

SOLUÇÃO PARA A TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM LONGAS DISTÂNCIAS, UTILIZANDO LINHAS DE TRANSMISSÃO EM CC

Guilherme Fabrício Batista dos Santos¹

Robson Costa de Souza²

Vanessa Cristina Lopes Santos³

RESUMO:

O sistema de transmissão de Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT) vem ganhando considerável evidência no campo de estudos de sistemas elétricos de potência nas últimas décadas, destacando-se principalmente como vantajosa solução para a transmissão de energia elétrica em longas distâncias, além de ser considerada a solução mais concreta para esses casos. Assim, a necessidade de transporte em alta potência tem sido intensificado gradualmente, de modo que os níveis de tensão dos sistemas de transmissão sejam mais elevados. O Brasil destacou-se na história dessa tecnologia ao implantar o sistema de CCAT em Itaipu, com tensão de ± 600 kV (1.200 kVpp), a qual, por muitos anos, deteve o maior nível de tensão do mundo. Atualmente, na China, há sistemas em operação de ± 800 kV, e, em fase de estudos, esse mesmo país tem projetos para ± 1.000 kV. Além da China, o Brasil também fomenta projetos para construção de sistemas de ± 800 kV, a exemplo da implantação para transmissão da Usina Hidroelétrica (UHE) Belo Monte e de outros com de menor capacidade (± 600 kV, ± 500 kV e ± 230 kV), voltados para os projetos das hidrelétricas previstas para serem construídas no Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio). No entanto, o uso de linhas de transmissão CCAT apresenta-se também como solução para outros dois tipos de situações específicas de transmissão de energia elétrica, como a transmissão em cabos submersos e a interligação de sistemas assíncronos. Considerando-se que nessas situações em corrente alternada há um elevado consumo de reativos, no que diz respeito aos cabos submersos e aos sistemas assíncronos, a principal vantagem de uso da CCAT está relacionada à manutenção das características de cada sistema, isolando-os, de maneira que os possíveis distúrbios de um não se propaguem para o outro. Em meio a esse cenário, este trabalho tem por objetivo estudar os principais tópicos referentes à utilização da tecnologia de transmissão em CC. Por mais que seja de comum acordo a sua viabilidade nas situações levantadas, ainda é possível notar resistência por parte das operadoras elétricas. Ademais, esse assunto encontra-se em constante ajuste, em razão de sua experiência consideravelmente reduzida, já que a quantidade de sistemas instalados é significativamente inferior aos sistemas de transmissão de energia em corrente alternada.

Palavras Chave: Linha de transmissão. Corrente contínua. Alta tensão.

ABSTRACT:

The transmission network of High Voltage Direct Current (HVDC) has been achieved considerable evidence in which concerns the field of studies of electric potential systems in recent decades, highlighting mainly as an advantageous solution for the transmission of electricity over long distances, in addition to being considered the most practical solution for these cases. Therefore, the demand of distributing higher power has been gradually intensified, such the voltage levels of the transmission systems are higher. The Brazil reached evidence in the history of this technology

¹ Graduando em Engenharia Elétrica. UNIBH, 2014, MG. Email: gui_fbs@hotmail.com

² Graduando em Engenharia Elétrica. UNIBH, 2014, MG. Email: robsoncostas@hotmail.com

³ Mestre em Engenharia de Elétrica. UFMG, 2004. Professora do Centro Universitário de Belo Horizonte UNI-BH. Belo Horizonte, MG. Email: vsantos2@prof.unibh.br

when it imparted the system HVDC in Itaipu, with ± 600 kV (1.200 kVpp), which, for many years, had the highest voltage level of the world voltage. Currently, in China, there are systems in operation with ± 800 kV, in study phase, that country has projects to reach the mark of ± 1.000 kV. Besides China, Brazil also promotes projects for construction of systems with ± 800 kV, such as the deployment of the hydroelectric (HE) Belo Monte and others with smaller capacity (± 600 kV, 500 kV and ± 230 kV), focused for the hydroelectric projects planned to be built on the Hydroelectric Complex of Rio Madeira (HE Jirau and HE Santo Antônio). Nevertheless, the use of HVDC transmission lines is also presented as a solution to two other types of specific situations related to the transmission electricity, such as transmission in underwater cables and interconnection of asynchronous systems. Given that such situations there is alternating current in a high consumption of reagents, with respect to the underwater cable and asynchronous systems, the main advantage of the use of HVDC is related to the maintenance of the characteristics of each system, isolating together, so that the possible complications of a not spread to another. In this scenario, this research aims to study the main topics concerning the use of this thecnology. Nevertheless its viability is recognized in situations presented here, it is still possible to notice resistance from electric operators. Moreover, this matter is in constant adjustment, because of their experience considerably reduced, since the amount of installed systems is significantly lower than the power transmission systems into alternating current.

Keywords: Line transmission. Direct current. High Voltage.

1-INTRODUÇÃO

Na alternativa para transmissão de grandes quantidades de energia elétrica em longas distâncias, o uso da transmissão por meio de corrente contínua é uma solução muito atraente, tendo como vantagem mais controle e estabilidade do sistema elétrico.

O Brasil, a partir da linha de corrente contínua da UHE Itaipu, possui em operação um dos mais importantes sistemas de transmissão mundial dessa tecnologia, esse sistema começou a operar em 1984 e serve constantemente de laboratório para estudos sobre transmissão em ultra-alta tensão em corrente contínua.

Atualmente, o Brasil está em evidência nesse cenário, sobretudo em razão da implantação de novas UHEs na região amazônica, a exemplo da UHE Belo Monte e do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, formado pela UHE Jirau e UHE Santo Antônio. A produção energética das UHEs amazônicas será transportada para os grandes centros consumidores localizados na Região Sudeste do Brasil, distantes a mais de 2.000 km das usinas geradoras. Posteriormente à implantação desse sistema, o Brasil ocupará lugar de destaque internacional por se tornar um dos maiores usuários dessa tecnologia.

Considerando-se o pequeno número de linhas de transmissão em corrente contínua existente em todo o mundo, principalmente com longas distâncias, esse tema ainda não se encontra consolidado no contexto da transmissão de energia elétrica.

2-REFERENCIAL TEÓRICO

2.1- PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Um sistema elétrico, em um ponto de vista macro, pode ser dividido principalmente em três partes: geração, transmissão e distribuição. As linhas de transmissão em corrente contínua, que são o foco do presente estudo, podem receber e transmitir a potência proveniente da geração (corrente alternada) até os grandes centros de carga,

ou interligar linhas de transmissão que compõem um sistema elétrico de potência. A Figura 1 mostra um sistema elétrico com a transmissão em corrente contínua envolvida.

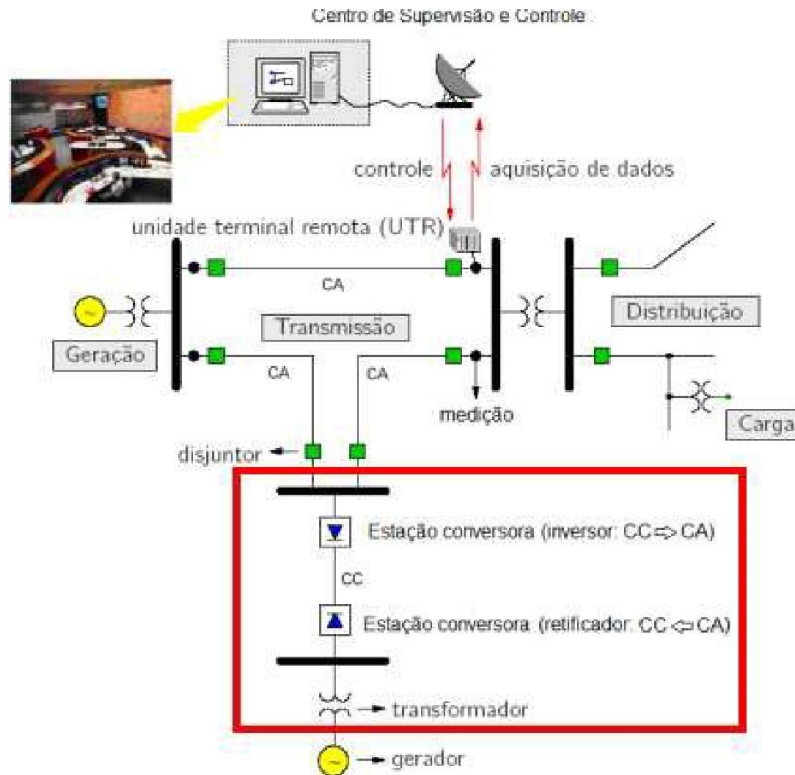


Figura 1 - Sistema elétrico simplificado

Fonte: www.ons.org.br

As linhas de transmissão em corrente contínua recebem a potência proveniente da geração (corrente alternada), como é o caso da Figura 1, ou de outra linha em corrente alternada.

Na estação retificadora ocorre o processo de conversão das tensões da rede CA em tensão contínua, como ilustrado no circuito retificador trifásico na Figura 2, no qual se desprezou a reatância do transformador da conversora.

Através de um processo controlado de comutação da condução de corrente (I_n) entre os distintos dispositivos semicondutores, a tensão no terminal da ponte conversora (U_d) é composta por trechos de tensões fase-fase do lado CA. No caso ilustrado na Figura 2 as válvulas 1 e 2 estão conduzindo correntes I_1 e I_2 , respectivamente, iguais a I_d . A tensão U_p é igual à tensão da fase A enquanto a tensão U_n é igual à tensão da fase C, resultando numa tensão U_d igual a $U_a - U_c$. A próxima válvula a conduzir é a 3, cuja tensão de polarização corresponde a $U_b - U_a$. Quando esta se torna positiva a válvula 3 poderá iniciar o processo de tomada da corrente (ao retardo mostrado na Figura 2 dá-se o nome de ângulo de disparo, passível de ajuste pelo sistema de controle), fazendo com que a válvula 1 não conduza, e que a tensão U_p se torne igual a U_b , e conseqüentemente U_d igual a $U_b - U_c$. Este processo continua sucessivamente com as demais válvulas.

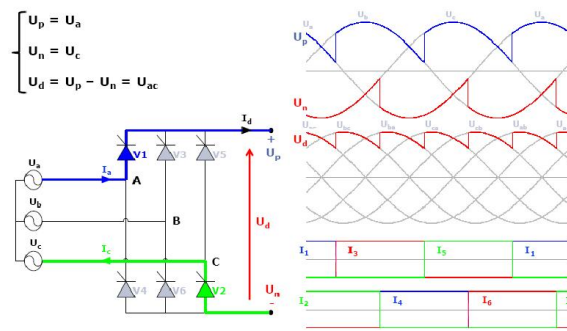


Figura 2 - O processo de conversão CA/CC

Fonte: www.dsce.fee.unicamp.br/

Este processo de conversão é feito com uma ponte retificadora normalmente a tiristores, formada geralmente por uma ou duas pontes de 6 tiristores cada, conforme mostrado nas Figuras 3 e 4.

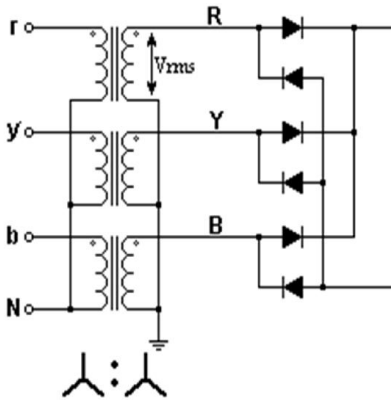


Figura 3 - Ponte retificadora de 6 pulsos

Fonte: www.ivobarbi.com

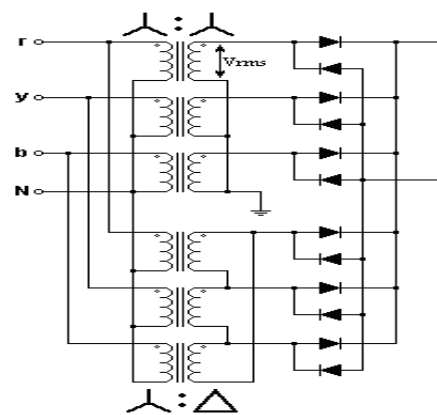


Figura 4 - Ponte retificadora de 12 pulsos

Fonte: www.ivobarbi.com

O principal efeito da inclusão das reatâncias do circuito é que a passagem da corrente de uma válvula para outra não pode acontecer instantaneamente, como até aqui ilustrado. Existe um período de tempo em que esta transferência ocorre, denominado ângulo de comutação.

A Figura 5 resume um sistema de transmissão CC, que é composto pelos transformadores das conversoras, os quais estão conectados às estações conversoras, e entre estas, a linha CC. De fato, em cada estação, nos terminais da linha CC existem os reatores de alisamento, cuja função principal é reduzir o ripple da corrente CC, evitar a descontinuidade de corrente, limitar a corrente de falta caso haja um defeito no lado CC.

Finalmente, existe o caso particular em que não há a linha CC, conhecido como Back-to-Back, o qual é aplicado para a interligação de sistemas assíncronos ou quando se deseja que dois sistemas, até com mesma freqüência, sejam isolados eletromecanicamente.

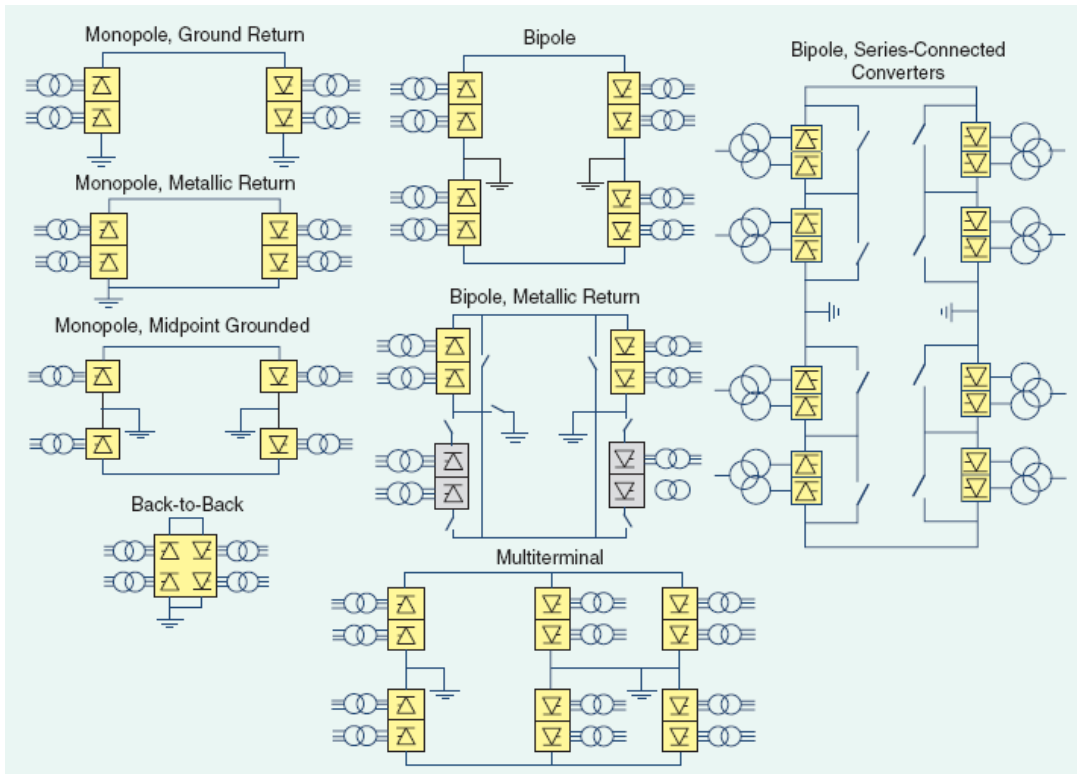


Figura 5 - Sistema de transmissão CC

Fonte: www.powerelectronics.com

A Figura 6 mostra uma foto de válvulas a tiristores penduradas no teto da estrutura (casa de válvulas), arranjo este atualmente usual. Pode-se compará-las com o tamanho das pessoas na foto. Em primeiro plano observam-se as buchas dos transformadores das conversoras, as quais são localizadas junto às paredes da casa de válvulas, permitindo que as buchas fiquem dentro da mesma.

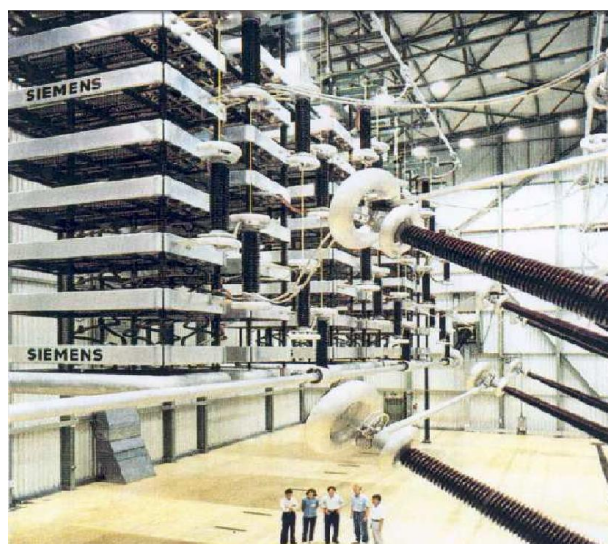


Figura 6 - Casa de Válvulas

Fonte: siemens.com

A Figura 7 mostra fotos de um reator de alisamento para 800 kV e uma fase de transformador de conversora, respectivamente.



Figura 7 - Reator de alisamento e transformador

Fonte: www.cigre.org.br/B4_arg_2008

2.2 - PRINCIPAIS TIPOS DE SISTEMAS EM HVDC (high-voltage direct current)

2.2.1 - CIRCUITO CC

Os principais tipos de conversores HVDC são distinguidos por seu arranjo do circuito DC. Há, a seguir, a Figura 8 que demonstra uma representação simplificada para o circuito equivalente de um pólo HVDC.

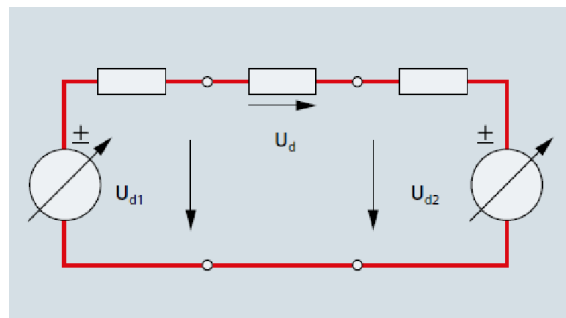


Figura 8 - Circuito equivalente CC.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

A corrente é controlada por meio da diferença de potencial entre as duas fontes de tensão. A direção da corrente é fixa e pode ser controlada por meio da polaridade da tensão.

2.2.2 - CONVERSORES BACK-TO-BACK

A expressão *back-to-back* indica que o retificador e inversor encontram-se na mesma estação. Conversores *back-to-back* são usados principalmente para poder transmitir os dados entre as redes AC adjacentes que não podem ser sincronizadas. Eles também podem ser usados dentro de uma malha, a fim de atingir um fluxo de energia definido.

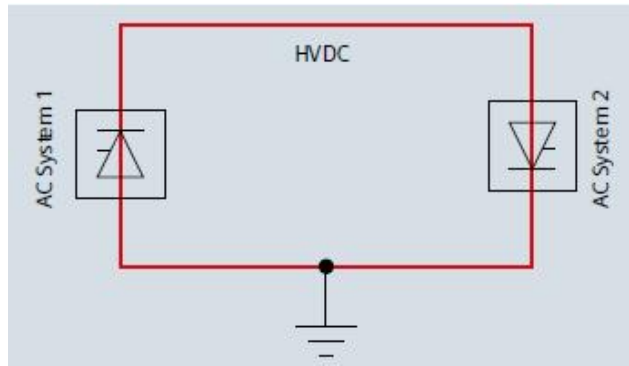


Figura9 - Conversorback-to-back.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

2.2.3. TRANSMISSÃO MONOPOLAR DE LONGA DISTÂNCIA

Para distâncias muito longas e, em particular, para transmissões longas de cabo pelo mar, um caminho de retorno com terra, será a solução mais viável.

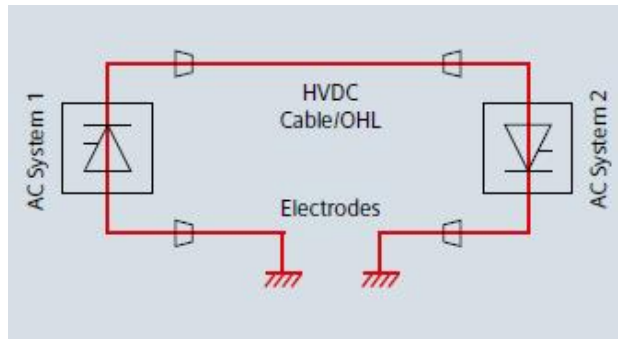


Figura 10 - Monopolar com terra no retorno.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

Em muitos casos, por motivos de infraestrutura ou ambiental, existem restrições que impedem o uso de eletrodos. Em tais casos, uma via de retorno metálico ser utilizado, apesar de um aumento de custos e perdas.

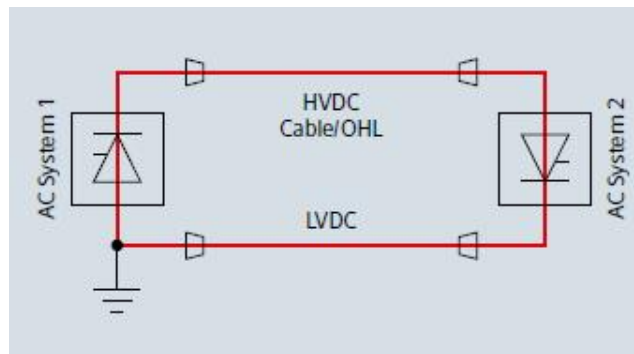


Figura 11 - Monopolar com retorno.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

2.2.4. TRANSMISSÕES BIPOLAR DE LONGA DISTÂNCIA

Essa configuração é utilizada se a transmissão requerida excede a capacidade de um único polo, é também usada e há exigência de maior disponibilidade de energia ou menor poder de rejeição de carga, fazendo com que seja necessário dividir a capacidade em dois polos.

Durante a manutenção ou falta de um polo, ainda é possível transmitir parte da energia. Mais de 50% da capacidade de transmissão pode ser utilizado, limitado pela capacidade de sobrecarga real do polo restante.

As vantagens de uma solução bipolar pela solução com dois monopolos seriam a redução dos custos devido ao retorno comum e menores perdas.

2.2.5. BIPOLO COM TERRA NO RETORNO

Essa é uma configuração comum para sistemas bipolares de transmissão. A solução providencia um alto nível de flexibilidade a respeito de operações com capacidade reduzida durante contingência ou manutenção.

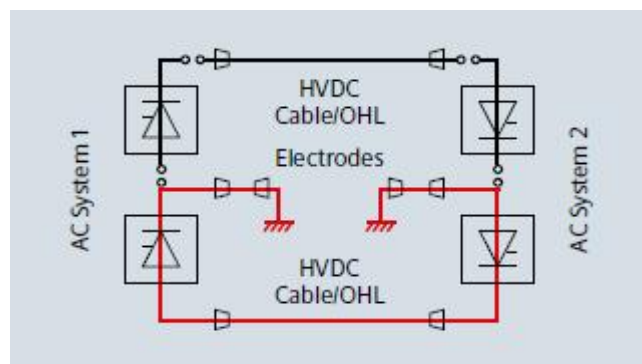


Figura 12 - Bipolar em funcionamento equilibrado.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

Em caso de uma falha unipolar, a corrente do polo sadio será conduzida através do caminho de retorno aterrado, e o polo em falta será isolado.

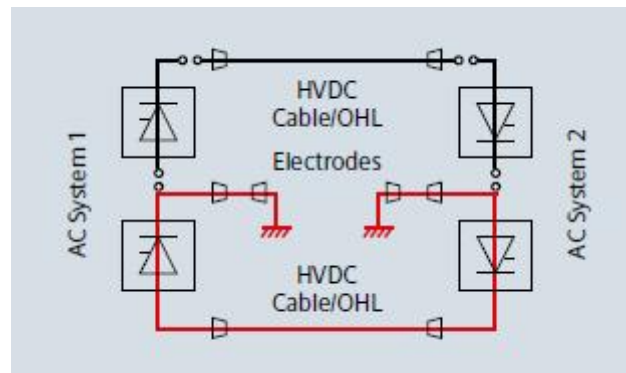


Figura 13 - Monopolar com retorno de terra em operação.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

Seguindo o polo indisponível causado pelo conversor, a corrente pode ser comutada do caminho de retorno aterrado para um caminho de retorno metálico providenciado pelo condutor HVDC do polo em falta.

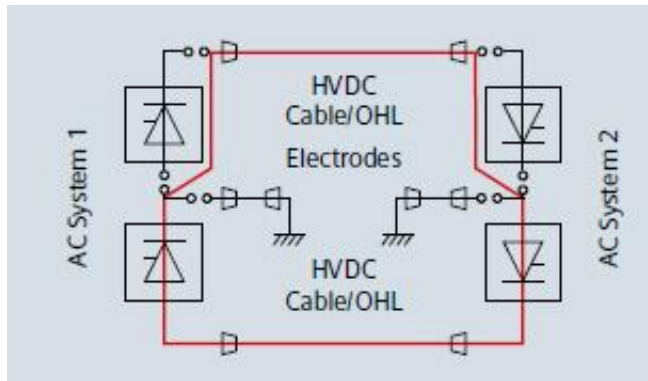


Figura 14 - Monopolar com retorno metálico em operação.
 Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

2.2.6. BIPOLAR COM CAMINHO DE RETORNO METÁLICO DEDICADO PARA OPERAÇÕES MONOPOLARES

Se existem restrições temporárias quanto à utilização de eletrodos, ou se a distância de transmissão é relativamente pequena, um condutor LVDC dedicado de retorno metálico pode ser considerado uma alternativa para um caminho de retorno aterrado com eletrodos.

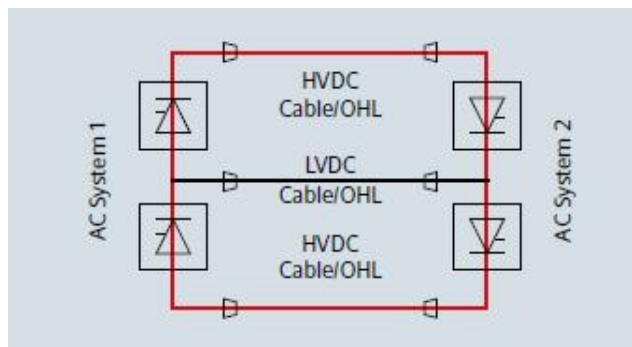


Figura 15 - Bipolar com operação balanceada com retorno dedicado.
 Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

2.2.7. BIPOLAR SEM CAMINHO DE RETORNO METÁLICO DEDICADO PARA OPERAÇÕES MONOPOLARES

Um esquema sem eletrodos ou caminho de retorno metálico dedicado para operação monopolar oferecerá o custo inicial mais barato.

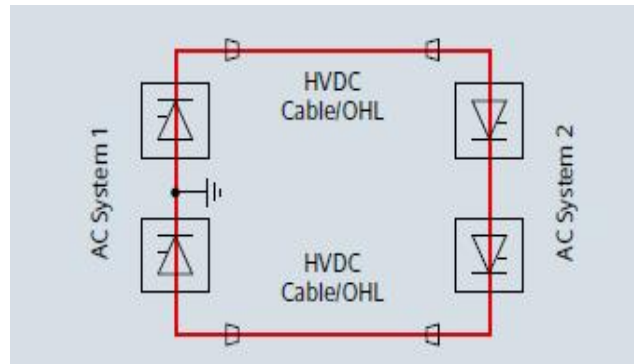


Figura 16 - Bipolar com operação balanceada sem retorno dedicado.

Fonte: www.dc172.4shared.com/doc/9weMiG9_/preview.html

A operação monopolar é possível quando há um “*bypass*” dos comutadores durante a conversão do polo indisponível, mas não durante uma ausência do condutor HVDC. Uma pequena falha bipolar seguirá uma falha do polo de conversão antes que a operação de “*bypass*” seja estabelecida.

Um esquema sem eletrodos ou caminho de retorno metálico dedicado para operação monopolar oferecerá o custo inicial mais barato.

2.3- O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E SUA DEMANDA

Em 2005, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2005), a energia elétrica consumida no Brasil registrou o patamar de 373,5 TWh, sendo que, desse total, 338,9 TWh foram provenientes do Sistema Interligado Nacional (SIN), 7,2 TWh de sistemas isolados não interligados no SIN e 27,4 TWh de auto-produção. Para essa estimativa, as perdas energéticas não foram incluídas.

Há, a seguir, a Figura 17, na qual é plotada a evolução do consumo de energia elétrica no Brasil no período de 1970 a 2005.

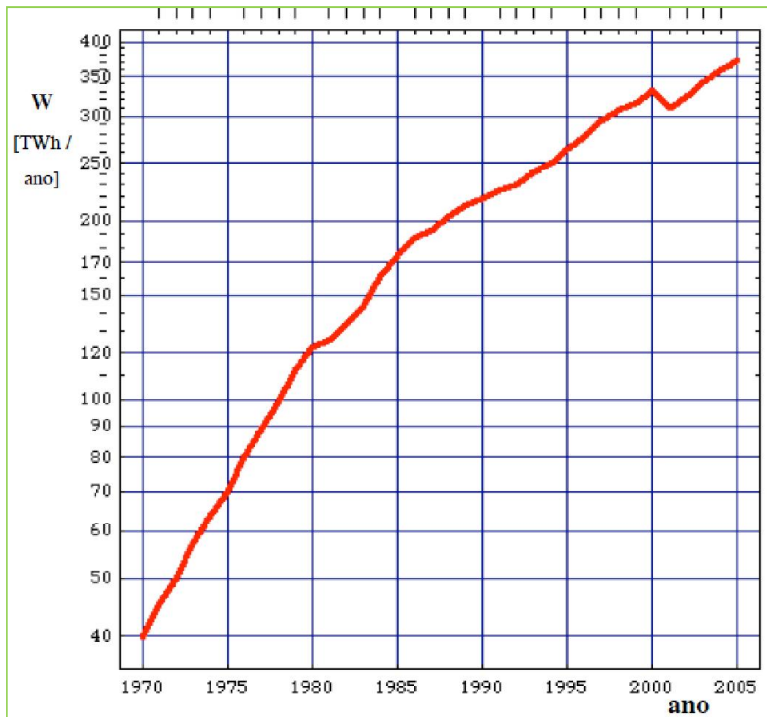


Figura 17 - Consumo de energia elétrica no Brasil de 1970 a 2005.

Fonte: www.aneel.gov.br

Entre os aspectos básicos que carecem de observação mediante a análise do sistema elétrico brasileiro, citam-se a distribuição geográfica da população, o consumo de eletricidade e os recursos hidroelétricos.

Nesse sentido, a distribuição da população em 2000 e o consumo de energia elétrica por estado em 2003 podem ser ilustrados a partir da Figura 18.

De acordo com dados os coletados no Balanço Energético Anual, em 2003, o consumo total de energia elétrica foi de 290,7 TWh/ano.

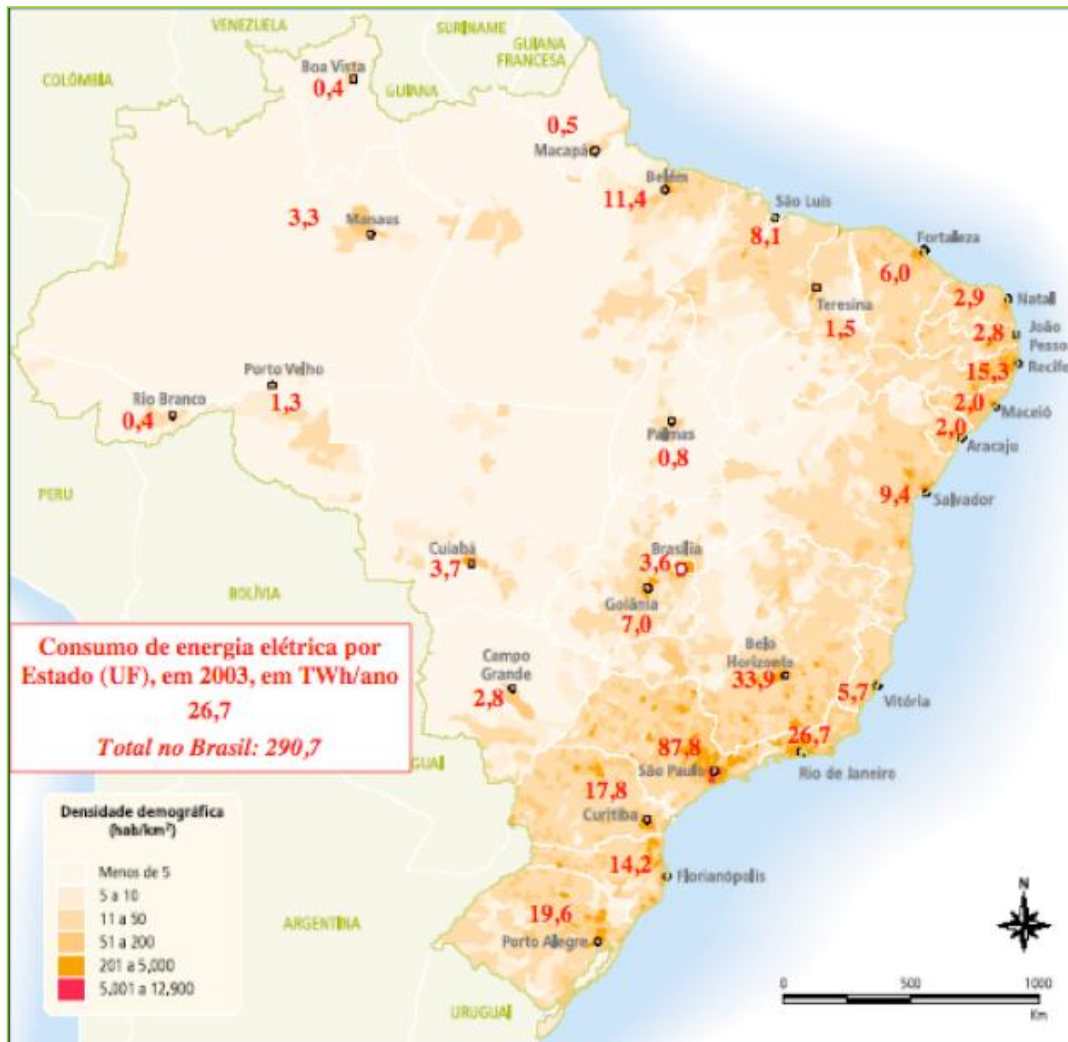


Figura 18 - Distribuição da população em 2000 e o consumo de energia elétrica por estado em 2003.

Fonte: IBGE, Censo demográfico de 2000, ANEEL, 2004.

As informações reveladas pela Figura 18 permitem inicialmente a constatação de que há distribuição irregular da população pelo território nacional. Por conseguinte, há a distribuição irregular do consumo, fato que também pode ser caracterizado devido ao desenvolvimento econômico de cada região.

Na Tabela 1, são registradas as potências das usinas geradoras, de acordo com a sua situação:

- Usinas em operação, com potência nominal total de 92,499GW;
- Usinas em construção, com potência nominal total de 6,112GW;
- Geração outorgada mas com construção não iniciada (principalmente devido a problemas de licenciamento ambiental), com potência nominal total de 23,708GW;

Tabela 1 - Potência nominal das usinas geradoras, ano base 2005.

Fonte: www.aneel.gov.br

Tipo	Em operação		Em construção		Outorgada, construção não iniciada	
	P [MW]	%	P [MW]	%	P [MW]	%
CGH	95	0,10	0,8	0,01	36	0,15
EOL	29	0,03	208	3,42	5 642	23,80
PCH	1 316	1,42	559	9,15	3 357	14,16
SOL	0,02	0,00	-	-	-	-
UHE	69 565	75,21	3 055	49,99	5 110	21,55
UTE	19 486	21,07	2 288	37,44	9 563	40,34
UTN	2 007	2,17	-	-	-	-
Total	92 499	100	6 112	100	23 708	100

CGH Central hidroelétrica com potência nominal ≤ 1 MW
EOL Central eoleoelétrica
PCH Central hidroelétrica com potência nominal > 1 MW e ≤ 30 MW
SOL Central solar (fotovoltaica)
UHE Central hidroelétrica com potência nominal > 30 MW
UTE Central termoelétrica
UTN Central termonuclear

O Brasil destaca-se por ter importantes e vastos recursos hidroelétricos, o que pode ser notado por meio da potência instalada em operação, com contribuição de 76,7% em 2005. Apesar disso, parte desse potencial de produção energética ainda não é aproveitado, uma vez que se trata de uma energia de baixo custo, pois a opção natural é com o aumento da demanda suprir a geração com recursos hidroelétricos.

No Brasil há um cenário que se difere muito da Europa e da América do Norte, em que a maioria dos recursos hidroelétricos viáveis à exploração, já são utilizados. Diferentemente dessas nações, parte dos recursos brasileiros, ainda não explorados, possuem características específicas que carecem de análise e discussão para se obter melhor viabilidade técnica e financeira.

Na Figura 19, há a ilustração brasileira do potencial de geração hidroelétrica, por sub-bacia e bacia hidrográfica, referido à potência nominal a instalar, de acordo com os critérios adotados na análise de inventário, quanto a aspectos técnicos, econômicos e de impacto ambiental. Além disso, essa figura informa a potência instalada nas bacias hidrográficas (ano base 2003).

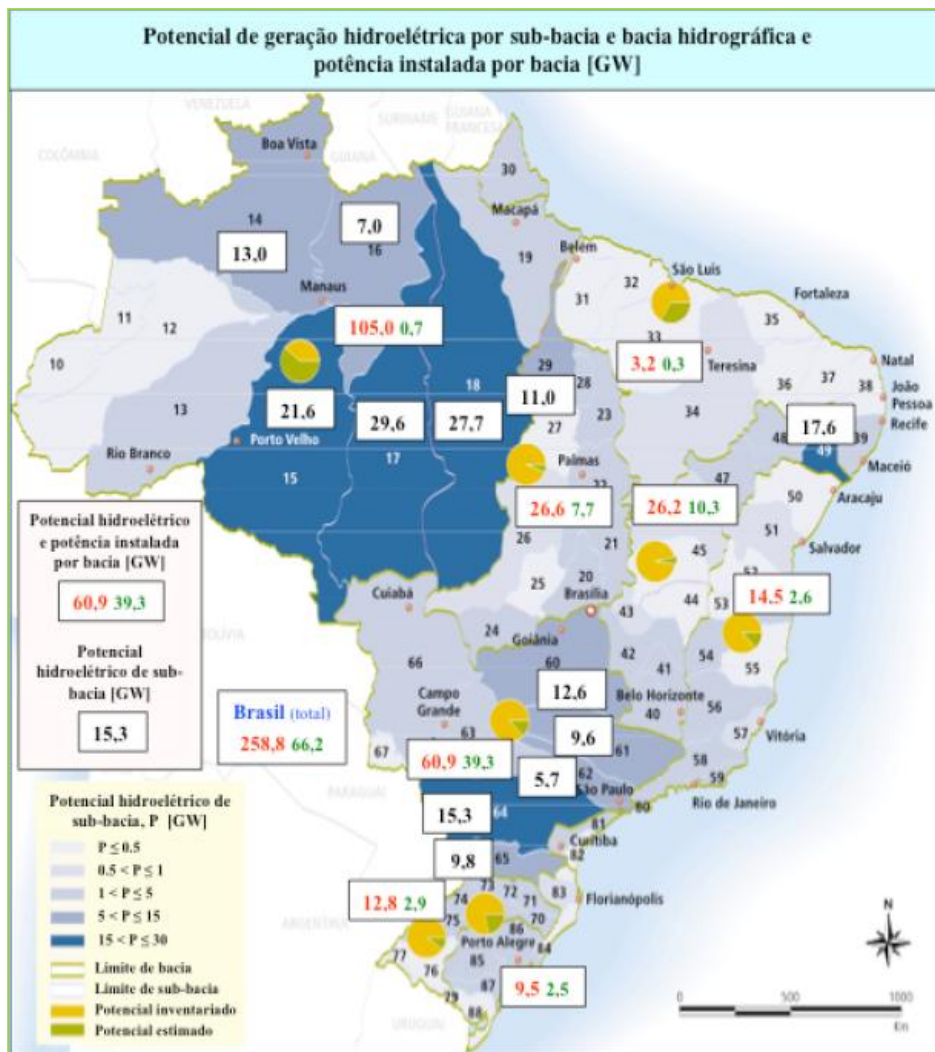


Figura 19 - Potencial de geração hidroelétrica, por sub-bacia e bacia hidrográfica e potência instalada por bacia, no ano de 2003.

Fonte: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS - ELETROBRAS. Sistema de informação do potencial hidrelétrico brasileiro - SIPOT. Rio de Janeiro, abr. 2003.

Tabela 2 - Potencial hidroelétrico (referido a potência nominal de usinas a instalar) e potência nominal instalada (em março de 2003) - total e distribuição por bacias hidrográficas.

Fonte: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS - ELETROBRAS. Sistema de informação do potencial hidrelétrico brasileiro - SIPOT. Rio de Janeiro, abr. 2003.

Bacia	Código	Potencial hidroelétrico		Potência instalada		B/A
		A [GW]	%	B [GW]	%	
Rio Amazonas	1	105,0	40,6	0,7	1,0	0,63
Rio Tocantins	2	26,6	10,3	7,7	11,7	29,0
Atlântico Norte/Nordeste	3	3,2	1,2	0,3	0,5	9,4
Rio São Francisco	4	26,2	10,1	10,3	15,5	39,2
Atlântico Leste	5	14,5	5,6	2,6	3,9	17,8
Rio Paraná	6	60,9	23,5	39,3	59,3	64,5
Rio Uruguai	7	12,8	5,0	2,9	4,3	22,3
Atlântico Sudeste	8	9,5	3,7	2,5	3,8	26,6
Total		258,8	100	66,2	100	25,6

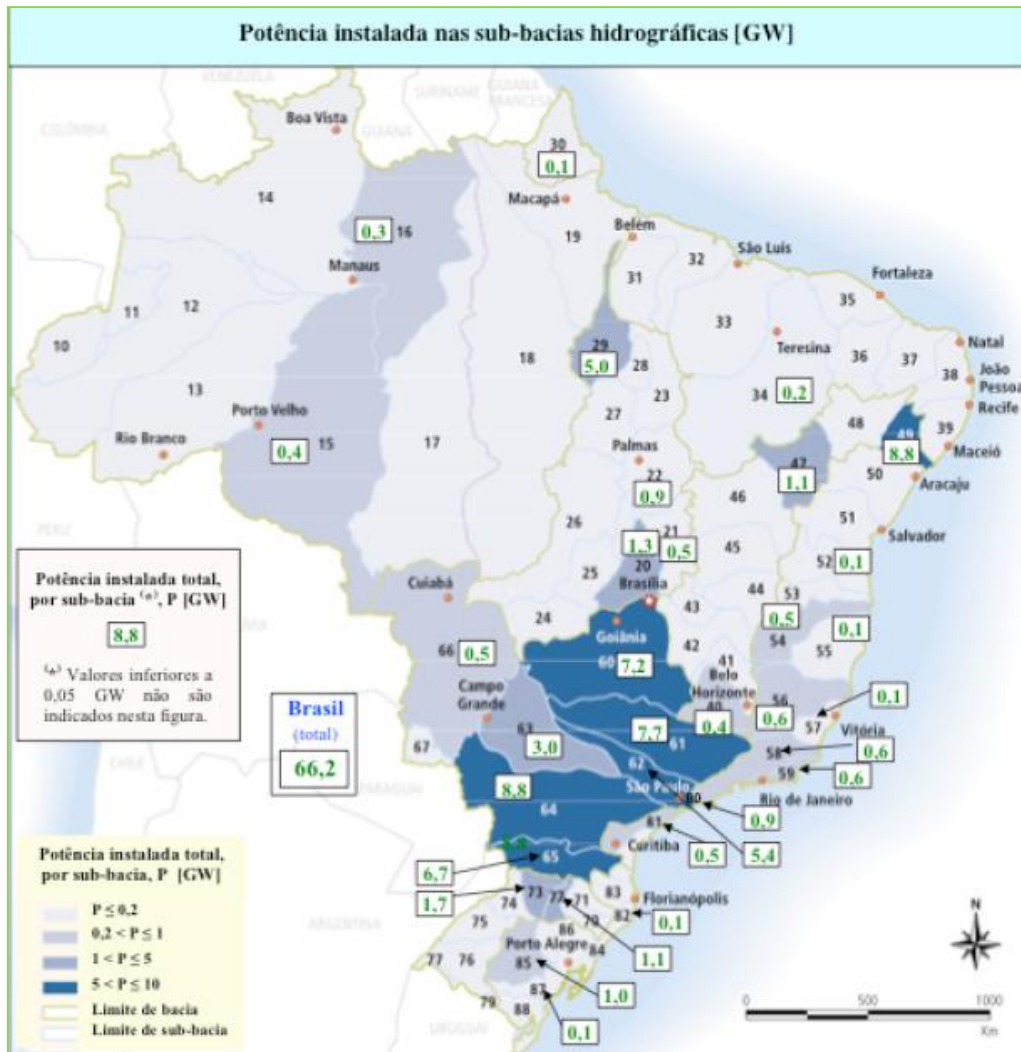


Figura 20 - Potência instalada por sub-bacia hidrográfica, no ano de 2003.

Fonte: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS - ELETROBRAS. Sistema de informação do potencial hidrelétrico brasileiro - SIPOT. Rio de Janeiro, abr. 2003.

A Tabela 2 apresenta, resumidamente, o potencial hidroelétrico e a potência nominal instalada no ano de 2003, por bacia hidrográfica. Já a Figura 4, permite visualizar a potência instalada por sub-bacia referente aos dados de março de 2003.

Assim, nas Figuras 19 e 20 e na Tabela 2, há, de forma simplificada, e em uma análise sucinta, estas constatações:

- O Brasil detém significativo recurso de geração de energia com baixo custo, o qual ainda é pouco utilizado, pois esse potencial ocioso é capaz de triplicar a geração hidroelétrica atual;
- A solução mais viável, a médio prazo, para suprir a demanda brasileira dos próximos anos, seria basear esse crescimento com a geração hidroelétrica, que apresenta custo/benefício favorável. Deve-se considerar, entretanto, o uso complementar e moderado de outras fontes de energia;
- A maioria dos recursos hidroelétricos ainda ociosos estão localizados na Região Amazônica. Apesar disso, essa região ainda se localiza distante dos grandes centros consumidores, a aproximadamente 2.500 km;
- Os parâmetros para análise de transmissões de energia elétrica com distâncias muito elevadas são diferentes dos parâmetros de transmissão baseados em sistemas tradicionais;

O setor elétrico brasileiro destacou-se a partir das características técnicas avançadas ao apresentar alternativas para sistemas de transmissão maiores em relação aos sistemas até então usuais (que já estavam consolidados na Europa e América do Norte). Entre os anos de 1955 e 1970 foram desenvolvidas importantes tecnologias para viabilizar esses empreendimentos.

As respostas técnicas positivas nessa época alavancou várias soluções inovadoras, e, em muitos casos, contradisseram as soluções já utilizadas nos Estados Unidos e na Europa, que para as condições específicas brasileiras se apresentariam inadequadas.

Nomeadamente, para o sistema de transmissão da Usina Hidrelétrica de Itaipu, com uma transmissão de aproximadamente 14 GW, com metade da geração sendo feita em 60 Hz, e a outra metade em 50 Hz, com distância de transmissão da ordem de 800km, além de distintos condicionamentos desfavoráveis, foi necessário desenvolver diversas tecnologias, em um espaço de tempo muito curto, apesar de ainda apresentar resultados satisfatórios.

Esse esforço está sendo repetido para que se consiga suprir a demanda energética brasileira para os próximos anos, que tem uma taxa de crescimento elevada, elevando-se a necessidade de geração e transmissão em relação a essa demanda, a ser suprida com o uso otimizado do potencial hidroelétrico da Amazônia.

Na Figura 21, busca-se esclarecer os principais aspectos conceituais do futuro sistema de transmissão brasileiro, adequado para a solução natural de aumento da geração de eletricidade, baseado principalmente em usinas hidrelétricas na Região Amazônica.

A Figura 21 considerou:

- Três pontos nos três dos maiores afluentes dos rios Amazonas, Madeira e Tapajós. Os potenciais de geração das respectivas sub-bacias são: 21,6; 29,6; e, 27,7 – de acordo com o Sistema de Informação do Potencial Hidroelétrico Brasileiro (SIPOT);
- Um ponto de chegada dos troncos de transmissão de elevada potência no estado de São Paulo, local onde há maior densidade de consumo de energia do Brasil, tornando-o em uma alternativa natural para essa escolha, tendo em vista que:
 - a) O consumo de energia elétrica no estado de São Paulo corresponde a 30% da energia total brasileira;
 - b) As regiões Sul e Sudeste consomem cerca de 70% de toda a energia gerada no Brasil;
 - c) A maior parte do potencial hidroelétrico das regiões Sul e Sudeste já está sendo aproveitada. No entanto, ainda é necessário que haja uma coordenação entre os projetos dessa fatia ociosa, com os projetos de geração da Região Amazônica, procurando, dessa forma, viabilizar a otimização técnica e econômica desses empreendimentos;
 - d) As regiões Sul e Sudeste têm consolidado sistemas de transmissão que podem ser encontrados em corrente alternada (CA) nas potências de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, bem como em corrente contínua (CC) na potência de ± 600 kV. É necessário que se faça uma escolha adequada do ponto de construção dos troncos de transmissão de energia da Região Amazônica, afim de que se consiga reduzir os reforços do atual sistema de transmissão, provenientes principalmente de usinas termelétricas;
- Um ponto de chegada dos troncos de transmissão de elevada potência na região Nordeste, sabendo que:
 - a) 14% do consumo total do Brasil é proveniente da região Nordeste;
 - b) A grande parte do potencial hidroelétrico das região nordeste, não muito longe desse ponto de recepção, já está sendo aproveitada. Faz-se necessário uma interação entre os projetos dessa fatia ainda não aproveitada, com os projetos de geração da Região Amazônica;
 - c) A região Nordeste tem importantes sistemas de transmissão, com linhas em CA nas potências de 230 kV e 500 kV. Escolhendo-se adequadamente esse ponto de construção dos troncos de

transmissão de energia da região amazônica, consegue-se reduzir os reforços do atual sistema de transmissão;

Nas hipóteses sugeridas, as distâncias das linhas de transmissão da região amazônica até o ponto de recepção na região Sudeste variam entre 2.460 km a 2.550 km, e, da região amazônica para o ponto de recepção na região Nordeste, de 2.080 km a 3.260 km.

A análise de viabilidade para utilização dos recursos hidrelétricos provenientes da região amazônica, impõem:

- Uma análise ampla e integrada dos sistemas hidrelétricos e de transmissão existentes, sob um ponto de vista de longo prazo, pela qual evidenciem soluções adequadas do ponto de vista técnico e financeiro.
- Um estudo concreto e racional, evitando-se falácias, bem como teorias especulativas, sem validade física.

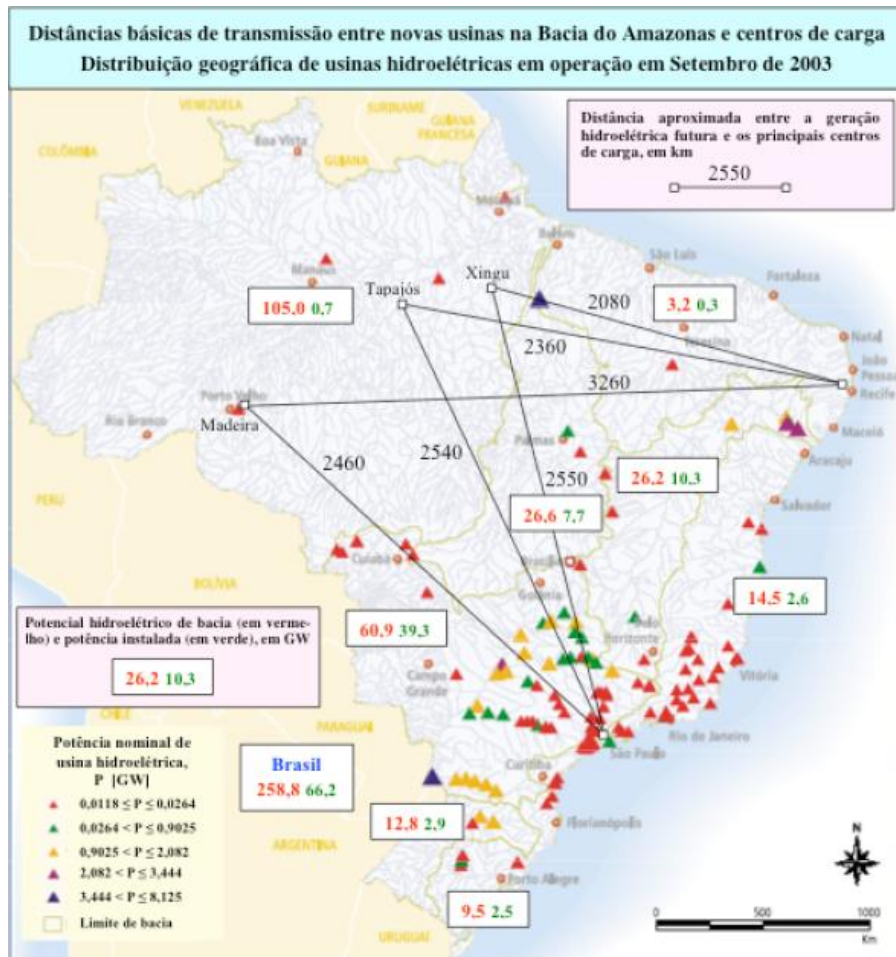


Figura 21 - Distâncias de transmissão entre as usinas previstas para a região amazônica e os principais centro de consumo brasileiro, a partir da distribuição geográfica das principais usinas hidrelétricas em operação, anobase 2003.

Fonte: ANEEL, BIG - Base de dados de geração, 2003.

2.4. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

2.4.1. A TRANSMISSÃO EM LONGA DISTÂNCIA

Atualmente, existem vários casos em que a análise detalhada de recursos energéticos, na qual são levantadas as questões estratégicas, econômicas e relativas a impactos ambientais, impõe soluções que melhor viabilizam o sistema de transmissão de energia a ser adotado, essas análises são relevantes em longas distâncias das linhas, atingindo-se mais de 1.000km.

No Brasil, há o pertinente exemplo da exploração do potencial hidroelétrico dos rios da região Norte do país. Essa alternativa impõe uma preocupação para a escolha da melhor opção para a transmissão da maior parte da energia gerada, que alimentará os grandes centros urbanos brasileiros, localizados na região Sudeste.

Assim, é de comum acordo que não é viável extrapolar as soluções já desenvolvidas para transmissão de pequenas e médias distâncias (na ordem de poucas centenas de quilômetros), com o intuito de adequar suas aplicações para sistemas de transmissão com distâncias muito longas. Para essa configuração, tem-se dois tipos de soluções potencialmente interessantes:

- Transmissão em corrente alternada (na qual o estudo que apresentou melhor desempenho é composto por seis fases - hexafásico);
- Transmissão em corrente contínua;

Uma vez que o segundo caso vem apresentando melhor desempenho nos estudos, seria mais aceito pelo mercado. Isso pode ser compreendido pelo fato de apresentar melhor custo benefício, bem como menor impacto ambiental.

2.4.2. A TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

A transmissão e distribuição de energia elétrica utilizando corrente contínua começou no ano de 1882 com uma linha de 50 km de comprimento e com potência de 2 kV, construída para interligar as cidades de Miesbach e Munique, na Alemanha. Nessa época, a conversão entre tensões de consumo e tensão de transmissão só poderia ser realizada por meio de máquinas rotativas CC.

Em um sistema em CA, a conversão de tensão é pouco complexo. Um transformador AC suporta altos níveis de tensão e tem baixas perdas. Trata-se de um dispositivo relativamente simples e que requer pouca manutenção. Por essas razões, a tecnologia AC foi introduzida no estágio inicial do desenvolvimento do sistema elétrico. Foi imediatamente aceita como a única tecnologia viável para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No entanto, no que se refere à transmissão de altas tensões em CA, há algumas desvantagens que abrem uma lacuna para que seja estudado outras alternativas para transmissão.

Assim, citam-se como pontos negativos:

- Elementos indutivos e capacitivos das linhas aéreas colocam limites na capacidade e distância de transmissão;
- Essa limitação é de particular importância para os cabos. Dependendo da capacidade de transmissão requerida, a distância de transmissão possível para um cabo em CA pode chegar a no máximo a 100 km;
- A conexão direta entre dois sistemas de corrente alternada com frequências diferentes não é possível;
- A conexão direta entre dois sistemas de corrente alternada com a mesma frequência, ou uma nova conexão com uma malha em funcionamento, pode ser impossível, devido à instabilidade do sistema, além de apresentar altos níveis de curto-circuito;

Durante anos, vários profissionais se empenharam no desenvolvimento de uma tecnologia para transmissões em CC, no intuito de suprir as deficiências decorrentes dos sistemas de transmissão em corrente alternada.

2.5. VANTAGENS TÉCNICAS E ECONÔMICAS

2.5.1. VANTAGENS TÉCNICAS DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

As vantagens da transmissão em CC são:

- A ligação CC permite a transmissão de energia entre linhas de corrente alternada com diferentes frequências ou de diferentes malhas que não podem ser sincronizados;
- Parâmetros indutivos e capacitivos não limitam a capacidade de transmissão ou o comprimento máximo de uma linha aérea em corrente contínua. Nesse sistema de transmissão não há problemas devido ao efeito pelicular e para conexões. A cruz condutor secção é totalmente utilizada, porque não há nenhum efeito pelicular;

Para uma conexão longa de cabo, a transmissão em alta tensão de corrente contínua, na maioria dos casos, se apresenta como a única solução tecnicamente viável, por causa da elevada corrente de carga do cabo quando ligado em AC. Isto é uma alternativa muito relevante para a transmissão em mar aberto ou em grandes cidades, em que um cabo de DC podem constituir a única solução possível.

Um sistema de controle digital proporciona precisão e controle rápido do fluxo de potência ativa. Essa modulação, que pode ser feita rapidamente, poderá ser aproveitada para amortecer oscilações de energia em uma rede AC e melhorando, assim, a estabilidade do sistema.

2.5.2. VANTAGENS ECONÔMICAS DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Sempre quando é levantada a necessidade de construção de linhas de transmissões com maiores distâncias, faz-se necessário realizar estudos de viabilidade, antes que seja tomada uma solução final que será ofertada.

A Figura 22 mostra uma curva típica de comparação de custos entre a transmissão feita em CA e CC, considerando-se:

- Custo das subestações;
- Custo da linha;
- CA *versus* CC valor capitalizado das perdas;

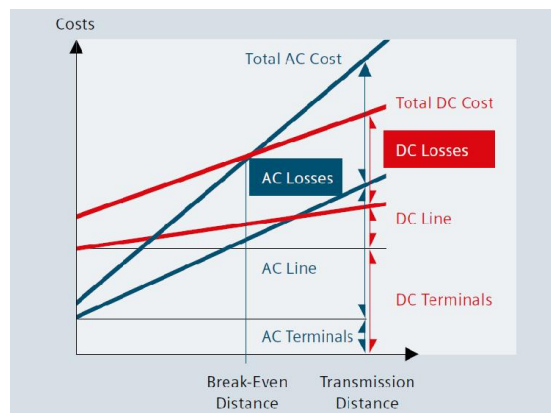


Figura 22 - Comparação do custo pela distância das linhas em CC e CA.

Fonte: www.siemens.com/energy/hvdc

Como é possível observar a inclinação da curva de CC não é tão intensa como a da curva em CA, porque os custos por quilômetro de linha são consideravelmente menores. No entanto, o custo fixo da linha em CC é maior que o da linha em CA, pois as subestações para a conversão da energia apresentam um valor elevado. A distância do ponto de equilíbrio é na ordem de 500 a 800 km, dependendo de uma série de outros fatores, como elementos de custo

específicos de cada país, taxas de juros para o financiamento do projeto, avaliação de perda, custo de direito de passagem, etc.

2.6. QUESTÕES AMBIENTAIS

Um sistema de transmissão HVDC agride menos o meio-ambiente, pois as possibilidades de transmissão de energia mais eficientes contribuem para a melhor eficácia na utilização das usinas existentes.

As torres das linhas de transmissão ocupam menor cobertura da terra, e associado ao direito de passagem, esse fator influencia no custo de uma linha de transmissão HVDC. Há também a redução o impacto visual, uma comparação entre as torres de uma linha em AC e uma linha em CC é mostrada na Figura 23.

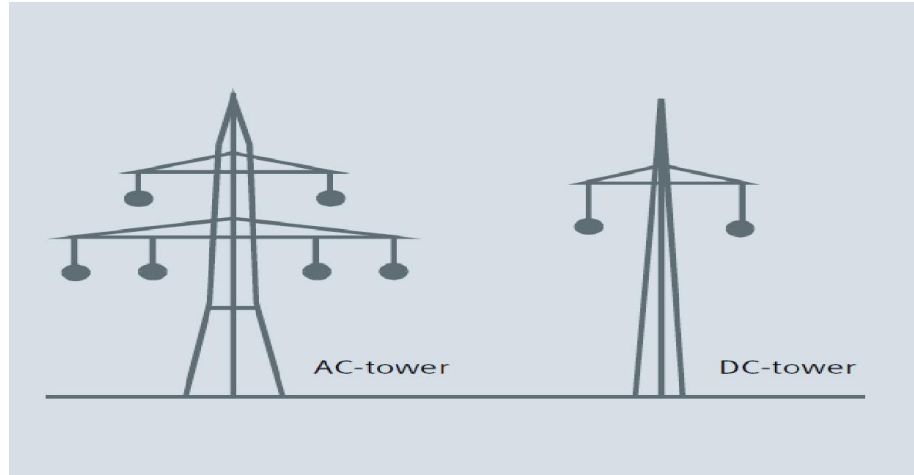


Figura 23 - Estruturas típicas para transmissão em CC e CA.

Fonte: www.siemens.com/energy/hvdc

Existem, contudo, alguns problemas ambientais que devem ser considerados para as estações de conversão, entre eles, citam-se o ruído audível, o impacto visual e a compatibilidade eletromagnética.

Em geral, pode dizer-se que os sistemas de transmissão HVDC possuem compatibilidade com qualquer ambiente, e podem ser construídos sem comprometer as questões ambientais relevantes para esse tipo de instalação.

3- ESTUDO DE CASO

Na intenção de contextualizar essa vantagem econômica comparativa entre Linhas de transmissão em Corrente Contínua sob as Linhas de transmissão em Corrente Alternada, temos no Brasil o sistema de Itaipu que pode ser utilizado conseguindo suprir todos os questionamentos possíveis sobre essa comparação, tendo em vista que nele podemos encontrar os dois sistemas.

3.1- ITAIPU EM NÚMEROS

- Sistema integrado por cinco linhas de transmissão;
- As linhas cruzam 900 km desde o estado do Paraná até São Paulo;
- Três linhas funcionam em corrente alternada de 750 kV e duas linhas em corrente contínua de +- 600 kV, necessárias para contornar o problema de diferentes frequências utilizadas por Brasil e Paraguai;
- Toda a energia produzida pela Usina de Itaipu para atender as necessidades do Sistema Elétrico Brasileiro passa pelo sistema de transmissão de FURNAS, correspondendo a uma capacidade aproximada de 13 mil MW;
- A energia gerada em Itaipu é transmitida pelas seguintes linhas de transmissão de FURNAS:
 - a) Em Corrente Contínua (600 kV):
 - Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 1: 792 km
 - Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 2: 820 km
 - b) Em Corrente Alternada (750 kV):
 - Foz do Iguaçu - Ivaiporã 1: 322 km
 - Foz do Iguaçu - Ivaiporã 2: 323 km
 - Foz do Iguaçu - Ivaiporã 3: 331 km
 - Ivaiporã - Itaberá - 1: 265 km
 - Ivaiporã - Itaberá 2: 264 km
 - Ivaiporã - Itaberá 3: 272 km
 - Itaberá -Tijuco Preto 1: 305 km
 - Itaberá -Tijuco Preto 2: 304 km
 - Itaberá -Tijuco Preto 3: 312 km
- Cabos:
 - a) Nas linhas de transmissão de FURNAS são utilizados cabos condutores de alumínio, reforçados mecanicamente por alma de aço, denominados ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced). Nas linhas de corrente alternada (750 kV), esses cabos são do tipo BLUEJAY, 1.113 MCM, e nas linhas de corrente contínua (600 kV) são do tipo BITTERN, 1.272 MCM;
 - b) São utilizados quatro cabos desse tipo para cada fase, totalizando 12 cabos por linha de transmissão;
- Torres:
 - a) As alturas das torres típicas de FURNAS variam de 27,5 m a 60,5 m para as linhas de transmissão de 750 kV e de 24m a 57m para as linhas de 600 kV.
 - b) Em Corrente Contínua (600 kV):
 - Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 1: 1707 torres
 - Foz do Iguaçu - Ibiúna Bipolo 2: 1828 torres
 - Média de peso de cada torre 8.420 kg

c) Em Corrente Alternada (750 kV):

- Foz do Iguaçu - Ivaiporã 1: 697 torres
- Foz do Iguaçu - Ivaiporã 2: 697 torres
- Foz do Iguaçu - Ivaiporã 3: 720 torres
- Ivaiporã - Itaberá 1: 572 torres
- Ivaiporã - Itaberá 2: 577 torres
- Ivaiporã - Itaberá 3: 618 torres
- Itaberá - Tijuco Preto 1: 686 torres
- Itaberá - Tijuco Preto 2: 674 torres
- Itaberá - Tijuco Preto 3: 727 torres
- Média de peso de cada torre 14.950 kg

3.2 - COMPARATIVO DE CUSTOS

- Cotação de torres realizada na empresa SAE Towers em Set/2014
 - Preço da estrutura metálica R\$ 10,50/kg
- Cotação de cabos realizado na empresa Prismiam em Set/2014
 - BLUEJAY, 1.113 MCM – R\$ 13,41/metro
 - BITTERN, 1.272 MCM – R\$ 14,75/metro

Custo do Cabo					
	Quant. Circ.	Quant. Cabos por circ.	Total KM linha	Valor do Metro do Cabo	TOTAL
Linha CC	2	2	1612	R\$ 14,75	R\$ 47.554,00
Linhas CA	3	12	2698	R\$ 13,41	R\$ 434.162,16

Mão de Obra para Instalação de cabos					
	Quant. Cabos por circ.	Total KM linha	HH para instalação	Valor do HH para instalação	TOTAL
Linha CC	2	1612	0,8	R\$ 95,00	R\$ 245.024,00
Linhas CA	12	2698	0,7	R\$ 95,00	R\$ 2.153.004,00

Custo das Torres					
	Quant. de Circuitos	Quant. de Torres	Peso médio em kg	Custo do kg	TOTAL
Linha CC	2	3535	19380	R\$ 10,50	R\$ 719.337.150,00
Linhas CA	3	5968	28900	R\$ 10,50	R\$ 1.810.989.600,00

Mão de Obra para Instalação das torres					
	Quant. de Torres	Peso médio da torre	HH para instalação / kg	Valor do HH para instalação	TOTAL
Linha CC	3535	8420	0,2	R\$ 95,00	R\$ 565.529.300,00
Linhas CA	5968	14950	0,2	R\$ 95,00	R\$ 1.695.210.400,00

TOTAL CC	
Custo do Cabo	R\$ 47.554,00
Mão de Obra para Instalação de cabos	R\$ 245.024,00
Custo das Torres	R\$ 719.337.150,00
Mão de Obra para Instalação das torres	R\$ 565.529.300,00
TOTAL	R\$ 1.285.159.028,00

TOTAL CA	
Custo do Cabo	R\$ 434.162,16
Mão de Obra para Instalação de cabos	R\$ 2.153.004,00
Custo das Torres	R\$ 1.810.989.600,00
Mão de Obra para Instalação das torres	R\$ 1.695.210.400,00
TOTAL	R\$ 3.508.787.166,16

Sendo assim, em uma análise simplória do sistema de transmissão de Itaipu podemos constatar esse ganho econômico defendido no trabalho em questão, no que se trata em transmissões de energia em longas distâncias.

4. RESULTADOS ESPERADOS

Este trabalho busca compreender o atual momento do Sistema Elétrico Brasileiro, que está passando por uma fase de transição considerável. Apresenta como alternativa para a transmissão de grandes quantidades de energia em distância muito longas, o sistema de transmissão em corrente contínua.

Com o desenvolvimento do trabalho, busca-se compreender o princípio de funcionamento desses sistemas, conhecer todos os componentes e equipamentos necessários para construção de linhas de transmissão em corrente contínua, fazer um levantamento dos fatores que tem de ser observado para a elaboração do projeto e execução, bem como definir o cronograma para a implementação do empreendimento levantando todas as fases do processo.

5. CONCLUSÃO

O sistema elétrico brasileiro tem apresentado um crescimento considerável nos últimos tempos, e a prospecção de desenvolvimento para os próximos anos é muito promissora. Enxerga-se na região Norte uma atraente alternativa para suprir essa crescente demanda, e é de comum acordo entre os estudiosos desse sistema, que a transmissão da energia produzida para os grandes centros consumidores quando feita em corrente contínua, apresenta melhor custo benefício.

8. REFERÊNCIAS

- ABB POWER SYSTEMS. **Eagle Pass Back-to-Back Light**. Junho de 2000.
- ABB POWER SYSTEMS. **Gotland HVDC Light Project**. Junho de 1999.
- ABB POWER SYSTEMS. **Harku Station, Eastlink HVDC Light Transmission System**, 2006.
- ABB POWER SYSTEMS. **The Hellsjön Transmission**. Março de 1997.
- ABB. **It's time to connect - Technical description of HVDC Light® technology**, Abril 2005.
- ABDEL-SALAM, M.; ANIS, H.; EL-MORSHEDY, A.; et al. **High-Voltage Engineering: Theory and Practice**. Marcel Dekker, EUA, 2nd ed., 2000.
- ARRILAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission**, The HVDC Option, 2007, John Wiley & Sons, Inc.
- Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição – Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL (Brasil), 243 p., 2005.
- Balanco Energético Nacional BEN (Brasil), 2005, Ano Base 2004 – Ministério das Minas e Energia – MME (Brasil), 189p., 2005.
- Censo Demográfico de 2000 (Brasil) – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE, 2004.
- DUNLOP, R. D.; GUTMAN, R.; MARCHENKO P. **Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-98, n. 2 mar./abr. 1979.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Relatório R1 Detalhamento das Alternativas** – Estudos Relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica, Março de 2008.
- KIMBARK, EDWARD, WILSON. **Direct Current Transmission** - Volume 1, 1971, JohnWiley & Sons, Inc.
- KIMBARK, EDWARD, WILSON. **Direct Current Transmission**- Volume 1, 1971, JohnWiley & Sons, Inc.
- Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (Brasil) – Ministério das Minas e Energia – MME (Brasil), 378 p., 2006.
- PORTELA, C. **Sistema Elétrico Brasileiro** – Realidades e Opções – Symposium Prof. Carlos Portela 70 anos, A Ciência na Engenharia Elétrica, 60 p., Dezembro 2005.
- Sistema de Informação do Potencial Hidroelétrico Brasileiro – SIPOT, Abril, 2003, ELETROBRAS.