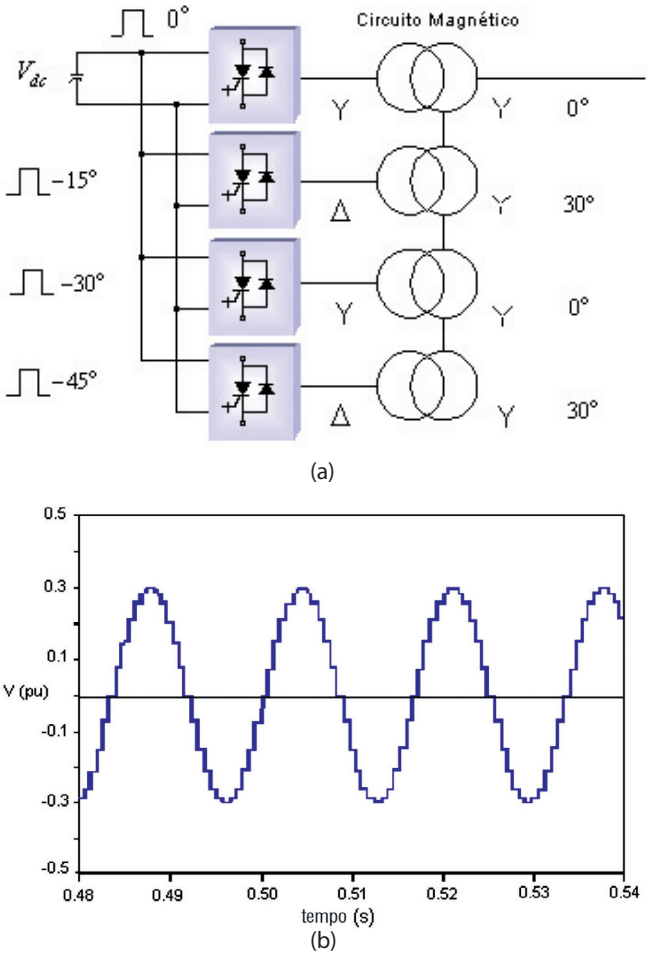


Figura 7: (a) Arranjo da técnica *phase shift* multipulso (conversores de 2 níveis), (b) forma de onda, 24 pulsos

Técnica baseada no controle PWM (*Pulse Width Modulation*), que considera a variação da largura dos pulsos pelas chaves gerando, assim, ondas equivalentes próximas a uma senoide (componente fundamental na frequência do sistema de potência). Depende principalmente da frequência de chaveamento imposta aos semicondutores de potência utilizados. Nesta técnica são realizados múltiplos pulsos em cada meio ciclo. O controle do módulo da tensão CA gerada é conseguido pela variação da largura dos pulsos (figura 8). A partir deste princípio, várias configurações e topologias de conversores PWM foram propostas.

A técnica de PWM é bastante utilizada em aplicações de baixa até média tensão. Sua aplicação em alta tensão, em sistemas FACTS e HVDC Light, começou a ser efetivada recentemente, devido, em especial, ao aprimoramento dos dispositivos semicondutores e aos custos mais competitivos dos conversores que utilizam esta técnica. A título de exemplo, podem ser mencionados: o sistema HVDC Light de Cross Sound de 330 MW, 1.260 Hz, comissionado em 2003, que usa esta técnica [21]. O STATCOM da SE de Talega, comissionado em 2002, de ±100 MW, é outro exemplo de aplicação desta técnica [22].

Na figura 8(a) mostra-se apenas uma fase de um conversor trifásico com as chaves SW1 e SW4, além do ponto neutro 0 (referência). A geração dos pulsos é feita com base no sinal da onda senoidal de controle que, neste caso, engloba 10 vezes a onda triangular estabelecida (600 Hz por segundo), conforme mostrado na figura 8(b). Os pulsos de *on* e *off* das chaves é dado toda vez que exista cruzamento entre a onda senoidal (controle) e a onda triangular. Toda vez que a inclinação negativa da onda triangular cruze com a onda senoidal resultará na condução (*on*) da chave 1 e o bloqueio (*off*) da chave 4 [2]. No caso da inclinação positiva da onda triangular, o procedimento é o contrário, chave 1 (*off*) e chave 4 (*on*).

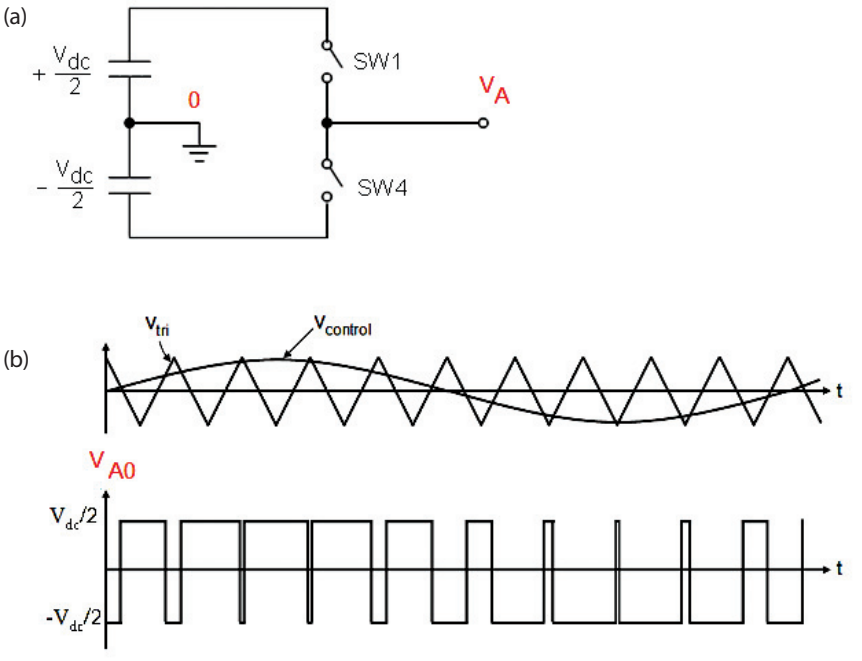
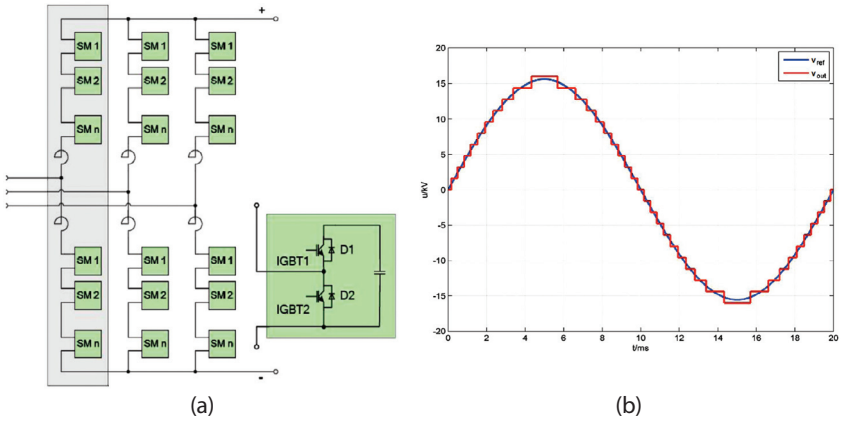


Figura 8: (a) Fase A do conversor PWM, (b) tensão gerada CA

Ambas as técnicas permitem controlar independentemente o módulo da tensão e ângulo gerados nos conversores. Recentemente foi proposta outra técnica de geração de ondas, chamada de MMC (*Modular Multilevel Converters*) ou Conversores Modulares Multiníveis [23]. Nesta configuração, cada fase conversora é constituída por várias pontes H de IGBTs e diodos antiparalelos, conectados em cascata, com capacitores isolados nas pontes (na verdade o MMC é composto por meia ponte). Na figura 9(a) mostra-se a configuração de conversor modular multinível em meia ponte para aplicação em CA/CC, observa-se que cada fase está constituída de vários submódulos. A sintetização da tensão de saída é feita através de pequenos degraus de tensão e, portanto, as frequências de chaveamento dos semicondutores são menores, reduzindo, assim, as perdas por chaveamento. A forma de tensão que pode ser obtida, no caso de um circuito inversor, é mostrada na figura 9(b).

A principal vantagem desta técnica é que a onda gerada está praticamente livre de harmônicos de baixa ordem, principalmente se o arranjo for composto de um número elevado de submódulos.



(a) (b)

Figura 9: (a) Conversor MMC para aplicações de CA/CC [23]. (b) Onda gerada pelo MMC

Classificação dos equipamentos FACTS

Os controladores FACTS podem ser divididos nas seguintes categorias:

- Controladores série: instalados em série com a linha de transmissão.
- Controladores paralelo: instalados em paralelo com a rede.
- Controladores série-paralelo: combinação das duas categorias anteriores.

Até o momento, o desenvolvimento da tecnologia dos FACTS seguiu quatro fases principais, chamadas de gerações [1], [2], mostradas na tabela 1. A denominação destas gerações está sendo considerada a partir do uso dos dispositivos (chaves) de eletrônica de potência. Ressalta-se que podem existir outras referências apresentando, de forma diferente, esta classificação das gerações de FACTS.

Tabela 1: Dispositivos FACTS e suas correspondentes gerações

Fase	Dispositivos FACTS	Conexão com a Rede
1ª geração	TCR: *Thyristor Controlled Reactor*	Paralelo
	TSC: *Thyristor Switched Capacitor*	Paralelo
2ª geração	SVC: *Static Var Compensator*	Paralelo
	TCSC: *Thyristor Controlled Series Capacitor*	Série
	SCCL: *Short-Circuit Current Limiter*	Série
	TCPAR: *Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*	Série/paralelo
3ª geração	STATCOM: *Static Compensator*	Paralelo
	SSSC: *Static Synchronous Series Compensator*	Série
4ª geração	UPFC: *Unified Power Flow Controller*	Série/paralelo
	IPFC: *Interline Power Flow Controller*	Série
	GIPFC: *Generalized Interline Power Flow Controller*	Série/paralelo
	CSC: *Convertible Static Compensator*	Série/paralelo

Principais equipamentos FACTS

A seguir, será apresentada uma descrição sucinta destes equipamentos considerando aspectos como finalidade, funcionalidade e aplicação prática (incluindo a capacidade e nível de tensão). Ressalta-se que, além dos equipamentos aqui listados, podem existir outras variantes em função de determinada aplicação.

SVC *(Static Var Compensator)*

Genericamente, o equipamento de 2ª geração denominado SVC (*Static Var Compensator*) inclui os equipamentos de 1ª geração TCR (*Thyristor Controlled Reator*), TSC (*Thyristor Switched Capacitor*), TCR+CF (TCR + Capacitor Fixo) e todas as combinações possíveis.

De início, serão apresentadas considerações sobre o SVC (equipamento mais geral); em seguida, exibidas algumas considerações específicas sobre o TCR e o TSC e, finalmente, será apresentada uma relação das aplicações práticas do SVC.

a) Finalidade do SVC:

Controle rápido da tensão local e amortecimento de oscilações de potência.

b) Esquema e funcionalidade:

- Tecnologia disponível desde a década de 1970. Tem um custo acessível e é mais confiável do que os compensadores síncronos rotatórios.
- Basicamente, o SVC está composto de um TCR e um TSC conectados em paralelo com a rede (figura 10a). Tanto a reatância X_L quanto a reatância X_C são vistas como se fossem impedâncias variáveis através dos quais é absorvido/gerado MVar do/ao sistema.
- Em alguns casos, o TSC é substituído por módulos manobráveis de capacitores com disjuntores.
- A introdução do reator é utilizada para absorver potência reativa do sistema, enquanto que a inserção do capacitor é utilizada para suprir potência reativa ao sistema, controlando desta forma a tensão na barra.
- Normalmente, a faixa de compensação do SVC varia entre V_1 e V_2, e esta faixa é chamada de modo de regulação de tensão (*voltage regulation mode*). Para tensões menores a V_1 (figura 10b), a capacidade de compensação da corrente reduz-se de forma proporcional. Mesmo fora da faixa V_1-V_2, o SVC se comporta como uma reatância variável, só que a faixa de controle diminui para tensões mais baixas.
- Ou seja, pelo fato de o SVC estar composto de capacitores e indutores chaveados, a máxima corrente de compensação a ser alcançada decresce de forma linear com a tensão CA do sistema (figura 10b).

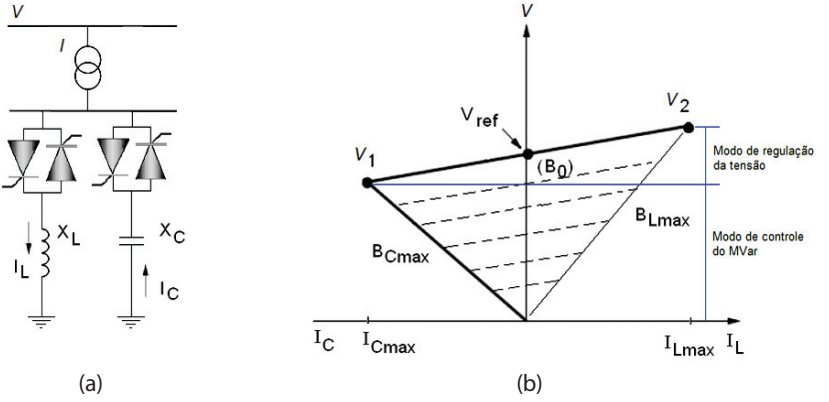


Figura 10: (a) Esquema do SVC. (b) Curva característica *V-I*

TCR *(Thyristor Controlled Reactor)*

a) Finalidade:

Controle e compensação contínua da tensão local (por exemplo, em casos de instabilidade de tensão, sobretensões transitórias etc.) e da potência reativa além da redução de oscilações no sistema.

b) Esquema e funcionalidade:

- Consiste numa reatância conectada em série com um par de tiristores ligados em antiparalelo. O conjunto reator–tiristores está conectado na barra na qual será controlada a tensão ou a potência reativa (figura 11a).
- O transformador de acoplamento mostrado na figura possibilita a conexão do equipamento em altas tensões. Desta forma, a tensão sobre os tiristores será relativamente baixa, porém a potência reativa suprida pelo TCR poderá ser da ordem de dezenas ou centenas de MVar.
- Em razão da presença de harmônicos e do chaveamento do tiristor, o TCR tipicamente inclui filtros passivos com impedância capacitiva na frequência fundamental para garantir também compensação de potência reativa nessa frequência.
- Na figura 11(b), é apresentada a forma de onda da corrente no reator para um determinado valor do ângulo de disparo (α) nos tiristores. Tipicamente, a faixa de operação do ângulo de disparo varia entre 90° ≤ α ≤ 180°, sendo a corrente no reator máxima quando α=90° e zero para α=180°. Ou seja, o TCR pode ser visto como uma reatância aparente variável ($V/I = Z_{aparente}$), que muda de forma inversamente proporcional à corrente no TCR. Por sua vez, a potência reativa indutiva no TCR variará de forma proporcional à corrente passante.

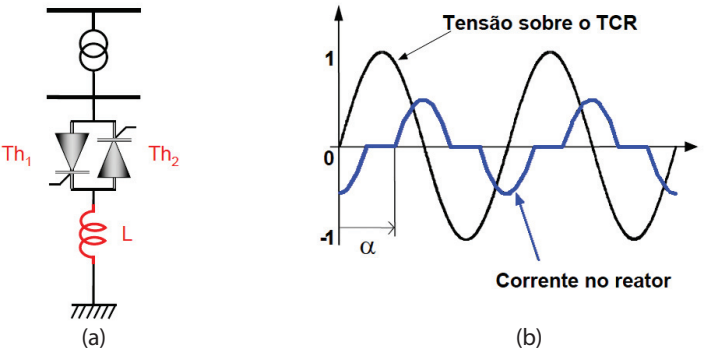


Figura 11: (a) Esquemas do TCR. (b) Tensão e corrente no reator (α= 120°) [8]

- A aplicação prática deste equipamento ficou restrita, de certa maneira, devido ao fato de que este apenas poderia compensar o sistema com potência reativa indutiva. Assim, na prática, pode-se encontrar uma configuração baseada no TCR incluindo um banco de capacitores fixo [2] denominado TCR+FC, mostrado na figura 12.

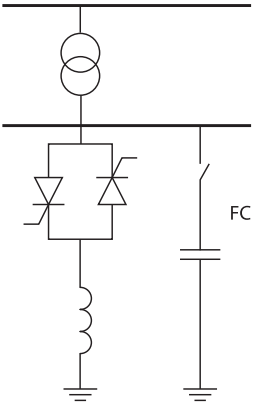


Figura 12: Esquema correspondente ao TCR+FC

TSC *(Thyristor Switched Capacitor)*

a) Finalidade:
Controle e compensação discreta da tensão e da potência reativa suprida ao sistema, além da correção do fator de potência indutivo das cargas conectadas.

b) Esquema e funcionalidade:
- O TSC ou capacitor chaveado por tiristores consiste num conjunto de capacitores conectados em série com os tiristores ligados em antiparalelo, conforme mostrado na figura 13.
- O conjunto capacitor–tiristores está conectado na barra na qual será controlada a tensão.
- O TSC é chaveado *on* e *off* quando a tensão nos terminais da chave passa por zero, a fim de evitar transitórios devidos ao chaveamento. Este chaveamento é também conhecido como *Zero Voltage Switching* (ZVS).

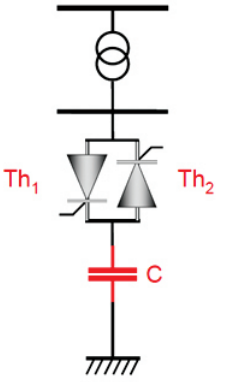


Figura 13: Esquema do TSC

- Com o objetivo de se conseguir um controle contínuo (numa determinada faixa) da potência reativa capacitiva a ser suprida ao sistema, o TSC pode ser montado conforme o esquema ilustrado na figura 14. Pode-se ver que pelo disparo adequado obtêm-se 0, 1, 2, 3, 4, ... 31 MVar. Por exemplo, caso forem necessários no sistema 28 MVar, serão conectados os ramos de 4 MVar + 8 MVar + 16 MVar.

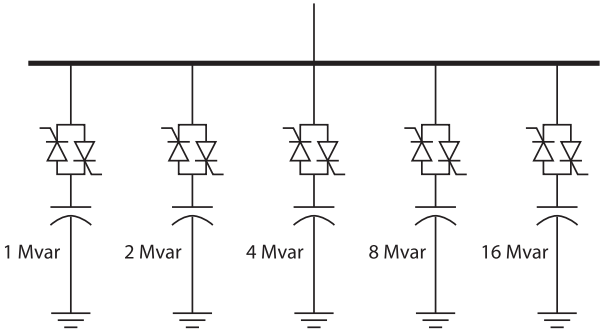


Figura 14: Arranjo do TSC para controle discreto do MVar

Aplicações práticas

Atualmente existem da ordem de 1.000 equipamentos SVC instalados pelo mundo. A tabela 2 apresenta uma relação de alguns desses projetos em operação.

Tabela 2: Aplicações práticas de SVC

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações [3], [5], [10], [16]
1	1981	Endesa (Chile)	-22,4 a + 30	13,8	TCR + filtro
2	1977	SE Victory Hill (EUA)	-30 a +10	13,8	TCR + filtro
3	1984	SE El Paso Electric (EUA)	-25 a +50	13	TCR + filtro
4	1982	SE Kvandal (Noruega)	160	420	TCR
5	1981	SE Hasle (Noruega)	180	420	TCR
6	1982	SE Les Ancizes (França)	-24,6 a 21	63	TCR + filtro
7	1978	SE Rimouski (Canadá)	-84 a +0	24	TCR + MSC
8	1978	SE Nemiskau (–)	-300 a 105	22	TCR + MSC
9	1982	SE Albanel (–)	-300 a +105	22	TCR + MSC
10	1984	Texas utilities (EUA)	-150 a +55	138/13,8	TCR+FC+MSC
11	1984	ESCOM (África do Sul)	-35 a +10	132	TCR+FC
12	1984	SE Perseus, Hydra, Poseidon, ESCOM (África do Sul)	-250 a +150	400	TCR+FC
13	1985	SE San Lorenzo, Ande (Paraguai)	-100 a +80	66	TCR+FC+MSC
14	1984/5	SE Fortaleza, CHESF (Brasil)	-2x100 a +2x70	26	TCR+FC
15	1985	SEs Banabuiu, Milagres, CHESF (Brasil)	-100 a +70	12,3	TCR+FC
16	1986	SE Rio Largo, CHESF (Brasil)	-200 a +0	26	TCR+FC
17	1986	SE S. Luis, CHESF (Brasil)	-200 a +140	16,7	TCR+FC
18	1986	SE Teresina, CHESF (Brasil)	-100 a +70	8,35	TCR+FC
19	1986	SEs Natal, Funil, Irece, CHESF (Brasil)	-50 a +30	8,35	TCR+FC
20	1986/7	SEs Sobral, Piripiru, B. Jesus d'Lapa, CHESF (Brasil)	-50 a +0	8,35	TCR+FC
21	1984	SE Chateauguay, Hydro-Quebec (Canadá)	-166 a +99	120	TCR + TSC
22	1979	SE Sishen, ESCOM (África do Sul)	-20 a +10	132	TCR + TSC
23	1983	State Electricity Commission of Victoria (Austrália)	-100 a +60	220	TCR + TSC
24	1984	SE Rod, Norwegian Water Resources and Electricity Board (Noruega)	-250 a +250	420	TCR + TSC
25	1985	Ses La Hoguera e San Geronimo, EDELGA (Venezuela)	-300 a +280	765	TCR + TSC
26	1980	SE Beaver Creek, AEP (EUA)	-325 a +125	138	TCR + TSC
27	1987	Eletronorte (Brasil)	-70 a +50	230	TCR + TSC + FC
28	1982	SE Hagby, SSPB (Suécia)	-200 a +200	11,5	TSC + TCR

Tabela 2: Aplicações práticas de SVC

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações [3], [5], [10], [16]
29	–	Tókio (Japão)	-20 a +80	500	SVC
30	1987	Tavanir – Omdieh (Irã)	300	420	SVC
31	1987	SCECO E (Arábia Saudita)	200	380	SVC
32	1981	Wu Han I (China)	190	500	SVC
33	1995	Bang Saphan (Tailândia)	-50 a +300	230	SVC
34	2001	Funil (CHESF, Brasil)	-100 a +200	230	SVC
35	2003	Limpio (ANDE, Paraguai)	-150 a +250	220	SVC
36	2007	São Luís II (ELTNTE, Brasil)	-100 a +150	230	SVC
37	1980s	Fortaleza (CHESF, Brasil)	-140 a +200	230	SVC
38	1980s	Milagres (CHESF, Brasil)	-70 a +100	230	SVC
39	1992	Harker (NGC, Norte da Inglaterra)	-75 a +150	–	SVC
40	–	Kanpur (Índia)	2x140	400	SVC
41	–	Ouro Preto II – Terciário (Brasil)	-86 a +100	–	SVC
42	–	Coxipó (Brasil)	-50 a +70	230	SVC
43	–	Bandeirantes (Brasil)	2x(-50 +100	10,5	SVC
44	–	Barro Alto (Brasil)	-20 a +32,7	13,8	SVC
45	–	Campos (Brasil)	-60 a +100	15	SVC
46	–	Bom Jesus da Lapa (Brasil)	-250 a +250	–	SVC
47	2005	Sinop, Eletronorte (Brasil)	-20 a +55	230	SVC
48	1993	SE Marketplace, L.A. (EUA)	0 a +388	500	SVC
49	1992	SE Jember (Indonésia)	-25 a +50	150	SVC
50	1992	SE Feckenhaum (Bristol, Reino Unido)	-75 a +150	275	SVC
51	1991	SE Drakelow (Bristol, Reino Unido)	-75 a +150	275	SVC
52	1991	SE Harker (North Yorkshire, Reino Unido)	-75 a +150	275	SVC
53	1990	SE Eddy County (Texas, EUA)	-50 a +100	230	SVC
54	1989	SE Pelham (Surrey, Reino Unido)	-75 a +150	400	SVC
55	1987	SE Kemps Creek (New South Wales, Austrália)	-100 a +150	330	SVC
56	–	SE Sylling, Statnett (Noruega)	-160 a +160	420	SVC
57	2006	SE Ninemile, New Orleans, (EUA)	-2x75 a +150	230	SVC

MSC: Capacitor chaveado mecanicamente

TCSC *(Thyristor Controlled Series Capacitor)*

a) Finalidade:
Teoricamente, o TCSC pode desempenhar a função de controle dinâmico do fluxo de potência numa linha de transmissão; aumento da estabilidade dinâmica do sistema de transmissão, melhoria da regulação de tensão e balanço da potência reativa; amortecimento de oscilações de baixa frequência; entre outros.

b) Esquema e funcionalidade:

- O TCSC, ou capacitor série controlado por tiristores, consiste num capacitor (banco) conectado em paralelo com um par de tiristores, conectados em antiparalelo, e em série com uma reatância (*L*), conforme mostrado na figura 15.
- Com o objetivo de se obter as características operacionais desejadas e o nível de tensão, vários módulos de TCSC simples podem estar conectados em série.
- O objetivo do TCSC é oferecer uma reatância capacitiva que varia de forma contínua, mediante o cancelamento parcial de sua capacitância pelo reator controlado por tiristor, através de seu ângulo de disparo (α). Assim, a impedância em regime permanente do TCSC resulta do circuito *L-C* em paralelo composto pela impedância capacitiva (X_C) e a reatância indutiva variável $X_L(\alpha)$. Tendo-se então:

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_{L(\alpha)}}{X_{L(\alpha)} - X_C} \qquad (1)$$

- Normalmente, o módulo de *Xc* é maior que o módulo de $X_L(\alpha)$, produzindo, com isso, uma compensação capacitiva. Assim, o conjunto *L-C* tem a reatância capacitiva amplificada. Isso é conseguido porque a linha se comporta como fonte de corrente, e a tensão sobre o TCSC pode ser variável. No caso do SVC, a tensão é constante nos terminais, daí que, quando se varia a reatância, a corrente é quem tem de variar.
- A inserção da reatância capacitiva resultante em série com a reatância indutiva da linha reduz a impedância equivalente do sistema, reduzindo (ou aumentando dependendo da necessidade de controle) virtualmente o comprimento da linha.

- A reatância equivalente de cada módulo individual é determinada através do ângulo de disparo dos tiristores.
- O capacitor do TCSC normalmente possui um limitador de tensão (MOV – *Metal Oxide Varistor*) conectado em paralelo (figura 15), que tem a função de proteger o capacitor de sobretensões cujo valor crítico é previamente definido.

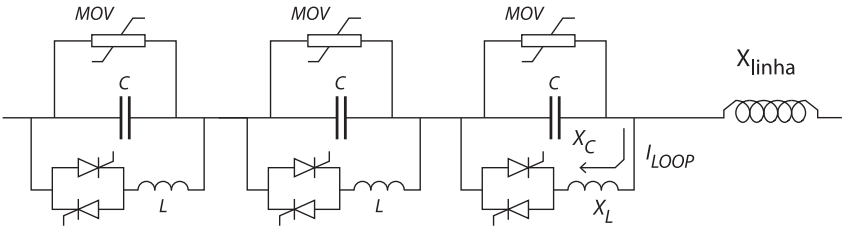


Figura 15: Esquema geral do TCSC

- O TCSC apresenta três modos de operação diferentes:
  - Modo de *by-pass* do capacitor. Os tiristores conduzem de forma contínua e no qual a impedância aparente torna-se predominantemente indutiva. Este modo de operação pode ser utilizado para limitar correntes de curto-circuito na linha ou sistema.
  - Modo de bloqueio. O ramo onde estão os tiristores fica continuamente bloqueado, assim, a impedância do TCSC torna-se uma reatância capacitiva.
  - Modo de condução parcial dos tiristores (ou modo de Vernier). Este modo de operação resulta em uma corrente circulante dentro do circuito do TCSC. Em função da direção da corrente circulante (I_{Loop}), o TCSC se comportará como uma reatância aparente que pode ser indutiva ou capacitiva. Porém, na prática, é comum apenas o uso do lado capacitivo, provavelmente para evitar a passagem pelo modo de ressonância, a qual ocorreria quando da passagem de um modo para outro.
- Na figura 16(a), mostra-se a curva característica da impedância aparente e o ângulo de disparo (α) dos tiristores. Pode-se ver que a reatância indutiva $X_L(\alpha)$ varia de um valor mínimo (a com condução contínua) até um valor máximo (próximo a infinito). Em geral, a relação entre a reatância X_C e o valor máximo de X_{TCSC} é de 3 a 4). O valor no qual o TCSC entra na condição de ressonância é $X_L(\alpha)=X_C$. Nesta condição, idealmente, a reatância efetiva do TCSC é infinita.

- Logo, conforme é aumentado o valor de α, a reatância passa para a região capacitiva ressonante com valor de impedância ainda elevada. Subsequentemente, o TCSC passa para a região de reatância capacitiva predominante. De forma geral, a operação nestas regiões pode ser resumida da forma seguinte (figura 16a):

$90° \leq \alpha \leq \alpha_{L\,lim}$	região indutiva
$\alpha_{C\,lim} \leq \alpha \leq 180°$	região capacitiva (operação mais comum)
$\alpha_{L\,lim} \leq \alpha \leq \alpha_{C\,lim}$	região de ressonância

- Durante a operação normal, a condição de ressonância do TCSC, $X_L(\alpha) = X_C$, não é aceita. Na figura 16(b), estão sendo ilustradas a tensão no capacitor e as correntes no capacitor e no reator para um determinado valor do ângulo de disparo (α≈150°).

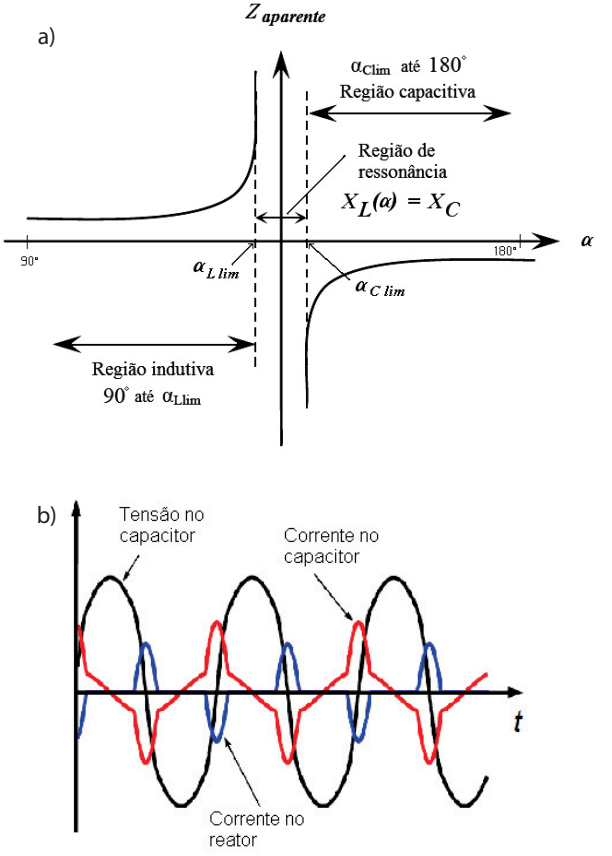


Figura 16: (a) Curva característica $Z_{aparente}$ *versus* α. (b) Tensão e correntes no TCSC [8]

Aplicações práticas

Existem vários projetos já instalados no mundo. Alguns desses projetos estão apresentados na tabela 3.

Tabela 3: Aplicações práticas TCSC

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)
1	1992	SE de Kayenta, AZ (EUA)	2x165	230
2	1993	SE de Slatt, OR (EUA)	208	500
3	1998	SE de Stode (Suécia)	–	400
4	1999	Imperatriz – Serra da Mesa (Brasil)	107.5 (4 TCSC)	500
5	–	Raipur (Índia)	40% (fixo), 5-15% (variável)	400

Dentre os equipamentos FACTS utilizados para compensação série de linha, encontram-se também o GCSC e o TSSC, descritos sucintamente a seguir.

GCSC *(Gate Controlled Series Capacitor)*

Este equipamento é também chamado de GTO *Controlled Series Capacitor* (figura 17a). Na figura 17(b), γ_1 e γ_2 correspondem aos ângulos de corte dos GTOs, G_1 e G_2, respectivamente [8]. Este equipamento é o dual do TCR, descrito anteriormente, já que apresenta características de tensão e corrente inversas ao TCR. Nota-se, na figura 17(b), a variação da tensão no capacitor em relação à corrente na linha. Caso $\gamma = 90°$ a tensão V_C estará atrasada 90° exatamente da corrente na linha. Neste caso $90° \leq \gamma \leq 180°$.

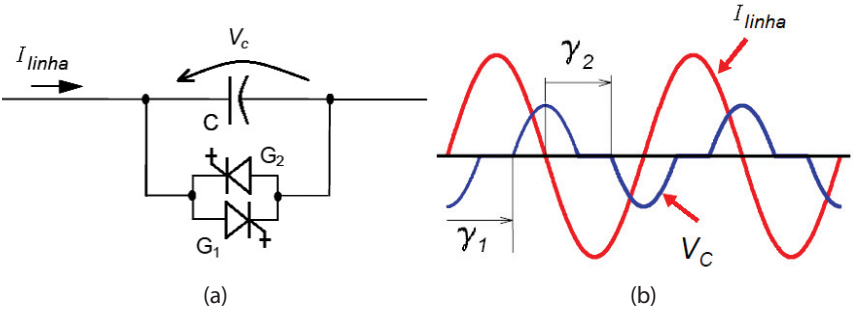


Figura 17: (a) Esquema do GCSC, (b) Tensão e corrente no GCSC

Não foram encontradas aplicações práticas específicas com este tipo de equipamento.

TSSC *(Thyristor Switched Series Capacitor)*

Este equipamento, com arranjo similar ao GCSC, possui módulos discretos de chaveamento conforme mostrado na figura 18. Ou seja, o grau de compensação série é controlado em degraus, aumentando ou diminuindo o número de capacitores série inseridos.

Neste esquema, para conectar os capacitores em série com a linha, os tiristores são mantidos bloqueados. Ao contrário, para cancelar a compensação dos capacitores, estes deverão ser curto-circuitados pela condução dos tiristores. Similar ao esquema do TSC, conectado em paralelo, o disparo dos tiristores, idealmente, será feito com tensão nula sobre as chaves semicondutoras (ZVS - *Zero Voltage Switching*) [2]. Este sistema de compensação tem a vantagem de ser muito simples, entretanto não permite um controle contínuo da reatância capacitiva em série [6].

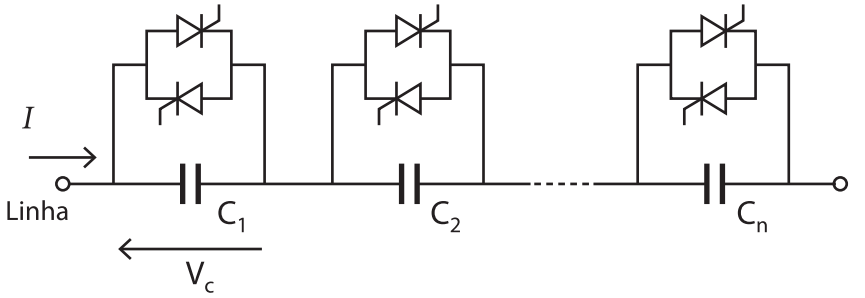


Figura 18: Esquema geral do TSSC

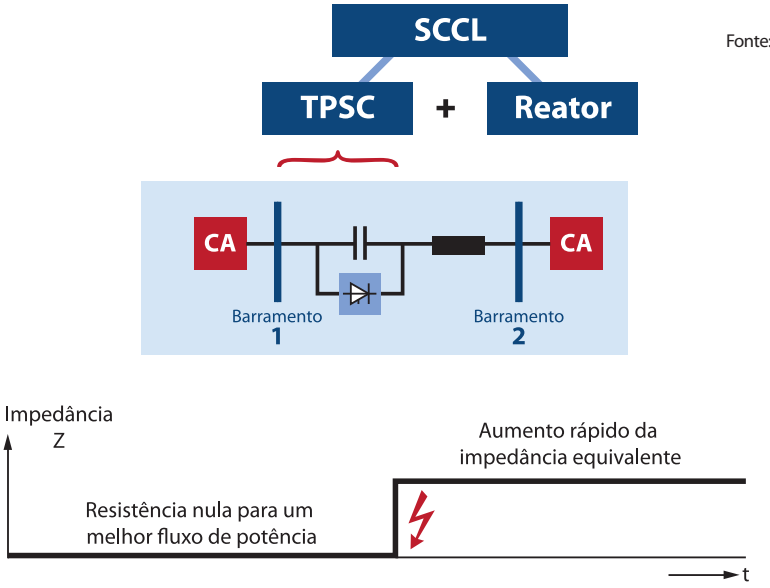
Não foram encontradas aplicações práticas específicas com este tipo de equipamento.

SCCL *(Short-Circuit Current Limiter)*

a) Finalidade:
Controle dinâmico da corrente de curto-circuito e do fluxo de potência em linhas de transmissão [12].

b) Esquema e funcionalidade:

- Este equipamento resulta da combinação de um capacitor série protegido por tiristor (TPSC) e um reator também em série com a linha (figura 19).



Fonte: [12]

Figura 19: Configuração do SCCL

O SCCL opera com impedância baixa (zero) em condições normais de operação e, no caso de curto-circuito, as chaves (tiristores) entram em condução em poucos milissegundos para fazer o *by-pass* do capacitor, consequentemente a impedância efetiva do SCCL passa a ser indutiva (reator limitador).

Aplicações práticas

Existe um projeto já instalado nos Estados Unidos, conforme mostrado na tabela 4:

Tabela 4: Aplicações práticas SCCL

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações
1	2000	SE de Vincent, Southern Californian Grid (EUA), 3 equipamentos	–	500	Controle da corrente de curto-circuito e do fluxo de potência

TCPAR *(Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator)*

a) Finalidade:
Controle dinâmico da tensão e do fluxo de potência através da variação do ângulo de transmissão.

b) Esquema e funcionalidade:

- O TCPAR, também chamado de TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*) ou Transformador Defasador Controlado por Tiristores, está baseado no princípio de um transformador defasador (PAR – *Phase Angle Regulator*), mostrado nas figuras 20(a) e (b). Porém, com o objetivo de (I) eliminar o alto custo de manutenção do comutador de *taps* e (II) oferecer uma resposta rápida durante solicitações dinâmicas do sistema [2], [4], o TCPAR, em vez do uso dos comutadores de *taps*, utiliza tiristores (figura 20c). Por esta razão, o TCPAR pode ser considerado como um PAR ideal [4].

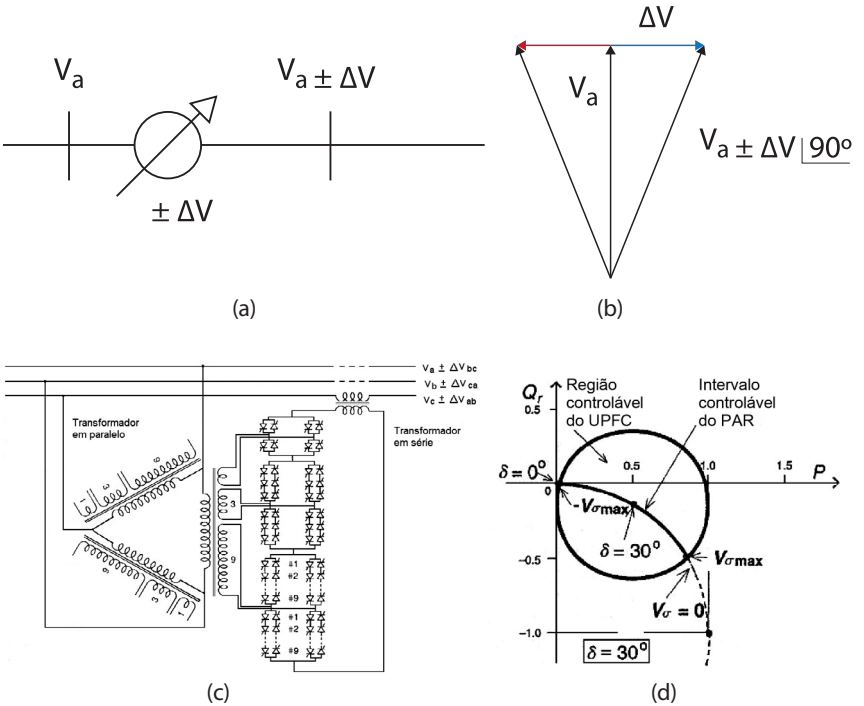


Figura 20: (a) Representação do PAR. (b) Diagrama vetorial. (c) Representação do TCPAR. (d) Intervalo controlável do TCPAR para δ=30° [2]

- Basicamente, o transformador conectado em paralelo (*shunt*) deriva uma pequena quantidade de energia da rede e a fornece ao transformador conectado em série, injetando, assim, a tensão ΔV (figura 20a) necessária para efetuar a defasagem. Por outro lado, o transformador em série pode também absorver energia da rede, por exemplo, para dar algum tipo de suporte (tensão) ao transformador em paralelo.
- O transformador defasador insere uma pequena tensão em fase, em contrafase ou em quadratura ($\sigma=\pm 90°$) no sistema, modificando, assim, o fluxo de potência nos extremos de envio (V_1) e recepção (V_2), conforme eq. (2). Nesta equação, X_{PAR} representa a reatância do transformador de acoplamento série do conjunto PAR.

$$P = \frac{V_1 V_2}{X + X_{PAR}} \sin(\delta \pm \sigma) \tag{2}$$

- O módulo da tensão injetada no sistema normalmente é pequeno se comparado com a tensão do sistema, contudo, a adição do ângulo σ produz o efeito desejado sobre o fluxo de potência.
- A inserção da tensão ΔV, em série ou em quadratura, consegue-se através da conexão apropriada com o sistema do transformador de acoplamento série [2]. Neste arranjo, se a tensão ΔV for inserida em quadratura com a linha, o PAR é comumente chamado de *Quadrature Boost Transformer* (QBT).
- Diferentemente do UPFC, descrito mais à frente, tanto a potência ativa quanto reativa, que o PAR absorve/fornece ao sistema, é derivada do próprio sistema. Desse modo, em vez de oferecer uma 'região' controlável, oferece um 'intervalo' controlável ao sistema, conforme pode ser visto na figura 20(d) [4].

Aplicações práticas

Existem alguns projetos já instalados no mundo, conforme mostrado na tabela 5:

Tabela 5: Aplicações práticas TCPAR

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações
1	1993	*Western Area Power Administration* (WAPA) and EPRI (EUA)	–	–	Desenvolver o conceito de retrofit (otimização), para se aplicar ao amortecimento de oscilações
2	1994	*Minnesota Power and Light* – EPRI – University of Minnesota – GE Co. (EUA)	–	–	Desenvolvimento de conceitos de projeto de hardware

STATCOM *(Static Compensator)*

a) Finalidade:
Controle rápido da tensão local e da potência reativa. É também utilizado no amortecimento de oscilações de potência, cancelamento de harmônicos, controle do fator de potência, mitigação de *flickers*, balanço de carga assimétrica e outras solicitações.

b) Esquema e funcionalidade:
- É um equipamento conectado em paralelo com o sistema elétrico através de um transformador de acoplamento (figura 21a).
- Para cumprir as funções de compensação, o STATCOM, baseado em um conversor do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), gera uma tensão (quase-senoidal) com módulo e ângulo variáveis. A posição relativa desta tensão (módulo e ângulo) com relação à tensão do sistema permite obter reativos em ambas as direções.
- A corrente injetada pelo STATCOM está em quadratura com a tensão do sistema. Assim, o intercâmbio de potência ativa, idealmente, é nulo.
- Na figura 21(b), está ilustrada a característica *V-I* do STATCOM. Pode-se ver que, diferentemente do caso do SVC, a compensação da corrente (*shunt*) é mantida inclusive para tensões menores. Pode operar com sua plena corrente de compensação, até mesmo em condições de baixos níveis de tensão no sistema.

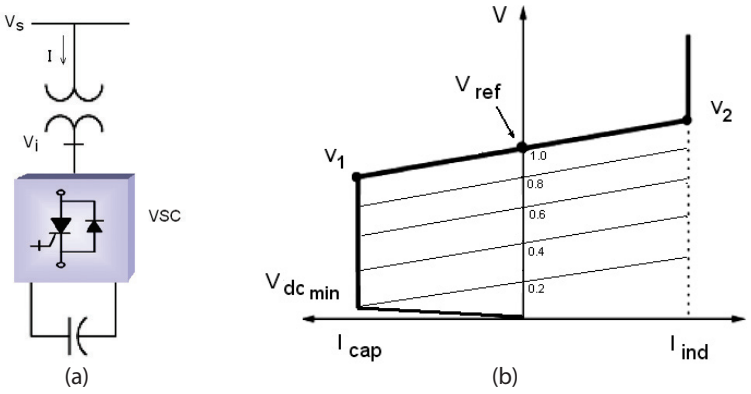
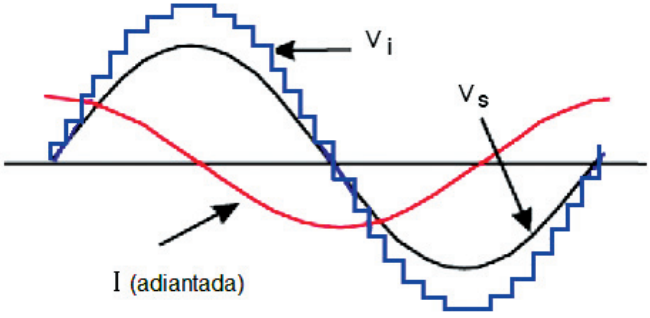
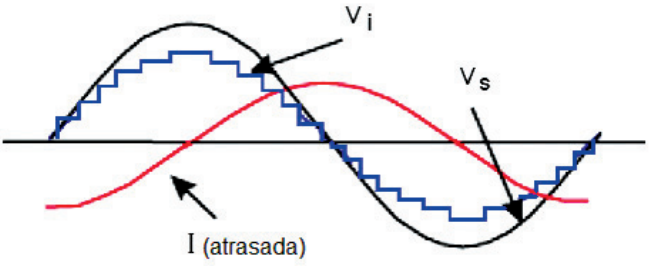


Figura 21: (a) Esquema do STATCOM, (b) Curva característica V-I

- O STATCOM pode controlar de forma contínua na faixa de tensão entre V_1 e V_2, porém, caso seja ultrapassado o valor limite inferior desta faixa de controle (V_1), o STATCOM atua como se fosse uma fonte de corrente constante, controlando, assim, a tensão no ponto V_i (figura 21a).
- O intercâmbio de potência reativa com o sistema acontece a partir das curvas mostradas na figura 22.
- Se a magnitude da tensão gerada pelo inversor (V_i) é maior do que a do sistema (V_s), o STATCOM fornece potência reativa (figura 22a). Nessas condições, a corrente (I) estará adiantada em relação a V_s.
- Se a magnitude da tensão gerada pelo inversor (V_i) for menor do que a do sistema (V_s), o STATCOM absorve potência reativa do sistema (figura 22b). A corrente (I) estará atrasada em relação a V_s, emulando, então, o comportamento de uma reatância em paralelo.
- Se a tensão V_i e a tensão V_s tiverem a mesma magnitude, o intercâmbio de potência reativa será nulo.



(a)



(b)

Figura 22: Tensões e corrente para o intercâmbio de potência reativa: (a) efeito capacitivo, (b) efeito indutivo

Aplicações práticas

Existem aproximadamente 20 projetos de grande porte construídos em concessionárias e indústrias no mundo, entre estes os da tabela 6:

Tabela 6: Aplicações práticas STATCOM

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações
1	1991	SE de Inumaya, Kansai (Japão)	± 80	154	Primeiro STATCOM instalado no mundo
2	1995	SE de Sullivan, TVA (EUA)	± 100	161	Controle de tensão, demonstração de tecnologia
3	2001	VELCO – Essex (EUA)	-41 / +133	115	Suporte de tensão. Estabilização do sistema de potência, melhorar a qualidade de energia
4	2002	SDG&E, Talega (EUA)	± 100	138	Suporte da tensão

SSSC *(Static Synchronous Series Compensator)*

a) Finalidade:
Controle instantâneo (aumento e redução) do fluxo de potência ativa e reativa em uma linha de transmissão, e amortecimento de oscilações transitórias no sistema.

b) Esquema e funcionalidade:

- O conversor do tipo VSC pode também ser utilizado como um compensador série, e com a fase apropriada pode-se tornar similar à função desenvolvida por um capacitor série (ou reator série);
- O SSSC, mostrado na figura 23(a), injeta uma tensão em série (V_q) com a linha, com módulo variável, defasada de ±90° em relação à corrente de linha, operando desta forma como um capacitor série (ou reator) controlável.

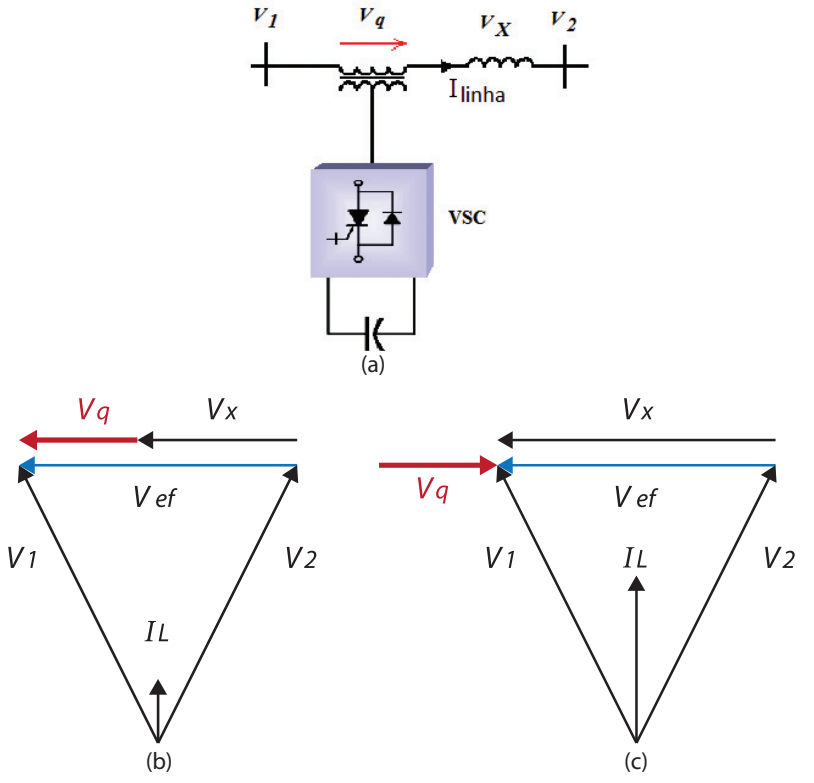


Figura 23: (a) Esquema geral do SSSC. (b) Efeito indutivo de V_q. (c) Efeito capacitivo de V_q

- A diferença principal com o capacitor série é que a tensão injetada pelo SSSC não depende da corrente de linha e pode ser controlada de forma independente. Assim, enquanto um banco de capacitores série consegue somente aumentar a potência transmissível, o SSSC é capaz também de diminuir esta potência, simplesmente invertendo a fase da tensão (V_q) injetada em relação à corrente [7].

- Devido à condição de quadratura entre a tensão de saída do inversor (±90°) e a corrente de linha, existe injeção/absorção apenas de potência reativa no SSSC. Por exemplo, na figura 24(a) a corrente na linha (I_L) está atrasada de 90° da tensão V_q, criando um efeito indutivo no sistema e absorvendo sua potência reativa indutiva.

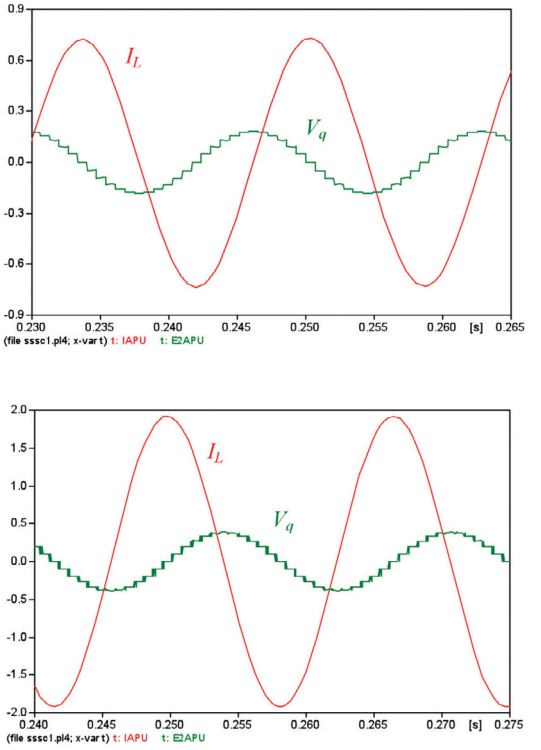


Figura 24: Inserção de: (a) V_q = -90° indutivo, (b) V_q = +90° capacitivo

- Na figura 24(b), a corrente na linha (I_L) está adiantada de 90° em relação à tensão V_q, emulando, assim, a inserção de um capacitor no sistema, sendo de forma efetiva uma fonte de potência reativa capacitiva.

Não foram encontradas instalações práticas com este tipo de equipamento. Porém, é possível configurá-lo dentro das aplicações práticas de UPFC e CSC existentes.

UPFC *(Unified Power Flow Controller)*

a) Finalidade:
Controle rápido do fluxo de potência ativa e reativa em regime permanente e transitório; suporte da tensão de linha, regulação do ângulo de fase; amortecimento de oscilações no sistema; redução dos efeitos de ressonância subssíncrona (RSS); limitação de correntes de falta; minimização das perdas de energia sem necessidade de reprogramar a geração; entre outras.

b) Esquema e funcionalidade:

- O UPFC está constituído por 2 conversores do tipo fonte de tensão (VSC - *Voltage Source Converter*). O primeiro (VSC-1) está conectado em paralelo com o sistema elétrico através de um transformador de acoplamento. O segundo (VSC-2) está conectado em série com a linha, também através de um transformador de acoplamento (figura 25a).
- O conversor em paralelo (VSC-1) faz a função de um STATCOM, gerando uma tensão V_{sh} que, dependendo do ponto de operação, absorve ou injeta potência reativa à barra. O VSC-2 faz a função de um SSSC e gera a tensão V_{pq} que será injetada na linha para o controle do fluxo de potência. Para que a tensão V_{pq} faça o controle da potência nos 360° (círculo), será necessário que o conversor VSC-1 derive uma pequena parcela de potência ativa da rede e a passe para o conversor VSC-2. Desta maneira, o ângulo (θ_{pq}) da tensão V_{pq} não estará limitado a ±90° (como no caso do SSSC), mas poderá operar com qualquer ângulo arbitrário entre 0 e 360° (figura 25b).
- A variação da magnitude e ângulo da tensão V_{pq} faz com que apareça uma tensão efetiva (V_{1_ef}) entre as barras V_1 e V_2. No caso do diagrama vetorial mostrado na figura 25(b), o efeito será predominantemente indutivo, já que a tensão V_{pq} soma-se à tensão V_x, diminuindo a corrente (I_L') e, portanto, reduzindo a potência ativa na linha. Por outro lado, percebe-se que a corrente de linha (I_L') estará sempre em quadratura com a tensão (V_x').
- A figura 25(c) mostra o efeito e a variação simultânea da potência ativa e reativa na barra 2, para diferentes valores da tensão V_{pq} em módulo e ângulo. Nota-se a flexibilidade oferecida ao sistema pela presença da tensão série oriunda do UPFC.

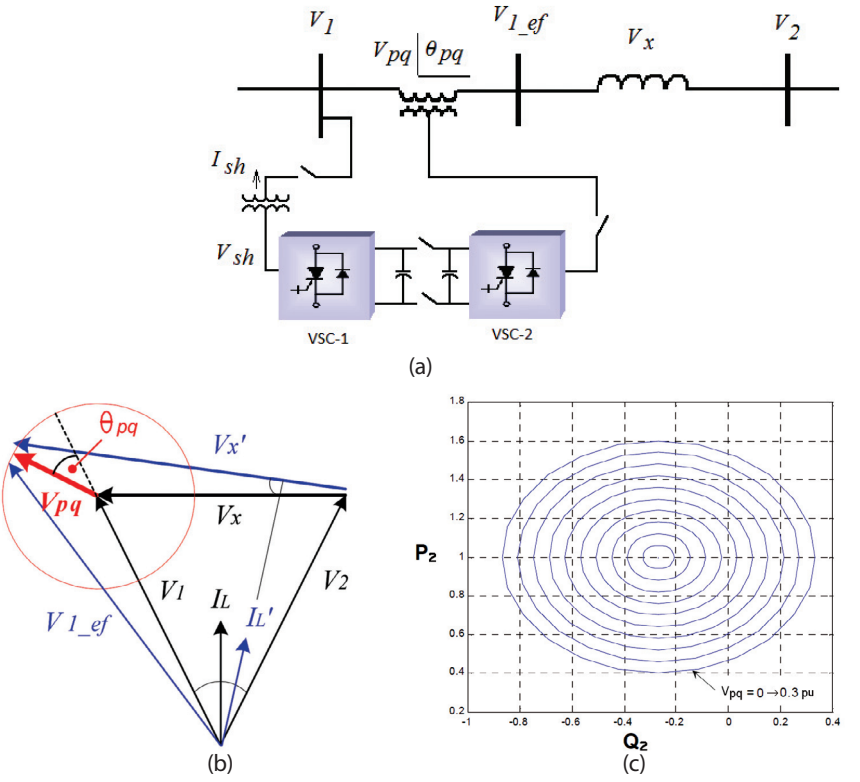


Figura 25: (a) Esquema do UPFC. (b) Diagrama vetorial.
(c) Controle da potência na barra 2 devido à injeção da tensão V_{pq}

- O conversor série é essencialmente um equipamento que controla a tensão série (V_{pq}) injetada na linha. Com o objetivo de facilitar o controle desta grandeza, é comum decompô-la para trabalhar nas coordenadas ortogonais *d-q*, neste caso referidas como *p-q* (figura 26). Pode-se ver que, em função de sua posição em relação à corrente na linha, este conversor pode operar nos 4 quadrantes e fornecer ou absorver potência ativa ou reativa do sistema. Por exemplo, se V_{pq} for inserida a 45° adiantada em relação à corrente de linha (vide figura 26a), o VSC estará fornecendo potência ativa e absorvendo potência reativa da linha. Isto porque a potência *P* está relacionada diretamente com a componente V_p, e a potência *Q* está relacionada diretamente com a componente V_q.
- O conversor em paralelo controla a corrente CA *shunt*, I_{sh} (figura 25a). Uma análise análoga ao caso do conversor série permite estabelecer que, no caso do conversor em paralelo, a potência *P* está relacionada

diretamente com a componente I_p, em relação à tensão CA na barra V_1, e a potência Q está relacionada diretamente com a componente I_q.

- O módulo da tensão série injetada pode variar desde um valor nulo até um valor máximo V_{pq}, conforme mostrado nas figuras 25(b) e (c). Esta limitação é devida principalmente à capacidade tanto dos conversores como dos transformadores de acoplamento.

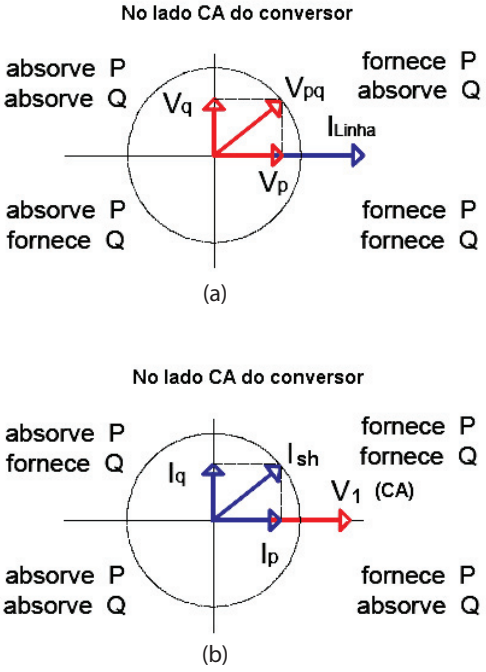


Figura 26 : (a) Operação e decomposição da tensão série, V_{pq}. (b) Operação e decomposição da corrente I_{sh} no sistema [7]

- Por outro lado, ambos os conversores, quando utilizadas chaves de desconexão do arranjo (elo CC) de forma apropriada (vide figura 25a), podem realizar as suas próprias funções de compensação (paralelo e série) exclusivas.
- Na figura 27 mostra-se o controle sobre a potência ativa mantendo praticamente constante a potência reativa, em uma linha onde foi simulado um UPFC para um determinado valor de tensão V_{pq} e ângulo θ_{pq}; similar ao mostrado na figura 25(a). Na realidade, a variação da tensão V_{pq} oferece, teoricamente, infinitas possibilidades de controle, sendo um deles o apresentado na figura 27.

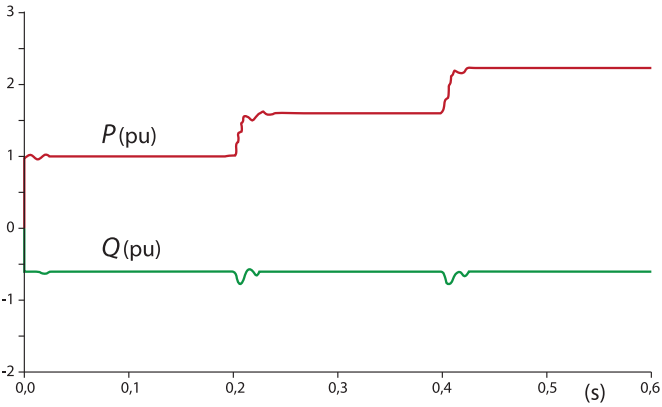


Figura 27: Controle do fluxo de potência na linha.

Aplicações práticas

Existem alguns projetos já instalados no mundo, entre estes os da tabela 7:

Tabela 7: Aplicações práticas UPFC

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações
1	1998	SE de Inez, Kentucky (EUA), [11]	± 320	138	Suporte dinâmico da tensão e controle (aumento) do fluxo de potência
2	2003	Gangjin, Coreia do Sul	± 80	154	–
3	1997	Electricité de France / General Electric Co. / GEC-Alsthom (França)	± 7	225	Controle do fluxo de potência, estudos de projeto de hardware

IPFC *(Interline Power Flow Controller)*

a) Finalidade:
Controle instantâneo (aumento e redução) do fluxo de potência ativa e reativa em sistemas multilinha, amortecimento de oscilações transitórias no sistema; regulação do ângulo de fase; melhoria da estabilidade transitória e dinâmica; entre outras.

b) Esquema e funcionalidade:
- O IPFC (figura 28) consiste na conexão de dois SSSCs em linhas separadas, unidos através de um único elo CC (capacitor).

- Os mesmos conceitos mencionados para o SSSC e UPFC são também válidos para o IPFC, isto porque estes equipamentos dirigidos ao controle de sistemas multilinha foram concebidos a partir do UPFC.

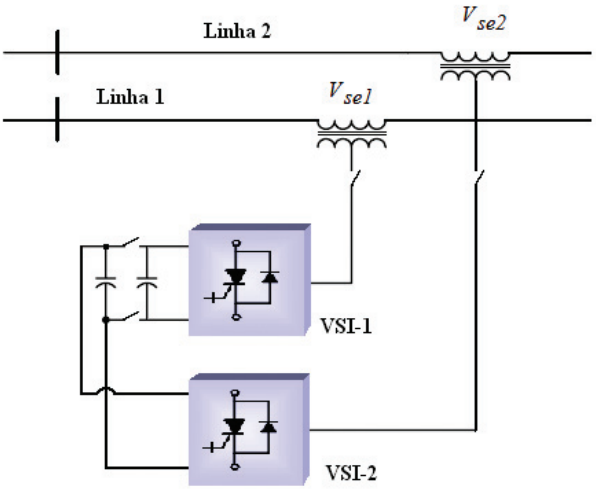


Figura 28: Esquema geral do IPFC

- Idealmente, o IPFC pode conter tantos conversores (VSC) quantas linhas se desejem compensar ou controlar dispondo de apenas um único capacitor.
- Uma das desvantagens apresentadas por este equipamento é que para satisfazer as funções de compensação de uma das linhas (aumento ou redução de potência), a outra linha, denominada de 'escrava', será forçada a modificar a sua condição operativa.
- Funcionalmente, o IPFC pode também operar como dois SSSCs independentes, após desconectar, de forma apropriada, os capacitores no elo CC (figura 28), oferecendo compensação série a cada linha.
- Idealmente, esta configuração de conversores série conectados a um elo CC comum poderia também ser estendida para a compensação de mais de duas linhas.

Não foram encontradas instalações específicas com este tipo de equipamento, mas é possível configurá-lo dentro das aplicações de UPFC e CSC existentes.

GIPFC *(Generalized Interline Power Flow Controller)*

a) Finalidade:
Basicamente, o GIPFC pode desempenhar funções de compensação similares ao UPFC, porém aplicadas a sistemas multilinha. Controle instantâneo do fluxo de potência ativa e reativa em sistemas multilinha, em regime permanente e transitório; controle local e suporte da tensão de linha, regulação do ângulo de fase; amortecimento de oscilações no sistema; limitação de correntes de falta; melhoria da estabilidade transitória e dinâmica; entre outras.

b) Esquema e funcionalidade:
- O GIPFC é um equipamento FACTS concebido com o objetivo de realizar compensação simultânea em sistemas multilinha [15], [24];
- Como mostrado na figura 29, o GIPFC compõe-se estruturalmente de um determinado número de compensadores série (SSSCs), cujos terminais CC são conectados com o elo CC de um único conversor *shunt* (STATCOM).
- Este equipamento pode operar, uma vez instaladas adequadamente chaves entre os conversores, como um SSSC (desconectando o conversor *shunt* e fazendo com que os conversores série operem com seu próprio elo CC), STATCOM (desconectando os conversores série da rede), UPFC (desconectando *n*-1 conversores série, figura 29) e IPFC (desconectando o conversor *shunt* da rede).

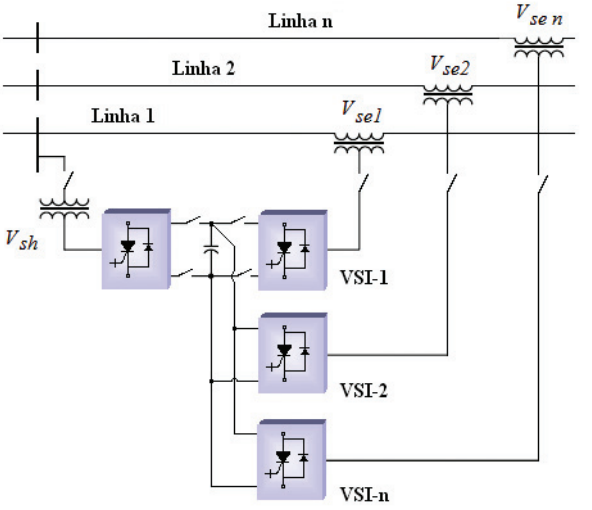


Figura 29: Esquema geral do GIPFC

- Teoricamente, o GIPFC poderia estar composto de tantos conversores série quantas linhas se desejem controlar. Porém, durante a elaboração de projetos envolvendo estes equipamentos multilinha, devem ser levadas em conta restrições e limitações relacionadas, por exemplo, à capacidade do conversor s*hunt* e seu transformador de acoplamento para atender à demanda dos conversores série; a potência máxima que pode fluir pelo circuito CC; restrições na tensão operativa da linha, a fim de não ultrapassar determinados limites sob determinadas condições de compensação pelo equipamento, entre outras.

Não foram encontradas instalações específicas com este tipo de equipamento, no entanto é possível configurá-lo dentro das aplicações de CSCs existentes.

CSC *(Convertible Static Compensator)*

a) Finalidade:
Controle instantâneo do fluxo de potência ativa e reativa em sistemas multilinha, em regime permanente e transitório; controle local e suporte da tensão de linha, regulação do ângulo de fase; amortecimento de oscilações no sistema; melhoria da estabilidade transitória e dinâmica; entre outras.

b) Esquema e funcionalidade:
- O CSC foi concebido com o intuito de oferecer funções de compensação múltiplas, onde está também incluída a compensação simultânea em sistemas multilinha, de forma a atender aos vários requerimentos de um determinado sistema. Na realidade, o CSC tem como base as configurações do UPFC, IPFC e o GIPFC [2].
- Estas funções de compensação múltipla têm como base a utilização estratégica de chaves de conexão e desconexão dos conversores, a fim de estabelecer diferentes configurações.
- No momento, existe um projeto de CSC em operação desde 2004 na subestação de Marcy (N.Y.) nos Estados Unidos [25]. Ainda segundo [25], o CSC permite realizar o controle dinâmico da tensão na barra de Marcy bem como controlar o fluxo de potência nas linhas de 345 kV saindo desta subestação (figura 30).

- A partir do arranjo deste equipamento, está previstos um total de 11 diferentes possibilidades (configurações) de operação, sendo estas a operação como: 1 STATCOM (INV1-100), 1 STATCOM (INV2-100), 2 STATCOMs (simultaneamente INV1-100 e INV2-100), 1 SSSC (INV1-100), 1 SSSC (INV2-100), 2 SSSCs (simultaneamente INV1-100 e INV2-100), 1 STATCOM (INV1-100) + 1 SSSC (INV2-100), 1 SSSC (INV1-100) + 1 STATCOM (INV2-100), 1 UPFC (INV1-100 e INV2-100), 1 UPFC (INV2-100 e INV1-100), 1 IPFC (INV1-100 e INV2-100).

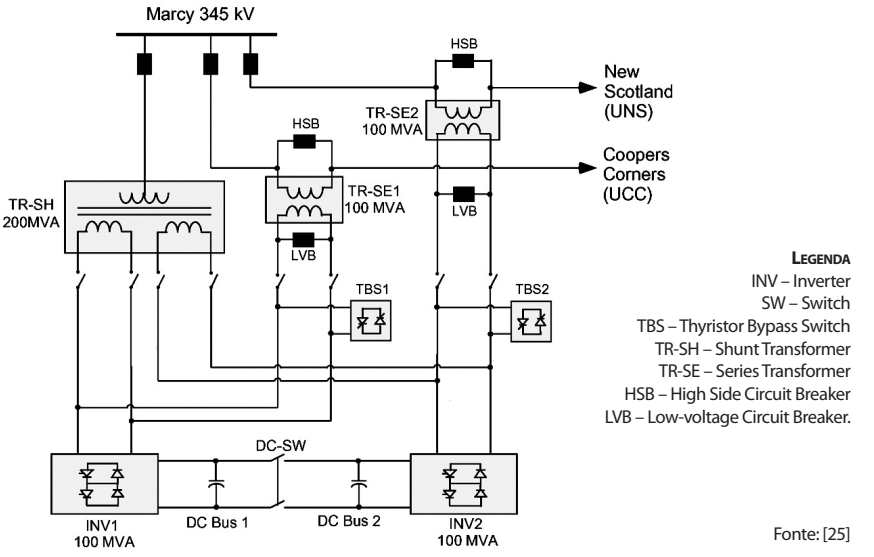


Figura 30: Esquema geral do CSC [25]

Aplicações práticas

Conforme mencionado anteriormente, atualmente existe um projeto de CSC instalado no mundo, cujas características são mostradas a seguir (tabela 8):

Tabela 8: Aplicações práticas CSC

Nº	Ano de instalação	Local (País)	Capacidade (MVar)	Nível de tensão (kV)	Observações
1	2002	Marcy, NYPA (EUA)	1x100 (série) 1x100 (shunt)	345	Controle do fluxo de potência, suporte de tensão e outras funções

Conclusões

Com base na revisão dos equipamentos FACTS, assim como da tecnologia de conversores e semicondutores atualmente disponíveis, pode-se verificar que:

- Os equipamentos baseados em eletrônica de potência destinados ao controle das principais grandezas de sistemas elétricos que operam em média e alta tensão podem se tornar, sendo que alguns deles já o comprovaram, em uma opção viável considerando o avanço na tecnologia dos semicondutores.
- Normalmente, esses equipamentos desempenham mais do que uma única função principal na rede, justificando a sua versatilidade e instalação no sistema.
- Uma vantagem adicional na instalação de equipamentos baseados em eletrônica de potência está na ocupação de áreas relativamente menores quando comparadas com outras tecnologias tradicionais.
- Atualmente, existem já alguns equipamentos da família dos FACTS operando com tensões em até 500 kV. É o caso do TCSC operando na linha de transmissão Imperatriz – Serra da Mesa (Brasil). A tendência é que os outros equipamentos, em função do desenvolvimento e aprimoramento da tecnologia dos semicondutores e conversores, ganhem mais espaço para aplicação em sistemas AT.
- Contudo, na atualidade, este fato não mostrou ser uma barreira para sua aplicação em sistemas AT, devido ao uso dos transformadores de acoplamento série e/ou shunt entre o equipamento FACTS e o sistema. Segundo apresentado no trabalho, existem já equipamentos FACTS controlando grandezas em tensões de 138 kV (UPFC na subestação de Inez, EUA) e 345 kV (CSC na subestação de Marcy, EUA), entre outro.

Referências

[1] GYUGYI, L. *Voltage Source Converters and Series Compensated HVDC Schemes". In: Curso e Workshop – Tecnologia FACTS*. Rio de Janeiro, pp. 23-28, mar/2000.

[2] GYUGYI, L.; HINGORANI, N. G. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York: IEEE Press, 2000.

[3] CIGRÉ Joint Working Group, 14/37/38/39.24, *FACTS Technology for Open Access*. Nº 183, 2001.

[4] JOHNS, A.; SONG, Y. H. T. *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. London: IEE Press, 1999.

[5] ALVES, F. R.; LIMA, M. C.; TYLL, H. *Transient Performance Analysis of High Voltage Static VAR Compensators Operating Electrically Close and Benefits of their Rated Powers Expansion with Control Systems Upgrade*. In: Proc. XI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Belém (Brazil), pp. 16-20 mar/2009, pp. 1-11.

[6] AREDES, M.; BARBOSA, P. G.; DIAS, R. F. S; LIMA, F. K. A.; SANTOS JR, G.; WATANABE, E. H. *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. Chapter 31, 2nd ed. of Academic Press Power Electronics Handbook, Elsevier Pub., Dec/2006.

[7] ARNEZ, R. L. V. *Contribuição ao Estudo de Aplicações do UPFC em Redes Elétricas*. Tese Doutorado, EPUSP, São Paulo, 2004.

[8] CIGRÉ Brasil, CE B4, E.H. BARBOSA, P. G.; WATANABE, E. H. *Equipamentos FACTS: Aspectos Conceituais, Tecnológicos e de Aplicação*. Curso e Workshop, mai/2008.

[9] BRAEGGER, R.; SILVA, C.; SILVA, S. *FACTS e a Estabilidade: Dinâmica e Estabilidade de Sistemas Elétricos*. Dissertação de Mestrado, FEUP, Mai/2005, pp. 1-36. *http://paginas.fe.up.pt/~fmb/DESE/Trabalhos/FACTS%20%20e%20Estabilidade.pdf*

[10] SIEMENS, ENERGY SECTOR POWER TRANSMISSION DIVISION. *Reactive Power Compensation – Reference List*. Oct/2009. Disponível em http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-transmission/FACTS/Siemens_Reference_List_FACTS.pdf

[11] MCDONALD, J. D. *Electric Power Substations Engineering*. 2nd Ed., CRC Press, Florida, 2007.

[12] GOR, V.; LERCH, D.; LU YICHUAN, E.; POVH, D.; RETZMANN, K.; SADEK, G.; THUMM. *SCCL – A New Type of FACTS Based Short-Circuit Current Limiter for Application in High-Voltage Systems*. CIGRÉ, 2004.

[13] ALOLAH, A. I.; HULLEY, L. N.; SHEPHERD, W. *A Three-Phase Neutral Point Clamped Inverter for Motor Control*. IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 3, nº 4, Oct/1988, pp. 399-405.

[14] MOHAN, UNDELAND and ROBBINS. *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. Wiley, 3ª Ed., John Wiley and Sons, 2002.

[15] ARNEZ, R. L. V.; ZANETTA JR, L. C. *Operational Analysis and Limitations of the VSI-Based Multi-Line FACTS Controllers*. SBA Control & Automation Journal, vol. 17, nº 2, Apr/Jun/2006, ISSN 0103-1759, pp. 167-176.

[16] ERINMEZ, I. A. *Static VAR Compensators*. CIGRÉ Working Group 38-01, Task Force nº 2 on SVC, 1986.

[17] HINGORANI, N. G. *High Power Electronics and Flexible AC Transmission System*. IEEE Power Engineering Review, Jul/1988.

[18] CARROLL, E.; SIEFKEN, J. *IGCTs: Moving on the Right Track*. Power Electronics Europe magazine, Aug/2002, pp. 1-6. Disponível em: *http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot256.nsf/VerityDisplay/C8126140CCD80B88C125707700382AA2/$File/pet02ec.pdf*

[19] DOC. Nº NOU 0805119. *IGCT Thyristors: Modern Devices with High Dynamic Turn-on and Turn-off parameters*. Disponível em: *http://www.ckdpoel.cz/_files/soubory/ igct.en.0805119.pdf*. Acesso em: nov/2010.

[20] ISHII, K.; YAMAMOTO, M. *Trends in High-Voltage, High-Capacity Power Devices*. Technical Report, Mitsubishi Electric Advance, Mar/2005, pp. 1-5. Available at: *http://sysdoc.doors.ch/MITSUBISHI/vol89tr2.pdf*

[21] BARD, P.; LINDBERG, J.; MILLER, J. J.; MOREAU, G.; RAILING, B. D.; RONSTRÖM, L.; STECKLEY, P. *Cross Sound Cable Project Second Generation VSC Technology For HVDC*. CIGRÉ, B4-102, Session 2004, pp. 1-8. Disponível em: *http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/c062bb7ae84536fec1256fda004c8cc9/$file/b4-102.pdf*

[22] PASERBA, J.; REED, G.; SALAVANTIS, P. *The FACTS on Resolving Transmission Gridlock*. IEEE Power & Energy Magazine, Sept/Oct/2003, pp. 41-26. Disponível em: *http://www.meppi.com/Products/FACTS/Documents/FACTS%20on%20Transmission%20Gridlock.pdf*

[23] CLAUS, M.; DE OLIVEIRA, A. L. P; PEREIRA, M. *Características e Benefícios da Tecnologia dos Conversores Modulares Multiníveis para Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada*. IEEE/PES 2010. Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America, São Paulo, nov/8-10, 2010, pp. 1-6.

[24] ARNEZ, R. L. V.; ZANETTA JR., L. C. *A Novel Approach for Modeling the Multi-Line VSC-Based FACTS Controllers and their Operational Constraints*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, nº 1, jan/2008, pp. 457-464.

[25] JIANG, X.; CHOW, J. H.; EDRIS, A.-A.; FARDANESH, B.; UZUNOVIC, E. *Transfer Path Stability Enhancement by Voltage-Sourced Converter-Based FACTS Controllers.* IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, Issue 2, 2010, pp. 1019-1025.

[26] Universitat Politècnica de Catalunya. *Dispositivos de Electrónica de Potencia*. Disponível em: *http://tec.upc.es/el/TEMA-2%20EP%20(v1).pdf*

CAPÍTULO 4

Conversores CA/CC.
Fonte de Corrente e Fonte de Tensão

José A. Jardini

Objetivo

Existem duas tecnologias em uso para as conversoras de Sistemas HVDC: utilizando *VSC-Voltage Sourced Converter* (Conversor Fonte de Tensão) com base em IGBT, ou LCC-*Line Commutated Converter* (também denominado *CSC-Current Sourced Converter* ou Conversor Fonte de Corrente) com base em tiristores. O VSC é, no momento, o mais utilizado e permite construir conversores de maior potência e tensão, porém o VSC tem muitas vantagens técnicas e poderá vir ocupar mais espaço num futuro breve.

Neste capítulo, procurar-se-á descrever o princípio de funcionamento destes tipos de conversores e mostrar uma comparação de seu desempenho.

Conversores fonte de corrente (CSC)

Introdução

A análise de desempenho do CSC envolve vários estudos e modelagem:

- Fluxo de potência para condição normal e de emergência.
- Estabilidade transitória, sobretensões dinâmicas.
- Desempenho do controle da estação conversora.
- Desempenho dos filtros CA e CC.
- Transitórios eletromagnéticos.

No projeto de uma instalação HVDC com CSC, é preciso determinar as características nominais e, a seguir, mapear o desempenho na rede.

Na figura 1, é mostrada uma ponte CSC de 6 pulsos a partir da qual pode-se entender o funcionamento deste tipo de conversor.

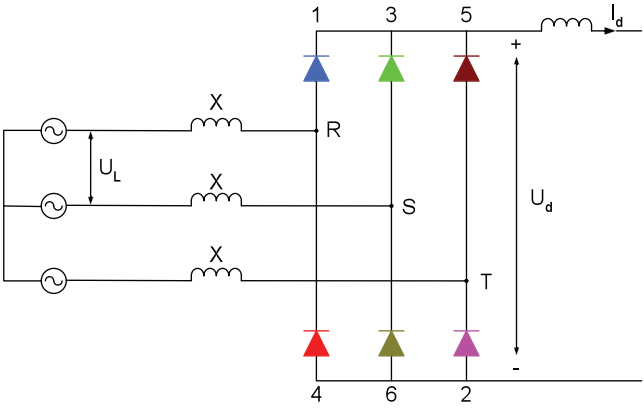


Figura 1: Ponte de seis pulsos

Normalmente, no conversor, estará conduzindo um tiristor da ponte superior (por exemplo o tiristor 1) e um da ponte inferior (por exemplo 2), inserindo na linha CC a tensão RT.

Para conduzir corrente pelo tiristor, é preciso ser acionado um sinal na sua porta e ter tensão positiva sobre ele. O tiristor cessa de conduzir quando o sinal na porta é retirado e a corrente passa por zero. Desta forma, passado um tempo, o tiristor (3) passa a conduzir, e o tiristor (1) para de conduzir (ocorre pois a comutação).

Na figura 2, é mostrada a sequência de comutação (denominada natural).

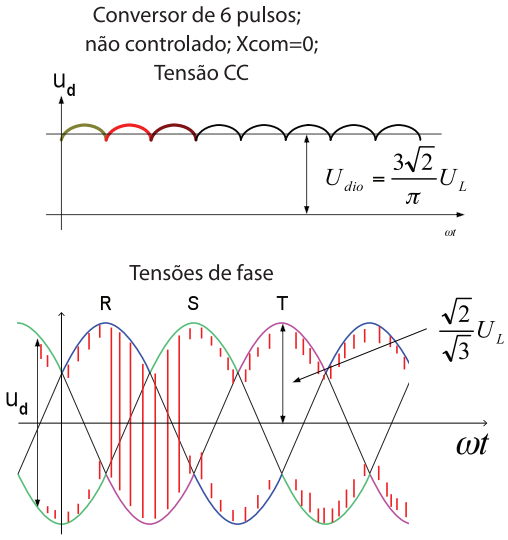


Figura 1: Comutação natural

Atrasando a injeção de sinal na porta do tiristor por um tempo α, muda a forma de onda na linha CC e, assim, pode-se controlar o valor da tensão CC (figura 3).

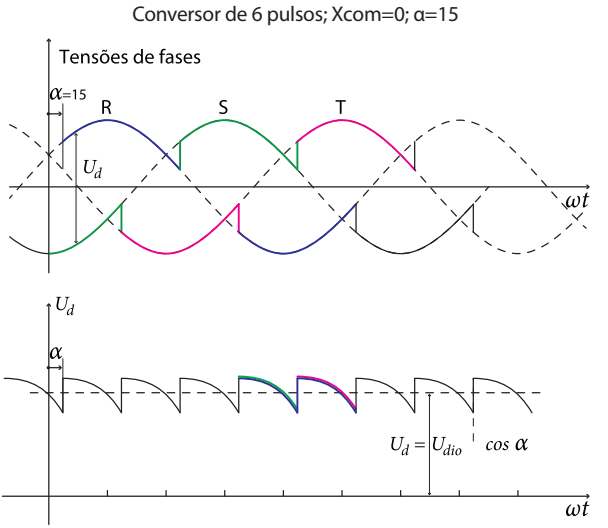


Figura 3: Sinal de disparo atrasado de α

Os casos acima consideram reatância de comutação desprezível. Não sendo o caso, a forma de onda é pouco diferente daquela da figura 3 no intervalo de comutação.

Na figura 4, é apresentado um dos componentes de um elo CC, especificamente a ponte de 12 pulsos (duas pontes de 6 pulsos defasadas no tempo, em série).

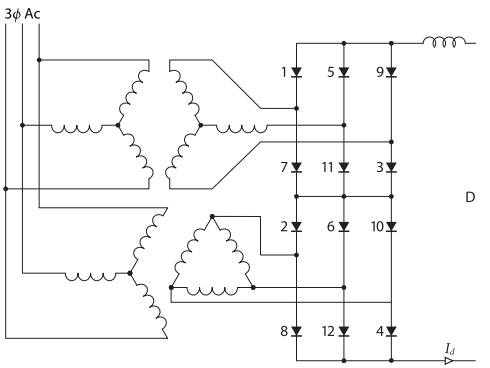
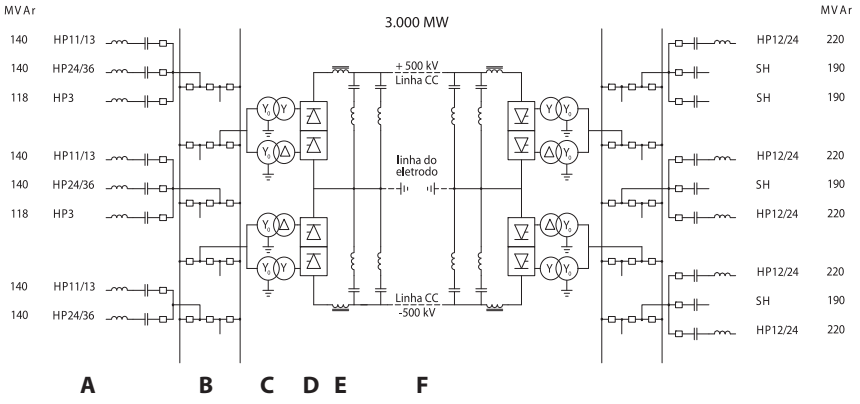


Figura 4: Conversor de 12 pulsos

Na figura 5, apresenta-se o unifilar de um sistema HVDC.



A) Filtros CA; **B)** Subestação CA; **C)** Transformadores Conversores; **D)** Conversores de 12 pulsos; **E)** Reator de Alisamento e Filtros CC; **F)** Linha CC, linha do eletrodo e eletrodo.

Figura 5: Sistema HVDC

Circuito principal

Desde o início de um projeto, os valores nominais dos equipamentos que compõem o circuito principal do sistema HVDC devem ser definidos.

- Potência transmitida.
- Modos de operação.
- Número de conversores de 12 pulsos por polo.
- Relação de transformação do transformador conversor; faixa do comutador de *tap* sob carga; reatância do transformador.
- Ângulo de ignição nominal e mínimo do retificador (α_N, $\alpha_{mínimo}$).
- Ângulo de extinção do inversor ($\gamma_{mínimo}$).
- Potência reativa no retificador e inversor.

As equações para avaliar o comportamento do elo HVDC são mostradas a seguir (para um conversor de 6 pulsos).

Retificador

$$U_d = K \cdot U_{dio}\left(\cos\alpha - \left(d_{xN} + d_{rN}\right)\frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}}\right) - \Delta U_{valve} \qquad (1a)$$

$$U_{dio} = \frac{n_2}{n_1} \cdot U_L \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{3}{\pi} = 1,35 \frac{n_2}{n_1} \cdot U_L \quad (2a)$$

$$\cos(\alpha + \mu) = \cos \alpha - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}} \quad \text{ou}$$

$$\mu = \arccos(\cos \alpha - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}}) - \alpha \quad (3a)$$

$$\alpha \geq \alpha_{min} \quad (4a)$$

$$\alpha \leq \left(180^o - \gamma_{min\,N} - \mu\right) \quad (5a)$$

$$P_L = U_d \cdot I_d + I_d \cdot \left(d_{rN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot U_{dioN} + \Delta U_{valve} \right) \quad (6a)$$

$$Q_L = K \cdot \chi \cdot U_{dio} \cdot I_d = P * \tan g \quad (7a)$$

$$\chi = \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu))}{4\left[\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)\right]} \quad \text{ou} \quad \tan g\, \phi = \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu))}{\left[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \mu)\right]} \quad (8a)$$

Inversor

$$U_d = K \cdot U_{dio} \left(\cos \gamma - (d_{xN} - d_{rN}) \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}} \right) + \Delta U_{valve} \quad (1b)$$

$$U_{dio} = \frac{n_2}{n_1} \cdot U_L \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{3}{\pi} = 1,35 \frac{n_2}{n_1} \cdot U_L \quad (2b)$$

$$\cos(\gamma + \mu) = \cos \alpha - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}} \quad \text{ou}$$

$$\mu = \arccos(\cos\ \gamma - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}}) - \gamma \quad (3b)$$

$$\gamma \geq \gamma_{min} \quad (4b)$$

$$\gamma \leq \left(180^o - \alpha_{min\,N} - \mu\right) \quad (5b)$$

$$P_L = U_d \cdot I_d - I_d \cdot \left(d_{rN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot U_{dioN} + \Delta U_{valve} \right) \quad (6b)$$

$$Q_L = K \cdot \chi \cdot U_{dio} \cdot I_d = P * \text{tang}\ \phi \quad (7b)$$

$$\chi = \frac{2\mu + \sin 2\gamma - \sin 2(\gamma+\mu))}{4\left[\cos\gamma - \cos(\gamma+\mu)\right]} \quad \text{ou} \quad \text{tang}\,\phi = \frac{2\mu + \sin 2\gamma - \sin 2(\gamma+\mu))}{\left[\cos 2\gamma - \cos 2(\gamma+\mu)\right]} \quad (8b)$$

Linha

$$I_d = \frac{U_{d\,Rect} - U_{dInv}}{R} \quad (9)$$

Definição de símbolos

- U_d = tensão CC.
- U_L = tensão fase-fase no lado linha do transformador.
- I_V = corrente CA fundamental, valor rms.
- U_{dio}= tensão CC em vazio ideal por conversor de seis pulsos.
- I_d = corrente CC.
- P_L = potência ativa no barramento CA.
- Q_L = potência reativa no barramento CA.
- N = índice indicativo de valor nominal.
- γ = ângulo de extinção (valor nominal de 18°).
- α = ângulo de disparo (valor nominal de 15°).
- μ = ângulo de overlap (valor normal de 22°).
- d_{xN} = queda de tensão direta indutiva total em pu de U_{dio} com corrente CC nominal. Valores normais (8% – 10%).
- d_{rN} = queda de tensão direta total resistiva em pu de U_{dio} com corrente CC nominal. Valores normais (0,4% – 0,6%).
- R = resistência da linha CC.
- ΔU_{valve} = queda de tensão na válvula.
- $\frac{n_2}{n_1}$ = relação de transformação do lado da válvula/lado da linha.
- K = número de conversores séries de 6 pulsos.
- χ= fator de potência reativa.
- Subíndices R e I se referem ao retificador e inversor.

Nota: ΔU_{valve} na equação 1 é pequeno e pode geralmente ser desprezada

O exemplo e os cálculos a seguir permitem entender as equações apresentadas.

- Hipóteses dos dados de entrada.

P_R = 2.500 MW no lado do retificador da linha HVDC.
U_{dR} = 500 kV.
U_{AC} = 500 kV no barramento CA do retificador e inversor (fase-fase, rms).
R = 20 ohms.
Operação bipolar.
Um conversor de 12 pulsos por polo.

- Cálculos

$I = 2.500/(2*500) = 2,5$ kA
$U_{dI} = 500 - 20*2,5 = 450$ kV (eq 9)
$P_I = (450/500)*2.500 = 2.250$ MW

No retificador α_N deve ser estabelecido. Em teoria, pode até mesmo ser zero, mas, devido a uma margem de segurança, α_{min} é escolhido como 5°.

O valor nominal α_N deverá ser o menor possível, porque maiores α_N requerem mais compensação de potência reativa como será visto adiante. Normalmente é escolhido α_N = 15°. Durante a oscilação dinâmica do sistema α, pode variar para um desempenho desejado (atingindo até 5°).

A reatância do transformador conversor ($x_{cc} = 2\ d_x$) pode variar de 15 a 25%. Quanto maior a reatância, maiores serão as exigências de compensação reativa para o conversor e menor será o curto-circuito nas válvulas. Valor de x_{cc} = 16% pode ser escolhido como típico. A seguir apresentam-se os cálculos no retificador:

$500/2 = U_{dio}\ (\cos(15) - 0,08*1) \Rightarrow U_{dio} = 282,2$ kV (eq 1a)

$U_{dio} = 1,35\ U_L = 282,2 \Rightarrow U_L = 209$ kV (eq 2a)

A relação de transformação nominal no retificador é então 500/209.

A tensão do sistema CA pode variar em uma faixa de ± 5% e pelo menos o mesmo intervalo deve ser utilizado para a faixa do comutador de *tap* sob carga dos transformadores. Dependendo de outros modos de operação anormais do sistema HVDC (monopolar com retorno metálico ou pela terra, pa-

ralelismo bipolar, tensão reduzida CC, sobrecarga etc.), uma faixa de *taps* maior é necessária.

O passo do comutador de *tap* sob carga pode ter valor de 0,8 a 1,5%.

Continuando os cálculos no retificador:

$$\mu_R = \arccos(\cos\alpha - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}}) - \alpha = \arccos(\cos 15 - 2 \cdot 0.8 \cdot 1) - 15 = 21,3^o \quad \text{(eq 3a)}$$

$$\text{tang}\,\phi_R = \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha+\mu))}{[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha+\mu)]} = \frac{2 * 21,3 + \sin(2 * 15) - \sin(2 * (15 + 21,3))}{[\cos(2 * 15) - \cos(2 * (15 + 21,3))]} = 0,51 \quad \text{(eq 8a)}$$

$$Q_{LR} = P * \text{tang}\,\phi = 0,51 * 2500 / 2 = 638 \text{ MVAr/ polo} = 1276 \text{ MVAr/bipolo} \quad \text{(eq 7a)}$$

A potência nominal (MVA) do transformador é, pois:

$$S = U_{di0}\, I_d = 282,2 * 2,5 = 706 \text{ MVA/seis_pulsos}$$

Para o lado do inversor, a mesma sequência de calculo é aplicada. Como um fato importante, em vez de α, para as equações do inversor utiliza-se γ. O valor normal de γ é 17-18°. Deve-se notar que em alguns casos γ tem um valor maior de 20-22° para reduzir possíveis falhas de comutação quando o sistema é muito fraco.

$U_{dI} = U_{dio}$ (cos17 - 0,08*1) =450/2
450/2 => U_{dio} = 256,8 (eq 1b)

$$U_{dio} = 1,35 \cdot U_L = 256,8 \Rightarrow U_L = 190,2 \text{ kV} \quad \text{(eq 2b)}$$

A relação de transformação do transformador no inversor é então 500/190,2.

$$\mu_I = \arccos(\cos\ \gamma - 2 \cdot d_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{dio}}) - \gamma = \arccos(\cos\ 17 - 2 \cdot *0,08 * 1) - 17 = 20,2^o \quad \text{(eq 3b)}$$

$$\text{tang}\,\phi_I = \frac{2\mu_I + \sin 2\gamma - \sin 2(\gamma+\mu_I))}{[\cos 2\gamma - \cos 2(\gamma+\mu_I)]} = \quad 0,538 \quad \text{(eq 8b)}$$

$$Q_{LI} = P * \text{tang}\,\phi = 0,538 * 2250 / 2 = 605 \text{ MVAr/polo ou } 1210 \text{ MVAr/bipolo} \quad \text{(eq 7b)}$$

$$S = U_{di0}\, I_d = 642 \text{ MVA/seis_pulsos}$$

Na tabela 1, está apresentado um sumário dos valores.

Tabela 1: Sumário

	Retificador	Inversor
MW do bipolo	2.500	2.250
MVAr do bipolo	1.276	1.210
MVA do transformador (6 pulsos)	706	642
Relação de transformação	500/209	500/190,2
U_D (kV)	500	450
Id (kA)	2,5	2,5
α_R , γ_I (º)	15	17
μ (º)	21,3	20,2
tang ϕ	0,510	0,538

Fluxo de potência em condições normais e de emergência

O propósito desses estudos é checar se as tensões no retificador e inversor nos barramentos CA estão dentro de seus limites, e se a linha e os transformadores próximos às estações HVDC estão sobrecarregados.

Há *softwares* disponíveis no mercado para realizar esses estudos (exemplos: Eurostag, Digisilent, PSS, ANAREDE, entre outros). Todos têm modelos adequados para seus propósitos. Entretanto, um caminho inicial para modelar o elo HVDC em um programa de fluxo de potência é alocar cargas (potências ativa e reativa constantes: P_R, Q_R, P_I, Q_I) nos barramentos CA das conversoras e processar como um sistema unicamente CA. No retificador, deve-se notar que $P_I = (P_R$-Perdas_linha) necessita ser ajustado como uma carga negativa. Q_R, Q_I são cargas indutivas constantes (requisitos do conversor) e a parte da compensação reativa (capacitiva) da estação conversora deverá ser incluída como Z constante.

Em geral, no inversor a troca de potência reativa com o sistema é zero. No entanto, no retificador o sistema pode suprir alguma potência reativa principalmente quando há um gerador alimentando o elo HVDC.

A compensação reativa nas estações conversoras é subdividida em "módulos" de capacitores, filtros, e compensação dinâmica (compensador síncrono ou compensador estático de reativos ou *Static Var Compensator*). O tamanho máximo do módulo de carga reativa é definido de modo a não se ter sobretensão sustentada maior que 5%, por exemplo, durante ligamento ou desligamento desta carga. Uma redundância igual ao maior módulo é

sempre prevista (critério N-1). A parte dinâmica da compensação é determinada com *software* de estabilidade transitória.

Deve-se perceber que, embora algumas vezes haja plena potência reativa disponível no emissor e/ou receptor, uma parte correspondente ao requisito mínimo de filtragem harmônica deverá ser conectada.

Para o caso de fluxo de potência, que será utilizado como precondição para avaliação de desempenho dinâmico, outras variáveis devem ser determinadas (α, γ, *tap*).

Algumas vezes, condições de operação anormais devem ser também avaliadas nessa fase do trabalho (sobrecarga, tensão reduzida, altos valores de α, γ), e, para tal, as equações de anteriores são utilizadas e valores adequados de P, Q determinados para cálculo de fluxo de potência.

Desempenho dinâmico

O propósito desse estudo é identificar o comportamento do sistema HVDC durante distúrbios como: curto-circuito; chaveamento de linha/transformador; rejeição ou inserção de carga/gerador.

Com relação à parte CC do sistema, devem ser analisados:

- Efeito das ações do controle do HVDC.
- Efeito das falhas de comutação.

Para esses propósitos os modelos devem ser ajustados.

Controles da estação HVDC

Na maioria do tempo as ações dos controles visam a:

- Manter a tensão CC no lado do inversor (mantendo γ_{min}).
- Manter a corrente CC no retificador (ajustando continuamente α).

Esses princípios são mostrados no diagrama de bloco dos controles a seguir.

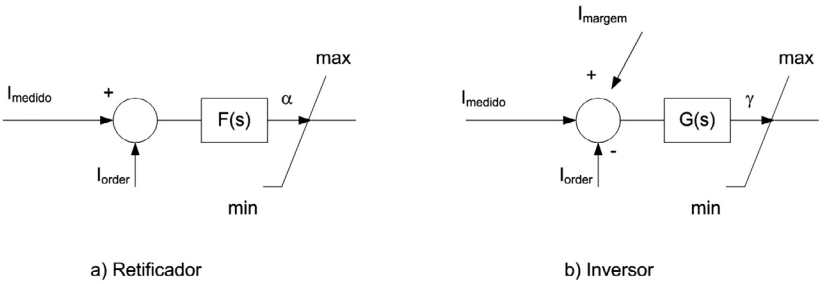


Figura 6: Diagrama de bloco dos controles

A corrente CC é medida pelo controle mestre e o valor é enviado para ambas as estações (telecomunicação).

Para entender como os controles agem, suponha um pequeno aumento na tensão CA do inversor, quando U_{dioI} e então U_{dI} aumentam (equação 1b). Se U_{dr} é mantido, constante I_d irá diminuir. Para manter o mesmo I_d, U_{dR} deve ser aumentado. Isso ocorre diminuindo a. Em regime $I_{measured} = I_{order}$, e como $I_{margem} \sim 0.1$ (10%), a entrada em G(s) tende a diminuir γ, que já está em seu valor mínimo.

Voltando ao caso onde há um aumento da tensão CA do inversor, se esse aumento é alto, então a vai para α_{min}, e a função de controle deve ser trocada para: controle de tensão no retificador e controle de corrente no inversor. Para isso, I_{margem} é retirada do controle do inversor e inserida no do retificador.

F(s) e G(s) são funções de controle tipo proporcional-integral (PI).

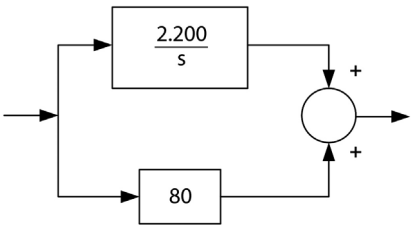


Figura 7: Controle PI

Valores típicos para limites de ângulo são:

$\alpha_{min} = 5°$, $\alpha_{max} = 100°$, $\gamma_{min} = 17°$, $\gamma_{max} = 100°$

Falha de comutação

Quando há uma súbita queda de tensão no barramento CA do inversor, a sequência normal de comutação dos tiristores é perturbada. A potência de saída do HVDC alterada se parece com aquela mostrada na figura 8 a seguir.

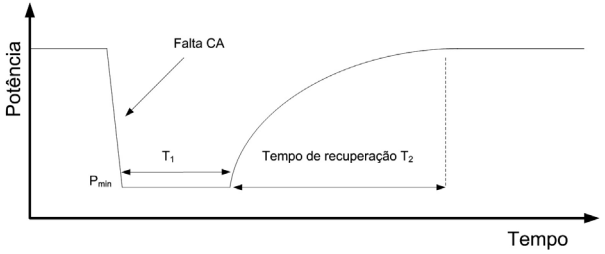


Figura 8: Falha de comutação

Como pode ser visto, há uma redução de potência durante T_1 e o sistema se recupera durante T_2. Esses valores dependem do desempenho do controle, e um requisito mínimo para isso sempre é incluído na especificação de licitação. Esse desempenho também é influenciado pelo suporte de potência reativa transitória nas conversoras identificadas pelo *SCR Short Circuit Ratio* (relação de curto-circuito igual à relação entre a potência de curto-circuito e a potência transmitida), quando o SCR é maior que 3 o desempenho sempre é bom. Quando o SCR é menor (sistema fraco), os controles devem ser melhorados para obter desempenho aceitável. Em algumas situações, mesmo uma pequena queda de tensão no barramento CA do inversor pode causar uma falha de comutação. Desta forma, o modelo de falha de comutação é de suma importância e deve ser especificado no início do estudo.

Para os primeiros casos do estudo da dinâmica do sistema, um bom início é alocar compensador síncrono no barramento CA do inversor até atingir um SCR próximo a 3. Isso é seguido pelo ajuste dos parâmetros do controle reduzindo então a quantidade de compensação síncrona. O caso mais importante para checar durante estudos dinâmicos se refere à aplicação de falta trifásica no inversor por cerca de 100 ms seguido por um desligamento da linha em falta, modelando a falha de comutação.

Valores típicos para essa função são:

P_{min} = 0 MW; T_1 = 100 ms; T_2 = 200 ms.

Os resultados de um estudo de falta no sistema CA, utilizando PSCAD-EMTD, são apresentados nos gráficos seguintes.

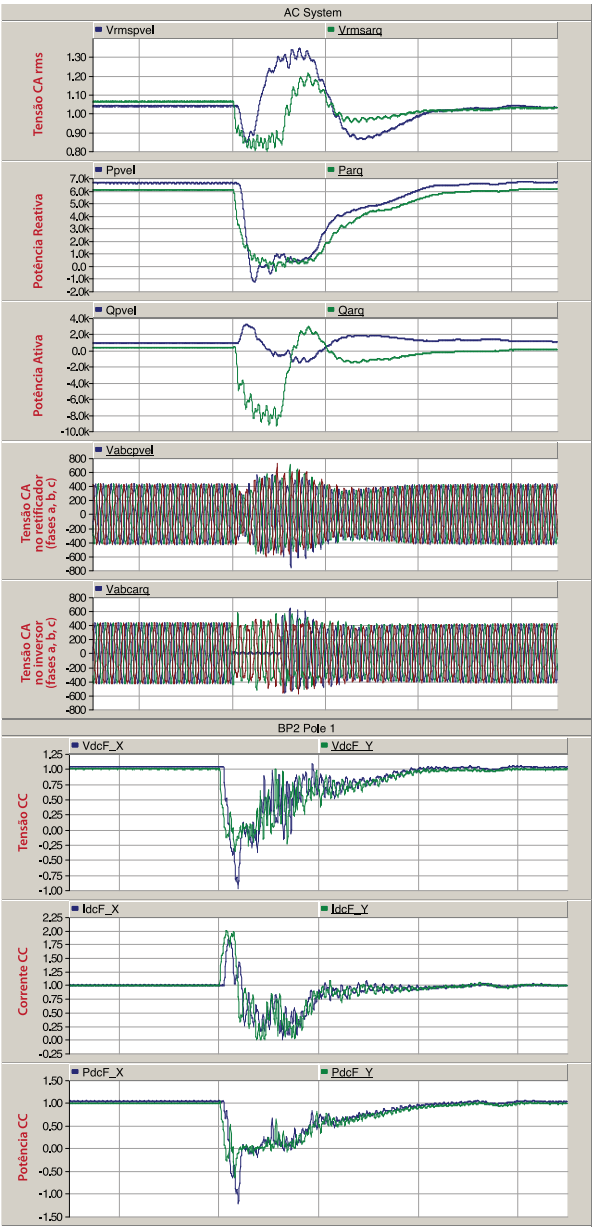


Gráfico 1: Falta trifásica no barramento CA do retificador.
Escala de tempo: 200ms/divisão. (verde=inversor; azul=retificador)

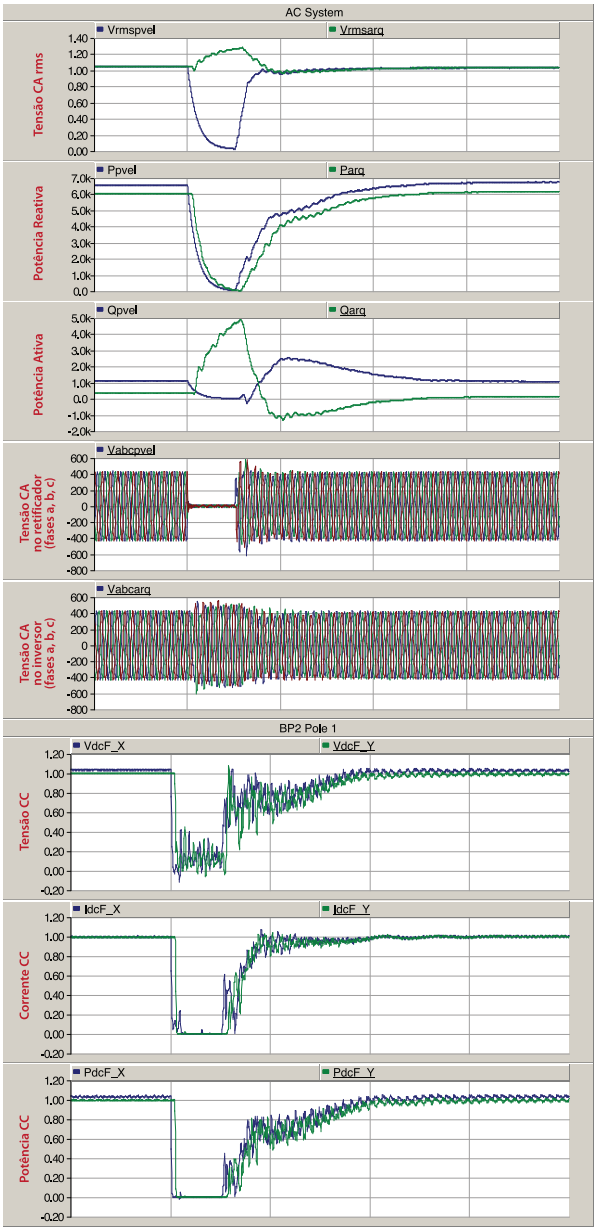


Gráfico 2: Falta monofásica no barramento CA do inversor.
Escala de tempo: 200ms/divisão

VDCOL *(Voltage Dependent Current Order Limit)*

Quando um distúrbio reduz a tensão CA próxima ao inversor, haverá redução da potência transferida. Nesse instante, o sistema CA provavelmente não estará capaz de receber altas potências transmitidas entre as estações CC. Devido a isso, o VDCOL é inserido no sistema de controle. Sua função é limitar I_{order} na proporção da queda da tensão CC.

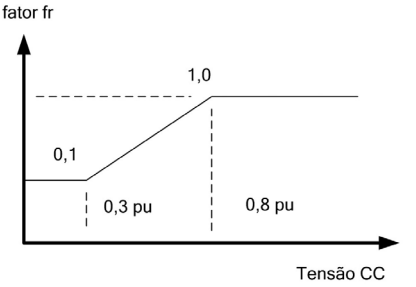


Figura 9: VDCOL

O valor de $I_{order} = (P/V_{dc})$ é modificado para $(fr^* I_{order})$, sendo este valor a entrada para o bloco de controle $G/(1+s T_{vdcol})$. O T_{vdcol} tem um valor diferente quando I_{order} está aumentando (0,06 s) ou diminuindo (0,005s).A sintonia do VDCOL é uma importante tarefa porque implica mais ou menos compensação reativa dinâmica.

Outras funções de controle

Os controles do HVDC incluem outras funções como modulação, balanço da corrente por polo, que podem não ser considerados durante a fase inicial de estudo.

Sobretensões dinâmicas

Sobretensões dinâmicas impactam no projeto de compensação reativa e nos equipamentos das estações conversoras. O caso mais importante é

quando a transmissão de potência CC é interrompida abruptamente (bloqueio da conversão, falha de comutação etc.).

Uma avaliação simplificada dessas sobretensões é obtida pelo circuito e equação abaixo.

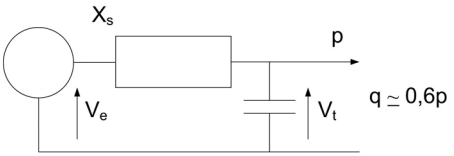


Figura 10: Sobretensão dinâmica

p, q são os módulos das potências ativa e reativa (pu).
x_s é a impedância de curto-circuito igual a $1/q_{cc}$.
q_{cc} é o equivalente do sistema, potência de curto-circuito.
v_e, v_t são as tensões.

$$v_t = \frac{x_c}{x_c + x_s} v_e = \frac{1}{1 + \frac{x_s}{x_c}} v_e = \frac{1}{1 - \frac{q_c}{q_{cc}}} v_e$$

Nota: Considerando uma relação de curto-circuito SCR = 2 p = q_{cc}, e sendo q_c = 0,6 p, então a sobretensão é de 1,43 pu

Quando a sobretensão é considerada muito alta (que é o caso de fonte fraca), então parte da compensação reativa deve ser aportada por compensador síncrono ou compensador estático.

Os cálculos acima se referem ao instante 0^+, os equipamentos para controle de tensão (geradores, síncronos e compensador estático) agem tentando diminuir a sobretensão e os valores pós-transitórios devem ser identificados. Esse transitório ao longo do tempo é obtido com programas de estabilidade dinâmica, como o utilizado para estudos de desempenho dinâmico.

Projeto de filtros

Nas especificações de licitação, as configurações do sistema CA devem ser definidas de modo que os fornecedores do sistema HVDC possam realizar o projeto preliminar do filtro.

No estudo de filtro CC, a modelagem do sistema para cálculo inclui a linha CC, o reator de alisamento, o filtro CC e a tensão harmônica, esta última representada como uma fonte de tensão. O cálculo é realizado para as harmônicas características (ordem k*12; k=1,..n), e algumas não características (ordem 2 a 50), sendo então a magnitude da corrente harmônica determinada, assim como a tensão induzida por ela em linhas telefônicas em paralelo.

Para o projeto de filtro CA, o modelo do sistema para o cálculo deve compreender o filtro em si e a rede CA. A harmônica é representada por uma fonte de corrente que é injetada em um circuito em paralelo composto pela impedância do filtro e a impedância da rede, ambas na frequência harmônica.

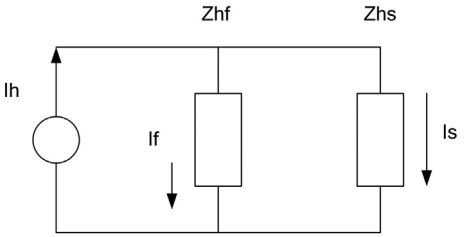


Figura 11: Circuito para o projeto do filtro CA

Ih, Is, If são as correntes geradas, do sistema e do filtro.
Zhs, Zhf são as impedâncias do sistema e do filtro na frequência h.

Acessar a impedância do sistema não é uma tarefa fácil. O procedimento inclui escolher:

- Os modelos dos componentes do sistema (geradores, linhas, transformadores e cargas).
- As configurações da rede. Avaliação das impedâncias vistas pelo barramento CA do HVDC (retificador e inversor).

Os cálculos são feitos para todas as harmônicas de ordem 2 a 50, e atenção especial é dada para as harmônicas características de ordem (12 * k ± 1). Apenas a impedância de sequência positiva é considerada.

As configurações do sistema devem incluir:

- Carga pesada e carga leve.
- Alternativas de despacho da geração.
- Contingências de linha e transformador.
- Linhas futuras e outros componentes.

Os resultados, módulo da impedância do sistema e ângulo são apresentados em formato de tabela para cada harmônica ou na forma de gráfico R-X. Com estas informações, procura-se identificar o pior caso para o projeto. As variáveis que definem o projeto são as distorções harmônicas individuais e total.

Conversores fonte de tensão (VSC)

Introdução

Nos sistemas de transmissão HVDC (alta tensão em corrente contínua) como mencionado, podem ser usadas duas tecnologias: CSC e VSC.

Embora os dois sistemas possam parecer semelhantes, o desempenho pode ser bastante diferente [5] principalmente quanto:

- À alimentação de carga passiva.
- À compensação reativa.
- À injeção de potência em rede com baixa potência de curto-circuito.
- À conexão de sistemas usando cabos isolados; a geração eólica; e a geração fotovoltaica.
- A sistemas multiterminais e redes de transmissão CC.

Nos casos acima, a tecnologia VSC apresenta grande vantagem, porém no momento é mais cara e tem capacidade de transmissão bem menor que o CSC.

Na figura 12, está apresentado o diagrama geral do VSC no lado inversor.

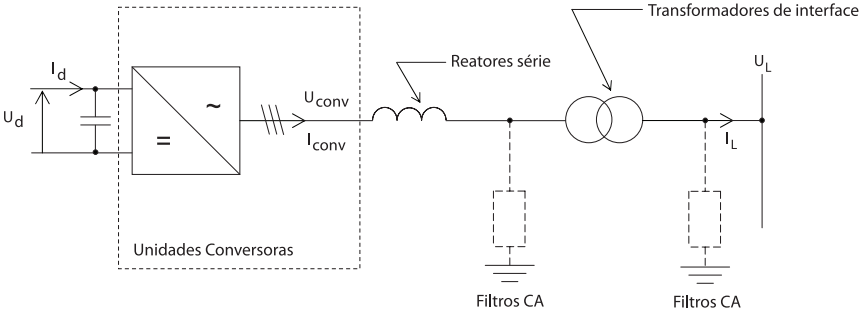


Figura 12: Diagrama equivalente do VSC lado inversor [5]

Podem ser observados os seguintes componentes do VSC:

- Capacitor lado linha CC.
- Conversor CC/CA.
- Reatores.
- Transformadores de interface.
- Filtros CA.

Funcionamento do VSC

Pelo fato de o VSC ser autocomutado, a tensão U_{conv} pode ser gerada com o valor desejado de seu módulo e ângulo (limitado evidentemente pela capacidade dos componentes do circuito principal). Desta forma, o sistema pode ser representado como:

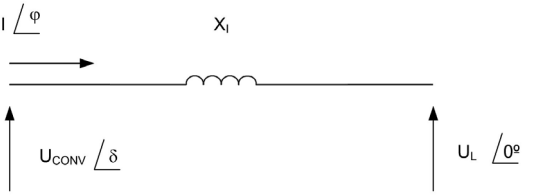


Figura 13: Circuito simplificado

Onde:
U_L é o módulo da tensão do sistema na barra CA do VSC cujo ângulo será tomado como referência (igual a zero).
U_{conv} é o módulo de tensão CA gerada pelo chaveamento dos IGBT.
δ é o ângulo da tensão U_{conv}.
φ é a fase da corrente.
X_I é a reatância dos reatores e dos transformadores de interface.

Segue-se que na forma complexa tem-se:

$$\left(\vec{U}_{CONV} - \vec{U}_L\right) = \vec{X}_I \ \vec{I}$$

E a potência aparente na barra conversor:

$$\vec{S}_{CONV} = \vec{U}_{CONV}\,\vec{I}^{*} = P + jQ$$

E as potências ativa e reativa:

$$P = \frac{U_{CONV}\,U_L}{X_I}\,\mathrm{sen}(\delta)$$

$$Q = \frac{U_{CONV}}{X_I}\,(U_{CONV} - U_L)$$

Observa-se que:

- Ao controlar δ, a potência fornecida pelo conversor ao sistema é controlada (podendo ser injetada ou absorvida dependendo do seu sinal).
- Ao controlar o modulo de U_{conv}, controla-se o reativo injetado no sistema (podendo ser positivo ou negativo, dependendo da relação U_{conv}/U_L ser menor ou maior que 1,0).
- Assim, o conversor opera nos quatro quadrantes do gráfico P x Q.

Na figura 14, está apresentado o diagrama do sistema VSC para transmissão ponto a ponto.

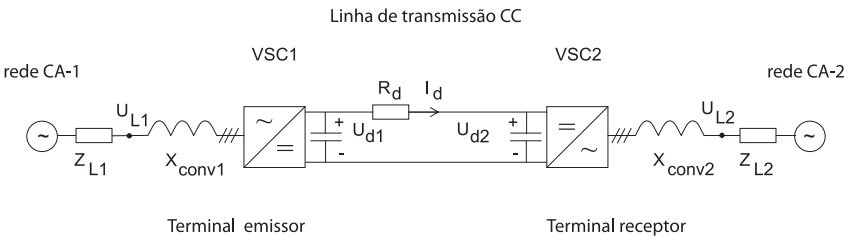


Figura 14: Transmissão ponto a ponto VSC [5]

Tipos e princípio de funcionamento

Os componentes do VSC foram mostrados na figura 13 e 14. Entretanto, existem várias formas (circuitos) de conectar os semicondutores, gerando, desse modo, tensão U_{conv} com diferentes composições de degraus.

Estas configurações são denominadas dois níveis, três níveis, n níveis ou multiníveis.

Na figura 15, é mostrado o VSC (monofásico) de dois níveis, seus componentes e forma de onde gerada.

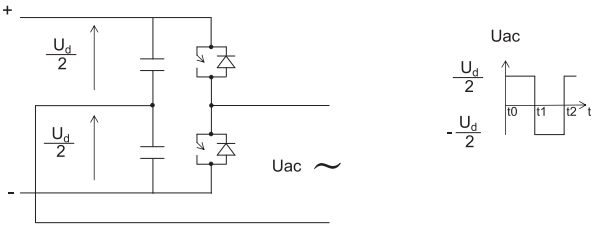


Figura 15: VSC monofásico de dois níveis [5]

Notar que a forma de onde é gerada pode ter valor ou $+U_d/2$ ou $-U_d/2$ apenas, por isto sendo denominada VSC de dois níveis. Notar na figura que a chave eletrônica é composta de um IGBT com um diodo em paralelo.

Na figura 16, é mostrado o VSC trifásico de dois níveis; e na figura 17, a forma de onda gerada.

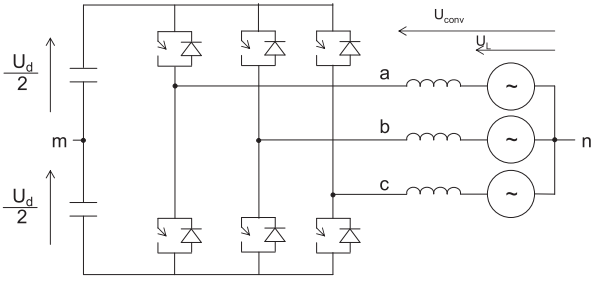
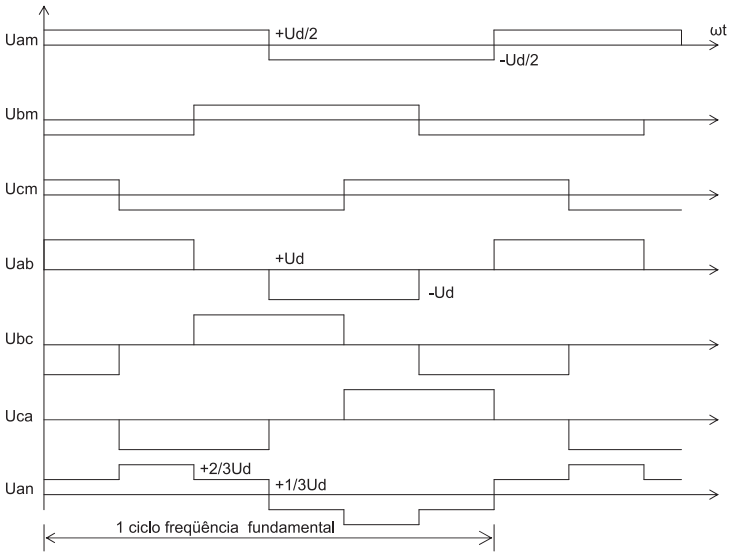


Figura 16: VSC trifásico de dois níveis [5]



Tensões no VSC lado conversor – operação com onda quadrada

Curvas 1, 2, 3: terminais de fase (a, b, c) para ponto médio m

Curvas 4, 5, 6: tensão de linha no terminal (a-b, b-c, c-a)

Curva 7: tensão de fase neutro no terminal a para o neutro

Figura 17: Forma de onda do VSC trifásico [5]

Na figura 18, é mostrado o circuito equivalente do conversor VSC.

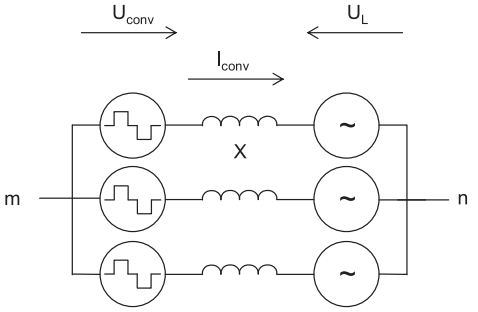


Figura 18: Circuito equivalente do VSC trifásico [5]

A tensão fase terra $U_{conv.ph(1)}$ resulta

$$U_{conv.ph(1)} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} k_\lambda U_d e^{-j\delta}$$

Onde:

δ é a fase da tensão do lado conversor relativa à U_L.
Kλ é o fator de tensão (0,.....,1).
Kλ = 1 para onda quadrada e qualquer valor entre 0 a 1 para PWM (*Pulse Width Modulation* – modulação por largura dos pulsos).

As demais relações seriam

$$P = \frac{U_{conv(1)} . U_{L(1)}}{X} \sin \delta$$

$$Q = \frac{U_{L(1)} \left(U_{L(1)} - U_{conv(1)} \cos \delta \right)}{X}$$

$$I_d = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \frac{U_{L(1)}}{X} \sin \delta$$

Observa-se na equação de P que, ao variar δ, varia-se a potência no conversor e, ao inverter o sinal do ângulo, inverte-se a potência no conversor. Pela equação de Q, observa-se que, ao controlar a tensão U_{conv}, controla-se o reativo injetado na rede CA. Se U_{conv} é maior que U_L, reativo (indutivo) é injetado na rede CA, e, se menor, o reativo flui da rede CA para o conversor. Assim, o conversor opera nos quatro quadrantes do gráfico P, Q sendo qualquer ponto obtido por meio do valor adequado de δ e U_{conv}.

O Controle de P e Q pode ser obtido por métodos como:

- PWM em alta freqüência.
- Multinível.
- Combinação dos dois anteriores.

A forma de onde na saída do conversor pode ser decomposta num valor fundamental (60 Hz, por exemplo) e harmônicas, as quais podem ser controladas aumentando a frequência de chaveamento (vários chaveamentos por ciclo de corrente alternada) ou usando filtros (de valor MVA bastante inferior ao CSC por não incluir harmônicas de baixa ordem).

Topologias

A tensão na saída pode ser ligada/desligada pelos semicondutores mais de uma vez num ciclo de tensão do sistema. Maiores frequências de chaveamento levam a menor conteúdo harmônico, porém a maiores perdas.

O circuito do VSC de dois pulsos foi mostrado na figura 19 na sua forma mais simples. Na figura 19, é apresentada a tensão de saída deste mesmo conversor, porém com um chaveamento *on/off* de 21 vezes por ciclo da frequência CA fundamental.

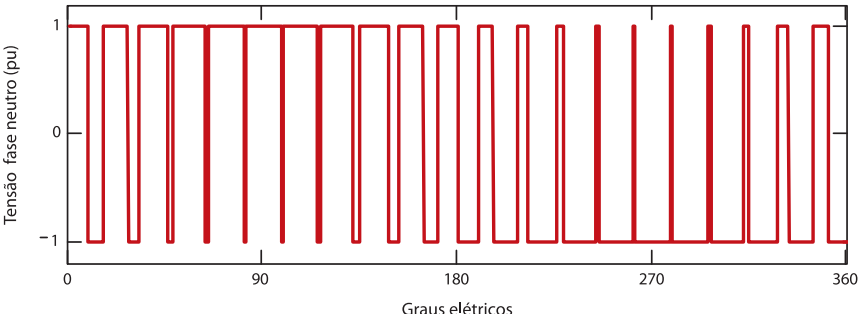


Figura 19: Forma de onda do VSC de dois níveis, com PWM, e frequência de 21 chaveamentos por ciclo [5]

Mediante modificações no circuito de chaveamento, obtêm-se outras topologias com sinal de saída diferente conforme ilustrado nas figuras 20 e 21.

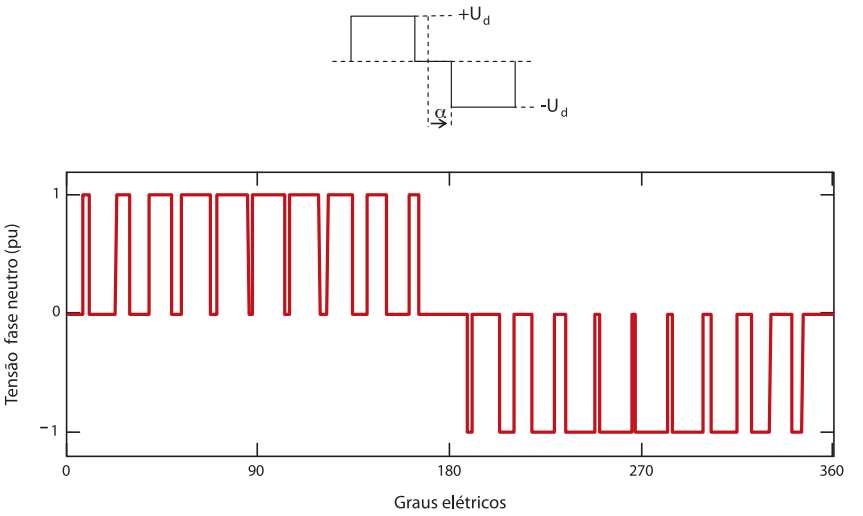


Figura 20: VSC de três níveis [5]

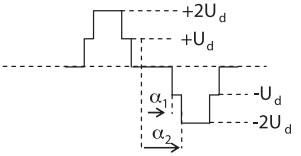


Figura 21: VSC de cinco níveis [5]

Atualmente, os valores máximos de tensão CC e potência dos VSC são menores que do VSC pela maior dificuldade de conectar em série e paralelo os IGBT, de forma similar ao tiristor, e pelo fato de a capacidade de corrente de um IGBT ser pequena relativamente.

Pode-se, entretanto, efetuar a combinação de conversores conforme indicado nas figuras 22, 23 e 24, e combinação destes, figura 25.

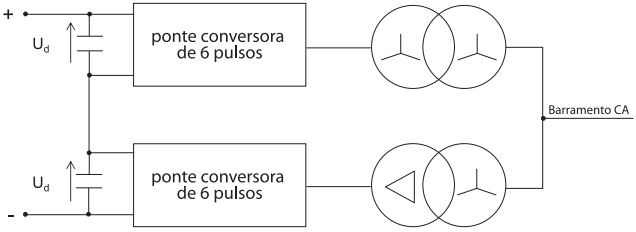


Figura 22: Conexão de conversores VSC de 6 pulsos em série [5]

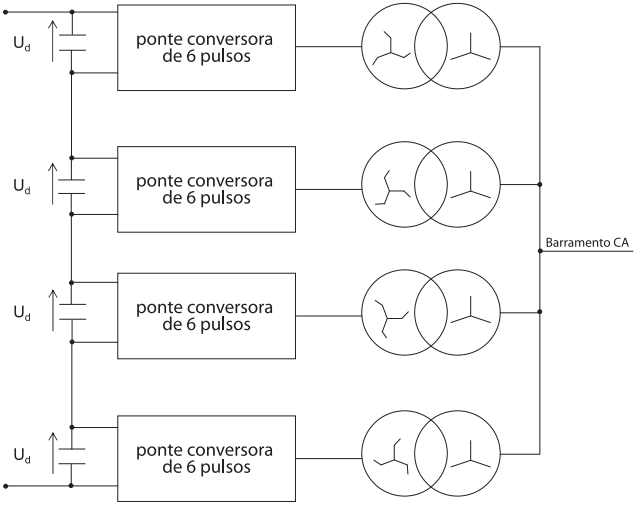


Figura 23: Conexão de conversores VSC de 6 pulsos em série no lado CC [5]

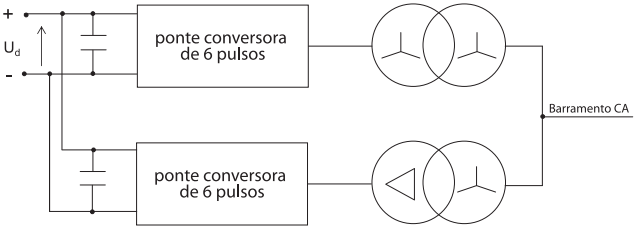


Figura 24: Conexão de conversores VSC de 6 pulsos em paralelo no lado CC [5]

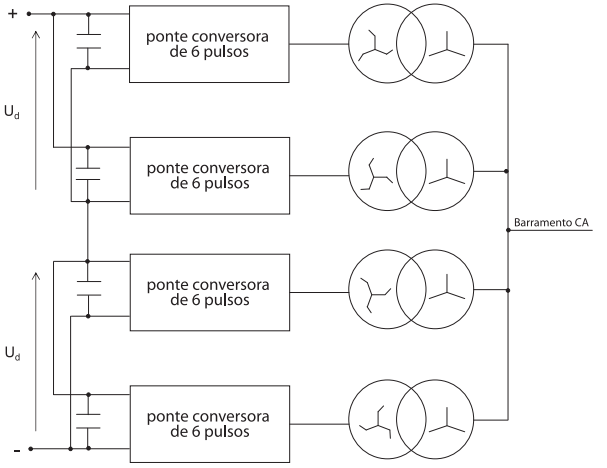


Figura 25: Conexão de dois conversores VSC de 6 pulsos em paralelo e colocado em série com outros dois conversores em paralelo [5]

Perdas

As perdas no VSC são maiores que aquelas do CSC, e este aspecto tem um papel importante na avaliação econômica das alternativas.

A topologia tem efeito no total das perdas do VSC, conforme mostra a figura 26.

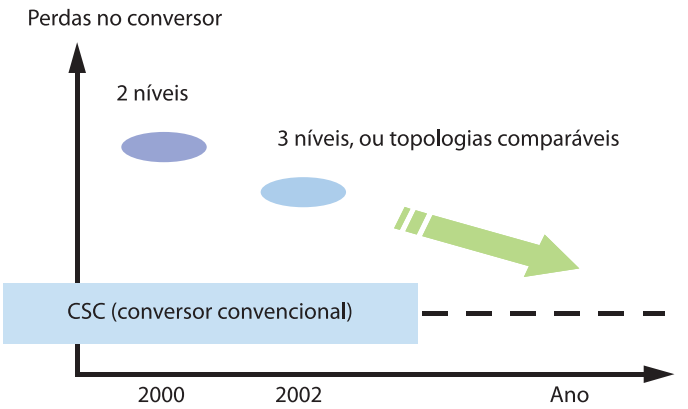
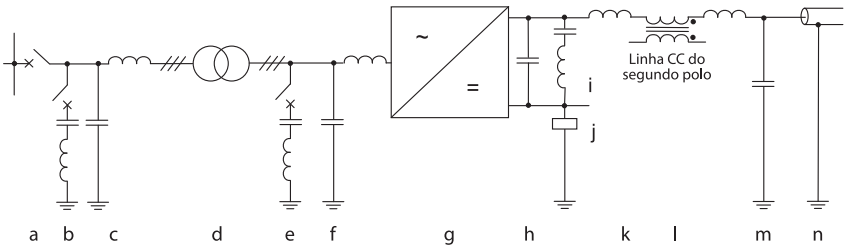


Figura 26: Perdas [5]

O desenvolvimento do VSC tem se dedicado na redução das perdas. Como comparação com os semicondutores disponíveis no fim de 2004 [5], obtêm-se as seguintes perdas para uma subestação VSC completa, incluindo IGBT, filtros e transformadores de interface:

- VSC 2 níveis, frequência de chaveamento 1.950 HZ, perdas 3%.
- VSC 3 níveis, frequência de chaveamento 1.260 HZ, perdas 1,8 %.
- CSC 0,8%.

Na figura 27, são apresentados os componentes da estação VSC.



Principais componentes que podem ser encontrados em uma subestação VSC

a) Disjuntor da subestação VSC
b) Filtro harmônico do lado sistema
c) Filtro de rádio frequência do lado CA
d) Transformador de interface
e) Filtro harmônico do lado conversor
f) Filtro de bloqueio AF/reator de fase
g) Unidade VSC
h) Capacitor CC do VSC
i) Filtro harmônico CC
j) Ramo de aterramento do ponto de neutro[1]
k) Reator CC[2]
l) Reator de bloqueio do modo comum[2]
m) Filtro de interferência de rádio frequência do lado CC[2]
n) Cabo CC ou linha de transmissão aérea[2]

1) O local do ramo de aterramento do ponto de neutro pode ser diferente dependendo do projeto da unidade VSC
2) Normalmente não necessário para sistemas *back-to-back*

Figura 27: Componentes da estação VSC [5]

Controle do VSC

Qualquer que seja a configuração do VSC, este tem um modo comum de controle que é a ação sobre o módulo e fase da tensão gerada pelo chaveamento.

Na figura 28, são mostrados componentes de estação VSC e o circuito equivalente para análise funcional do controle.

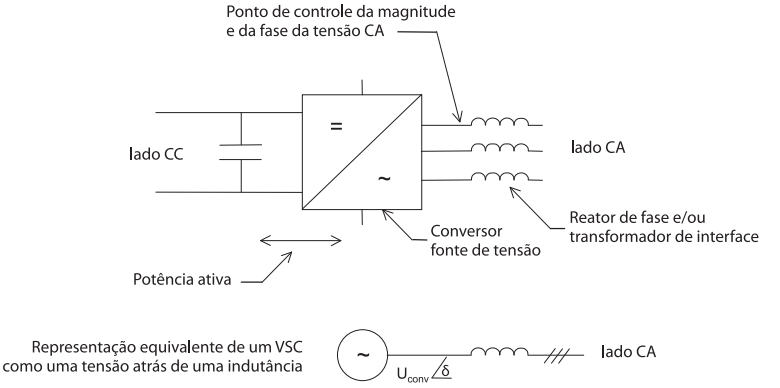


Figura 28: Controle do VSC circuito equivalente [5]

A ação sobre o módulo de tensão U_{conv} é obtida pela geração do sinal kλ fator da tensão ou índice de modulação (valores entre 0 e 1,0). Repetindo:

$$U_{conv.ph(1)} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} k_{\lambda} U_d e^{-j\delta}$$

O controle de fase δ é obtido deslocando no tempo o instante de chaveamento do IGBT, com relação ao *phase locked loop* sincronizado com a tensão do lado CA.

Controlando o módulo tensão controla-se a potência e reativa do conversor e, controlando-se a fase, controla-se a potência ativa. Repetindo:

$$P = \frac{U_{conv(1)} . U_{L(1)}}{X} \sin \delta$$

$$Q = \frac{U_{L(1)} \left(U_{L(1)} - U_{conv(1)} \cos \delta \right)}{X}$$

Para obter os controles mencionados, podem-se usar duas estratégias:

- Controle direto.
- Controle vetorial.

O controle direto está apresentado a seguir.

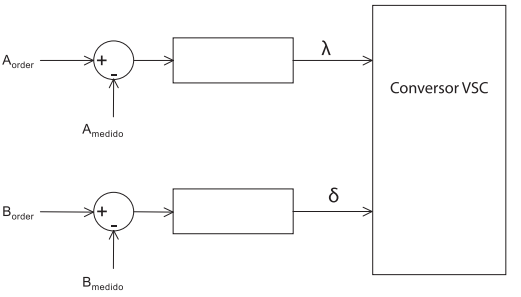
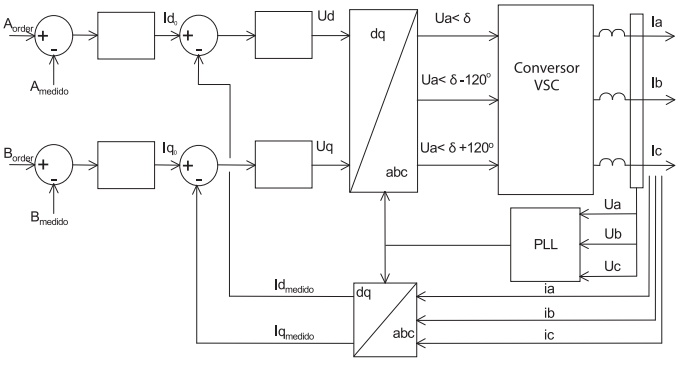


Figura 29: Controle direto (A, B são as potências) [5]

O controle vetorial usa a teoria da potência instantânea e transformação dq0.



Conceito de controle vetorial para desacoplar os parâmetros A e B para controle das correntes dos eixos de *d* e *q*. Um sinal de tensão trifásico é gerado para definir a magnitude e a fase da tensão a ser gerada pelo VSC

Figura 30: Controle vetorial [5]

As funções de controle estão indicadas a seguir.

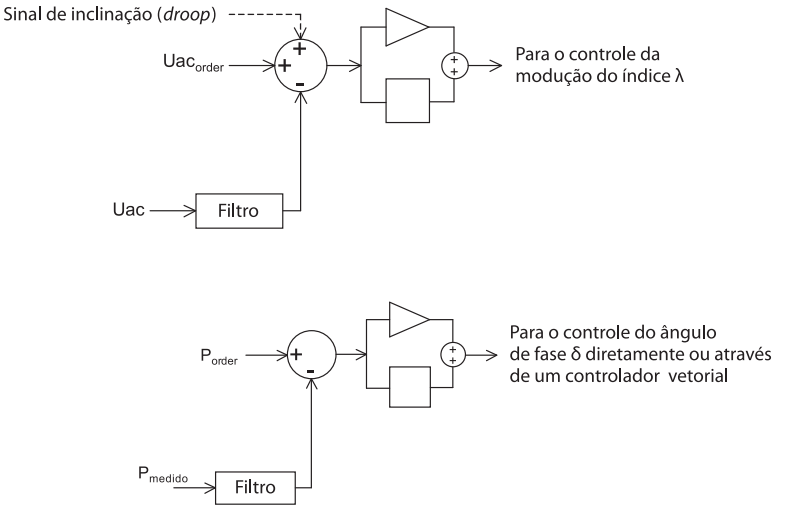


Figura 31: Blocos de controle [5]

Outras estratégias de controle podem ser encontradas.

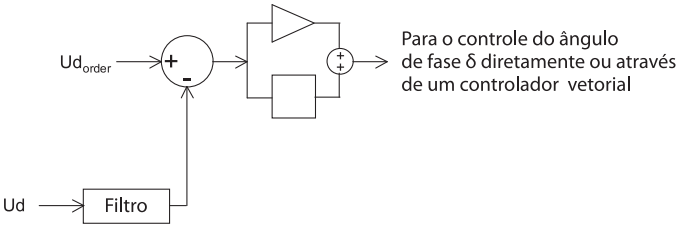


Figura 32: Controle da tensão CC [5]

Ou mesmo o controle de corrente e de frequência.

Com relação à coordenação de controles, os seguintes casos devem ser examinados:

- Suprimento de carga passiva.

Neste caso, tem-se no retificador o controle da tensão CC e o controle da tensão CA na estação transmissora.

No terminal receptor, poderá haver controle de frequência e de tensão CA no lado receptor.

- Interconexão de dois ou mais sistemas CA.

Cada conversor pode controlar a tensão CA ou pode ser preferível controlar o reativo talvez no valor zero.

Considerando o caso de controle da tensão CA em cada conversor, um dos retificadores poderá incluir controle da tensão CC; e a tensão CA no terminal emissor. Nos outros conversores, pode-se incluir controle de potência; controle da tensão CA no receptor.

A regra básica para um ou mais conversores conectados em paralelo, ou seja, sistema multiterminal, seria: um conversor controla a tensão Ud; os demais controlam a potência Pd.

Se o controle da tensão CC é tomado como base, pode-se então seguir a curva Ud, P_A a seguir.

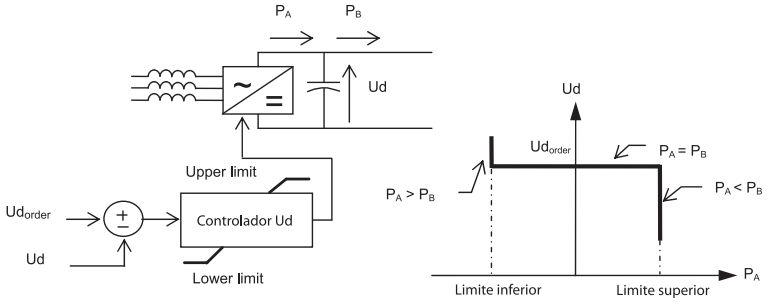


Figura 33: Controle da tensão CC e curva UdxP_A [5]

Observa-se que o controle de Ud procura manter o valor em *Udorder*. Esta tensão estabelece um valor P_A na linha CC que pode chegar ao limite inferior ou superior. Quando $P_A = P_B$, a tensão pode ser mantida, porém, se P_B tender a ser menor que o limite inferior, então a tensão Ud é aumentada; se tender a ser maior que o limite superior, então Ud é diminuída.

Um exemplo de coordenação entre dois terminais é mostrado a seguir.

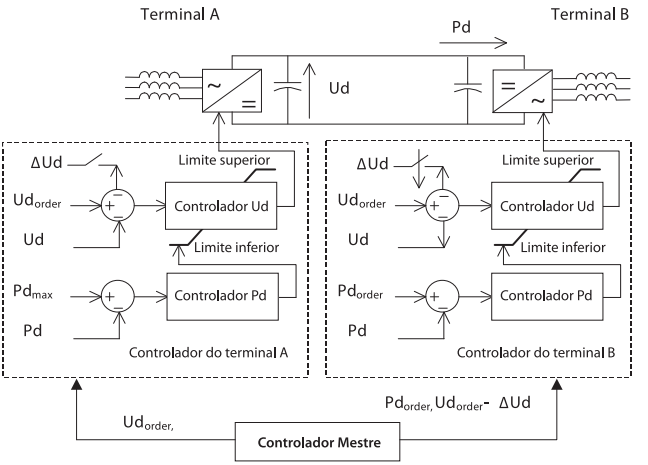


Figura 34: Controle de dois terminais coordenados [5]

O conversor em A controla a tensão CC, e o conversor em B controla a potência pela subtração do valor de "margem de tensão" ΔUd.

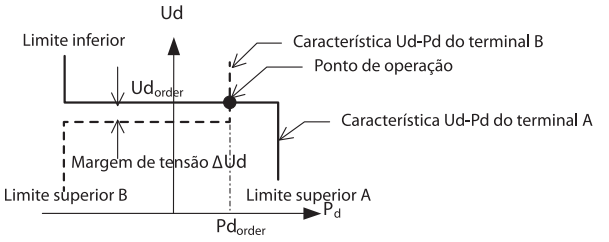


Figura 35: Ponto de operação [5]

- Geração eólica.

O terminal emissor controla tensão CA, frequência e potência; e o terminal receptor controla a tensão CA e a tensão CC.

Comparação CSC (LCC) com VSC

As vantagens dos VSC comparado com CSC (LCC) são [5]:

- VSC é autocomutado.
- Não ocorre falha de comutação por ocasião de faltas no sistema CA e afundamento de tensão.
- VSC opera com pequena relação de curto-circuito do sistema.
- VSC pode energizar carga passiva em sistema CA.
- VSC não tem limite inferior de corrente.
- Potência reativa positiva e negativa controlável independentemente da potência ativa.
- Não necessita de compensação de reativos nas válvulas, mas apenas de filtro de harmônicas (menor valor MVA).
- VSC pode ser projetado para eliminar o conteúdo de harmônicas específico.
- As estações VSC podem ser operadas como compensadores estatísticos (STATCON), mesmo se desconectadas da linha CC.
- Pode operar sem telecomunicação entre estações.

As vantagens do CSC (LCC) comparado com o VSC são [5]:

- Maior experiência de campo que o VSC.
- VSC: máximo tamanho 150 kV, 350 MW (em 2004); menor que 1.000 MW (2010).
- Defeitos na linha CC, no caso do VSC, requerem a abertura do sistema do lado CA.
- Perdas no VSC são maiores.

Sistemas VSC

Na figura 36 a seguir, é mostrado o plano Europa de geração renovável e conexões.

Proposta europeia de rede HVDC

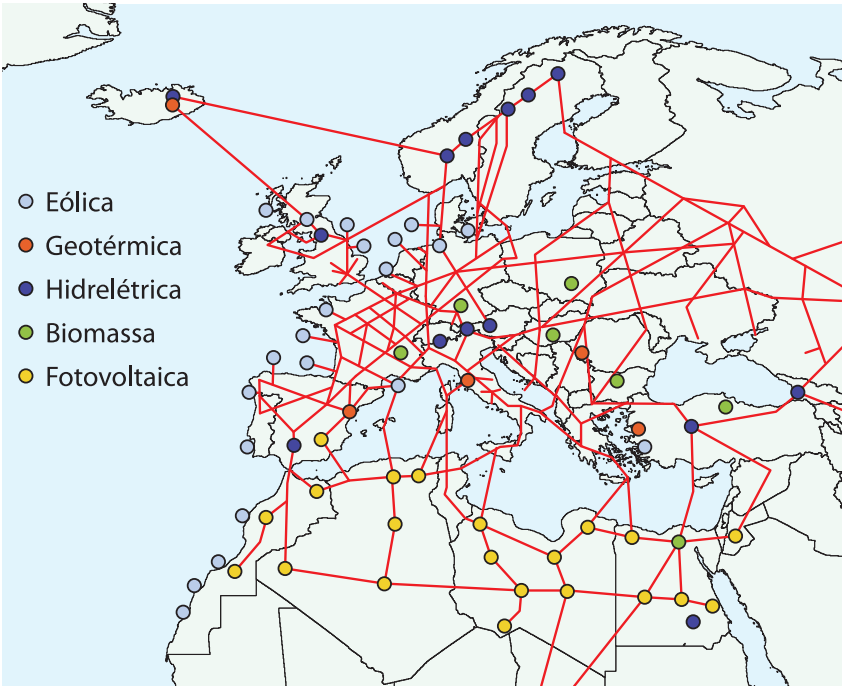


Figura 36: Rede europeia futura [5]

Na tabela 2 a seguir, são apresentados os VSC instalados [5].

Tabela 2: VSC Instalados

Nome	País	MW	Ucc (kV)	Uca (kV)	Transmissão	Operação
Tjuja-Ashu-Susamyr	URSS	3,2	14	35	cabo 3,5 km; LT 22 km	1984
Hellsjon-Grangesberg	Suécia	3	10	10	LT	1997
Shin-shinano	Japão	53	0/10,6	66/275	*back-to-back*	1998
Nas-Backs	Suécia	50	80	70	cabo 2X70 km	1999
Tjareborg-Enge	Dinamarca	7,2	9	10,5	cabo 2X43 km	2000
Tweed Valley-New South Wales	Austrália	180	80	110/132	cabo 6X59 km	2000
Mexicao-EUA	México/EUA	36	15,9	138	*back-to-back*	2000
Victoria-South Australia	Austrália	200	150	132/220	cabo 2X180 km	2002
Long Island-Connecticut	EUA	330	150	138/330	cabo2X40 km	2002
Jkollsnes-Troll A plattform	Noruega	40	60	132	cabo 4X70 km	2004
Caprivi link	Namíbia	300	350	330/400	LT 970 km	2009
Transbay San Francisco	EUA	400	200	230/138	cabo 2X85 km	2010
Estônia-Finlândia		350	150	–	cabo 105 km	2006

Referências

[1] CIGRÉ JTF 36.05.02/14.03.03. *AC System Modelling for AC Filter Design- An Overview of Impedance Modelling*. Electra 164, Feb/1996.

[2] CIGRÉ CC02. *Guide for Assessing the Network Harmonic Impedance*. Electra 167, Aug/1996.

[3] KIMBARK, E. W. *Direct Current Transmission Volume I*, Willie-Interscience, 1971.

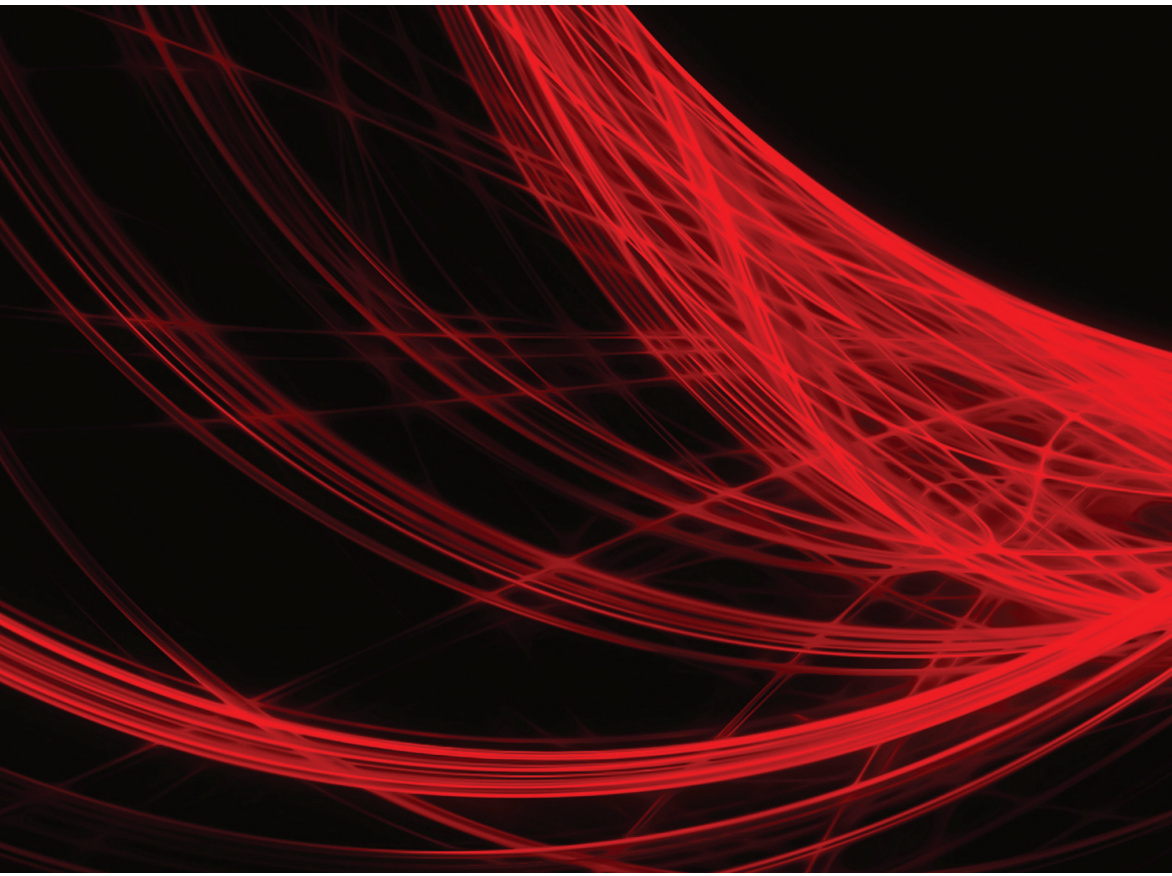
[4] STEVENSON JR., W. D. *Elements of Power System Analysis*. Mc Graw Hill, 1962.

[5] CIGRÉ Brochure 269 – VSC Transmission. 2005.

CAPÍTULO 5

Transmissão em Corrente Contínua Acima de ±600 kV

Lineu B. Reis



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Objetivo

Elaborar o estado da arte de sistemas de transmissão em corrente contínua na tensão de 800 kV e de sistemas multiterminais, com o objetivo de verificar a viabilidade da aplicação concreta e efetiva destes sistemas e identificar a necessidade de ações adicionais de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), para que esta aplicação possa ser efetuada de maneira mais adequada, segura e efetiva.

Estado da arte da transmissão em CC 800 kV

Histórico/antecedentes

Do ponto de vista histórico, a verificação das vantagens em desenvolver sistemas com tensões CC acima de 600 kV (máxima utilizada até aquele momento, no sistema CC de Itaipu) surgiu como resultado de estudos de planejamento e de viabilidade econômica de projetos de geração hidrelétrica de grande porte, distantes dos grandes centros consumidores, desenvolvidos principalmente ao final da década de 70 e início da década de 80. Dentre outras tecnologias alternativas, estes estudos apontaram diversas vantagens na adoção de tensões CC mais altas, que acabaram por justificar projetos de P&D importantes, enfocando as subestações conversoras e as linhas de transmissão CC na faixa de tensão de 600 kV até 1.200 kV [8], [11], [12].

Neste contexto, projetos de P&D também eram desenvolvidos enfocando a utilização de tensões CA superiores a 800 kV. Embora alguns resultados destas pesquisas em CA pudessem permitir alguma extrapolação para CC, o campo de pesquisa da corrente contínua se apresentou como mais amplo que o da corrente alternada, principalmente por ser tecnologia mais recente, ainda em evolução até mesmo quanto aos níveis de tensão que já se encontravam em operação, sendo que, no cenário de evolução da

tecnologia CC, a utilização de tensões superiores a 600 kV configurava claramente um ato de superação tecnológica. Nesta perspectiva, a visualização da evolução histórica dos sistemas CC até aquele momento permite a identificação de diversas superações tecnológicas, motivadas principalmente pela expansão do cenário potencial de suas aplicações, na medida em que os sistemas CC então utilizados alcançavam a maturidade necessária para produzir confiança total em sua utilização.

Assim, em meados dos anos 1960, quando ainda se utilizavam válvulas a arco de mercúrio nos conversores, o aumento da tensão CC de 400 kV (três grupos de 133 kV em série) para 450 kV (três grupos de 150 kV) representou um grande esforço tecnológico para a indústria de equipamentos de potência [4].

A aplicação inicial da tecnologia de tiristores semicondutores de potência na conversão CA/CC/CA, no início da década de 1970, com muitos sistemas em 500 kV, foi também superação de um desafio tecnológico. A utilização, ao final da década de 1970, do nível de tensão de 600 kV no sistema de Itaipu, no Brasil, para transmitir 6.300 MW (àquela época) a cerca de 900 km, foi mais um ato de superação tecnológica. Desde então, não houve outra aplicação que justificasse tensões maiores que 500 kV. A tecnologia de tiristores para tensões acima de 500 kV, no entanto, estava disponível há mais de 25 anos, ou há um ciclo tecnológico completo.

Pesquisas relacionadas com as linhas de transmissão foram iniciadas antes daquelas relacionadas às estações conversoras. Podem-se citar como um ponto de partida as pesquisas efetuadas pela BPA para o EPRI, para tensão de ± 600 kV, cujos resultados foram publicados no livro "verde" (*Transmission Line Reference Book HVDC to ± 600kV*) que tem sido usado como guia para projeto de linhas CCAT até o referido nível de tensão.

Pesquisas posteriores foram conduzidas pelo IREQ, do Canadá, para tensões até 1.300kV indicando viabilidade de linhas até ± 1.200 kV, o que foi confirmado por meio de testes de ± 1.200 kV realizados nas instalações do projeto UAT em Lennox (EUA), modificadas para permitir pesquisas na faixa de tensões ± 600 a ± 1.500 kV. Estes resultados indicam que, a menos de alguns aspectos que deveriam ser considerados com maior cuidado, as linhas, em princípio, não constituirão um problema especial para sistemas CCAT com tensões acima de 600 kV.

Para as estações conversoras, foram efetuados estudos visando a determinar os principais problemas relacionados com tensões acima de ± 600 kV, pelas empresas THEMAG/ELETROBRAS/FURNAS, do Brasil, e IREQ, do Canadá, sob o patrocínio do EPRI (EUA) e CEPEL (Brasil) [11], [12].

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Estas pesquisas envolveram estudos de engenharia, elaboração de miniespecificações e visita aos principais fabricantes para discussões visando à identificação das necessidades de pesquisa e desenvolvimento para os equipamentos principais das estações conversoras. As principais conclusões da análise de engenharia, efetuada pelas empresas brasileiras, foram: altas potências requeridas aos transformadores conversores apresentam problemas potenciais quanto a peso, dimensões e sistemas de refrigeração; os níveis de isolação resultarão em grandes problemas de projetos e fabricação de equipamentos como transformadores conversores, reatores de alisamento, chaves e buchas. Por exemplo, chegou-se, para ± 1.200 kV, a BSL=2.550/2.700 kV e BIL=3.350 kV; grandes solicitações de dissipação de energia resultarão na necessidade de grande número de colunas em paralelo nos para-raios de ZnO; estimativas econômicas indicaram pequena vantagem em se ir *acima* de ± 1.000 kV; não se preveem problemas com válvulas a tiristores, se isoladas a ar; pode haver vantagens no encapsulamento de filtros, principalmente CA; os equipamentos mais críticos, já no nível de ± 800 kV, serão as buchas, que exigirão forte esforço de pesquisas em busca de novos conceitos de projeto e/ou novos materiais para solucionar os problemas elétricos e mecânicos visualizados; foi possível verificar certo consenso sobre a possível viabilização do nível de ± 800 kV a médio prazo e grande pessimismo com relação à viabilização de níveis superiores de tensão [11], [12], [13], [8].

Resumindo, concluiu-se que o salto de 600 kV para 800 kV (um aumento de 33%) seria viável, configurando a superação de um novo salto tecnológico. Mas que aumentos maiores, para 1.000 kV e 1.200 kV, ainda vão requerer muito esforço e desenvolvimento. Em alguns trabalhos aprofundados sobre o assunto, afirmou-se a viabilidade da construção dos sistemas em 800 kV, utilizando-se o mesmo tipo de blocos aplicados nas tensões mais baixas e separando o máximo possível os componentes e funções de cada bipolo, para aumento dos indicadores de confiabilidade.

Há até mesmo certo consenso entre os especialistas que este salto atual, de 600 kV para 800 kV, representa um desafio menor que a mudança de válvulas a arco de mercúrio para tiristores e o aumento da tensão para 600 kV [4]. Neste contexto, a adoção do nível de tensão 800 kV como meta a ser alcançada se justificou plenamente por dois motivos principais: este nível de tensão ser compatível com a tensão de transmissão econômica aplicável aos projetos de transmissão de grandes blocos de energia a longa distância (como se verá adiante no item sobre custos e economia); e apresentar (à época) um conjunto de desafios tecnológicos possível de ser superado com esforços significativos, mas viáveis, de P&D.

A aceleração de esforços para superação dos desafios levantados para concretização de projetos em 800 kV resultou, então, da ocorrência de diversos estudos de planejamento e até mesmo projetos relacionados com utilização de recursos energéticos distantes dos grandes centros de consumo, na China, na Índia, na África e no Brasil (ver adiante item sobre Sistemas em Operação, em Construção e em Planejamento), num cenário em que a potência de 6.000 MW e distâncias de 2.000 km a 3.000 km podem ser assumidas como valores típicos [1], [2], [3], [4], [5], [6], [21], [31].

Apesar destes projetos, ainda há discussão e possíveis pontos de evolução, justificando esforços adicionais de P&D que, integrados à experiência adquirida dos primeiros projetos em operação, podem conduzir a aperfeiçoamentos futuros e à mais rápida maturação desta nova fronteira tecnológica da transmissão CC [7], [8], [10].

Sistemas em operação, em construção e em planejamento

O cenário mundial dos sistemas em 800 kV em planejamento, construção ou operação, permite que se possa considerar como típica uma aplicação voltada a transmitir potência da ordem de 6.000 MW a distâncias na faixa de 2.000 km a 3.000 km.

Projetos na tensão CC de 800 kV, em planejamento, construção e início de operação, têm sido desenvolvidos na China, Índia, África e Brasil [3], [4], [15], [16], [21], [22], [23], [31]. As forças motivadoras destes projetos têm sido, em geral, as vantagens econômicas e o desejo de limitar os impactos ambientais.

A seguir, se apresenta informação um pouco mais detalhada sobre cada um dos países citados e sobre a África.

China

Na China, além da hidrelétrica de Três Gargantas, há outras sendo desenvolvidas no Oeste do país, como no Rio Jinsha, distantes de 1.000 km a 2.000 km dos centros de carga. Em 2005, a China anunciou sua decisão de adotar a tecnologia CC em 800 kV, e uma linha de cerca de 1.500 km entrou recentemente em operação, conectando Yunnan a Guangdong [15], [16].

A figura 1 e a tabela 1 apresentam uma visão da previsão e uso da tecnologia CC em 800 kV na China até 2025.

Figura 1: Planos para rede futura em 800 kV CC na China [4]

Tabela 1: Possíveis projetos em 800 kV CC na China [4]

Projeto	Distância da Transmissão	Capacidade	Comissionamento
Yunnan-Guangdong, Yunnan-Eastern China, Yunnan-Central China	>1.500 km	24,8 GW	2010–2020
Jinshajiang-Shanghai	cerca de 2.000 km		2010–2020
Jinshajiang-Jinhuain Zhejiang	cerca de 2.000 km		2010–2020
Jinshajiang-Quanzhou in Guang DonGuangdong Guang Dong	>2.000 km		2010–2020
Yalongjiang-Chongqing			2010–2025
Yalongjiang-Suzhou in Jiangsu	>2.000 km	9,8 GW	2010–2025
Humeng in Inner Mongolia-Liaoning in Shenyang			2015-2020
Humeng in Inner Mongolia-Beijing			2015-2020
Eastern Ningxia-Nanking in Jiangsu		12,6 GW	2015-2020
Hami in Xinjiang-Zhengzhou in Henan	cerca de 2.400 km	10,8 GW	2015–2020
Tibet-Guangdong, Tibet-Central China, Tibet-Eastern China	>2.000 km	35 GW	2015–2025
Kazakhstan-China			2015-2020
Far East Hydroelectricity in Russia-Shenyang in Liaoning	2.000 km		2015–2025

A figura 2 apresenta fotos relacionadas à entrada em operação de um polo da linha Yunnan – Guangdong e a sua casa de válvulas.

Yunnan-Guagdong: inauguração do primeiro polo UAT CC em 28/12/2009

Figura 2: Entrada em operação de polo da linha 800 kV CC Yunnan – Guangdong e tomadas de sua casa de válvulas [16]

Índia

A Índia, que anunciou a adoção dos sistemas CC em 800 kV no ano de 2006, tem em andamento um projeto para transportar 6.000 MW de hidrelétricas na Bacia do Rio Bramaputra no Nordeste do país para consumo em Agra, no Sul. A previsão de sua entrada em operação é 2011.

Além disso, a Índia também prevê a utilização da transmissão UATCA, como pode ser visto na figura 3, a seguir.

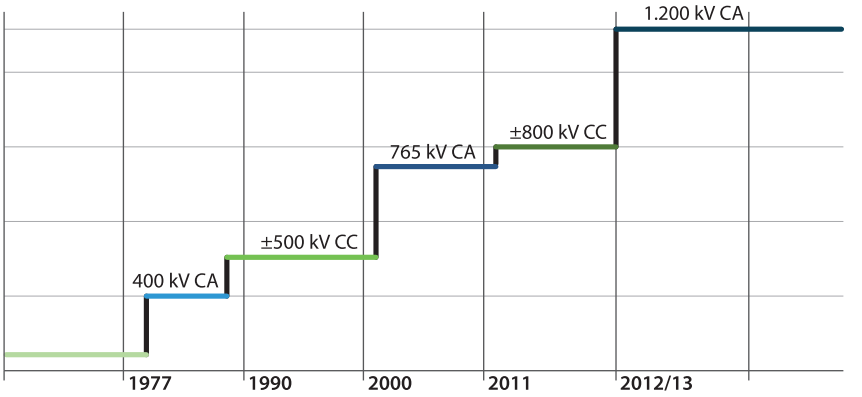


Figura 3: Projetos acima de 400 kV CA e 500 kV CC na Índia até 2013 [22]

As figuras 4, 5 e 6, a seguir, apresentam mais detalhes sobre a evolução prevista para o sistema da Índia até 2013, com base em apresentações efetuadas em 2006 [21], [22],[23].

A figura 4 apresenta uma visão básica do sistema, com ênfase aos dados sobre potência instalada e taxa de crescimento da carga utilizada nos estudos de planejamento.

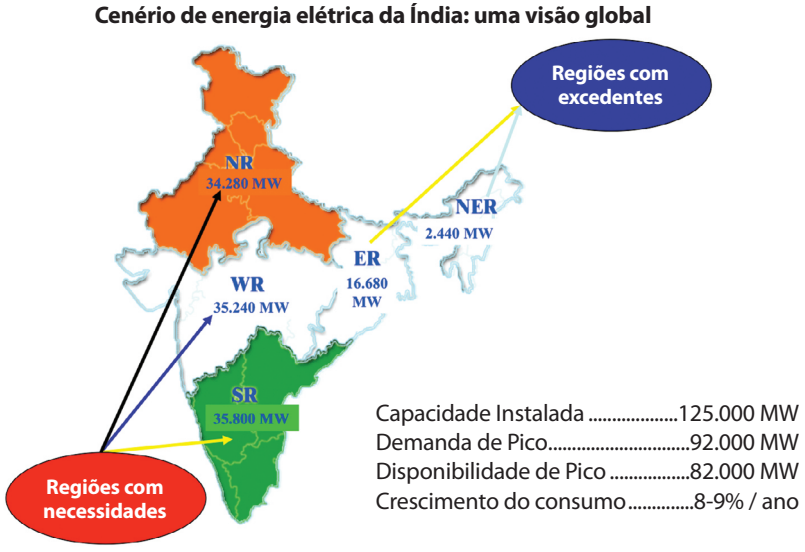


Figura 4: Mapa do sistema elétrico da Índia e dados básicos da evolução da carga [21]

A figura 5 apresenta uma visão mais detalhada da localização das principais fontes geradoras e das distâncias de transmissão, ressaltando uma área estreita e longa a ser atravessada pelas linhas, conhecida como *chicken neck* (pescoço de galinha), e a figura 6 apresenta o diagrama unifilar de duas alternativas para o sistema de transmissão final visualizado, ambas permitindo a identificação de um sistema HVDC multiterminal em 800 kV.

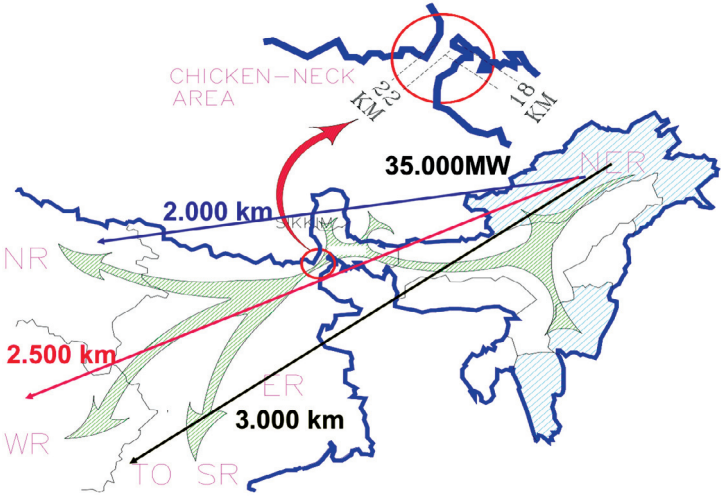


Figura 5: Indicação da localização das fontes geradoras, distâncias de transmissão e da região denominada *chicken neck* no mapa da Índia [21]

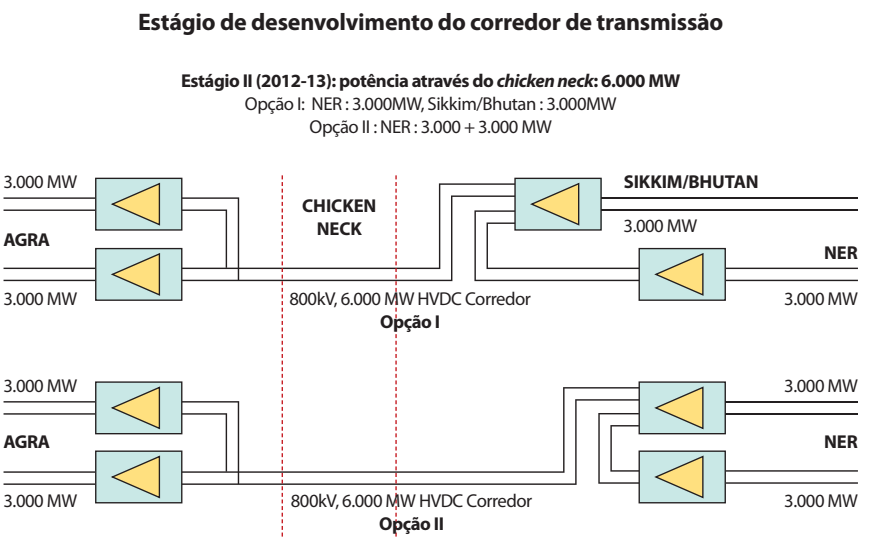


Figura 6: Alternativas finais visualizadas para o sistema elétrico da Índia, ambas configurando sistemas HVDC multiterminais em 800 kV [21]

África

Na África, há grandes perspectivas associadas ao aproveitamento do grande potencial hidrelétrico da Bacia do Rio Congo perto de Inga, para alimentar diversos países africanos, em especial o grande mercado da África do Sul (WESTCOR – West Corridor). Outro projeto, voltado ao aproveitamento de fontes renováveis no Norte da África e no Oriente Médio para se integrar a uma grande rede envolvendo a Europa, também pode ser citado (DESERTEC).

A figura 7 apresenta mapas com detalhes e localizações dos referidos projetos [16].

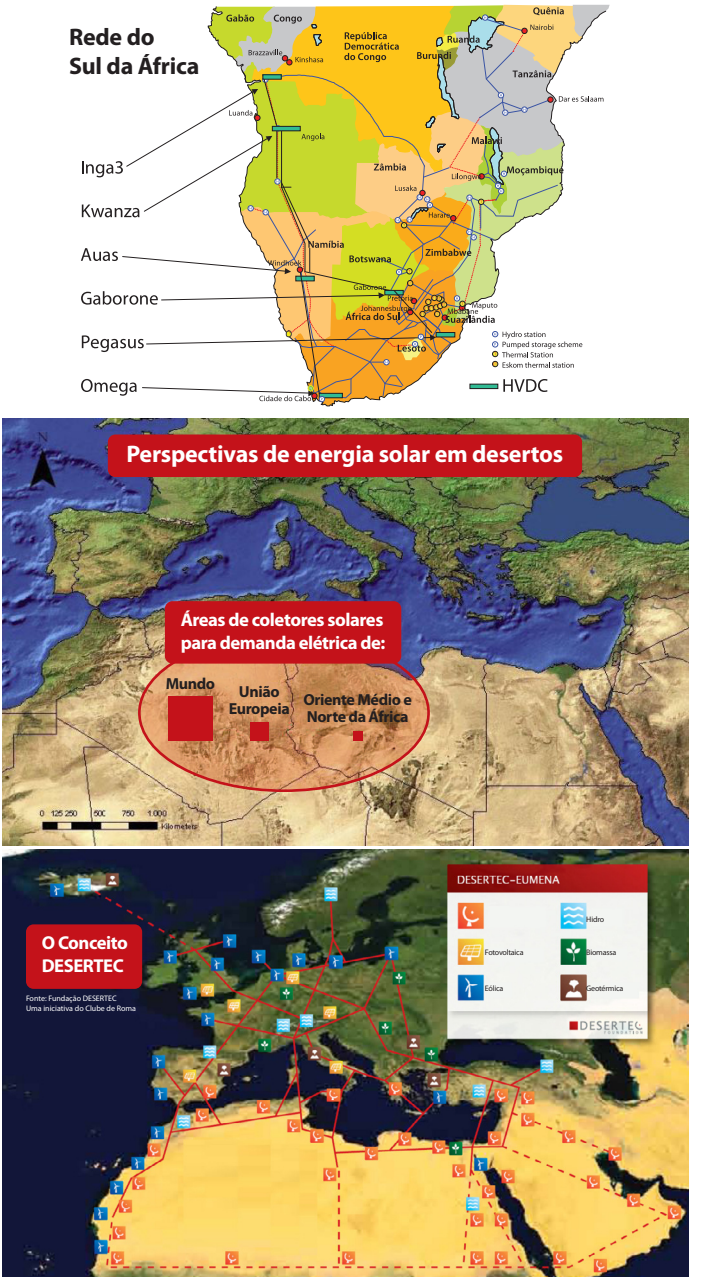


Figura 7: Aplicações da transmissão CC em 800 kV em planejamento na África: WESTCOR – Aproveitamento da energia hidrelétrica na Bacia do Rio Congo em Inga e DESERTEC – Aproveitamento de fontes renováveis no Norte da África e no Oriente Médio para se integrar a uma grande rede europeia [16], [31]

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Brasil

No Brasil, a utilização da transmissão CC em tensão superior a 600 kV tem sido cogitada desde o final dos anos 70, para transmissão de energia de grandes hidrelétricas na Amazônia até os grandes centros de carga, nas regiões Sudeste/Sul e Nordeste do país [3]. O país foi pioneiro na tensão CC de 600 kV, no projeto de Itaipu.

Além disso, já licitou outro sistema em 600 kV para transmissão da energia produzida pelas usinas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), que se encontram em fase de construção.

O uso de tensão CC em 800 kV deverá ser seriamente considerado para a transmissão de energia de outras hidrelétricas na Amazônia para os centros de carga no Sudeste e Nordeste do país.

Neste sistema integrado, a definição de subestações coletoras, de sistemas receptores e de atendimento regional é primordial para aproveitamentos que se localizam em regiões remotas e que não possuem carga suficiente para absorver toda geração disponível. A subestação coletora deverá estar colocada em ponto estratégico, onde o custo total (investimentos + capitalização das perdas) seja o menor possível e, de preferência, onde haja infraestrutura. A possível evolução deste sistema para a configuração de multiterminais também deve ser considerada.

Custos e economia

No cenário de evolução tecnológica constante, a partir do final da década de 1970, começaram a ser estudados projetos para transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias, para os quais a análise econômica indicava a necessidade de se dispor de sistemas CCAT com tensões acima de 600 kV. Esta análise econômica, baseada na consideração dos custos totais, incluindo os custos de investimentos e os custos capitalizados das perdas, indicava que, para maiores blocos de energia e maiores distâncias, a tensão econômica aumenta, devido à redução quadrática das perdas e seus respectivos custos, como se pode verificar nas ilustrações apresentadas nas figuras 8 e 9, a seguir [4].

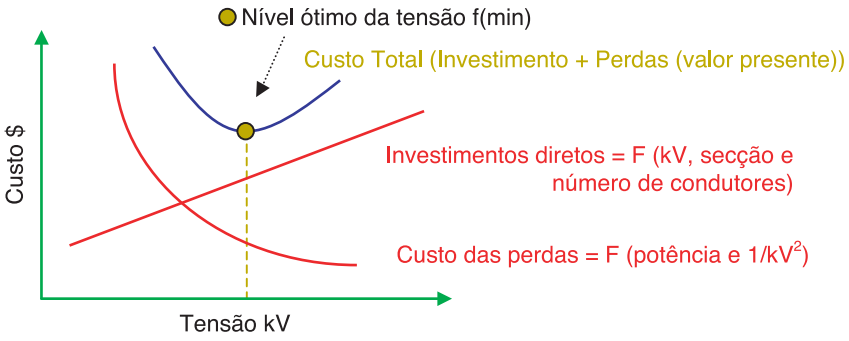


Figura 8: Escolha da tensão ótima: investimentos diretos + perdas [4]

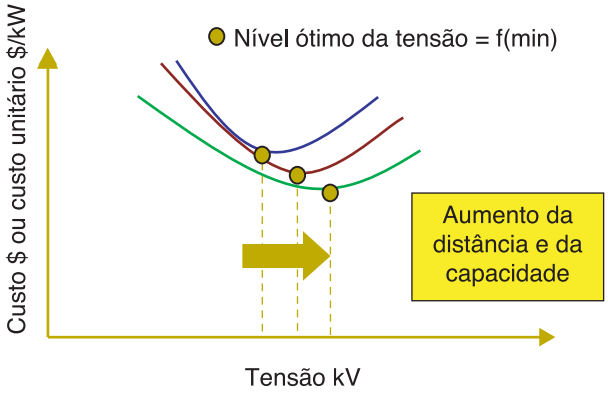


Figura 9: Tensão ótima em função do crescimento da potência transmitida e da distância[4]

Com o objetivo de justificar a escolha da tensão CC em 800 kV, diversos artigos analisados, desenvolvidos pela ABB, que enfocam também outros aspectos destes sistemas, mostraram resultados de análises econômicas para diversas alternativas de transmissão de energia a longa distância [2], [6]. Alguns destes resultados são apresentados a seguir, nas figuras 10, 11 e 12, com o objetivo de, eventualmente, permitir aferição de cálculos de custos, se se fizer necessária.

Transmissão de 6.400 MW a 1.800 km

Alternativas em 800 kV CA, 600 kV CC e 800 kV CC; Valor das perdas: 1.400 U$/kW. Ver figura 10.

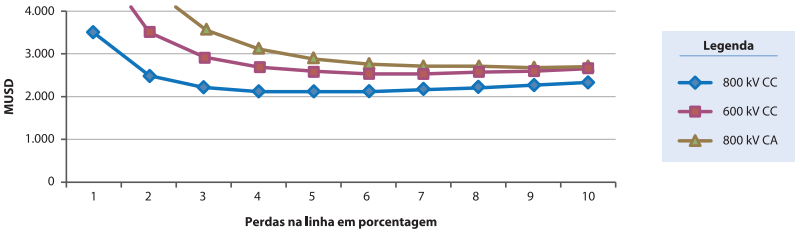


Figura 10: Custos x perdas (%) para sistema em 800 kV CC, 6.400 MW, 1.800 km [1]

Transmissão de 12.000 MW a 2.000 km

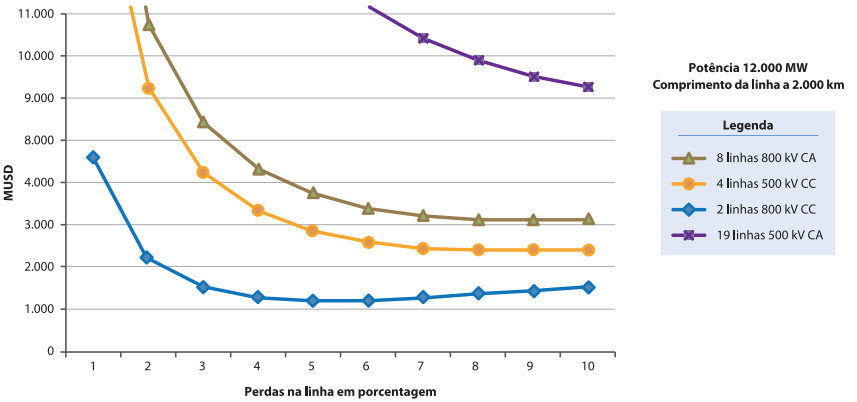


Figura 11: Custos x perdas (%) para sistema em 800 kV CC, 12.000 MW, 2.000 km [2]

Transmissão de 19.200 MW a 1.800 km e de 6.400 MW a 1.800 km
Alternativas em 600 kV CC e 800 kV CC.

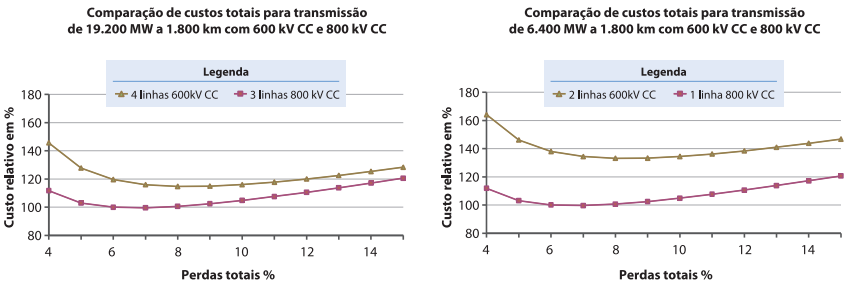


Figura 12: Custos x perdas (%) para sistemas em 600 kV CC e 800 kV CC; 19.200 MW e 6.400 MW; 1.800 km [6]

A brochura desenvolvida pela força tarefa JWG-B2/B4/C1.17 do CIGRÉ sobre *Impacts of HVDC lines on the Economics of HVDC Projects* apresenta uma análise bem mais aprofundada de custos dos sistemas CCAT, e seus resultados podem servir de referências para estimativas de custos em estudos de transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias [14].

Os principais resultados de interesse neste sentido são apresentados a seguir, nas figuras 13, 14 e 15 e tabela 2.

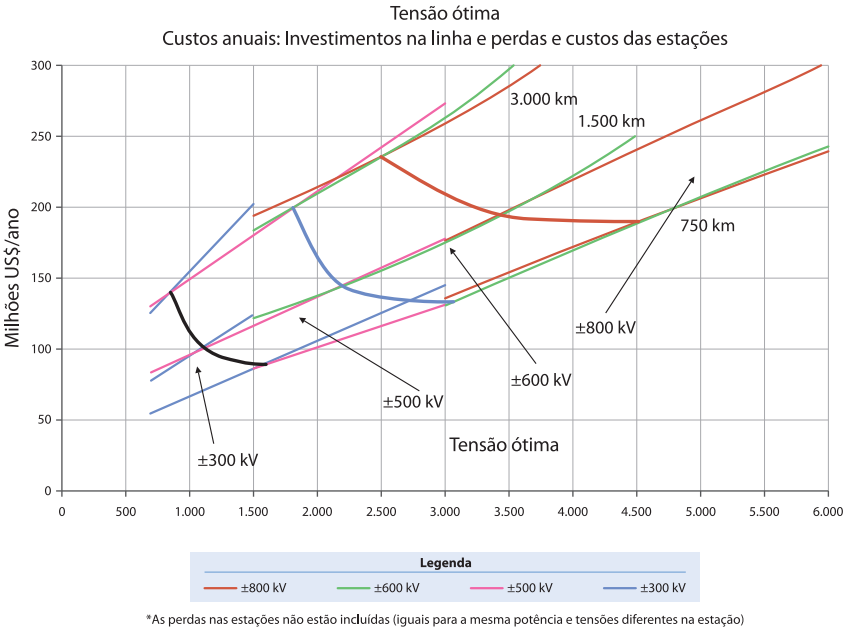


Figura 13: Tensão ótima como função da potência da estação conversora e do comprimento da linha [14]

Esta figura permite a identificação da denominada tensão ótima de transmissão CC para quatro tensões de transmissão (300 kV, 500 kV, 600 kV e 800 kV) e três comprimentos diferentes de linhas (750 km, 1500 km e 3.000 km). Notar que os custos estão em valores anuais.

A tabela 2 resume as fronteiras entre as tensões consideradas na figura 16.

Tabela 2: Fronteiras entre tensões da figura 13 [14]

Voltagem (kV)	Para 750 km	Para 1,500 km	Para 3,000 km
+300	<1.550 MW	<1.100 MW	<850 MW
+500	1.550 – 3.050 MW	1.100 – 2.200 MW	850 – 1.800 MW
+600	3.050 – 4.500 MW	2.200 – 3.400 MW	1.800 – 2.500 MW
+800	>4.500 MW	>3.400 MW	>2.500 MW

A figura a seguir apresenta a participação percentual das diversas parcelas nos custos, para as quatro tensões, no caso de uma linha de 1.500 km.

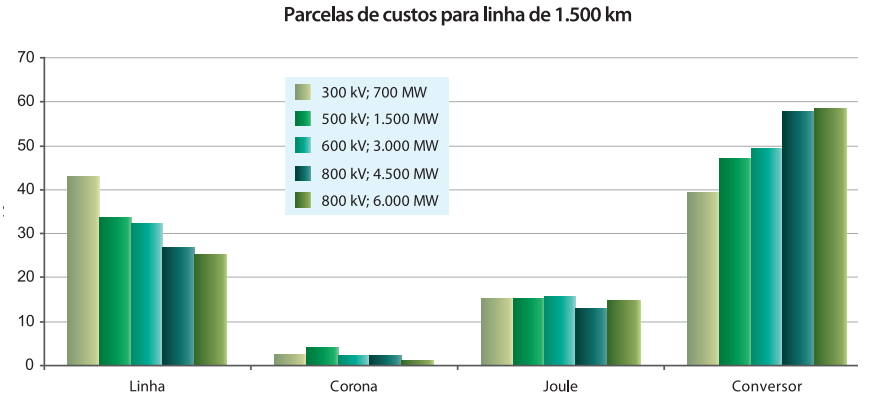


Figura 14: Participação porcentual nos custos para comprimento de linha de 1.500 km [14]

As curvas a seguir apresentam a participação porcentual dos custos da estação e da linha, em função da potência transmitida, para os diferentes comprimentos de linha.

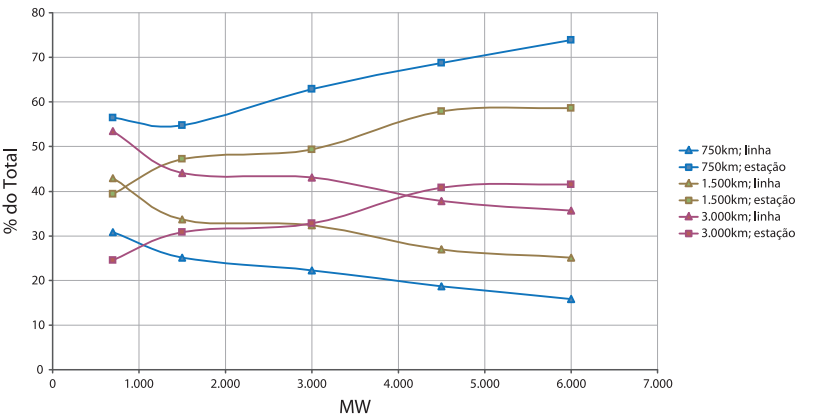


Figura 15: Participação porcentual dos custos das estações e das linhas em função da energia transmitida e comprimento da linha [14]

Interação com os sistemas CA (aspectos sistêmicos)

Uma das principais questões a serem resolvidas com relação aos sistemas de transmissão transportadores de grandes blocos de energia a longas distâncias é seu impacto nos sistemas CA receptores, uma vez que qualquer distúrbio nos sistemas CC pode ter forte repercussão no desempenho dos sistemas conectados [5]. Aspectos importantes a serem considerados se relacionam com a Confiabilidade, o Controle e Proteção e os Serviços Auxiliares do sistema CC.

Do ponto de vista da confiabilidade, é de grande importância uma concepção estratégica das estações conversoras, estabelecendo configuração dos conversores e arranjo da estação de maneira adequada. Quanto ao Controle e Proteção, devem ser desenvolvidos considerando as referidas alterações na estratégia das estações e o desempenho do sistema integrado CC/CA durante regime permanente e na ocorrência de solicitações transitórias e dinâmicas. Neste cenário, ressaltam-se o paralelismo de polos e bipolos, critérios de sobrecarga, aplicações de chaves de alta velocidade (HSS – *High Speed Switches*), controle de sobretensões transitórias e dinâmicas, operação em tensão reduzida e com grande impacto na filosofia de controle, as falhas de comutação associadas às faltas nos sistemas CA conectados.

Quanto aos Serviços Auxiliares, deve-se garantir a redundância necessária para que o desempenho do sistema como um todo não seja afetado por alguma falta menor nestes.

A análise crítica e direcionada do material técnico analisado sobre estes assuntos permite que sejam ressaltadas as seguintes soluções e sugestões:

Confiabilidade e disponibilidade

Paralelismo entre sistemas CC e CA [2], [6]

Neste caso, quando o sistema CC transporta a grande maioria da potência, e o sistema CA é utilizado para alimentar parte da carga, podem ser utilizadas, para o sistema CA, as três alternativas apresentadas na figura 16.

A alternativa 1 corresponde a uma linha CA paralela, que pode ser usada para alimentar cargas ao longo da rota do sistema paralelo. A viabilidade desta solução depende principalmente do porte das cargas alimentadas pela linha CA e, no caso de alimentação de cargas pequenas, pode ser mais influenciada por aspectos políticos e sociais do que econômicos.

A alternativa 2, que considera duas linhas CA não síncronas, cada uma conectada a um dos sistemas conectados pela linha CC, pode ser mais econômica que a alternativa 1, mas pode apresentar maiores limitações operativas e de inserção regional.

A alternativa 3 é similar à alternativa 2, mas empregando sincronização por meio de um sistema CC *back-to-back*. Na figura, o *back-to-back* é apresentado no meio da linha, mas pode ser localizado em local mais estratégico, inclusive junto a um dos sistemas interligados, emissor ou receptor, como feito no caso da transmissão do Rio Madeira, onde está junto ao sistema emissor.

É interessante comentar que, dependendo das características específicas da aplicação, um sistema multiterminal CC também poderia ser considerado como alternativa competitiva nesta situação.

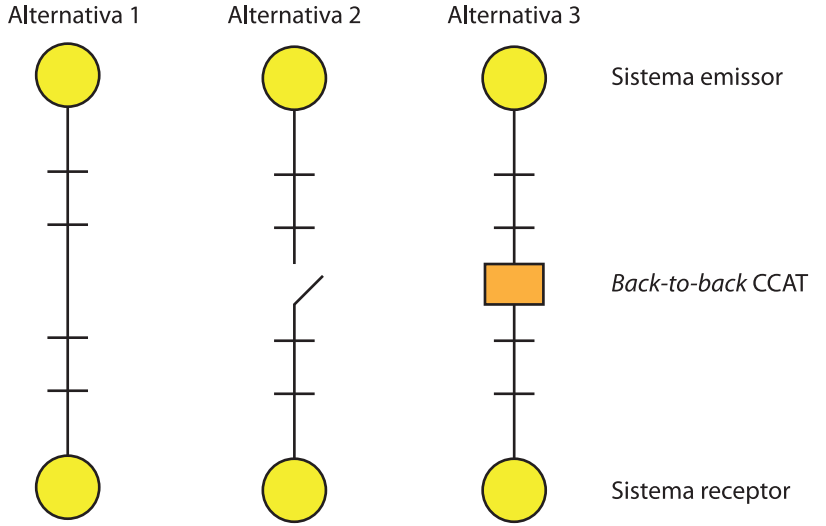


Figura 16: Possíveis configurações para o sistema CA em paralelo com o CC [2]

Configurações alternativas para os conversores na estação CC para diferentes potências transmitidas em 800 kV

Apresentadas na figura 17, para potência variando de 3.000 MW a 9.000 MW.

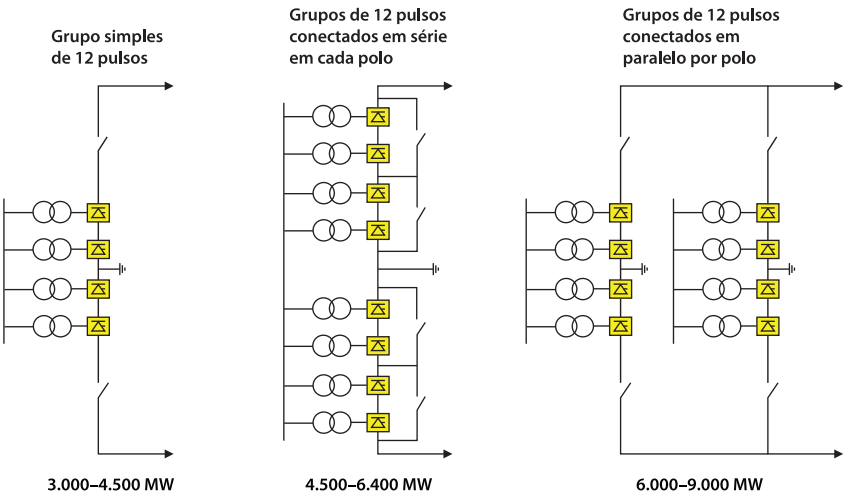


Figura 17: Configurações para os conversores na estação em 800 kV em função da potência transmitida [20]

Arranjo da casa de válvulas

Há indicações, para potência na faixa de 6.000 MW a 6.400 MW, de ser melhor o uso de polo com dois conversores de 12 pulsos (como em Itaipu). Por questões relacionadas à confiabilidade, sugere-se que as chaves de desconexão e o disjuntor de *by-pass*, apresentados na figura 18, também sejam encapsulados na casa de válvulas.

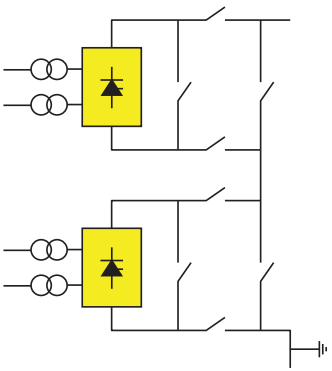


Figura 18: Conversores e chaves de desconexão e de desvio (*by-pass*) [6]

Critérios de projeto relacionados à confiabilidade

Duas informações interessantes foram acessadas:

- *Sugestão de índices de indisponibilidade da transmissão CC, baseados em levantamento efetuado nos relatórios de desempenho dos sistemas CC do CIGRÉ.*

Apresentada na tabela 3, a seguir.

Tabela 3: Sugestão de metas de projeto para disponibilidade de sistema CC em 800 kV [4]

Sumários de metas operacionais e de projeto para a disponibilidade de esquemas CCAT	
Disponibilidades total de energia em esquemas CCAT (registros de 10 anos) considerando: a) desempenho total; b) excluindo falhas em transformadores	a) 98,5% b) 99,5%
Indisponibilidade forçada de energia – Valores a especificar	0,5% (ou 99,5% de disponibilidade)
Indisponibilidade programada de energia – Valores a especificar	1% (ou 98,5% de disponibilidade considerando saídas forçadas e programadas

- *Avaliação do impacto da adoção de critérios mais rígidos do que os de sistemas em operação.*

Em trabalhos apresentando desenvolvimentos nos sistemas CC em 800 kV pela ABB, foi sugerida a adoção de critérios mais rígidos para as taxas de saída forçada, do que o exigido de sistemas recentemente construídos e colocados em operação, de tensão mais baixa. Para a indisponibilidade de energia por saídas forçadas (*Forced Energy Unavailability*), foi utilizado o mesmo indicador apresentado na tabela anterior: 0,5%. [2], [6].

A tabela 4, a seguir, apresenta os critérios sugeridos, comparando-os com os utilizados na transmissão de Três Gargantas, indicando as ações que devem ser tomadas para conseguir estes novos valores. Estas ações, relacionadas com a configuração dos conversores e arranjo da estação, controle e proteção e serviços auxiliares, estão incluídas naquelas apresentadas mais adiante neste item do relatório.

Tabela 4: Critérios para taxas de saídas forçadas e disponibilidade [2]

Taxas de saídas forçadas	**3GS**	**6.400 MW**
Saídas simples de polo por ano	5	4
Saídas de bipolo por ano	0,10	0,05
Disponibilidade		
FEU (indisponibilidade por saídas forçadas)	0,5%	0,5%

A partir desta tabela, indica-se a necessidade de se inserir sérias melhoras na prática utilizada para tensões CC até 600 kV. Comenta-se que as modificações para obtenção de 4 saídas forçadas de polo por ano, em vez de 5, podem ser consideradas moderadas. Mas a alteração sugerida quanto às saídas anuais de bipolo significam um grande salto tecnológico. Para que isto seja obtido, a palavra chave é "separação". Separação entre os grupos conversores e principalmente entre polos: os dois polos devem ser vistos praticamente como duas estações, embora estejam vizinhos.

São também apresentados comentários sobre "faltas na linha CC", uma vez que a frequência das faltas na linha depende do comprimento da linha. Faltas bipolares só ocorrem em situações extremas, mas são raras. A maioria das faltas nas linhas de polo é facilmente aberta em alguns poucos períodos através do retardo nos disparos dos tiristores das estações conversoras e posterior recuperação da transmissão. Durante o retardo, o polo não faltoso é usado para compensar a perda de potência no polo faltoso. Em raras ocasiões, o polo linha fica desligado por longos períodos e somente se recupera após poucas horas. O tempo necessário para manutenção neste caso deverá ser somado à indisponibilidade da linha.

Para alguns sistemas CC, arranjos especiais foram introduzidos para aumentar a disponibilidade de potência: em Inga Shaba – há previsão de se utilizar, em emergência, configuração como os dois conversores do polo em paralelo, há possibilidade de toda potência ser transmitida por um polo linha e há instalação de estações de chaveamento ao longo da linha; em Itaipu – na perda de um bipolo, os conversores podem ser colocados em paralelo com o outro, e a linha carrega o dobro da potência de um bipolo.

Ações sugeridas para aumento da confiabilidade

Como comentado anteriormente, as ações apresentadas a seguir incluem aquelas sugeridas nos trabalhos da ABB nos quais se apresentaram os critérios da tabela acima [2], [6].

No geral, se ressalta a importância da utilização de capacidade de sobrecarga, para permitir que se mantenha a capacidade da transmissão no caso da perda de um polo. Os estudos de confiabilidade na fase de planejamento devem reconhecer a frequência e duração das faltas: nas linhas – monopolar ou bipolar, permanente ou transitória; nas estações – equipamento crítico, possibilidades de chaveamento, unidades de reserva; fator de carga do elo CC. A capacidade de potência de cada polo linha nas condições de emergência e a capacidade de sobrecarga das estações conversoras devem ser consideradas nestes estudos. A operação com a linha CC em tensão reduzida também é uma estratégia importante para aumentar a disponibilidade de energia.

No caso de muitos sistemas CC chegando a regiões próximas do sistema CA, na situação caracterizada como *multi-infeed* (múltipla alimentação), deve-se tomar cuidado especial durante os estudos e o projeto. Deve-se incluir nas análises a verificação dos impactos nos sistemas CA resultantes de saídas transitórias e permanentes de grandes blocos de energia, enfocando cuidadosamente os principais problemas associados: as sobretensões e a variação de frequência, no caso de perda de polo ou bipolo. No caso do polo, a amplitude destes problemas vai depender da sobrecarga no polo remanescente.

Especificamente, sugere-se:

Quanto à configuração de conversores e arranjo da estação

Com chaveamento adequado, pode-se garantir que a perda de um grupo conversor não resulte em perda do polo. (Se o polo tem dois conversores em série). Atenção especial ao neutro CC – sugere-se a adoção de neutros separados e independência entre estes no que se relaciona à manutenção e proteção e controle. Evitar que faltas (contingências) simples ou duplas resultem em perdas de bipolo.

Quanto ao controle e proteção

Independência total do controle dos polos e mínima interação entre grupos de cada polo. Idealmente, o bipolo deve ser visto como dois monopolos separados. O mesmo vale para o pátio CA.

Com relação às falhas de comutação devido às faltas nos sistemas em CA conectados aos inversores CC

Atuar no controle de disparo das válvulas para reduzir o risco de ocorrência das falhas de comutação. Nos trabalhos apresentados pela ABB, comenta-se que o novo sistema de disparo desenvolvido permite que o sistema possa retomar a operação logo que a tensão CA permita, mesmo que a tensão CC tenha ficado nula por longo tempo e que, nestas condições, o sistema se recupera em tempo da ordem de alguns milissegundos.

Quanto aos sistemas auxiliares

Separação total entre os serviços auxiliares de cada polo ou grupo. Assim como para o controle e proteção dos serviços auxiliares, sistema de refrigeração das válvulas e proteção contra incêndio.

Estações conversoras e equipamentos

Projeto da estação

São enfocados principalmente o arranjo da estação, a concepção da casa de válvulas (buscando evitar problemas com dimensões e pesos de equipamentos, principalmente dos transformadores conversores) e aumentar a confiabilidade.

A questão do ruído audível também é tratada.

A maioria dos artigos apresentando detalhes dos sistemas CC em 800 kV é de equipes da ABB, descrevendo o que foi feito pela empresa para tornar viável a construção de sistemas neste nível de tensão [1], [6], [20].

Devem-se salientar os seguintes aspectos:

Casas de válvulas

Uma questão levantada foi quanto à utilização de quadriválvulas (como em Itaipu) ou biválvulas (como em Três Gargantas).

As quadriválvulas apresentam vantagens: resultam em menores casas de válvulas e, consequentemente, menores custos de obras civis; requerem

metade do número de secções de suspensão das válvulas, causando também decréscimos em custos. No caso da ABB, apresentou-se um novo módulo, 50% mais compacto para tiristores com 6. Considerando capacidade de 6.400 MW, a solução para os transformadores conversores leva ao uso de transformadores monofásicos de 2 enrolamentos, devido ao peso e limitações de transporte. Estes transformadores devem ser instalados nos dois lados da casa de válvulas, com suas buchas atravessando a parede, o que simplifica o arranjo de barramentos dentro da casa.

A figura 19 apresenta um esquema conceitual da estação.

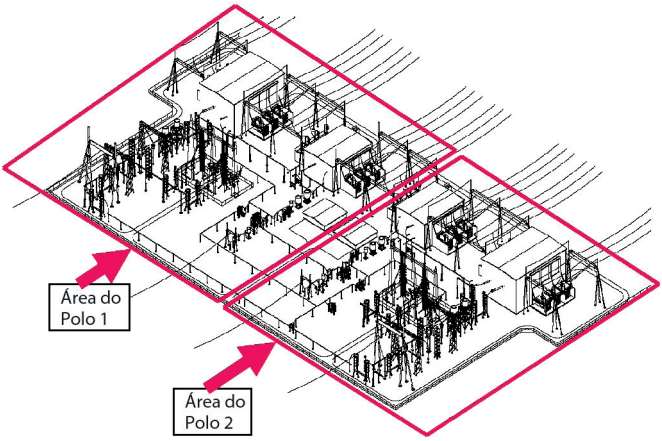


Figura 19: Esquema conceitual de estação conversora para 800 kV CC [1]

Pátio CC encapsulado *indoor*

Ideia para locais com alto nível de poluição ou nos quais o nível de poluição é incerto. Se houver risco de terremotos, reforça-se mais esta solução.

Há experiências em andamento: o pátio CC em Zhenping (estação receptora da linha Três Gargantas – Changzhou em 500 kV CC), com resultados muito bons. Na proposta para a tensão de 800 kV, considera-se somente a parte em 800 kV encapsulada, enquanto que a parte em 400 kV fica ao tempo. Há necessidade de arranjos especiais para controlar as perdas por dissipação no reator de alisamento a núcleo de ar. Ver figura 20.

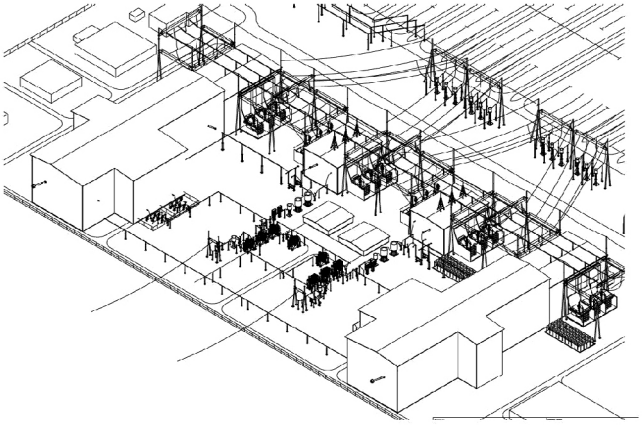


Figura 20: Esquema conceitual de estação conversora CC em 800 kV com parte do pátio CC encapsulada [1]

Ruído audível

É um assunto cada vez mais importante, devido ao licenciamento ambiental, com requisitos cada vez mais rigorosos.

As estações em 800 kV têm muito mais fontes de ruídos do que as estações com tensão menores, devido a requerer muito mais transformadores conversores, um número maior de bancos de filtros etc.

Algumas soluções: transformadores conversores contidos em boxes, independentemente do arranjo da casa de válvulas. Com ventiladores de baixo ruído em seu sistema de refrigeração. Reatores de Alisamento de núcleo de ar, com anteparos acústicos na parte inferior e na parte superior. Capacitores dos filtros CA e CC com amortecimento acústico. Reatores dos filtros CA: baixa densidade de corrente e projeto mecânico cuidadoso. Se necessário, uso de anteparos acústicos. Refrigeração das válvulas/ condicionamento de ar: Ventiladores de baixo ruído. Se necessário, uso de amortecedores acústicos.

A ABB apresentou um sistema de simulação 3D desenvolvido, com precisão de 2 dB. Um exemplo citado de limite requerido nas fronteiras da estação é de 50 dB (usado nas simulações). Uma saída é apresentada na figura 21.

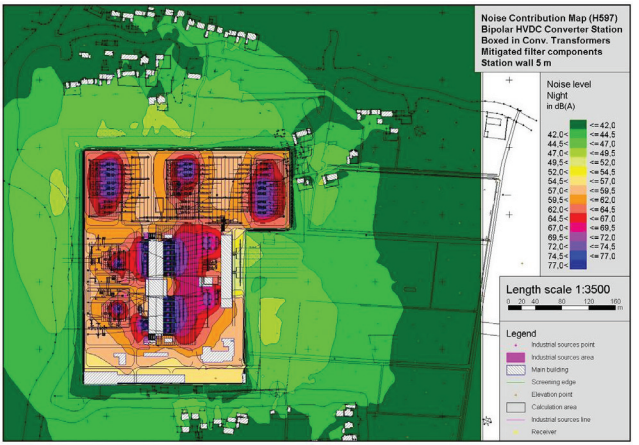


Figura 21: Resultado de simulação para estudos de ruído audível [1]

Equipamentos (principais)

A maioria das informações, também neste caso, foi encontrada em trabalhos da ABB, em seus esforços de P&D para desenvolver e testar equipamentos a 800 kV CC, para potência de 6.000 MW [2], [6], [20].

No geral, o foco é colocado nos equipamentos conectados à tensão de polo, como indicado na figura 22.

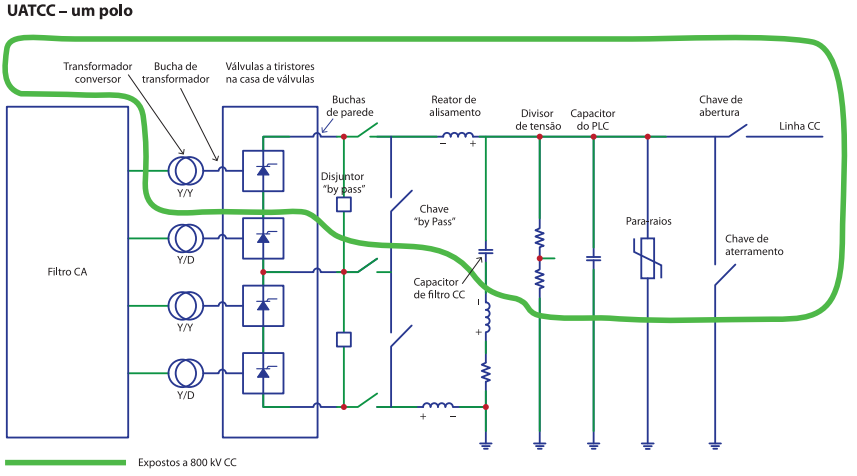


Figura 22: Equipamentos conectados ao polo numa estação conversora em CC [1]

Especial atenção é dada a transformadores conversores, buchas e isolação externa. Afirma-se que a maior diferença com os equipamentos dos sistemas em CA é a necessidade de gradação (*grading*) adequada da tensão CC. A solução é usar componentes modulares com gradação adequada, efetuada por meio de resistor para tensões CC e capacitor para componentes de tensão CA e transitórios. Se isto for bem feito, praticamente não haverá diferença entre 500 kV CC e 800 kV CC.

A solução do problema se torna mais complicada para isolação óleo/papel. Neste caso, a gradação da componente CC não pode ser efetuada fisicamente por intermédio de resistor, havendo necessidade do uso de outros métodos. Para os equipamentos instalados no pátio ao tempo, devido à poluição, chuva, nevoeiro, é muito importante a coordenação entre a gradação interna e a externa. Se esta for mal feita, pode haver dano aos isoladores por causa de solicitações radiais de tensão. No caso de buchas e isoladores, o foco é dirigido para as distâncias de escoamento e utilização de materiais hidrófobos (repelentes à água).

Níveis de testes

Comparativamente aos níveis menores de tensão, em 800 kV é econômico gastar mais no controle das solicitações esperadas e, se necessário, revisar as margens de isolação. Há diversas pesquisas relacionadas aos níveis de testes. Uma percepção importante se relaciona aos grandes benefícios obtidos com a divisão do reator de alisamento em duas partes, sendo uma instalada no polo e outra no neutro. As diversas pesquisas levaram a praticamente resultados iguais. Ver tabela 5, a seguir.

Tabela 5: Níveis de testes para os principais equipamentos [1]

Níveis de teste (kV)						
Equipamento		**SI**	**LI**	**CA**	**CC**	**CC polaridade reversa**
Transformador – lado válvula		1.518	1.744	900	1.250	970
Bucha do transformador – lado válvula		1.518	1.744	900	1.250	970
Válvula com múltiplos tiristores, topo à terra		1.518	1.800	NA	1.040 (3h)	NA
Bucha de parede		1.518	1.800	1.000 (um minuto)	1.235	1.030
Reator de alisamento:	entre terminais	NA	2.160/n	NA	NA	NA
	à terra	1.546	1.950	NA	NA	NA

Coordenação de isolamento

Dos estudos da ABB, pode-se ressaltar:

Esquema de proteção para controlar as solicitações: para-raios com características mais avançadas (mais modernos) e número maior que os sistemas CCAT atuais, localizados em pontos chave da configuração; divisão do reator de alisamento em dois.

Utilização de margens menores na coordenação de isolamento. Outro estudo de empresa consultora internacional, não tão detalhado, recomenda que sejam mantidas as margens de 20%. Resultados dos estudos da ABB são apresentados na tabela 6.

Tabela 6: Resultados de estudos de coordenação de isolamento [6]

Margem de isolamento			
Tipo de isolação	**Óleo**	**Ar**	**Válvulas[1]**
Surtos atmosféricos	20%	20%	10%
Surtos de manobra	15%	15%	10%

[1] Entre terminais de uma válvula

Níveis de proteção (kV)		
Localização	**Manobra**	**Atmosférico**
Transformador conversor – lado válvula	1.410	1.442
Reator alisamento – entre terminais	NA	1.800
Reator alisamento – à terra	1.382	1.522
Válvula a tiristores – entre terminais	405	386
Válvula a tiristores – do topo à terra	1.381	1.412
Barramento CC – lado linha	1.382	1.592

Níveis de teste (kV)					
Equipamento	**SI**	**LI**	**CA**	**CC**	**CC** Polaridade Reversa
Transformador – lado válvula	1.622	1.731	900	1.250	970
Bucha do transformador – lado válvula	1.622	1.731	900	1.250	970
Válvula com múltiplos tiristores, topo à terra	1.589	1.692	NA	1.040 (3h)	NA
Bucha de parede	1.589	1.692	1.000 (um minuto)	1.235	1.030
Reator de alisamento: entre terminais à terra	NA 1.590	2.160/n 1.827	NA NA	NA NA	NA NA
Não porcelana, equipamento conectado ao barramento CC	1.590	1.911	1.000 (um minuto)	NA	NA
Porcelana, equipamento conectado ao barramento CC	1.590	1.911	NA	NA	NA

Isoladores da estação

É importante a utilização dos isoladores compostos poliméricos (*composite insulators*). O uso de suas propriedades repelentes à água faz com que as dimensões 800 kV CC sejam mais ou menos iguais as de porcelana para 500 kV CC. Ver figura 23.

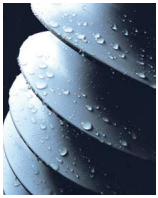


Figura 23: Isolador composto com propriedades hidrofóbicas [19]

Transformadores conversores

Problema da gradação pode ser solucionado de maneira similar à usada para os equipamentos divididos em módulos, dividindo os volumes sujeitos às solicitações por meio de barreiras celulósicas.

Adoção de métodos de projeto específicos para CC, em vez de adaptação de métodos de CA.

Protótipo foi testado para níveis de suportabilidade de tensão operativa de 1.250 kV CC e 900 kV CA. Passou nos testes. Ver figura 24, a seguir.

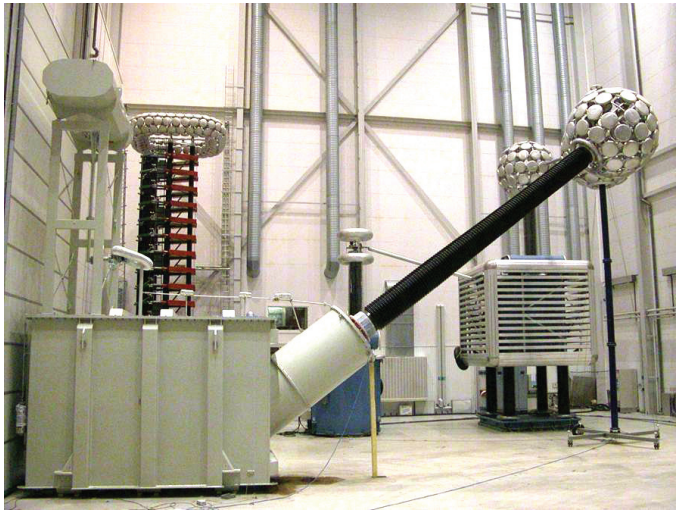


Figura 24: Transformador conversor monofásico com dois enrolamentos [1]

Buchas de transformadores do lado da válvula

Bastante uso da experiência.
Testes com: CC 1.456 kV e CA 1.032 kV.
Ver figura 25.

Figura 25: Bucha de transformador do lado da válvula em teste [1]

Informações sobre transformadores conversores da Siemens [16].
Ver figura 26.

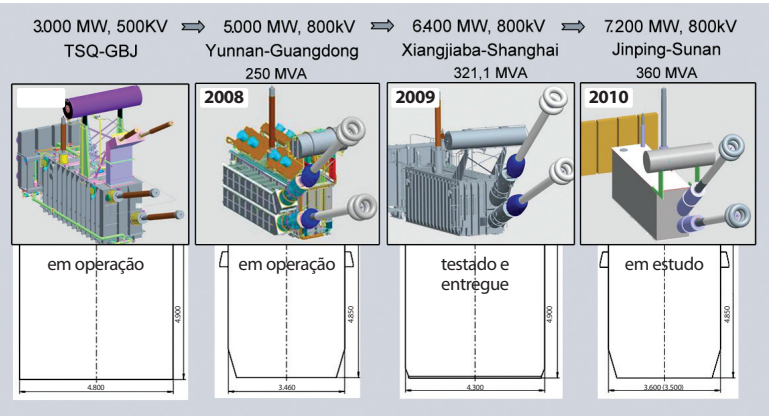


Figura 26: Evolução dos transformadores conversores - Siemens [16]

Buchas de parede (das válvulas)

Projetadas e construídas. Ver figura 27.

Figura 27: Bucha de parede para 800 kV CC [20]

Outros equipamentos conectados ao polo

Para-raios de polo (ver figura 28); capacitor de (filtro) de rádio interferência; chave de desconexão de polo; divisor de tensão; disjuntor de desvio (*by pass*).

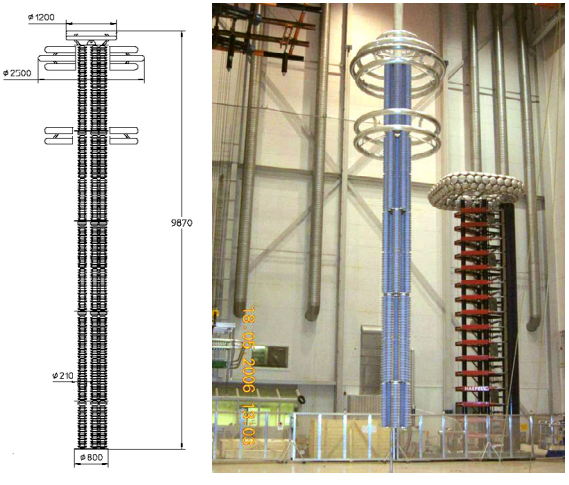


Figura 28: Para-raios de polo em 800 kV CC [20]

Linhas de transmissão CC

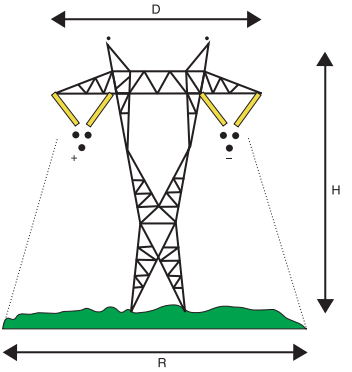
A evolução das linhas de transmissão em CC segue um caminho diferenciado com relação à evolução das estações conversoras, uma vez que tratam de tecnologias fortemente específicas. Neste contexto, os sistemas de transmissão em CC apresenta uma certa analogia com os sistemas de transmissão em CA, mas tendo diferenças fundamentais, dentre as quais se ressaltam a maior complexidade das estações conversoras (em relação às subestações em CA) e das características das solicitações elétricas impostas aos seus equipamentos e componentes.

Aspectos importantes a serem considerados para os sistemas CC em 800 kV são: dimensões e faixa de servidão; e projeto elétrico das linhas de transmissão [4], [7], [9].

Dimensões e faixas de servidão

Além da análise econômica, outro aspecto importante para as linhas de transmissão é a obtenção da licença ambiental e, neste sentido, os relatórios necessários para construir e operar uma nova linha. Esta questão requer tempo e recursos, implicando custos. Assim, a concentração de mais potência em menos projetos trará vantagens, como se pode ver a seguir.

Na figura 29, apresenta-se uma comparação de dimensões e faixas de servidão de linhas CC em 500 kV, 600 kV e 800 kV. Com base nestes valores, e nas diferenças entre estes, pode-se verificar que, para a faixa de potência na qual a tensão de 800 kV é mais econômica, o número maior de linhas necessário para as tensões menores facilmente levará a dimensões globais maiores que a transmissão em 800 kV. Esta é uma vantagem importante da tensão de 800 kV.



kV	D (m)	H (m)	R RoW (m)
500	13	47	65
600	15	51	80
800	20	58	100

Figura 29: Distâncias elétricas da transmissão CC para 500 kV, 600 kV e 800 kV [4]

Projeto elétrico das linhas de transmissão

Nos estudos efetuados a partir do final dos anos 70, os principais aspectos considerados de importância para as linhas de transmissão em CC com tensões superiores a 600 kV foram: desempenho quanto ao efeito corona; desempenho da isolação a ar; desempenho dos isoladores. A grande questão relacionada a estes temas é basicamente o seu desempenho em função das condições ambientais, tais como os níveis de poluição e seu tipo; as condições de umidade e de nebulosidade locais, para citar as mais importantes. Os objetivos básicos são o entendimento de seu impacto na confiabilidade da linha e a determinação de procedimentos para obtenção dos maiores índices de confiabilidade possíveis. Algumas considerações relevantes sobre o desempenho nestas condições são apresentadas a seguir.

Desempenho quanto ao efeito corona

Com relação ao desempenho quanto ao efeito corona em CA e CC, são considerados, em geral, os seguintes fenômenos: perdas corona; radio interferência (RI) e ruído audível (RA). Nos sistemas de transmissão em CC também são importantes os campos elétricos ao nível do solo e as correntes iônicas.

Desempenho da isolação a ar e desempenho dos isoladores

Também são bastante diferentes dos sistemas em CA, dependendo largamente das solicitações elétricas contínuas e da polaridade da linha considerada.

Fontes de dados e Informações

Como já citado, diversas pesquisas foram efetuadas para os sistemas em CC, enfocando tensões até 1.200 kV. Há os resultados de pesquisas efetuadas pela BPA para o EPRI, para tensão de ± 600kV, cujos resultados foram publicados no livro "verde" (*Transmission Line Reference Book HVDC to ± 600kV*), que tem sido usado como guia para projeto de linhas CCAT até o referido nível de tensão. Há as pesquisas posteriores patrocinadas pelo EPRI e conduzidas pelo IREQ (*Institute de Recherche d'Hydro Quebec*, no Canadá), a partir do final dos anos 1970, para tensões até 1.300kV indicando viabilidade de linhas até ±

1.200kV, o que foi confirmado mediante testes de ± 1.200kV realizados nas instalações do projeto UAT em Lennox (EUA), modificadas para permitir pesquisas na faixa de tensões ± 600 a ± 1.500kVcc. Nesta pesquisa, muitos dados e informações foram levantados sobre o desempenho quanto ao efeito corona, considerando alternativas com 4, 6 ou 8 subcondutores por polo, para tensões de 750 kV, 900 kV e 1.050 kV. Com isto, foi possível determinar fórmulas empíricas para estimativa das perdas corona, radiointerferência, ruído audível, campo elétrico ao nível do solo e ambiente iônico.

Estes dados e informações podem servir de base para o projeto de linhas CC em 800 kV, a partir de aperfeiçoamentos e ajustes efetuados para levar em conta as condições específicas atuais de cada aplicação. Além disso, devido às grandes variações encontradas nas condições ambientais, podem-se justificar ações de P&D complementares. Muita informação pertinente também está disponível na brochura desenvolvida pela força tarefa JWG-B2/B4/C1.17 do CIGRÉ sobre *Impacts of HVDC lines on the Economics of HVDC Projects* [14].

Testes e instalações para testes

Com relação aos testes de equipamentos das estações conversoras CC em 800 kV, devem ser citadas as instalações de testes desenvolvidas pelos principais fabricantes envolvidos no projeto, construção e comissionamento de estações conversoras, assim como a adaptação de laboratórios efetuada na China para permitir testes neste nível mais elevado de tensão.

No material encontrado e analisado, podem ser ressaltados testes e instalações para testes das empresas ABB, Siemens e instalações específicas para testes de válvulas, da empresa Areva e instalações localizadas na China [1], [16], [17], [18], [19]. A seguir, uma visão sucinta destas.

Dos diversos artigos e trabalhos apresentados pela ABB relacionados a ações de P&D associadas à tensão CC 800 kV, podem-se ressaltar:

- **TRANSFORMADORES CONVERSORES**
  Foi efetuado teste em protótipo considerando os seguintes níveis de suportabilidade da tensão de operação: 1.250 kV CC e 900 kV CA. O protótipo passou nos testes.

- **BUCHAS DE TRANSFORMADORES**

- **Outros equipamentos conectados ao polo em 800 kV**
  Para-raios de polo; capacitor de (filtro) de rádio interferência; chave de desconexão de pólo; divisor de tensão; disjuntor de desvio (*by pass*).

- **Teste de longo prazo *(Long Term)***
  Energizado a 855 kV, pelo menos meio ano.
  Simulação da temperatura de 60 °C na casa de válvulas.

Uma apresentação efetuada pela Siemens e Trench em colóquio do CIGRÉ, em 2008, sobre o projeto e o teste de equipamentos em 800 kV CC.

Deste artigo, podem ser ressaltados:

- **Uso de isoladores compostos e testes associados.**
- **Testes das chaves de desconexão e de desvio (*by pass*).**
- **Testes do reator de alisamento de núcleo de ar.**
- **Testes das buchas dos transformadores conversores.**
- **Testes dos transformadores conversores.**
- **Valores das tensões de teste.**

Apresentados na tabela 7, a seguir.

Tabela 7: Valores das tensões de teste [20]

Os valores de testes e suportabilidade dos equipamentos dos conversores foram calculados com base em normas IEC e estão resumidos na tabela a seguir

Valores de teste de projeto	Transformador 800 kV lado válvula	Bucha de transformador, 800 kV – lado válvula	Bucha de Parede CC	Equipamento em 800 kV do pátio CC
Nível de proteção a impulso de manobra	1.344 kV	1.344 kV	1.344 kV	1.330 kV
Suportabilidade de tensão à impulso de manobra	1.600 kV	1.760 kV	1.600 kV	1.600 kV
(Relação SIPL/SIWV)	1,19	1,31	1,19	1,20
Nível de proteção à impulso atmosférico	1.344 kV	1.344 kV	1.344 kV	1.579 kV
Suportabilidade de tensão à impulso atmosférico	1.800 kV	1.900 kV	1.800 kV	1.950 kV
(Relação LIPL/LIWV)	1,34	1,47	1,34	1,23
Tensão de teste de suportabilidade CA	905 kV	1.054 kV	NA	NA
Tensão de teste de suportabilidade CC	1.250 kV	1.455 kV	1.200 kV	1.200 kV
Tensão de teste de polaridade reversa	965 kV	1.124 kV	1.000 kV	1.000 kV

De uma apresentação da Siemens sobre transformadores conversores [16]. Fotos de testes apresentadas na figura 30.

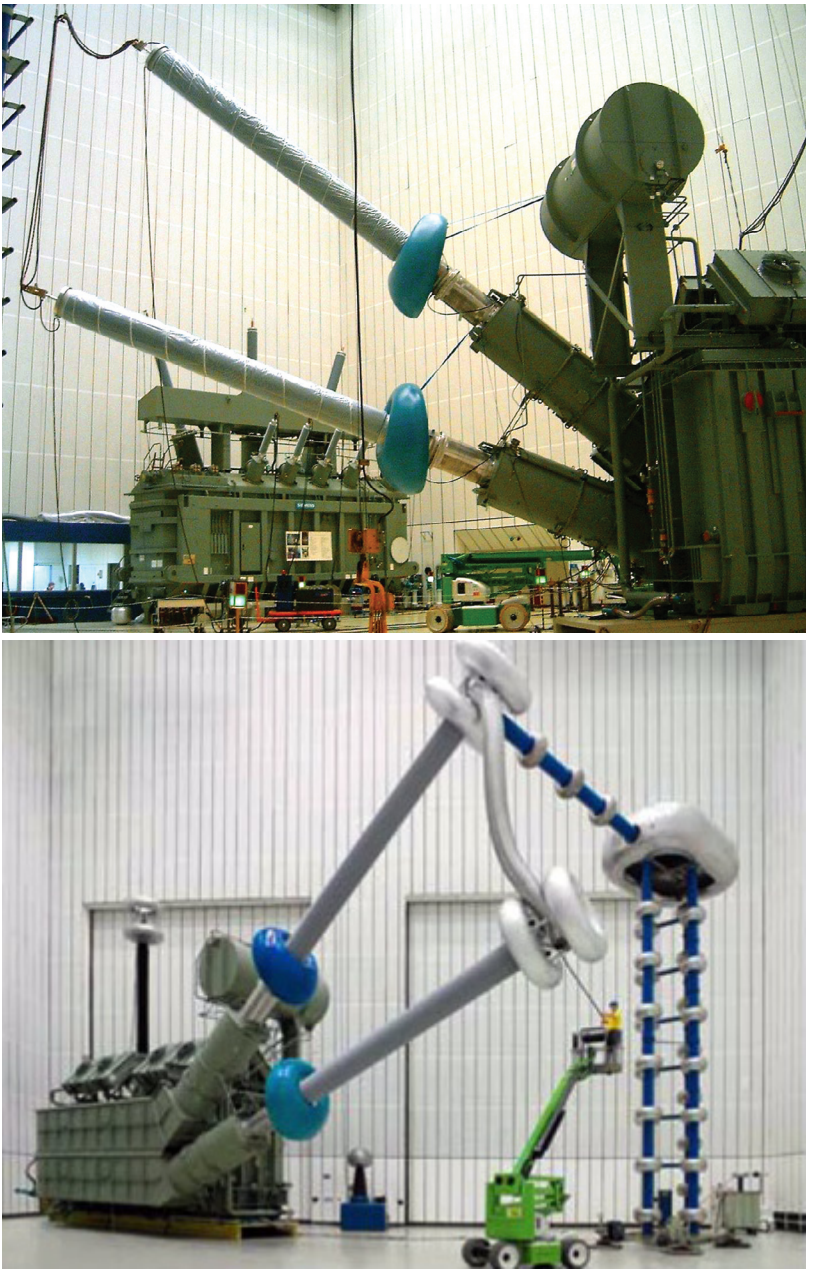


Figura 30: Testes em transformadores conversores [16]

- **Testes e instalações para testes de válvulas**
  Foram também verificados dois artigos enfocando testes e instalações para testes das válvulas dos sistemas em 800 kV CC, um da Areva e outro de laboratório de testes da China.

Tópicos ainda relevantes para esforços de P&D

Um artigo apresentado no CIGRÉ apresenta algumas considerações sobre o cenário atual dos sistemas CC em 800 kV e ressalta alguns tópicos ainda relevantes para esforços de P&D, com vistas a aperfeiçoamentos adicionais e maior segurança de aplicação [7].

A seguir, são ressaltados alguns tópicos considerados de interesse no referido artigo.

Geral

O conversor único por polo em 500 kV e até 1.500 MW se tornou um bloco padrão.

Está bem claro que a China e a Índia prosseguirão em seus planos relacionados às instalações CC em 800 kV, assumindo que não ocorrerão problemas de porte no projeto e construção de linhas e estações conversoras neste nível de tensão. Com certo cuidado, no entanto, e colaboração internacional em P&D, é seguro dizer que os riscos esperados associados aos sistemas CC em 800 kV não são suficientes para inviabilizar sua aplicação.

Com relação ao desempenho dos sistemas CCAT, podem ser ressaltados os seguintes aspectos positivos e negativos:

- **Negativos:** Isolação CC é afetada pela poluição (linhas aéreas e buchas); a confiabilidade dos transformadores tem sido abaixo do esperado; falhas nos sistemas CA resultam em falhas de comutação; há grande incerteza relacionada aos níveis de harmônicas durante o projeto.
- **Positivos:** Rápida recuperação após faltas CA; pode operar em tensão reduzida quando a isolação está enfraquecida por poluição ou dano físico; pode operar no modo monopolar durante saídas de operação (*outage*); permite uso de modulação de potência para estabilizar o sistema CA; não responde à crise de saída em cascata do sistema CA.

Podem ser consideradas duas categorias de aspectos de P&D:

- Aspectos de P&D associados à redução de riscos e aumento de confiabilidade: buchas; transformadores; isoladores de linhas aéreas e de suporte; eletrodos de terra; sobretensões dinâmicas.
- Aspectos de P&D associados à redução de custos e melhoria de desempenho: tecnologia de conversores; operação em tensão reduzida; filtros ativos; ferramentas de simulação.

Tópicos de interesse e outros ainda relevantes para esforços de P&D

Linhas de transmissão

Com base na P&D desenvolvida por EPRI, IREQ, CRIEPI, CESI, CEPEL e NIIPT, há dados elétricos disponíveis para sugerir que diversas companhias projetistas de linhas já têm projetos em 800 kV e podem projetar outras. No entanto, ainda há necessidade de P&D adicional relacionado aos dados de distâncias a ar, corona, RI e ruído audível. Características da isolação em ar para condições de regime e de surtos de manobra parecem ser lineares até 1.000 kV. Diversos testes e pesquisas foram efetuados sobre isoladores em condições ambientais bastante diferentes, indicando que os isoladores de porcelana *anti-fog* e não cerâmicos parecem ter melhor desempenho. Cadeias em V parecem melhor que em I.

Buchas

Talvez seja o equipamento de maior risco. Os problemas maiores são desempenho sob poluição, solicitações internas e longa duração.

Transformadores conversores

Alto risco

P&D deve ser orientada para enfocar solicitações CC e combinação de solicitações CC e CA nos espaços óleo/papel e interações químicas.

Pátio CC

Alta poluição. Sugestão de pátio CC encapsulado, mas faltam maiores informações.

Barramento alternativo em SF_6 – precisa de mais pesquisa.

Tecnologia de conversores

Hoje – tiristores com capacidades de 8-10 kV e 3.000-4.000 A.

É importante acompanhar a experiência com a aplicação dos tiristores com disparo à luz (*Light Triggered Thyristors*) e a autoproteção.

Montagem da válvula – sem muitas modificações.

Deverá haver continuação nos esforços para aumentar potência por polo, considerando as capacidades dos tiristores, a eficiência térmica, e considerações elétricas e mecânicas e de transporte. Uma linha de pesquisa é a verificação dos impactos nos custos dos equipamentos no entorno, por causa de características das válvulas, tais como: di/dt; dv/dt; perdas, empacotamento. Acompanhar a evolução da tecnologia (atualmente para menores tensões e potência): conversores VSC PMW com IGBT, GCT/IGCT e o desenvolvimento da tecnologia dos elementos semicondutores.

Harmônicas

Filtros ativos CA e filtros CA híbridos ativo/passivo.

Filtros ativos CC.

Eletrodos de terra e retorno metálico

Desenvolvimento que, na verdade, não é específico do sistema CC em 800 kV.

Controle e proteção

Digital; qual pode ser o papel do GPS?

Sobretensões dinâmicas

Para minimizar: papel de STATCOM e SVCs; para-raios sem *gap* de alta potência.

Operação em tensão reduzida

Operação com tensão 80% da nominal (com uso de *tap changer* e aumento do ângulo de disparo): pesquisar melhor estes valores.

Ferramentas de simulação

Evolução, simulação em tempo real, simulador digital etc.

Estado da arte dos sistemas multiterminais

Histórico/antecedentes

Características particulares de novas aplicações CCAT, a experiência obtida ao longo do tempo e a evolução da tecnologia levaram à consideração de configurações não convencionais em CC, dentre os quais se encontram os sistemas multiterminais [24], [25]. Tais sistemas se baseiam na possibilidade de se interligar três ou mais pontos de sistemas em CA utilizando transmissão CCAT, podendo ser considerados extensão sofisticada do paralelismo já existente e previsto para operação de emergência em alguns projetos: Cabora Bassa, Nelson River, Itaipu, Inga Shaba. Os conceitos relacionados com a aplicação dos sistemas multiterminais têm sido desenvolvidos com base em ideias originalmente elaboradas em 1963. O desenvolvimento destes conceitos, inclusive com testes em simuladores e mesmo em sistemas reais (Pacific Intertie e Nelson River) e os esquemas de paralelismo já referidos, geraram confiança para aplicação dos primeiros esquemas multiterminais nos projetos Sardenha-Córsega – Itália (SACOI) e *New England-Hydro Quebec*.

No cenário atual, em que os sistemas CCAT Ponto a Ponto (PAP) atingiram sua maturidade, se considerarmos o maior nível de tensão operando (600 kV), é importante voltar a encarar com maior ênfase as técnicas que permitem maior flexibilidade operacional, como os sistemas multiterminais. Neste panorama de desafios tecnológicos, também se inclui a aplicação dos sistemas multiterminais para a tensão CC de 800 kV, enfocada anteriormente neste relatório.

Na realidade, esta necessidade de enfatizar os esforços para efetiva concretização dos multiterminais já vem sendo apontada há tempos, tendo sido renovada em trabalhos apresentados ao final da década de 1980, pouco antes da entrada em operação de um dos dois sistemas multiterminais efetivamente operando no mundo, a transmissão entre as ilhas da Sardenha e da Córsega e a Itália (SACOI), em 1987. Neste mesmo ano, já se encontrava em fase de planejamento o outro sistema existente, para interligação da *Hydro Quebec*, no Canadá, com a *New England*, nos Estados Unidos. Este sistema, que foi inicialmente concebido para operar com cinco estações conversoras, entrou em operação em 1992, com três conversoras, configuração com a qual se encontra até o momento atual [24], [25].

Deve ser notado, no entanto, que, embora na teoria os sistemas multiterminais possam ser conectados em série e paralelo, na prática, entretanto, somente se aplicou o conceito da conexão paralela, devido à maior flexibilidade e menores perdas globais de transmissão. Para a conexão paralela, a confi-

guração mais simples é quando os conversores em paralelo estão na mesma estação, como nos casos já citados dos sistemas PAP de Nelson River, Inga-Shaba, Itaipu e Cabora Bassa, que têm previsão de uso paralelismo em situação emergencial para aumentar a disponibilidade de energia. Por outro lado, a configuração multiterminal paralela que apresenta mais desafios é aquela na qual um inversor pequeno é conectado a uma linha CC num sistema em que os outros conversores têm capacidades muito maiores [24], [25].

Verificações do estado da arte dos sistemas multiterminais efetuadas àquela época (final da década de 1980) indicaram os principais aspectos e desafios a serem considerados quanto à aplicação dos sistemas multiterminais, quais sejam: os tipos de configuração, série, paralela ou híbrida e suas particularidades de aplicação; o desempenho em regimes permanente ou transitório e o impacto nos sistemas CA conectados; o impacto na confiabilidade de transmissão; os esquemas de controle local e centralizado; a dependência da telecomunicação; a visualização do uso da comutação forçada e associação com conexão série transmitindo pequena potência; e a aplicação dos disjuntores CC para maior confiabilidade dos esquemas com conexão paralela. A pesquisa e desenvolvimento nestas áreas têm continuado até hoje e espera-se ainda grande avanço, na medida em que novos projetos surjam e se consolide a experiência operativa com as aplicações em andamento [24], [25], [28].

Sistemas em operação, em construção e em planejamento

Como já citado, a configuração mais simples de sistemas multiterminais, com previsão de paralelismo na mesma estação para uso em situações de emergência, é utilizada em sistemas PAP visando ao aumento da disponibilidade de energia. Previsão incluída nos sistemas de Nelson River, Cabora Bassa, Inga Shaba e Itaipu. Sistemas multiterminais conectando mais do que duas estações conversoras em operação até o momento são os da Sardenha-Córsega – Itália (SACOI) e da *Hydro Québec – New England*.

Ligação Sardenha-Córsega – Itália (SACOI)

- 200 MW.
- 200 kV (monopolar) .
- Três conversoras: San Dalmazio/Suvereto (200MW, Ansaldo-GE); Lucciana (50MW, CGEE-Alsthom); Condrogianos (200MW, Ansaldo-GE).

Observação: há nova ligação HVDC Sardenha-Itália (SAPEI) em construção (1.000 MW, prevista para 2010).

Nas figuras 31 e 32, a seguir, se apresentam, respectivamente, mapa com a localização do sistema e seu diagrama.

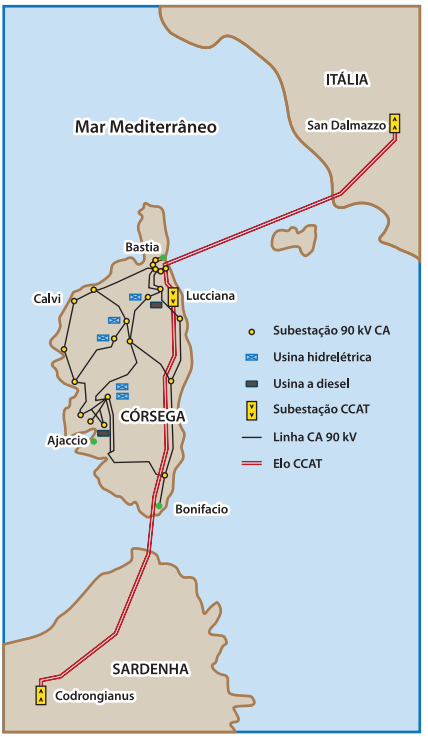


Figura 31: Mapa com a localização do sistema multiterminal SACOI [29]

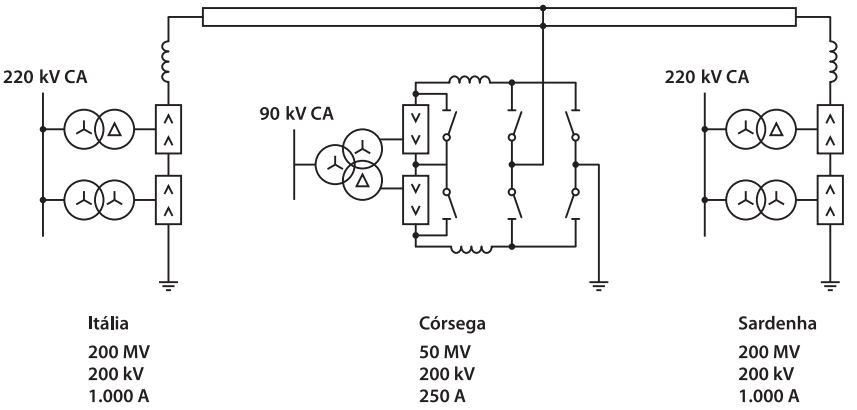


Figura 32: Diagrama do sistema multiterminal SACOI [29]

Ligação Québec-New England 2.250 MW

As figuras apresentadas a seguir, da ligação *Quebéc-New England*, foram obtidas em *site* da ABB sobre seus projetos de transmissão em corrente contínua.

Energia da Hidrelétrica La Grande II.

- Três Conversoras: Radisson (2.250 MW, 500 kV CC, 315 kV AC); Nicolet (2.138 MW, 475 kV CC, 230 kV AC); Sandy Pond (2.000 MW, 450 kV CC, 345 kV AC).
- Tensão nominal CC: 450 kV.
- 1.480 km.
- Fornecedora: ABB.

A figura 33 apresenta mapa com localização do sistema.

Figura 33: Mapa com localização do sistema Québec – New England.

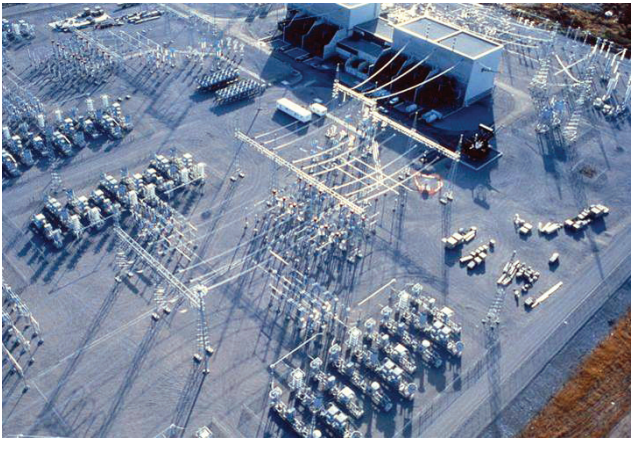


Figura 34: Estação conversora em Radisson [29]

As figuras 34, 35, 36 e 37 apresentam fotos das estações conversoras e de uma sala de válvulas.

Figura 35: Estação conversora em Nicolet [29]

Figura 36: Estação conversora em Sandy Pond [29]

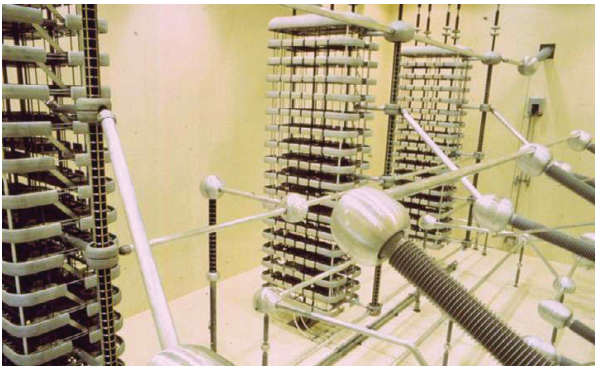


Figura 37: Sala de válvulas na estação conversora em Sandy Pond [29]

Do ponto de vista operacional, desde 1994 o sistema operou com diferentes configurações, a maioria do tempo com dois terminais, como pode ser visto na figura 38. A configuração com três terminais, no entanto, teve crescente participação, chegando a quase 40% do tempo em 2009. Segundo informações de apresentação sobre a operação deste sistema, a disponibilidade das conversoras foi muito boa, menos em 2006, quando houve falta de reatores de alisamento reserva em Radisson, causando saída de um polo. Atualmente, após 25 anos, visualiza-se um programa de reformas, principalmente nos sistemas de controle, mas envolvendo outros equipamentos, se necessário. Concluindo, informou-se que o sistema apresentou desempenho muito bom durante os anos, atendendo aos requisitos de desempenho e aos benefícios sistêmicos esperados [28].

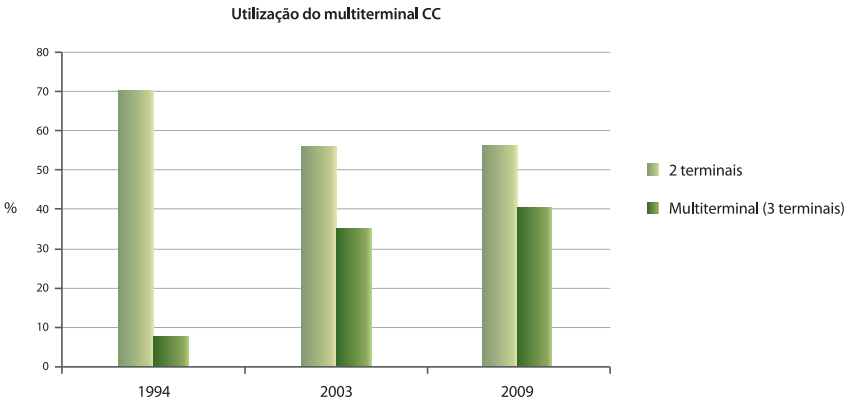


Figura 38: Utilização percentual da configuração multiterminal no sistema *Québec – New England* ao longo do tempo [27]

Com relação a sistemas em planejamento, refere-se ao item 4.2 e à figura 6 deste relatório, nos quais se apresenta o sistema multiterminal em 800 kV planejado para a Índia. Além disso, embora não haja referência a algum outro sistema deste tipo especificamente, há diversas possibilidades da aplicação de sistemas multiterminais, como apresentado adiante no item cenário de aplicação dos sistemas MTCC.

Configurações e suas características básicas

Configurações: paralela, série ou mista (combinação das anteriores).

Na configuração paralela: mesma tensão CC em todos os conversores; controle de potência pelas correntes CC dos conversores. Ver figura 39.

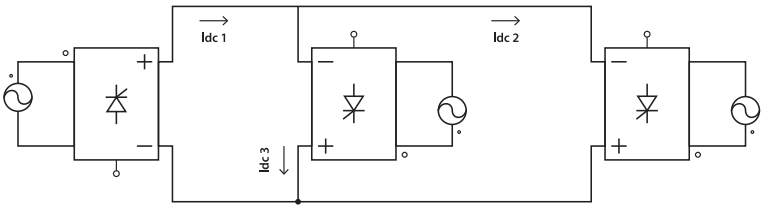


Figura 39: Sistema multiterminal paralelo [29]

Na configuração série: mesma corrente CC por todos os conversores; controle de potência pelas tensões CC dos conversores; grande consumo de reativos em carga leve. Ver figura 40.

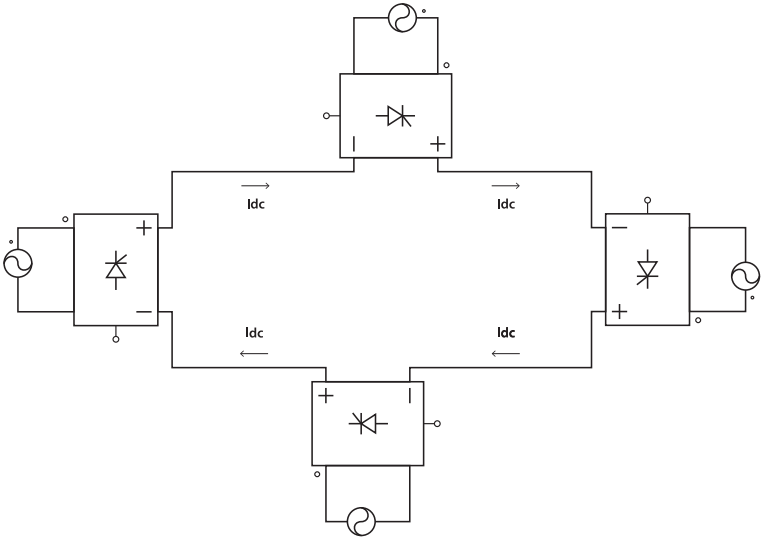


Figura 40: Sistema multiterminal série [29]

A conexão série tem sido mais considerada para aplicação no caso de pequenas drenagens ao longo da linha principal.

A paralela pode ainda ser classificada como: radial e malhada. Embora cada uma das configurações apresente vantagens técnico-econômicas inerentes, a escolha da melhor configuração vai depender do impacto dos sistemas MTCC no cenário global onde serão aplicados. Dentre os aspectos in-

fluentes, podem ser citados, por exemplo: confiabilidade requerida, tamanho relativo, características geográficas, características operacionais desejadas, requisitos operativos nas diversas interfaces CA/CC, harmonização com as características de outros terminais CC eventualmente já existentes, fatores econômicos, evolução futura do sistema. Considerando separadamente as configurações série e paralelo, as seguintes principais vantagens e desvantagens de uma em relação à outra têm sido apontadas:

Vantagens e desvantagens de cada configuração

A configuração série apresenta as seguintes vantagens: similaridade com as atuais configurações PAP; maior rapidez na reversão de potência; suave entrada e saída de operação; menor impacto nos sistemas CA conectados pelo multiterminal e menores requisitos de controle e suporte de tensão nas fronteiras com os sistemas CA. Como desvantagens podem ser citadas: maiores perdas nas linhas; maiores solicitações às válvulas e consumo de reativos; dificuldades de expansão futura; maior complexidade na coordenação de isolamento. A configuração paralela não tem as mesmas desvantagens, mas tem necessidade de chaveamento especial para casos de fluxo bidirecional; a transmissão de todo um polo fica vulnerável a defeitos na linha CC e a falhas de comutação; tem problemas de proteção no caso de inversores com dimensões muito diferentes; problemas operativos quando tiver mais de um conversor por polo e vulnerabilidade de todo o sistema no caso de faltas nos sistemas CA.

Os sistemas MTCC existentes e aqueles cuja experiência pode ser usada em MTCC (aqueles citados anteriormente, que usam paralelismo em condições emergenciais) são todos com configuração paralela. Assim, a maioria dos trabalhos enfoca esta configuração. O menor interesse pela configuração série é devido, em geral, aos custos das perdas. Desse modo, os estudos indicam uma tendência para sistemas série nos quais a potência dos conversores em série é pequena em relação à potência total transmitida (10 a 15%). Estes conversores seriam como *taps*, que poderiam alimentar cargas menores ao longo da linha principal. Este tipo de configuração reduziria não somente a desvantagem dos sistemas série relacionados com as perdas, como também outras dentre aquelas citadas anteriormente. Neste contexto, conversores com comutação forçada, os VSCs, são sugeridos para aumentar a confiabilidade e flexibilidade operacional. No caso de configurações mistas, as vantagens e desvantagens serão similares às apresentadas e dependerão do grau de participação de cada uma das configurações no conjunto.

Cenário para aplicação dos sistemas MTCC

Sistemas multiterminais podem ser visualizados como alternativas importantes nos casos em que os sistemas CC PAP sejam os mais adequados e haja possibilidades de se identificar pelo menos três pontos a serem conectados. Um exemplo bem simples seria o caso de um parque gerador conectado ao sistema receptor em dois pontos distantes (ou não) entre si, no qual a melhor solução é dois CC PAP. Neste caso, o MTCC tende a ser vantajoso quanto a menores custos de LTs (radial, sim; malhado, nem sempre). Quanto à estabilidade, nem sempre. Se não houver problemas de estabilidade, em geral, será vantajoso. Mas, dependendo do caso, pode requerer estudos mais aprofundados.

Outras possíveis aplicações e motivações para isto:

- Alimentação de pequenas cargas ao longo da linha CC. Isto pode ser importante para estudos da geração na Amazônia. Interessante citar a solução utilizada no sistema de transmissão do Rio Madeira, onde pequena parte da energia é drenada para o sistema em CA, com aplicação de estação conversora CCC (*Capacitor Commutated Converters*);
- Anel em torno das grandes cidades;
- Formação de sistemas coletores interligando em CC várias usinas para transmissão a longa distância, como na Amazônia. Neste caso, o que pode privilegiar o uso de MTCC: grandes distâncias (2.000 a 2.500 km) e transmissão praticamente de energia de base; distâncias entre as usinas (250 a 500 km ou mais) – interligá-las com CC pode dar maior confiabilidade, melhor desempenho dinâmico, uso de conexão unitária; evolução do sistema no longo prazo – pelo menos considerar MTCC;
- Localização geográfica da geração e cargas, que pode ser mais adequada para MTCC do que para CCs PAP;
- Utilização de eventuais vantagens no desempenho transitório dos diversos sistemas interconectados pelo MTCC.

Outra possibilidade interessante é pensar na evolução de sistemas PAP com inversores próximos (*multi-infeed*) para multiterminais. Neste caso, embora o sistema não tenha sido inicialmente concebido como multiterminal, os desafios e dificuldades não seriam diferentes, e poderia, dependendo das características específicas, haver vantagens.

Um artigo foi apresentado pela ABB enfocando especificamente multiterminais em 800 kV. [25], e alguns comentários e cuidados adicionais são apresentados e sugeridos, tais como:

Com relação à confiabilidade: é o maior desafio, devido à grande capacidade e às grandes distâncias. Sugere-se analisar cuidadosamente, enfatizando todos os aspectos citados neste relatório, tanto para 800 kV quanto para multiterminais.

Comprimentos das linhas: cuidar do impacto no desempenho e no controle (linhas longas aumentam o tempo de repercussão dos distúrbios no circuito principal – maiores *travelling times*), assim como nas telecomunicações (atraso de tempo nos sinais de telecomunicação). Obviamente, considerar os outros aspectos importantes nas linhas muito longas, mas não específicos dos multiterminais. Enfatizar cuidados com as telecomunicações, cuja importância é bastante aumentada nesta situação.

Controle

Desde sua concepção, visualizou-se o controle dos sistemas multiterminais como uma extensão da estratégia de controle convencional dos sistemas PAP, baseada no estabelecimento de uma corrente de margem. Neste esquema, uma estação conversora (em geral, o inversor) determina a tensão atuando nos *taps* do transformador e operando (no caso do inversor) com o ângulo de extinção constante. A outra estação (em geral, o retificador) controla a corrente e, portanto, a potência transmitida. A estação que controla a tensão também tem um controle de corrente que atua em condições anormais de operação e tem uma corrente de referência menor que a da outra estação sendo a diferença de corrente, a denominada "margem de corrente". A figura 41 representa este controle, indicando o controle de tensão pelo inversor (no caso das linhas cheias). Quando, por algum motivo, a tensão do retificador cai (linha pontilhada e ponto B), o *tap* do transformador será acionado para voltar às condições normais.

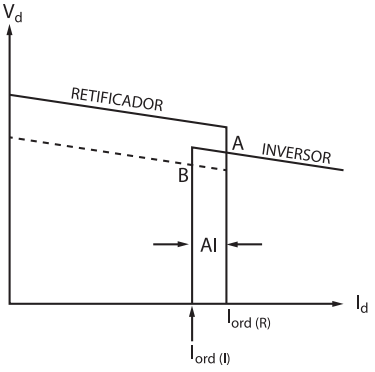


Figura 41: Característica da estratégia de controle típica de sistema CC PAP com margem de corrente [24]

A utilização desta estratégia no MTCC com configuração paralela se baseia em utilizar uma estação para estabelecer a tensão, enquanto as outras controlam sua própria corrente. Como no PAP, a estação que está controlando a tensão tem seu próprio controle de corrente para situações de emergências. A soma das correntes controladas dos retificadores deve ser maior que a soma das correntes dos inversores, e a margem de corrente será a diferença destas somas. A figura 42 apresenta um exemplo para quatro terminais, sendo dois retificadores e dois inversores. Neste exemplo, o retificador Rec 2 controla a tensão nas condições normais (o retificador faz isto trabalhando com o ângulo de disparo constante). Se a tensão no inversor Inv 1 cair (ver linhas pontilhadas inferiores), este passa a controlar a tensão e Rec 2 passa para controle de corrente.

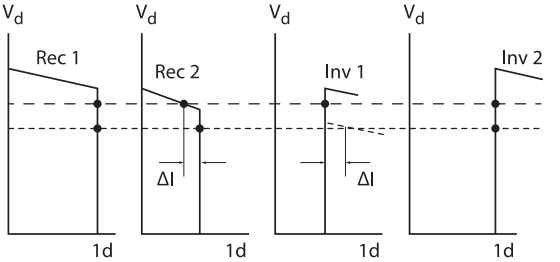


Figura 42: Característica da estratégia de controle de sistema multiterminal paralelo [24]

A escolha da estação que vai controlar a tensão nas condições normais é muito importante: em geral é aquela conectada ao sistema CA em ponto com maior potência de curto-circuito, sendo conveniente que a mesma estação seja retificadora. Para se obter uma operação adequada, tanto em regime permanente como em transitório, é importante garantir um balanço correto de corrente entre os diversos terminais. Isto vai requerer um sistema de balanço de corrente de referência e um sistema rápido de telecomunicação entre os diversos terminais.

Um grande número de trabalhos de análise, simulação e testes de controle do MTCC, que são apresentados até o momento, se volta à análise e determinação de sistemas de controle com estratégias diferentes do "método de controle de margem", assim como menos dependentes do sistema de Telecomunicação. No caso da configuração série, somente uma estação controla corrente, enquanto as demais controlam sua própria tensão. Diversas estratégias alternativas são sugeridas para os controles das estações com o objetivo de manter no menor valor possível o consumo de reativo global. Com este objetivo, a aplicação de VSCs (*Voltage Source Converters*) tem sido visualizada como solução bastante atrativa [27].

Em sua concepção geral, os sistemas de controle dos sistemas MTCC podem ser considerados como constituídos de três subsistemas principais:

- **Controle primário:** como os descritos e citados anteriormente;
- **Controles suplementares:** modulações e outros esquemas para auxiliar a estabilidade dos sistemas CA conectados, por exemplo;
- **Controle do despacho:** para ajustar os intercâmbios de potência programados entre as redes CA e CC.

No artigo sobre multiterminais em 800 kV [25], alguns comentários específicos foram encontrados quanto ao controle dos sistemas multiterminais, enfocando diferentes situações. No caso de conversores paralelos na mesma estação, o controle é bastante simplificado. A coordenação e o balanço entre os conversores paralelos são sempre garantidos e não há necessidade de telecomunicação. No caso de multiterminal no qual todos os conversores têm capacidade similar, há necessidade de coordenação via telecomunicação e a implantação de funções de reserva (*back-up*) para prover restauração da potência e prever sobrecarga em equipamentos no caso de falha na telecomunicação. Nesta situação, considera-se razoável aceitar relaxamento dos critérios de desempenho e um maior tempo de recuperação. É caso similar ao sistema entre *Québec* e *New England*, em operação desde 1992. No caso de desvio (*tapping*) com um pequeno inversor, as dificuldades principais são devidas a: I) a possibilidade da margem de corrente ser da mesma ordem da corrente do desvio (*tapping*), II) um distúrbio na pequena rede conectada ao inversor impactar a transmissão como um todo, III) o risco de danos aos equipamentos do desvio devido a sobrecorrente. A solução para I) e II) pode ser obtida assegurando que o desvio irá sempre operar em controle de corrente, mesmo em caso de pequenas variações de tensão no sistema CA conectado. Adicionalmente, pode se usar como suporte neste terminal um CREC ou um condensador síncrono. Para evitar danos devido à sobrecorrentes, pode-se pensar no uso de um disjuntor CC ou no uso combinado de chaves (de *by-pass* e de isolação) muito rápidas. É caso similar ao desvio (*tapping*) na Córsega, em operação desde 1987. No caso de esquemas com mais de dois inversores e/ou retificadores: com o aumento do número de conversores, a complexidade do controle de coordenação entre os terminais (*Master Control*) cresce. Além disso, os requisitos impostos ao sistema CA conectado ao inversor que controla a tensão CC aumentam significantemente, uma vez que, neste inversor, a relação de curto-circuito não depende da capacidade daquele conversor e, sim, da capacidade total do sistema de transmissão.

Desempenho dinâmico

Diversos estudos foram e têm sido apresentados indicando a possibilidade de desenvolver os sistemas de controle e proteção que garantam desempenho adequado durante transitórios, tais como: partida e parada normais de estações ou conversores; degraus nas ordens de corrente e de potência; saída forçada de terminais ou conversores; falhas de comutação; faltas nas linhas CC, faltas nos sistemas CA conectados etc.

Um aspecto importante a ser considerado é a sobrecorrente que ocorre durante falhas de comutação ou faltas nos lados CA. Dependendo das condições, sobrecorrentes muito grandes podem ocorrer na estação em falta (por exemplo, para falta num inversor, a corrente será injetada por todos os retificadores do sistema. Isto pode requerer tiristores com alta capacidade de sobrecorrente, encarecendo o sistema, ou a adoção de outra solução, como por exemplo, disjuntores CC para isolar rapidamente a estação em falta.

No caso de faltas na linha CC, também devem ser adotadas estratégias adequadas, para não ter que desligar todas as estações conectadas ao polo faltoso, afetando, assim, a disponibilidade de energia. No artigo sobre multiterminais em 800 kV, foram apresentados alguns aspectos adicionais, quanto à entrada e saída de operação (*Paralleling and de-paralleling*), enfocados sucintamente a seguir [25].

Em condições normais, o procedimento é similar aos sistemas PAP, uma vez que são ações iniciadas pelo operador. Em situações não normais, deve haver cuidados especiais com relação às sequências de controle e proteção, que deverão estar sujeitas ao atendimento de requisitos específicos dependentes principalmente se o fato ocorre em um retificador ou um inversor, assim como das características do controle, dos conversores e dos sistemas CA conectados.

Dependendo da topologia do sistema multiterminal, pode ser possível isolar uma secção de linha e continuar a operação com o resto do sistema. Para isto, podem ser usadas chaves de alta velocidade (HSS – *High Speed Switch*), sem capacidade de abrir corrente CC, associadas às sequências de controle e proteção, ou, alternativamente, disjuntores CC. Estudos desenvolvidos por um fabricante sugerem o uso de isoladores combinados com chaves de alta velocidade como mais conveniente que o uso dos disjuntores CC, não apenas por causa de seu alto custo.

Disjuntores CC

A dificuldade no desenvolvimento de disjuntores de CC reside na ausência de zeros de corrente, em contraste com o sistema de CA, onde a passagem da corrente pelo zero permite a extinção do arco através dos contatos dos disjuntores [24]. Sendo assim, o disjuntor de CC deve conter dispositivos que façam com que a corrente seja forçada para zero antes da interrupção.

Para uma transmissão ponto a ponto usando o tiristor, não há necessidade de disjuntores de corrente contínua, já que os controles em si atuam com muita eficiência levando o polo em falta para tensão zero, promovendo religamentos e, caso necessário, retirando o polo em falta conduzindo o sistema para a operação monopolar. Por outro lado, existe um interesse crescente no desenvolvimento de disjuntores de corrente contínua, pois estes poderão contribuir para aumentar a flexibilidade, confiabilidade e operação e redução de custos nas seguintes aplicações: retorno metálico; aplicação de diodo no retificador; paralelismo de linhas e polos; linha com *tap* em derivação; sistema em nível, sistema de CC com reversão de potência; conversão de linhas de CC em CA.

O desenvolvimento tecnológico dos disjuntores de CC avança em torno de diferentes concepções referentes ao método de interrupção da corrente. Para demonstrar a viabilidade técnica dos diferentes circuitos de interrupção, diversas entidades realizaram pesquisas e construíram protótipos para testes em laboratórios e mesmo em instalações existentes.

A figura 54 apresenta uma configuração utilizada para o disjuntor CC.

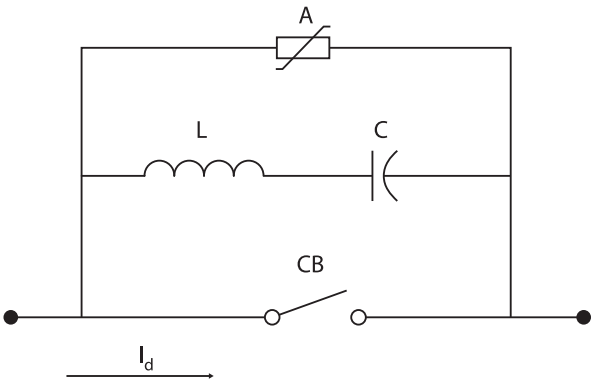


Figura 43: Configuração de disjuntor CC [29]

De certa forma, os sistemas MTCC podem utilizar o mesmo processo que os sistemas PAP para eliminação de faltas: desenergização rápida da rede CC por meio de ações rápidas de controle no retificador seguidas de retomada da transmissão após certo período de tempo suficiente para eliminação da causa do problema. Mas a implantação de uma estratégia deste tipo se torna bem mais complexa que nos sistemas PAP, devido ao maior número de estações e às características específicas do controle global do sistema MTCC. No caso dos sistemas MTCC, se necessário, pode ser efetuado chaveamento de parte do sistema, durante o período em que se encontra desenergizado, por meio de chaves de ação rápida. Caso a severidade de tais faltas possa comprometer a estabilidade transitória dos sistemas CA, então o uso os disjuntores CC pode ser uma alternativa para reduzir significativamente o impacto de tais faltas.

Os disjuntores CC são mais apropriados para MTCCs com configuração paralela, porque nos sistemas série nenhuma parte pode ser desconectada sem causar interrupção total do fluxo de energia. Nos sistemas em paralelo, sempre há dois caminhos entre cada terminal, e é possível remover secções de linha, utilizando disjuntores CC, sem que haja perda da capacidade de transmissão, caso as partes remanescentes possuam uma capacidade de sobrecarga adequada.

Os disjuntores CC também poderiam ser usados para restaurar rapidamente a transmissão no caso de falta nas linhas; para desconectar inversores de pequena capacidade no caso de faltas que injetem sobre correntes no mesmo (caso citado anteriormente no item sobre controle e proteção); no chaveamento para reversão de potência.

A decisão sobre o uso dos disjuntores CC deverá se basear numa avaliação real de sua necessidade, considerando economia, segurança, flexibilidade operacional e o impacto na melhoria da estabilidade dos sistemas CA conectados.

Sistemas de telecomunicação

Nos sistemas MTCC é desejável que o sistema de telecomunicação tenha rapidez compatível com o tempo mínimo de resposta do controle. Deverá haver comunicação entre todos os terminais e a estação central de controle (controle central ou *master control*). Deve ser previsto um modo do sistema de transmissão continuar operando no caso de falha na comunicação. Isto poderá ser efetuado mediante comunicação verbal entre os operadores dos diversos terminais. O

sistema de controle deve ser então autossuficiente em cada estação, de modo a manter o sistema MTCC operativo durante distúrbios, inclusive durante saída forçada de algum terminal, mesmo na ausência de telecomunicação.

Uso de VSC

Na análise efetuada, foram encontradas referências às vantagens relacionadas à aplicação dos VSCs em sistemas multiterminais, principalmente do ponto de vista de melhoria e flexibilidade de controle e de confiabilidade [26]. Num artigo específico, foi sugerida uma estratégia de controle para multiterminais com VSCs e foram apresentados resultados de estudos e simulações efetuadas demonstrando conceitualmente significativas vantagens obtidas com utilização deste tipo de conversores, principalmente quanto à confiabilidade, economia e desempenho durante distúrbios.

A avaliação do material disponível sobre o assunto permitiu concluir que a utilização de VSCs deve ser efetivamente considerada no planejamento de sistemas multiterminais, tendo em conta devidamente suas características específicas e eventuais limitações relacionadas à capacidade e viabilidade econômica. Interessante é a possibilidade de implementação de sistemas multiterminais HVDC com conversores VSC (*Voltage Source Converters*) como o HVDC Light (ABB) e HVDC Plus (Siemens).

Conclusões

A análise do presente estado da arte permite concluir, com base na informação disponível desde a década dos anos 1980, produzida por empresas de energia elétrica, fabricantes, empresas de consultoria e centros de pesquisas, que:

- A transmissão de grandes blocos de energia a longa distância com transmissão em CC 800 kV é uma alternativa tecnologicamente viável, já existindo um projeto em operação e outros em fase final de construção e comissionamento. A experiência operativa destes projetos será muito importante para acelerar a maturação deste novo salto tecnológico da transmissão CCAT;

- A implantação de sistemas multiterminais pode ser considerada com segurança em estudos de planejamento e projetos, até mesmo para a tensão CC em 800 kV. Os requisitos existentes para viabilizar sua aplicação prática têm sido cada vez mais atendidos com a evolução tecnológica, principalmente quanto ao controle, telecomunicações e conversores. A experiência operativa dos sistemas já existentes, em operação desde o início dos anos 1990, também deverá ter papel importante para aprimoramento deste tipo de transmissão em CCAT.

Referências

No geral, foram consideradas principalmente as seguintes fontes:

- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE);
- *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE);
- *Conceil Internacionale des Grands Résaux Electric* (CIGRÉ);
- Relatórios do EPRI.

Neste contexto, os principais documentos a serem citados são:

[1] ASTROM, U.; LESCALE, V. *Converter Stations for 800 kV HVDC, 2006 International Conference on Power System Technology*. Chongquink, China, 2006.

[2] ASPLUND, G.; ASTROM, U.; LESCALE, V. *800 kV HVDC for Transmission of Large Amount of power over very long distances, 2006 International Conference on Power System Technology*. Chongquink, China, 2006.

[3] ARAUJO, E. M.; ESMERALDO, P. C. *et al. A experiência do projeto Madeira e possíveis aplicações nos estudos de integração de grandes usinas da Amazônia*. XX SNPTEE, Recife, 2009.

[4] SZECHTMAN, M.; MARUVADA, P. S.; NAYAK, R. N. *800 kV HVDC on the Horizon*. IEEE power & energy magazine, Mar/Apr/2007.

[5] BISEWSKI, B.; ATMURI, R. *Considerations for the Application of ±800 kV HVDC Transmission From a System Perspective.* Teshmont, International Workshop for ±800 kV HVDC Systems. New Delhi, 2005.

[6] LESCALE, V; ASTROM, U.; NUNES, J.; WEIMERS, L.; WU, D. *Power Transmission with HVDC at 800 kV*. CIGRÉ, 2006.

[7] ADAPA, R.; MARUVADA, S.; RASHWAN, M.; HINGORANI, N. G.; SZECHTMAN, M.; NAYAK, R.; R&D. *Needs for UHVDC at 800 kV and Above, B4-114*.CIGRÉ, 2008.

[8] FRONTIN, S. O.; REIS, L. B. *Novas Tecnologias em Sistemas de Transmissão CCAT*. IX SNPTEE, Belo Horizonte, 1987.

[9] MARUVADA, P. S. *800-kV HVDC Transmission Systems*. IEEE, 2008.

[10] EPRI REPORT 1013857. *Advanced HVDC Systems at +-800 kV and Above,* Nov/2007.

[11] *HVDC Converter Stations for Voltages Above 600 kV*. EPRI EL-3892, Project 2115-4, Final Report, Feb/1985.

[12] *HVDC Converter Stations for Voltages Above 600 kV: Research and Development Needs and Priorities*, EPRI EL-3892, Project 2115-5, Final Report, Jun/1985 (MINUTA).

[13] REIS, L. B. *Corrente Contínua em Alta Tensão: Aplicação de Equipamentos Elétricos e Modelos para Análises de Confiabilidade.* Tese de Doutoramento, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 1990.

[14] CIGRÉ JWG-B2/B4/C1.17 Task Force, *Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects*, Jun/2008.

[15] XIAOXIN, Z.; YI, J.; RUIHUA, S.; XIAOUYU, Y.; LI, Y.; HAIYAN, T. *An overview of power transmission systems in China*. Elsevier, 2009.

[16] SCHENK, M. *Siemens Transformers, Power Transformers in Nuremberg - HVDC Transformers: Requirements, Design and Test*. Apresentação efetuada em 2010.

[17] KUNPENG, Z.; JIALIANG, W. *et al. Upgrade Study of High Power Electronics Laboratory for ±800 kV UHVDC Valves*. IEEE, 2008.

[18] ASHRAF, M.; GUNATILAKE, A.; MAC LEOD, N. D*evelopment Testing of + - 800 kV HVDC Thyristor Valves.* IEEE, 2009.

[19] HAEUSLER, M.; HUANG, H.; PAPP, K. *Design and Testing of 800 kV HVDC Equipment*. CIGRÉ B4-115, 2008.

[20] ASPLUND, G., *HVDC Equipment for 800 kV HVDC, Brazil – China – India Summit Meeting on HVDC & Hybrid Systems.* Rio de Janeiro, jul/2006.

[21] SASMAL, R. P. *Planning Considerations for 800 kV HVDC Systems, Brazil – China – India Summit Meeting on HVDC & Hybrid Systems.* Rio de Janeiro, jul/2006.

[22] SINGH, R. P. *HVDC System in Indian Power System, Brazil – China – India Summit Meeting on HVDC & Hybrid Systems*. Rio de Janeiro, jul/2006.

[23] IYER, R. *HVDC Systems Planning Considerations, Brazil – China – India Summit Meeting on HVDC & Hybrid Systems.* Rio de Janeiro, jul/2006.

[24] PEIXOTO, C. A. O.; REIS, L. B.; PORANGABA, H. D.; TOLEDO, P. F. *Sistemas Multiterminais em CCAT – O Estado da Arte*. IX SNPTEE, Belo Horizonte, 1987.

[25] LESCALE, V.; KUMAR, A.; JUHLIN, L. E.; BJÖRKLUND, H.; NYBERG, K. *Challenges with Multi-Terminal UHVDC Transmissions.* IEEE, 2008.

[26] CHEN, H.; WANG, C.; ZHANG, F.; PAN, W. *Control Strategy Research of VSC Based Multi-Terminal HVDC System.* IEEE, 2006.

[27] MCNABB, D. *Feedback on the Québec – New England Multiterminal HVDC Line 20 years of Operation*. Aug/2010, CIGRÉ B4 Open Session, Paris.

[28] LONG, W. F.; REEVE, J. *et al. Application Aspects of Multiterminal DC Power Transmission*, Nov/1990, IEE Transactions on Power Delivery.

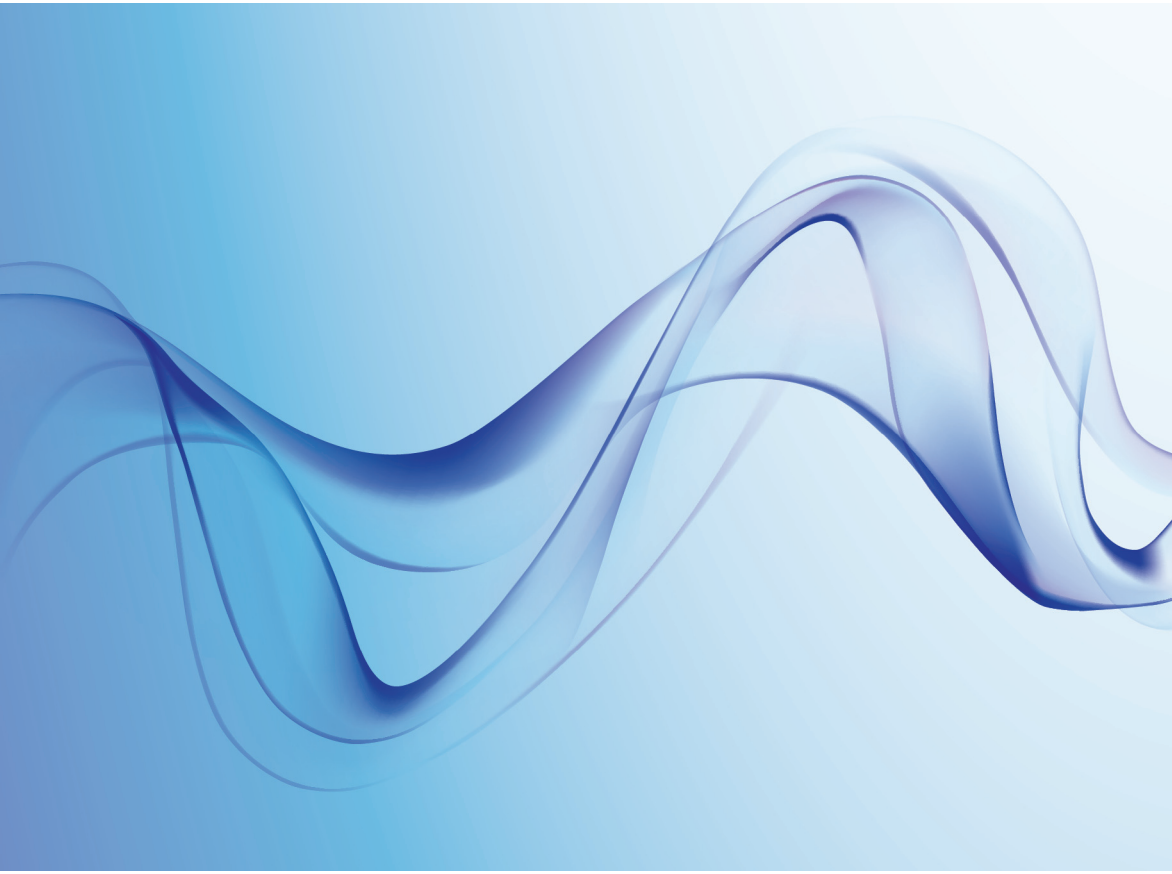
[29] KOMATSU, W. *Sistemas HVDC Multiterminais,* fev/2009, Palestra em curso sobre HVDC, São Paulo, SP.

[30] EPE – Relatório EPE-DEE-RE-055/2008-r0. *Estudos Relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica – Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos do Rio Madeira e reforços no SIN – Relatório R1 – Detalhamento das Alternativas*, mar/2008.

CAPÍTULO 6

Transmissão de Energia Elétrica em Meia Onda

Milana L. Santos
José A. Jardini



Objetivo

O objetivo deste capítulo é apresentar as principais informações a respeito de linhas de transmissão de meia onda, obtidas mediante publicações sobre o assunto.

A linha de meia onda é um tipo de linha de transmissão em CA que, por apresentar um comprimento específico (cerca de 2.500 km para uma frequência de 60 Hz), dispensa a compensação série ou paralelo. Esse tipo de linha é aplicável para transmissão ponto a ponto por longas distâncias. Caso a linha não tenha um comprimento suficientemente próximo ao da meia onda, equipamentos terminais podem ser utilizados para alongar eletricamente a linha, de forma a se obter um sistema com característica de meia onda.

Apesar de ser objeto de artigos científicos desde o início do século XX, ainda não existe nenhuma linha de meia onda em operação no mundo.

A linha de meia onda tem comportamento diferente da linha convencional, no que diz respeito a relações tensão/corrente em regime permanente e transitório, conforme será descrito a seguir. Para seu correto dimensionamento, os estudos desse tipo de linha devem levar em conta estas particularidades.

Fontes pesquisadas

Em meados do século XX, houve a publicação de alguns artigos a respeito da possibilidade de transmitir energia elétrica a grandes distâncias através de linhas de meia onda. Segundo [2], o primeiro artigo sobre o assunto foi publicado na antiga União Soviética, em 1940, por A. A. Wolf e O. V. Shcherbachev, cujo título, traduzido para o inglês, é *On normal working conditions of compensated lines with half-wave characteristics*. Em 1965, foi publicado o artigo [1], propondo a utilização de equipamentos de ajuste que proporcionariam um "alongamento" de linhas de transmissão, de forma que estas se comportassem como linhas de meia onda.

O caso exemplo descreveu uma linha de 500 kV, 60 Hz, de comprimento igual a 900 milhas (1.448 km), cujo deslocamento angular entre os terminais é de 105° elétricos. Mediante a adição de seções T, compostas de reatores em série e capacitores em paralelo, entre a linha e os transformadores localizados nos terminais, o deslocamento angular foi alterado para 190°, mantendo-se a potência característica.

Foram realizados estudos de fluxo de carga, curtos-circuitos e estabilidade transitória. Além disso, foram discutidos dois projetos alternativos, em que apenas capacitores em paralelo eram adicionados à linha, o que, além de alterar o deslocamento angular total da linha, modificou também a potência característica. Nesses projetos alternativos, foi observada uma redução na eficiência da linha.

De acordo com os autores, para linhas a partir de 900 milhas, a linha de meia onda exige menor investimento que a linha CA utilizando compensação convencional. Em 1968, outro artigo [2] tratava deste assunto, abordando linhas de meia onda naturais, ou seja, linhas que não necessitam ser artificialmente alongadas ou encurtadas. A linha utilizada como exemplo tinha tensão nominal de 700 kV e comprimento de 2.000 milhas (3.218 km), próximo à metade do comprimento de onda para a frequência de 50 Hz. Neste artigo, também foram apresentados resultados de estudos de fluxo de carga, curto-circuito e estabilidade transitória.

Os autores sugerem que, considerando uma variação máxima de ±10% na tensão no gerador e uma separação angular de 210° entre o gerador e o equivalente elétrico do sistema receptor, não seria possível transmitir acima de 120% da potência característica. Também apontam a necessidade de reforço no isolamento do trecho central da linha, para suportar tensões mais elevadas durante carga superior à potência característica.

Foi abordada, ainda, a sincronização da linha do ponto de vista da estabilidade de regime permanente. Os autores concluíram que a linha deve ser energizada pelo terminal emissor e sincronizada pelo terminal receptor.

Em [3], foi incluído o efeito corona na modelagem e simulação de linhas de meia onda. Neste artigo, considera-se que esse efeito contribui para reduzir significativamente a magnitude das sobretensões sustentadas, mas também reduz a máxima potência transmitida e a estabilidade transitória. O caso exemplo deste artigo consiste em duas linhas de meia onda, de tensão nominal de 800 kV e 60 Hz. Cada fase é composta de quatro condutores, cada um com diâmetro de 33,97 mm. O autor comenta a necessidade de um modelamento adequado de perdas corona em feixes de condutores, com gradientes elétricos da ordem de duas ou três vezes o valor do gradiente crítico. Como esse modelamento

não estava disponível à época, foram realizadas medições em um único condutor, de diâmetro 31,5 mm, energizado em 50 Hz, confinado em uma gaiola, na estação experimental de Suvereto, na Itália. Os resultados de perdas corona obtidos no experimento foram, então, utilizados para calcular as perdas no caso exemplo, por meio de uma expressão matemática. Com base nessas perdas calculadas, as perdas corona foram modeladas através de resistores não-lineares, que foram incluídos em um circuito simulado no software *BPA Electromagnetic Transients Program* (EMTP).

Utilizando esse modelamento, foram realizados estudos de operação em regime permanente, transitórios de curto-circuito, energização e rejeição de carga. Os autores observaram, nesse caso, um limite superior para potência transmissível de cerca de 140% da potência característica, no caso usado como exemplo.

Em [2] e [3] foi abordada a necessidade de construir duas linhas de meia onda, para garantir o fornecimento em caso de contingência em uma das linhas. Ambos verificaram a possibilidade de seccionamento da linha (para evitar que a linha inteira seja retirada de operação em caso de defeito). Contudo, nestes trabalhos são apontadas desvantagens da adoção do seccionamento: perda da estabilidade transitória para determinados tipos de falta [2] e sobretensões em determinados pontos da linha em caso de perda de um dos trechos [3]. Em face desses problemas, [2] sugere que não sejam realizados seccionamentos e [3] propõe a utilização de equipamentos de compensação nos trechos em que houver apenas um circuito operando.

Em [4] considera-se que, em caso de impossibilidade de se construir duas linhas, o religamento monopolar seria uma alternativa para manter o fornecimento em caso de curto monofásico. Em [4] e [5] são abordadas alternativas para garantir alta probabilidade de extinção do arco secundário após abertura monopolar em linhas de meia onda. Em [1-4] é mencionada a necessidade de estudos adicionais sobre a transmissão em meia onda, antes de considerá-la uma alternativa à transmissão em CC.

Em [8] propõe-se a utilização de dispositivos FACTS, chamados de *HVAC tap*, em série ou em paralelo para permitir o fornecimento de energia em pontos intermediários da linha de meia onda. No exemplo utilizado no artigo, uma linha de 1.000 kV e 2.700 km, com capacidade de transmissão de 8 GW, se um desses dispositivos fosse usado, seria possível alimentar uma carga de 1 GW a 450 km do seu terminal emissor.

Em [10] e [11], é observado que, para situações de carga leve, as perdas ativas são proporcionalmente maiores, e é proposta a utilização de tapes com comutadores sob carga nos transformadores localizados nos terminais emissor e receptor da linha de meia onda, para diminuir as perdas Joule.

Nos artigos [6] e [9] propõem-se a realização de um ensaio real de energização de linhas de transmissão a meia onda. Os autores selecionaram algumas linhas cujos comprimentos somados perfazem pouco mais que meio comprimento de onda. Toda a compensação série instalada nessas linhas seria curto-circuitada, e toda a compensação paralelo seria desconectada. Além disso, os disjuntores dos trechos intermediários seriam bloqueados na posição fechada. A energização seria feita através de um único disjuntor. Esse ensaio é objeto de chamada de projeto de pesquisa e desenvolvimento estratégico publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [7].

Propriedades

Uma linha de meia onda, para uma frequência de operação de 60 Hz, tem cerca de 2.500 km. As tensões e correntes na linha têm uma velocidade de propagação próxima à velocidade da luz, 300.000 km/s, o que resulta num comprimento de onda de 5.000 km para a frequência de 60 Hz.

Uma linha de meia onda considerada sem perdas produz, ao longo de seu comprimento, a energia reativa que consome. Desta forma, a necessidade de compensação reativa é bastante reduzida.

As propriedades são mantidas quando o comprimento da linha é pouco maior que o meio comprimento de onda. Assim, não é necessário projetá-la para estar exatamente sintonizada à meia onda. Por esse motivo, muitas vezes usa-se o termo "linha com pouco mais de meio comprimento de onda".

A linha de meia onda apresenta outra vantagem, que é o seu bom desempenho em termos de estabilidade, pois se comporta de forma bastante semelhante a uma linha curta.

Operação em regime

As tensões nos dois terminais de linhas de meia onda apresentam módulos praticamente iguais e defasagem de 180° entre si, para qualquer valor de potência transportada, inclusive para nula (linha sem carga), conforme figura 1. O mesmo se observa para as correntes nos dois terminais da linha, conforme figura 2.

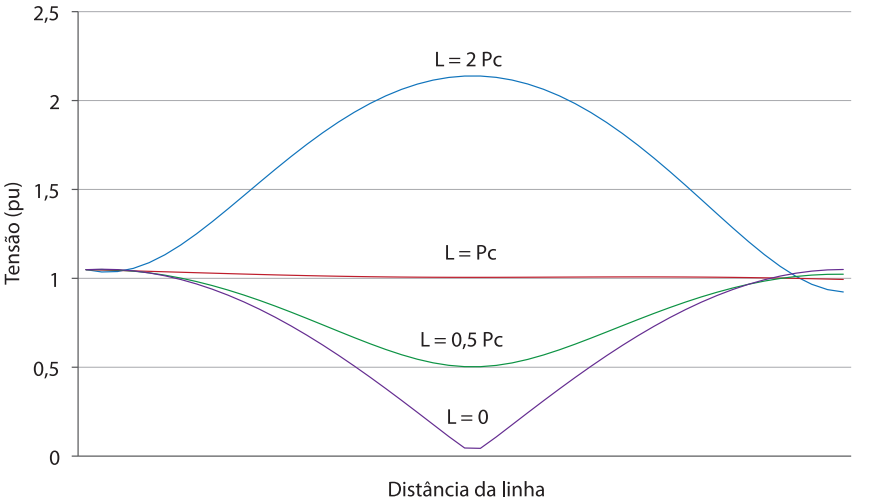


Figura 1: Tensões ao longo da linha para diversas relações entre potência transmitida (L) e potência característica (Pc)

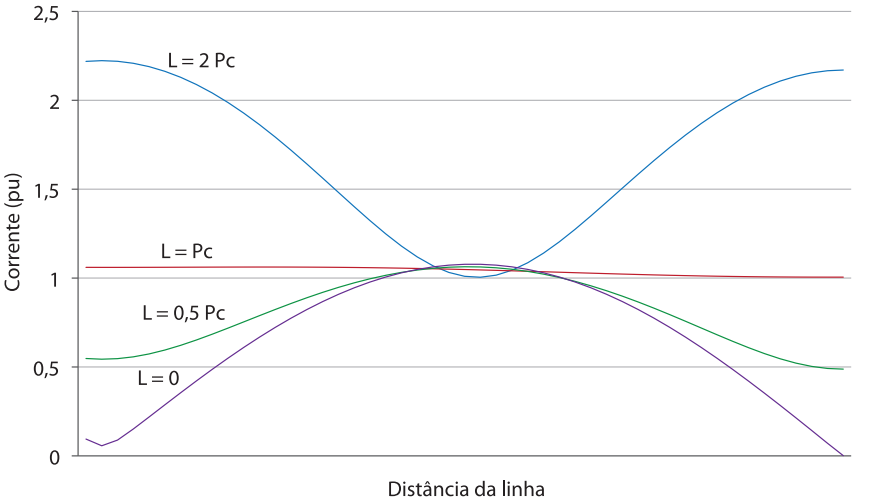


Figura 2: Correntes ao longo da linha para diversas relações entre potência transmitida (L) e potência característica (Pc)

Porém, essa propriedade diz respeito somente aos terminais da linha. Valores de carga diferentes da potência transmitida resultam num perfil de carga com sensível elevação ou redução da tensão no meio da linha, para cargas maiores ou menores que a potência característica da linha, respectivamente. Quando a potência transmitida é igual à potência característica, observa-se um perfil plano (para tensões e correntes).

Quando a potência transmitida é inferior à potência característica, as perdas Joule na linha não se reduzem de forma proporcional, acarretando perda de eficiência, conforme será descrito posteriormente.

Operação em regime com fator de potência não unitário

Quando a carga alimentada pela linha tem fator de potência diferente de um, os perfis de tensão e corrente ao longo da linha se modificam, ainda sendo mantida a propriedade de as tensões e correntes apresentarem módulos praticamente iguais em ambos os terminais, conforme figura 3 e figura 4. São observadas sobretensões em pontos não localizados no trecho central da linha.

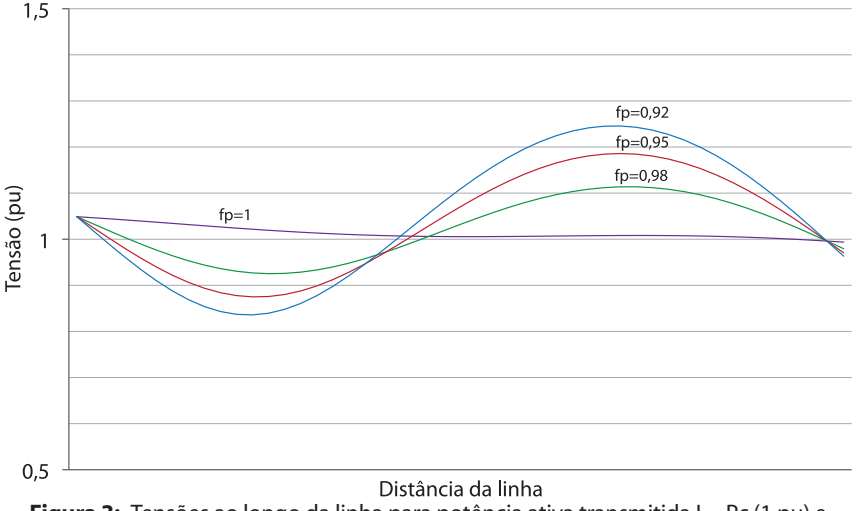


Figura 3: Tensões ao longo da linha para potência ativa transmitida L= Pc (1 pu) e diversos fatores de potência (fp) indutivos

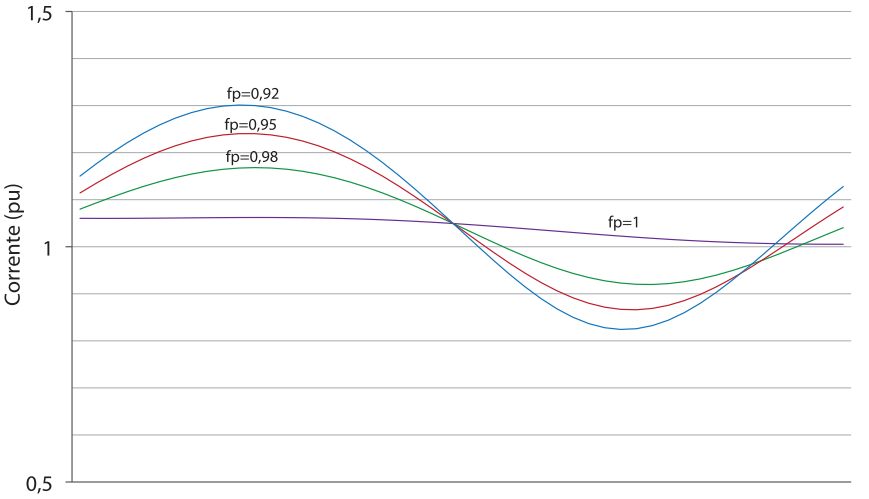


Figura 4: Correntes ao longo da linha para potência ativa transmitida L= Pc (1 pu) e diversos fatores de potência (fp) indutivos

Dessa forma, é necessário garantir que o fator de potência na carga se mantenha próximo à unidade, para evitar sobretensões (a regime) e aumento nas perdas (devido ao perfil não plano de corrente).

Definição da potência característica

Ao transmitir uma potência maior que a potência característica, uma linha de meia onda apresenta tensões elevadas nas proximidades do meio da linha. Por outro lado, ao transmitir uma potência muito inferior à potência característica, as perdas na linha aumentam. Então, considerando que o carregamento da linha não é constante, a escolha da impedância característica para a linha, que define a potência característica, depende da escolha entre os seguintes critérios:

- Admitem-se sobretensões na linha quando houver um maior carregamento (o que exigirá um projeto de linha mais robusto do ponto de vista de isolamento), privilegiando a redução de perdas, ou
- Evitam-se sobretensões na linha, aceitando-se que as perdas aumentem (ou seja, a eficiência da linha seja reduzida).

Caso seja considerada a transmissão com duas linhas de meia onda (buscando-se uma maior confiabilidade, atendendo ao critério N-1), a escolha de um dos critérios acima deve ser feita analisando a condição normal (duas linhas em operação) e a condição de contingência (uma linha em operação).

Perdas joule

Como linhas de meia onda se destinam à transmissão de grandes blocos de energia por longas distâncias, uma pequena redução percentual de perdas representa uma quantidade considerável de energia não desperdiçada. Conforme é observado na figura 2, os módulos das correntes no trecho central da linha praticamente não se alteram com a variação da potência transmitida. Isso faz com que as perdas Joule nesse trecho sejam praticamente fixas. Sendo assim, cargas leves resultam em maiores perdas joule percentuais do que cargas pesadas.

Em [10] e [11], é proposta uma estratégia de operação para minimizar as perdas joule, por intermédio do ajuste conveniente das tensões operativas nos terminais da linha, de forma que a potência característica, calculada com o valor ajustado da tensão, coincida com a potência transmitida no momento. Porém, para tal, é preciso dispor de comutador sob carga nos transformadores elevadores e abaixadores que conectam as linhas aos sistemas.

Comportamento em presença de curto-circuito monofásico

Simulações realizadas em [11] demonstram que, para a proteção de linhas de meia onda, funções baseadas em sinais de sobrecorrente nos terminais não são adequadas, pois curtos monofásicos no meio da linha provocam redução na corrente medida no transformador de corrente localizado no início da linha, dificultando a detecção da falta, conforme se observa na figura 5.

Além disso, curtos em linhas de meia onda provocam sobretensões em determinados pontos da linha em curto e, em caso de haver uma linha sã em paralelo, essa linha em paralelo também apresenta sobretensões em alguns trechos, conforme figura 6, figura 7 e figura 8 [11]. Nas figuras mencionadas, a tensão atingiu valores de 1,40 pu, 1,51 pu e 3,5 pu, respectivamente. Dessa forma, a coordenação de isolamento da linha deve levar em conta a ocorrência de sobretensões decorrentes de curtos na própria linha ou na linha adjacente.

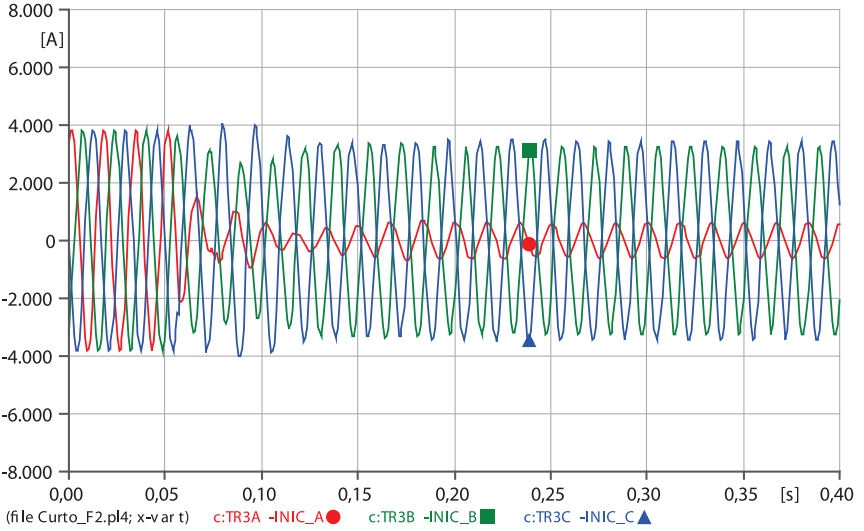


Figura 5: Corrente medida no início da linha, para curto fase A aplicado no meio da linha [11]

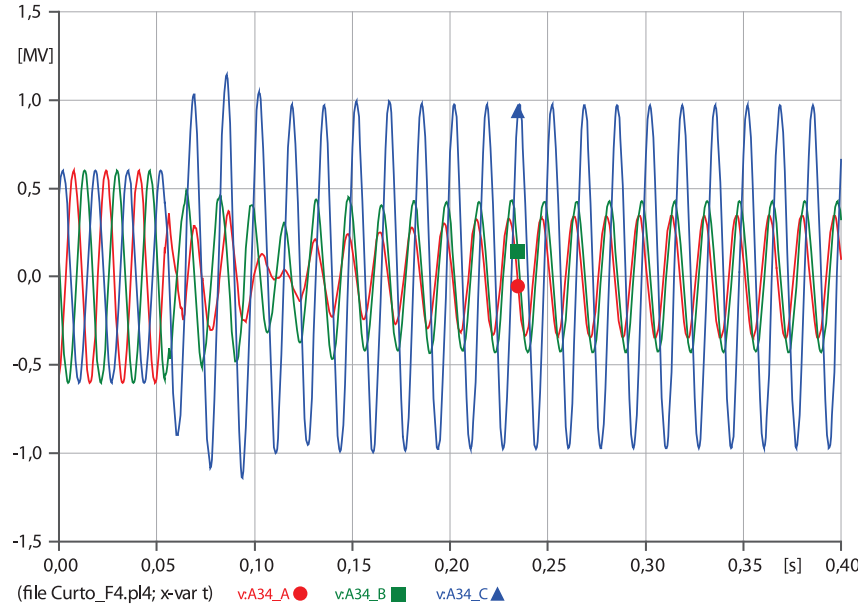


Figura 6: Tensões em um ponto localizado a 1.771 km do início da linha em curto. Antes do curto, havia duas linhas em operação [11]

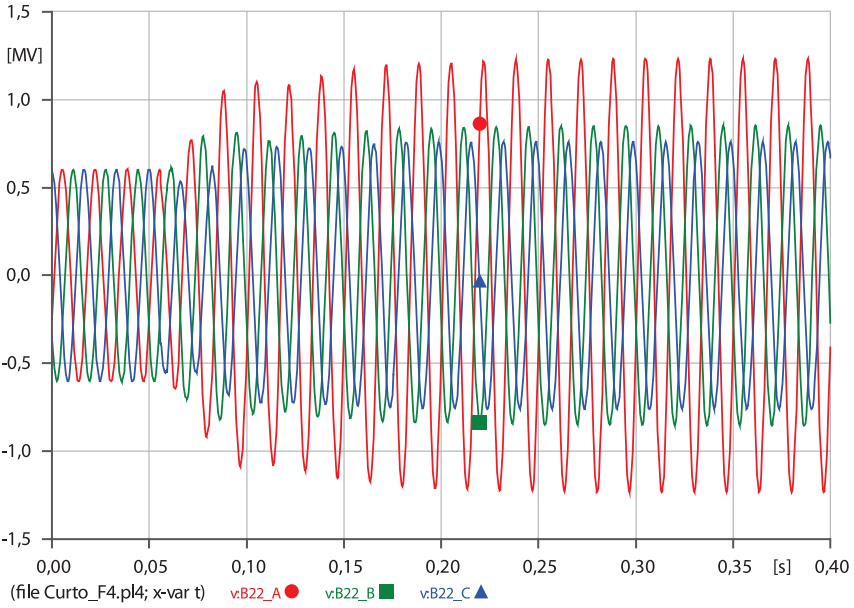


Figura 7: Tensões em um ponto localizado a 1.146 km do início da linha sã. Antes do curto, havia duas linhas em operação [11]

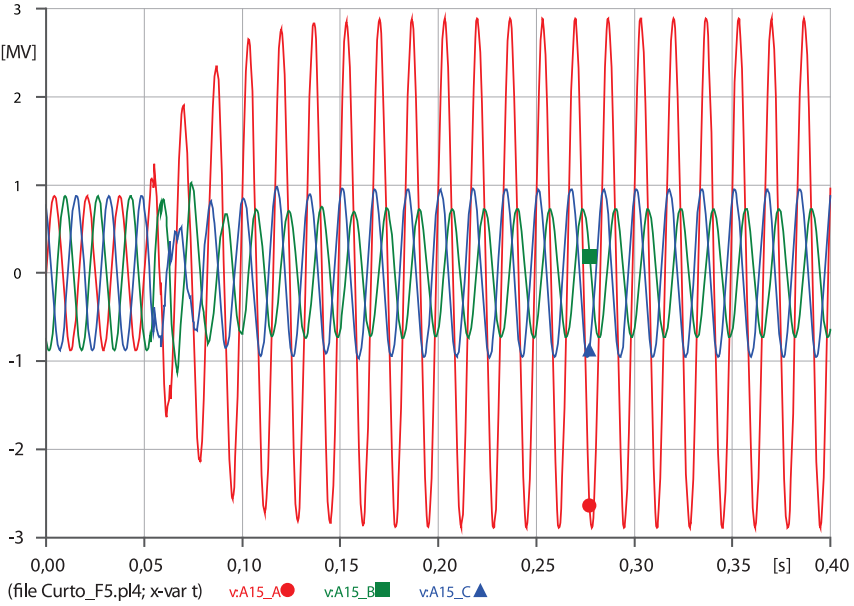


Figura 8: Tensões em um ponto localizado a 781 km do início da linha em curto. Antes do curto, havia apenas uma linha em operação [11]

Transitórios eletromagnéticos durante energização

Observa-se que a linha de meia onda não apresenta maiores problemas de sobretensões durante o transitório eletromagnético de sua energização. As máximas tensões são observadas no trecho final da linha, da mesma forma que o observado usualmente para linhas mais curtas. Nos trechos intermediários, as tensões são bastante reduzidas, conforme figura 9 [11].

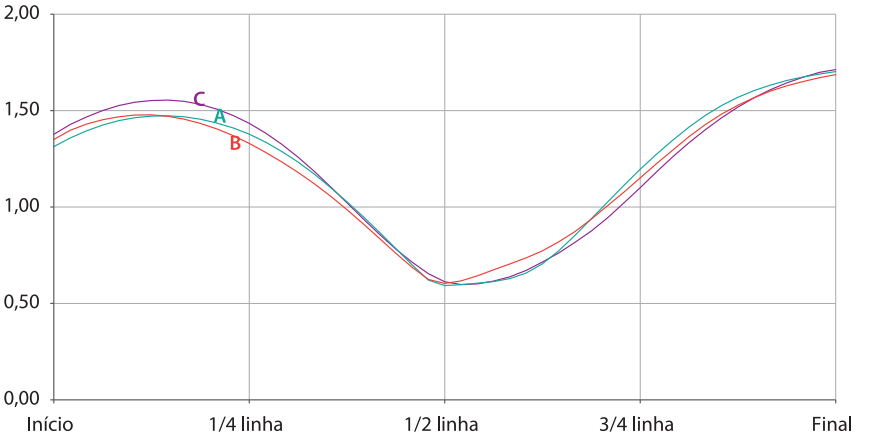


Figura 9: Tensões médias durante energização de uma linha meia onda [11]

Conclusões

Como resultado da pesquisa realizada, apresentam-se as seguintes conclusões:

- A escolha do valor adequado da potência característica é particularmente importante para a linha de meia onda. Este parâmetro determina a maior ou menor ocorrência de sobretensões em regime, bem como a amplitude dessas sobretensões. Também influencia o valor das perdas Joule da linha.
- Para adequação operacional de linhas de meia onda, é necessário prover equipamentos para ajuste do fator de potência na carga, para evitar sobretensões decorrentes de fator de potência não unitário.
- Funções de proteção baseadas em sinais de corrente convencionais apresentam inconvenientes se aplicadas em linhas de meia onda.

- A coordenação de isolamento da linha deve levar em conta a ocorrência de sobretensões decorrentes de curtos na própria linha ou na linha adjacente.
- Nas pesquisas realizadas até a presente data, os transitórios eletromagnéticos de energização de linhas de meia onda não se apresentaram mais críticos que os observados para linhas de transmissão convencionais.

Referências

[1] HUBERT, F. J.; GENT, M. R. *Half-Wavelength Power Transmission Lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-84, nº 10, pp. 965-973, Oct/1965.

[2] PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAMACHANDRA RAO, H. N. *Analysis of Natural Half-Wave-Length Power Transmission Lines*. IEEE *Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-88, nº 12, pp.1787-1794, Dec/1969.

[3] ILICETO, F.; CINIERI, E. *Analysis of Half-Wave Length Transmission Lines with simulation of corona losses*. IEEE *Transactions on Power Delivery*. Vol. 3, nº 4, pp. 2081-2091, Oct/1988.

[4] GATTA, F. M.; ILICETO, F. *Analysis of some operation problems of half-wave length power transmission lines. In: 3rd AFRICON Conference*, 1992, Swaziland. AFRICON '92 Proceedings, pp. 59-64.

[5] PORTELA, C.; ALVIM, M. *Soluções não convencionais em CA adequadas para transmissão a distância muito longa – uma alternativa para o sistema de transmissão da Amazônia*. In: Seminário: Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância, out/2007, Recife/PE.

[6] TAVARES, M. C.; PORTELA, C. M. *Half-Wave Length Line Energization Case Test – Proposition of a Real Test. In: 2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application.* Nov/2008, Chongqing, China.

[7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Chamada nº 004/2008; *Projeto estratégico: "Ensaio de transmissão de energia em linha de pouco mais de meio comprimento de onda"*. Brasília, DF. 2008. Disponível em *http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE04-2008.pdf*.

[8] DIAS, R. F. S.; LIMA, A. C. S.; PORTELA, C.; AREDES, M. *Non Conventional Transmission Line with FACTS in Electromagnetic Transient Programs. In: International Conference on Power Systems Transients (IPST'2009).* Jun/2009, Kyoto, Japan.

[9] TAVARES, M. C.; PORTELA, C. M. *Proposition of a Half-Wave Length Energization Case Test. In: International Conference on Power Systems Transients (IPST'2009).* Jun/2009, Kyoto, Japão.

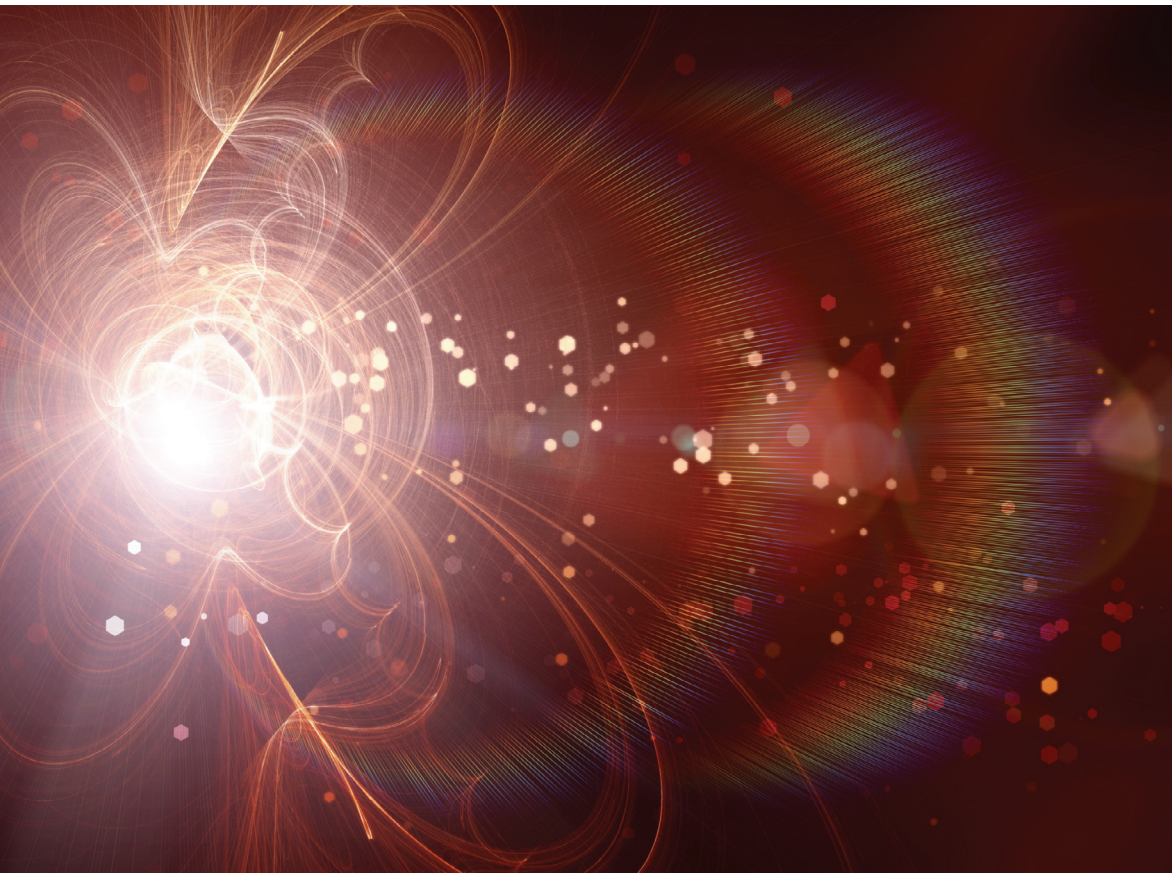
[10] VIDIGAL, R. F.; TAVARES, M. C. *Conceitos Fundamentais da Transmissão em um Pouco mais de Meio Comprimento de Onda. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2010).* Mai/2010, Belém, Pará.

[11] DOS SANTOS, M. L. *Avaliação do desempenho de linhas de transmissão de energia elétrica de meia onda*. 2010. 77p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

CAPÍTULO 7

Sistemas de Transmissão Multifásicos

Mario Masuda
José A. Jardini



Objetivo

Este capítulo tem por objetivo apresentar o estado da arte de sistemas multifásicos, em especial o sistema hexafásico, visando a vislumbrar uma alternativa para transporte de grandes blocos de energia em longa distância.

Serão abordados os conceitos teóricos, as implicações decorrentes dessa utilização, eventual vantagem econômica, envolvendo a redução de perdas e o aumento da capacidade de transmissão, e os aspectos práticos necessários à adaptação em linhas e subestações existentes.

O sistema hexafásico é considerado especialmente para regiões nas quais se têm problemas relativos às faixas de passagem e também em locais onde já não existem corredores para passagem de novas linhas. Normalmente, como será mencionado adiante, o sistema tem sido considerado em transformações de linhas existentes na faixa de tensão de 138 kV, e, com isso, não se têm na literatura casos em que foram implantadas de início linhas multifásicas em UHV, sendo nesses casos apenas efetuados estudos a respeito. Como resultado desses estudos, têm sido apresentadas alternativas para utilização de linhas multifásicas em futuros sistemas em corrente alternada para transporte de grandes blocos de energia a longa distância, com aproveitamento de fontes de geração em locais remotos e também a utilização de um menor número de corredores de linhas.

Linhas de transmissão multifásicas oferecem as vantagens de alta capacidade de transmissão, faixas de passagens mais estreitas, baixo nível de ruído, dimensões reduzidas e alta confiabilidade para faltas transitórias, além de possuir completa compatibilidade com sistemas trifásicos.

Fundamento teórico

Definição da tensão do sistema

O desenvolvimento teórico dos sistemas multifásicos está baseado em uma configuração circular, onde os condutores são dispostos nos vértices de um polígono regular, tal que o ângulo entre os dois feixes de condutores adjacentes seja de 360°/N, onde N é o número de fases. Desta forma, a distribuição física dos condutores poderá ser associada a um diagrama fasorial de tensões onde:

$V_{ff} = 2V_{ft}\ \text{sen}(\theta/2)$.
Sendo:
V_{ff}: tensão fase-fase em kV.
V_{ft}: tensão fase-terra em kV.
$\theta = 360°/N$: ângulo entre fases em graus.

A tabela 1 a seguir apresenta a tensão fase-fase (V_{ff}) entre duas fases adjacentes, partindo-se de valores usuais de V_{ff} para linhas de transmissão trifásicas e tomando-se como referência a tensão fase-terra (V_{ft}).

Tabela 1: Relação entre tensão fase-fase (adjacente) e fase-terra em sistema multifásicos

V_{ft} (kV)	V_{ff} (kV) (fases adjacentes *)				
	N=3	N=6	N=12	N=24	N=36
80	138	80	41	21	14
133	230	133	69	35	23
199	345	199	103	52	35
289	500	289	149	75	50
433	750	433	224	113	75
693	1.200	693	358	181	120

* fases adjacentes para configuração circular

Observa-se da tabela acima que, a partir de N=6 (hexafásico), a tensão fase-terra será sempre maior que a tensão fase-fase e, por essa razão, o sistema multifásico utiliza como referência a tensão fase-terra, ao contrário do que ocorre para sistema trifásico. A figura 1 apresenta o diagrama fasorial dos sistemas trifásico, hexafásico e dodecafásico.

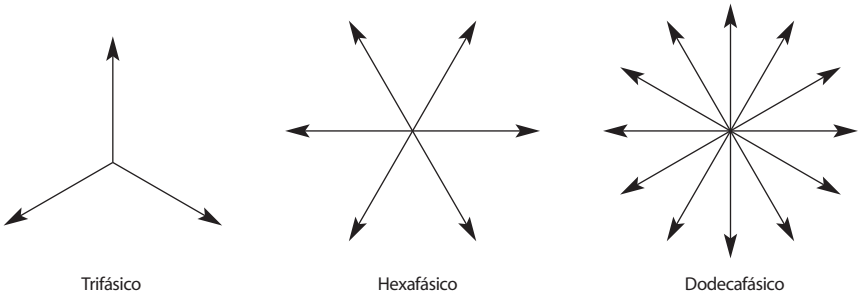


Figura 1: Representação dos diagramas fasoriais

Deve-se notar que, se partindo de um sistema trifásico, é possível obter as várias tensões e suas respectivas defasagens para chegar ao sistema multifásico (usando transformadores com defasagem).

Impedância da linha

A potência característica (SIL), para o caso geral de uma configuração circular dos condutores em função do número de fases, é apresentada na figura 2 [4]. Verifica-se que o acoplamento mútuo entre as fases resulta em um maior incremento na impedância característica. Dessa forma, tem-se um menor incremento na potência característica à medida que aumenta o número de fases. Ainda conforme figura 2, diferentemente da potência característica, o carregamento devido ao limite térmico é proporcional ao número de fases.

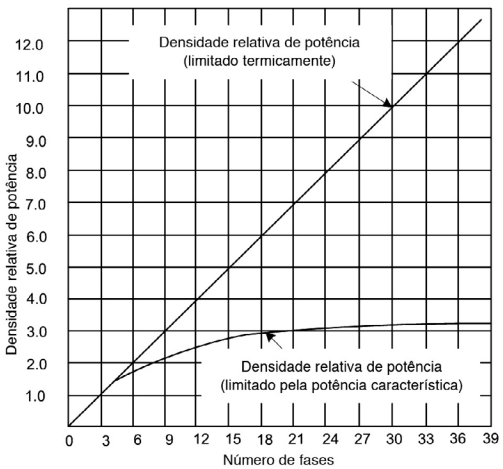


Figura 2: Densidade de potência relativa função do número de fases [4]

Comparação da linha trifásica com a hexafásica

As formas de comparação entre linha trifásica com hexafásica são as seguintes:

- Hipótese 1: ambas as linhas transmitem a mesma potência com a mesma seção condutora total (mesma corrente por cabo).

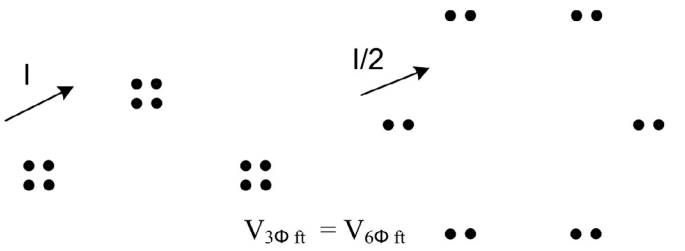


Figura 3: Linha trifásica de circuito simples *versus* linha hexafásica, $\sqrt{3}_{\Phi\,ft} = V6_{\Phi\,ft}$

Neste caso tem-se que:
Potência para a linha trifásica: $P_{3\Phi}=\sqrt{3}.V_{3\Phi\,ff} . I = 3. V_{3\Phi\,ft} . I.$
Potência para a linha hexafásica: $P_{6\Phi}= 6.V_{6\Phi\,ft} . I/2.$
Igualando as potências acima, tem-se que: $V_{6\Phi\,ft} = V_{3\Phi\,ff}/\sqrt{3}= V_{3\Phi\,ft}.$

- Hipótese 1a: uma linha hexafásica transmitindo a mesma potência total de 2 linhas trifásicas (mesma corrente por condutor).

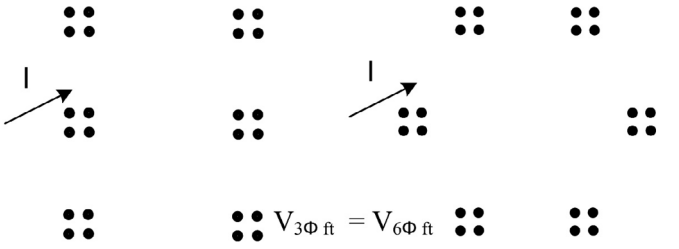


Figura 4: Linha trifásica de circuito duplo *versus* linha hexafásica, $V6_{\Phi\,ft} = V3_{\Phi\,ft}$

Neste caso tem-se que:
Potência para a linha trifásica: $2P_{3\Phi} = 2.\sqrt{3}.V_{3\Phi\,ff} . I.$
Potência para a linha hexafásica: $P_{6\Phi} = 6.V_{6\Phi\,ft} . I.$
Igualando as potências acima, tem-se que: $V_{6\Phi\,ft} = V_{3\Phi\,ff}/\sqrt{3}.$

- Hipótese 2: uma linha hexafásica comparada com 2 linhas trifásicas, sendo a tensão fase-terra da hexafásica igual à tensão fase-fase da trifásica ($V_{6\Phi\,ft} = V_{3\Phi\,ff}$) e mesma corrente por condutor.

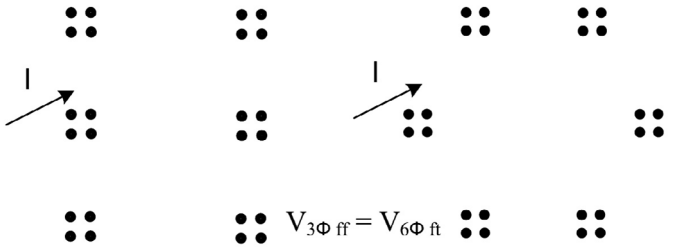


Figura 5: Linha trifásica de circuito duplo *versus* linha hexafásica, $V3_{\Phi\,ff} = V6_{\Phi\,ft}$

Neste caso tem-se que:
Potência para a linha trifásica: $P_{3\Phi} = 2.\sqrt{3}.V_{3\Phi\,ff}$. I.
Potência para a linha hexafásica: $P_{6\Phi} = 6.\ V_{3\Phi\,ff}$. I.
Comparando as potências acima, tem-se que: $P_{6\Phi} = \sqrt{3}P_{3\Phi}$.

Verifica-se das hipóteses acima que:

- Nas hipóteses 1 e 1a observa-se que a tensão do hexafásico entre fases adjacentes é $\sqrt{3}$ menor que a tensão (de linha) do trifásico, porém se deve observar que entre fases alternadas do hexafásico tem-se uma tensão igual a do trifásico, e entre fases opostas a tensão é 2 vezes a tensão fase-terra.
- Em se tratando de linha trifásica de circuito duplo, para se ter um aumento na potência com a substituição por uma linha hexafásica, haverá a necessidade de se aumentar a tensão do sistema hexafásico, ou seja, a tensão fase-terra do hexafásico deverá ser maior que a tensão fase-terra do sistema trifásico.

Transformadores

Nos itens a seguir, serão apresentadas as formas para a transformação do sistema trifásico para o hexafásico e vice-versa [1].

Conversão trifásico/hexafásico (utilizando transformador hexafásico)

Na obtenção de um sistema hexafásico a partir do sistema trifásico, é

necessária a utilização de transformadores trifásicos-hexafásicos. Atualmente esses transformadores são do tipo especial, não sendo ainda parte da linha de produção normal dos fabricantes de equipamentos elétricos de potência. Entretanto, as primeiras pesquisas [7] indicam ser possível a fabricação de transformadores desse tipo com potência, com regulação e eficiência comparáveis às unidades convencionais. As pesquisas envolveram também testes em laboratório em escala reduzida de diferentes esquemas de enrolamentos, cujos detalhes de ensaios estão contidos no relatório da Fase I do estudo conjunto realizado pela APS-*Allegheny Power System* e *West-Virginia University*. As possibilidades que se mostraram compatíveis encontram-se relacionadas a seguir e ilustradas na figura 6:

- Conexão delta-estrela.
- Conexão Y-estrela.
- Autotransformador Y-hexágono.
- Autotransformador conectado em estrela.

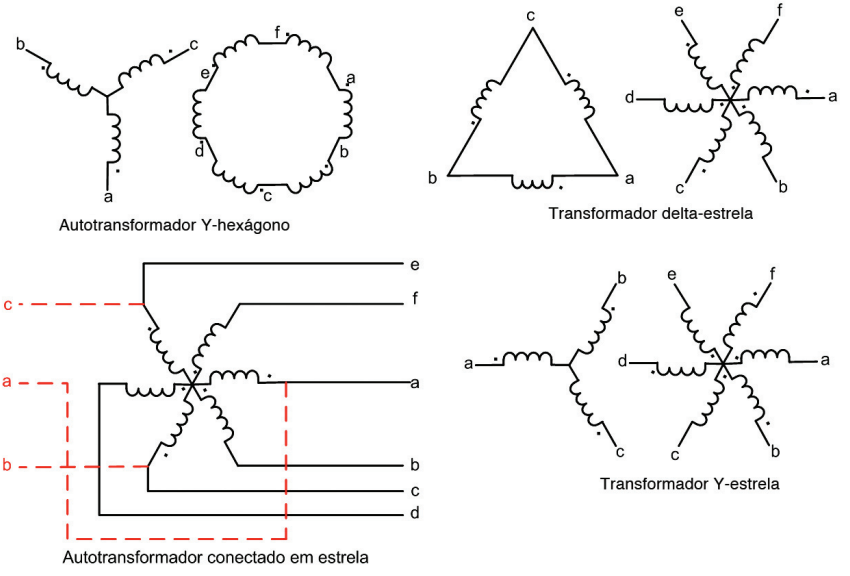


Figura 6: Conexões trifásicos-hexafásicas

Os estudos foram realizados objetivando adequar alguns dos esquemas ao sistema de transformação utilizado pela APS-*Allegheny Power System* em sua rede. Assim, a conexão delta-estrela foi definida para transformação da tensão trifásica no lado da geração, para o nível de tensão de 138 kV da trans-

missão hexafásica. A conexão Y-hexágono foi definida, ou vice-versa, para a transformação da tensão 138 kV hexafásica para a tensão trifásica de rede de distribuição primária.

Conversão hexafásico/trifásico (com transformadores do sistema trifásico)

Na transformação de um sistema hexafásico para trifásico, procura-se prover o defasamento angular adequado entre as fases dos circuitos.

Dois são os processos para prover a defasagem:

- Manter um circuito inalterado (a c e) e fazer girar o outro (b d f) de 180° conforme uma das alternativas da figura 7.

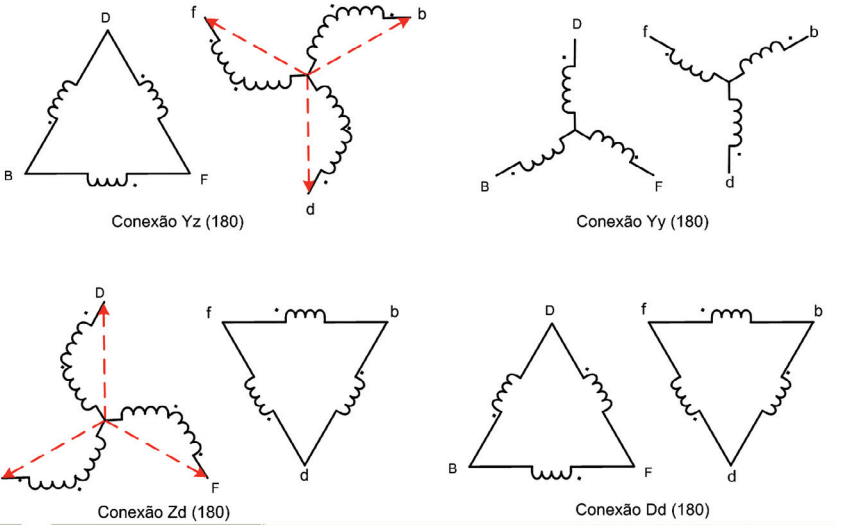


Figura 7: Alternativas para girar 180° as fases de um circuito

- Fazer um deslocamento de -30° para um circuito (a e c), conforme alternativas da figura 8, e +30° para o outro circuito (b d f), segundo alternativas apresentadas na figura 9.

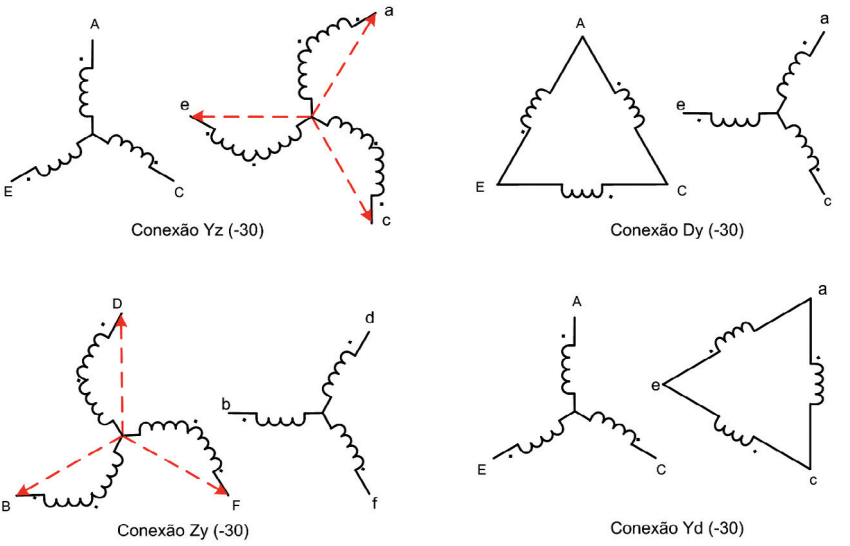


Figura 8: Alternativas para girar -30° as fases de um circuito

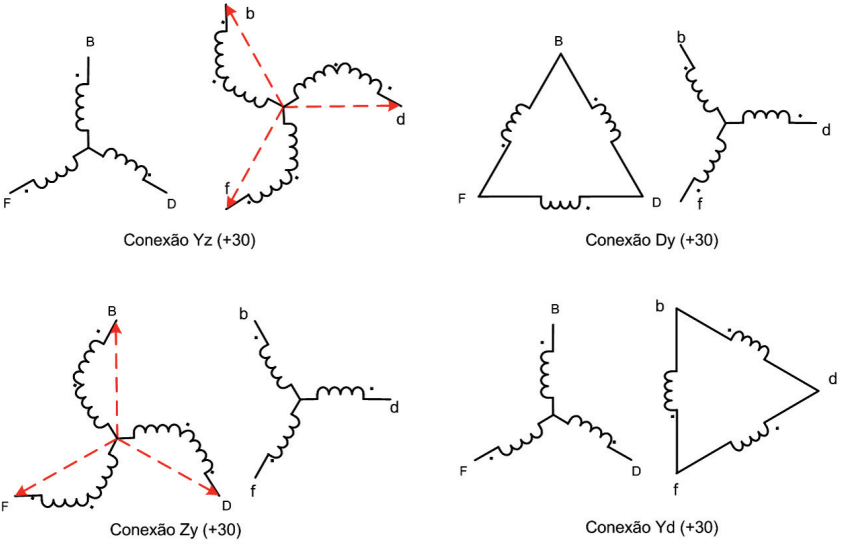


Figura 9: Alternativas para girar +30° as fases de um circuito

Projeto de transformadores

Em [8] foi estudada a transformação da linha de transmissão 138 kV circuito duplo *Charleroi-Yukon da Allegheny Power System* em linha 138 kV hexafásica. Foram investigados o custo e os projetos preliminares de transformadores hexafásicos possíveis de serem utilizados nas subestações terminais. As especificações de projeto dos transformadores foram analisadas por um dos mais importantes fabricantes de equipamentos elétricos, participantes do estudo, que emitiu parecer sobre as dimensões, custos e viabilidade dos projetos apresentados. Os resultados indicaram que os transformadores trifásicos com dois enrolamentos eram os mais adequados para o estudo, por apresentarem dimensões que possibilitavam o transporte e propiciavam a impedância série equilibrada em todas as seis fases. Já os transformadores trifásicos-hexafásicos não foram considerados viáveis por apresentarem dimensões incompatíveis para o transporte. Quanto aos custos, para a subestação de Yukon, tomando como custo unitário (US$/MVA) de um autotransformador de 400 MVA 500/230 kV trifásico, o transformador adequado foi estimado em um custo unitário 1,5 vezes maior. Para a subestação de Charleroi, tendo como base o custo unitário de um autotransformador de 400 MVA 138/230 kV trifásico, o transformador adequado foi estimado em um custo unitário 1,2 vezes maior.

Projeto do sistema multifásico

A referência [3] apresenta uma análise comparativa na utilização de linhas hexafásicas e dodecafásicas em relação a uma linha trifásica de 1.200 kV com igual capacidade de transmissão de potência total. Para a linha hexafásica, foi adotada a tensão de 462 kV (fase-terra) e para a linha dodecafásica foram adotadas as tensões de 462 kV e 317 kV (fase-terra).

Foram definidas as torres de cada um dos sistemas considerando os estudos de:

- Coordenação de isolamento para frequência industrial e surtos de manobra que forneceram os espaçamentos mínimos fase-fase de 3,72m e 2,68m para o hexafásico e dodecafásico em 462 kV (fase-terra) respectivamente, e 1,92m para o dodecafásico em 317 kV (fase-terra). Critérios de rádio-interferência e ruído audível levam a um excessivo

feixe de condutores para se ter um desempenho aceitável para estes espaçamentos entre fases adjacentes. Um projeto equilibrado, onde todas as variáveis sejam tratadas adequadamente, requer um aumento nos espaçamentos entre fases adjacentes para redução do ruído e tornando, dessa forma, o isolamento conservativo. Os espaçamentos entre fases considerados para o projeto foram então, respectivamente, 6,10 e 3,81 m para o sistema em 462 kV e 2,60 m para o sistema em 317 kV.

- A distância mínima condutor-solo foi escolhida para todas as opções, inclusive uma linha trifásica de 1.200 kV, de forma que o máximo campo elétrico ao nível do solo na faixa de passagem seja inferior a 8 kV/m. Embora este critério possa ser considerado conservativo, este foi escolhido para esta comparação por ser máximo campo permitido em alguns estados norte-americanos.
- Os condutores selecionados para a linha trifásica de 1.200 kV constituíram em oito 1.780 kcmil ACSR (Chukar) condutores por fase. Para as linhas multifásicas foram:
  - 4x2156 kcmil, Bluebird para hexafásico, V_{ff} = 462 kV (alterado para 2x2176 Kiwi no processo de otimização).
  - 2x2156 kcmil, Bluebird para dodecafásico, V_{ff} = 462 kV (alterado para 2x2176 Kiwi no processo de otimização).
  - 1x2515 kcmil, Joree para dodecafásico, V_{ff} = 317 kV.

Considerando uma potência P = 12.000 MW para todas as alternativas, as correntes seriam:

3Φ, 1.200 kV	721	A/condutor
6Φ, 462 kV	1.082	A/condutor
12Φ, 462 kV	1.082	A/condutor
12Φ, 317 kV	3.154	A/condutor

Geometria da estrutura

A figura 10 apresenta os croquis em escala das silhuetas comparativas das alternativas. Consideraram-se as alturas do condutor no meio do vão para o máximo nível de campo elétrico de 8 kV/m no solo.

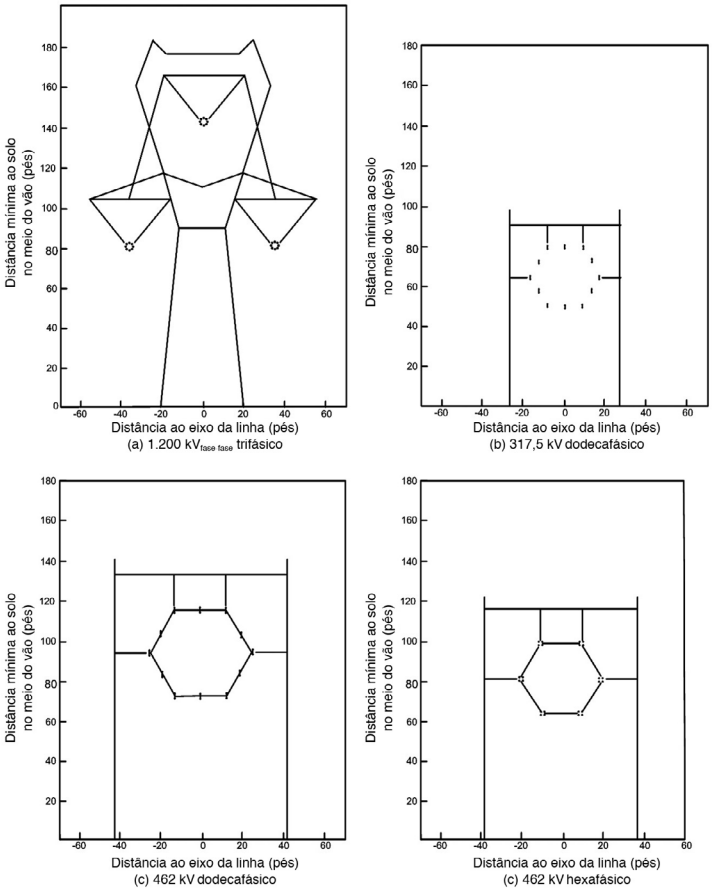


Figura 10: Comparação das dimensões das alternativas [3]

Desempenho elétrico (corona e campos)

Para o sistema hexafásico, os perfis laterais de campo elétrico no nível do solo, ruído audível para condutor molhado e rádio ruído em tempo bom são menores que para o projeto trifásico de 1.200 kV, indicando a possibilidade da utilização de uma faixa de passagem mais estreita.

Uma comparação da impedância característica e do carregamento térmico para os quatro projetos encontra-se na tabela 2. Para as geometrias de condutor selecionadas, a potência característica dos projetos de 462 kV são comparáveis ao de 1.200 kV trifásico (o projeto dodecafásico tem uma maior potência característica que o projeto hexafásico). Carregamentos térmicos (temperatura máxima

de 40 °C acima da temperatura ambiente) são menores para as opções de multifásicos, porém, se o limite nominal do disjuntor limitar à capacidade de linha, por exemplo, em 6.000 A, a disponibilidade do nominal da linha é apresentada na tabela 2. Assim, todas as opções de multifásicos têm capacidades maiores que o projeto UHV quando incluídas à capacidade nominal dos disjuntores.

Tabela 2: Comparação da capacidade de transmissão das alternativas (traduzido de [3])

Nº de fases	Tensão (kV)	Zs (Ohm)	SIL (MW)	Capacidade térmica (MW)	Limitação do disjuntor	Nº condutor no feixe	Diâmetro do condutor (polegadas)
3	1.200	229	6.300	23.900	12.500	8	1.602
6	462	266	4.800	17.900	16.600	4	1.762
12	462	458	5.600	17.900	33.300	2	1.762
12	317	434	2.800	13.400	22.800	2	1.800

Projetos de torre

As torres de transmissão para a linha hexafásica têm silhuetas semelhantes às torres das linhas compactas de 500 kV da Eletronorte com uma diferente configuração da cadeia. A figura 11 apresenta uma silhueta típica para esse tipo de torre. Observa-se, porém, que as distâncias mínimas equivalentes para o sistema de 462 kV serão semelhantes às da citada linha. Além disto, as torres de ancoragens e também as de transposição deverão ser concebidas de forma a não descaracterizar o sistema hexafásico e não elevar em demasia os pesos dessas torres.

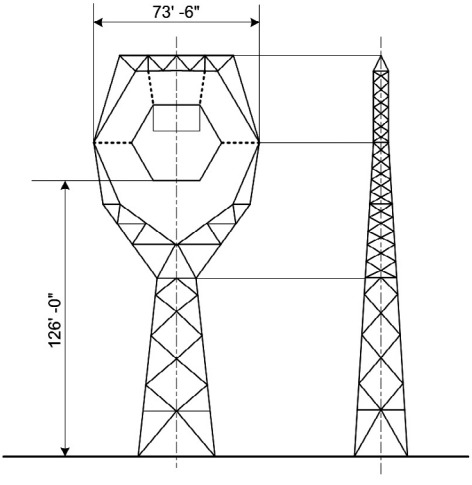


Figura 11: Silhueta de torre hexafásica [3]

Sistemas de isoladores

O projeto dos sistemas de isoladores desenvolvidos para o sistema multifásico é radicalmente diferente das cadeias convencionais I ou V, uma vez que os isoladores suportam os condutores das fases e ficam dispostos em uma forma quase circular para tirar máxima vantagem da capacidade do multifásico. As alternativas de projeto do conjunto isolante do sistema hexafásico encontram-se ilustradas na figura 12.

Carregamentos mecânicos devem ser determinados para todas as combinações de suporte sob todos os critérios de carregamento usados no projeto da estrutura. A escolha ótima deve ser baseada em custo, desempenho e qualidades estéticas.

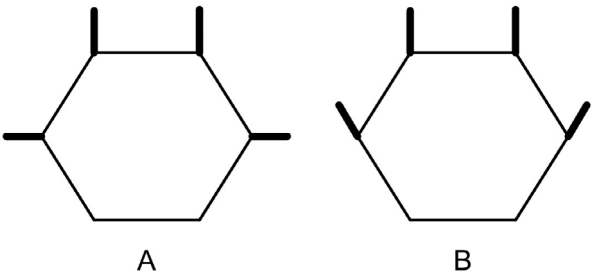


Figura 12: Alternativas do conjunto isolante para o sistema hexafásico

Os seguintes aspectos podem ser verificados quando do dimensionamento do conjunto isolante de um sistema hexafásico equivalente a duas linhas trifásicas de 1.100 kV:

- Para uma linha de trifásica de 1.100 kV, geralmente são utilizados 8 condutores por fase, com peso do cabo em torno de 2,5 kg/m.
- Para a correspondente linha hexafásica, a tensão seria de 635 kV e, supondo que é equivalente a 2 trifásicos, então seriam necessários os mesmos 8 condutores por fase. Supondo um vão de peso de 700 m, tem-se um peso total dos cabos igual a 84 t (8 x 6 x 2,5 x 700). Considerando um coeficiente de segurança de 2,5, tem-se um total de 210 t que devem ser suportadas pelos isoladores. Deve-se ressaltar que, para a condição com vento máximo, os valores serão ainda superiores ao acima mencionado.

Portanto, o esforço acima mencionado poderá ocasionar dificuldades na obtenção de isoladores, principalmente os poliméricos utilizados em cadeias que sofrem compressão. Além disso, tem-se também a necessidade de se prever a utilização de cadeias múltiplas.

Outro aspecto que também deve ser levado em consideração são as ferragens necessárias para esses tipos de cadeia que deverão ser especiais e de dimensões elevadas, diferentemente daquelas utilizadas para tensões menores (138 kV) de instalações existentes.

Proteção para o sistema hexafásico

A referência [6] investiga as impedâncias (para as sequências de fase) para vários tipos de defeitos em linhas multifásicas com o propósito de desenvolver estratégia visando à recomendação de ajuste para relé de impedância.

A conclusão é que os curtos fase-terra são facilmente detectáveis pela baixa impedância na fase apropriada para o relé do tipo mho. Assim, também, a falta fase-fase é facilmente detectada. Os resultados mostram que é possível projetar um amplo esquema de detecção de falta baseado na detecção pela impedância. Entretanto, estudos adicionais precisam ser elaborados particularmente devido às variedades de conexões de transformadores.

Experiência em utilização do sistema hexafásico

A referência [5] apresenta uma demonstração de operação de 3 anos da repotencialização de uma linha de 115 kV trifásico para 93 kV(fase-terra) no sistema hexafásico em uma concessionária (EUA) e como foram resolvidas as questões referentes à integração do hexafásico com o trifásico e a proteção. O sucesso na operação da linha e na construção e operação da subestação e também na aplicação da proteção removeram as últimas barreiras para a aplicação do hexafásico.

As técnicas existentes para cálculo do efeito corona e do efeito de campo mostraram-se adequadas. A análise econômica baseada em dados de custos desenvolvidos durante a modificação da linha e da subestação mostrou a factibilidade do hexafásico.

O artigo concluiu que, na prática:

- O hexafásico pode ser incorporado em sistema trifásico existente e operado com sucesso e confiabilidade.
- A proteção do hexafásico com relés convencionais disponíveis comercialmente é factível.
- Corona e campo podem ser avaliados com métodos analíticos existentes.
- O hexafásico é uma alternativa economicamente competitiva para recapacitação de circuito duplo existente e, igualmente, uma alternativa razoável para construção de novas linhas em condições especiais com faixa de passagem restrita.

A figura 13 apresenta uma foto com algumas estruturas utilizadas na linha hexafásica.

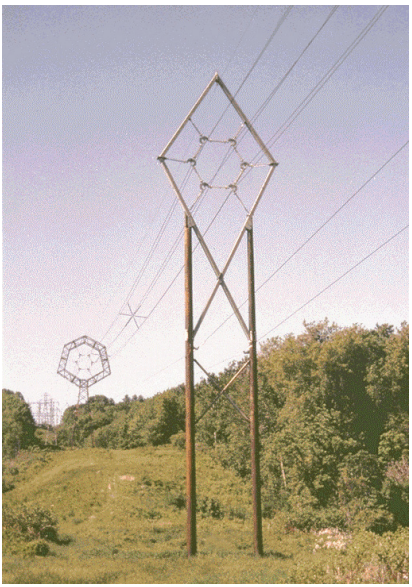


Figura 13: Linha transformada em hexafásica [5]

Vantagens e desvantagens do sistema hexafásico

As vantagens de um sistema hexafásico são:

- Teste em linhas tem confirmado que os métodos de cálculo desenvolvidos para o sistema hexafásico, a partir do trifásico, avaliam com precisão o nível de ruído, solicitações de campo e comportamento mecânico do hexafásico. Algumas confirmações similares foram também feitas para o sistema dodecafásico.
- O sistema multifásico pode prover a mesma capacidade de transferência de potência (limite térmico ou SIL) em faixa de passagem menor, para o mesmo critério de campo elétrico e ruído audível, com estruturas menores e menor custo global.
- O sistema multifásico pode prover uma maior transferência de potência em uma faixa de passagem igual ao do trifásico, para o mesmo critério de campo e de ruído.

Na prática, as desvantagens de um sistema hexafásico são:

- Para o sistema de proteção, o sistema pode ser considerado como dois sistemas trifásicos, com a desvantagem de que, quando da ocorrência de curto entre fases de circuitos diferentes, ocorre a perda total do sistema.
- Maior quantidade de transposições em relação ao sistema trifásico, porém, para uma linha longa, pode não se constituir em desvantagens.
- Para sistema UHV, devido ao grande número de condutor por feixe, tem-se por consequência um peso excessivo em razão dos cabos atuando nos isoladores.

Comparação econômica

Para verificar o interesse no uso de sistemas hexafásico, as seguintes comparações econômicas devem ser efetuadas.

a) circuito duplo trifásico contra um circuito hexafásico.

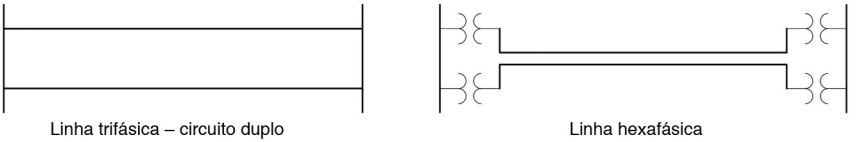


Figura 14: Linha trifásica de circuito duplo *versus* linha hexafásica

A linha de circuito duplo será convencional (tronco piramidal) e a linha hexafásica deve ter configuração circular. As tensões fase-terra devem ser iguais. Neste caso, a linha hexafásica deverá ter um menor custo devido à menor dimensão da torre. Por outro lado, devem ser incluídos na alternativa hexafásica os custos dos transformadores cujas potências são definidas para atender à perda de um circuito trifásico ou metade do hexafásico.

b) 1 circuito simples trifásico contra um hexafásico.

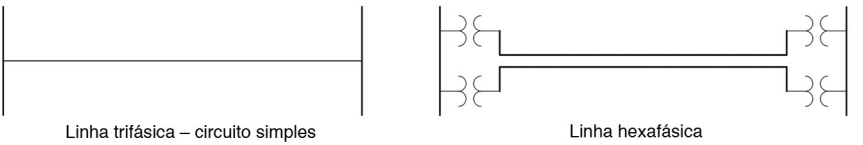


Figura 15: Linha trifásica de circuito simples *versus* linha hexafásica

Neste caso, as tensões fase-terra deverão ser diferentes (trifásica $\sqrt{3}$ vezes maior) e utilizar, assim, a mesma secção por cabo. Os pesos de torres deverão ser avaliados e, como consequência, o custo da linha também deverá ser avaliado. Ao sistema hexafásico deverá ser adicionado o custo dos transformadores.

Conclusões

a) Linhas multifásicas podem ser projetadas para prover capacidades de transferência de energia semelhantes à UHV.
b) Linhas multifásicas são menores e requerem menores faixas de passagem comparadas com linhas trifásicas, sujeitas às mesmas restrições ambientais.
c) Linhas multifásicas são compatíveis com sistemas trifásicos existentes.
d) Estruturas de linhas multifásicas, ferragens e isolamento para tensão em EHV não apresentam nenhum problema de limitação de projeto.

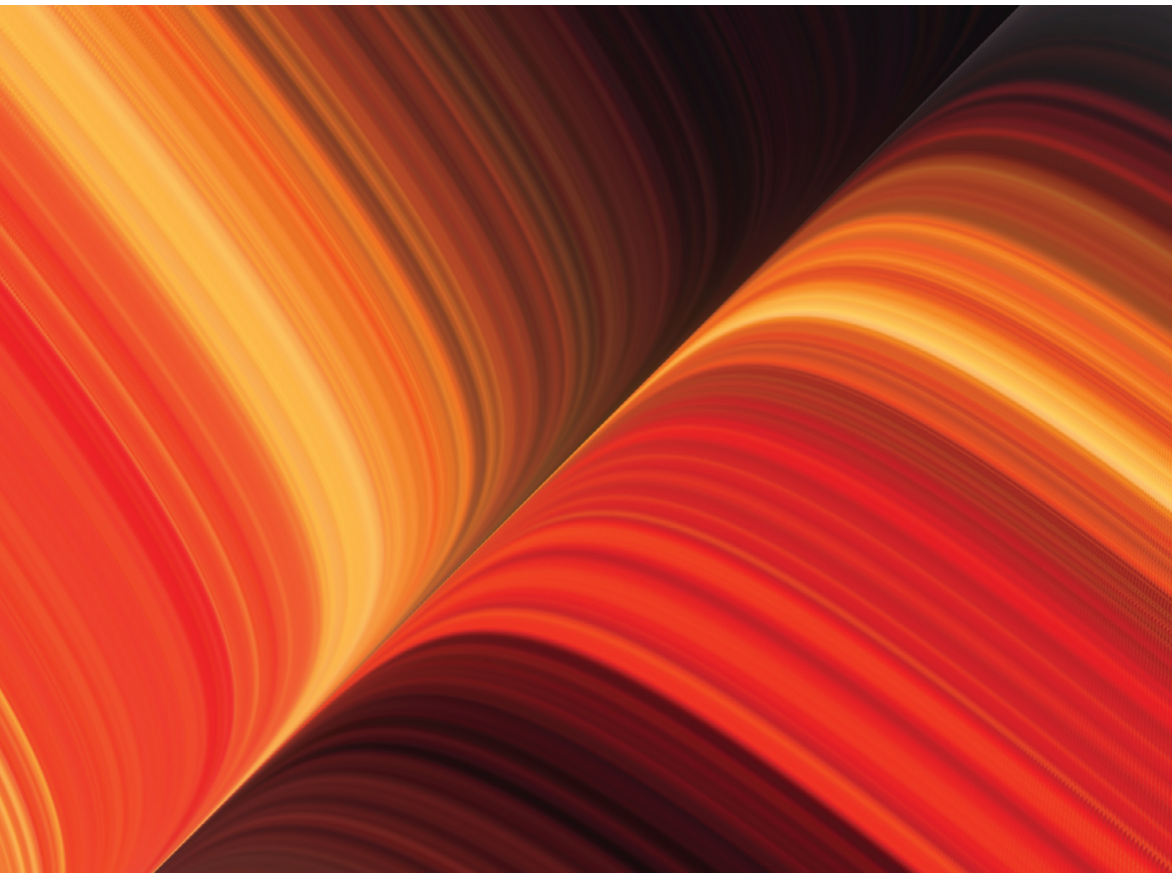
Referências

[1] ISSICABA, J. *Transformação de uma linha de transmissão circuito duplo trifásica em uma linha de transmissão hexafásica*. Dissertação de Mestrado apresentada na UFSC-Florianópolis, 1988.
[2] STEWART, J. R.; GRANT, I. S. *High Phase Order – Read for Application*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nº 6, Jun/1982.
[3] GRANT, I. S.; STEWART, J. R. *Mechanical and Electrical Characteristics of Ehv High Phase Order Overhead Transmission*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, nº 11, Nov/1984.
[4] STEWART, J. R; WILSON, D. D. *High Phase Order Transmission – A Feasibility Analysis Part I-Steady State Considerations*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, nº 6, Nov/Dec/1978.
[5] BROWN, R.; LANDERS, T.; STERWART, J.; OPPEL, L. *Six-Phase Successfully Applied to Utility Transmission System*. CIGRÉ Session, 1998.
[6] HUGHES, D. G.; GROSS, C. A. *Impedance Relaying in High Phase Order Systems*. 0094-2898/95, IEEE, 1995.
[7] GUYKER, W. C. *et al. 138 kV six-phase power transmission feasibility; an overview*. Apresentado na Pensylvania Electrical Associations. Valley Forgr, May/1979, 23p.
[8] GUYKER, W. C.; SHANKLE, D. F. *138 kV six-phase uprating of Double-circuit line*. IEEE Transaction on Power Apparatus and System. V.PAS-104. nº 9, Sept/1985, pp.25-47-54.

CAPÍTULO 8

Supercondutores de Alta Temperatura

Gerson Y. Saiki



Objetivo

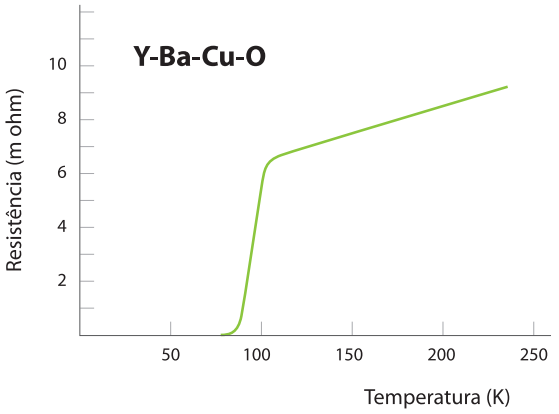
O objetivo deste capítulo é apresentar uma descrição sobre supercondutores de alta temperatura. São apresentados os tipos de supercondutores e suas características, as principais aplicações (muitas ainda experimentais) ao redor do mundo, principalmente nos Estados Unidos, Japão, Coreia do Sul e China. Também é apresentada uma tendência no desenvolvimento de uma nova geração de supercondutores de alta temperatura.

Supercondutividade

Em 1911, o cientista holandês Karmmerlingh Onnes estava pesquisando as propriedades de diversos metais em temperaturas extremamente baixas, colocando-os em hélio líquido. Onnes observou que a resistência do mercúrio caía inesperadamente a zero perto da temperatura de 4 K (-269, 15 °C), descobrindo com isso a supercondutividade [1].

O material supercondutor apresenta duas propriedades quando resfriado: a partir de uma temperatura crítica (Tc), passa do estado normal para o de supercondutor, e a segunda é o diamagnetismo perfeito, que é o estado onde acontece a expulsão do campo magnético aplicado externamente do interior do material (parcial ou completa) (efeito Meissner-Hochsenfeld) [1].

As diferentes aplicações dos supercondutores estão limitadas basicamente pelo valor de Tc, pelo valor do campo crítico (Hc) e pela densidade de corrente crítica (Jc), definidos como os valores de campo e corrente que destroem o estado supercondutor quando esfriado acima de Tc [1].



Fonte: *http://www.searadaciencia.ufc.br/especiais/fisica/supercondutividade/supercondutividade5.htm*

Figura 1: Transição para o estado supercondutor

Até poucas décadas atrás, a supercondutividade ocorria apenas em temperaturas muito baixas, da ordem de 25 K (-248 °C). Em 1986, o físico suíço Alexander Müller e o alemão Georg Bednorz descobriram materiais que apresentavam supercondutividade a alta temperatura e ficaram conhecidos como supercondutores de alta temperatura (HTS – *High Temperature Superconductor*). A denominação alta temperatura vem do fato de que a temperatura crítica está acima da temperatura de liquefação do nitrogênio (77 K ou -196 °C), um gás comumente usado na refrigeração [2]. O nitrogênio é o elemento mais abundante na atmosfera e relativamente barato e fácil de se liquefazer.

Nas aplicações de HTS estão incluídos quase todos os equipamentos de potência de transmissão e distribuição como cabos, transformadores, limitadores de corrente de curto, máquinas rotativas, armazenadores de energia magnética (SMES) etc. A maioria são aplicações em corrente alternada (CA). Aplicações convencionais serão ampliadas com novas funções de supercondutividade [3].

O isolamento elétrico é o fator chave para o desenvolvimento de equipamentos de potência utilizando HTS e contribuirá para a redução do tamanho, redução dos custos, aplicações de baixas perdas etc, especialmente porque a ruptura do dielétrico é uma falha fatal para esse tipo de equipamento, e o desempenho do isolamento elétrico é crítico para as aplicações de potência atuais. Nos últimos anos, o desenvolvimento mundial de HTS tende a aumentar a tensão operacional para os valores convencionais como nível de 145-300 kV [3].

Um fio supercondutor de alta temperatura pode conduzir uma den-

sidade de corrente 100 vezes maior do que um fio de cobre, e com resistência em corrente contínua (CC) desprezível. Em geral, isso leva a equipamento menor, mais leve e com maior eficiência. Além disso, a supercondutividade adiciona novas funções à rede como limitação de corrente de falta [3].

A primeira geração de fios HTS é baseada no supercondutor $(Bi,Pb)_2Sr_2Ca_2Cu_3O_{10}$, conhecido como BSCCO. A segunda geração de fios HTS é baseada no supercondutor $YBa_2Ca_3O_7$, conhecido como YBCO.

Os fios BSCCO são produzidos através da compressão do material supercondutor (em pó) em tubos de prata. Isso torna os cabos caros e sem controle sobre a estrutura interna do fio para otimizar o desempenho. Já a produção de fios YBCO é realizada depositando-se o material em um substrato, originando uma fita delgada. O problema é que a fita tende a formar grãos de cristal numerosos e minúsculos. A resistência tende a aumentar se esses cristais não estiverem bem alinhados.

A corrente crítica dos HTS de primeira geração tem sido um foco dos esforços de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desde 1989. O último progresso significativo foi obtido pela *Sumitomo* com um processo de reação de alta pressão chamado CTOP que rendeu cerca de 200 A de corrente crítica de ponta a ponta a 77 K. Fios HTS de primeira geração apresentam bom desempenho em altos campos magnéticos a baixa temperatura [3].

Os fios HTS de primeira geração têm obtido níveis de desempenho necessários para aplicações comerciais e têm sido utilizados, até então, na maioria dos protótipos de aplicações de HTS, incluindo cabos de potência, motores, geradores, condensadores síncronos, transformadores, ímãs etc. Apesar disso, há uma controvérsia significativa sobre o futuro do fio HTS de primeira geração no contexto do rápido progresso dos fios HTS de segunda geração que pretende ter custos de produção significativamente mais baixos. Custo tem sido o principal obstáculo para a adoção de fios HTS de primeira geração. Por essas razões, um fabricante líder de fios HTS, a *American Superconductor*, parou a produção de fios de primeira geração. A *Sumitomo* no Japão, a *Bruker* HTS (*Bruker Advanced Supercon*) na Europa e a *Innost* na China são os principais fabricantes mundiais remanescentes [3].

Já o YBCO é depositado como um filme fino epitaxial em um substrato flexível, de textura altamente biaxial de tal modo que a limitação da fronteira dos grãos para o fluxo de corrente é evitada. A perspectiva para baixo custo de fabricação e rápido progresso técnico, ao lidar com altas correntes críticas e fios em formato de fita de mais de 1.000 m de comprimento, tem feito do fio HTS de segunda geração favorito em relação ao fio de primeira geração para a maioria das aplicações [3].

Devido ao fato de as fitas serem produzidas em vários comprimentos, (por exemplo, a *American Superconductor* está produzindo fitas de 4 cm de largura e então cortando no comprimento final) é conveniente utilizar corrente por comprimento como unidade de desempenho. Em amostras de P&D, o recorde mundial é de 1.400 A/cm a 75 K obtido pelo Laboratório Nacional Los Alamos (EUA) [3].

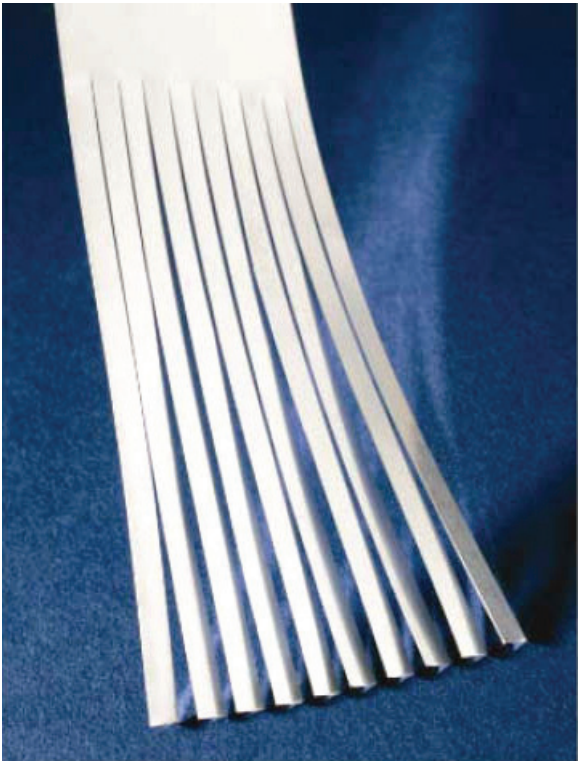


Figura 2: Fita de 4 cm de largura cortada em fios de 4 mm de largura (antes da laminação) [3]

As propriedades mecânicas dos fios HTS de segunda geração geralmente são superiores aos da primeira geração, especialmente em relação à flexão, onde a menor espessura é a maior vantagem. A alta densidade de corrente crítica e a fina camada supercondutora no fio de segunda geração são adequadas também, por permitirem menores perdas em corrente alternada para campos aplicados no plano da fita [3].

A recente disponibilidade comercial de fios HTS de segunda geração já obteve as primeiras aplicações de protótipos. O maior foco tem sido em li-

mitadores de corrente de curto. Em janeiro de 2007, a *Siemens* e a *American Superconductor* anunciaram um teste bem sucedido de um limitador de corrente de curto monofásico de 13 kV e 2,25 MVA baseado em fios de segunda geração, e a *Hyundai* anunciou um teste similar em um limitador de 23 kV e 8,3 MVA na Coreia do Sul. Em junho de 2007, a *Nexans* e a *American Superconductor* anunciaram a fabricação e teste bem sucedido de um cabo de segunda geração de 30 m e 138 kV. Em março de 2009, a *Bruker HTS*, a *Nexans* e seus colaboradores anunciaram um cabo bem sucedido de distribuição de 30 m de segunda geração no projeto europeu Super3C, e em 2008 a *Sumitomo* e a *Furukawa* anunciaram um cabo de segunda geração de distribuição de 30 m no projeto NEDO/METI no Japão. A *SuperPower* entregou 10 km de fios HTS de segunda geração para a *Sumitomo* que fabricou um cabo de 30 m e colocou em serviço na rede por vários meses como parte do projeto de cabo do Departamento de Energia de Albany. Os fios nesses cabos foram fixados com cobre. Vários novos projetos de cabos e limitadores de corrente de curto com fios HTS de segunda geração foram anunciados recentemente. Por exemplo, um projeto de transformador limitador de corrente de curto com HTS de segunda geração de 2 MVA/22 kV na universidade de Nagoia utilizou fio HTS de segunda geração de 270 m para o enrolamento primário e 1.150 m de HTS de primeira geração para o enrolamento de alta tensão [3].

Os cabos HTS podem ser economicamente justificáveis sob as ruas das cidades. Um metro de fio HTS, que pode transmitir uma corrente de 1.000 A**,** custa cerca de US$ 200 contra US$ 4 do fio de cobre. Em 1995**,** custava em média mil dólares por metro. A *American Superconductor* diz que os custos cairão até US$ 50 depois de iniciada a produção de sua nova fábrica. Essa unidade poderá produzir 20 mil quilômetros anuais de fios - 40 vezes mais que a capacidade atual [4].

Projetos utilizando HTS têm sido contratados desde os anos de 1990. Um sumário de projetos recentes, atuais e futuros de cabos de HTS é apresentado na tabela abaixo. Todos esses projetos são direcionados para cabos subterrâneos. O HTS não compete com linhas aéreas [3].

Tabela 1: Projetos de cabos HTS

Fabricante	Local, País, Ano[1]	Tipo[2]	Dados	Supercondutor
Furukawa	Yokosuka, Japão, 2004	CD	77 kV, 1 kA, 500 m, monof.	BSCCO
Innost	Yunnan, China, 2004	WD	35 kV, 2 kA, 33 m, trif.	BSCCO
Sumitomo	Albany, EUA, 2006	CD	34,5 kV, 800 A, 350 m, trif.	BSCCO
Ultera	Columbus, EUA, 2006	Triax	13,2 kV, 3 kA, 200 m, trif.	BSCCO
Sumitomo	Gochang, Coreia Sul, 2006	CD	22,9 kV, 1,25 kA, 100 m, trif.	BSCCO
LS Cable	Gochang, Coreia Sul, 2007	CD	22,9 kV, 1,26 kA, 100 m, trif.	BSCCO
Sumitomo	Albany, EUA, 2007	CD	34,5 kV, 800 A, 30 m, trif.	YBCO
Nexans	Hannover, Alemanha, 2007	CD	138 kV, 1,8 kA, 30 m, monof.	YBCO
Nexans	Long Island, EUA, 2008	CD	138 kV, 1,8 kA, 600 m, trif.	BSCCO
Ultera	N. York, EUA, 2010	Triax	13,8 kV, 4 kA, 240 m, trif.	YBCO
Ultera	N. Orleans, EUA, 2011	Triax	13,8 kV, 2,5 kA, 1.700 m, trif.	–
Ultera	Amsterdam, Holanda, –	Triax	50 kV, 2,9 kA, 6.000 m, trif.	–
Nexans	Long Island, EUA, –	CD	138 kV, 2,4 kA, 600 m, monof.	YBCO
LS Cable	Gochang, Coreia Sul, 2011	CD	154 kV, 1 GVA, 100 m, 3	–
LS Cable	Seoul, Coreia Sul	CD	22,9 kV, 50 MVA, 500 m, 3	YBCO
Sumitomo	Yokohama, Japão, 2013	CD	66 kV, 200 MVA, 200	BSCCO
Sumitomo	TEPCO, Japão	CD	66 kV, 5 kA	–
Furukawa	TEPCO, Japão	CD	275 kV, 3 kA	BSCCO
Sumitomo	Chubu U., Japão, 2010	CD	10 kV, 3 kA DC, 20 m, 200 m	BSCCO
VNIIKP	Moscou, Rússia	CD	20 kV, 30 m e 100 m	YBCO
Nexans	Espanha	CD	10 kV, 30 m	BSCCO

[1] Ano de energização.
[2] CD – *Cold Dielectric* (dielétrico frio).
WD – *Warm Dielectric* (dielétrico morno).
Triax™ – CD com as três fases encapadas concentricamente em um cabo para aplicações em nível de distribuição.

Basicamente há dois esquemas diferentes de cabos HTS: WD – *Warm Dielectric* (dielétrico morno) e CD – *Cold Dielectric* (dielétrico frio). No cabo WD, apenas as camadas de supercondutores da fase são refrigeradas por nitrogênio líquido, enquanto a isolação (dielétrico) e as camadas da tela de condução normal estão na temperatura ambiente (figura 3). Esse esquema relativamente simples fornece alta densidade de potência enquanto minimiza o número de fios HTS necessários para uma dada potência transmitida. As desvantagens em relação aos esquemas CD (figura 4) estão nas perdas elétricas mais altas, sendo necessárias estações de resfriamento adicionais, indutância e espaçamento mais altos de modo a limitar o efeito adverso de campos eletromagnéticos parasitas gerados pelas outras fases na capacidade atual de transporte de uma fase [3].

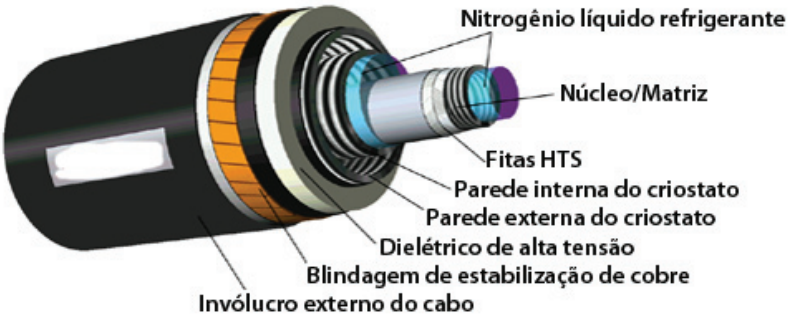


Figura 3: Cabo supercondutor de dielétrico morno [3]

Figura 4: Cabo supercondutor de dielétrico frio [3]

Os dois principais desafios técnicos na produção de cabos de potência HTS são os terminais de alta tensão e a contração térmica do núcleo do cabo. Comparado com os terminais convencionais, os terminais de cabos HTS além de estar em alta tensão têm de atravessar uma variação da temperatura ambiente para 77 K. Vários terminais operando com êxito (até o nível de 161 kV como demonstrado pela *Nexans* no projeto na *Long Island Power Authority*) mostram que esse desafio técnico foi superado [3].

O gerenciamento da contração térmica tem sido tratado e resolvido para comprimento de até várias centenas de metros em várias direções. No projeto da *Sumitomo,* os três núcleos estão envolvidos de tal modo que cada fase tem a possibilidade de se mover dentro do criostato e redistribuir esse grau de liberdade ao longo de todo o comprimento do cabo. No projeto da *Nexans* no cabo em LIPA (*Long Island Power Authority*), o cabo pode deslizar em cada terminal [3].

Os cabos HTS oferecem uma variedade de vantagens comparadas com cabos convencionais, entre elas:

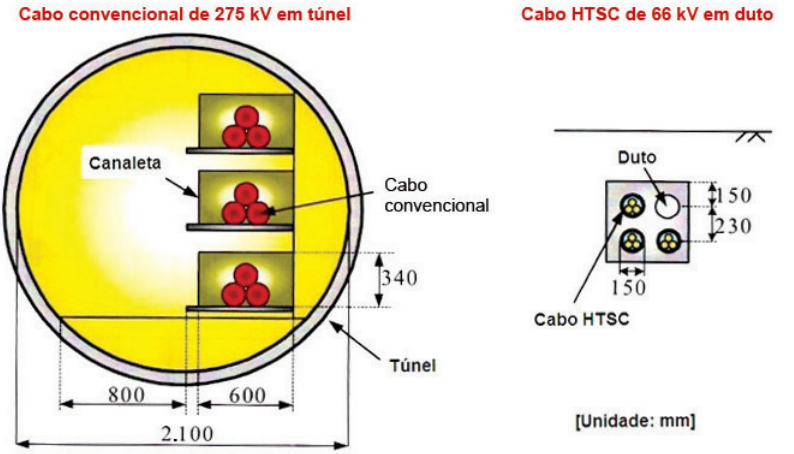
- Maior capacidade de corrente e potência no mesmo nível de tensão e seção transversal.
- Facilidade da instalação no meio de infraestrutura subterrânea densa.
- Impedância mais baixa.
- Sem campos eletromagnéticos externos (cabos de dielétrico frio).
- Impedância térmica dos arredores.
- Maior eficiência de operação.
- Opção da funcionalidade de limitação de corrente.

Por unidade de comprimento, os cabos HTS provavelmente continuarão a ser mais caros do que os cabos convencionais para a mesma faixa de potência. O impacto econômico dos cabos HTS precisa ser avaliado de uma perspectiva de sistema. Como um exemplo, sistemas de cabos HTS permitem uma maior potência produzida em uma dada tensão de operação, evitando um caro aumento do nível de tensão no sistema. Adicionando uma ligação HTS paralela a uma rede convencional existente, a capacidade da linha pode ser aumentada dramaticamente sem aumento da corrente de falta quando a funcionalidade de limitação de corrente do cabo HTS é explorada. Então o tempo de vida de redes convencionais existentes pode ser aumentado. A capacidade de utilizar uma faixa de passagem existente, em vez de adquirir uma nova, é outro benefício importante [3].

Tabela 2: Características elétricas de cabo HTS CD, XLPE e linha aérea convencional

Comparação de tecnologias de transmissão de potência				
Tecnologia	**Resistência (/km)**	**Indutância (mH/km)**	**Capacitância**	
			(nF/km)	**(MVAr/km)**
HTS (CD)	0,0001	0,06	200	1,08
XLPE convencional	0,03	0,36	257	1,4
Linha aérea	0,08	1,26	8,8	0,05

Fonte: JIPPING, J. *et al*, *Impacto f HTS Cables on Power Flow Distribution*. Cabos de classe de 120 kV.



Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura5: Comparação entre sistema subterrâneo convencional e cabo supercondutor

Algumas experiências em campo com cabos supercondutores

As principais experiências em campo com cabos que utilizam fios HTS encontram-se no Japão, EUA, China e Coreia do Sul.

A seguir são apresentadas descrições desses sistemas com HTS nesses países.

Experiência no Japão

- Projeto, fabricação e testes de um cabo de 100 m, 66 kV, 115 MVA, três núcleos e dielétrico frio. O projeto foi desenvolvido pela *Sumitomo* com a TEPCO (*Tokyo Electric Power Company*), e utilizou fios HTS de primeira geração. O teste foi realizado com êxito em 2002 no CRIEPI (*Central Research Institute of Electric Power Industry*) em Yokosuka, Japão [3];

Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 6: 100 m de cabos supercondutores da TEPCO

Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 7: Sistema de resfriamento da TEPCO

Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

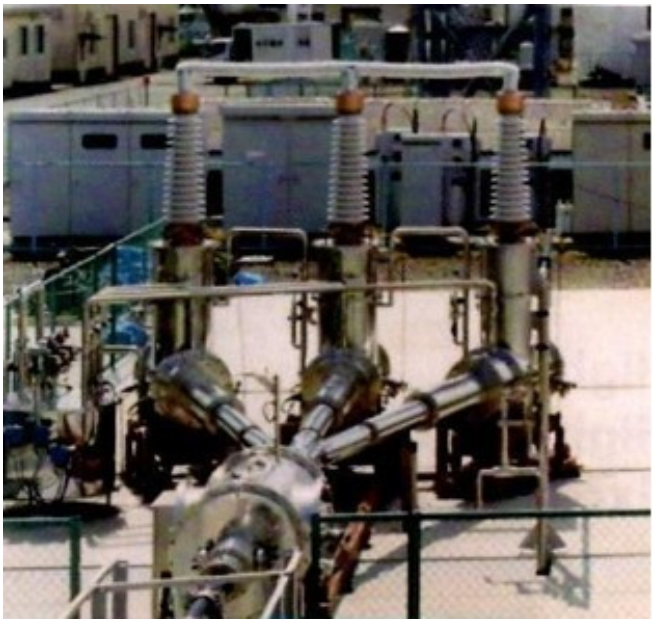


Figura 8: Divisor e terminais.

- Projeto, fabricação e testes de um cabo de núcleo simples, 500 m, 77 kV, 1 kA, dielétrico frio. O projeto foi desenvolvido pela *Furukawa*, CRIEPI e Super-GM e utilizou fios HTS de primeira geração da *Furukawa*. Os testes foram realizados em 2004/2005 [3].
- Projeto em andamento para demonstração de cabo na rede elétrica realizado pela *Sumitomo* e TEPCO utilizando fios HTS de primeira geração. Um pequeno cabo utilizando HTS de segunda geração foi fabricado e testado em conjunto entre a *Sumitomo* e a *Furukawa* [3].
- Um novo projeto financiado pela NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*) desenvolverá cabos de baixa tensão (66 kV) e alta tensão (275 kV) baseados em fios HTS de segunda geração [3].

Experiência nos Estados Unidos

- Projeto em conjunto entre *American Superconductor* (AMSC), *Nexans*, *Air Liquide*, e *Long Island Power Authority*.

O objetivo: investimentos em transmissão de energia e infraestrutura de distribuição ganharam importância no *blackout* de agosto de 2003 no Nordeste dos EUA. Ficou constatado, durante o *blackout* e as investigações posteriores, que novas tecnologias eram necessárias para aliviar restrições na rede, particularmente nas áreas mais populosas e nas áreas de grandes consumidores de energia do país. A demanda rapidamente crescente desafia as concessionárias a encontrar novos modos de conduzir eletricidade onde ela é necessária com segurança e confiabilidade.

A localização de novas linhas de transmissão se tornou um desafio formidável para as concessionárias em áreas congestionadas como *Long Island*. Cabo HTS pode conduzir corrente várias vezes mais do que cabos de cobre convencionais com o mesmo diâmetro. Cabos HTS podem ser instalados em faixas de passagens existentes, ajudando a reduzir o custo e o impacto ambiental da atualização da rede [5].

Esse projeto foi parcialmente financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. O cabo utiliza fios HTS de primeira geração projetado com dielétrico frio com duas camadas de fase. Foi instalado em uma faixa de passagem em Holbrook, NY, e comissionado com êxito em abril de 2008. Está operando na rede da *Long Island Power Authority* e é o primeiro sistema HTS operando em uma rede energizada em tensão de transmissão. O sistema tem 138 kV, 2,4 kA e 600 m, 574 MVA, corrente de falta de 51 kA em 200 ms, sendo a linha mais longa e o projeto de maior nível de tensão já empreendido [3]. O sistema de resfriamento possui potência total de 5,6 kW.

Situação atual: o cabo foi energizado em 22 de abril de 2008 e serve o equivalente a 300.000 residências. Foi o primeiro cabo de HTS a operar na tensão de transmissão na rede. LIPA planeja manter o supercondutor como parte permanente de sua rede [5].

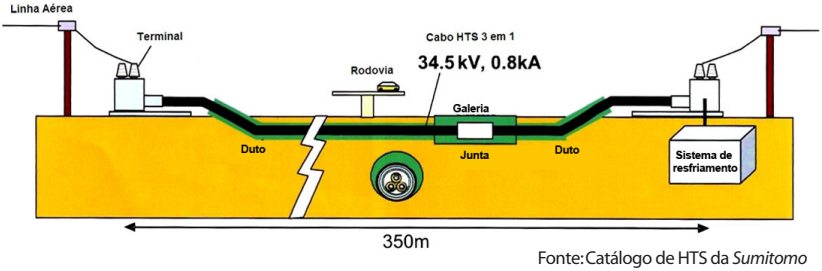
Fonte: Catálogo de supercondutores da *American Superconductor*

Figura 9: Cabos supercondutores da *Long Island Power Authority*

- Projeto de cooperação entre *SuperPower*, Sumitomo, BOC e *National Grid*, e parcialmente financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos e a agência do estado de Nova Iorque NYSERDA.

O objetivo do projeto foi demonstrar a viabilidade técnica e comercial de cabos supercondutores de alta temperatura através da operação de um cabo de 350 m, incluindo uma seção de 30m feita de fios HTS de segunda geração entre duas subestações da *National Grid*. O HTS é uma tecnologia avançada que pode reforçar e melhorar o sistema elétrico. Cabos CA HTS podem conduzir de 3 a 5 vezes mais potência do que cabos convencionais e podem atender à crescente demanda de energia em áreas urbanas via aplicações de *retrofit*, eliminando a necessidade de adquirir novas faixas de passagem e cavar novos túneis para os cabos [5]. O projeto tem 350 m, 34,5 kV e 0,8 kA, foi instalado em Albany e é constituído de duas seções de 320 m e 30 m. Entre essas duas seções se caracteriza a operação da primeira demonstração no mundo de uma junção de cabo HTS na rede. Esse cabo iniciou a operação na rede da *National Grid* em julho de 2006. Na instalação original, ambas as seções do cabo utilizavam fios HTS de primeira geração. Posteriormente, a seção de 30 m foi substituída por cabo feito de fios

HTS de segunda geração da *SuperPower*. O comissionamento bem sucedido foi realizado no início de 2008, e a operação na rede foi completada com êxito em 2008. Múltiplas faltas foram gerenciadas com sucesso [3]. Situação atual do projeto: a primeira fase do projeto foi energizada em 20 de julho de 2006 e operou impecavelmente como parte integral da rede de 35 kV da *National Grid* em Albany, atendendo ao equivalente a 25.000 residências. Foi desativada depois de 9 meses para iniciar a parte 2 do projeto: substituir uma seção de 30 m com cabos de segunda geração. A segunda fase do projeto foi energizada em 8 de janeiro de 2008 e desativada depois de aproximadamente 2.400 horas de operação bem sucedida, sendo a primeira instalação mundial de um dispositivo a utilizar fios de segunda geração em uma rede de concessionária [5].



Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 10: Sistema instalado em Albany

Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 11: Cabos e terminais em Albany

- Projeto em Columbus tem 13,2 kV, 3 kA e 200 m. Esse projeto foi uma colaboração entre *Cabos Ultera* (*joint venture* formada por *nkt Cabos* e *Southwire*), Laboratório Nacional *Oak Ridge*, *Praxair*, *American Superconductor*, e *American Electric Power*, e foi parcialmente financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos.

O objetivo do projeto é demonstrar como um cabo HTS triaxial pode ser utilizado para substituir atuais cabos subterrâneos de cobre isolados a óleo e aumentar significativamente a capacidade de transmissão de potência. O cabo HTS, conduzindo 3 a 5 vezes mais potência do que cabos convencionais, pode encontrar demanda crescente de potência em áreas urbanas via aplicações de *retrofit*, eliminando a necessidade de adquirir novas faixas de passagens. O novo projeto do cabo incorporado tem o potencial para, no futuro, reduzir os requisitos de espaço por concentrar todas as três fases em um único cabo. Cabos HTS subterrâneos poderão substituir linhas de transmissão aéreas quando preocupações ambientais e outros fatores proibirem a instalação de linhas aéreas [5].

O cabo foi instalado na subestação *Bixby*, *Columbus*, e possui dielétrico frio. O esquema é triaxial, com as três fases envolvidas concentricamente em um núcleo do cabo, e utiliza fios HTS de primeira geração. Situação atual do projeto: a equipe desenvolveu, instalou e testou um cabo trifásico HTS de 200m em uma subestação da AEP em *Columbus*, Ohio. É um novo projeto de cabo com todas as três fases em um cabo e usa metade da quantidade de cabo supercondutor comparado com outros sistemas. O cabo foi energizado em 8 de agosto de 2006 e tem operado com sucesso por cerca de um ano e meio, servindo o equivalente a 36.000 residências [5]. Esse projeto é seguido por outros dois projetos que estão ligados à rede. Um deles está na Geórgia e tem 30 m, 12,7 kV e 24 MVA, e está operando por 5 anos. O outro está em Copenhagen e tem 30 m, 30 kV e 104 MVA [3].

Experiência na China

- Projeto de 35 kV, 2 kA e 30 m em Yunnan, que utiliza cabo da *Innopower Superconductor Cable* Co, com fios HTS de primeira geração da InnoST, foi colocado em operação na subestação Puji em Kunming, província de Yunnan, China. Este é o único cabo recente utilizando esquema de dielétrico morno (WD). O cabo está em operação desde abril de 2004. Não teve faltas principais ou rupturas e tem demonstrado

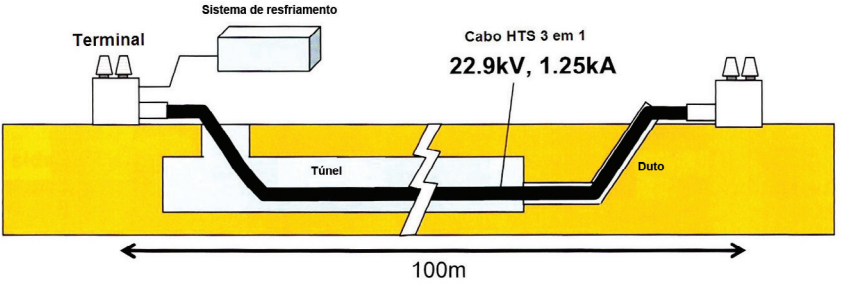
desempenho satisfatório de acordo com todos os parâmetros de projeto [3]. O sistema já entregou mais de 400.000.000 kWh de eletricidade para os consumidores. A operação do sistema do cabo é controlada automaticamente. Todos os parâmetros de operação podem ser medidos, e uma alimentação visual do sistema do cabo pode ser monitorada em tempo real na sala de controle central da subestação. Como medida de precaução, é exigido dos funcionários da subestação em serviço visitas ao local do cabo três vezes por dia, inspecionando todos os medidores e máquinas na estação criogênica e preenchendo o registro diário de gravação. O sistema sofreu várias paradas desde o comissionamento, principalmente devido à falha no sistema criogênico. A manutenção programada também foi realizada em uma frequência de cerca de seis meses. A rotina de manutenção incluía a substituição do rolamento das bombas, checagem da pressão dos compressores de refrigeração, e checagem de vácuo dos cabos e terminais de criostato. Foi necessária a recarga de gás hélio, uma vez, para dois dos seis compressores durante o período de cinco anos. Reevacuação foi realizada duas vezes nos criostatos dos terminais durante esse período. Além da manutenção de rotina e essas falhas menores, o sistema de cabo tem operado quase continuamente durante os últimos cinco anos. A resistência CC e a isolação elétrica dos cabos e terminais foram examinadas, e nenhuma degeneração foi observada.

Como um todo, pode-se concluir que o sistema de cabo supercondutor é bastante robusto e viável em aplicações para uma concessionária em particular, embora avanços nos equipamentos de criogenia e a tecnologia do sistema possam ser melhorados no futuro [6].

Experiência na Coreia do Sul

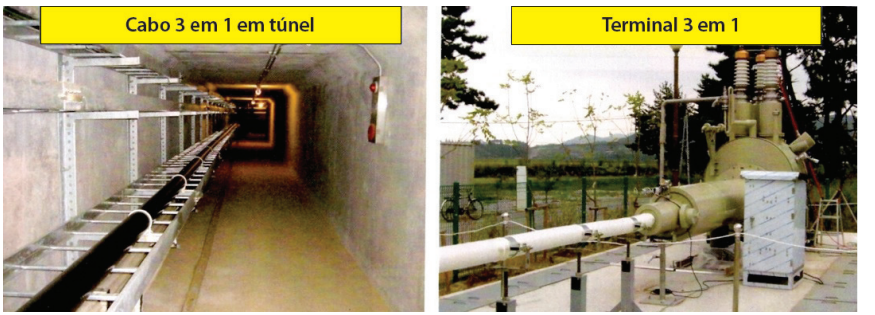
A *LS Cable* e a KERI (*Korea Electrotechnology Research Institute*) apresentaram um cabo HTS de 30 m, 22,9 kV e 50 MVA financiado pelo programa sul-coreano DAPAS (desenvolvimento de sistema de potência utilizando tecnologias supercondutoras). Esse projeto foi seguido por um outro de 100 m, 22,9 kV (considerando compatibilidade com sistema de distribuição na Coreia do Sul) e 1.250 A, utilizando fio de primeira geração da *American Superconductor*, na localidade de testes em *Gochang* da KEPCO (*Korea Electric Power Corporation*). A potência de resfriamento do sistema é de 3 kW. Atualmente

a *Sumitomo* e a KEPRI apresentaram um cabo de 100 m, 22,9 kV e 50 MVA, que utiliza fios HTS de primeira geração da *Sumitomo* em *Gochang*. Como próximo passo, o programa DAPAS visa a um cabo de teste de 154 kV, e a LS Cable e a KEPCO estão construindo um cabo de 500 m, 22,9 kV e 50 MVA para instalação na rede em Seul [3].



Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 12: Sistema instalado em Gochang



Fonte: Catálogo de HTS da *Sumitomo*

Figura 13: Cabos e terminais em Gochang

Cabos supercondutores de segunda geração

Além do cabo HTS de segunda geração instalado em Albany, existem outros casos que são apresentados abaixo:

- A *American Superconductor* e a *Nexans* fabricaram e testaram com êxito em laboratório um cabo monofásico de 30 m, 138 kV e 435 MVA [3].
- Em um projeto financiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, a *American Superconductor*, *Nexans*, *Air Liquide* e *Long Island Power Authority* substituirão uma fase do cabo de 600 m por um baseado em HTS de segunda geração [3].
- Na Europa, a *Super3C* foi um projeto financiado pela Comissão Europeia para apresentar um cabo HTS de segunda geração de 30 m, 10 kV e 1 kA [3].
- O Departamento de Energia dos Estados Unidos está financiando um projeto em Nova Orleans onde a *Southwire* (Ultera) planeja junto a *Entergy* instalar um cabo de 1.700 m, 13,8 kV, 2,5 kA e 60 MVA [3].

Outra aplicação de supercondutores de alta temperatura

Os supercondutores de alta temperatura também podem ser utilizados em motores, transformadores, limitadores de corrente de curto-circuito etc. Dentre esses usos, a limitação da corrente de curto é uma das mais promissoras. Seu princípio de funcionamento está na variação da resistência do supercondutor, devido à violação de um dos parâmetros que determinam a região de supercondutividade (temperatura, densidade de corrente e campo elétrico) [7]. Em operação normal, o supercondutor tem resistência muito baixa e, na ocorrência de um curto-circuito, há um aumento da corrente que provoca variação da densidade de corrente ou do campo elétrico, fazendo com que a resistência do supercondutor aumente, diminuindo a corrente de curto.

Existem três tipos de dispositivos limitadores de corrente de curto que utilizam supercondutores de alta temperatura: resistivo, indutivo ou núcleo de ferro blindado, e tipo ponte.

Resistivo

Esse dispositivo é montado em série com o circuito a ser protegido, e o supercondutor fica imerso em N_2 líquido protegido do exterior para não haver troca de calor [7].

Durante a operação normal, o dispositivo está na região de supercondutividade (impedância praticamente nula). Na ocorrência de um curto-circuito, a densidade de corrente aumenta fazendo com que a resistência do supercondutor aumente rapidamente, saindo da supercondutividade e, com isso, reduzindo a corrente de defeito [7].

A figura 14 apresenta um dispositivo limitador de curto-circuito resistivo.

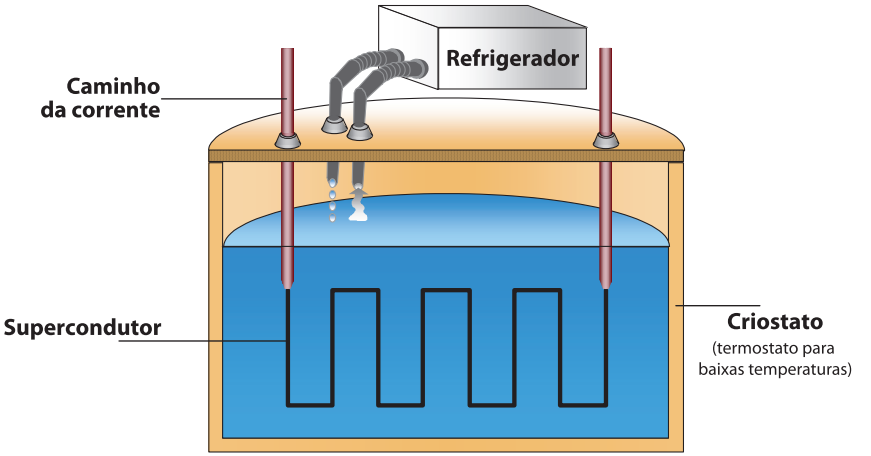


Figura 14: Dispositivo limitador de corrente de curto do tipo resistivo [7]

O aumento da corrente de falta faz com que a temperatura do supercondutor aumente, levando o dispositivo a limitar a corrente de curto antes do seu primeiro pico em tempos inferiores a 1 ms entre a ocorrência da falta e sua eliminação [7].

O disjuntor ainda é o responsável pela eliminação do defeito, sendo o dispositivo limitador responsável pela diminuição do valor da corrente de curto para níveis em que os equipamentos possam atuar [7].

O dispositivo limitador atua durante alguns poucos ciclos para evitar o problema de aquecimento excessivo, sendo desconectado do sistema até que refrie à temperatura normal de operação, voltando ao estado de supercondutividade, sendo então reconectado ao sistema [7].

Indutivo ou de núcleo de ferro blindado

O dispositivo limitador do tipo indutivo basicamente é um transformador e é acoplado magneticamente ao circuito a ser protegido. O enrolamento primário tem condutividade normal e é formado por várias espiras, enquanto que o secundário é o supercondutor e consiste normalmente de uma única espira que é um invólucro cilindríco [7]. O supercondutor impede que o campo magnético do primário circule pelo núcleo de ferro, porém, quando ocorre uma falta, a corrente passa de um determinado valor e o campo magnético crítico do supercondutor é excedido e penetra no núcleo de ferro, resultando em uma impedância elevada e limitando a corrente de falta [7].

O ajuste do dispositivo é feito variando-se o campo elétrico durante o defeito.

Esse dispositivo também necessita ser desconectado do sistema para ser resfriado e voltar ao estado de supercondutividade [7].

A figura 15 apresenta um dispositivo limitador de corrente de curto do tipo indutivo.

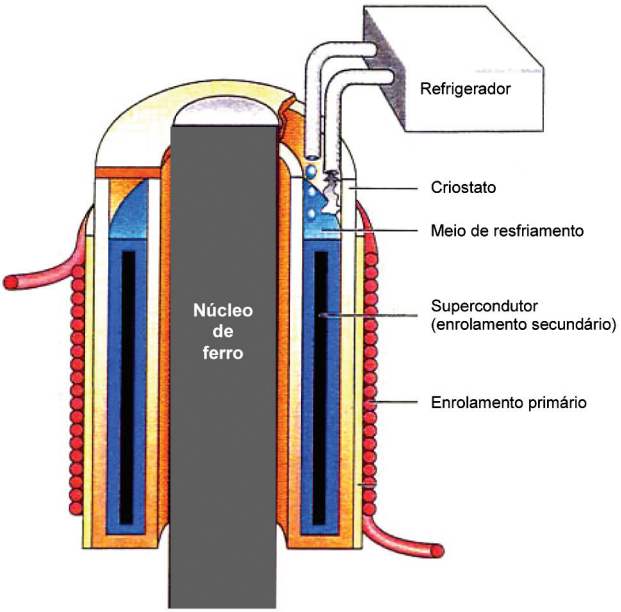


Figura 15: Dispositivo limitador de corrente de curto do tipo indutivo [7]

Tipo ponte

O dispositivo limitador de corrente de curto-circuito tipo ponte utiliza diodos (ou tiristores) conectados a um enrolamento supercondutor através da indutância limitante L, conforme ilustra a figura 16 [7]. Em condições normais de operação, no semiciclo positivo da corrente, os diodos D_1 e D_2 conduzem (figura 17), e no semiciclo negativo os diodos D_3 e D_4 conduzem (figura 18), e a corrente que circula no indutor é praticamente constante, com valor igual ao valor de pico da corrente de carga. Embora o circuito possa operar sem a fonte CC, esta é desejável para elevar o nível de corrente no indutor e fazer com que a condução pelos diodos seja sempre mantida. Como a corrente no indutor é praticamente constante, este torna-se "invisível" ao sistema em regime permanente, exceto pelas perdas nos diodos [7].

Durante um eventual curto-circuito, a corrente aumenta com uma constante de tempo igual a L/R, onde R é soma das resistências da fonte, dos diodos e do próprio indutor. Com um pequeno valor de R, a constante de tempo L/R assume valores da ordem de alguns segundos. Assim, com um disjuntor de atuação rápida, a corrente interrompida fica semelhante à corrente de carga [7].

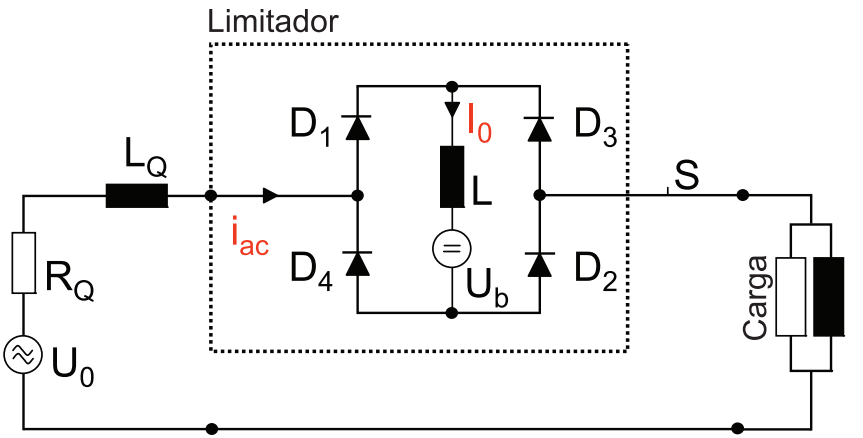


Figura 16: Dispositivo limitador de corrente de curto do tipo ponte [7]

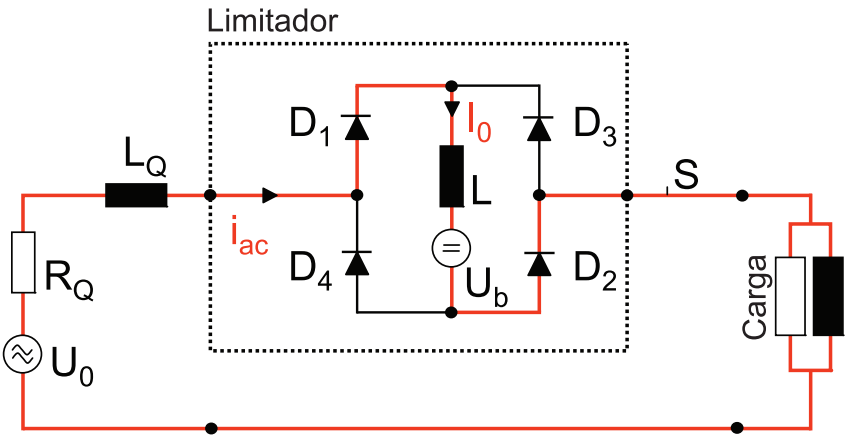


Figura 17: Corrente i_{ac} no semiciclo positivo – D_1 e D_2 conduzindo [8]

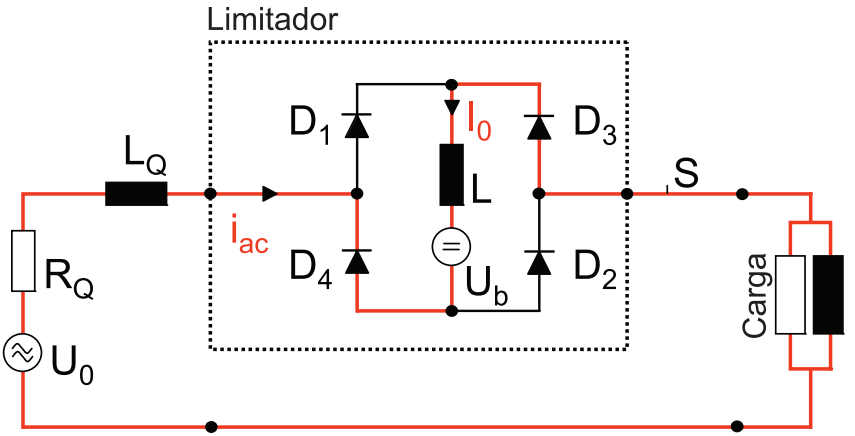


Figura 18: Corrente i_{ac} no semiciclo negativo – D_3 e D_4 conduzindo [8]

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Conclusões

Os cabos HTS para distribuição e transmissão são uma das maiores promessas de aplicação da tecnologia HTS, e as concessionárias ao redor do mundo estão mostrando crescente interesse. Apesar de as instalações HTS ainda serem caras, o conjunto de benefícios estão trazendo os cabos HTS para perto do patamar de comercialização. Testes extensivos ao redor do mundo vêm demonstrando que todos os desafios técnicos estão sendo superados, e uma forte reputação de confiabilidade na demanda do ambiente da rede está se desenvolvendo. Projetos atuais de cabos HTS têm progredido ao ponto onde quase todos os sistemas de cabos sob consideração são de dielétrico frio, que oferece completa extensão de benefícios dos cabos HTS. Adicionalmente, fios HTS de primeira geração estão sendo substituídos por fios HTS de segunda geração. O uso de fios de segunda geração, quando configurado com um estabilizador de resistência, está abrindo uma nova e potencialmente importante avenida para sistemas com cabos HTS fazendo deles inerentes limitadores de corrente de falta [3].

Um outro desenvolvimento de nota é o primeiro teste de um cabo CC de polo simples de 20 m, 10 kV e 3 kA, na Universidade Chubu, perto de Nagoia, Japão, com um cabo fabricado pela *Sumitomo*. Uma continuação do teste com um cabo CC de 200 m deve(ria) ocorrer no final de 2009. Em contraste com outros cabos HTS, esta demonstração CC torna acessível novas aplicações, tais como transmissão altamente eficiente de energia renovável por longas distâncias até os principais centros populacionais. A alta eficiência é obtida porque as perdas CA são evitadas [3].

A utilização de supercondutores de alta temperatura em dispositivos de limitação de corrente de curto-circuito também é uma área promissora para o uso desse material na área de energia elétrica. Esses usos podem contribuir para um aumento no conhecimento da utilização desse material, bem como contribuir para a redução de seu custo, que são grandes entraves para disseminação do uso de supercondutores de alta temperatura.

Referências

[1] MOREIRA, F. M. A.; LANFREDI, A. J. C.; CARDOSO, C. A.; MALUF, W.; MOMBRÚ, A.; NAVAU, C. *O Fascinante Mundo dos Materiais Supercondutores*. Revista Univerciência, UFSCar, ano I, nº 2, dez/2002. *http://www.univerciencia.ufscar.br/n_2_a1/super.pdf*.

[2] DORIA, M. M.; ROMAGUERA, A. R. DE C.; SMITH, C. M. *Supercondutividade de Alta Temperatura Crítica*. Revista Ciência Hoje, vol. 44, nº 263. *http://omnis.if.ufrj.br/~pef/ producao_academica/artigos/2009_mauro_1.pdf* .

[3] *Status of Development and Field Test Experience with High-Temperature Superconducting Power Equipment*, Working Group D1.15, jun/2010, Brochura 418, CIGRÉ.

[4] VALOR ECONÔMICO. *A supercondutividade poderá cortar bilhões das contas de energia elétrica*, mar/2002. Tradução da revista BusinessWeek. *http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/59465.htm*.

[5] FACT SHEETS AND REPORTS. U. S. Department of Energy. *http://www.oe. energy.gov/hts.htm*.

[6] XIN, Y.; HUI, H.; GONG, W. Z.; WANG, J. Z.; TIAN, B.; REN, A. L.; YE, F.; ZI, M. R. *Superconducting Cables and Superconducting Fault Current Limiter at Puji Substation Proceedings of 2009 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices*, Chengdu, China, Sep, 25-27, 2009.

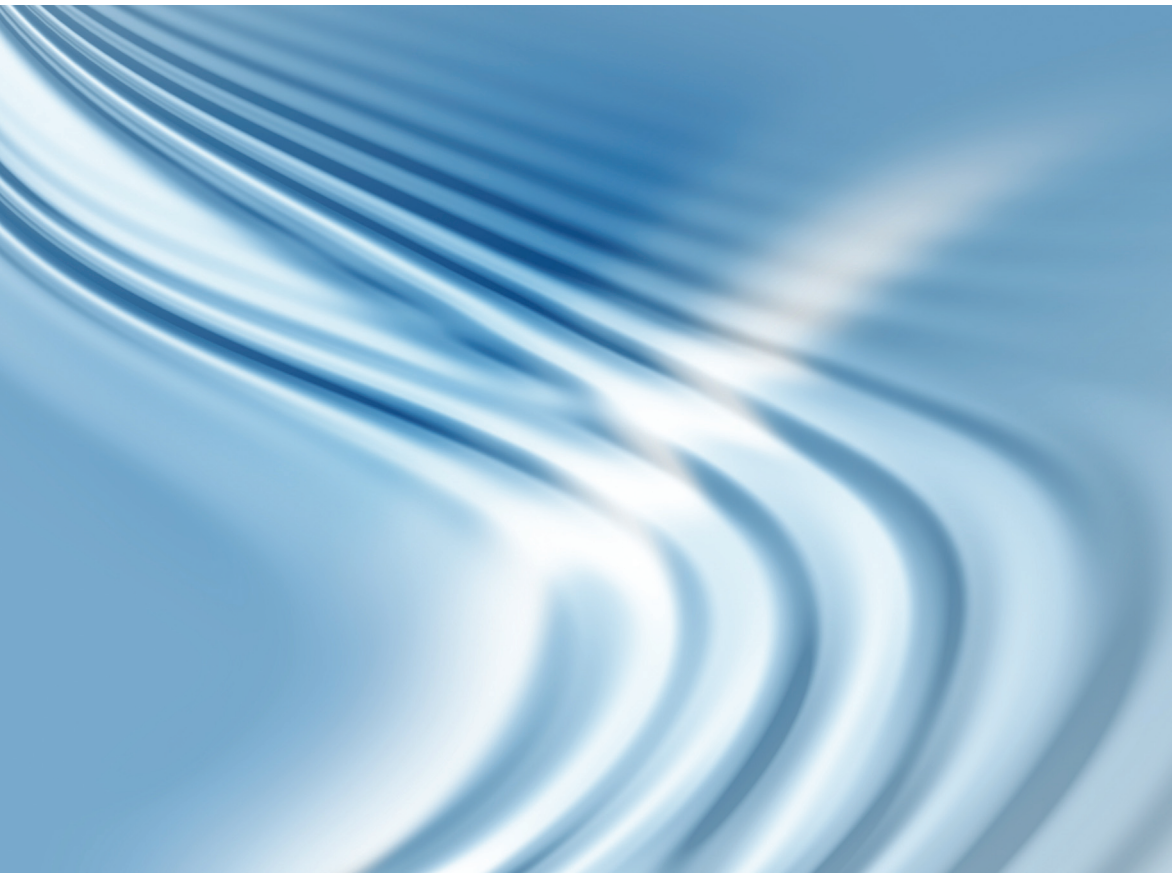
[7] MONTEIRO, A. M. *Um Estudo de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Circuito com Ênfase no IPC (Intherphase Power Controller)*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, fev/2005.

[8] NOE, M.; STEURER, M. *R&D Status of Fault Current Limiters for Utility Applications*, IEEE PES General Meeting, Montreal, Canadá, Jun/2006.

CAPÍTULO 9

Linhas de Transmissão Isoladas a Gás

Gerson Y. Saiki



Objetivo

O objetivo deste capítulo é apresentar uma descrição sobre linhas isoladas a gás (GIL – *Gas Insulated Line*). São apresentados os tipos de GIL, suas características e as principais aplicações ao redor do mundo, principalmente no Japão, Suíça, Alemanha e Tailândia.

Linha de transmissão isolada a gás (GIL – *Gas Insulated Line*)

As linhas de transmissão isoladas a gás (GIL) são utilizadas há 30 anos para a transmissão de grandes blocos de potência.

A primeira instalação foi construída em 1974 na Alemanha em Schluchseewerk, como parte de uma usina hidrelétrica, e conecta os transformadores de alta tensão, que foram colocados na caverna de uma montanha, até linhas aéreas do lado de fora. O comprimento total de dois sistemas trifásicos é de aproximadamente 4 km (6 de 650 m cada). Até recentemente (antes de 2009), mais de 100 km foram instaladas em várias aplicações ao redor do mundo. Essa primeira geração usa SF_6 como gás isolante.

As conexões dos segmentos GIL são feitas por flanges ou por junções soldadas a mão. Os tipos de instalações são acima do solo em estruturas de aço, em túneis ou diretamente enterrados.

Nos últimos 30 anos, a tecnologia GIL tem-se demonstrado como um sistema de transmissão muito confiável. Até 2003 nenhuma falha principal foi reportada em qualquer das aplicações ao redor do mundo [1]. Entretanto, as aplicações da primeira geração de GIL ficaram restritas ao uso dentro de subestações ou usinas com distâncias relativamente curtas de transmissão. A linha de transmissão mais longa é de 3,3 km e está localizada em um túnel em Nagoia (Japão) para conectar uma usina a uma subestação. A principal razão para que a GIL fosse utilizada apenas para distâncias curtas de transmissão era o alto custo comparado com outros sistemas disponíveis.

No passado, era relativamente fácil obter permissão para construir novas linhas aéreas e, consequentemente, não havia a real necessidade de sistemas subterrâneos de transmissão de alta potência [1]. Hoje a situação no mundo mudou e está muito difícil obter novas faixas de passagens para linhas aéreas, porque são indesejadas pela opinião pública.

Em 1994, um estudo de exequibilidade foi iniciado pela *Electricité de France* (EDF) para provar as possibilidades técnicas e econômicas da GIL, utilizando nitrogênio como principal gás isolante e reduzindo o custo da instalação em 50%. Era o início da segunda geração da GIL [1]. Além do fato de o SF_6 ser muito caro, também é um gás de efeito estufa. Assim, as misturas de gás SF_6 e nitrogênio (N_2) surgem como soluções adequadas para redução de custos do equipamento e de impactos de vazamento de SF_6.

O N_2 é o principal componente do ar e suas propriedades são: barato, inerte, não tóxico, não inflamável, e ambientalmente aceitável. Entretanto, a suportabilidade dielétrica do N_2 é muito menor do que a do SF_6. Por exemplo, uma mistura contendo 10% de SF_6 resulta na redução de 85% do SF_6 utilizado e, consequentemente, reduz o impacto ambiental de vazamento do equipamento [2].

Misturas de gases N_2/SF_6 possuem boas propriedades de isolamento, mesmo com baixo teor de SF_6. Propriedades dielétricas adequadas podem ser alcançadas com conteúdo SF_6 de 10% a 20%, o que é tido como razoável para aplicações GIL quando aspectos técnicos, econômicos e ambientais são considerados. Apenas um modesto aumento de pressão de cerca de 45% a 70% é necessário para recuperar a resistência dielétrica do SF_6 puro, e a quantidade de SF_6 exigida será consideravelmente reduzida em cerca de 70% a 85%.

O estudo de exequibilidade da EDF, quando concluído em 1996, mostrou que os objetivos foram alcançados. A exequibilidade técnica foi provada por vários ensaios elétrico, dielétrico, assim como mecânico, térmico e arco de falta [1].

Em uma segunda fase da investigação, dois projetos paralelos foram iniciados para mostrar que sistemas GIL poderiam ser estendidos para longas distâncias sob condições reais. Um projeto foi iniciado pela EDF, na França, e o segundo foi iniciado por um consórcio das principais concessionárias alemães no laboratório de teste de IPH em Berlim. Ambos os projetos iniciaram em 1998. Durante essas investigações, procedimentos completos de instalação foram conduzidos sob condições ambientais realistas, e um programa de testes de longa duração foi iniciado para simular um tempo de vida de 50 anos. Essa segunda fase também mostrou que o reparo sob condições reais em campo em uma vala aberta poderia ser efetuado. A segunda fase desse teste de longa duração demonstrou que a GIL pode ser utilizada em projetos reais para transmissão de potência a longas distâncias [1].

Em 2000, a primeira GIL de segunda geração foi construída no centro de exibição de Palexpo perto do aeroporto de Genebra para substituir a linha aérea existente. Em seguida outra aplicação foi realizada em Bangcoc, Tailândia. Futuros projetos estão em construção na Índia, Egito e Grã-Bretanha [1].

A estrutura básica da GIL é similar ao estabelecido para subestações e dispositivos de chaveamento a gás (GIS), no qual o condutor de alta tensão está localizado dentro de um invólucro condutor aterrado, e o espaço entre os dois é preenchido com gás sob pressão para prover isolação elétrica. Os condutores são presos na posição por isoladores de sustentação sólidos. Os condutores de cada fase podem ser colocados em invólucros separados (monofásico). A compensação para expansão térmica é fornecida frequentemente por contatos deslizantes no condutor, e onde o invólucro está livre para se mover (por exemplo, em túnel ou em calhas) por juntas de expansão como em longos barramentos GIS. A GIL é dividida ao longo de seu comprimento em compartimentos de gás separados [2].

As dimensões da GIL são determinadas por considerações dielétricas, térmicas e mecânicas. O diâmetro e a espessura do condutor e do invólucro e a composição e pressão do gás podem variar de acordo com a aplicação para fornecer uma solução ótima. Em muitos casos as considerações dielétricas serão predominantes na determinação das dimensões, e a corrente requerida será obtida sem dificuldade. Para circuitos com valores nominais mais altos, as considerações térmicas podem ser predominantes e dimensões maiores devem ser escolhidas para manter as temperaturas dentro dos limites aceitáveis [2].

A figura a seguir apresenta a estrutura da GIL.

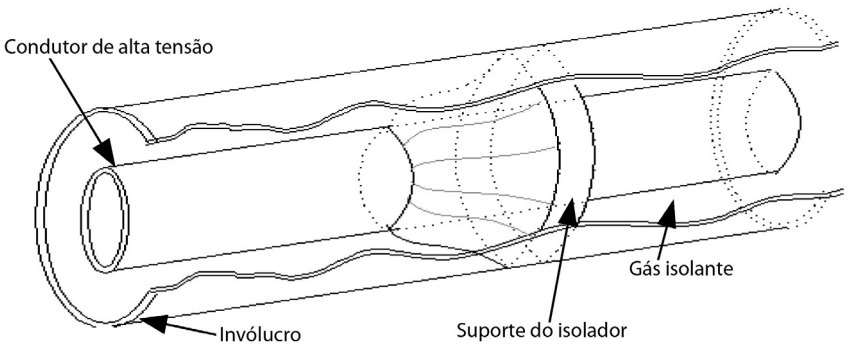


Figura 1: Estrutura da GIL [2]

Características especiais da GIL

Algumas características que diferenciam uma GIL são [2]:

Técnicas:

- As perdas totais são relativamente baixas porque a seção transversal do condutor em geral é relativamente grande.
- Sem perdas significativas no dielétrico.
- Capacidade de 2.000 MVA com circuito simples e diretamente enterrado pode ser feita sem refrigeração.
- Baixa capacitância por unidade de comprimento
- Sem necessidade de compensação reativa, mesmo para comprimentos maiores que 100 km.
- Instalações acima do solo, através de túnel ou diretamente enterrado.
- Uma GIL é imune às condições do clima: neve, gelo, vento, poluição.

Ambientais:

- Sem impacto visual
- Baixos campos eletromagnéticos externos na frequência da rede.
- Sem ruído audível.
- Sem risco de incêndios.
- Presença de SF_6.

Econômica:

- O custo de uma GIL é maior do que uma linha aérea equivalente.

Características técnicas gerais

As características elétricas de uma GIL são diferentes daquelas para linha aérea ou cabo e afetarão o modo como interage com um sistema de transmissão. A interação de uma GIL com o sistema necessita ser estudada em detalhe.

Parâmetros elétricos da GIL

Para uma GIL monofásica, com invólucros solidamente ligados em ambos os terminais, cada fase tem indutância série e capacitância para terra, já o acoplamento entre fases é desprezível devido ao efeito da blindagem dos invólucros. A resistência R por unidade de comprimento depende das dimensões do condutor e do invólucro, das resistividades elétricas dos materiais, dos efeitos peliculares e de proximidade, e das temperaturas do condutor e do invólucro. A condutância em derivação G por unidade de comprimento não é significativa.

Valores típicos para as características elétricas de uma GIL de 400 kV com capacidade térmica contínua de 2.000 MVA são apresentados na tabela 1 [2]. Os valores típicos para cabos e linhas aéreas são apresentados para comparação. A frequência de 50 Hz foi assumida.

Tabela 1: Características elétricas típicas para GIL, linhas aéreas e cabos [2] para 400 kV (50 Hz)

	GIL	Linhas aéreas	Cabo XLPE (2 por fase)
Corrente nominal (A)	3.000	3.000	3.000
Potência transmissível (MVA)	2.078	2.000	2.000
Perdas resistivas a 3.000A ($W.m^{-1}$)	180	540	166
Perdas dielétricas ($W.m^{-1}$)	-	2.4	15.0
Perdas totais ($W.m^{-1}$)	180	542,4	181
Resistência CA ($.m^{-1}$)	6,7	20	6,0
Indutância ($nH.m^{-1}$)	162	892	189
Capacitância ($pF.m^{-1}$)	68,6	13	426
Impedância característica (Ω)	48,6	263	21,0
Potência característica (MW)	3.292	608	7.619
Impedância característica (Ω)	48,6	263	12,0

Na preparação da tabela acima, os valores foram pesquisados para GIL, cabos e linhas aéreas com uma capacidade térmica contínua de aproximadamente 2.000 MVA. São possíveis outras geometrias com capacidades térmicas equivalentes, mas características elétricas diferentes, e por essa razão a tabela é apenas indicativa.

As características da linha aérea correspondem à linha francesa de 420 kV com condutores 3 x 570 mm^2 por fase e dois cabos para-raios. Os valores dados para a GIL correspondem a uma diretamente enterrada, monofásica, com condutor de 280 mm de diâmetro e com diâmetro interno do invólucro de 630 mm. Os invólucros são solidamente aterrados. A profundidade é de 1.050 mm com espaçamento axial entre fases de 1.300 mm. O solo está em

ambiente de 15 °C com resistividade térmica de 1,2 km.W^{-1}. A capacidade térmica contínua é determinada pela máxima temperatura que o solo venha a atingir, que é limitada a 60 °C [2].

A solução por cabo proposta para 3.000 A utiliza dois cabos por fase com condutor de seção de 2.000 mm^2, sem refrigeração. Os cabos foram dispostos em dois circuitos em formação de trevo. A distância interaxial de dois trevos é de 1.800 mm. As condições admitidas do solo são temperatura ambiente de 15 °C, resistividade térmica do solo de 1,2 km.W^{-1} e uma profundidade de assentamento para o cabo do topo de 1.050 mm. Os valores nominais foram obtidos utilizando prática padrão da IEC 60287 onde a temperatura do condutor é limitada a 90 °C, e foi utilizado aterro termicamente estabilizado.

Uma solução com um cabo por fase envolvendo o condutor de seção de 4.000 mm^2, sem refrigeração, ou um de 2.000 mm^2, com refrigeração, não foram levados em consideração, mas são tecnologicamente factíveis [2].

Características econômicas da GIL

O custo de uma GIL é maior que o de uma linha aérea convencional equivalente. Com relação a cabos subterrâneos, a GIL apresenta um custo competitivo de acordo com pesquisas internas realizadas pela Siemens. As duas figuras abaixo apresentam um comparativo realizado pela Siemens para transmissão subterrânea de 400 kV.

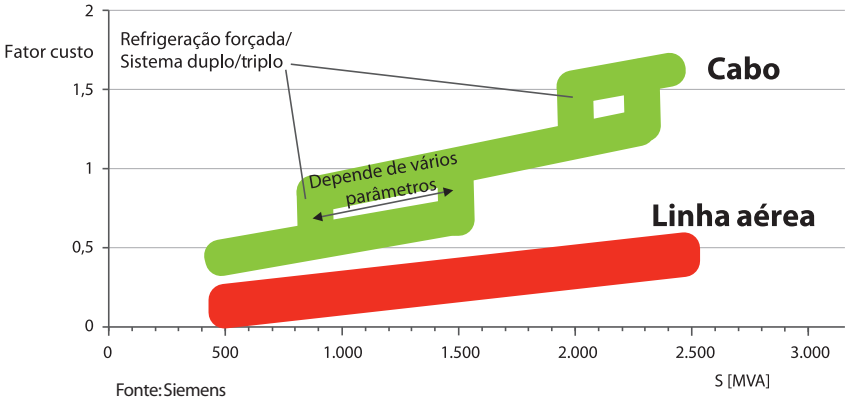


Figura 2: Comparação entre linha aérea e cabo subterrâneo

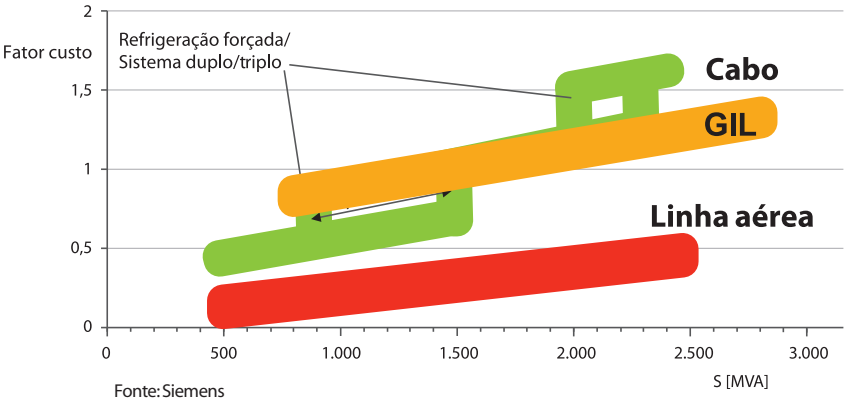


Figura 3: Comparação entre linha aérea, cabo subterrâneo e GIL

Influência do sistema

Compartilhamento de carga

Na tabela 1, a indutância da GIL é menor do que a do sistema a cabo e a linha aérea em cerca de 5,5 vezes. Em uma rede de transmissão malhada, a GIL pode fornecer um caminho paralelo para linhas aéreas. Devido a sua menor indutância, a GIL tende a conduzir uma parcela maior da potência transmitida [2].

A influência da GIL na carga compartilhada pode ser ilustrada utilizando a fórmula de potência P transferida através de uma linha de transmissão:

$$P = \frac{V^2}{X} \, sen\delta$$

Onde V é o módulo da tensão, δ é o ângulo de fase entre os terminais inicial e final da linha e X é a reatância da linha.

Quando a potência P é transmitida por duas linhas em paralelo, com reatâncias X_1 e X_2 respectivamente, a proporção da potência total transmitida pela linha com reatância X_1 é:

$$\frac{P_1}{P} = \frac{X_2}{X_1 + X_2}$$

Utilizando os valores apresentados na tabela 1, um circuito GIL conduziria 85% da potência total quando conectado em paralelo com uma linha aérea, assumindo que ambos os circuitos são de igual comprimento.

Um cenário mais provável é onde um circuito com linha aérea tem parte de seu comprimento enterrado utilizando GIL. Se a GIL no exemplo acima constitui 10% do comprimento do circuito, a proporção da potência total conduzida cairia para 52%. Para uma dada aplicação, o estudo de sistema deve ser conduzido para determinar o efeito nos fluxos de potência. Uma conexão utilizando GIL pode ter seus valores nominais mais altos do que uma linha aérea.

Tensão e compensação reativa

A tensão em um sistema de transmissão é afetada pelas características elétricas dos componentes de suas linhas de transmissão. Quando uma linha de transmissão alimenta uma carga igual a sua impedância característica, a tensão no início é igual a do final da linha. A potência transmitida nessa condição é apresentada na tabela 1 como potência característica. Quando a potência transmitida é maior do que a potência característica, a tensão no fim da linha será menor. Quando a potência transmitida é menor do que potência característica, a tensão no final da linha será maior. A queda ou aumento da tensão também é dependente, ao contrário do comprimento do circuito.

A corrente de carga capacitiva de uma linha de transmissão pode reduzir a quantidade de potência que pode ser utilmente transmitida para ficar dentro do limite térmico. A situação pode ser melhorada pelo uso de compensação reativa. Em termos de requisitos de compensação reativa, numa GIL de até aproximadamente 100 km ou de cabos de até aproximadamente 20 km não é necessária nenhuma compensação reativa [2].

Estabilidade do sistema

Estabilidade em regime (estabilidade dinâmica)

Pequenos distúrbios aparecem frequentemente como resultado das variações normais da carga e operações de chaveamento. A escala do distúrbio é tal que aproximações lineares para as equações não lineares que descreve a dinâmica do sistema de potência podem ser utilizadas. A estabilidade em regime está relacionada com a capacidade de um sistema de potência em retornar essencialmente ao mesmo estado de operação em regime após um pequeno distúrbio. É principalmente influenciado pelos sistemas de controle, e as características das linhas de transmissão do sistema de potência são de importância menor. Assim, o uso da GIL não teria influência significativa na estabilidade em regime [2].

Estabilidade transitória

Distúrbios maiores aparecem ocasionalmente, por exemplo, seguidos de uma falta na rede. A estabilidade transitória está relacionada com a habilidade do sistema de potência para alcançar uma condição de operação em regime depois de um grande distúrbio.

Na tabela 1, a indutância da GIL é menor do que a do sistema com cabos. A indutância da GIL é cerca de 5,5 vezes menor do que a da linha aérea. Como a indutância é menor, o torque de sincronismo aumenta e consequentemente aumenta a estabilidade transitória. O uso da GIL tenderia, por consequência, a aumentar a estabilidade transitória.

Níveis de curto-circuito

Quando um curto-circuito ocorre em um sistema de transmissão, a corrente que flui é dependente da impedância da fonte do sistema que alimenta a falta. A magnitude da corrente que pode fluir quando uma falta ocorre em um ponto de um sistema de transmissão é designada como nível de falta naquele ponto. O nível de falta é uma consideração importante no projeto de um sistema de transmissão. Um nível alto de falta não é desejável, devido aos efeitos de aquecimento e forças eletromagnéticas produzidos pela corrente de curto nos equipamentos. Naturalmente, o dispositivo de chaveamento que controla o circuito em curto deve ser adequadamente especificado para interromper a corrente de falta.

Na tabela 1, a indutância da GIL é menor do que a do sistema com cabos; a indutância da GIL é cerca de 5,5 vezes menor do que a da linha aérea; portanto, o uso da GIL consequentemente tenderia a aumentar os níveis de falta em um sistema de transmissão. Entretanto, o uso da GIL não é suficientemente difundido para afetar de modo significativo os níveis de falta. Numa dada aplicação em consideração, os estudos de sistema devem ser realizados para determinar o efeito da GIL nos níveis de falta [2].

Operação, manutenção e reparo

Operação

Visto pelo centro de despacho (sistema de controle), uma conexão GIL poderia operar como uma linha aérea. Seu comportamento elétrico junto à rede é similar, em particular, com relação à distribuição de carga (sem produção de potência reativa) [3].

A mistura de gás N_2 + SF_6 permite, mesmo no evento de aparecimento devido a arco elétrico em um ducto, proceder a um religamento de acordo com as práticas de operação na rede, e o tempo de interrupção deve ser suficiente para desionizar a mistura de gás se o defeito é transitório [3].

As subestações de transição de aérea para subterrânea, se não estão diretamente nas extremidades da linha, não precisam de qualquer equipamento de alta tensão como disjuntor, chave de desconexão ou transformador de medição, mas apenas para-raios são instalados nas buchas, o que faz a conexão GIL transparente para o sistema de controle e operação [3].

Monitoramento específico para a GIL

Cada compartimento de gás deve ser equipado com pelo menos um densímetro. Esses sensores, que são compensados em temperatura, permitem monitorar permanentemente a pressão da mistura de gás nos ductos e são equipados com uma tela para controle visual no período de inspeção, e possuem vários níveis de alarme para pressão mínima no caso de vazamento ou perda de gás. Esses alarmes podem ser transmitidos remotamente para o sistema de controle e/ou alertar os funcionários. A sensibilidade dos densímetros

e a determinação dos limites do alarme devem ser estudadas cuidadosamente de acordo com a importância do volume de gás por compartimento [3].

A conexão GIL pode ser equipada com sistema detector e localizador de arco baseado no princípio de medição da diferença de tempo de ondas trafegantes entre o lugar onde ocorre o arco e os terminais dos ductos equipados com antenas de recepção. A precisão é assegurada pela utilização de uma sincronização por GPS. No evento de um defeito transitório (religamento automático bem sucedido) em um conjunto com conexão de linha com GIL, o despachante será capaz de saber se o defeito ocorreu em um ducto ou na parte aérea [3].

De acordo com o dimensionamento da instalação, o fluxo de carga e o ambiente, é necessário proceder a medições contínuas de aquecimento que permitirá atuar um sistema de ventilação [3].

Monitoramento da instalação

Em uma instalação em galeria ou túnel, é recomendado instalar detectores de SF_6, assim como de presença de oxigênio em pontos mais baixos. Essa informação deve ser colocada junto a um possível alarme de queda de pressão enviado por um densímetro do compartimento [3]. A presença de água, por exemplo, relacionada com infiltrações, pode ser detectada por um aparelho de medição de nível de água com boia [3].

De acordo com os princípios de uso e conceitos adequados a cada companhia, podem ser utilizados outros monitoramentos, como:

- Sensor de fogo e temperatura.
- Sistema de extintores.
- Monitoramento de acesso.
- Câmera.
- Etc.

Manutenção

Teoricamente, as linhas GIL necessitam de pouca manutenção, entretanto a limitada experiência com relação a essa tecnologia leva os proprietários a uma atitude cuidadosa de manutenção preventiva. As seguintes ações de manutenção podem ser mencionadas [3]:

- Inspeção periódica. O intervalo deve ser fixado no início da operação entre uma vez por semana e uma vez por mês. Essa inspeção permite certificar que não há nada anormal no nível da GIL, mas também na instalação como um todo e nas estações terminais. Em particular, a pressão no ducto (densímetro) deve ser controlada visualmente, assim como o estado geral (infiltração de água, limpeza etc.).
- A cada ano, é necessário fazer um controle de pressão com calibradores de precisão e uma medida da qualidade do gás (umidade). Esse trabalho requer uma parada da instalação.
- Os densímetros devem ser calibrados periodicamente, por exemplo, a cada 5 anos. Esse trabalho requer uma parada da instalação.
- Detectores de SF_6 colocados na galeria devem ser calibrados periodicamente, por exemplo, a cada 5 anos.
- Os detectores de oxigênio utilizam células sensíveis que se consomem com o tempo e devem ser recarregados regularmente.
- De acordo com o ambiente da instalação e o estado de poluição, é necessário limpar os isoladores das buchas e dos para-raios nas estações terminais.
- Também é necessário proceder à limpeza dos ductos e galerias. Note que o sistema de ventilação traz sujeira (filtros podem ser instalados).
- No evento de infiltração de água acima da GIL, há o risco de corrosão dos ductos de acordo com a composição do fluido. É desejável colocar proteções ou solicitar a construção de galeria à prova de água.
- Outras operações nas estações elétricas devem também ser conduzidas, como a checagem do aperto das conexões e controle através de câmera de termovisão.

Arco interno

No caso de arco interno, a GIL, utilizando 80% N_2 e 20% SF_6, com uma parede de espessura mínima de 6 mm, não irá se incendiar se o comprimento do compartimento de gás é longo, por exemplo, 100m. Isso permite o uso da GIL em túneis de tráfego [3].

Reparo

Embora o princípio de funcionamento da GIL seja relativamente simples e inclua poucos dispositivos periféricos, os altos requisitos de fabricação e montagem, o ambiente onde a GIL é instalada e a experiência existente não permitem excluir a hipótese da necessidade de proceder a reparos na instalação [3].

No projeto da instalação, é importante levar em consideração esta suposição e aplicar várias medidas como [3]:

- Estocar partes de reserva, como ductos, perto da instalação ou na galeria no caso de um sistema subterrâneo.
- Assegurar acesso permanente ou de emergência para veículos e máquinas.
- Prever o manuseio e tratamento de grandes quantidades de gás, consequentemente ter cisternas ou grande quantidade de recipientes.
- Distribuir tomadas ao longo da GIL para suprir várias máquinas (soldas, tratamento de gás, ventilação, luz etc.).

O processo de reparo em si consiste nas seguintes atividades:

- Estabelecimento do local de reparo.
- Remoção do enchimento de gás.
- Corte e remoção do encapsulamento e condutor.
- Instalação e substituição do condutor e encapsulamento.
- Enchimento do gás e teste de alta tensão.

Estado da arte

Programa de pesquisas da EDF

Fase 1 – Estudo de exequibilidade e teste de tipo

A primeira iniciativa foi conduzida pela EDF em 1994 por meio do estudo que deveria analisar a exequibilidade técnica e econômica de linhas de transmissão isoladas a gás para o transporte de grandes blocos de energia elétrica ao longo de grandes distâncias. Na EDF, esse estudo era parte de um programa de procura de sistemas de transmissão subterrâneo, com capacidade de transmissão de potência muito alta, caso uma linha aérea não pudesse ser construída. O programa também incluía o uso de cabos isolado de alta tensão com grande secção transversal de condutor [1].

Na primeira fase do estudo, de 1994 a 1996, estudos foram conduzidos por três principais fabricantes. O estudo incluía todo tipo de ensaio para desempenho do dielétrico, capacidade de condução de corrente, desempenho térmico, estabilidade mecânica, e a situação de um arco interno. Cada fabricante informou as montagens de testes necessárias para o laboratório da EDF. Na figura 4, é mostrada a montagem de teste de alta tensão no laboratório da EDF em *Les Renardières* [1].

Figura 4: Montagem de testes de alta tensão para GIL de 420 kV na EDF [1]

Os requisitos de teste elaborados pela EDF para cumprir são apresentados na tabela 2.

Tabela 2: Dados técnicos dos testes

Tensão nominal	420 kV
Corrente nominal (I_N)	3.150 A
Capacidade de sobrecarga	2,2 vezes I_N por 10s 1,9 vezes I_N por 1 h
Corrente de curto-circuito	63 kA, 0,5s
Tensão suportável a impulso atmosférico	1.425 kV
Tensão suportável a impulso de manobra	1.050 kV
Tensão aplicada	630 kV
Mistura de gás	SF_6: máximo de 20% N_2: mínimo de 80 %

O resultado dessa primeira fase de desenvolvimento mostrou que a exequibilidade da GIL de longa distância para altas potências é técnica e economicamente viável. Isso é apresentado junto com uma descrição técnica detalhada sobre a disposição dos componentes GIL, o conceito da isolação, a solda automática, a proteção à corrosão, os procedimentos de limpeza do conjunto em campo, as técnicas específicas de instalação, e o sistema de supervisão [1].

Na figura 5, são apresentadas duas montagens de testes típicas. A figura 5a mostra um teste de alta tensão na Siemens; e a figura 5b, os testes de alta corrente na unidade de teste da IPH em Berlim, Alemanha [1].

b) Teste de curto-circuito e arco elétrico

a) Teste de alta tensão para impulso atmosférico e de manobra, e teste de tensão na frequência da rede

Figura 5: Ensaios de GIL [1]

Fase 2 – Teste de longa duração

Depois que a primeira fase foi considerada bem sucedida, a segunda fase para ensaios de longa duração do protótipo GIL sob condições realistas em campo foi planejada e instalada no laboratório de teste da EDF. Outra montagem de teste de longa duração foi instalada por um consórcio das principais concessionárias alemãs.

Dois testes de longa duração foram conduzidos na Alemanha no Laboratório de testes IPH. Uma montagem de teste era para GIL assentada em um túnel e outro para GIL diretamente enterrado [1].

Os ensaios de longa duração para GIL diretamente enterrada se iniciaram em 1998 e passaram com êxito em 2000. Nesses dois anos, os protótipos de GIL foram instalados em campos de teste da EDF e IPH. Os dois principais objetivos foram atingidos com os ensaios de longa duração. O objetivo número um era mostrar que uma GIL pode ser construída sob condições reais em campo, e o objetivo número dois era provar a confiabilidade daquela GIL para um tempo de vida de 50 anos. Em ambos os casos, foi escolhida uma GIL monofásica com invólucro de alumínio. Para a isolação, foi utilizada uma mistura de nitrogênio e SF_6 com baixa porcentagem de SF_6 (abaixo de 20%).

Além dos testes de fábrica nos isoladores de alta tensão com medida de descarga parcial e teste de pressão para os invólucros, os seguintes testes em campo foram conduzidos durante o processo de instalação e antes do início do teste de longa duração [1]:

- Testes ultrassônicos nas soldas.
- Teste de pressão e hermeticidade do gás na montagem completa.
- Testes de proteção à corrosão.
- Medida da resistência nos circuitos principais.
- Teste de alta tensão combinado com medida de descarga parcial utilizando método de alta frequência com antenas internas, e
- Medida no gás com respeito às porcentagens da mistura e umidade.

O tipo de GIL testado foi instalado em um trecho como mostrado na figura 6. Antes da instalação, o invólucro de alumínio foi coberto com uma proteção de corrosão passiva. O trecho foi finalmente fechado com material de aterramento e uma profundidade entre 1 e 2 metros. A GIL foi conectada com a fonte de alta tensão e alta corrente para conduzir o teste de longa duração [1].

Figura 6: GIL diretamente enterrada [1]

Para o teste de longa duração em Berlim, foram escolhidos os valores apresentados na tabela 3 [1].

Tabela 3: Dados técnicos para o teste de longa duração

Corrente de aquecimento	4.000 A
Tensão aplicada	480 kV
Tensão suportável a impulso atmosférico (depois de cada sequência de 480 h)	1.140 kV

Todo o teste de longa duração foi conduzido em diferentes sequências o qual deu eficácia elétrica e mecânica máxima para a GIL. Nas sequências de 8 e 16 horas, a corrente era ligada e desligada com valor de 4.000 A, sendo que nas horas desligadas uma tensão fase-terra de 480 kV era aplicada. Essas 8 e 16 horas de sequência de chaveamento foram repetidas para uma duração total de 2.500 horas e, após cada 480 horas, a tensão do impulso atmosférico de 1.140 kV era aplicada no sistema de isolação [1]. A GIL passou com êxito nesse teste de longa duração e, com isso, provou sua confiabilidade [1].

Para os testes de longa duração para a GIL instalada em túnel, os mesmos ensaios elétricos como descritos para a GIL diretamente enterrada foram conduzidos. Com isso, um túnel de concreto com um comprimento de aproximadamente 70 m foi construído no laboratório de teste. O ambiente ao redor da GIL permitiu provar a montagem sob condições realísticas como

encontradas em projetos reais para linhas de transmissão de longa distância para alta potência em túneis [1].

Uma vista do túnel de 3 m de diâmetro com dois sistemas GIL é mostrada na figura 7. Tais túneis são utilizados hoje em áreas metropolitanas para transmitir grandes potências até o centro como Berlim e Londres. Os túneis são instalados em uma profundidade de 20 ou 30 m sob a cidade, onde nenhum outro ducto de suprimento ou cabos de energia como os de distribuição, canos de água, esgoto, ou mesmo túneis de metrô estão instalados. Cada sistema GIL instalado em tal túnel é capaz de transmitir 2.000 MVA a 400 kV de tensão nominal [1].

Figura 7: Túnel para teste de longa duração com 3 m de diâmetro e 2 sistemas GIL para 420/550 kV [1]

Resultado da fase de desenvolvimento

O principal resultado da fase de desenvolvimento foi que a GIL provou sua alta confiabilidade, utilidade prática e exequibilidade econômica para uso como um sistema de transmissão de alta potência para aplicações de longa distância (no caso de GIL, a literatura considera média/longa distância comprimentos superiores a 500 m, sendo que a instalação mais longa atualmente possui 20 km de tubos simples). Com o progresso feito durante esse desenvolvimento da GIL de segunda geração, um corte de custo geral de mais

de 50% comparado com a GIL de primeira geração poderia ser obtido [1]. Com esses resultados positivos, a GIL de segunda geração tem entrado no mercado com suas primeiras aplicações [1].

GIL em Palexpo, Genebra

A primeira aplicação de GIL de segunda geração foi realizada no aeroporto de Genebra na Suíça. Uma linha aérea conectando a Suíça à França encontra-se ao longo de uma rodovia paralela ao aeroporto de Genebra e a área de exibição da Palexpo. Para a construção de um novo salão de exibição na Palexpo, foi necessário remover uma seção dessa linha aérea. O salão de exibição foi planejado para ser utilizado para feiras internacionais como o Autosalon de Genebra ou a Feira Internacional de Telecomunicações. Para evitar dificuldades com campos magnéticos no salão de exibição e para cumprir com os requisitos suíços, onde apenas 1 mT de campo magnético é permitido em áreas com acesso público, a escolha foi dada para linhas de transmissão isoladas a gás. Outro ponto importante que estava a favor da GIL é o fato que a linha completa pode usar religamento automático mesmo com a GIL inserida. Os dados técnicos desse projeto são apresentados na tabela 4 [1].

Tabela 4: Dados técnicos da Palexpo, Genebra, Suíça

Tensão nominal	300 kV
Corrente nominal	2.000 A
Tensão suportável a impulso atmosférico	1.050 kV
Tensão suportável a impulso de manobra	850 kV
Tensão aplicada	460 kV
Corrente de curto-tempo	50 kA/1s
Pressão do gás	7 bar
Mistura do gás isolante	80% N_2, 20% SF_6

O projeto foi iniciado em fevereiro de 2000 com os trabalhos de projeto e construção. As primeiras instalações em túnel foram iniciadas em março de 2000 com as estruturas de aço para a colocação dos ductos da GIL. A prefabricação dos ductos condutores, dos invólucros envoltórios, dos moldes da carcaça e dos isoladores iniciou em maio de 1999 na fábrica da Siemens em Berlim ou nos subfornecedores. A montagem e instalação da GIL em Genebra iniciaram em setembro de 2000 em um processo contínuo de entrega e instalação. Os 3 km de GIL foram instalados em apenas 3 meses e colocados em serviço em janeiro de 2001. A tabela 5 apresenta o cronograma da obra [1].

Tabela 5: Cronograma do projeto Palexpo, Genebra

Tensão nominal	300 kV
Início do projeto	02/00
Projeto e trabalho de construção	02/00
Instalação das estruturas no túnel	03/00
Prefabricação da GIL	05/00
Montagem e instalação	09/00
Ensaios e comissionamento em campo	12/00
Conclusão do projeto com êxito	01/01

A figura 8 apresenta uma visão do túnel depois da instalação completa.

Figura 8: Primeira aplicação da GIL de segunda geração em Palexpo, Genebra, Suíça [2]

GIL Shinmeika – Tokai

A *Chubu Electric Power Co. Inc.* instalou uma GIL de 275 kV em um túnel entre a usina Shin-Nagoiya e a subestação Tokai, uma rota de 3,25 km. A GIL entrou em serviço em fevereiro de 1998. Compreende dois circuitos trifásicos com uma capacidade atual de transmissão de 1.300 MW, aumentando para 2.850 MW quando a refrigeração forçada for implementada [2].

Figura 9: Visão da GIL de 275 kV de Shinmeika – Tokai [2]

A GIL foi escolhida devido ao fato de ser uma alternativa mais econômica do que cabos XLPE, para o qual cinco circuitos seriam necessários [2]. Os dados técnicos da GIL estão apresentados na tabela 6. Os dois circuitos da GIL normalmente conduzem correntes iguais, mas cada uma pode conduzir a corrente nominal [2].

Tabela 6: Dados técnicos do GIL de Tokai

Tensão nominal	275 kV
Tensão suportável a impulso atmosférico	1.050 kV
Tensão suportável a impulso de manobra	Não disponível
Tensão aplicada	460 kV
Frequência	60 Hz
Corrente nominal	6.300 A
Suportabilidade de corrente em período curto	50 kA por 2 s

As seções da linha foram fornecidas por três fabricantes. A estrutura básica e o projeto da linha foram padronizados. O projeto é resumido na tabela 7 [2].

Tabela 7: Projeto da GIL de Shinmeika – Tokai

Diâmetro externo do invólucro	480 mm
Método de conexão do invólucro	Soldado
Comprimento total do circuito	3,25 km
Comprimento de transporte	14 m
Gás isolante	SF_6
Pressão do gás a 20 °C	4,4 bar abs

O teste de desenvolvimento incluiu um teste de campo de longo prazo acelerado, realizado no Laboratório de Pesquisa de Yokosuka da CRIEPI em 140 m de comprimento de tamanho real. A tensão de 235 kV foi aplicada durante metade de um ano e uma corrente de 6.300 A foi aplicada em 50 ciclos de 8 horas e 16 horas desligada. O teste demonstrou a durabilidade da GIL para 50 anos de uso [2].

A GIL foi montada com aproximadamente 1.500 unidades fabricadas com 14 m. As extensões dos condutores foram juntadas por contatos *plug-in* e as extensões do invólucro foram juntadas por soldas no local [2]. A GIL é ancorada por suportes fixos a cada 56 m. Juntas de expansão de alumínio no invólucro e contatos deslizantes no condutor permitem expansão térmica, tolerâncias de instalação e deslocamento, devido à atividade sísmica [2].

Os invólucros são solidamente ligados entre si nos terminais da linha e aterrados em cada estrutura de suporte (figura 10) [2].

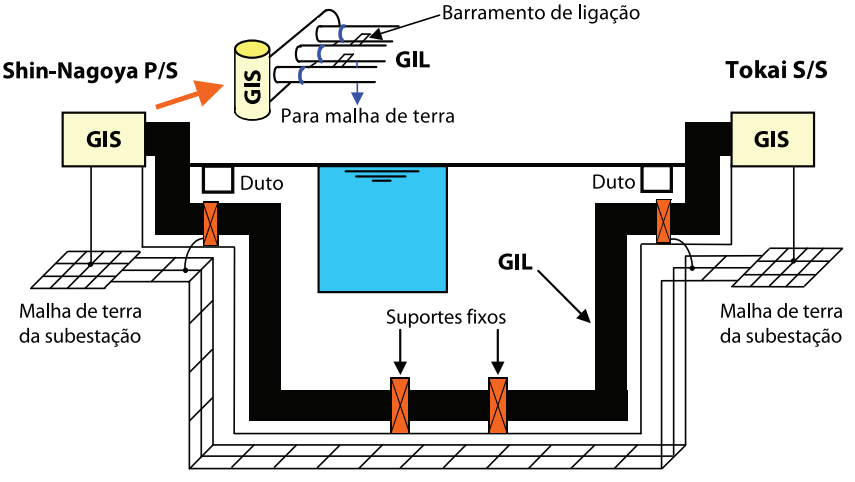


Figura 10: Sistema de aterramento da GIL de Shinmeika-Tokai [3]

As unidades fabricadas foram unidas no local em uma sala limpa móvel. Os invólucros foram soldados por uma máquina de solda totalmente automática. Medida dimensional e inspeção de furo foram realizadas em todas as juntas soldadas [2]. Um teste de pressão foi realizado a 0,57 MPa (1,25 vezes a pressão de operação máxima) por 10 minutos [2]. Testes locais foram realizados incluindo tensão de suportabilidade e teste de descarga parcial. Os testes foram realizados em uma fase de cada vez. A tensão foi aplicada em níveis de até 230 kV por 10 minutos. Atividade de descarga parcial foi monitorada para frequências menores que 100 MHz utilizando sensores de eletrodo de chapa metálica e entre 40 e 100 MHz utilizando antenas externas [2]. Um teste de corrente de carga foi realizado, no qual uma corrente de cerca de 5.100 A (80% da corrente nominal) foi aplicada em três ciclos de 8 horas ligado e 16 horas desligado. Essa corrente foi ajustada para possibilitar a distinção da quantidade de expansão térmica e contração da GIL, e é suficiente para verificar a adequação do projeto em termos de expansão térmica e contração. O ciclo de carga para um teste (1 ciclo) foi de 8 horas ligado e 16 horas desligado. Essa GIL tem 6 fases, e 3 ciclos foram realizados para cada uma delas.

GIL em Sai Noi, Bangcoc, Tailândia

A segunda aplicação de GIL de segunda geração é um projeto em Bangcoc, Tailândia. Nesse projeto, cujos dados técnicos são apresentados na tabela 8, tem, em especial, a alta corrente de 4.000 A e condições ambientais extremas com radiação solar e temperatura ambiente maior que 40 °C. O cronograma do projeto é apresentado na tabela 9 [1].

Tabela 8: Dados técnicos de Sai Noi, Bangcoc, Tailândia

Tensão nominal	550 kV
Corrente nominal	4.000 A
Tensão suportável a impulso atmosférico	1.550 kV
Tensão suportável a impulso de manobra	1.175 kV
Tensão aplicada	740 kV
Corrente de curto/tempo	50 kA/1s
Pressão do gás	7 bar
Mistura do gás isolante	40% N_2, 60% SF_6

Tabela 9: Cronograma do projeto de Sai Noi, Bangcoc

Início do projeto	02/00
Projeto e trabalho de construção	02/00
Instalação das estruturas no túnel	06/00
Prefabricação da GIL	09/00
Montagem e instalação	06/01
Teste e comissionamento em campo	11/01
Conclusão bem sucedida do projeto	01/02

A razão para essa aplicação típica de GIL é o valor de corrente elevado (4.000 A), com alta temperatura ambiente (40 °C) e alta radiação solar. O comprimento total da GIL instalada na subestação é acima de 3 km. A aplicação é típica para GIL e mostra que, sob condições ambientes extremas, é um sistema de transmissão confiável para valores de potência elevados. Na figura 11**,** uma visão geral do arranjo da subestação é mostrada [1].

Figura 11: Sai Noi, Bangcoc – Visão geral da subestação [1]

Aplicações recentes e futuras

Aplicações recentes podem ser encontradas ao redor do mundo em várias aplicações em túneis, enterradas ou acima do solo. GIL é utilizada em subestações ou usinas, e mais de 200 km estão instaladas e em operação ao redor do mundo. A primeira instalação é de 1974 com tensão nominal de

400 kV [1]. Nenhuma falha maior foi reportada em qualquer instalação até 2003, e isso mostra a alta confiabilidade da GIL [1].

Aplicações futuras da GIL ocorrerão em sistemas de transmissão de altas potências em longas distâncias para melhorar o suprimento de potência em áreas metropolitanas, ou para reforçar conexões de cruzamento de fronteira em combinação com túneis de ferrovias ou de tráfego. Áreas metropolitanas típicas são Berlim, Londres, Paris, Nova Iorque, São Francisco, Tóquio, Seul, Xangai, Cidade do México, apenas para mencionar algumas. Todas têm em comum um sistema de transmissão de alta tensão de 420 kV ou 550 kv geralmente conduzidos por linha aérea que supre a cidade ou área metropolitana onde estão sistemas de distribuição em altas tensões, de 100 kV até 200 kV, geralmente conduzidos em cabos isolados [1].

O aumento do consumo de energia no centro da cidade torna necessário construir novas conexões de fora para o centro da área metropolitana para fornecer energia elétrica em extra alta tensão (300, 420 ou 550 kV) mais perto do usuário. Consequentemente, era inimaginável que uma GIL poderia ser construída para servir como uma linha de transmissão subterrânea de alta capacidade para centros de áreas metropolitanas. Ambos os métodos de instalação, como descritos anteriormente, podem ser aplicados ao fornecimento de energia para o centro da cidade. A versão diretamente enterrada é a mais provável a ser utilizada na parte de fora da área metropolitana, enquanto que a versão instalada em túnel seria a mais utilizada no centro das áreas metropolitanas [1].

Uma segunda possibilidade do uso da GIL seria em conjunto com túneis de ferrovias como apresentado na figura 12 [1].

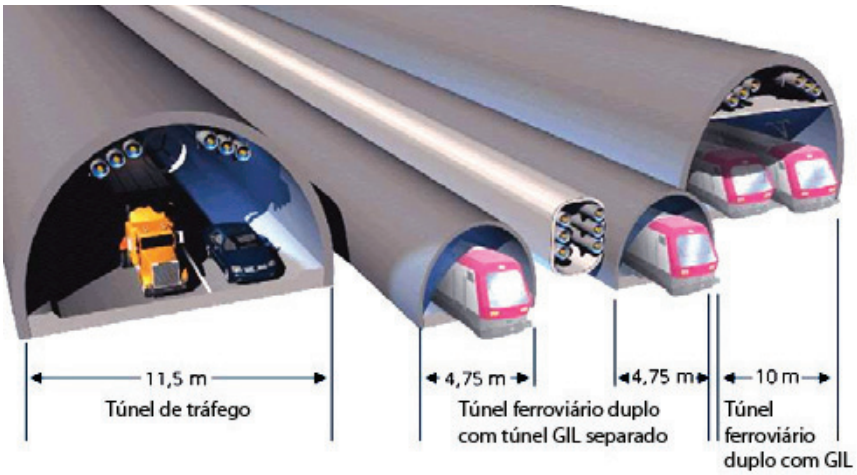


Figura 12: Túneis de ferrovia e transporte rodoviário [1]

Tais túneis hoje estão sendo estudados e planejados, por exemplo, nos Alpes a fim de resolver o problema de tráfego que cruza os Alpes da Alemanha à Suíça e Itália. Túneis longos para trens de alta velocidade ou várias pistas para carros são as soluções para o problema de tráfego. Esses túneis podem ser combinados com sistemas de transmissão de energia GIL com vistas a superar a falta de capacidade de troca de energia entre os países europeus [1].

Além de novos túneis, também existem outros que podem ser utilizados para adicionar GIL. Esses túneis estão disponíveis para metrôs, trens ou ruas em áreas metropolitanas. Em alguns casos, túneis de ventilação, de acesso ou auxiliares podem ser utilizados para inserir uma GIL [1].

A GIL, devido a sua carcaça sólida, pode ser utilizada em conjunto com túneis de tráfego de acesso público porque, mesmo com uma falha interna, não há perigo ao redor uma vez que o arco interno é mantido dentro da carcaça sólida [1].

Conclusões

Foi apresentada uma visão geral sobre as atividades realizadas nos últimos anos no desenvolvimento, ensaios e instalações feitas e planejadas. Apresentou-se um relato sobre o estado da arte nesse campo de tecnologia de transmissão [1].

A perspectiva para o futuro próximo também indica a possibilidade de aplicações em túneis de tráfego para carros ou trens e GIL de longa distância diretamente enterradas [1].

As principais razões para novas aplicações de GIL de segunda geração são:

- O aumento da necessidade de energia elétrica nos centros de áreas metropolitanas.
- As mudanças no mercado de energia elétrica, resultantes da desregulamentação do setor.
- A necessidade de novas linhas de transmissão de cruzamento de fronteira ou de região para intercâmbio de eletricidade.
- Mais estabilidade no suprimento de energia [1].

A GIL, com sua alta capacidade de transmissão subterrânea, pode ser a solução em alguns destes casos [1].

Referências

[1] KOCH, H.; SCHOEFFNER, G. *Gas-Insulated Transmission Line (GIL)*. An Overview. CIGRÉ, Eléctra nº 211, pp. 8-17, Dec/2003.

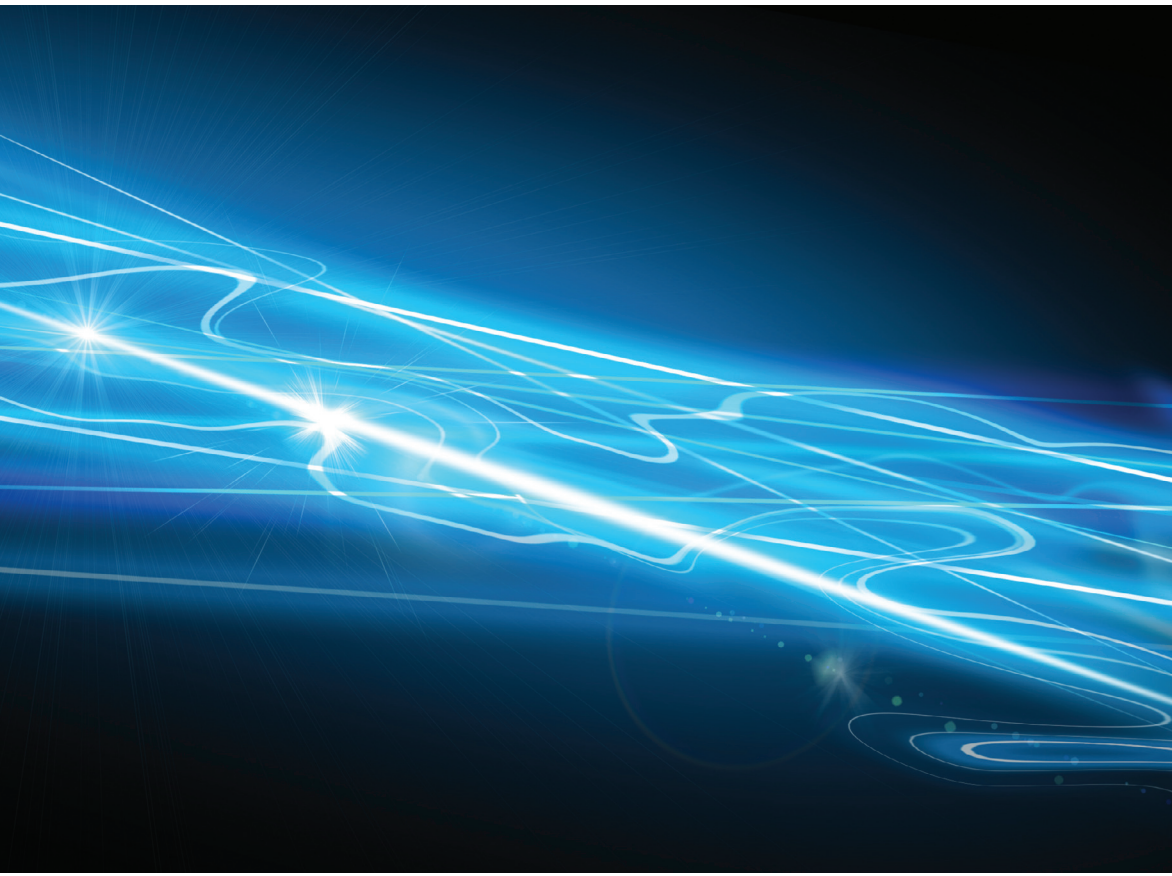
[2] *Gas-Insulated Transmission Line (GIL)*. Brochura 218, CIGRÉ, Joint Working Group 23/21/33.15, Feb/2003.

[3] *Application of Long High Capacity Gas-Insulated Line in Structures*. Brochura 351 CIGRÉ, Working Group B3/B1.09, Oct/2008.

CAPÍTULO 10

Viabilidade Técnico-Econômica de Células a Combustível e Hidrogênio

Gerhard Ett
Bardia Ett



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Objetivo

Este capítulo apresenta um panorama geral de como o hidrogênio pode melhorar a eficiência de vários sistemas de energia, tais como: hidrelétrico, térmico, nuclear, eólico, solar e motores de combustão interna; substituir parte dos combustíveis fósseis; os mercados potenciais; as formas de produção; distribuição e utilização.

O contínuo aumento dos preços internacionais do petróleo, a conscientização ambiental e o uso de combustíveis renováveis fizeram com que as pesquisas de combustíveis e de fontes de energia alternativa crescessem em ritmo acelerado. Entre estas, destaca-se a utilização do hidrogênio como fonte renovável de energia elétrica e combustível, por ser um composto com grande capacidade de armazenar energia.

Antevendo a importância que o hidrogênio terá na economia mundial como vetor energético, o Brasil vem desenvolvendo, desde 1995, atividades de P, D&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) sobre o uso e a produção deste elemento químico. Como o hidrogênio não é um recurso natural e deve ser obtido de alguma fonte primária ou secundária de energia, foi criado em novembro de 2002, o Programa Brasileiro de Sistemas Células a Combustível (ProCaC). Este programa foi estruturado na forma de redes cooperativas de P, D&I, de modo a aproveitar a infraestrutura já existente nas instituições e centros de pesquisa, universidades e empresas, fomentar a capacitação de recursos humanos, garantir o intercâmbio de conhecimentos e incentivar a participação de empresas. Por intermédio da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), foi criado um comitê de estudos especiais (CEE-67) para tecnologias de hidrogênio e já foram publicadas seis normas brasileiras sobre o tema até 2010.

Células a combustível são equipamentos que transformam energia química de combustíveis diretamente em energia elétrica, com uma eficiência em torno do dobro de qualquer máquina térmica. Com as novas tecnologias em desenvolvimento, especialmente a nanotecnologia aplicada a materiais, estima-se que em poucos anos alcançará custos de equipamento iguais ou até inferiores do motor de combustão interna que revolucionou todo o sistema de transporte nos últimos 100 anos. Ao ser utilizado como fonte de energia numa célula a combustível, o hidrogênio libera energia e não gera quaisquer poluentes. A reação química resultante desta operação gera, além de energia, calor e vapor de água.

Histórico

A demanda mundial por energia, principalmente sustentável, aumentará fortemente nas próximas décadas. Atualmente existem cerca de dois bilhões de pessoas ainda sem acesso à energia elétrica. Os geradores à base de carvão mineral e energia nuclear, que possuem alta densidade energética, são muito criticados, um pela alta emissão de dióxido de carbono e o outro pela geração de resíduos nucleares, embora seja considerada uma energia limpa. Do outro lado, a energia solar que atinge os continentes representa aproximadamente 1.500 vezes o valor do consumo mais alto de energia que se possa prever. Trata-se, portanto, de aproveitar racionalmente os recursos naturais disponíveis e, ainda, conservar importantes e grandes áreas como a Mata Atlântica e a Floresta Amazônica para preservar, sem alterações, sua diversidade biológica. Isto também é essencial para a proteção do solo contra erosão e fixação da água no solo. Hoje o custo operacional das células a combustível utilizando hidrogênio, obtido da gaseificação de carvão vegetal, resíduos agrícolas, da reforma de combustíveis como metanol, etanol e de biogás, já é inferior ao custo de outras formas de produção de energia. Enquanto, atualmente, o custo de uma célula a combustível é próximo, por kW, ao valor da instalação de uma hidroelétrica, o emprego de tecnologias conhecidas e a produção em escala, também neste aspecto, poderão competir em custo até com o motor de combustão interna.

O hidrogênio já é utilizado em processos industriais, como combustível para foguetes e propulsão para cápsulas espaciais e, no futuro, poderá ser utilizado também como uma fonte alternativa de energia para o aquecimento e iluminação de residências, geração de eletricidade em automóveis, ônibus, navios e dispositivos eletrônicos diversos como telefones celulares e computadores pessoais, por exemplo.

Os combustíveis fósseis deverão continuar disponíveis como matéria-prima para as mais diversas indústrias (plástica, farmacêutica, adubos, química) por muito tempo, até que seu preço se torne proibitivo na utilização como fonte de energia elétrica. De qualquer forma, a transição será lenta, mas deverá ocorrer nos próximos decênios. O uso do gás natural pode ser favorável e servir de ponte para a utilização do hidrogênio como combustível em veículos automotores, mas é urgente encontrar soluções para aumentar a sua eficiência e aproveitamento. Um motor à gasolina pode atingir 21% de eficiência em condições ótimas de rotação e regulagem, em marcha lenta não passa de 5% a 6%. Já as células a combustível possuem melhor eficiência, em torno de 40% a 80%, conforme o tipo, independentemente da carga aplicada.

O aumento populacional e o aumento do PIB mundial (Produto Interno Bruto – soma de todos os bens e serviços produzidos no mundo) são importantes fatores que elevarão o consumo mundial de energia, e este aumento no consumo de energia deverá ser mais acentuado nos países em desenvolvimento, conforme os especialistas. Estima-se que este aumento será da ordem de 1,5% ao ano. Hoje a distribuição do consumo mundial de energia é muito desigual. Os países em desenvolvimento, apesar de possuírem 75% da população mundial, consomem apenas 25% do total da energia gerada em todo o mundo, sendo que cerca de dois bilhões de pessoas ainda não possuem sequer acesso à energia elétrica.

Uma questão que surge é: quanta energia será necessária para uma vida confortável? Baseado no conceito do IDH – Índice de Desenvolvimento Humano, que leva em consideração três fatores: vida longa e saudável, medida pela expectativa média de vida ao nascer; conhecimento, medido pelo índice de analfabetismo e escolaridade média; e um padrão de vida decente, medido pelo consumo *per capita* – o Banco Mundial considera o consumo de 2 kW *per capita* como valor mínimo. A média hoje está acima de 2 kW, mas, como citado acima, é mal distribuída. Em média, um chinês consome menos de 1 kW, enquanto um europeu mais que 6 kW e um americano mais que 11 kW.

A forma como a energia é utilizada também muda conforme o estágio de desenvolvimento do país. Quanto mais alto o PIB de um país, mais energia é gasta com transportes. Nos Estados Unidos, 40% da energia são consumidos com transportes, sendo 45% em automóveis, 22% em veículos comerciais leves, 15% em veículos pesados e 10% em transporte aéreo.

Para diminuir a dependência do uso de combustíveis fósseis não renováveis e poluentes, deve-se reduzir seu consumo e, gradativamente, substituí-los por combustíveis renováveis e não poluentes. Muito do conforto hoje oferecido deriva, em maior ou menor grau, do petróleo deixando as nações muito vulneráveis

e ao sabor das oscilações do preço do barril. Soma-se a isto o preço da questão ambiental. Alguns países não enfrentarão um aumento de problemas com o aumento médio da temperatura global e do nível dos oceanos, enquanto outros sofrerão efeitos devastadores. Além disso, a pressão política por energia e alimentos poderá criar problemas irreconciliáveis entre nações e pessoas.

Com o aumento da população, será necessário aumentar a demanda por energia. Na figura 1, pode-se observar a curva de crescimento populacional, de forma que necessitaremos de energia com maior eficiência. Energia é um prerrequisito ao desenvolvimento humano e econômico (OECD/IEA - 2008).

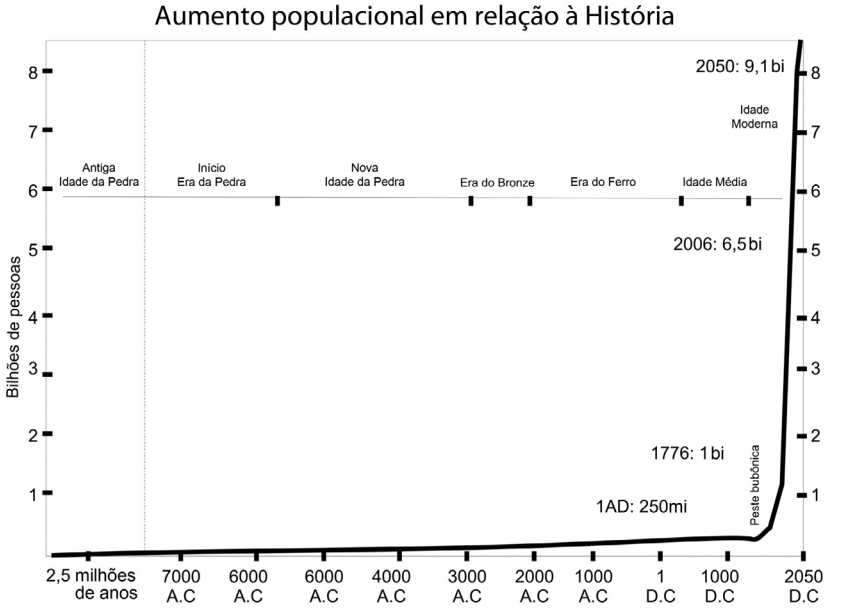


Figura 1: Aumento populacional em relação à História [OECD/IEA-2008]

Células a combustível

As células a combustível são, em princípio, baterias químicas primárias, ou seja, dispositivos que convertem energia química diretamente em energia elétrica e térmica, de forma contínua, com alimentação constante de um combustível.

As pesquisas com células a combustível começaram há mais de 150 anos, por Sir William Grove. Com o grande desenvolvimento na área de materiais nos últimos 15 anos, a tecnologia em células a combustível [1], associada à crescente exigência de baixo impacto ambiental, tornou-se bastante promis-

sora no cenário mundial de energia. Estas já representam, em médio prazo, uma alternativa para motores à combustão (unidades móveis), como também para geradores de energia de médio porte (100 kW) e até para plantas de alguns MW de potência (unidades estacionárias).

A geração de energia elétrica através das células a combustível [2] ocorre por meio de duas reações eletroquímicas [3] parciais de transferência de carga em dois eletrodos separados num eletrólito apropriado, ou seja, a oxidação de um combustível no ânodo e a redução de um oxidante no cátodo. Escolhendo-se, por exemplo, hidrogênio como combustível e oxigênio (do ar ambiente) como oxidante, têm-se, na denominada célula ácida, a formação de água e produção de calor, além da liberação de elétrons para um circuito externo, que podem gerar trabalho elétrico.

Um esquema simplificado de uma célula a combustível de eletrólito polimérico sólido é apresentado na figura 2. Os prótons produzidos na reação anódica são conduzidos pelo eletrólito até o cátodo, onde se combinam com o produto da redução do oxigênio, formando água (H_2O) com produto final.

Diferentemente dos motores à combustão, que têm sua eficiência teórica (máxima) determinada pelo ciclo de Carnot, a eficiência termodinâmica das células a combustível é dada pelo quociente entre a energia livre de reação e a entalpia da reação e que é 83%. Entretanto, a eficiência elétrica prática é menor pelo fato de que em correntes operacionais o potencial da célula é menor que o teórico.

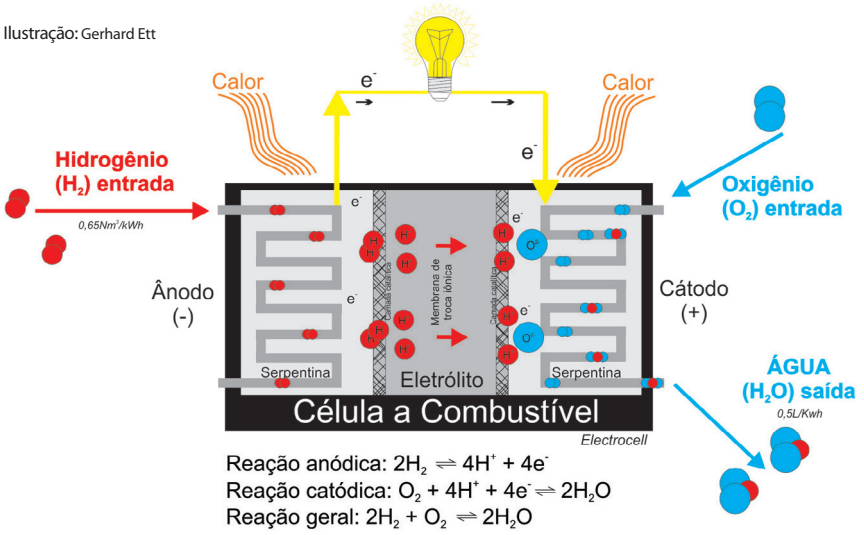


Figura 2: Desenho esquemático de uma célula de combustível tipo PEM

Através do uso de células a combustível, é possível obter alta eficiência energética, ou seja, um melhor aproveitamento do combustível, mesmo e especialmente a baixas temperaturas, uma vez que a eficiência tem uma fraca dependência da temperatura quando comparada ao ciclo de Carnot. Na prática, obtêm-se eficiências elétricas de 45% a 60%. E quando a temperatura de operação da célula não for muito baixa, o calor gerado pode ainda ser aproveitado (cogeração), obtendo-se, assim, uma eficiência energética ainda maior, próxima a 80%. Para fins de comparação, entretanto, com um segmento restrito de produção de energia, deve-se salientar que instalações convencionais modernas, com turbinas a gás otimizadas, já atingem uma eficiência de 53%.

A eficiência energética, isoladamente, não é a principal vantagem de sistemas de geração de energia utilizando as células a combustível, mas sim o seu inerente fator ecológico, com baixíssima geração de poluentes, além de serem silenciosas, compactas e de fácil manutenção. Por estas razões, vislumbra-se um mercado para sistemas de células a combustível para geração de energia com aplicações localizadas de até alguns MW de potência, como, por exemplo, em hospitais, condomínios residenciais, repartições públicas, entre outras localidades. As vantagens obtidas com a utilização de células a combustível aumentam quando se tem por finalidade a geração de energia móvel, neste caso com o uso de células de baixa temperatura, por possuírem uma eficiência energética bem acima dos motores convencionais.

Em menor escala, as células a combustível deverão ser utilizadas para alimentar diversos equipamentos eletrônicos, seja de comunicações, *laptops* etc. Atualmente são muitas as montadoras de veículos que estão desenvolvendo células a combustível, entre as que mais se destacam: Ford, Daimler-Chrysler, GM, BMW, Honda, Daihatsu, Nissan e Toyota cujos protótipos já atingem velocidades, em média, de 145 km/h com uma autonomia de 800 km, consumo médio de 27,5 km/l, aceleração de 0 a 100 km/h em 14 segundos com um peso de 1.500 kg.

Tipos de células a combustível

Muitos dos requisitos apresentados pelos sistemas elétricos convencionais implicam desafios técnicos específicos para as células a combustível. Por exemplo, de maneira a ter uma maior flexibilidade em relação ao combustível utilizado e melhor aproveitamento do calor gerado, uma célula a combustível poderá operar a temperaturas elevadas.

De modo a responder às diversas situações, existem atualmente vários tipos de células a combustível, classificadas abaixo:

- Células a combustível de membrana polimérica (PEMFC).
- Células a combustível alcalinas (AFC).
- Células a combustível de ácido fosfórico (PAFC).
- Células a combustível de carbonato fundido (MCFC).
- Células a combustível de óxido sólido (SOFC).

Célula a combustível de membrana polimérica (PEMFC)

A célula a combustível [9] do tipo PEM, vide figura 3, apresenta grande vantagem pela sua simplicidade de funcionamento, pode operar em temperatura ambiente e baixo custo. O eletrólito utilizado neste tipo de célula de combustível é uma membrana de troca iônica (contendo grupos fixos de SO_3 no esqueleto da membrana) que é boa condutora de prótons H^+ no sentido do ânodo para o cátodo. Por sua vez, o combustível mais utilizado é o hidrogênio.

O único líquido presente na célula é a água e, devido a esse fato, os problemas de corrosão são minimizados, embora significativos. O uso de materiais a base de carbono são vastamente utilizados, por serem inertes e os de base metálica são continuamente estudados. A presença da água líquida na célula é de extrema importância porque a membrana de troca iônica deve ser mantida hidratada durante o funcionamento da célula de combustível para permitir a difusão do cátion. Devido às limitações em relação à temperatura, impostas pelo polímero da membrana e a hidratação necessária da membrana, esta célula de combustível é utilizada em temperaturas, usualmente, próximas de 65 °C. O catalisador mais utilizado é a platina, embora existam diversos estudos para sua substituição ou minimizar sua concentração. Desenvolvimentos recentes permitiram a utilização de concentrações menores de catalisador, de modo que, o custo da platina representa hoje uma pequena parte do preço total da PEM.

Além do hidrogênio como combustível, as células a combustível PEM podem trabalhar com combustíveis alternativos, desde que estes sejam previamente reformados em hidrogênio, vide figura 3. Os combustíveis utilizados nas PEM podem ser, por exemplo, metanol, etanol, metano, propano, biocombustível, biomassa etc. Na figura 4, observa-se uma célula a combustível do tipo PEM de 50 kW. Hoje já existem células deste de tipo de 1 MW.

Um outro tipo de célula PEM é a célula de combustível com metanol direto (DMFC). Como combustível, o metanol tem diversas vantagens em relação ao hidrogênio – por ser líquido à temperatura ambiente, é facilmente transportado e armazenado.

Outro tipo de célula a combustível, que nos últimos anos tem sido objeto de muito interesse pela comunidade científica e pelo governo, são as células a etanol direto (DEFC), tendo este a vantagem de ser um combustível não tóxico e sustentável. Além disso, o Brasil possui toda uma logística de distribuição de etanol, destacando-se como um dos maiores produtores mundiais deste produto, obtendo o segundo lugar, atrás apenas dos Estados Unidos.

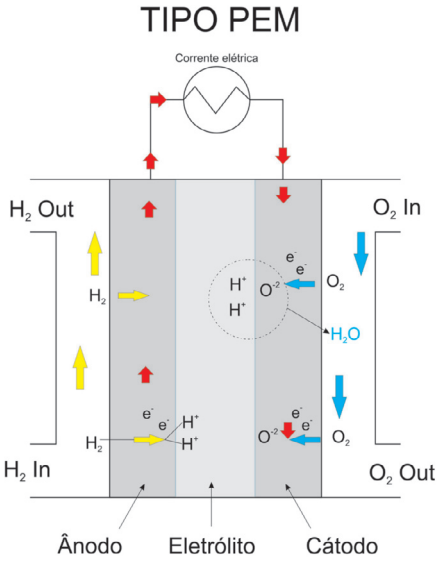


Ilustração: Gerhard Ett

Figura 3: Célula a combustível tipo PEMFC (membrana polimérica)

Reações PEMFC	Reações DMFC
Ânodo: $H_2(g) \Leftrightarrow 2\,H^+_{(aq)} + 2\,e^-$	Ânodo: $CH_3OH_{(aq)} + H_2O(l) \Leftrightarrow CO_2(g) + 6\,e^- + 6\,H^+_{(aq)}$
Cátodo: $½\,O_2(g) + 2\,H^+_{(aq)} + 2\,e^- \Leftrightarrow H_2O(l)$	Cátodo: $6\,H^+_{(aq)} + 6\,e^- + 3/2\,O_2(g) \Leftrightarrow 3\,H_2O(l)$

Foto: Gerhard Ett

Figura 4: Célula a combustível de 50 kW instalada no IPEN / CNEN pertencente a AES / ELETROPAULO – 2004 (fabricante Electrocell)

Células a combustível alcalinas (AFC)

Nas células a combustível alcalinas, vide figura 5, o eletrólito [9] utilizado é uma solução concentrada de hidróxido de potássio (KOH 85%peso) para operar em temperaturas elevadas (aproximadamente 250 °C) e soluções menos concentradas (35 – 50%peso) para temperaturas inferiores a 120 °C. As células a combustível AFC utilizadas no programa Apollo da NASA utilizavam uma solução de KOH 85%peso e funcionavam à temperatura de 250 °C.

O problema das baixas velocidades de reação (baixas temperaturas) é superado com a utilização de eletrodos porosos de platina. Neste tipo de célula de combustível, a redução do oxigênio no cátodo é mais rápida em eletrólitos alcalinos, comparativamente com os ácidos e, devido a isso, existe a possibilidade da utilização de metais não nobres. As principais desvantagens desta tecnologia são o fato de os eletrólitos alcalinos (ex. NaOH e KOH) dissolverem o gás carbônico (CO_2) e a circulação do eletrólito na célula, tornando seu funcionamento mais complexo. No entanto, o eletrólito apresenta custos reduzidos.

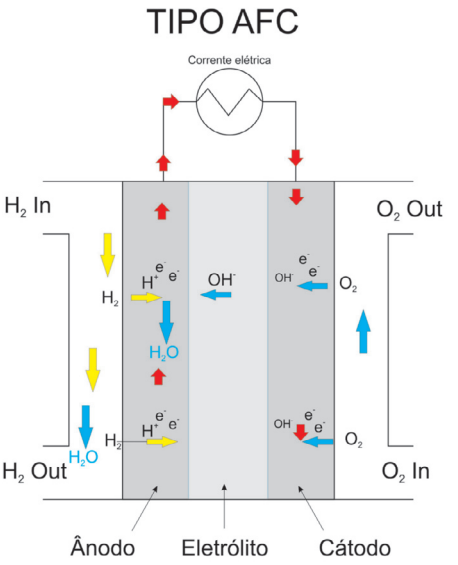


Ilustração: Gerhard Ett

Figura 5: Célula a combustível tipo AFC (Alcalina)

Reações AFC	Ânodo: $H_2(g) + 2\,OH^-_{(aq)} \Leftrightarrow 2\,H_2O(l) + 2\,e^-$
	Cátodo: $½\,O_2(g) + H_2O(l) + 2\,e^- \Leftrightarrow 2\,OH^-_{(aq)}$

Foto: AFC

Figura 6: Célula à combustível Alcalina

Foto: Nasa

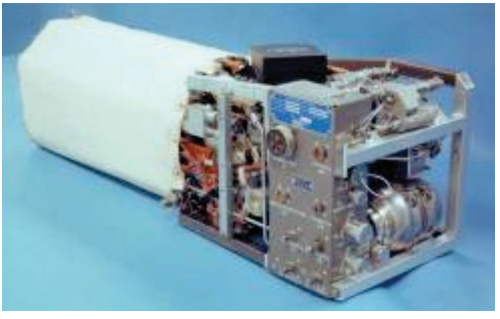


Figura 7: Célula à combustível de 12 kW tipo AFC

Células a combustível de ácido fosfórico (PAFC)

As células a combustível de ácido fosfórico – PAFC, vide figura 8 e 9, foram as primeiras a serem produzidas comercialmente e apresentam uma ampla aplicação a nível mundial. Muitas unidades de 200 kW produzidas pela empresa *International Fuel Cells Corporation* estão instaladas nos Estados Unidos, na Europa e também no Brasil (Rio de Janeiro e Curitiba).

Neste tipo de célula a combustível, o eletrólito utilizado é o ácido fosfórico cuja concentração pode atingir 100%. Opera com temperaturas entre 160 °C e 220 °C, uma vez que em temperaturas mais baixas o ácido fosfórico é um mau condutor iônico e o envenenamento da platina pelo monóxido de carbono (CO) no ânodo torna-se mais severo.

A estabilidade relativa do ácido fosfórico é elevada em comparação com outros ácidos comuns e, consequentemente, a célula de combustível do tipo PAFC pode produzir energia elétrica a temperaturas elevadas (220 °C). A utilização de um ácido concentrado minimiza a pressão de vapor da água, facilitando a gestão da água na célula. O suporte utilizado universalmente para o ácido é o carbeto de silício e o eletrocatalisador utilizado no ânodo e no cátodo é a platina.

O problema do armazenamento do hidrogênio pode ser resolvido pela reforma do metano em hidrogênio e dióxido de carbono, mas o equipamento necessário para esta operação acrescenta à célula custos consideráveis, maior complexidade e tamanho superior. No entanto, estes sistemas apresentam as vantagens associadas à simplicidade de funcionamento da tecnologia das células a combustível, disponibilizando um sistema de produção de energia elétrica seguro e que envolve baixos custos de manutenção. Alguns destes sistemas funcionaram continuamente por muitos anos sem a necessidade de qualquer manutenção ou intervenção humana.

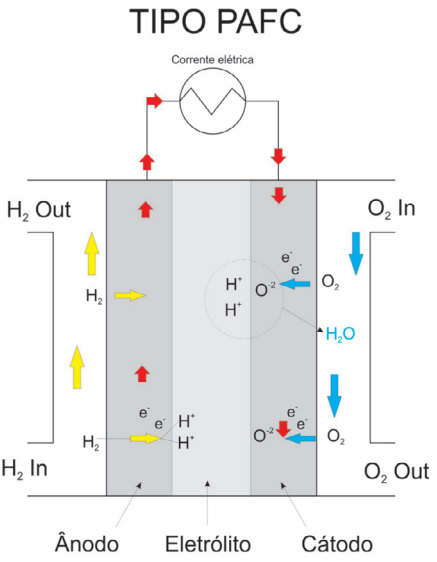


Ilustração: Gerhard Ett

Figura 8: Célula a combustível tipo PAFC (ácido fosfórico)

Reações PAFC	Ânodo: $H_2(g) \Leftrightarrow 2\,H^+_{(aq)} + 2\,e^-$
	Cátodo: $½\,O_2(g) + 2\,H^+_{(aq)} + 2\,e^- \Leftrightarrow H_2O(l)$

Foto: Lactec

Figura 9: Usina com célula a combustível de ácido fosfórico de 200 kW instalada no Hospital Erasto Gaertner em Curitiba (fornecedor UTC)

Célula a combustível de carbonato fundido (MCFC)

A célula a combustível de carbonato fundido [9] utiliza como eletrólito uma combinação de carbonatos alcalinos (Na, K, Li) que são estabilizados num suporte de aluminato de lítio ($LiAlO_2$). Este tipo de célula a combustível funciona a temperaturas entre 600 °C e 700 °C, nas quais os carbonatos alcalinos formam um sal altamente condutor de íons (íon carbonato). A temperaturas elevadas pode-se utilizar o níquel, como catalisador, no ânodo e óxido de níquel no cátodo, não sendo necessária a utilização de metais nobres. Por causa da elevada temperatura de operação, é possível utilizar diretamente, neste tipo de sistema, o gás natural, não havendo, portanto, a necessidade de "reformadores" externos. No entanto, esta simplicidade é contraposta pela natureza do eletrólito, uma mistura quente e corrosiva de lítio, potássio e carbonatos de sódio.

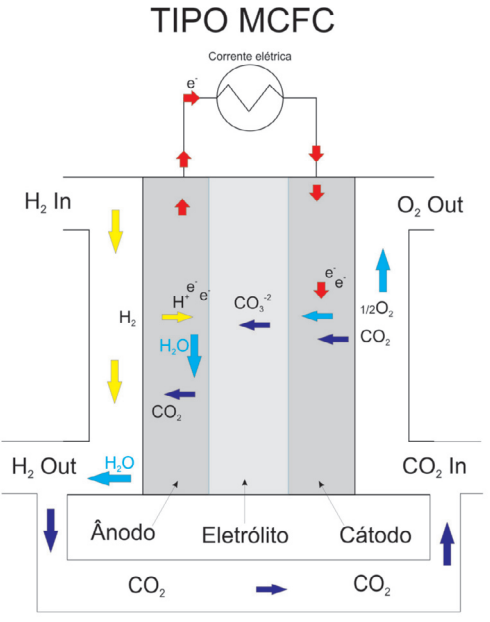


Ilustração: Gerhard Ett

Figura 10: Célula a combustível tipo MCFC (carbonato fundido)

Reações MCFC	Ânodo: $H_2(g) + CO_3^{2-} \Leftrightarrow H_2O(g) + CO_2(g) + 2\,e^-$
	Cátodo: $½\,O_2(g) + CO_2(g) + 2\,e^- \Leftrightarrow CO_3^{2-}$

Foto: Gerhard Ett

Consumo de combustível:	Gás natural (930 Btu/ft3) 362 scfm
Potência saída:	345 kW de energia elétrica e 220 kW de energia térmica
Eficiência:	LHV 47 +/- 2 %
Fornecedores:	Tognum Group

Figura 11: Célula a combustível de carbonato fundido de 345 kW

Células a combustível de óxido sólido (SOFC)

As células a combustível de óxido sólido [9] trabalham com temperaturas entre 600 °C e 1.000 °C, possibilitando assim velocidades de reação elevadas sem a utilização de catalisadores nobres. O eletrólito utilizado neste tipo de célula é uma cerâmica à base de óxido de zircônio (ZrO_2) estabilizado com itria (Y_2O_3), e esta estabiliza a fase cúbica da zircônia, passando a ser condutora de íons de oxigênio (O^{2+}), acima de 800 °C. Na temperatura elevada de funcionamento, ocorre o transporte dos íons de oxigênio do cátodo para o ânodo.

O metano pode ser utilizado diretamente, não sendo necessária a utilização de uma unidade de reforma externa. No entanto, os materiais cerâmicos que constituem estas células acarretam dificuldades adicionais na sua utili-

zação, envolvendo custos elevados de fabricação e a necessidade de outros equipamentos para que a célula produza energia elétrica. Este sistema extra engloba o preaquecimento do combustível e do ar e o sistema de arrefecimento. Apesar de funcionar a temperaturas próximas a 1.000 °C, o eletrólito da SOFC mantém-se permanentemente no estado sólido. Tipicamente, tem-se como ânodo o $ZrO_2/Y_2O_3/Ni/$ e como cátodo o $LaSrMnO_3$.

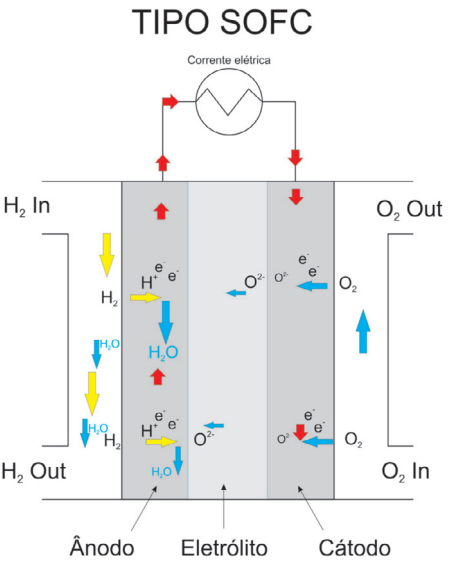


Ilustração: Gerhard Ett

Figura 12: Célula a combustível tipo SOFC

Reações SOFC	Ânodo: $H_2(g) + O^{2-} \Leftrightarrow H_2O(l) + 2\,e^-$
	Cátodo: $½\,O_2(g) + 2\,e^- \Leftrightarrow O^{2-}$

Foto: Bloom Energy

Figura 13: Célula a combustível de óxido sólido de 100 kW

Comparação entre as propriedades das células a combustível

Tabela 1: Comparação de vantagens e desvantagens entre os tipos de CAC

Célula a combustível (Tipo)	Combustível	Vantagens	Desvantagens
PEMFC (Polímero sólido)	H_2 e gás natural, metanol ou etanol reformado	Alta densidade de corrente; Operação flexível	Contaminação do catalisador com CO (< 10 ppm); Custo da membrana
AFC (Alcalina)	H_2	Alta eficiência (83% teórica)	Sensível a CO_2 (< 50 ppm); Gases ultrapuros
PAFC (Ácido fosfórico)	Gás natural ou H_2	Maior desenvolvimento tecnológico	Moderada tolerância ao CO (< 2 %); Corrosão dos eletrodos
DMFC (Metanol direto)	Metanol	Utilização de metanol direto	Baixa eficiência; Baixo tempo de vida útil da membrana
MCFC (Carbonato fundido)	Gás natural, Gás de síntese	Tolerância a CO e CO_2	Materiais resistentes; Reciclagem de CO_2
SOFC (Óxido sólido)	Gás natural, Gás de síntese	Alta eficiência; A reforma do combustível pode ser feita na célula	Totalmente tolerante ao CO; Expansão térmica; Problema de materiais

As vantagens [7, 8, 9] em se utilizar células a combustível são:

- Não gera ruído, cheiro nem poluentes, o único efluente é água (0,5 l/kWh) se operado com hidrogênio.
- Uma célula de combustível pode converter até 83% da energia contida num combustível em energia elétrica e calor, pois não há dependência como no ciclo de Carnot. Em 1996, as células a combustível de ácido fosfórico (PAFC) já apresentavam uma eficiência de conversão elétrica de 42%, com elevada produção de calor.
- Centrais de produção de energia através de células a combustível podem ser implementadas junto aos pontos de fornecimento, permitindo uma redução nos custos de transporte e de perdas energéticas como ocorre nas redes de distribuição.
- Por não possuírem partes móveis, as células a combustível apresentam maiores níveis de confiança se comparados aos motores de combustão interna e às turbinas de combustão. Estas não sofrem paradas bruscas em razão do atrito ou falhas das partes móveis durante sua operação.
- A substituição das centrais termelétricas convencionais que produzem eletricidade a partir de combustíveis fósseis por células a combustível melhorará a qualidade do ar, devido à ausência de emissão de poluentes particulados no ar (fuligem), como óxidos nitrosos e sulforosos que causam chuvas ácidas e *smog* e reduzirá o consumo de água e efluentes.
- A flexibilidade no planejamento, incluindo a modulação, resulta em benefícios financeiros estratégicos para as unidades de células a combustível e para os consumidores. As células a combustível podem ser desenvolvidas para funcionarem a partir de etanol, metanol, gás natural, gasolina ou outros combustíveis de baixo custo para extração e transporte. Um reformador químico que produz hidrogênio enriquecido possibilita a utilização de vários combustíveis gasosos ou líquidos, com baixo teor de enxofre. Na qualidade de tecnologia alvo de interesse recente, as células a combustível apresentam um elevado potencial de desenvolvimento. Em contraste, as tecnologias competidoras das células a combustível, incluindo turbinas de gás e motores de combustão interna, já atingiram um estado avançado de desenvolvimento.

As desvantagens em se utilizar células a combustível são:

- A necessidade da utilização de metais nobres como, por exemplo, a platina.
- O elevado custo de comercialização, atualmente, em comparação com as fontes de energia convencionais por não possuir uma produção seriada.
- A elevada pureza do hidrogênio para evitar a contaminação do catalisador.
- Os problemas e os custos associados ao transporte e distribuição de novos combustíveis como, por exemplo, o hidrogênio.
- Os interesses econômicos associados às indústrias de combustíveis fósseis, motores e aos países industrializados.

Hidrogênio

Propriedades do hidrogênio

O hidrogênio [6, 7, 10] é um elemento simples e comum no universo e, no estado natural e sob condições normais, é um gás incolor, inodoro e insípido. O hidrogênio molecular (H_2) existe na forma de dois átomos ligados pelo compartilhamento de elétrons – ligação covalente. Cada átomo é composto por um próton e um elétron. Alguns cientistas acreditam que este elemento dá origem a todos os demais elementos através do processo de fusão nuclear. O hidrogênio normalmente existe combinado a outros elementos, como por exemplo, com o oxigênio formando a água, com carbono formando o metano, e na maioria dos compostos orgânicos. Como é quimicamente muito ativo, raramente permanece sozinho como um único elemento. Possui a maior quantidade de energia por unidade de massa do que qualquer outro combustível conhecido – 120,7 MJ por quilo. Além disso, quando resfriado ao estado líquido, este combustível de baixo peso molecular ocupa um espaço equivalente a 1/700 daquele que ocuparia no estado gasoso. Esta é uma das razões pelas quais o hidrogênio é utilizado como combustível para propulsão de foguetes e cápsulas espaciais, que requerem combustíveis de baixo peso, compactos e com grande capacidade de armazenamento de energia.

Abaixo uma lista com as características do hidrogênio:

- Elemento mais abundante do universo (75%) – (NREL).
- Terceiro elemento mais abundante na Terra.
- 30% da massa do Sol.
- Incolor, inodoro, insípido.
- Baixa densidade 0,0899 g/l (11,24 % do ar atmosférico, 14,4 menos denso que o ar).
- A sua combustão gera 28.890 kcal/kg.
- 1 kg de H_2 contém energia equivalente a 3,5 l de petróleo, 2,1 kg de gás natural, 2,8 kg de gasolina.
- Inflamabilidade: 4,1 a 74,2% de H_2 em volume de ar seco – temperatura de ignição 565–579 °C.
- Combustão: chama azul clara, quase invisível.

Segurança

Existe uma série de normas de segurança para a manipulação, transporte e armazenagem de hidrogênio desenvolvido pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), pela ISO – *International Organization for Standartization* e outras associações que participam nas suas elaborações: governo, sociedade e empresas, cuja observação permite assegurar a virtual ausência de qualquer risco.

A manipulação e o uso de qualquer combustível, e em particular um gás combustível, exigem cuidados especiais. Devem ser, portanto, obedecidas as normas que levam em consideração suas propriedades e as situações de uso. Na ABNT existem uma série de normas referentes à segurança de hidrogênio.

Dos funcionários de um posto de abastecimento, por exemplo, pode-se esperar maior competência no uso de equipamentos de segurança, enquanto que para um equipamento de uso residencial todas as operações deverão ser totalmente automatizadas para excluir a possibilidade de ocorrer um acidente.

Felizmente as propriedades do hidrogênio são bem conhecidas: o reduzido tamanho do próton de hidrogênio – a menor partícula existente – facilita a sua difusão. Como facilita também vazamentos, há necessidade de se adotar, em todos os equipamentos, sensores de hidrogênio de forma a se evitar um acúmulo de gás em lugares indevidos e, eventualmente, ocorrer o desligamento do equipamento caso a concentração atinja níveis perigosos. A baixa densidade do gás permitiria somente um acúmulo na parte superior do equipamento ou de construções. A facilidade de difusão do hidrogênio através do

ar, desde que tomadas precauções mínimas na sua construção, torna acidentes menos improváveis.

Acredita-se que acidentes como do Hindenburg já não seriam mais possíveis hoje em dia. Ninguém iria construir um balão contendo hidrogênio utilizando material de revestimento altamente inflamável. Sabe-se, hoje, que o balão não chegou a explodir por causa do hidrogênio, mas devido ao seu revestimento – nitrocelulose. É interessante ressaltar que neste acidente, das 96 pessoas a bordo, as 36 que faleceram foram, justamente, as que pularam das gôndolas sem autorização, e a maioria não fazia parte da tripulação.

Convém lembrar que, para haver combustão ou explosão, três elementos devem estar presentes: hidrogênio, ar, ambos em proporções apropriadas, e a existência de uma fonte de ignição.

A baixa velocidade de propagação da chama é outro fator de segurança. Se realmente houver uma perfuração ou fissura num vaso de pressão, será grande a chance para que o próprio hidrogênio, que escapará do tanque a alta velocidade, apague a chama.

Na figura 14 observa-se o resultado de um ensaio realizado pela Universidade de Miami. Nota-se que o veículo com gasolina incendiou completamente, enquanto no veículo com hidrogênio formou-se uma alta chama e o veículo não incendiou.

Fonte: Miami University – *Mechanical and Aerospace Engineering Department*

Figura 14: Ensaio de vazamento de hidrogênio veicular

Produção de hidrogênio

Na natureza, o hidrogênio é encontrado nos compostos orgânicos, como hidrocarbonetos, e na água. A quebra destas ligações permite produzir hidrogênio gasoso e a sua utilização como combustível. Existem muitos processos que podem ser utilizados para a obtenção do hidrogênio, e todos exigem energia em forma de calor, eletricidade ou radiação solar. (POHL, 1996 e RIFKIN, 2003).

A produção de hidrogênio em escala industrial é bem conhecida, sendo utilizada principalmente para o aprimoramento de combustíveis fósseis e a produção de ureia, amônia, e outros produtos químicos, utilizados na indústria de fertilizantes, papel e celulose, química entre outros. Hoje, a maior parte do hidrogênio é produzida pelo processo de reforma de vapor, a partir de gás natural e, em menor escala, através da eletrólise. Outros hidrocarbonetos (etanol, metanol, diesel, biogás) também podem ser usados para a reforma.

O desafio a ser enfrentado é a produção de hidrogênio a partir de materiais e fontes de energia não poluentes e sustentáveis. Todavia, ainda existem no mundo, reservas grandes de gás natural que em parte são simplesmente queimadas quando excedentes da produção de petróleo. É preferível aproveitar o potencial energético deste gás produzindo hidrogênio, o que resulta numa redução final da geração de gases de estufa de pelo menos 50% por kWh produzido.

A seguir estão descritos alguns métodos, em uso ou em desenvolvimento, para a produção de hidrogênio.

Reforma de combustíveis

A reforma permite utilizar qualquer hidrocarboneto fóssil ou renovável para a produção de hidrogênio.

A reforma ocorre em dois estágios: o primeiro, endotérmico, consiste na quebra de moléculas de hidrocarbonetos numa mistura de monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2), hidrogênio e vapor de água a alta temperatura; o segundo, a oxidação do monóxido de carbono para dióxido de carbono, é processo exotérmico que melhora o balanço térmico, reduzindo a energia gasta total ao equivalente de cerca 15% a 20% do combustível original.

O processo de reforma adiciona vapor de água para obter o máximo volume de hidrogênio possível e, ao mesmo tempo, fornecer o oxigênio necessário para a oxidação do carbono.

Metano (CH_4) – Gás natural e biogás

O gás natural é um combustível fóssil, mas pouco poluente (exceto pela formação de dióxido de carbono). Possui a mesma composição do biogás, mas contém traços de enxofre que devem ser eliminados.

Dentro da possibilidade econômica e da disponibilidade, o gás natural, atualmente é responsável pela maior parte do hidrogênio produzido, e será substituído pelo biogás que pode ser produzido economicamente a partir de resíduos da agricultura, da produção de açúcar e álcool, ou mesmo através do lixo e esgoto.

As células a combustível de ácido fosfórico, óxido sólido e carbonato fundido trabalham a temperaturas elevadas cujo calor pode ser aproveitado para realizar o primeiro estágio da reforma. Com catalisadores adequados, consegue-se o segundo estágio também sem problemas, de forma que é possível alimentar estas células diretamente com gás natural ou biogás.

As reservas brasileiras estimadas de gás natural para 2011 remontam a 1 trilhão de m^3, com a entrada dos campos do Espírito Santo, Bacia de Santos, Sergipe/Alagoas, e o aumento da utilização de GLP (Gás liquefeito do petróleo).

Para a reforma do gás natural, são necessários 0,18 m^3 de gás natural para a geração de 0,65 m^3 de H_2, volume necessário para a geração de 1 kWh pela célula a combustível tipo PEM.

No tocante ao custo de geração de energia por célula a combustível, o preço do metro cúbico de gás natural para cogeração (COMGÁS – jun/2011) é de R$ 0,17376/m^3 para uma faixa de consumo de 150.000 m^3/mês – sendo que o custo do gás para gerar energia será R$ 34,84/MWh (sem considerar impostos e preço do equipamento).

O biogás é resultado da fermentação de resíduos da agricultura, silvicultura e da criação de animais, bem como o tratamento de lixo e esgotos. Pode ser obtido também pela oxidação parcial de resíduos de celulose (produção de monóxido de carbono) e, em seguida, tratado com vapor de água para formação de metano. O primeiro estágio é basicamente o mesmo que a fabricação de carvão vegetal, conhecido há centenas de anos.

Biomassa

Por sua importância no balanço energético brasileiro e mundial, merece um destaque especial.

A biomassa oferece as melhores perspectivas entre todas as fontes de energia renováveis e como fonte de hidrogênio, seja produzindo álcool etílico (etanol), metanol ou metano. A cana-de-açúcar, o milho, as florestas cultivadas,

soja, dendê, girassol, colza, mandioca, palha de arroz, lascas ou serragem de madeira, dejetos de criação animal, são bons exemplos de biomassa. Seu valor energético é alto, pois uma tonelada de matéria seca gera 19 GJ. Um hectare de cana-de-açúcar produz 980 GJ. O uso de combustíveis como álcool etílico e álcool metílico e/ ou metano, produzidos a partir de biomassa, fermentação de lixo ou esgoto, bagaço da cana-de-açúcar e outros resíduos orgânicos da produção de celulose e de alimento, produz gás carbônico que, todavia, foi retirado da atmosfera pelas plantas envolvidas. As reações de reforma podem ser aplicadas diretamente a carvão vegetal, sem fermentação. Um hectare plantado com capim elefante ou bambu permite a produção anual de 15 t–20 t de pellets de carvão vegetal, sem necessidade de replantio, enquanto técnicas adequadas de plantio permitem aproveitamento até de terrenos íngremes sem perigo de erosão do solo. Com estudos avançados para o aproveitamento da fermentação da celulose, possivelmente pode se obter um rendimento melhor por hectare do que pela gaseificação simples.

Gaseificação de biomassa

A gaseificação de biomassa, é um processo bastante antigo e é realizada com o objetivo de produzir um combustível gasoso com melhores características de transporte, melhor eficiência de combustão e que também possa ser utilizado como matéria-prima para outros processos.

Nos processos de gaseificação a matéria orgânica é total ou parcialmente transformada em gases cujos principais componentes são: monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrogênio e dependendo das condições, metano, hidrocarbonetos leves, nitrogênio e vapor de água em diferentes proporções. Tanto o CO como o CH_4 podem ser utilizados diretamente em células do tipo SOFC e MCFC.

Etanol, metanol, GLP

Estes combustíveis – etanol, metanol e GLP – podem ser processados sem maiores problemas pelos mesmos reformadores usados para metano. Os álcoois, sendo líquidos, devem ser evaporados antes ou durante o primeiro estágio de reforma. Cada um destes combustíveis exige, no entanto, uma faixa de temperatura de operação diferente e, eventualmente, também catalisadores especialmente adaptados às condições específicas.

O etanol é produzido a partir da cana-de-açúcar, do amido de milho, da beterraba e de outras matérias-primas, e tem sido usado por décadas como combustível, principalmente no Brasil. Seu uso inclui menores emissões de CO_2, por possuir um ciclo fechado de carbono. A demanda por eta-

nol é crescente e a indústria do etanol responde com progressos, como uma tecnologia de produção mais eficiente, por exemplo o etanol de segunda geração e com uma maior capacidade de produção.

Esta tecnologia de reforma está em desenvolvimento em nível mundial, e em especial por institutos de pesquisas, universidades e empresas brasileiras (IPEN, IPT, CEPEL, INT, USP, UNICAMP, Hytron e a Electrocell) que já possuem unidades em demonstração.

Na reforma do etanol são necessários 0,41 litro de etanol para a geração de 0,65 Nm^3 de hidrogênio, volume necessário para a geração de 1 kW pela célula a combustível tipo PEM.

Custo de geração de energia por célula a combustível: Preço por litro de álcool hidratado: R$ 0,7283 – (ESALQ/BMF 06/07/2009) > R$ 236,33/MWh. (sem considerar impostos e preço do equipamento).

Gasolina, diesel, biodiesel

A reforma de gasolina, diesel e biodiesel é possível, mas, em princípio, só faz sentido para uso em veículos móveis (barcos, aviões, caminhões, uso militar) que usam estes combustíveis como combustível principal e nos quais é desejável acionar unidades auxiliares com o mesmo combustível para estes serem independentes do motor principal. Aproveitam-se estas unidades auxiliares para os sistemas elétricos, de navegação, operações de emergência ou sistemas de resfriamento ou ar-condicionado. A demanda destas unidades pode muitas vezes atingir 20% da capacidade total instalada, mas não é necessária quando o veículo está parado.

Eletrólise

A eletrólise utiliza normalmente corrente contínua, mas também alternada para romper a ligação entre os átomos de hidrogênio e oxigênio. Esse processo é conhecido há cerca de 200 anos e é usado largamente na indústria para a produção de hidrogênio de alta pureza para produtos alimentícios (margarinas) e peróxido de hidrogênio. O rendimento relativamente baixo do processo original está sendo melhorado, sucessivamente, pela utilização de catalisadores mais eficientes, porém o custo ainda está longe daquele do processo de reforma.

A eletrólise se oferece como uma possibilidade fascinante para o aproveitamento da energia elétrica gerada durante a noite, por uma hidrelétrica por exemplo, quando a demanda de eletricidade costuma ser mais baixa que a produção. Resolvidos os problemas de armazenagem do hidrogênio, será uma solução perfeita.

Segundo a Aneel, em 2009 o Brasil possuía 75 GW de potência hidráulica instalada, correspondente a 165 empreendimentos de geração – é patente o interesse de aproveitar melhor o potencial noturno.

Existe, assim, um grande potencial de geração de hidrogênio pelas usinas hidrelétricas brasileiras. Lembrando que, pela tecnologia existente atualmente, se consomem 4 kWh de energia elétrica por eletrólise para gerar 1 kW pelas células a combustível com este gás.

Um sistema com baixa eficiência pode ser bem atrativo, dependendo do custo de geração e da oferta no momento de consumo. A energia elétrica pode ser armazenada na forma de hidrogênio e, duplicando a capacidade armazenada, pouco altera o peso do sistema.

Outro ponto que deve ser mencionado é que a eletrólise pode ser feita por fontes renováveis alternativas, como: energia eólica, fotovoltaica e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). Um dos grandes projetos nesta área de eletrólise está sendo feito pela Itaipu Binacional, também com projetos na aplicação de hidrogênio para as áreas automotiva e estacionária.

Seu funcionamento consiste de dois eletrodos, um negativo (ânodo) e outro positivo (cátodo) que são submersos em um eletrólito (solução condutora iônica) que pode ser uma solução aquosa ou um meio de sais fundidos (fluoretos, cloretos) a alta temperatura (aprox. 600 °C–800 °C). Aplicando-se uma tensão superior a 1,23V CA, ocorre a eletrólise da água, com a formação de hidrogênio no cátodo e oxigênio no ânodo. Para que não ocorra a mistura dos gases, são utilizadas membranas seletivas, e estas podem ser membranas poliméricas (ex: NAFION®) ou membranas cerâmicas (ex: arbestos).

A eletrólise é classificada como convencional e avançada. Na eletrólise convencional, o eletrólito mais utilizado é o KOH com uma faixa de concentração de 25%-30%, pois, entre os meios utilizados, é o que apresenta o menor custo e maior rendimento e opera entre 70 °C e 80 °C. Os eletrodos são de aço carbono. No ânodo onde ocorre a oxidação, são usualmente revestidos com níquel fosco. Ligas de níquel também têm sido usadas como material do cátodo, devido a sua atividade catalítica. O consumo de energia é cerca de 4-5 kWh/Nm^3 de H_2.

Existe uma série de arranjos dos eletrodos que constituem os eletrolisadores, basicamente constituídos de eletrodos unipolares e bipolares. No caso dos bipolares, assim denominados, em cada face do eletrodo existe uma polaridade oposta. Este tipo de arranjo, muito comum nas células a combustível, possui a vantagem de deixar os eletrolisadores mais compactos.

A eletrólise avançada caracteriza-se pela sua maior densidade energética. Este aumento é devido a uma soma de diversos fatores:

- Uma menor distância entre os eletrodos, proporcionando uma menor queda ôhmica.
- Altas densidades de corrente.
- Operação com temperaturas mais elevadas entre 120 °C–150 °C.
- Uso de catalisadores.
- Com a aproximação dos eletrodos, para que não haja contaminação entre os gases, utiliza-se uma membrana seletiva a próton, ou seja, uma membrana de NAFION®, que consiste de um polímero perfluorado de tetrafluoretilino (PTFE), onde as laterais do éter fazem uma ligação com um ácido etilsulfônico (grupo iongênico).
- Eletrodos de titânio, revestidos com óxido de rutênio ou irídio.

Outros

Existem vários processos físicos, químicos e biológicos em desenvolvimento, mas ainda sem previsão para viabilidade econômica. Parte da energia eólica e fotovoltaica pode ser aproveitada para gerar hidrogênio para épocas de falta de vento ou luz solar, ou seja, usa-se parte da energia elétrica gerada para produzir hidrogênio que pode ser transformado de volta em energia elétrica. O ponto crucial também para estes dois processos é a armazenagem do hidrogênio. Entre os que merecem atenção, encontram-se:

- *Microorganismos:* existem vários microorganismos como algas e bactérias que produzem hidrogênio em seu metabolismo. Enquanto aí existem possibilidades interessantes, as pesquisas parecem necessitar de mais tempo para alcançar uma utilização prática em escala industrial.
- *Decomposição térmica da água:* A 2.500 °C, a água se decompõe em hidrogênio e oxigênio. Esta temperatura pode ser atingida por sistemas óticos alimentados pela radiação solar, eletricidade ou energia nuclear direta ou indiretamente. Há vários países pesquisando o processo, mas existem problemas sérios de materiais resistentes nesta temperatura necessários para separar os gases.
- *Decomposição termoquímica da água:* neste processo, são utilizados produtos químicos como brometos ou iodetos, sob ação de calor, para a produção de hidrogênio e oxigênio.
- *Processo fotoeletroquímico:* neste processo, são utilizados dois sistemas eletroquímicos em paralelo. Um utiliza complexos metálicos hidrossolúveis e o outro semicondutores. O complexo metálico se dissolvendo sob a ação de energia solar produz uma carga elétrica que resulta na

dissociação da água. O outro sistema usa eletrodos semicondutores formando uma célula eletroquímica para converter a energia elétrica em química. A superfície semicondutora dispõe das funções de absorver energia solar a agir como eletrodo. Existe uma limitação séria de durabilidade em função da corrosão.

Armazenamento de hidrogênio

O hidrogênio possui alta energia por unidade de peso comparativamente a qualquer outro combustível, vide tabela 2, e é o elemento mais leve. Por esta razão tem sido utilizado nos programas espaciais onde o peso é um fator crítico. Especificamente, a quantidade de energia liberada durante a reação de hidrogênio é cerca de 2,5 vezes o poder de combustão de um hidrocarboneto. Infelizmente esta vantagem é reduzida devido ao aumento do peso do tanque de armazenamento para o hidrogênio e seus sistemas de controle e segurança, mas compensado pelo peso desprezível do gás se comparado com a gasolina para um mesmo volume.

As propriedades do hidrogênio são bem conhecidas para um grande número de produtores de bens de consumo e serviços. Para uma utilização segura, é necessário treinamento, seguindo as normas de segurança e de prevenção de acidentes (ABNT).

Este elemento químico pode e tem sido usado com segurança quando são observadas as instruções para o seu apropriado armazenamento, manuseio e armazenamento. Todo combustível inflamável requer cuidados especiais e também o hidrogênio.

Os locais de uso devem ser bem ventilados para evitar o acúmulo e, caso haja vazamento, detectores de hidrogênio são automaticamente acionados.

Tabela 2: Comparação entre densidades energéticas

Combustível	(MJ/kg, 25 °C)	Fator
Hidrogênio	141,90	1,00
Gasolina	47,27	0,33
Gás natural	47,21	0,33
Metano	55,55	0,39
Metanol	22,69	0,16
Etanol	29,70	0,21
Querosene	46,00	0,32
Carvão	31,38	0,22
Madeira	17,12	0,12

Existem diversas formas para se armazenar o hidrogênio, as mais utilizadas são:

- Em cilindros de alta pressão (200 bar a 700 bar) – vide figura 15 e 17(a).
- Em cilindros criogênicos (na forma líquida, a baixas temperaturas).
- Hidretos.
- Microesferas.
- Nanotubos de carbono.

Cilindros de alta pressão

Os cilindros de alta pressão são os mais comuns e são já há muito tempo utilizados comercialmente para diversas aplicações, como para soldagem, em laboratórios, na indústria alimentícia, em processos químicos e metalúrgicos e em sistema de back-up com células a combustível. Para utilização em larga escala, o gás pressurizado pode ser estocado em cavernas ou minas abandonadas. O gás pode então ser encanado e levado às residências da mesma maneira como o gás natural, até aproveitando a rede de distribuição existente. O Estado de São Paulo durante algum tempo já foi abastecido com uma mistura contendo hidrogênio.

Existem 4 tecnologias comercialmente utilizadas e classificadas de acordo com o material de fabricação para armazenamento de hidrogênio.

- *Tipo 1:* cilindros podem ser fabricados totalmente de alumínio ou aço; (vulgarmente chamados de "torpedos de 50 l de água", cuja pressão de trabalho geralmente é de até 200 bar.
- *Tipo 2:* cilindros de alumínio, revestidos com filamentos de fibra de carbono (95%) e resina, cuja pressão é de até 700 bar.
- *Tipo 3:* cilindros de materiais compósitos, revestidos com filamentos de fibra de carbono (95%) e resina. Estes cilindros são aproximadamente 4 vezes mais leves que o do tipo 1. Admitem pressões de até 700 bar.
- *Tipo 4:* cilindros de plásticos especiais de engenharia, revestidos com outros materiais compósitos e também por filamentos de fibra de carbono (95%) e resina, cuja pressão é de até 700 bar.

Os testes e classificação dos cilindros seguem a norma ISO 11439.

Foto: Gerhard Ett

Figura 15: Posto de abastecimento em Berlim/Alemanha inaugurado em 2010

A tendência para aplicação automotiva são cilindros com 700 bar de pressão, vide figura 17(a), cujo volume de hidrogênio contido corresponde a autonomia menor de um veículo de passeio movido a gasolina, mas muito superior a um veículo elétrico. Os cilindros da classe 3 também são utilizados nos ônibus movidos a célula a combustível do Rio de Janeiro (COPPE), vide figura 16, e da EMTU em São Paulo.

O estado da arte dos cilindros de hidrogênio consiste hoje em cilindros a 1.000 bar, já sendo testados em laboratórios em ensaios hidrostáticos. O grande desafio permanece: armazenar o máximo de hidrogênio, sem aumentar o peso dos cilindros e o seu custo.

Para comprimir um cilindro a 350 bar, utiliza-se aproximadamente 5% na energia do gás, dependendo da eficiência do compressor e da vazão.

Foto: Adri Felden /Argos

Figura 16: Sistema de célula a combustível em aplicação automotiva

Cilindros criogênicos (hidrogênio líquido)

Os cilindros para armazenamento de hidrogênio líquido também são especiais. Normalmente eles são metálicos e possuem uma câmera de vácuo que separa o ambiente externo e o interno, visando minimizar as perdas térmicas.

O hidrogênio é armazenado no estado líquido, abaixo do seu ponto de ebulição (-253 °C).

Esta tecnologia é amplamente conhecida nas naves especiais e em países bem industrializados. Na figura 17(b), na Exposição de Hannover em 2011, um caminhão com hidrogênio líquido foi utilizado para abastecer os veículos movidos com célula a combustível. Existe uma comissão de estudos na ABNT que pretende normalizar a aplicação de hidrogênio líquido no Brasil.

O hidrogênio líquido é mais denso que o gasoso a alta pressão, e é comumente utilizado em instalações estacionárias de grande porte. Também já existem vários fabricantes para cilindros veiculares.

Para se converter o hidrogênio do estado gasoso para o estado líquido, é necessário consumir cerca de 40% de sua energia, sendo, por isso, considerado um processo caro.

Os tanques possuem uma pressão máxima de operação de 5 bar. Se o hidrogênio não for consumido mais rapidamente que sua evaporação, a pressão cresce até um ponto em que o hidrogênio descarrega através de uma válvula de alívio. Este, uma vez descarregado, representa não somente uma perda direta deste combustível, mas também um perigo em ambiente fechado.

Para que este fluxo de perda seja controlado e não ocorrer uma possível acumulação em potencial, alguns reservatórios apresentam válvulas de alívio que liberam o gás numa taxa de 1% a 2% por dia.

Fotos: Gerhard Ett

Figura 17: Armazenamento de hidrogênio gasoso e hidrogênio líquido em carreta

Hidretos metálicos

Existem aproximadamente 50 materiais da tabela periódica que podem absorver hidrogênio, mas especialmente as ligas de titânio, ferro, manganês, cromo e outras podem reagir com hidrogênio e formar hidretos metálicos numa reação reversível e de fácil controle.

Segundo Linardi, o hidrogênio pode ser adsorvido ou absorvido no estado sólido. São comercialmente disponíveis e o desenvolvimento se encontra em estado avançado. Existem hidretos metálicos, hidretos complexos, hidretos químicos, carbono com altas área superficial. Os hidretos metálicos possuem um potencial máximo de 7% em massa de hidrogênio e 90 kg H_2/m^3 entre pressões de 0,1 e 6,0 MPa.

A armazenagem de hidrogênio na forma de hidretos, possui uma densidade energética superior ao hidrogênio líquido, além de poder armazenar o hidrogênio a baixa pressão e temperatura ambiente. O volume do tanque é a metade de um convencional de gasolina, porém seu peso é bem superior.

Grande esforço tem sido concentrado para esta tecnologia. Esses metais têm a capacidade de absorção e dessorção do hidrogênio como uma "esponja' ou metal granulado. A vantagem do armazenamento utilizando hidretos metálicos reside no fato de o hidrogênio passar a fazer parte da estrutura cristalina do metal e, assim, não precisar de altas pressões ou temperaturas para operar, minimizando o risco de incêndio e explosão, muito mais seguro que qualquer combustível líquido.

Em geral, os hidretos são divididos de acordo com a temperatura na qual liberam o hidrogênio, baixa ou alta temperatura.

As pesquisas atuais estão focando o boro hidreto, dos tipos: $NaBH_4$, $Mg(BH_4)$ e $LiBH_4$, por possuírem maior densidade gravimétrica teórica ($\%H_2$) de: 10,6; 14,9 e 18,5 respectivamente, a uma temperatura de dissociação de aproximadamente 320 °C.

Segundo Gomes Neto, os hidretos de alta temperatura são menos dispendiosos e podem absorver mais hidrogênio que os hidretos de baixa temperatura, mas requerem quantidades significativas de calor para liberar o hidrogênio. Os hidretos de baixa temperatura podem conseguir calor suficiente da célula de combustível, mas os hidretos de alta temperatura precisam de uma fonte externa. Os hidretos de baixa temperatura podem causar problemas liberando hidrogênio na temperatura ambiente. Podem ser pressurizados, mas isto aumenta a complexidade do processo de controle de fluxo.

No processo de adsorção, as moléculas do gás hidrogênio (H_2) aderem à superfície metálica e separam-se em átomos de hidrogênio (H). Posterior-

mente, esses átomos de hidrogênio penetram no interior da matriz metálica, formando uma nova substância sólida denominada de "hidreto metálico". Durante a formação do hidreto, a estrutura física dos átomos de metal (matriz metálica) altera-se, expandindo de forma a "acomodar" os átomos de hidrogênio. Nesta etapa, caso existam átomos impuros ou contaminação intersticial através de elementos como: carbono, oxigênio e nitrogênio, em nívieis elevados na rede cristalina do metal, estes reduzem o número de espaços disponíveis para absorção do hidrogênio, diminuindo, desta maneira, a eficiência da adsorção de hidrogênio.

No processo de dessorção, os átomos de hidrogênio (H) migram do interior para a superfície do hidreto metálico, onde se combinam em moléculas de hidrogênio (H_2) e são libertados na forma gasosa. Durante esse processo, os átomos de metal contraem-se retornando à estrutura metálica cristalina original.

Segundo Linardi, os desafios são diminuir as temperaturas de dessorção, melhorar a cinética de absorção/dessorção; pressões e tempo de recarga favoráveis; melhorar o ciclo de vida dos hidretos metálicos e a reciclabilidade e diminuir o custo das ligas.

Foto: Gerhard Ett

Figura 18: Cilindro de hidreto metálico (fabricante Ovonic)

Hidretos alcalinos

São compostos de sódio, lítio e potássio, que reagem com água para liberar o hidrogênio. O hidróxido de sódio é convertido em hidreto de sódio (NaH), retirando-se o oxigênio pela adição de calor. Para gerar o hidrogênio, o hidreto reage com a água, formando hidróxido de sódio e hidrogênio.

Microesferas

Um novo desenvolvimento do laboratório de Lawrence Berkeley é um compósito que consiste de nanopartículas de magnésio metálico em uma matriz de polimetil metacrilato. As microesferas deste compósito podem absorver e liberar hidrogênio a temperaturas baixas, sem permitir a oxidação do metal. Segundo Kurzweil isto pode representar uma inovação fantástica para a armazenagem de hidrogênio, baterias e células a combustível.

Nanotubos de carbono

A nanotecnologia tem possibilitado o desenvolvimento, manipulação e caracterização de materiais com elevadíssimas áreas superficiais. Desde 1991, os nanotubos de carbono têm despertado um grande interesse científico. O seu uso é uma técnica similar dos hidretos metálicos: o hidrogênio é absorvido fisicamente à superfície dos grânulos porosos de carbono. A quantidade de hidrogênio aumenta em baixas temperaturas, e calor acima de cerca 150 °C libera o hidrogênio absorvido.

Fotos: Publicação NEC, 2005

Figura 19: Uma pequena célula a combustível para terminais móveis usando os nanotubos de carbono como eletrodos

Fotos: Publicação NEC, 2005

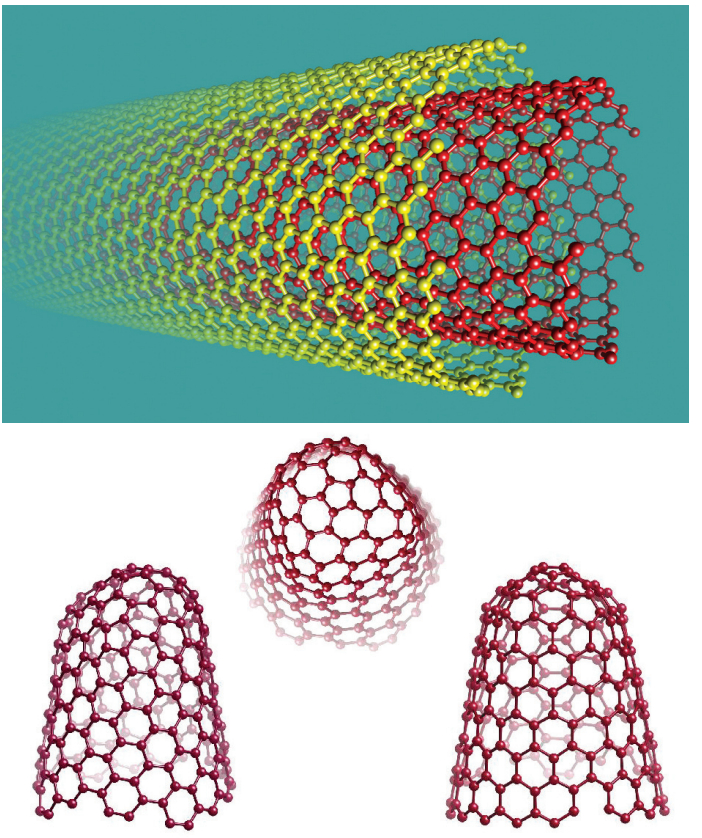


Figura 20: Representação esquemática de alguns tipos de nanotubos de carbono

Transmissão e distribuição

O uso do hidrogênio nas tecnologias de geração distribuída passa pelo planejamento do sistema de distribuição. É necessário realizar estudos que contemplem análise de risco de instabilidade da rede; estratégia de operação do sistema de distribuição; novas oportunidades de negócio para as concessionárias de energia; medição bidirecional e mudança do papel do consumidor; determinação das cadeias de suprimento específicas para esta aplicação (KOCH, 2000).

Importante vantagem da utilização de células a combustível é que estas operam com eficiência uniforme em qualquer potência. Cabe destacar que o rendimento energético da oxidação catalítica de hidrogênio é alto porque ocorre a baixa temperatura, independentemente do tipo de célula utilizada. Não se trata de combustão com as altas perdas de energia associadas a este processo. Numa caldeira ou turbina, toda a energia usada para transformar água em vapor a 100 °C é perdida. Representa 70% a 30% do total (ciclo de Carnot). A eficiência de máquinas térmicas só se refere à energia, que passa deste valor.

Existem três opções principais para o transporte de hidrogênio:

- *Hidrogênio gasoso*: transporte por dutos de hidrogênio, caminhões com cilindros de hidrogênio pressurizado ou o transporte de hidrogênio misturado ao gás natural.
- *Hidrogênio líquido (criogênico)*: transporte de hidrogênio na forma líquida por carretas, trens ou navios.
- *Compostos contendo hidrogênio de alta densidade energética* como o etanol (estratégico ao Brasil e inserido na Política Nacional do Hidrogênio), biodiesel, metanol, e outras biomassas renováveis que podem ser reformadas a hidrogênio no ponto final de uso.

Estudos têm demonstrado que uma infraestrutura de rede de gasodutos é a mais rentável e para o transporte de hidrogênio em grandes quantidades e por longa distância, como é feito com o gás natural atualmente. No entanto, inicialmente outros métodos, como o uso de carretas com hidrogênio pressurizado ou com com tanques de hidrogênio criogênico, serão necessários para atender ao mercado, e podem também desempenhar um papel a longo prazo para a distribuição de hidrogênio.

Hoje, há uma pequena infraestrutura de dutos de hidrogênio, cerca de 700 milhas, nos Estados Unidos. Estes servem refinarias e plantas químicas na região da costa do Golfo do México e algumas redes no Sul da Califórnia e em Chicago, tendo aproximadamente 2.700 km de extensão. O sucesso e segurança na operação destes dutos têm encorajado grandes projetos em vários países para a transmissão de hidrogênio e sua inserção na matriz energética. São linhas curtas, de pequeno diâmetro, e que operam pressões baixas e constantes.

Na Europa, minas de sal já são utilizadas para armazenar gás natural e existem estudos para o armazenamento do hidrogênio.

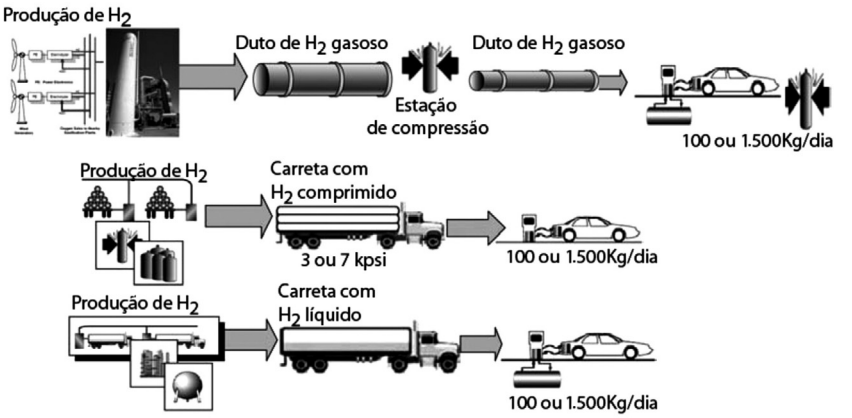
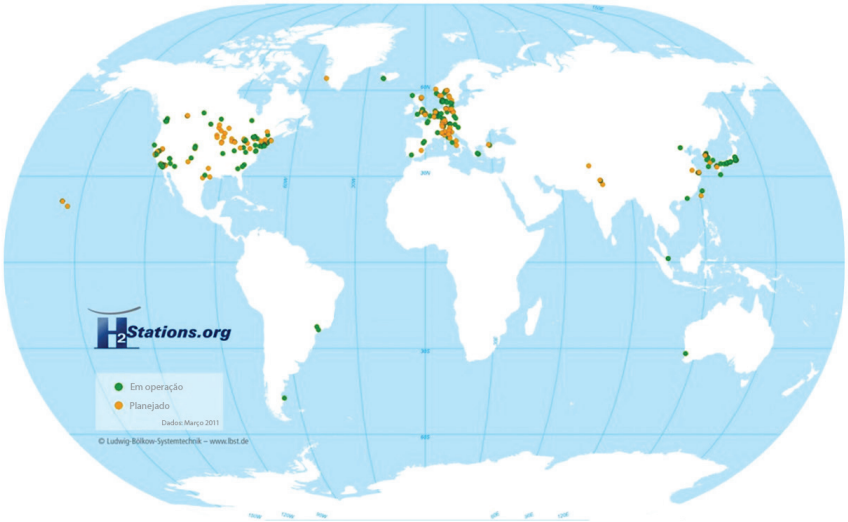


Figura 21: Linhas de transmissão de hidrogênio. Ref: Ringer, *et.al*

Já existem dezenas de postos de hidrogênio em funcionamento no mundo e dezenas a serem instalados. No site *www.h2stations.org* é possível verificar a quantidade, os locais destes postos de hidrogênio e as fases de projeto (figura 22). Em 2010 havia aproximadamente 217 postos de hidrogênio operando e 133 planejados.

Na Alemanha existem atualmente (ago/2011) uma rede de 30 postos de abastecimento de hidrogênio, dos quais sete são de uso público. Um grupo formado pela Daimler e Linde resolveu implantar, sem esperar por subsídios governamentais, uma rede de 20 postos públicos adicionais, a fim de garantir o abastecimento em todo o território da Alemanha dentro de uma raio coberto por uma carga de hidrogênio por automóvel. Obviamente, isso não será suficiente a longo prazo podendo uma cidade maior exigir mais do que dez postos de abastecimento para um maior número de usuários.



Fonte: *http://www.h2stations.org*

Figura 22: Postos de hidrogênio

Mercado

Devido à produção crescente de dióxido de carbono, nosso planeta aqueceu 1 °C no século passado. Previsões indicam que, se continuar no mesmo ritmo, a Terra poderá aquecer até 3 °C neste século, com um aumento de temperatura nos polos da ordem de 7 °C e inferior a 3 °C na regiões tropicais. Na era glacial a Terra era apenas 6 °C mais fria que no início do século passado: diferenças aparentemente pequenas, porém responsáveis por grandes mudanças futuras.

O Brasil mostrou grande preocupação com esse assunto. Um exemplo disso são os vários projetos desenvolvidos pelo Ministério da Ciência e Tecnologia para utilização de fontes energéticas renováveis como o Programa Brasileiro de Célula a Combustível.

Todos esses fatores têm levado ao desenvolvimento de várias tecnologias alternativas para geração de energia. Tecnologias como células a combustível, microturbinas, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e solar estão se desenvolvendo rapidamente e se capacitando a fornecer energia a custos bastante competitivos.

As novas tecnologias estão alinhadas a uma tendência mundial de fornecer energia diretamente ao consumidor final. Conhecido como geração distribuída, este conceito tem crescido no mundo inteiro com a desregulamentação do setor e se caracteriza por desintermediar o distribuidor e eliminar o custo do transporte, que é responsável por uma perda de, no mínimo, 15% na eficiência energética.

Acredita-se que, no futuro, todas as energias devem se combinar formando um novo *grid* de geração. Dentro deste *grid*, as fontes de energias renováveis terão um grande destaque, e lembrando que as células a combustível estão dentro do grupo biomassa. Comparando-se qualitativamente, a célula a combustível é uma das tecnologias mais promissoras e tem o maior potencial em termos de redução de custo. Células solares e centrais eólicas custam mais por kW instalado e não estão disponíveis em tempo integral. Acopladas à célula a combustível, podem ser uma combinação interessante. Quando comparadas com microturbinas ou sistemas de turbinas a gás/vapor, vemos que a célula a combustível gera menos poluição, enquanto que as outras, que geram energia através de um processo de queima, sejam de combustíveis fósseis ou biomassa, possuem uma eficiência energética mais baixa e, portanto, produzem maiores quantidades de poluentes.

Enquanto as microturbinas se utilizam da tecnologia de motores a combustão, que há um século vêm se desenvolvendo, as células a combustível são uma nova tecnologia que está sendo empregada com sucesso e terá uma evolução muito grande ao longo do tempo.

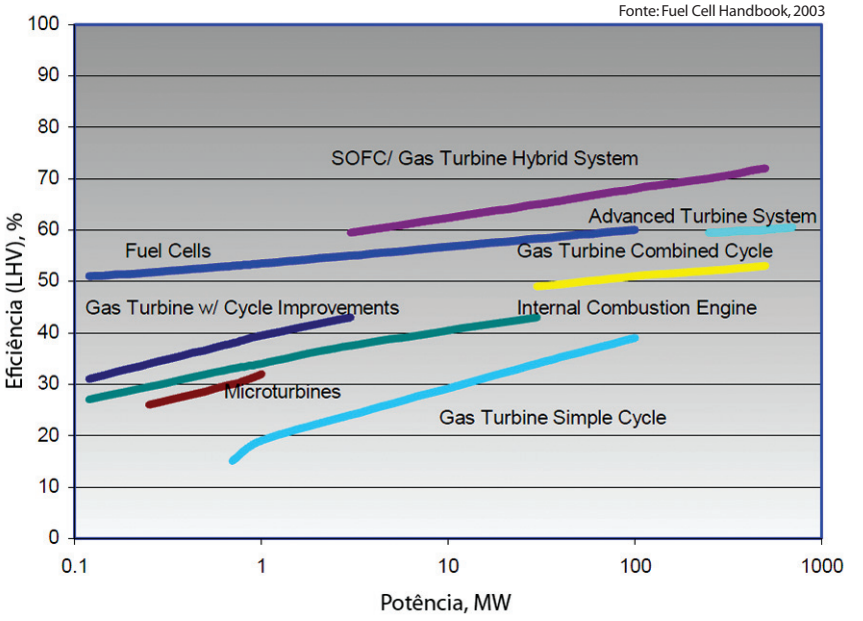


Figura 23: Comparação da eficiência energética das diversas fontes de energia

As usinas hidrelétricas, apesar de ser consideradas uma fonte de energia limpa, causam durante a sua construção grandes impactos ambientais como a destruição de fauna e flora local e geração de dióxido de carbono (CO_2), mais conhecido como gás carbônico, e de metano (CH_4), devido à decomposição do material orgânico, à perda de reservas e belezas naturais, como no caso do Parque Nacional de Sete-Quedas, além da desapropriação de áreas habitadas. A hidroelétrica de Balbina é que possui a menor densidade energética, com 0,09 MW/km^2.

Centrais hidrelétricas de grande porte são competitivas em custo por kW, mas o alagamento representa um impacto ambiental muitas vezes intolerável, além das toneladas de dióxido de carbono (CO_2) que são liberadas diariamente nas usinas por causa da decomposição da biomassa nas represas. Como mencionado anteriormente, perde-se, em média, 15% da energia na transmissão. Por exemplo, passa pelas turbinas de Balbina (2005), Tucuruí, Samuel e Curuá-Una (2008), um total de 302 Gg/ano de carbono na forma de metano (CH_4) e 1.132 t de C/ano como emissões de dióxido de carbono. Existem estudos para este metano ser aproveitado e gerar energia, aumentando a eficiência energética da usina [KEMENES, 2011].

Tabela 4: Comparação qualitativa entre fontes alternativas de energia

	Célula a combustível	Eólica	Solar	Microturbina
Distribuída	X	X	X	X
Potencial de redução de custo energético	X	X	X	
Limpa	X	X	X	
Ruído		X		X
Eficiência energética	60%	Eficiência limitada pela região na qual for instalada. Depende de fatores climáticos		17%

Fonte: Electrocell, 2002

A célula a combustível produz energia de uma forma silenciosa, ao contrário das microturbinas, fontes eólicas e centrais de emergência. Esta última possui ainda o problema crescente de poluentes gerados pelos grupos diesel-elétrico.

Mercado das células a combustível

A capacidade instalada de energia elétrica no Brasil é de aproximadamente 106,6 GW em 2009, sendo aproximadamente 75% proveniente de usinas hidrelétricas, o restante proveniente de termelétricas, nuclear, cogeração e energias renováveis. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estima um crescimento médio na geração de energia de 5% a.a. nos próximos 10 anos, para atender a um crescimento do PIB, também estimado por eles, para o mesmo período de 4% a.a.

Em relação ao potencial de geração de energia através de energias alternativas, uma análise em primeira instância mostra que o Brasil reúne várias características que favorecem a implantação de geração de energias alternativas, pois tem:

- Vastas fontes de recursos orgânicos ainda não utilizados.
- Sólida infraestrutura para produzir e distribuir etanol.
- Infraestrutura instalada para distribuição de GNV.
- Terras e sol suficientes.
- Chance de desenvolver produção de combustíveis biológicos.

Apesar de o país ser fortemente alicerçado em energia hídrica, a oportunidade de novos projetos viáveis econômica e ambientalmente estão se esgotando de maneira rápida. A primeira alternativa escolhida para suprir a demanda de forma mais veloz, tem sido construção de termelétricas, o que ainda está fortemente vinculado a questões de disponibilidade de gás natural, dependência da Bolívia, e alto custo de geração em algumas das unidades existentes.

Sensível à vocação brasileira e seguindo as tendências mundiais, o governo brasileiro pretende que 3% da energia gerada sejam oriundos de fontes alternativas (modelo Proinfa). Acredita-se que o país tenha um potencial de gerar cerca de 155,8 MW de energia destas fontes. Criou-se também o Programa Brasileiro de Células a Combustível como forma de incentivar o desenvolvimento desta tecnologia no país. Considerando as metas globais como parâmetro para a participação da célula a combustível no *grid* brasileiro, temos as seguintes inferências do mercado:

Analisando o mercado sob a ótica do perfil de consumidor, o mercado de célula a combustível, inicialmente, é o de geração de energia elétrica para consumidores que:

- Pagam uma tarifa muito alta de energia.
- Necessitam de energia com alto padrão de qualidade (uniformidade de tensão, balanceamento entre fases, forma de onda, ausência de harmônicos e surtos de tensão).
- Aceitam prazo de amortização mais longo inicialmente.
- Não podem tolerar interrupções de energia.
- Necessitam de demanda em horário de pico.
- Precisam de um produto ecologicamente mais eficiente.

Além deste perfil citado acima, as próprias distribuidoras podem representar um mercado interessante, já que num cenário de escassez, qualquer energia mais barata do que a tarifa do residencial é interessante.

Não fosse apenas o escasseamento de fontes de energia barata, o Brasil também enfrenta um crescimento de demanda de energia com qualidade, ou seja, que não tenha interrupções nem alternâncias de voltagem (com baixo índice de interrupções e melhor qualidade nos parâmetros elétricos). Assim, *datacenters*, empresas de telecomunicações, bancos, provedores de *internet* etc são clientes potenciais e provavelmente se disporiam a pagar mais pela segurança e qualidade da energia. Somado a isso, há maior conscientização das implicações ambientais do que processos convencionais de geração trazem. Governos e empresas de energia estão investindo em pesquisas e desenvolvimento de fontes alternativas de energia para que possa ser possível cumprir as exigências do Protocolo de Kyoto.

Aspectos governamentais

O Brasil está defasado na área política e estratégica governamental na área da economia do hidrogênio em relação aos outros países desenvolvidos (Estados Unidos, Canadá, Comunidade Europeia, Japão, Coreia do Sul, entre outros) e na América Latina temos o exemplo da Argentina, que lançou recentemente um projeto ambicioso na geração de hidrogênio a partir de energia eólica.

Uma das principais iniciativas do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e do Ministério de Minas e Energia (MME) foi a implantação do projeto da Célula a Combustível Brasileira iniciado em 2001 e que atualmente se chama Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio, disponível no site do MME. Nos órgãos governamentais do setor elétrico, Aneel e EPE, a energia do hidrogênio ainda não é contabilizada nos próximos 10 anos na matriz energética brasileira, apesar de já existirem empresas e estudos do setor no país e de ser uma preocupação geral das economias modernas.

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Incentivos fiscais

Com um parque industrial pequeno e com pouca representação, pouco foi feito para se obter benefícios fiscais e isenção de impostos para com o governo. Com as preocupações ambientais crescentes e seu diferencial tecnológico, acreditamos que a indústria de células a combustível poderá receber algum tipo de benefício como, por exemplo, a isenção ou redução de ICMS, IPI e outros impostos.

O Governo brasileiro está investindo milhões de reais nos últimos anos no projeto *Luz para Todos* para que a energia elétrica chegue para comunidades isoladas. O sistema de geração de energia elétrica e térmica do sistema de célula a combustível seria uma das maneiras de gerar energia para estes sistemas isolados e, com a geração de hidrogênio localmente, o problema de fornecimento de combustível seria resolvido e a poluição no local por resíduos seria reduzida.

Embora o uso energético do hidrogênio seja pequeno no mundo, sua produção para autoconsumo industrial é significativa. No Brasil, a quantidade de hidrogênio de uso industrial é bastante expressiva nas indústrias de petróleo, alimentícia, de fertilizantes e de aço. Em 2002, foram produzidas 425 mil toneladas de hidrogênio no Brasil (MME). Em 2004, a produção cresceu, sendo que apenas a Petrobras ultrapassou 180 mil toneladas/ano de hidrogênio produzido nas refinarias de petróleo. Essa quantidade, se convertida integralmente em eletricidade por meio de células a combustível com somente 40% de eficiência, geraria mais de 2,4 TWh (valor calculado com base no PCI do hidrogênio igual a 33,3 kWh/kg e em 40% de eficiência de conversão).

Cogeração

A cogeração [1] de energia pode ser definida como a produção simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum de cogeração é a produção de eletricidade e energia térmica, a partir do uso de gás natural, biomassa ou outro insumo energético.

Mercado inicial das células a combustível

Analisando estudos das companhias de automóveis e pelas projeções de demanda de energia mundial, dois pontos já chamam a atenção pelas excelentes perspectivas deste mercado em um planeta Terra necessitando de energia sustentável:

1) Em 2020, 5% dos automóveis produzidos serão híbridos ou totalmente movidos a hidrogênio, segundo projeções das grandes montadoras. Hoje existe uma frota de mais de 830 milhões de veículos (dados de 2003 – anuário ANFAVEA 06), e uma produção anual de 64.272.000 (2004) veículos. Neste nível de produção, mais de três milhões de veículos com células serão produzidos, estimando um preço médio de US$ 25.000,00, já se fala em um mercado de US$ 75 bilhões na área automotiva.
2) Na área de geração estacionária de energia elétrica, existe cada vez mais necessidade de usar energias renováveis e não poluidoras.

Com uma simples estimativa *top-down* de 20% da geração por energias renováveis no mundo ser de células a combustível para uma capacidade de 64 GW em 2020, prevendo um custo de US$ 800/kW, pode-se estimar que este mercado seja do valor de US$ 50 bilhões. Vale lembrar que a célula a combustível também pode funcionar com gás natural ou etanol e com isso o valor do tamanho de mercado pode ser ainda muito maior.

Os dois pontos acima procuram quantificar as estimativas dos estudos existentes que o mercado de toda a indústria do setor de célula a combustível deve passar de US$ 1 trilhão perto de 2020. Neste valor estão inclusos todo o ciclo da célula, da geração de hidrogênio centralizada ou distribuída, transporte de hidrogênio por gasodutos, caminhões ou cilindros, toda a indústria de produção de células e componentes, serviços e outros.

Tabela 5: Aplicações de célula a combustível

Geração estacionária	61,7%
Eletrônicos portáteis	15,2%
Geração estacionária industrial	10,2%
Transporte	8,1%
Outros	4,8%
Total	100,0%

A combinação das células a combustível com outras fontes de energia tais como: microturbinas, geração eólica e solar as torna ainda mais eficientes.

MERCADOS POTENCIAIS

Abaixo detalhamos alguns segmentos que têm alto potencial. Setores que já estão utilizando células a combustível em pequena escala em alguns países desenvolvidos.

- Hospitais, centros cirúrgicos e quartos de UTI.
- Shopping centers.
- Edifícios de escritórios de última geração.
- Estações radiobase para telefonia móvel, *wireless* e *WiMax*.
- Centrais de dados e processamento de bancos.
- Universidades públicas e particulares e centros de pesquisa governamentais.
- Provedores de *internet* e *datacenters*.

TELEFONIA MÓVEL E TELECOMUNICAÇÕES:

- Custo é inferior à bateria de chumbo para necessidade de mais de 4 horas de autonomia.
- Autonomia (depende do fornecimento de H_2) pode ser superior a 10 horas.
- Não há necessidade de ar-condicionado.
- Durabilidade das baterias (2 anos) e das células a combustível (10 anos).
- Baixa manutenção.

ESTAÇÕES RÁDIO-BASE:

- Para a célula, o tempo de *back-up* de energia depende somente da quantidade de cilindros de hidrogênio no sistema.
- Consumo de hidrogênio – 0,65 Nm^3 = 1 kW/h.
- 1 cilindro hidrogênio (200 bar) = 10 kw/h ou 2h para sistema de 5 kW.

HOSPITAIS, UTIS E SALAS DE CIRURGIA:

- Sem cheiro, barulho, poluição e baixa manutenção.
- Não gera resíduo, somente água.

Edifício de escritórios:

- Utilização da célula como unidade de *back-up* de energia, como gerador de energia em horário de pico com reformador a gás natural ou para aplicações que necessitam energia de alta qualidade.
- Sem cheiro, barulho, poluição e baixa manutenção.
- Imagem de prédio "sustentável".
- Não gera resíduos.

Servidores de dados e redes do mercado de bancos:

- Baixa manutenção, não gera resíduos e não há passivo ambiental no fim de sua vida útil.

Geração distribuída:

- Utilização de biogás de biodigestores e estações de tratamento de esgotos e aterros sanitários purificados para gás natural.

Sistemas isolados (9.000 sistemas em 2005):

- A geração de energia em sistemas isolados é incentivada pelo governo federal no projeto *Luz Para Todos*, plano para atingir mais de 10 milhões de pessoas.
- Para este modelo de geração em locais isolados, um dos sistemas mais promissores é a geração de energia por sistemas híbridos, como: célula a combustível + energia eólica + energia solar. Este sistema funciona 24 horas, pois em horários em que não há vento, ou luz solar, a célula a combustível pode fornecer energia através do hidrogênio gerado pela eletrólise da água que pode ser armazenado, e este hidrogênio é gerado em momentos em que a energia do sistema não está sendo consumida em sua totalidade.

Custos

A Alemanha estará investindo 1,4 bilhões de euros, desde 2007 a 2016, em tecnologia de célula a combustível e hidrogênio, sendo 50% do governo e 50% da indústria local (Ref: NIP – *German National Innovation Program*);

- Estima-se que em 2020 haverá 1 milhão de veículos elétricos (Ref: NOW – Governo Alemão).
- O custo do sistema de célula a combustível, visando a uma economia em escala, integração de componentes e uso de novos materiais deve reduzir 90% de 2003 até 2013 (Ref: NIP – *German National Innovation Program*).

No Japão, durante os últimos 4 anos, foram instalados 3.000 sistemas de células a combustível (Ref: Panasonic);

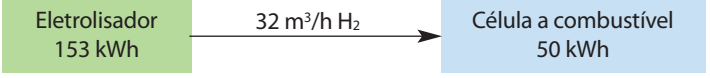
- Em 2009, 5.500 células a combustível foram vendidas para a indústria (Fonte: Panasonic).
- A Panasonic desenvolveu um sistema de geração de energia com célula a combustível com uma eficiência total de 93% (LHV) (Ref: Panasonic).
- As células possuem uma durabilidade de 40.000 horas com 4.000 liga/desliga (Ref: Panasonic).

Nos Estados Unidos, o DOE – Departamento de Energia dos Estados Unidos estabeleceu metas de USD 750/kW para geração estacionária e USD 30/kW para aplicação veicular com durabilidade de 5.000 horas e sistema de armazenagem de 300 milhas, o custo do hidrogênio USD2-3/gge – DOE (Ref: DOE/EUA).

Balanço de planta (BOP)

O método tecnologicamente mais empregado para a eletrólise da água utiliza células eletrolíticas alcalinas, que usam como eletrólito soluções de hidróxido de potássio ou sódio e operam a temperaturas moderadas entre 338 e 353 K, possibilitando a produção de hidrogênio gasoso com uma eficiência que varia entre 60 a 100 %, sendo que o custo dessa produção depende basicamente da fonte primária de energia utilizada.

Dados fornecedores de eletrolisadores (HYDROGENICS):
Eficiência de conversão = 4.8 kWh/Nm^3 = 0,21 Nm^3/kWh.
Dados de célula a combustível (célula a combustível):
Eficiência de conversão = 0,65 Nm^3/kWh.



Um ponto muito importante a ser levado em consideração é o custo de geração, armazenagem de energia na forma de hidrogênio e aplicação da energia a ser utilizada e sua disponibilidade.

Eficiência

O cálculo da eficiência elétrica [8] é dado por:

Entalpia específica (HHV): -285,84 kJ/mol (água na forma de vapor).
Entalpia específica (LHV): -241,84 kJ/mol (água na forma líquida).

A tensão é dada por:

$$E = \frac{-\Delta h_f}{2 \cdot F}$$

F = 96,487 C (constante de Faraday).

Para HHV:

$$E = \frac{285,84}{2 \cdot 96,487} = 1,48\text{V}$$

Para LHV:

$$E = \frac{241,84}{2 \cdot 96,487} = 1,25\text{V}$$

Logo, a eficiência elétrica é:

$$\eta = \frac{Vc}{E}$$

onde Vc é a tensão média por célula unitária.

$$\eta_{HHV} = \frac{0,56}{1,48} = 38\% \quad \text{e} \quad \eta_{LHV} = \frac{0,56}{1,25} = 44,8\%$$

O rendimento LHV é o rendimento relacionado à formação de água apenas na forma líquida. Já o rendimento HHV é devido à formação de vapor que "rouba" energia da célula. Conforme IEC, se for utilizado a eficiência LHV, não é necessário indicar a sigla na eficiência (44,8%). Se for utilizado HHV, recomenda-se demonstrar a sigla (38% HHV).

Conclusões

O Brasil possui uma grande diversidade energética (usinas eólicas, solares, hidoelétricas, termelétricas e nucleares) que quando associadas ao hidrogênio permitem aumentar a sua eficiência energética. A energia elétrica não pode ser armazenada, mas a energia pode ser armazenada na forma de hidrogênio.

O Brasil possui também imensas quantidades de resíduos agrícolas frequentemente queimados e que constituem valiosa fonte para fabricar metano (biogás) que pode ser aproveitado para a produção de hidrogênio por processos relativamente simples.

A eletrólise tem sido muito estudada por hidrelétricas, por exemplo a de Itaipu, para aproveitar a energia vertida turbinável e o próprio metano, oriundo da decomposição da biomassa da represa liberado na turbina, para gerar hidrogênio. A própria célula de combustível pode converter mais do que 90% da energia contida num combustível em energia elétrica e calor, pois não há dependência como no ciclo de Carnot.

Hoje, a produção de hidrogênio através da reforma de gás natural e etanol (estratégico para o Brasil) já é uma rota economicamente viável para a geração de hidrogênio, apresentando um custo inferior à tarifa residencial. Centrais de produção de energia através de células a combustível podem ser implementadas junto aos pontos de fornecimento, permitindo uma redução nos custos de transporte e de perdas energéticas como ocorre nas redes de distribuição.

Devido ao fato de não possuírem partes móveis, as células a combustível apresentam maiores níveis de confiança se comparados aos motores de combustão interna. Estas não sofrem paradas bruscas em razão do atrito ou falhas das partes móveis durante sua operação. É necessário um planejamento do sistema de distribuição para o uso do hidrogênio. Estudos que contemplem análise de risco de instabilidade da rede; estratégia de operação do sistema de distribuição; novas oportunidades de negócio para as concessionárias de energia, mudança do papel do consumidor e determinação das cadeias de suprimento específicas para esta aplicação. Implementação de um sistema de distribuição e transmissão a baixo custo de hidrogênio é imprescindível para acelerar a economia do hidrogênio.

Referências

[1] SERRA, E. T.; FURTADO, J. G. DE M.; SOARES, G. F. W.; NETO, A. C. *Células a combustível: uma alternativa para geração de energia e sua inserção no mercado brasileiro*.
[2] LINARDI, M. *Introdução à ciência de células a combustível*.
[3] TICIANELLI, E. A.; GONZALEZ, E. R. *Eletroquímica – princípios e aplicações*.
[4] SOUZA, M. DE M. V. M. *Tecnologia do hidrogênio*.
[5] NETO, E. H. G. *Hidrogênio, evoluir sem poluir*.
[6] DA SILVA, E. P. *Introdução à tecnologia e economia do hidrogênio*.
[7] GUPTA, R. B. *Hydrogen fuel - production, transport, and storage*.
[8] LARMINIE, J. *Fuel cell systems explained*.
[9] SILVA, V. S. *Célula a Combustível*
[10] NETO, E. H. G. *Brasil H_2 Fuel Cell Energy*.

Normas ABNT publicadas de hidrogênio

ABNT IEC/TS 62282-1:2009. Terminologia:

- ABNT ISO/TR 15916:2010. Considerações básicas para a segurança dos sistemas de hidrogênio.
- ABNT NBR ISO 14687-1:2010. Combustível de hidrogênio – Especificação do produto Parte 1: Todas as aplicações, exceto células a combustível de membrana de troca de prótons (PEM) para veículos rodoviários automotores.
- ABNT NBR ISO 16110-1:2010. Geradores de hidrogênio que utilizam tecnologias de processamento de combustível Parte 1: Segurança.
- ABNT NBR ISO 17268:2010. Dispositivos de conexão para reabastecimento de veículos terrestres com hidrogênio comprimido.
- ABNT NBR IEC 62282-2: 2010. Tecnologia de Célula a Combustível - Parte 2.

Normas internacionais publicadas

APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS:

Sistemas de célula a combustível – Testes e design

- *ANSI/CSA America FC1 Fuel Cell Power Systems (United States).*
- *CEN/CENELEC EN 50465 Fuel Cell Gas Heating Appliances (European Union).*
- *IEC 62282-3-1 Stationary Fuel Cell Systems - Safety (International).*
- *EN 62282-3-1 Stationary Fuel Cell Systems - Safety (European Union).*
- *JIS C 8801 General Rules for Phosphoric Acid Fuel Cell Power Generating System (Japan).*
- *DVGW VP119 Preliminary Basic Rules for Testing Fuel Cell Gas Appliances 70 kW (Germany).*
- *JIS C 8821 General Rules for Small Polymer Electrolyte Fuel Cell Power Systems (Japan).*
- *JIS C 8822 General Safety Code for Small Polymer Electrolyte Fuel Cell Systems (Japan).*
- *JIS C 8823 Testing Methods for Small Polymer Electrolyte Fuel Cell Power Systems (Japan).*
- *Fuel Cell Power Systems - Nameplates.*
- *JIS C 8803 Indication of Phosphoric Fuel Cell Power Facility (Japan).*
- *JIS C 8811 Indication of Polymer Electrolyte Fuel Cell Power Facility (Japan).*
- *Fuel Cell Power Systems - Performance - efficiency, emissions, durability.*
- *ASME PTC 50 Performance Test Code for Fuel Cell Power Systems Performance (US and Other Locales).*
- *IEC 62282-3-2 Test Method for the Performance of Stationary Fuel Cell Power Plants (International).*
- *EN 62282-3-2:2006 Test Method for the Performance of Stationary Fuel Cell Power Plants (European Union).*
- *JIS TR C 0003 Test Methods for Performance of Phosphoric Acid Fuel Cell Power Facility (Japan).*
- *JIS TR C 0004 Test Method for Environment and Maintenance of Phosphoric Acid Fuel Cell (Japan).*
- *JIS C 8802 Test Method for Durability of Phosphoric Acid Fuel Cell Power Facility (Japan).*
- *State of California Regulations Emission Regulations.*

- *JIS C 8825 Testing Methods for EMC of Small Polymer Electrolyte Fuel Cell Power Systems (electromagnetic compatibility) (Japan).*
- *JIS C 8824 Testing Methods for Environment of EMC for Polymer Electrolyte Fuel Cell Systems (Japan).*

Sistemas de potência de célula a combustível – Módulos

- *CSA International Component Acceptance Service No. 33 Proton Exchange Membrane Fuel Cell Stacks (United States & Canada).*
- *IEC 62282-2 Fuel Cell Modules (International).*
- *EN 62282-2:2004 Fuel Cell Modules (European Union).*
- *CAN/CSA C22.2 Nº 62282-2:07 Fuel Cell Technologies-Part 2: Fuel Cell Modules (Canada).*
- *JIS C 8831 Safety Evaluation Test for Stationary Polymer Electrolyte Fuel Cell Stack (Japan).*
- *JIS C 8832 Performance Test for Stationary Polymer Electrolyte Fuel Cell Stack (Japan)*
- *Fuel Cell Power Systems - Subsystems - Inverters.*
- *UL 1741 Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems (US and Other Locales).*
- *JIS C 8826 Testing Methods of Power Conditioner for Grid Interconnected Small Polymer Electrolyte Fuel Cell Systems (Japan).*
- *Fuel Cell Power Systems - Installation.*
- *ANSI/NFPA 853 Installation of Stationary Fuel Cell Power Plants (United States).*
- *CAN/BNQ 1784-000 Canadian Hydrogen Installation Code (Canada).*
- *IEC 62282-3-3 Stationary Fuel Cell Power Systems - Installation (International).*
- *Petroleum Association of Japan Fuel Cell System Installation Criteria (Japan).*
- *US Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Permitting Guide (United States).*
- *HYPER Project Installation Permitting Guidance for Hydrogen and Fuel Cells Stationary Applications (EU-Supported Coordinating Activity).*
- *State of South Carolina – Hydrogen (and Fuel Cell) Permitting Act (United States – South Carolina).*

Interfaces elétricas de célula a combustível

- *ANSI/NFPA 70: Article 692 - Fuel Cell Systems National Electrical Code (United States)*
- *Fuel Cell Power Systems - Electrical Interfaces - With Grid.*
- *NFPA 110 Standard for Standby Power Systems (United States).*
- *ANSI/IEEE 1547 Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (United States).*
- *IEEE 1547.1 Standard for Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (United States).*
- *IEEE 1547.2 Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (United States).*
- *IEEE 1547.3 Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems (United States).*

APLICAÇÕES VEICULARES

Sistema e testes para veículos

- *Japanese Government Regulations Hydrogen Fuel Cell Vehicles (Japan).*
- *Vehicles - Safet.*
- *SAE J1766 Recommended Practice for Electric and Hybrid Electric Vehicle Battery Systems Crash Integrity Testing (United States & Other Locales).*
- *SAE J2578 Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety (United States & Other Locales).*
- *ISO 6469-1 Electrically propelled road vehicles – Safety specifications – Part 1: On-board rechargeable energy storage systems (RESS) (International).*
- *ISO 6469-2 Electrically propelled road vehicles – Safety specifications – Part 2: Vehicle operational safety means and protection against failures (International).*
- *ISO 23273-1 Fuel Cell Road Vehicle - Safety Specification, Part 1: Vehicle functional safety (International).*
- *ISO 23273-2 Fuel Cell Road Vehicle - Safety Specification, Part 2: Protection against hydrogen hazards for vehicles fueled with compressed hydrogen (International).*
- *ISO 23273-3 Fuel Cell Road Vehicles - Safety Specification, Part 3: Protection of persons against electric shock (International).*

Performance, eficiência, emissão e durabilidade

- SAE J2572 *Recommended Practice for Measuring the Exhaust Emissions, Energy Consumption and Range of Fuel Cell Powered Electric Vehicles Using Compressed Hydrogen (United States & Other Locales).*
- *ISO 23828:2008 Fuel Cell Road Vehicle- Energy Consumption Measurement Part 1: Vehicles fuelled with compressed hydrogen (International).*
- *ISO/TR 11954 Fuel Cell Road Vehicles- Road Maximum Speed Measurement (International).*

Terminologia

- *SAE J2754 Fuel Cell Electric Vehicle Terminology (United States & Other Locales).*
- *SAE J2760 - TIR Pressure Terminology Used in Fuel Cells and Other Hydrogen Vehicle Applications (United States & Other Locales).*
- *Vehicles - Fuel Systems*
- *NFPA 52 Vehicle Fuel System Code (United States).*
- *SAE J2579 Recommended Practice for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles (United States & Other Locales).*
- *CGA Publication PS31 Cleanliness for PEM Hydrogen Piping / Components (United States).*
- *EC No.79/2009 Type-approval of hydrogen-powered motor vehicles (European Union)*
- *Fuel Cells - System Design/Testin.*
- *UL Subject 2267 Fuel Cell Power Systems for Installation in Industrial Electric Trucks (United States & Other Locales).*
- *Fuel Cells - Performance - efficiency, emissions, durabilit.*
- *SAE J2615 Performance Test Procedure for Fuel Cell Systems for Automotive Applications (United States & Other Locales).*
- *SAE 2617 Performance Test Procedure of PEM Fuel Cell Stack Subsystem for Automotive Application (United States & Other Locales).*
- *Fuel Cells - Recyclability.*
- *SAE J2594 Fuel Cell Recyclability Guidelines (United States & Other Locales).*
- *Fuel Processors - Performance.*
- *SAE J2616 Performance Test Procedure of Fuel Processing Subsystem for Automotive Applications (United States & Other Locales).*
- *Fuel Tank.*
- *ISO 13985 Liquid Hydrogen - Land Vehicle Fuel Tanks (International).*

- *ISO TC197 Working Group 6 / ISO/TS 15869 Gaseous Hydrogen Blends & Hydrogen Fuels: Land Vehicle Fuel Tanks (International).*
- *CSA America HPRD1 Basic Requirements for Pressure Relief Devices for Compressed Hydrogen Vehicle Fuel Containers (United States).*
- *CGA Publication C6.4 Methods for External Visual Inspection of Natural Gas Vehicle (NGV) and Hydrogen Vehicle (HV) Fuel Containers and Their Installation (United States). EC No.79/2009 Type-approval of hydrogen-powered motor vehicles (European Union).*

Abastecimento e conectores

- *SAE J2600 Compressed Hydrogen Vehicle Fueling Connection Devices (United States & Other Locales).*
- *SAE J2601 – TIR Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles (United States & Other Locales).*
- *ISO 17268 Compressed Hydrogen Surface Vehicle Refueling Connection Devices (International).*
- *SAE J2799 - TIR 70 MPa Compressed Hydrogen Surface Vehicle Refueling Connection Device & Optional Vehicle to Station Communication (United States & Other Locales)EC No.79/2009 Type-approval of hydrogen-powered motor vehicles (European Union).*

Especificação de combustível

- *SAE J2719 Hydrogen Quality Guideline for Fuel Cell Vehicles (United States & Other Locales).*
- *ISO/TS 14687-2 Hydrogen Fuel - Product Specification, Part 2: PEM fuel cell applications for road vehicles (International).*
- *State of California Regulations Hydrogen Fuel Standard (California).*

APLICAÇÃO PORTÁTIL

Design e testes

- *ANSI/CSA America FC3 Portable Fuel Cell Power Systems (United States).*
- *IEC 62282-5-1 Portable Fuel Cell Appliances - Safety (International).*
- *EN 62282-5-1:2007 Portable Fuel Cell Appliances - Safety (European Union).*
- *UL 2262 Portable PEM Type Fuel Cell Power Plants with or without UPS Features and Portable PEM Type Fuel Cell Modules for Factory Installation in OEM Type Equipment for Indoor Use.*

Tanques de combustível

- *CGA Publication C21 Design, Qualification and Testing for Pressure Vessels for Portable, Reversible Metal Hydride Systems (United States).*
- *CGA Publication H1 Service Conditions for Portable, Reversible Metal Hydride Systems (United States).*
- *CGA Publication H2 Guidelines for the Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides (United States).*
- *ISO 16111 Transportable Gas Storage Devices - Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides (International).*
- *UL 2262A Borohydride Fuel Cartridges with Integral Fuel Processing for Use with Portable Fuel Cell Power Systems or Similar equipment.*

Microcélulas a combustível

- *Outline of Investigation UL Subject 2265A Hand held and Hand Transportable Fuel Cell Power Units with Methanol Fuel Cartridges (United States & Other Locales).*
- *Outline of Investigation UL Subject 2265C Hand held and Hand Transportable Fuel Cell Power Units with Borohydride Fuel Cartridges (United States& Other Locales).*
- *IEC 62282-6-100 (2010-03) Micro Fuel Cell Power System - Safety (International).*
- *IEC 62282-6-200 Micro Fuel Cell Power System - Performance (International).*
- *IEC 62282-6-300 Micro Fuel Cell Power System - Fuel Cartridge Interchangeability (International).*
- *US Department of Transportation Transport of Micro Fuel Cells on Passenger Aircraft (United States).*

Infraestrutura

Propriedades

- *CGA Publication P6 Standard Density Data, Atmospheric Gases & Hydrogen (United States).*
- *CGA Publication G-5 Hydrogen (United States).*

Segurança de hidrogênio

- *US Department of Labor, OSHA: 29 CFR 1910.103 Hydrogen (United States).*
- *AIAA G-095 Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (United States).*
- *CGA Publication P12 Safe Handling of Cryogenic Liquids (United States).*
- *ISO TR 15916 Basic Considerations for the Safety of Hydrogen Systems (International).*

Especificação de combustível

- *CGA Publication G5.3 Commodity Specification for Hydrogen (United States).*
- *ISO/TS 14687-2 Hydrogen Fuel - Product Specification, Part 2: PEM fuel cell applications for road vehicles (International).*
- *SAE J2719 Hydrogen Quality Guideline for Fuel Cell Vehicles (United States & Other Locales).*
- *State of California Regulations Hydrogen Fuel Standard (California).*

Testes hidrogênio – Contaminantes

- *ASTM D7550-09 Standard Test Method for Ion Chromatography Based Determination of Cations in Hydrogen and Other Fuel Cell Feed Gases (United States).*
- *ASTM D7650-10 Standard Test Method for Determination and Sampling of Particulate Matter in High Pressure Hydrogen Used as a Gaseous Fuel with an In-Stream Filter (United States).*
- *ASTM D761-10 Gravimetric Measurement of Particulate Concentration in Hydrogen Fuel (United States).*
- *Hydrogen - Terminology.*
- *CGA Publication H4 Terminology Associated with Hydrogen Fuel Technologies (United States).*

Geradores de hidrogênio – Segurança

- *CSA International Requirement No. 5.99 Hydrogen Generators (United States & Canada).*
- *Outline of Investigation UL Subject 2264B Gaseous Hydrogen Generation Appliances- Water Reaction (United States & Other Locales).*

- *ISO 16110-1 Hydrogen Generators Using Fuel Processing Technologies: Part 1 – Safety (International).*
- *ISO 22734-1 2008 Hydrogen Generators Using Water Electrolysis Process – Part 1: Industrial and Commercial Applications (International).*

Geradores de hidrogênio – Performance

- *ISO TC197 Working Group 9 (ISO 16110-2) Hydrogen Generators Using Fuel Processing Technologies Part 2: Test Method for Performance (International).*
- *US Department of Labor, OSHA: 29 CFR 1910.103 Hydrogen (United States).*
- *US Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Permitting Guide (United States).*
- *CAN/BNQ 1784 Canadian Hydrogen Installation Code (Canada).*
- *HYPER Project Installation Permitting Guidance for Hydrogen and Fuel Cells Stationary Applications EU-Supported Coordinating Activity (European Union).*
- *Hydrogen Storage & Transport - Safety / General Design.*
- *CGA Publication P12 Safe Handling of Cryogenic Liquids (United States).*
- *CGA Publication P28 Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems (United States).*
- *International Code Council International Fire Code (United States & Other Locales).*
- *International Code Council International Fuel Gas Code (United States & Other Locales).*
- *US Department of Labor, OSHA: 29 CFR 1910.103 HydrogeN (United States).*
- *NFPA 55 Storage, Use and Handling of Compressed Gases and Cryogenic Fluids in Portable and Stationary Containers, Cylinders and Tanks: Chapter 10 Gaseous Hydrogen Systems (United States).*
- *CAN/BNQ 1784 Canadian Hydrogen Installation Code (Canada).*
- *CGA Publication H5 Installation Standard for Bulk Hydrogen Supply Systems (United States).*
- *State of Michigan Storage and Handling of Gaseous and Liquefied Hydrogen Systems (Michigan).*
- *CGA Publication G-5.6 (EIGA Doc 120/04) Hydrogen Pipeline Systems (United States).*

Transporte e armazenagem de combustível

- *ASME Boiler & Pressure Vessel Code (United States & Other Locales).*
- *ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section XII- Transportation Tanks (United States & Other Locales).*
- *CGA Publication H3 Cryogenic Hydrogen Storage (United States).*
- *CGA Publication PS17 Underground Installation of Liquid Hydrogen Storage Tanks (United States).*
- *CGA Publication PS20 Direct Burial of Gaseous Hydrogen Storage Tanks (United States).*
- *CGA Publication PS21 Adjacent Storage of Compressed Hydrogen and Other Flammable Gases (United States).*
- *CGA Publication PS25 Aerial Storage of Compressed Hydrogen (United States).*
- *CGA Publication PS26 Use of Carbon Fiber Fully Wrapped Composite Storage Vessels Permanently Installed in Stationary Gaseous Hydrogen Fueling Systems (United States).*
- *CGA Publication PS33 Use of LPG or Propane Tank as Compressed Hydrogen Storage Buffers (United States).*
- *NFPA 55 Storage, Use and Handling of Compressed Gases and Cryogenic Fluids in Portable and Stationary Containers, Cylinders and Tanks Chapter 10 Gaseous Hydrogen Systems (United States).*

Testes de fragilização do hidrogênio

- *ASTM F326-96 / WK10222 Standard Test Method for Electronic Measurement for Hydrogen Embrittlement from Cadmium-Electroplating Processes (United States).*
- *ASTM F519-08 / WK24948 Standard Test Method for Mechanical Hydrogen Embrittlement Evaluation of Plating Processes and Service Environments (United States).*
- *ASTM F1113-87 Standard Test Method for Electrochemical Measurement of Diffusible Hydrogen in Steel (United States).*
- *ASTM F1459-06 Standard Test Method for Determination of the Susceptibility of Metallic Materials to Hydrogen Gas Embrittlement (United States).*
- *ASTM F1624-06 / WK23088 & WK25783 Standard Test Method for Measurement of Hydrogen Embrittlement Threshold in Steel by the Incremental Step Loading Technique (United States).*
- *ASTM F2078-08a / WK12962 Standard Terminology Relating to Hydrogen Embrittlement (United States).*

Dutos

- *ASME B31Series Piping and Pipelines (United States & Other Locales).*
- *ASME B31.12 Hydrogen Piping and Pipelines (United States & Other Locales).*
- *ASME STP-PT-006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines (United States & Other Locales).*
- *CGA Publication G5.4 Hydrogen Piping Systems at Consumer Locations (United States).*
- *CGA Publication G5.6 Hydrogen Pipeline Systems (United States).*
- *CGA Publication G5.8 High Pressure Hydrogen Piping Systems at Consumer Locations (United States).*
- *CGA Publication G5.7 (EIGA Doc 120/04) Carbon Monoxide and Syngas Pipeline Systems (United States / Europe).*

Ventilação

- *CGA Publication G5.5 Hydrogen Vent Systems (United States).*
- *Hydrogen Storage & Transport - Labelin.*
- *CGA Publication H2 Guidelines for the Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides (United States).*

Postos de hidrogênio

- *US Department of Energy Hydrogen Fueling Station Codes and Standards (United States).*
- *International Code Council International Fire Code (United States & Other Locales).*
- *International Code Council International Fuel Gas Code (United States & Other Locales).*
- *NFPA 55 Storage, Use and Handling of Compressed Gases and Cryogenic Fluids in Portable and Stationary Containers, Cylinders and Tanks Chapter 10 Gaseous Hydrogen Systems (United States).*
- *CAN/BNQ 1784 Canadian Hydrogen Installation Code (Canada).*
- *ISO/PAS 15594 Airport Hydrogen Fuelling Facility Operation.*
- *ISO TC197 Working Group #11 / ISO TS 20100 Gaseous Hydrogen - Service Stations (International).*
- *SAE J2600 Compressed Hydrogen Vehicle Fueling Connection Devices (United States & Other Locales).*
- *NFPA 52 Vehicle Fuel Systems Code (United States).*

- *ISO 17268 Compressed Hydrogen Surface Vehicle Refueling Connection Devices (International).*
- *SAE J2799 - TIR 70 MPa Compressed Hydrogen Surface Vehicle Refueling Connection Device and Optional Vehicle to Station Communication (United States & Other Locales).*
- *OIML R 81 Dynamic Measuring Devices and Systems for Cryogenic Liquids (International).*
- *OIML R 139 Compressed Gaseous Fuel Measuring Systems for Vehicles (International).*
- *US Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Permitting Guide (United States).*
- *HyApproval Project Handbook for Approval of Hydrogen Refueling Stations (United States & Other Locales).*
- *State of South Carolina – Hydrogen (and Fuel Cell) Permitting Act (United States – South Carolina).*

Detectores de hidrogênio

- *ANSI/UL 2075 Gas and Vapor Detectors and Sensors (United States).*
- *ISA 12.13.01 Equipment for Explosive Atmospheres (United States).*
- *BS EN 50073 Guide for selection, installation, use and maintenance for the detection and measurement of combustible gases or oxygen (International).*
- *IEC 60079-29-1 Explosive atmospheres – Part 29-1: Gas detectors- Performance requirements of detectors for flammable gases (International).*
- *IEC 60079-29-2 Explosive atmospheres – Part 29-2: Gas detectors- Selection, installation, use and maintenance of detectors for flammable gases and oxygen (International).*
- *ISO 26142 Hydrogen Detector Apparatus– Stationary applications (International).*

Fontes complementares de dados

www.iphe.net
www.ipcc.ch
www.iec.ch
www.iso.ch
www.h2bestpractices.org/
www.hydrogenassociation.org/
www.hydrogenconference.org/
www.ap2h2.pt
www.h2euro.org/
www.ukha.org
www.chfca.ca
www.electrocell.com.br
www.goh2.org
www.ahanw.org/
www.newenergy.is/naha/
www.hydrogen.org.au/
www.hydrogenforums.org
www.hydrogenandfuelcell.com
www.hydrogen.energy.gov
www.eere.energy.gov
www.epri.com
www.dwv-info.de/ - Alemã
www.aeh2.org/en/ - Espanhola
www.hydrogencommerce.com/

CAPÍTULO 11

Maturidade Tecnológica das Alternativas Não Convencionais de Transmissão de Energia

Gerhard Ett
Gerson Y. Saiki
José A. Jardini
José G. Tannuri
Lineu B. Reis
Mario Masuda
Milana L. Santos
Ricardo L. Vasquez Arnez
Ronaldo P. Casolari
Sergio O. Frontin
Thales Sousa

Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
EXECUTORA: FTDE. PROPONENTES: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE.

Agradecimento

Os autores agradecem a Lauris R. Perfeito, estudante de graduação em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília, pelas contribuições relacionadas ao desenvolvimento e implantação da metodologia de maturidade tecnológica.

Objetivo

Apresentar e aplicar metodologia para a quantificação da maturidade tecnológica de cada uma das alternativas de transmissão.

Maturidade das tecnologias

Para a determinação da maturidade das tecnologias, foi realizada a quantificação dos seguintes indicadores apresentados abaixo, que serão analisados comparando com os sistemas em operação e construção no Brasil no momento.

- Experiência mundial atual.
- Perspectivas de aplicação no Brasil.
- Aspectos ambientais.
- Economicidade.
- Capacitação local existente (pessoal, laboratórios, grupos de pesquisa).
- Fabricação nacional.
- Desempenho esperado.
- Existência de ferramentas computacionais.

Para que se possa avaliar comparativamente a robustez da maturidade, foram utilizados os seguintes atributos:

Maturidade	(%)
Muito alta	81-100
Alta	51-80
Média	31-50
Baixa	11-30
Muito baixa	0-10

Baseado nestes indicadores e atributos, será quantificada a seguir cada uma das modalidades de transmissão analisadas no estado da arte.

Sistemas de transmissão de corrente alternada acima de 800 kV

1) Experiência mundial atual

Esta modalidade de transmissão já vem sendo estudada desde 1970. Já se encontram em operação sistemas de 1100 kV no Japão (em circuito duplo) e na China.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, pode ser necessário sobrepor a rede de 500 kV, uma rede CA de tensão maior. O sistema de 765 kV seria um salto pequeno acima de 500 kV. Portanto, o 1.100 kV seria mais adequado e econômico.

Grau de maturidade

3) Aspectos ambientais

Não se esperam impactos ambientais relevantes, tendo em vista o atendimento às normas e critérios já preestabelecidos para os níveis de tensão inferiores. As maiores restrições dizem respeito às dimensões das torres das linhas de transmissão e maior faixa de passagem, que podem provocar questionamentos relacionados ao impacto visual.

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

Esta alternativa pode ser mais econômica em comparação com as demais para determinadas faixas de potência e distância, enfatizando que os estudos econômicos dependem de diversos parâmetros e podem variar de país para país. Devem-se considerar as dificuldades na obtenção de custos confiáveis de equipamentos, mas em contrapartida os custos das linhas podem ser adequadamente quantificados.

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

Pode-se dizer que, no estágio atual de desenvolvimento da engenharia brasileira, não haverá maiores problemas com este indicador, no caso de implantação de um sistema de transmissão CA acima de 800 kV. A experiência adquirida nos estudos, projeto, construção, operação e manutenção aplicados às redes brasileiras existentes será suficiente para enfrentar os possíveis desafios desta tecnologia.

Esta tecnologia foi intensamente estudada em laboratórios do Canadá, Estados Unidos, Itália, Rússia, Japão, Índia e China. No Brasil, foi recentemente anunciada parceria entre Eletrobras, Furnas e o CEPEL para a expansão do laboratório de Adrianópolis (Rio de Janeiro), o que permitiria a realização de ensaios em nível de tensão até 1.100 kV.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

Para a fabricação das torres, cabos e acessórios, a indústria brasileira pode atender à demanda. A fabricação dos equipamentos pode apresentar dificuldades.

Grau de maturidade

7) Desempenho esperado

É possível inferir que o desempenho esperado seja equivalente ao sistema de 765 e 500 kV.

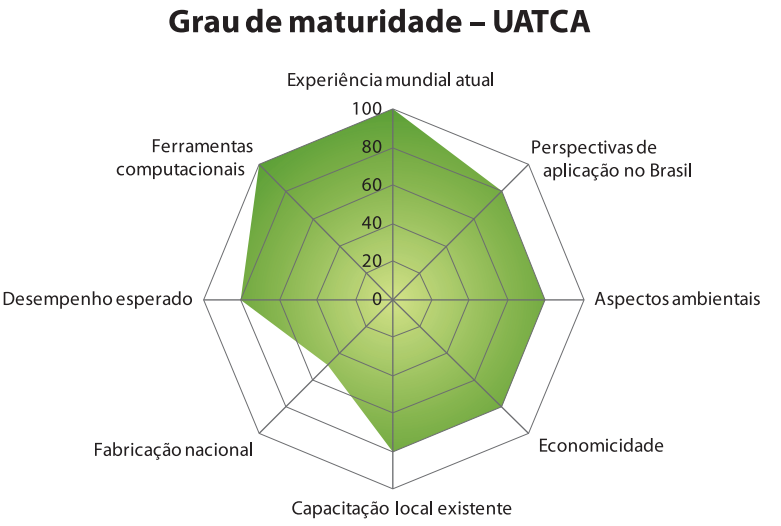
Grau de maturidade

8) Existência de ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais atualmente aplicadas no Brasil para os estudos e projetos dos sistemas de transmissão são adequadas para a implantação desta tecnologia.

Grau de maturidade

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.



Sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada

Devido aos vários tipos de equipamentos FACTS existentes, estes foram divididos em dois grupos:

- Grupo I: SVC (que inclui o TCR, TSC) e TCSC.
- Grupo II: STATCOM, UPFC, SSSC e outros.

1) Experiência mundial atual

Grupo I:

Existem vários equipamentos deste grupo instalados nos Estados Unidos, Índia e Brasil, conforme mostrado no capítulo 3.

GRAU DE MATURIDADE

Grupo II:

Existem alguns STATCOMs já operando no mundo, porém são poucas as aplicações práticas de UPFC, CSC, TCPAR e outros. No Brasil, ainda não foram instalados equipamentos deste grupo.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

Grupo I:

Existe a possibilidade de aumentar o número de SVCs, principalmente no Brasil, visto que é um equipamento com tecnologia virtualmente dominada.

Grau de maturidade

Grupo II:

No momento, ainda não se tem conhecimento em relação às possibilidades de aplicação no sistema elétrico brasileiro.

Grau de maturidade

3) Aspectos ambientais

Em ambos os grupos, o grau de maturidade deste item é considerado alto pelo fato de seu efeito sobre o ambiente ser bem conhecido. Normalmente, o impacto que os equipamentos FACTS introduzem no ambiente é pequeno, devido a que a instalação destes equipamentos não requer grandes áreas, visto que os fabricantes oferecem componentes mais compactos. A sua inserção no sistema e consequente contribuição para o aumento da potência transmissível por uma determinada linha podem adiar ou até evitar a construção de novas linhas de transmissão. Isto se traduz também em um beneficio ambiental, pois a necessidade de novas faixas de servidão será também postergada ou cancelada. Por outro lado, considera-se que os níveis de ruído audível próximos aos conversores e transformadores de acoplamento atendem a critérios estabelecidos.

Grupo I:

GRAU DE MATURIDADE

Grupo II:

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

Em ambos os casos, o custo da aquisição, instalação e manutenção destes equipamentos pode ainda ser considerado como alto. Porém, em função do tipo de aplicação e objetivo, a sua instalação poderá tornar-se competitiva, contribuindo, por exemplo, no aumento da capacidade de transmissão de uma determinada linha (é o caso do UPFC e outros controladores multilinha), postergando ou evitando investimentos em novas linhas de transmissão. A capacidade para redirecionar os fluxos de potência por corredores menos congestionados pode contribuir à redução das perdas no sistema, o que implica impacto econômico global.

Grupo I:

GRAU DE MATURIDADE

Grupo II:

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

Grupo I:

Pelo fato de a tecnologia dos componentes deste grupo ser conhecida no Brasil, não se preveem maiores dificuldades para a capacitação de pessoal.

Grau de maturidade

Grupo II:

A relativa complexidade referida à funcionalidade destes equipamentos poderia acarretar algum grau de dificuldade para a capacitação do pessoal encarregado de sua operação na rede.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

Em ambos os casos, ainda não se tem conhecimento da existência de fabricantes nacionais destes equipamentos na sua íntegra.

Grupo I:

Grau de maturidade

Grupo II:

Grau de maturidade

7) Desempenho esperado

Relatos da operação do TCSC e SVCs instalados no país mostram que o desempenho e grau de confiabilidade foram bons, apesar de não estarem sendo explorados na totalidade de suas funcionalidades.

Grupo I:

GRAU DE MATURIDADE

Grupo II:

Em teoria, o desempenho destes equipamentos é muito alto, porém a informação discreta e limitada do seu desempenho prático faz que seja alocado um valor percentual apenas referencial, isto com base nos relatos referentes ao STATCOM, UPFC e CSC, instalados nos Estados Unidos.

GRAU DE MATURIDADE

8) Existência de ferramentas computacionais

No Brasil, há disponibilidade de ferramentas computacionais para a simulação de todos os equipamentos FACTS. Obviamente, o grau de complexidade de um para outro equipamento varia amplamente.

Grupo I:

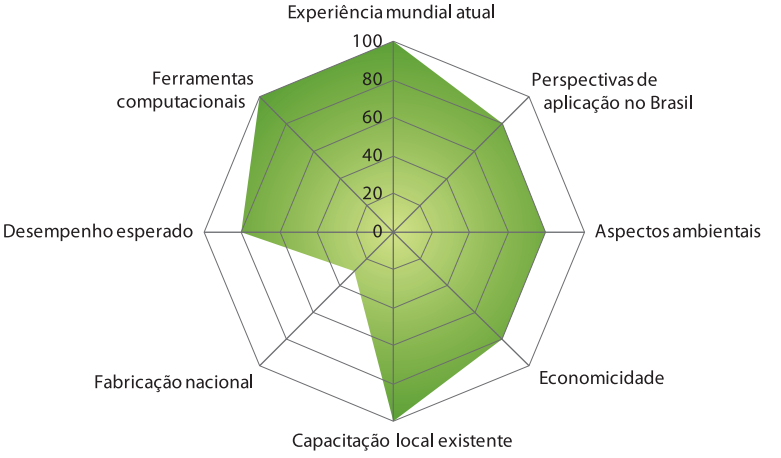
GRAU DE MATURIDADE

Grupo II:

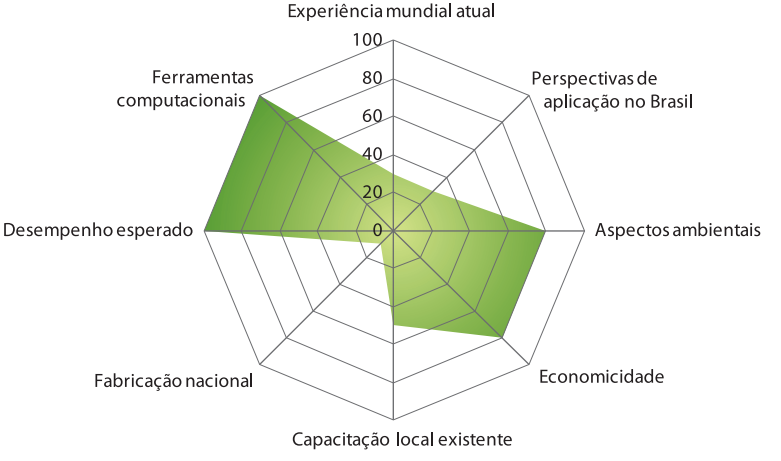
GRAU DE MATURIDADE

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.

Grau de maturidade – FACTS (grupo I)



Grau de maturidade – FACTS (grupo II)



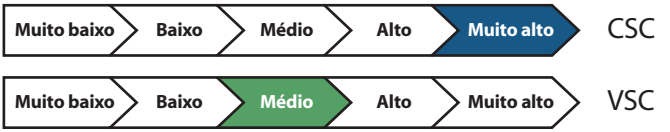
Conversores CA/CC.
Fonte de tensão (VSC) e fonte de corrente (CSC)

Serão considerados separadamente nesta análise os conversores CSC e VSC.

1) Experiência mundial atual

Já se encontram em operação vários sistemas VSC *back-to-back*, e uma linha com VSC está em construção. Quanto ao CSC, a experiência é muito boa no Brasil e no mundo.

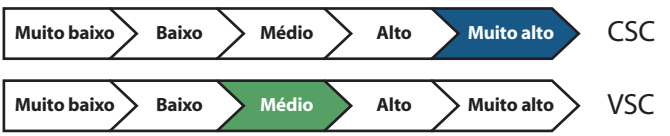
GRAU DE MATURIDADE



2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, sistemas de CC usando CSC estão previstos para breve (Belo Monte, Tapajós). Dependendo da evolução no mundo, o CSC poderá vir a ser substituído a médio prazo pelo VSC que tem melhores características técnicas.

GRAU DE MATURIDADE



3) Aspectos ambientais

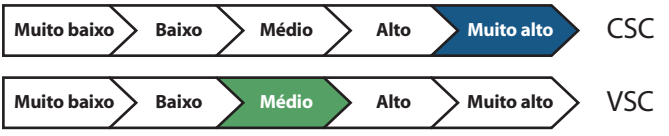
O VSC necessita de menor espaço físico e traz menor requisito de filtros para harmônicas.

Grau de maturidade

4) Economicidade

Os custos esperados de CSC estão estáveis e podem mesmo vir a ser reduzidos. Já para o VSC, os custos são pouco maiores para potências até 1.000 MW e ainda não são produzidos para maiores potências.

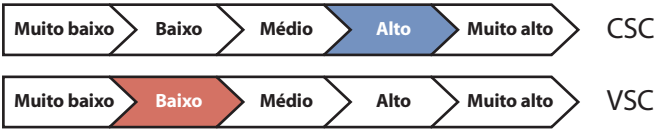
Grau de maturidade



5) Capacitação local existente

A tecnologia CSC está consolidada no Brasil com a instalação e operação de Itaipu e com o projeto do Rio Madeira. Para VSC, existe um grande caminho a ser percorrido.

Grau de maturidade



6) Fabricação nacional

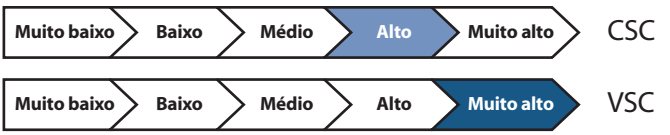
Ambos são fabricados no exterior, mas poderá aparecer interesse para o CSC pela existência de novos projetos.

GRAU DE MATURIDADE

7) Desempenho esperado

O CSC tem apresentado desempenho satisfatório. O desempenho do VSC esperado é melhor por estar imune à falha de comutação.

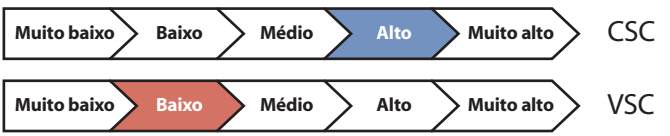
GRAU DE MATURIDADE



8) Existência de ferramentas computacionais

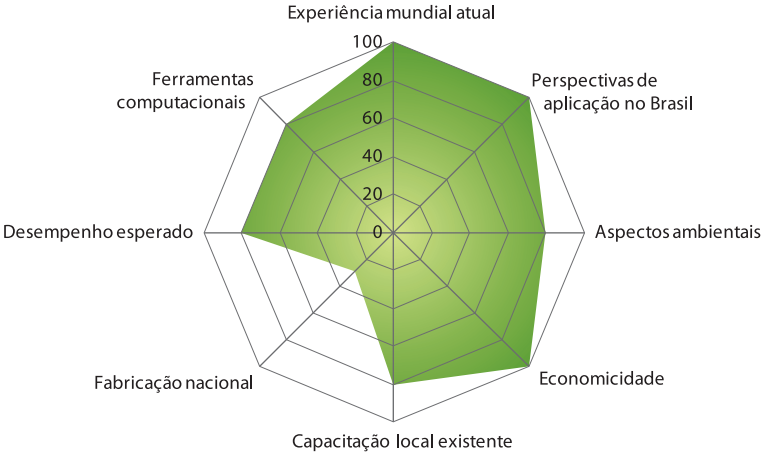
As ferramentas computacionais adequadas para os estudos e projetos são adequadas para a implantação destas tecnologias. Porém, muito é necessário no que se refere a modelos, principalmente no caso do VSC.

GRAU DE MATURIDADE

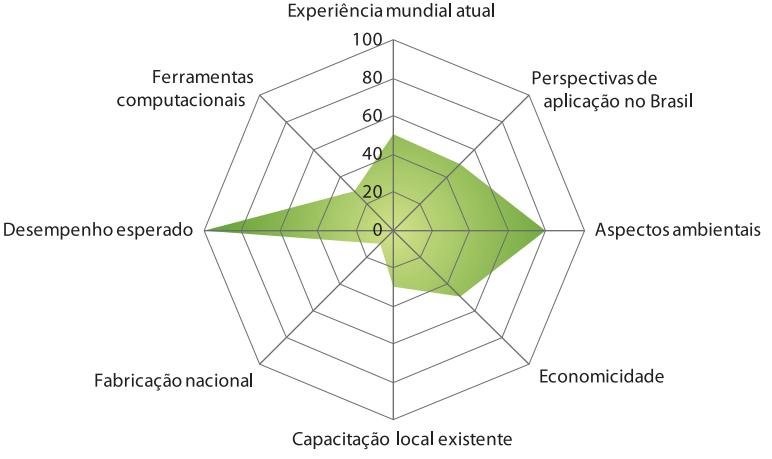


O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.

Grau de maturidade – Conversor CSC



Grau de maturidade – Conversor VSC



Transmissão de corrente contínua acima de 600 kV

1) Experiência mundial atual

Esta modalidade de transmissão vem sendo estudada desde a década de 1970. Já se encontra em operação o sistema de 800 kV na China e há outros em fase de construção.

GRAU DE MATURIDADE

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, a transmissão em CC com tensão 800 kV apresenta grande potencial de aplicação para transporte de grandes blocos de energia a longas distâncias, como nos casos de aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia e interligações regionais na América Latina. Nestas situações, este tipo de transmissão se apresenta como mais adequado e econômico.

GRAU DE MATURIDADE

3) Aspectos ambientais

Não se esperam impactos ambientais relevantes, tendo em vista o atendimento às normas e critérios já preestabelecidos para os níveis de tensão inferiores. As maiores restrições dizem respeito às dimensões das torres das linhas de transmissão e maior faixa de passagem, que podem provocar questionamentos relacionados ao impacto visual.

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

Esta alternativa pode ser mais econômica em comparação com as demais para determinadas faixas de potência e distância. Enfatizando que os estudos econômicos dependem de diversos parâmetros e podem variar de país para país. Devem-se enfatizar os cuidados a serem tomados quanto ao acompanhamento e controle dos custos das estações conversoras, fornecidas em regime de *turn key*, mas em contrapartida os custos das linhas podem ser adequadamente quantificados.

Grau de maturidade

5) Capacitação local existente

Pode-se dizer que no estágio atual de desenvolvimento da engenharia brasileira, não haverá maiores problemas com este indicador, no caso de implantação de um sistema de transmissão em corrente contínua em 800 kV. A experiência adquirida nos estudos, projeto, construção, operação e manutenção aplicados às redes brasileiras existentes será suficiente para enfrentar os possíveis desafios desta tecnologia.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

Para a fabricação das torres, cabos e acessórios, a indústria brasileira pode atender à demanda. A fabricação dos equipamentos das estações conversoras pode ser efetuada em parte no Brasil, como já demonstrou a experiência do sistema em CC de Itaipu.

Grau de maturidade

7) Desempenho esperado

É possível inferir que o desempenho esperado seja equivalente ao sistema de transmissão de Itaipu, em corrente contínua na tensão de 600 kV.

GRAU DE MATURIDADE

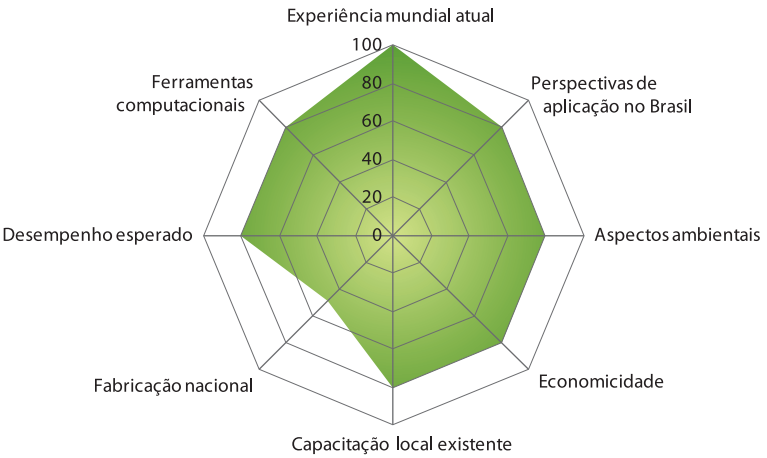
8) Existência de ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais atualmente aplicadas no Brasil para os estudos e projetos dos sistemas de transmissão ainda requerem desenvolvimento adicional para a implantação desta tecnologia.

GRAU DE MATURIDADE

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.

Grau de maturidade – CC acima de 600 kV



Sistemas de corrente contínua multiterminais

1) Experiência mundial atual

Embora os sistemas de corrente contínua multiterminais venham sendo estudados desde a década de 1970, existem apenas dois sistemas em operação. Há plano de um sistema de corrente contínua multiterminal em 800 kV na Índia.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, os sistemas em corrente contínua multiterminais apresentam grandes perspectivas de aplicação, associados aos projetos de transporte de grandes blocos de energia a longa distância, com diversas fontes de geração e diferentes centros consumidores. Sua aplicação, neste caso, pode ser mais adequada e econômica, além de aumentar a flexibilidade operacional e segurança do sistema como um todo.

Grau de maturidade

3) Aspectos ambientais

Não se esperam impactos ambientais relevantes, tendo em vista o atendimento às normas e critérios já preestabelecidos para os sistemas em corrente contínua ponto a ponto.

Grau de maturidade

4) Economicidade

Esta alternativa pode ser mais econômica em comparação com as demais para determinadas faixas de potência e distância.

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

Pode-se dizer que no estágio atual de desenvolvimento da engenharia brasileira não haverá maiores problemas com este indicador, no caso de implantação de um sistema de transmissão em corrente contínua em 800 kV. A experiência adquirida nos estudos, projeto, construção, operação e manutenção aplicados às redes brasileiras existentes será suficiente para enfrentar os possíveis desafios desta tecnologia.

GRAU DE MATURIDADE

6) Fabricação nacional

Para a fabricação das torres, cabos e acessórios, a indústria brasileira pode atender à demanda. A fabricação dos equipamentos das estações conversoras pode ser efetuada em parte no Brasil, como já demonstrou a experiência do sistema em CC de Itaipu.

GRAU DE MATURIDADE

7) Desempenho esperado

É possível inferir que o desempenho esperado seja equivalente ao sistema de transmissão de Itaipu, em corrente contínua na tensão de 600 kV.

Grau de maturidade

Muito baixo	Baixo	Médio	**Alto**	Muito alto

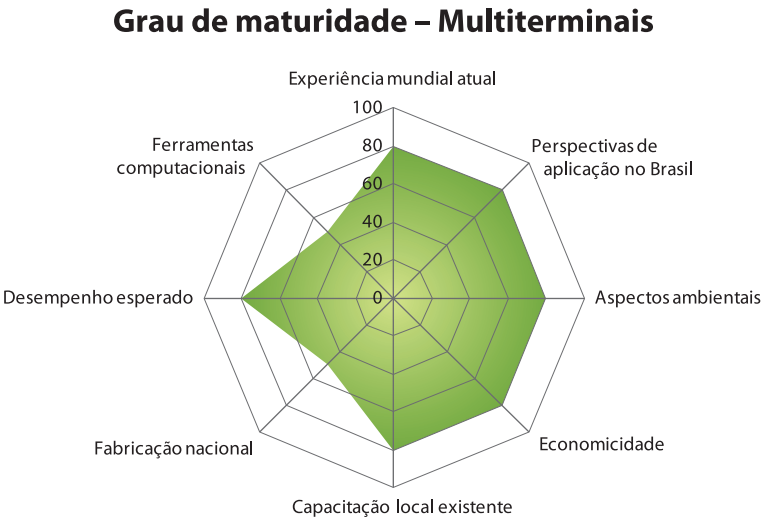
8) Existência de ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais atualmente aplicadas no Brasil para os estudos e projetos dos sistemas de transmissão ainda requerem desenvolvimento para a implantação desta tecnologia.

Grau de maturidade

Muito baixo	Baixo	**Médio**	Alto	Muito alto

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.



Transmissão de energia elétrica em meia onda

1) Experiência mundial atual

Não existe sistema de meia onda em operação comercial no mundo. O primeiro artigo sobre o assunto foi escrito em 1940, na antiga União Soviética, e a literatura que se seguiu não é abundante.

GRAU DE MATURIDADE

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, existem diversas possibilidades de transmissão envolvendo distâncias de cerca de 2.000 km. Para distâncias menores que 2.500 km, a linha de meia onda poderia ser aplicada com a utilização de equipamentos com indutância em série e capacitância em derivação, para alongar eletricamente a linha.

GRAU DE MATURIDADE

3) Aspectos ambientais

Por ser uma transmissão ponto a ponto, a transmissão em meia onda não exige a construção de subestações ao longo da linha, o que reduz o impacto ambiental em relação a uma linha CA convencional.

Em caso de carregamento acima da potência característica, a tensão no meio da linha é sensivelmente elevada, o que aumenta o gradiente elétrico e consequentemente o efeito corona, resultando em maiores perdas, radiointerferência e ruído audível nesse trecho da linha. Contudo, na literatura consultada, não há informação sobre valores calculados para esses efeitos nessas circunstâncias.

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

O custo de um sistema de meia onda é intermediário entre o custo de uma linha CA convencional e uma linha CC convencional, para longas distâncias de transmissão.

Grau de maturidade

5) Capacitação local existente

O projeto, operação e manutenção de um sistema de meia onda são muito semelhantes aos de uma linha CA convencional, com exceção de algumas particularidades nas relações tensão/corrente em regime permanente e transitório, que não requerem muito esforço de capacitação de pessoal.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

Os cabos, torres e acessórios são do mesmo tipo de linhas de corrente alternada convencionais, sendo possível a fabricação nacional. Porém, equipamentos especiais são necessários para compensar a defasagem de 180 graus entre os terminais da linha e, assim, não afetar o fluxo de potência de linhas em paralelo. Além disso, caso seja necessário minimizar as perdas Joule na linha, devem ser utilizados transformadores com maior faixa de tapes. Equipamentos com essas finalidades ainda precisam ser desenvolvidos ou adaptados.

Grau de maturidade

7) Desempenho esperado

Segundo a literatura existente, as principais vantagens do sistema de meia onda são a redução da necessidade de compensação reativa e não apresentar problemas de instabilidade. Porém, durante curtos-circuitos, são observadas tensões elevadas em determinados trechos da linha em falta e em linhas meia onda em paralelo, o que exige reforços no isolamento da linha de meia onda.

GRAU DE MATURIDADE

Muito baixo	Baixo	**Médio**	Alto	Muito alto

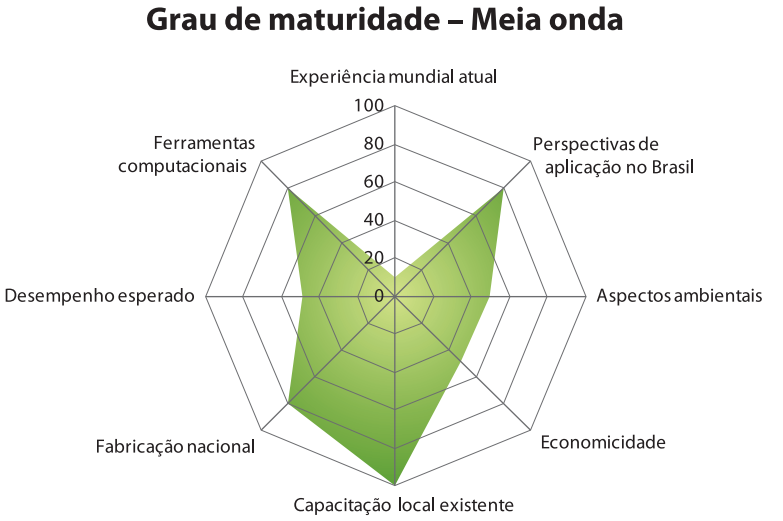
8) Existência de ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais existentes para estudo e projeto de sistemas de transmissão CA são aplicáveis para sistemas de meia onda.

GRAU DE MATURIDADE

Muito baixo	Baixo	Médio	**Alto**	Muito alto

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.



Sistemas de transmissão multifásicos

1) Experiência mundial atual

Encontra-se em operação nos Estados Unidos um sistema de 93 kV hexafásico que foi obtido da conversão de uma linha de 115 kV de circuito duplo trifásico de 2,4 km.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

Na literatura, não se encontram outras aplicações de linhas multifásica e nenhuma perspectiva de uso.

Grau de maturidade

3) Aspectos ambientais

Os estudos indicam que os impactos ambientais são menores. Assim, característica das estruturas multifásicas que possuem dimensões reduzidas quando comparadas com as trifásicas requer menor faixa de passagem e também um impacto visual menor.

Grau de maturidade

4) Economicidade

Esta alternativa pode ser, dependendo do comprimento da linha, mais econômica em comparação com a alternativa trifásica, em virtude da menor dimensão das estruturas, mas se deve considerar o custo dos transformadores que são diferentes daqueles utilizados no sistema trifásico.

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

Na parte de projeto do sistema, pode-se dizer que no estágio atual de desenvolvimento da engenharia brasileira não haverá maiores problemas com este indicador, porém não se tem experiência no Brasil de sistema implantado. Portanto, nos quesitos construção e operação, ainda não temos capacitação, no entanto esses requisitos são iguais aos do sistema trifásico.

GRAU DE MATURIDADE

6) Fabricação nacional

Para a fabricação das torres, cabos e acessórios, a indústria brasileira pode atender à demanda. A fabricação dos equipamentos (transformador) pode apresentar algumas dificuldades.

GRAU DE MATURIDADE

7) Desempenho esperado

Pode-se dizer que um dos desafios para a implantação de sistemas multifásicos é o sistema das cadeias de isoladores e talvez nos transformadores.

GRAU DE MATURIDADE

Muito baixo	Baixo	Médio	**Alto**	Muito alto

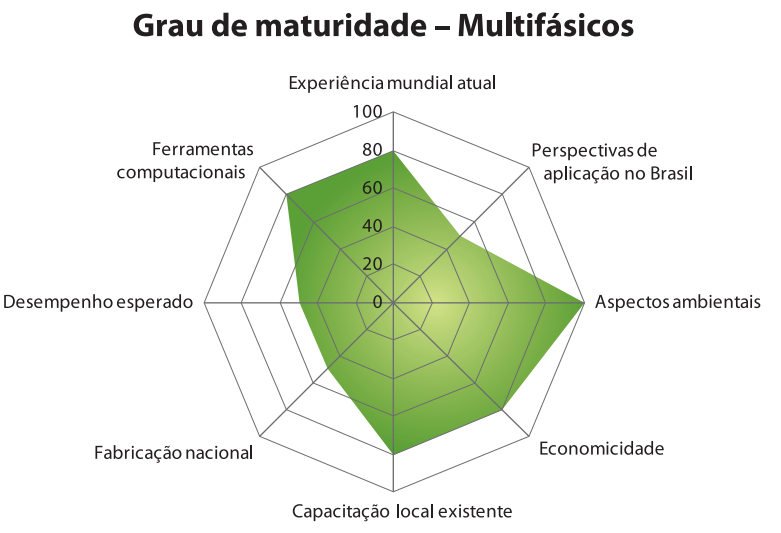
8) Existência de ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais existentes são adequadas para os estudos e projetos para a implantação desta tecnologia. Não se espera nenhum aplicativo específico.

GRAU DE MATURIDADE

Muito baixo	Baixo	Médio	**Alto**	Muito alto

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.



Supercondutores de alta temperatura

1) Experiência mundial atual

Já se encontram em operação linhas de transmissão e de distribuição nos Estados Unidos, Coreia do Sul, China e Japão que utilizam cabos supercondutores de alta temperatura. Porém, essas linhas são curtas e em alguns casos experimentais.

GRAU DE MATURIDADE

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

Além dos quatro países citados acima, não há muitas notícias de aplicação real dessa tecnologia para transmissão e distribuição de energia elétrica em outros países incluindo o Brasil.

GRAU DE MATURIDADE

3) Aspectos ambientais

Não se esperam impactos ambientais relevantes, tendo em vista o fato de que as linhas que utilizam cabos supercondutores são subterrâneas. Não há problemas ambientais com o sistema de refrigeração que utiliza nitrogênio líquido.

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

A utilização de cabos supercondutores é mais cara do que cabos convencionais. Além disso, há necessidade de sistemas de transição e de resfriamento. O custo de sistemas de transmissão e distribuição utilizando supercondutores deve ser visto por uma perspectiva de sistema. Os cabos supercondutores permitem levar mais potência substituindo a necessidade de se elevar a tensão de um sistema existente. Também se pode utilizar a infraestrutura subterrânea existente para a instalação de cabos supercondutores e, com isso, aumentar a potência transmitida.

Grau de maturidade

5) Capacitação local existente

A utilização de cabos supercondutores está restrita a poucos países, e em alguns casos ainda em caráter experimental. Portanto, a capacitação de pessoal ainda é restrita.

No Brasil, há um laboratório na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), chamado de Laboratório de Aplicação de Supercondutores (LASUP), porém voltado à aplicação de supercondutores para transporte (trens de levitação magnética). No CEPEL, há o Laboratório de Supercondutividade que analisa os processos de fabricação de supercondutores para caracterizar suas propriedades elétricas e mecânicas. Eles também produzem fitas supercondutoras de 53 filamentos.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

A principal fabricante de supercondutores é realizada pela American Superconductor, e os cabos são fabricados pela Nexans, Sumitomo, Furukawa, Ultera e mais alguns fabricantes. Devido à baixa demanda mundial sobre essa tecnologia e à não existência de instalações no país, não há notícias ou previsões sobre a fabricação nacional.

GRAU DE MATURIDADE

7) Desempenho esperado

O desempenho dos sistemas de transmissão utilizando cabos supercondutores está sendo considerado promissor. Porém, como dito anteriormente, há poucos sistemas instalados no mundo.

GRAU DE MATURIDADE

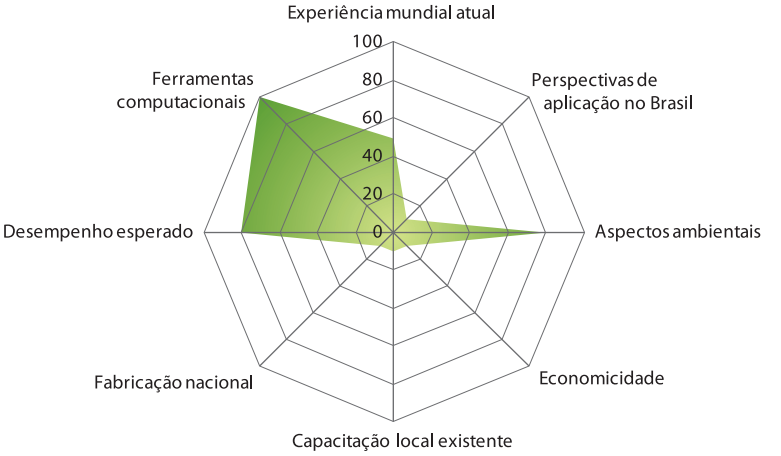
8) Ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais existentes são adequadas para os estudos e projetos para a implantação desta tecnologia. Não se espera nenhum aplicativo específico.

GRAU DE MATURIDADE

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.

Grau de maturidade – Supercondutores



Linhas de transmissão isoladas a gás

1) Experiência mundial atual

Em todo o mundo existem aproximadamente 200 km de linhas isoladas a gás (GIL), sendo que a primeira linha entrou em operação em 1974 na Alemanha. Essas linhas estão espalhadas em países como Japão, Suíça, Alemanha, Tailândia, entre outros. O desempenho dessas linhas tem demonstrado alta confiabilidade sem nenhuma grande falha. GIL é uma aplicação para linhas curtas.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

A possibilidade de se utilizarem linhas isoladas a gás instaladas em pontes e túneis de tráfego de veículos e trens aumenta as perspectivas de aplicação dessa tecnologia, uma vez que isso reduz custos e impactos ambientais. As linhas isoladas a gás também podem ser utilizadas para substituir cabos sub-

terrâneos e, com isso, aumentar a potência transmitida para grandes centros urbanos utilizando a infraestrutura já existente.

GRAU DE MATURIDADE

3) Aspectos ambientais

Não se esperam impactos ambientais relevantes. A linha isolada a gás pode inclusive diminuir os impactos ambientais, uma vez que pode utilizar faixas de passagens já existentes, túneis e pontes e, desse modo, evitar a construção de novas linhas aéreas.

GRAU DE MATURIDADE

4) Economicidade

O custo de utilização de linhas isoladas a gás é praticamente igual ao de cabos convencionais. O custo de sistemas de transmissão e distribuição, utilizando linhas isoladas a gás, deve ser visto por uma perspectiva de sistema. As linhas isoladas a gás permitem levar mais potência substituindo a necessidade de se elevar a tensão de um sistema existente. Também se pode utilizar a infraestrutura subterrânea já existente para a instalação de linhas isoladas a gás e, dessa maneira, aumentar a potência transmitida.

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

A utilização de linhas isoladas a gás ainda é restrita, embora seja uma tecnologia utilizada desde 1974. A quantidade de pessoas aptas nessa tecnologia provavelmente é pequena.

No Brasil, não há nenhuma linha isolada a gás instalada e não foram encontrados laboratórios que estejam estudando ou tenham estudado essa tecnologia.

Grau de maturidade

6) Fabricação nacional

Não há nenhuma linha isolada a gás instalada no Brasil e nem em nenhum país da América Latina, consequentemente não há demanda para fabricação nacional.

Grau de maturidade

7) Desempenho esperado

As linhas isoladas a gás são utilizadas há quase 40 anos sem nenhuma falha importante, o que mostra o alto grau de confiabilidade dessa tecnologia.

Grau de maturidade

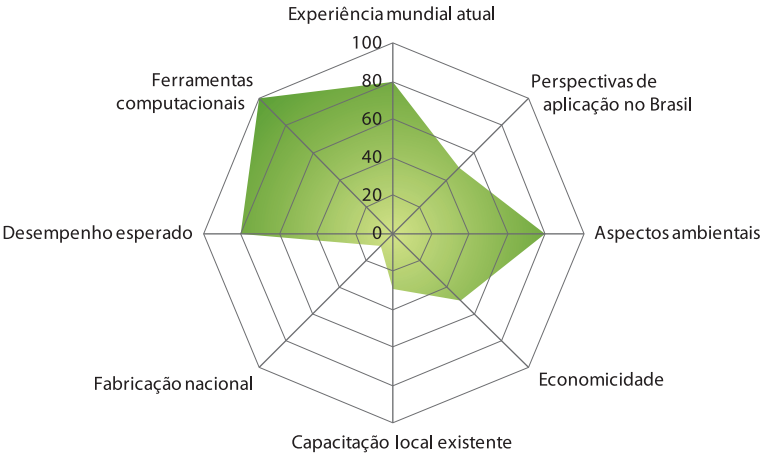
8) Ferramentas computacionais

As ferramentas computacionais existentes são adequadas para os estudos e projetos para a implantação desta tecnologia. Não se espera nenhum aplicativo específico.

GRAU DE MATURIDADE

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.

Grau de maturidade – Linha isolada a gás



Transmissão de hidrogênio

1) Experiência mundial atual

Apesar de as células a combustível serem estudadas há mais de 100 anos, nos últimos 20 anos, diante dos problemas ambientais e aumento do custo da energia, buscaram-se alternativas de formas limpas de produzir energia.

Todas as montadoras do mundo estão desenvolvendo veículos elétricos com sistema de baterias e de células a combustível como uma alternativa aos combustíveis fósseis.

Mais de 200 normas relacionadas ao hidrogênio e células a combustível foram elaboradas.

Embora várias empresas já comercializem células a combustível no exterior, em muitas delas as vendas estão vinculadas às vendas com contratos de confidencialidade dos resultados e sem garantia do produto.

Grau de maturidade

2) Perspectivas de aplicação no Brasil

No Brasil, nos últimos 10 anos, houve um esforço do governo brasileiro em incentivar os institutos de pesquisas e universidades para estudar a engenharia do hidrogênio. Hoje, alguns centros de ponta como IPEN, USP, CEPEL, UFRJ, têm apresentado excelentes resultados. As empresas brasileiras de células a combustível carecem de financiamento para pesquisa que, embora existente, é muito limitado. Além disso, há a falta de interação entre universidade e empresa e livre concorrência de empresas estrangeiras as quais, com os incentivos que possuem no exterior, por encomendas governamentais, conseguem diminuir seu custo de produção e fornecer no Brasil a baixo custo.

Grau de maturidade

3) Aspectos ambientais

A grande vantagem da tecnologia do Hidrogênio é a quase ausência do impacto ambiental. Se as células são operadas com gás natural, embora emitam também dióxido de carbono, mas geram três vezes mais energia. Utilizando etanol, é um grande benefício ao Brasil, pois é considerado um ciclo fechado de carbono, e todo CO_2 gerado retorna para as plantas.

Grau de maturidade

4) Economicidade

Quanto maior a potência da célula a combustível, menor seu preço por kWh. A única forma para acelerar a entrada das células no mercado é aumentar a produção. Os governos no exterior, principalmente o canadense, norte-americano, alemão e o japonês, incentivam a produção com encomendas governamentais.

GRAU DE MATURIDADE

5) Capacitação local existente

Existem 6 empresas que desenvolvem células a combustível no Brasil, e todas sofrem com a concorrência de empresas estrangeiras. As células produzidas no Brasil possuem a mesma qualidade comparada com as do exterior. Empresas públicas e universidades, por possuírem isenção do imposto de importação e pelo fato de os preços das células no exterior serem inferiores, optam pelas importadas – um ciclo vicioso.

GRAU DE MATURIDADE

6) Fabricação nacional

As empresas nacionais de base tecnológicas de células a combustível possuem toda a competência para fabricar com qualidade, mas falta financiamento para produção e encomendas públicas.

Unidades de demonstração devem ser produzidas no Brasil, para incentivar a indústria local com apoio dos institutos de pesquisas e universidades nacionais.

GRAU DE MATURIDADE

7) Desempenho esperado

O desempenho esperado ainda está abaixo do esperado para uma viabilidade comercial, tanto no exterior como no Brasil. A redução de custo e uma melhor durabilidade ainda são considerados uma meta. Um grande esforço está sendo feito mundialmente, e acredita-se que em alguns anos esta meta será alcançada.

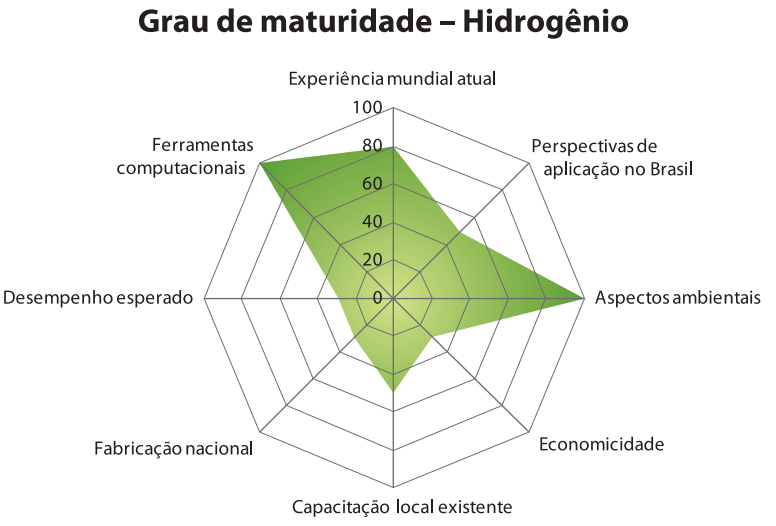
Grau de maturidade

8) Existência de ferramentas computacionais

Nestes últimos anos, excelentes aplicativos foram disponibilizados no mercado.

Grau de maturidade

O gráfico a seguir apresenta uma visão global da maturidade desta alternativa de transmissão.



Conclusões

Os gráficos a seguir têm como objetivo analisar as maturidades das tecnologias (12) com base nos indicadores (8) apresentados.

O gráfico 1 – permite uma visualização global dos indicadores a partir da apresentação dos valores acumulativos da pontuação recebida para cada uma das tecnologias. Em conjunto, pode-se indicar:

Indicadores que se apresentaram mais fortes quando da avaliação das tecnologias:

- Existência de ferramentas computacionais.
- Aspectos ambientais.
- Desempenho esperado.
- Experiência mundial atual.

Indicadores que se apresentaram mais fracos quando da avaliação das tecnologias:

- Perspectivas de aplicação no Brasil.
- Capacitação local existente.
- Economicidade.

Indicador que se apresentou muito fraco quando da avaliação das tecnologias:

- Fabricação nacional.

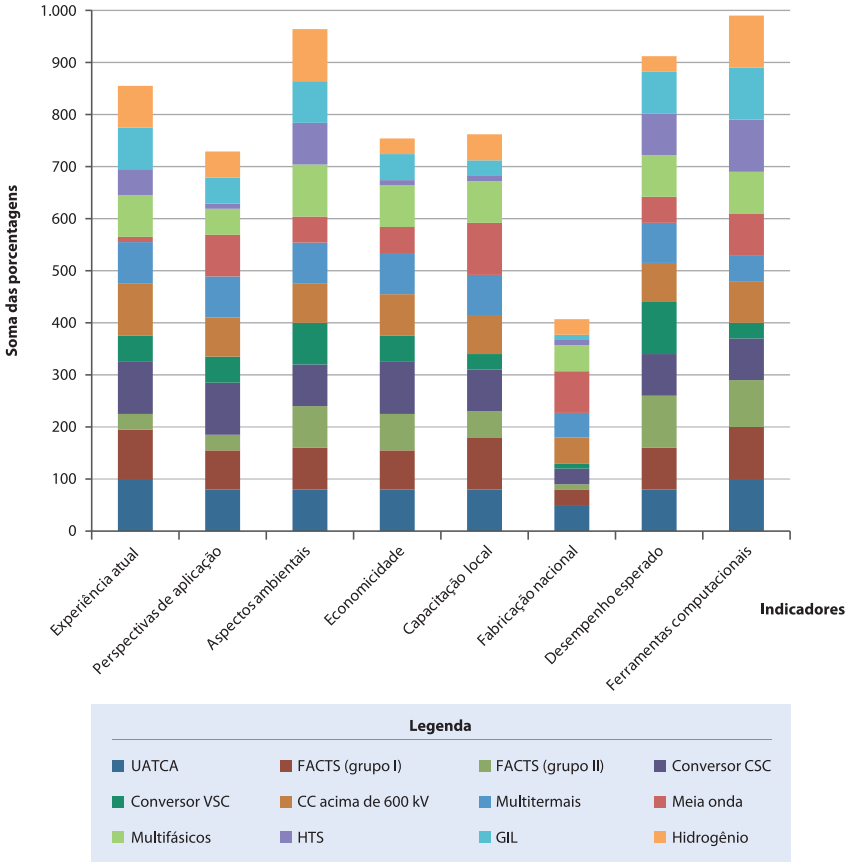


Gráfico 1: Análise da influência dos indicadores

O gráfico 2 permite a hierarquização das tecnologias a partir da apresentação dos valores acumulativos da pontuação recebida para cada um dos indicadores:

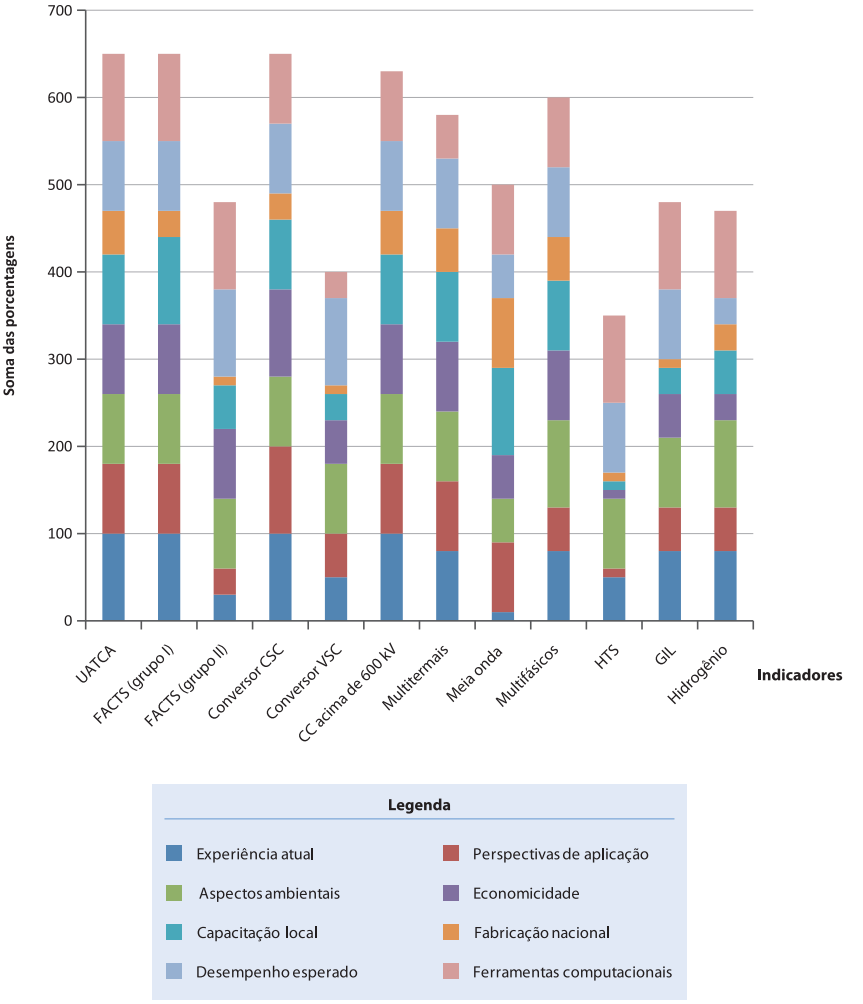
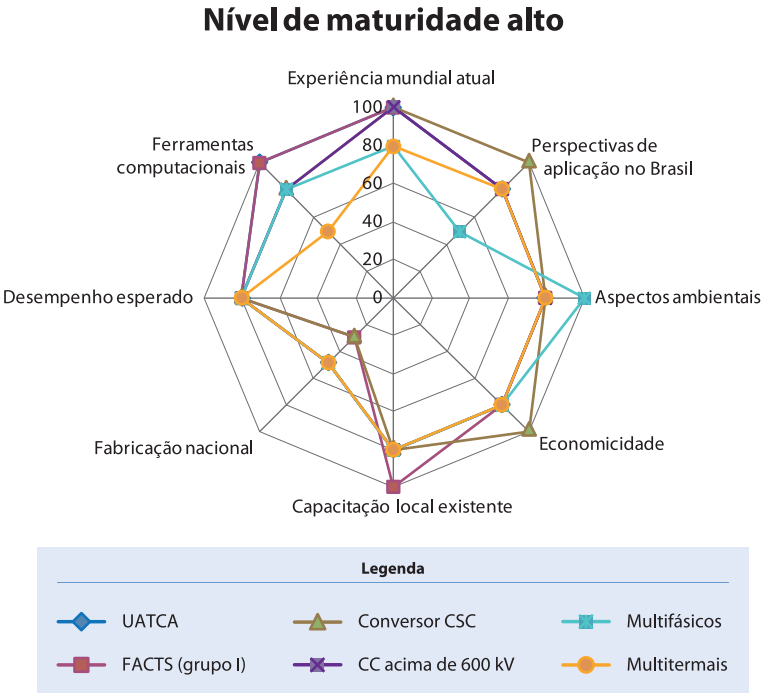


Gráfico 2: Análise da maturidade das tecnologias

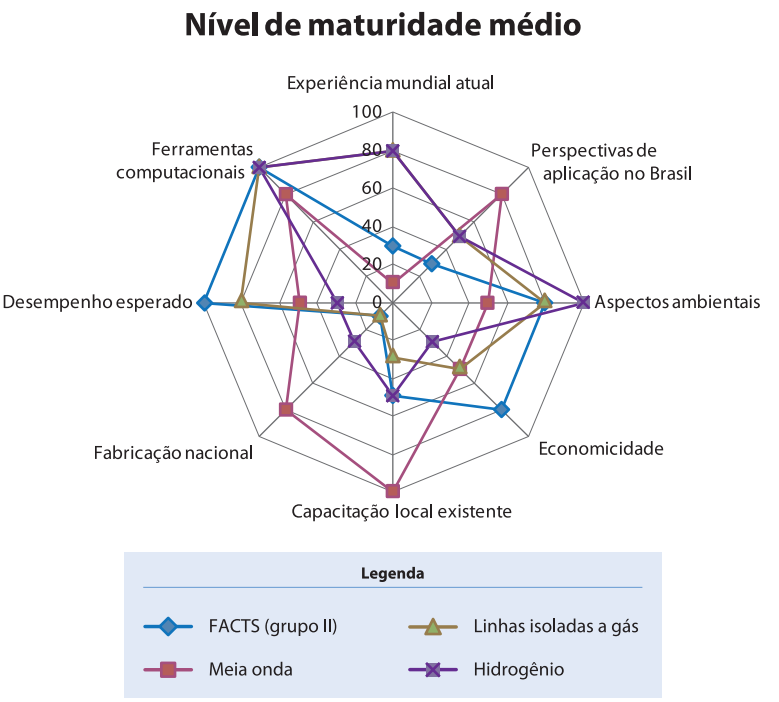
Nível de maturidade alto:

- UATCA.
- FACTS (I).
- Conversores CSC.
- CC acima de 600 kV.
- Sistemas multifásicos.
- Multiterminais.



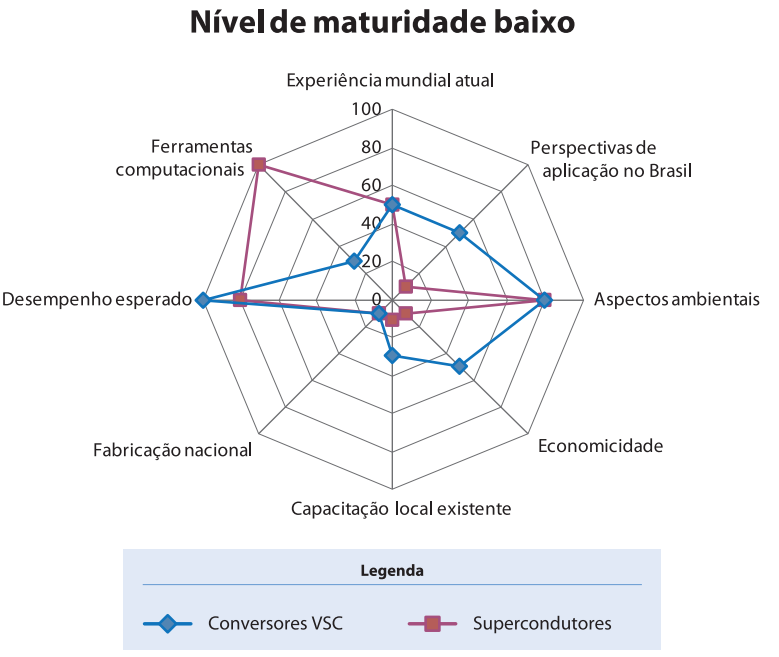
Nível de maturidade médio:

- FACTS (II).
- Meia onda.
- Linhas isoladas a gás.
- Hidrogênio.



Nível de maturidade baixo:

- Conversores VSC.
- Supercondutores.



CAPÍTULO 12

Agenda Estratégica de Pesquisa e Desenvolvimento

Gerhard Ett
Gerson Y. Saiki
José A. Jardini
José G. Tannuri
Lineu B. Reis
Mario Masuda
Milana L. Santos
Ricardo L. Vasquez Arnez
Ronaldo P. Casolari
Sergio O. Frontin
Thales Sousa

Objetivo

Consolidar e apresentar os temas que foram considerados como promissores para a realização de pesquisas complementares, de maneira a contribuir para a efetiva aplicação das tecnologias.

Introdução

Durante a realização das pesquisas para a elaboração do estado da arte das alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica, foram identificados diversos itens que necessitam de maiores investigações e estudos. O aprofundamento destes itens pode trazer benefícios para a efetiva implantação das alternativas de transmissão, relacionados à redução dos custos, aumento da confiabilidade, redução do impacto ambiental e aprimoramento dos métodos e processos para as atividades de projeto, construção, operação e manutenção.

Estes itens são apresentados a seguir, para cada uma das alternativas tecnológicas analisadas no trabalho. Esta relação pode constituir-se numa agenda estratégica para auxiliar as empresas na escolha dos seus projetos de Pesquisa e Desenvolvimento no âmbito do Programa de P&D da Aneel.

Sistema de transmissão de corrente alternada acima de 800 kV

Os estudos e simulações realizados para a especificação das linhas de transmissão e dos equipamentos de UATCA e os resultados das pesquisas realizadas em laboratórios e instalações experimentais indicaram alguns tópicos específicos que necessitam de investigações cuidadosas. Estes tópicos afetam principalmente os disjuntores e para-raios, que devem atuar de maneira efetiva no controle das sobretensões de manobra e, portanto, com influência capital nos isolamentos das linhas e dos equipamentos.

Os principais tópicos são:

- Análise do efeito *Ferranti* e o seu efeito sobre as sobretensões temporárias, devido à alta capacitância das linhas (multicondutores e grande diâmetro).
- Análise da impedância de surto reduzida, em razão do feixe de multicondutores com grande diâmetro com relação à influência na estabilidade e compensação reativa.
- Reavaliação do tempo de extinção do arco secundário, devido à alta tensão induzida (estudo de métodos e equipamentos de redução da carga residual).
- Análise da frente de onda mais longa de sobretensão, por causa da ocorrência de falta e alto valor de pico da tensão de restabelecimento transitória (TRT) para abertura fora de fase, em razão do baixo amortecimento das ondas trafegantes.
- Reavaliação da metodologia de cálculo da tensão de restabelecimento transitória (TRT) dos disjuntores considerando o alto fator de amplitude e alto tempo da componente de CC na corrente de falta, devido à baixa perda ôhmica dos transformadores e linhas.
- Estudos para minimização de sobretensões de manobra, uma vez que o aumento da tensão estaria levando ao limite a isolação a ar (sincronização, resistores de supressão de surtos).
- Desenvolvimento de novos projetos de cadeias de isoladores para regiões de alta poluição.
- Estudos de torres de configuração compacta (não convencional).

Sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS)

Embora a bibliografia indique a existência de estudos aprofundados para alguns tipos de equipamentos FACTS, pode-se ainda indicar análises e aspectos que precisam ser mais bem estudados, entre eles:

- Impacto da inserção dos equipamentos FACTS conectados em série com a linha (UPFC e outros conectados em série na linha de transmissão) e com o sistema de proteção, principalmente no referente à proteção de distância.
- Impacto sobre a redução de perdas no sistema de transmissão, devido à controlabilidade do fluxo de potência e da tensão local.
- Comportamento diante de sistemas desbalanceados.
- Possibilidade de limitação de correntes de curto-circuito, como uma função adicional às funcionalidades originais, entre outros.
- Modelagem detalhada em PSCAD/ATP para análise de desempenho do UPFC.
- Uso e modelagem de VSC (*Voltage Sourced Converter*) nos equipamentos UPFC e STATCOM.

Conversores CA/CC. Fonte de corrente e fonte de tensão

Para a efetiva aplicação destes conversores, sugere-se um maior esforço de P&D para o estudo e modelagem de:

- Desenvolvimento de um protótipo com tensão reduzida (com dois ou três tiristores / IGBT em série).
- Desempenho dinâmico (modelagem em PSCAD) e programas de estabilidade (CSC e VSC).
- Filtros (CSC).
- Efeito de *multi-infeed* (vários terminais CCAT próximos).
- Falha de comutação.
- Ressonância subsíncrona.

Transmissão de corrente contínua acima de 600 kV

Com relação ao desempenho dos sistemas CCAT

- Isolação CC afetada pela poluição (linhas aéreas e buchas).
- Confiabilidade dos transformadores.
- Falhas nos sistemas CA e falhas de comutação.
- Incerteza relacionada aos níveis de harmônicas.
- Sistemas de CCAT *multi-infeed*.
- Ressonância subsíncrona.
- Redução de riscos e aumento de confiabilidade: buchas; transformadores; isoladores de linhas aéreas e de suporte; eletrodos de terra; sobretensões dinâmicas.
- Redução de custos e melhoria de desempenho: tecnologia de conversores; operação em tensão reduzida; filtros ativos; ferramentas de simulação.

Com relação às linhas de transmissão

- Projeto elétrico, corona, RI e ruído audível, campos eletromagnéticos.
- Isolação em ar para condições de regime e de surtos de manobra.
- Isoladores de porcelana *anti-fog* e não cerâmicos.

Com relação às buchas

- Desempenho sob poluição, solicitações internas e longa duração.
- Aspectos mecânicos (longo comprimento).

Com relação aos transformadores conversores

- Solicitações CC e combinação de solicitações CC e CA nos espaços óleo/papel e interações químicas.

Com relação ao pátio CC

- Alta poluição.
- Uso de instalações abrigadas.
- Barramento em SF_6.

Com relação à tecnologia de conversores

- Aplicação dos tiristores com disparo à luz (*Light Triggered Thyristors*) e à autoproteção.

- Eficiência térmica, elétrica e projeto mecânico das válvulas.
- Analise de di/dt; dv/dt; perdas, empacotamento.
- Avaliação de IGBT, GCT/IGCT.

Com relação aos harmônicos
- Filtros ativos CA e filtros CA híbridos ativo/passivo.
- Filtros ativos CC.
- Metodologia de projeto, determinação de *rating* e desempenho.

Com relação aos eletrodos de terra e retorno metálico
- Aplicação de tipo de eletrodo (anel, vertical profundo etc).
- Avaliação em campo dos eletrodos existentes.
- Instalação de pilotos para medidas específicas.

Com relação ao controle e proteção
- Medição de corrente CC.
- Proteções não convencionais (roubo de eletrodo).
- Aplicação de tecnologia PMU (*fasor*).

Com relação às sobretensões dinâmicas
- Modelagem de equipamentos em programas PSCAD, ATP.
- Modelagem de compensação controlável.

Com relação às ferramentas de simulação
- Avaliação da simulação em tempo real e simulação de novos e avançados modelos para análise das questões indicadas nos itens anteriores.

Sistemas de corrente contínua multiterminais

Para os sistemas em corrente contínua multiterminais, podem ser considerados os mesmos tópicos apresentados para a transmissão de corrente contínua acima de 600 kV, enfatizando-se:

- Os tópicos relacionados ao controle e proteção, às sobretensões dinâmicas e ferramentas de simulação, incluindo o disjuntor de CC.
- No caso das ferramentas de simulação, ênfase deve ser dada à modelagem das diferentes configurações série, paralela e híbrida; à modelagem integrada dos sistemas de telecomunicação e de controle e proteção dos conversores; cálculo de di/dt; dv/dt e perdas nas válvulas; modelagem de VSCs.
- Conceituação de rede CC sobreposta à rede CA para transferências de grandes blocos de energia e interligações, conexão de blocos de energia renovável (eólica, foto voltaicas).

Transmissão de energia elétrica em meia onda

Os seguintes aspectos de sistemas de meia onda devem ser objeto de pesquisa e desenvolvimento:

- Desenvolvimento e/ou seleção de algoritmos de detecção de curtos-circuitos em linhas de meia onda.
- Modelagem da sobretensão observada em alguns trechos da linha em curto e em eventual linha de meia onda em paralelo, com o objetivo de verificar se há trechos mais ou menos sujeitos a essa sobretensão, e assim otimizar o isolamento da linha.
- Soluções para rápido ajuste de tensão nos terminais da linha, em função da potência transmitida, de forma a minimizar perdas Joule sem a ocorrência de sobretensões em caso de desligamento de uma das linhas.

Sistemas de transmissão multifásicos

Os estudos e instalações experimentais realizados para implantação das linhas de transmissão multifásicas, mais especificamente a transmissão hexafásica, indicaram alguns tópicos específicos que necessitam de investigações cuidadosas. Estes tópicos afetam principalmente os transformadores multifásicos e isolamento da linha, principalmente em se tratando de linhas de UHV, portanto com grande influência nos custos desse tipo de linha. Os principais tópicos são:

- Desenvolvimento de transformadores multifásicos para UHV.
- Desenvolvimento de isoladores rígidos para tensões de UHV e de alta capacidade mecânica.
- Estudo de configurações de cadeia de isoladores para o sistema multifásicos.
- Estudos e projetos de espaçadores interfases.
- Estudos de sistema de proteção para evitar a perda total da linha.
- Estudos de novas configurações de torres compactas.
- Estudos de transposição da linha.
- Estudos elétricos de corona e campo eletromagnético de efeito aumentado.

Supercondutores de alta temperatura

As seguintes linhas de P&D são recomendadas:

- Pesquisas básicas de supercondutores.
- Instalação de linha piloto para melhor identificação de custo e aspectos técnicos.
- Formação de laboratórios para pesquisa básica da tecnologia (fibras, resfriamento).
- Avaliação dos benefícios ambientais em centros urbanos (faixas e servidões, campos, aspectos de projeto e construção).

Linhas de transmissão isoladas a gás

Assim como no caso dos supercondutores, as linhas isoladas a gás (GIL) apresentam tópicos passíveis de futuras investigações para a utilização dessa tecnologia no Brasil.

- Instalação de piloto.
- Análise de eventuais ganhos ambientais.
- Aspectos de projeto e construção.
- Avaliação dos benefícios ambientais em centros urbanos (faixas e servidões, campos, aspectos de projeto e construção).

Transmissão de hidrogênio

A transmissão de energia por Hidrogênio é uma das excelentes alternativas para minimizar os impactos ambientais, pois se integra com diversas fontes de energia renováveis, como biomassa, solar, eólica, hidroelétrica, geotérmica e marés, mesmo aumentando as eficiências de fontes não renováveis, como gás natural. Nesta modalidade de transmissão, sugerem-se os seguintes temas para futuros projetos de P&D.

- Estratégia para armazenamento em grandes volumes de hidrogênio.
- Desenvolvimento de tecnologia das células a combustível com um menor custo, maior eficiência e maior tolerância a CO e SOx.
- Novas tecnologias para a construção de hidrogenodutos. Hoje o custo de hidrogênio pode ser minimizado com o incentivo para a sua produção por eletrólise junto às usinas hidroelétricas e transportado pelos hidrogenodutos.
- Incentivar o desenvolvimento tecnológico, em eletrólise da água e reforma de hidrocarbonetos e de biomassa.
- Incentivar o desenvolvimento industrial da eletrônica de potência adequada à aplicação com sistemas de produção de hidrogênio e células a combustível.
- Investimento no desenvolvimento de gaseificadores de biomassa, biogás e sistemas de tratamento e de purificação.

ANEXO

Lista de Abreviaturas

ACSR .....*Aluminum Conductor Steel Reinforced*
AEP .....*American Electric Power*
ANA.....Agência Nacional de Águas
ANEEL .....Agência Nacional de Energia Elétrica
BPA.....*Bonneville Power Administration*
CAA .....Cabo de Alumínio e Aço
CA .....Corrente Alternada
CCAT.....Corrente Contínua em Alta Tensão
CC.....Corrente Contínua
CEPRI .....*China Electric Power Research Institute*
CESI .....*Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*
CGEE.....Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CPTA .....Comissão de Planejamento para a Transmissão da Amazonas
CSC .....*Current Source Converter*
CIGRÉ .....*Conceil Internacionale des Grands Résaux Electric*
EPCRI .....*Beijing Electric Power Construction Research Institute*
EPRI .....*Electric Power Research Institute*
EDF .....*Electricité de France*
EPE.....Empresa de Pesquisa Energética
ENEL .....*Ente Nazionale per La Energia Elettrica*
FACTS .....*Flexible AC Transmission Systems*
GIL .....*Gas Insulated Line*
GIS .....*Gas Insulated Switchgear*
HHV .....*Higher Heating Value* (Poder calorífico superior)
HTS .....High Temperature Superconductor (Supercondutor de alta temperatura)
HVDC.....*High Voltage Direct Current*
IBGE .....Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE .....*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
IEC .....International Electrotechnical Commission
IGBT .....*Insulated Gate Bipolar Transistor*
IEC .....*International Electrotechnical Commission*
IPEA.....Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IREQ .....*Institute of Research of Quebec*
LHV .....*Lower Heating Value* (Poder calorífico inferior)
MCFC .....*Molten Carbonate Fuel Cell* (Células a combustível de carbonato fundido)

MEA.....*Membrane Electrode Assemblies* (Membrana de troca iônica)
MMA.....Ministério do Meio Ambiente
MME.....Ministério de Minas e Energia
MMC.....*Modular Multilevel Converters*
MTCC.....Multiterminais CC
ONS.....Operador Nacional do Sistema
PAFC.....Phosforic Acid Fuel Cell (Células a combustível de ácido fosfórico)
PEM.....Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Células a combustível de membrana polimérica)
PDE.....Plano Decenal de Energia
PIB.....Produto Interno Bruto
PNE.....Plano Nacional de Energia
POWERGRID.....*Power Grid Corporation of India Limited*
PWM.....*Pulse Width Modulation*
SACOI.....Sardenha – Córsega – Itália
SGCC.....*State Grid Corporation of China*
SIL.....*Surge Impedance Load* (Potência característica)
SIN.....Sistema Interligado Nacional
SIPOT.....Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SMES.....*Superconducting Magnetic Energy Storage*
SNPTEE.....Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
SOFC.....*Solid Oxide Fuel Cell* (Células a combustível de óxido sólido)
STATCOM.....*Static Compensator*
SVC.....*Static Var Compensator*
TEPCO.....*Tokyo Electric Power Co*
UATCA.....Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada
UATCC.....Ultra Alta Tensão em Corrente Contínua
UHV.....*Ultra High Voltage*
UPFC.....*Unified Power Flow Controller*
VSC.....*Voltage Source Converter*
WHVRI.....*Wuhan High Voltage Research Institute*

Texto composto em *Minion Pro*
e títulos em *Rotis SemiSerif 55*

Brasília-DF – Brasil
2011

Lineu B. Reis
Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista (1968), mestre (1975) e doutor (1990) pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Trabalhou em concessionárias do setor elétrico e em empresas consultoras em projetos no Brasil e no exterior. Há alguns anos atua como consultor independente no Brasil e exterior. É professor associado da Universidade de São Paulo, atuando nas áreas de energia e automação elétricas e engenharia ambiental e em diversos cursos de especialização em energia, meio ambiente e sustentabilidade; planejamento energético e sistemas elétricos de potência. Apresentou diversos artigos técnicos em seminários nacionais e internacionais e é autor ou co-autor de vários livros publicados sobre suas áreas de atuação.

Mario Masuda
Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Mestre em Sistema de Potência pela Escola Politécnica da USP. Trabalhou na Themag Engenharia Ltda, Furukawa Empreendimentos Ltda e no Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição (GAGTD) do PEA-USP.

Milana L. Santos
Pesquisadora FDTE

Engenheira eletricista pela Universidade Federal da Paraíba (1998), mestre pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2010). Iniciou o doutorado em 2010. Atuou profissionalmente no Consórcio de Alumínio do Maranhão (ALUMAR), na ABB Ltda e Eletrobras Eletronorte.

Ricardo L. Vasquez Arnez
Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Universidade Técnica de Oruro (Bolívia, 1994). Mestre em *Power Electronics and Drives* pela University of Birmingham (UK, 1999). Possui doutorado e pós-doutorado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo em 2004 e 2006, respectivamente. Atualmente trabalha como pesquisador ligado à FDTE (Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia).

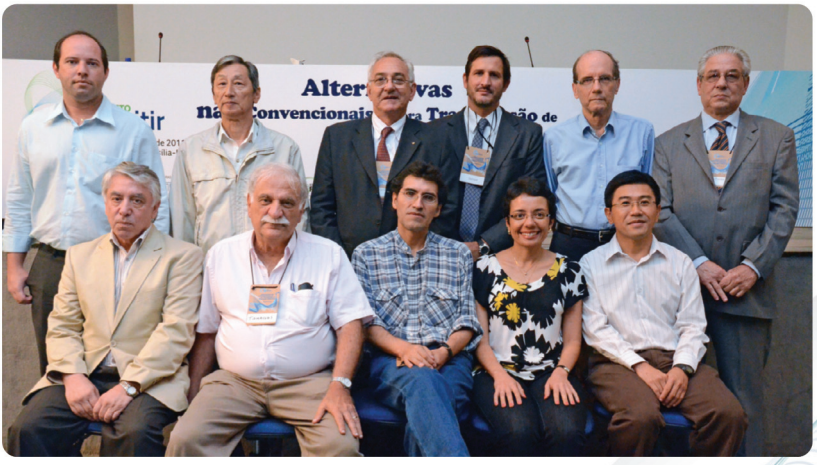
Ronaldo P. Casolari
Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Escola de Engenharia Mauá-SP, 1972. Mestre em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de São Paulo, 1996. Trabalhou na Themag Engenharia Ltda, Companhia Energética de São Paulo (Cesp), Main Engenharia S.A e Marte Engenharia Ltda. A partir de 1993 atuou como pesquisador no Centro de Excelência da Distribuição (IEE-USP) e Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Thales Sousa
Pesquisador FDTE

Engenheiro eletricista pela Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (UNESP). Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos (USP) e doutor em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica (USP). Desde 2003 vem trabalhando como pesquisador em projetos de pesquisa e desenvolvimento junto aos agentes do setor elétrico.

AUTORES



Em pé da esquerda para a direita: **Thales Sousa**, **Mario Masuda**, **José A. Jardini**, **Gerhard Ett**, **Ronaldo P. Casolari**, **Sergio O. Frontin**. Sentados, da esquerda para a direita: **Lineu B. Reis**, **José G. Tannuri**, **Ricardo L. Vasquez Arnez**, **Milana L. Santos**, **Gerson Y. Saiki**.

REPRESENTANTES

Em pé da esquerda para a direita: **Marcelo Torres de Souza (ISA CTEEP)**, **João Cesar Bianchi de Melo (EATE)**, **Eden Luiz Carvalho Junior (EATE)**, **Sebastião Vidigal Fernandes Júnior (Cemig GT)**, **Geraldo Nicola (Eletrobras Eletronorte)**. Sentados, da esquerda para a direita: **Patricia de Oliveira Freitas (Eletrobras Eletronorte)**, **Maureen Fitzgibbon Pereira (ISA CTEEP)**, **Luiza Maria de Sousa Carijó (Eletrobras Furnas)**.

EXECUTORA

FDTTE

PROPONENTES

P&D ANEEL

ISA CTEEP

EATE
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.

Eletrobras
Eletronorte | Furnas

ISBN 978-85-88041-03-5