



GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)

A INFLUÊNCIA DA PRECIFICAÇÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO - NACIONAL E INTERNACIONAL

Ricardo Berer *
Alice H. F. Azevedo
FURNAS

João Carlos Mello
Albert Geber de Melo
CEPEL

RESUMO

A contratação de forma independente das atividades de geração e transmissão, conforme vem sendo adotada pelos novos modelos implantados em diversos países, traz em seu cerne a necessidade de definição de um conjunto de parâmetros para a cobrança dos serviços de transmissão de forma separada e independente. Neste trabalho estabelecemos um modelo conceitual para permitir uma avaliação comparativa da influência dessa cobrança no planejamento da expansão, principalmente no tocante à implantação de novas fontes de energia, no Brasil e em outros países, alguns em estágio bem mais avançado de implantação de um novo modelo setorial.

PALAVRAS-CHAVE: Precificação da Transmissão, Receita da Transmissão, Metodologias de Alocação, Critério de Rateio, Influência no Planejamento

1.0 INTRODUÇÃO

No Brasil decidiu-se pela adoção de uma forma de metodologia tipo selo para os contratos iniciais associados à energia existente e pela adoção de uma precificação com base nos custos marginais de longo prazo, denominada ICRP (Invested Cost Related Pricing), para a contratação dos serviços de transmissão associados à energia “nova”. Desta forma, a definição dos novos empreendimentos de geração bem como da própria evolução da topologia da rede de transmissão deverá levar em consideração a forma de precificação adotada para a cobrança dos novos serviços de transmissão associados à expansão da rede. Procuramos neste artigo inferir sobre as possíveis

conseqüências que esta nova forma de tarifação da transmissão poderá trazer nas decisões de planejamento, principalmente naquelas associadas à expansão da oferta de energia. A avaliação do caso brasileiro é colocada dentro de um panorama do setor a nível internacional, procurando-se traçar um quadro do estado da arte da influência da precificação da transmissão nos diferentes países que a adotaram ou estão em um processo de adoção, utilizando-se para tanto um modelo conceitual, considerando a influência de cada uma das três etapas: estabelecimento da receita, metodologia de alocação e critério de rateio. Ao final considera-se três opções básicas para cada etapa, procurando-se associar a influência no planejamento a partir da combinação das opções realizadas.

2.0 MODELO CONCEITUAL PARA CARACTERIZAÇÃO DOS CUSTOS E FORMA DE PRECIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO

Para poder comparar a forma de cobrança dos serviços de transmissão a ser adotada no Brasil com a de outros países, utilizaremos um modelo conceitual conforme adotado nos trabalhos do grupo 37-18 da Cigrè (1). Este modelo tomará como referência o “Provedor de Transmissão”, que é uma parte essencial em qualquer sistema de contabilização para a cobrança dos serviços de transmissão. O “Provedor de Transmissão” pode ser o proprietário do sistema de transmissão ou o operador independente da rede de transmissão. Esse provedor enxerga dois custos que terá que arcar: o primeiro e que é o maior deles é o custo da remuneração da infra-estrutura de transmissão

disponibilizada para o serviço e o segundo se refere aos custos dos serviços associados prestados pela rede ou através da rede de transmissão, quais sejam: suporte reativo e de tensão, reserva girante, etc... também conhecidos como serviços ancilares. Esses custos podem estar embutidos ou não na tarifa de transmissão, mas devem sempre ser cobrados de alguma maneira.

Uma vez conhecidos os custos e a remuneração do “Provedor de Transmissão” e estabelecida a receita associada, então teremos diferentes metodologias de alocação dessa receita ao longo da rede de transmissão. Além da metodologia para alocação dos custos é importante conhecer a forma de rateio dos mesmos entre os usuários. Este rateio normalmente é assumido com base em algum princípio ou filosofia, associado ao modelo adotado, podendo ser desde um extremo de considerar a cobrança de 100% da receita de transmissão para os geradores até um outro extremo de cobrar 100% para as cargas ou, o que seria mais esperado, algum tipo de composição entre ambos.

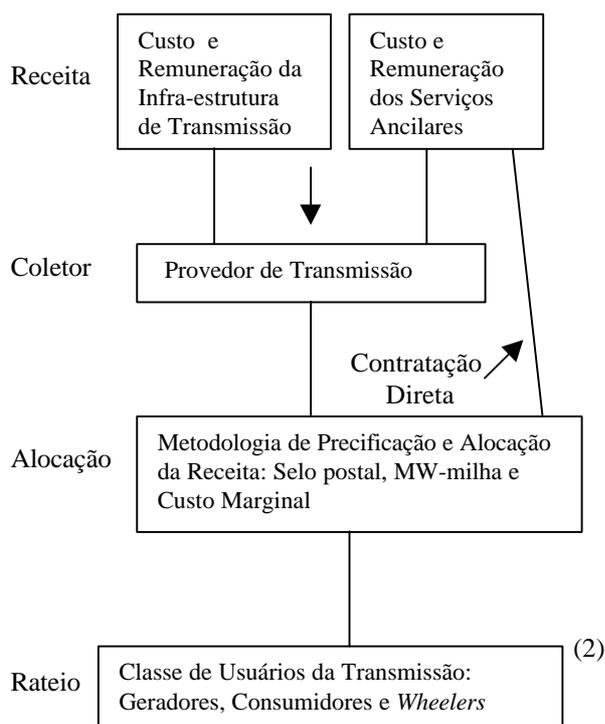


FIGURA 1 - Modelo Conceitual

3.0 AS METODOLOGIAS DE PRECIFICAÇÃO E SUA UTILIZAÇÃO

Para efeito de simplicidade vamos considerar quatro formas básicas de alocação, identificando-as com as metodologias de precificação correspondentes :

- ◆ O selo postal, que estabelece um valor único para todo o sistema.(metodologia *postage stamp*)
- ◆ As metodologias baseadas em distancia, que dependem da identificação de um par de nós da rede para que se estabeleça um valor. (MW-milha, *Contract-path*)
- ◆ As metodologias que tem apresentação de custos nodais, atribuindo a cada nó um valor de preço para injeção e retirada de potência. (CMCP, CMLP,ICRP) e;
- ◆ As metodologias com apresentação de custos zonais, que atribuem um preço de injeção e retirada para cada zona elétrica delimitada segundo um critério próprio adotado. (CMCP,CMLP,ICRP)

Considerando uma amostragem que foi possível identificar a partir de um levantamento realizado com membros da Cigrè através do Grupo 37-18, resumizamos na TABELA 1 a seguir um quadro da situação de seis países:

TABELA 1 – Metodologias Utilizadas nos Países

	Selo Postal	Distância	Nodal	Zonal
Inglaterra	X			X
Estados Unidos	X(1)	X	X	X
Noruega	X(2)		X(6)	X(9)
Brasil	X(3)	X (5)	X(7)	X(10)
Irlanda	X(4)			X(11)
Canadá	X	X	X(8)	

(1) O selo postal segue sendo a metodologia predominantemente aplicada nos Estados Unidos até hoje. Entretanto, aonde ocorre a formação de um mercado livre com um Operador Independente, como na Califórnia por exemplo, outras formas de cobrança do serviço de transmissão são adotadas.

(2) O selo postal é a tarifa que recupera e remunera os custos incorridos na infra-estrutura de transmissão existente na Noruega. Ele inclui o suporte reativo e controle de tensão, bem como a reserva girante, mas não inclui o custo de perdas e de congestão da transmissão, que são cobradas à parte.

(3) A aplicação do selo postal se refere ao transporte da energia “velha”, ou seja, à separação dos custos de transmissão e geração associados aos contratos existentes.

(4) Esta é a forma utilizada atualmente na Irlanda para recuperar os custos de transmissão.

(5) Alguns contratos específicos foram estabelecidos com base em metodologias do tipo MW-

milha, enquanto a quase totalidade da transmissão permanecia remunerada pela tarifa de suprimento.

(6) O serviço de transmissão na Noruega, além da parcela de selo postal tem duas outras que são calculadas em base horária. Uma delas se refere aos custos da energia associada às perdas e deve refletir o custo marginal de curto prazo em cada nó da rede. Ela é calculada multiplicando-se o volume em kwh pelo fator de perda marginal do nó e pelo custo marginal da energia.

(7) A metodologia de custo marginal de longo prazo com base no ICRP a ser adotada no Brasil para os novos geradores e consumidores deverá utilizar um valor de tarifa nodal para as novas fontes de geração. A sinalização econômica locacional entretanto deverá ser atenuada através de uma componente significativa do tipo selo.

(8) Está sendo estudada para possível adoção em algumas províncias do Canadá.

(9) A segunda parcela variável da tarifa de transmissão na Noruega refere-se à congestão de transmissão. Ela é cobrada quando a mesma é prevista nos estudos de operação. Ela é obtida nos estudos para o dia seguinte e seu valor é baseado no custo da diferença de despacho horário que teve que ser adotado devido às restrições do sistema de transmissão.

(10) A metodologia de custo marginal de longo prazo com base no ICRP a ser adotada no Brasil deverá utilizar uma cobrança zonal para os consumidores. O nível de agregação para a criação das zonas elétricas a ser adotado, poderá ter como base a área de atuação das concessionárias de distribuição, ou mesmo os estados da federação.

(11) Ainda em estudos para possível adoção em futuro próximo.

4.0 RATEIO DOS CUSTOS ENTRE OS USUÁRIOS

Uma vez estabelecida a remuneração do sistema de transmissão através de seu provedor e escolhida uma metodologia para alocação dessa remuneração na rede de transmissão, é importante conhecer como se pretende ratear esses custos entre os usuários. Desta forma, resta estabelecer uma proporção entre a geração e o consumo. Podemos citar também uma terceira categoria que chamaríamos de *wheelers* e que estaria associada a comercializadores que contratassem os serviços do sistema de transmissão para viabilizar suas transações através do mesmo. Não existe uma regra para este rateio. Sabe-se que a conta final seguramente será transferida de uma forma ou de outra para o consumo. Ou seja, o custo do sistema de transmissão cobrado de um gerador que venda a sua energia a um determinado consumidor será repassado

a este embutido de alguma forma no custo da energia ou demanda associada ao seu contrato. Entretanto, caso não se cobre dos geradores diretamente os custos de transmissão, a utilização de uma metodologia com sinal locacional, por mais forte que seja esse sinal, será inócua para a decisão de alocação de novos geradores. A tabela 2 a seguir apresenta um quadro do rateio utilizado para cinco países da amostragem.

TABELA 2 – Rateio dos Custos

	Gerador	Consumidor	<i>Wheeler</i>
Inglaterra	27%	73%	0%
Noruega	54%	46%	0%
Brasil	50%	50%	0%
Irlanda	0%	100%	0%

No caso da Irlanda, que está utilizando um rateio de 100% dos custos de transmissão para as cargas, a metodologia que vem sendo utilizada é o selo postal, que já não possuía qualquer sinal locacional. O Canadá, que igualmente informou estar estudando uma alocação plena para o consumo, possui províncias em estágios diferentes de aplicação de modelos desverticalizados nos negócios de eletricidade e utiliza tanto selo postal quanto metodologias com alocação nodal e zonal, sendo difícil uma avaliação sem uma informação mais específica.

5.0 A COBRANÇA DOS SERVIÇOS ANCILARES

No modelo conceitual apresentado no item 3.0 consideramos a hipótese de que todos os custos de transmissão pudessem estar incluídos na formação da receita do “Provedor de transmissão”. Nesse caso os custos dos serviços ancilares estariam embutidos na seqüência de alocação e rateio. Esta entretanto não é a situação mais comum que se depreende das informações colhidas em uma amostragem internacional com cinco países. Na verdade há uma grande diversidade de atitudes, mas a tendência é que na medida em que se avance na implantação de um mercado mais livre, alguns serviços fornecidos pela rede ou através dela passem a ser contratados de forma independente. Para facilitar a colocação da informação em uma tabela, adotamos a convenção discriminada a seguir:

E – Embutido. Situação em que os serviços ancilares estão de alguma forma embutidos na cobrança dos serviços de transmissão.

S – Separado Situação em que os serviços ancilares são identificados e cobrados de forma separada:

S/M – Separado e comercializado via Mercado.
 S/T – Separado e cobrado através de uma tarifa fixa.
 S/N – Separado e com uma tarifa Negociada.

TABELA 3 – Cobrança dos Serviços Ancilares

	S.R	R.G.	B.C.	P	C.T.	P&D
Inglaterra	S/M	S/N	S/N	S/T	S/T	E
Estados Unidos	S/T	S/T	S/T E(1)	S/T	E	S/T
Noruega	S/TN (2)	S/M (3)	E (4)	S/M (5)	S/M (6)	E
Canada	S/T (7)	S/T (8)	E	S/T	(9)	S/T
Irlanda						E
Brasil	E (10)	E (11)	E			E

Serviços Ancilares Identificados:

S.R. – Suporte Reativo R.G. - Reserva Girante
 B.C. – *Black- start Capability* P - Perdas
 C.T. - Congestão de Transmissão
 P&D - Programação & Despacho

(1) Nos Estados Unidos existem áreas que consideram esse serviço separado e nas quais ele é cobrado através de uma tarifa específica e áreas em que ele está embutido no serviço de transmissão.

(2) Os geradores são responsáveis por prover potência reativa até um certo limite. Acima desse limite o fornecimento requer uma compensação financeira. Os consumidores não podem retirar potência reativa da rede em condições que afetem negativamente o desempenho da mesma.

(3) Os produtores estão provendo esses serviços como controle de carga-frequência, reserva girante e esquemas de proteção. Os custos associados são em parte alocados via mercado e em parte negociados com a Federação dos Consumidores da Statnett.

(4) O sistema, por princípio, deve ter suficiente capacidade de *black start* (quase 100% hidráulico)

(5) O Operador do Sistema compra as perdas no mercado *spot* em base horária. Esses custos não estão incluídos na tarifa básica de transmissão.

(6) As congestões de transmissão que são antecipadas nos estudos para o dia seguinte são tratadas introduzindo-se zonas de preço distintos. Os custos são alocados aos diferentes agentes do mercado. Quando a congestão surge durante a operação, então a negociação se dá como um negócio de balcão e os custos são alocados ao Operador do Sistema.

(7) Existem locais no Canadá em que o suporte reativo ainda é tratado embutido na tarifa de transmissão.

(8) Existem locais no Canadá em que a reserva girante é tratada embutida na tarifa de transmissão. Existem locais também em que o tratamento em separado se dá via mercado.

(9) Em duas províncias do Canadá as congestões de transmissão são tratadas através de um procedimento de reserva no qual os usuários podem reservar o serviço *posted available transmission capability*. Numa terceira província as congestões tem seu custo rateado, através de um acréscimo proporcional da tarifa para todos.

(10) Esse serviço deverá ser cobrado em separado assim que se estabeleça o novo modelo e uma forma de precificação desse serviço ancilar.

(11) Esse serviço deverá ser cobrado em separado assim que se estabeleça o novo modelo e uma forma de precificação desse serviço ancilar

6.0 ESTABELECIMENTO DA RECEITA DE TRANSMISSÃO

Quando se decide fazer a separação dos custos das atividades de geração e transmissão para implantar um modelo desverticalizado, surge a questão de desmembrar a tarifa de suprimento em uma componente de energia e outra de transmissão.

Seria muito simples fazer essa decomposição seguindo o critério da sua formação com base nos valores contábeis. No Brasil, em que a tarifa de suprimento é da ordem de R\$34/MWh teríamos algo como R\$10 a 12/MWh para a transmissão e R\$22 a 24/MWh para a geração. Entretanto, como existe a intenção de privatizar a geração a curto prazo, aumentando o valor dos ativos associados e também a idéia de reduzir o custo de transmissão, surgem propostas de se estabelecer valores de R\$28 a 30/MWh para a geração e R\$4 a 6/MWh para a transmissão. Essas propostas correspondem a reduzir a receita que seria efetivamente devida à transmissão aproximadamente à metade. Isso se concretizaria com um *write off* de cerca de 50% do valor dos ativos de transmissão existentes de forma artificial.

Embora não seja o objetivo desse trabalho emitir conceito sobre o estabelecimento da receita de transmissão, é evidente que esta atividade primeira do nosso modelo conceitual traz rebatimento considerável na avaliação da relação da precificação do sistema de transmissão com a decisão de alocação das novas fontes de geração. Situação mais extrema ocorreu na separação da transmissão e geração na Argentina. Com efeito, os ativos de transmissão foram privatizados por um valor baixo simbólico e as tarifas de transmissão puderam ser estabelecidas com valor

bastante reduzido, pois precisavam apenas cobrir os custos de O&M e remunerar um capital muito inferior ao valor real dos ativos.

Identificamos assim três situações típicas para a atribuição da receita da rede de transmissão:

➤ A primeira, que a nosso ver é a correta, considera o valor contábil das instalações de transmissão existentes como base do capital a remunerar.

➤ A segunda, que procura transferir a maior parte da tarifa de suprimento para a geração de forma artificial, reduz 50% o valor contábil dos ativos de transmissão a serem remunerados.

➤ A terceira, ainda mais radical é o procedimento semelhante ao argentino, no qual reduz-se artificialmente o valor contábil das instalações a 10/20% e estabelece-se uma tarifa que remunere esse capital e o custo de O&M.

No caso brasileiro, uma solução para se colocar na primeira situação, seria promover um aumento da tarifa de suprimento para R\$40/MWh e fazer a separação atribuindo R\$10 a 12/MWh para a transmissão e R\$28 a 30/MWh para a energia. A avaliação das geradoras por parte dos interessados teria que capturar ainda os *windfall gains* associados à liberação progressiva da energia para contratação livre a partir do quarto ano em blocos sucessivos de 25% a cada ano, resultando em um valor considerável para a alienação do capital das empresas geradoras.

Não haveria necessidade de repasse do aumento da tarifa de suprimento para as distribuidoras, que contam com uma margem muito elevada para comercialização. Poderia haver alguma compensação via redução de impostos, como por exemplo o ICMS, cuja alíquota atual é muito elevada em diversos estados.

7.0 INFLUÊNCIA DA PRECIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO NO PLANEJAMENTO

O planejamento da expansão envolve definições para a geração, a transmissão e o consumo. As definições quanto ao plano de expansão da transmissão serão feitas de acordo com os cenários de geração e mercado, tomando-se por base os critérios de desempenho da rede. Assim sendo, a expansão da transmissão poderá ser afetada no sentido de que as concessionárias de transmissão não tenham recursos suficientes para investir e que a efetivação do planejamento da rede fique dependente do mercado, via licitação das concessões. As definições quanto às novas fontes de geração e instalação de consumidores de grande porte, são aquelas sobre as quais estamos construindo um modelo simplificado de avaliação da

influência da precificação da transmissão na decisão quanto à instalação e localização das mesmas.

Como se trata, em última instância, de decisões dos investidores, eles deverão se pautar por padrões privados para estabelecer seus critérios. Nesse sentido eles deverão considerar a composição de três custos básicos para avaliar a decisão:

- Custo específico da usina
- Custo do sistema de conexão.
- Custo do sistema de transmissão

É a influência dessa terceira parcela que vamos procurar avaliar a seguir.

Conforme o modelo conceitual estabelecido, temos três etapas para a formação do preço do sistema de transmissão. A primeira se dá no estabelecimento da receita; a segunda na escolha e calibração da metodologia de alocação da receita e a terceira na definição do rateio entre geradores e consumidores.

Vamos estabelecer de forma simplificada três opções para o sistema de precificação em cada uma das três etapas. Na primeira etapa temos basicamente que fazer duas opções para a obtenção da receita do sistema de transmissão. A primeira é qual o capital a ser remunerado: 100% do valor contábil, 50% do valor contábil ou 10/20% do valor contábil? A segunda é quanto à uma taxa de retorno sobre esse capital.

Utilizar uma taxa de 12% a 15% como uma taxa de atratividade razoável com a qual o setor privado trabalha, considerar a taxa tradicional de 10% ou se conformar com uma taxa de 4% a 6% a título de reduzir os custos do sistema de transmissão para os demais agentes poderem competir melhor? Para essa etapa vamos considerar a primeira opção de atribuir 100% do valor contábil com uma taxa de retorno de 12% a 15%.

A segunda opção será considerar 50% do valor contábil com uma taxa de retorno de 10% e a terceira será considerar um valor contábil de 10/20% e uma taxa de retorno de 4% a 6%. Essas três opções, pela ordem, vão de um maior peso e influência do sistema de transmissão a um menor peso e influência do sistema de transmissão no custo do sistema para a expansão.

Na segunda etapa é possível optar entre uma metodologia com sinal locacional pura, traduzida pelo custo nodal, uma metodologia nodal, com uma composição através de um selo para remunerar até 50% dos custos de transmissão e uma metodologia que seja um selo puro. A influência da precificação da transmissão será maior na primeira opção, moderada na segunda e nenhuma na terceira.

Na terceira etapa é possível atribuir 100% dos custos de transmissão para os geradores, 50% para os

geradores e 50% para o consumo e uma terceira opção de considerar 100% dos custos de transmissão cobrados do consumo.

Quanto à influência de cada uma dessas opções nas definições de expansão da geração, é evidente que a primeira tem um grande potencial, a segunda nem tanto e a terceira nenhum.

8.0 CONCLUSÕES

A partir do modelo conceitual utilizado e da análise das opções nas três etapas, com apenas três alternativas para cada etapa, montamos a tabela a seguir que traduz essa classificação.

TABELA 4 – Conseqüências no Planejamento

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
RECEITA	100% do VC TIR:12% a 15%	50% do VC TIR: 10%	20% do VC TIR:4% a 6%
ALOCAÇÃO	CMLP puro Valor Nodal	CMLP com 50% de selo Valor Zonal	Selo Postal
RATEIO	100% Geração	50% Geração 50% Carga	100% Carga

O objetivo desse quadro é permitir um primeiro enfoque qualitativo sobre a possibilidade que uma metodologia de precificação tem de influir nas decisões de planejamento, particularmente quando à colocação de novas fontes de energia. Quanto mais incidências tiver na alternativa 1, mais chance tem a sistemática de cobrança dos serviços de transmissão de influir, quanto mais incidências na alternativa 3, menores ou nulas são as chances de influir.

A sistemática de precificação do sistema de transmissão da Irlanda atual não tem a menor chance de influir, pois a alocação é um selo postal e o rateio é feito 100% na carga, ambos alternativa 3, muito embora a definição da receita se aproxime da alternativa 1.

No caso inglês, a receita é próxima da alternativa 1, mas a alocação se aproxima da alternativa 2, pois é feita a com um selo de fechamento e por zonas elétricas e a repartição está entre a alternativa 2 e a alternativa 3. Segundo depoimento da equipe da NGC, a influência na decisão de alocação de novas fontes de geração tem sido nula. Com efeito, os novos geradores à gás natural, tem se situado na região norte da Inglaterra, próximo das fontes de gás e longe dos centros de consumo, apesar de que o custo de transmissão para injeção de potência naquelas zonas seja mais elevado.

Há relato de que houve uma influência significativa na decisão de alocação da nova geração térmica à gás na Nova Zelândia, onde a metodologia utilizada, com forte sinal locacional, teria levado o investidor a colocar a nova planta próxima de um centro de carga, tendo que trazer o gás até lá, ao invés de instalar a planta próxima do gasoduto e longe do centro de carga.

No caso brasileiro, a receita está encaminhada para mais próximo da alternativa 2, a metodologia, cuja calibragem final ainda carece de definição, deverá se aproximar mais da alternativa 2 (ou seja: o selo de fechamento terá um componente significativo) e também quanto ao rateio, com 50% para a geração e 50% para a carga, fica-se na alternativa 2.

Desta forma, no caso brasileiro, a análise da influência não é absolutamente simples e dependerá de uma avaliação caso a caso.

9.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRÈ WG 37-18 REPORT - "Impact of Transmission Pricing on Power System Planning & Development", February 1999
- (2) RICARDO BERER, LUIS CHIGANER et alii – Nova Visão de Projetos de Geração: Uma Abordagem sob o Ponto de Vista do Investidor – XIV SNPTEE, Belém, Outubro 1997
- (3) DARIUSH S. ,ALI VOJDANI – "Na Overview of Ancillary Services" – V SEPOPE, Recife, Maio 1996
- (4) CIGRÈ WG 38/ TF-38.04.03 – "Methods and Tools for Transmission Costs", June 1997
- (5) COOPERS & LYBRAND - WPA9: Transmission and Distribution Charge Methodology - March 1997
- (6) COOPERS & LYBRAND – Relatório Final do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) , Junho 1997

DADOS BIOGRÁFICOS DO AUTOR PRINCIPAL

Nome: Ricardo Berer; Nascimento 27/05/53 – RJ; Graduação: Eng. Elétrica - 75 – IME; Pós-Graduação: Sist. Potência – 79 – COPPE; Exp. Prof: Chefe Div. Est. Transmissão de Furnas desde 1990; Trabalhos Recentes: "Alternativas Evolutivas para a Transição de Modelo do Setor Elétrico Nacional" - SNPTEE Belém - Out de 1997; "The Role of Open Access and Transmission Pricing Before and After Restructuration of Brazilian Electricity Sector" -

Workshop SC- 37 Cigrè na Romènia em Set de 1997.