



**MINISTÉRIO DA FAZENDA**  
**Secretaria de Acompanhamento Econômico**  
**Coordenação-Geral de Serviços Públicos e Infra-estrutura**

Parecer n.º 299/COGSI/SEAE/MF

Brasília, 05 de setembro de 2002.

**Referência:** Ofício n.º 4969/2001/SDE/GAB, de 04 de dezembro de 2001.

**Assunto:** Ato de Concentração n.º 08012.007402/2001-05.

**Requerentes:** *Companhia Vale do Rio Doce, Foz do Chapecó Energia S/A, Companhia Estadual de Energia Elétrica e Serra da Mesa Energia S/A.*

**Operação:** concessão feita pela União ao consórcio composto pelas requerentes para construção e aproveitamento do complexo hidrelétrico FOZ DO CHAPECÓ.

**Recomendação:** Aprovação, sem restrições.

**Versão:** Pública.

---

A Secretaria de Direito Econômico, do Ministério da Justiça, solicita à SEAE, nos termos do art. 54, § 4º, da Lei n.º 8.884/94, parecer técnico referente ao ato de concentração envolvendo as empresas COMPANHIA VALE DO RIO DOCE, FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S/A, COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA e SERRA DA MESA ENERGIA S/A.

**“O presente parecer técnico destina-se à instrução de processo constituído na forma a Lei n.º 8.884, de 11 de junho de 1994, em curso perante o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência – SBDC.**

**Não encerra, por isto, conteúdo decisório ou vinculante, mas apenas auxiliar ao julgamento, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, dos atos e condutas de que trata a Lei.**

**A divulgação de seu teor atende ao propósito de conferir publicidade aos conceitos e critérios observados em procedimentos da espécie pela Secretaria de Acompanhamento Econômico – SEAE, em benefício da transparência e uniformidade de condutas”.**

## 1. DAS REQUERENTES

### 1.1 Companhia Vale do Rio Doce

A Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) é uma sociedade anônima, com sede no Brasil, cujo principal setor de atividade é a extração de minerais ferrosos. Foi fundada em 1942, tendo sido posteriormente privatizada em 1997, por meio da sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização – PND. A sua composição acionária está especificada na Tabela 1.

<b>TABELA 1 - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA CVRD</b>	
<b>Acionista</b>	<b>Participação (%)</b>
Valepar	42,2
Tesouro Nacional/BNDES	31,5
Litel Participações S/A	10,1
BNDESPAR	4,7
Investvale	4,1
Investidores Institucionais Estrangeiros	1,9
Tesouraria CVRD	1,9
Investidores de Varejo-Brasil	1,9
Investidores Institucionais Brasileiros	1,7
<b>Total</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Requerentes

A CVRD é um complexo integrado de negócios de exploração e beneficiamento de recursos naturais e de transportes, constituindo um conglomerado industrial com cerca de 70 empresas controladas, coligadas e associadas. Em 2000, o faturamento mundial do grupo foi de R\$ 9,8 bilhões (R\$ 2,5 bilhões no Brasil).

As empresas nas quais o grupo CVRD detém participação acionária comercializam as seguintes linhas de produtos e serviços no Brasil: (i) minério de ferro, *pellets*, ferro-ligas e outros minerais metálicos e não metálicos; (ii) celulose e papel; (iii) produtos siderúrgicos; (iv) serviços de transporte ferroviário e operações portuárias; (v) serviços de transporte marítimo (navegação de cabotagem e de longo curso); (vi) alumínio; (vii) extração e beneficiamento de caulim para revestimento.

A Tabela 2 apresenta todos os aproveitamentos elétricos da CVRD, com suas respectivas localizações e capacidades instaladas.

<b>TABELA 2 – CVRD: GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		
<b>Usinas</b> <sup>(1)</sup>	<b>Localização</b>	<b>Capacidade de Direito (MW)</b>
Igarapava <sup>(2)</sup>	MG	79,80
Porto Estrela <sup>(2)</sup>	MG	37,30
Aimorés <sup>(3)</sup>	MG	153,00
Candongá <sup>(3)</sup>	MG	47,50
Funil <sup>(3)</sup>	MG	91,80
Capim Branco I e II <sup>(4)</sup>	MG	207,00
Machadinho <sup>(3)</sup>	SC/RS	83,00
Foz do Chapecó <sup>(4)(5)</sup>	SC/RS	342,00
<b>Total</b>		<b>1041,40</b>

(1) A CVRD atua como produtor independente em Candonga, Aimorés, Funil, Capim Branco, Machadinho e Foz do Chapecó.

Nos demais empreendimentos, a CVRD atua como autoprodutora<sup>2</sup>;

(2) Usinas em operação;

(3) Usinas em construção;

(4) Usinas em fase de licenciamento;

(5) Usina objeto da operação analisada neste parecer.

Fonte: Requerentes.

## 1.2 Foz do Chapecó Energia S/A

A Foz do Chapecó Energia S/A foi constituída exclusivamente para que ocorresse a participação indireta das empresas sócias Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (33,33%) e Serra da Mesa Energia S/A (66,66%) na exploração do aproveitamento hidrelétrico Foz do Chapecó.

### 1.2.1 Serra da Mesa Energia S/A

A Serra da Mesa Energia S/A (Serra da Mesa) é uma sociedade anônima cujo capital ordinário é integralmente controlado pela VBC Energia S/A (VBC)<sup>3</sup>. Participa do aproveitamento hidrelétrico de Serra da Mesa em parceria com Furnas – Centrais Elétricas S/A, detentora da concessão.

Em função da reestruturação societária ocorrida na CPFL Geração de Energia S/A (CPFL-G) em novembro de 2001, houve uma alienação para esta última de participações no capital social de empresas da VBC e Serra da Mesa<sup>4</sup>. Em decorrência disso, o controle societário da Foz do Chapecó Energia S.A. foi transferido para CPFL-G. A Tabela 3 a seguir ilustra a sua composição acionária.

<sup>1</sup> Produtor independente é a pessoa jurídica, ou as empresas reunidas em consórcio, que recebe(em) a(s) concessão(ões) para explorar o(s) aproveitamento(s) hidrelétrico(s) e comercializar, no todo ou em parte, a energia produzida, por sua conta e risco.

<sup>2</sup> Autoprodutor é a pessoa jurídica, ou as empresas reunidas em consórcio, que receber(em) a(s) concessão(ões) para explorar o(s) aproveitamento(s) hidrelétrico(s) e utilizar a energia produzida em suas instalações, podendo comercializar, eventual e temporariamente, seus excedentes de energia, mediante autorização da ANEEL.

<sup>3</sup> A VBC é empresa que em explora empreendimentos e executa serviços nas áreas de energia elétrica e energética em geral, incluindo o estudo, desenvolvimento, participação direta ou indireta em empreendimentos e serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A sua composição acionária é dividida igualmente entre os grupos Camargo Corrêa, Votorantim e Bradesco.

<sup>4</sup> Ver parecer n.º 163/COGSI/SEAE/MF referente ao AC n.º 08012.007378/2001-04.

<b>TABELA 3 - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA CPFL-G</b>	
<b>Acionistas</b>	<b>Participação (%)</b>
<b>VBC Energia S/A</b>	<b>43,84</b>
521 Participações S/A	34,07
Bonaire Participações S/A	14,96
Draft II Participações S/A	6,06
Cia. Paulista de Força e Luz	0,11
Empregados	0,07
Outros	0,89
<b>Total</b>	<b>100</b>

Fonte: Requerentes

Desse modo, tendo em vista a VBC ter participação no capital social da CPFL-G, serão considerados, para efeitos da presente análise, todos os seus aproveitamentos elétricos. A Tabela 4 traz a relação dos aproveitamentos elétricos da VBC e, por conseguinte, os aproveitamentos da CPFL-G.

<b>TABELA 4 – VBC: GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		
<b>Usinas</b>	<b>Localização</b>	<b>Capacidade de Direito (MW)</b>
UHE Serra da Mesa – CPFL-G <sup>(2)</sup>	GO	657,00
UHE Campos Novos – CPFL-G <sup>(1)(3)</sup>	SC	590,00
UHE Barra Grande – CPFL-G <sup>(1)(3)</sup>	RS/SC	345,00
UHE Foz do Chapecó – CPFL-G <sup>(3)(4)</sup>	RS/SC	342,00
PCH's CPFL <sup>(2)</sup>	SP	87,00
UTE Cariobá I <sup>(2)(5)</sup>	SP	36,00
PCH's RGE <sup>(2)</sup>	RS	3,00
Complexo Ceran <sup>(3)</sup>	RS	234,00
Repotenciação PCH's CPFL <sup>(3)</sup>	SP	44,00
Contratos Co-geração CPFL <sup>(3)</sup>	SP	77,00
<b>Total</b>		<b>2415,00</b>

(1) AVBC atua como produtor independente;

(2) Usinas em operação;

(3) Usinas em construção;

(4) Usina objeto da operação analisada neste parecer;

(5) A VBC retirou-se do empreendimento UTE Cariobá II, no qual detinha 315,00 MW de direito, correspondente a 33,33% do consórcio.

Fonte: Requerentes

## 1.2.2 Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE

A CEEE é uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do Rio Grande do Sul e responsável pelo serviço público de energia elétrica, nas áreas de geração, transmissão e distribuição.

Na Tabela 5 estão relacionados todos os seus aproveitamentos elétricos, com suas respectivas localizações e capacidades instaladas.

<b>TABELA 5 – CEEE: GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		
<b>Usinas</b>	<b>Localização</b>	<b>Capacidade de Direito (MW)</b>
UHE Jacuí <sup>(1)</sup>	RS	150,00
UHE Passo Real <sup>(1)</sup>	RS	125,00
UHE Itaúba <sup>(1)</sup>	RS	500,00
UHE Ivaí <sup>(1)</sup>	RS	0,70
UHE Ernestina <sup>(1)</sup>	RS	4,80
UHE Capigui <sup>(1)</sup>	RS	3,76
UHE Forquilha <sup>(1)</sup>	RS	1,00
UHE Guarita <sup>(1)</sup>	RS	1,76
UHE Santa Rosa <sup>(1)</sup>	RS	1,40
UHE Ijuizinho <sup>(1)</sup>	RS	1,00
UHE Canastra <sup>(1)</sup>	RS	42,50
UHE Bugres <sup>(1)</sup>	RS	11,12
UHE Herval <sup>(1)</sup>	RS	1,44
UHE Passo do Inferno <sup>(1)</sup>	RS	1,33
UHE Toca <sup>(1)</sup>	RS	1,10
UHE D. Francisca <sup>(2)(3)</sup>	RS	6,25
UHE Machadinho <sup>(3)</sup>	RS	55,40
UHE Campos Novos	SC	70,40
UHE Monte Claro <sup>(3)</sup>	RS	39,00
UHE Castro Alves <sup>(3)</sup>	RS	36,00
UHE 14 de Julho <sup>(3)</sup>	RS	38,70
UHE Jaguari <sup>(3)</sup>	RS	3,00
UTE Termogaúcha <sup>(3)</sup>	RS	110,40
UHE Foz do Chapecó <sup>(3)(4)</sup>	RS/SC	171,00
<b>Total</b>		<b>1377,06</b>

(1) Usinas em operação;

(2) A CEEE tem direito de utilizar, do 1º ao 10º ano do início das operações do AHE Dona Francisca, 5% da capacidade instalada. Do 11º ao 20º ano, a CEEE passará a deter o direito de uso de 10% da capacidade instalada e do 21º ano em diante poderá utilizar 15%;

(3) Usinas em construção;

(4) Usina objeto da operação analisada neste parecer.

Fonte: Requerentes

## 2. DA OPERAÇÃO

Trata-se de concessão feita pela União, por intermédio da ANEEL, ao Consórcio Energético do Foz Chapecó, constituído pelas requerentes em 16 de agosto de 2001.

A concessão é para a exploração do potencial hidráulico do Foz do Chapecó, localizado no rio Uruguai, nos Municípios de Águas de Chapecó e Alpestre, nos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul. A AHE Foz do Chapecó adicionará 855 MW de capacidade de geração de energia, com previsão para entrada em funcionamento a partir de 2006.

A energia elétrica produzida será utilizada ou comercializada, na condição de produtor independente, com as seguintes participações das requerentes no consórcio:

<b>TABELA 6 - AHE FOZ DO CHAPECÓ: DIVISÃO DAS COTAS</b>	
<b>Cotistas</b>	<b>Participação</b>
CEEE	20%
Serra da Mesa (CPFL G)	40%
CVRD	40%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

Fonte: Requerentes

### **3. DEFINIÇÃO DO MERCADO RELEVANTE**

#### **3.1. Dimensão Produto**

O setor de energia elétrica é composto por quatro atividades básicas: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Essas atividades estão descritas a seguir:

- (i) Geração – é o processo de criação de eletricidade por intermédio do processamento, em usinas de geração, de diversas fontes de energia. A geração é objeto de concessão, permissão ou autorização pela ANEEL;
- (ii) Transmissão – consiste no envio de energia elétrica em alta tensão (geralmente acima de 230KV) do local de geração até estações de rebaixamento de tensão. A tensão utilizada na transmissão precisa ser alta para minimizar perdas no trajeto de transmissão. A entrega da energia aos consumidores finais requer que a tensão seja rebaixada a níveis menores, o que é feito por meio de estações de rebaixamento;
- (iii) Distribuição – consiste em veicular a energia entre as estações de rebaixamento de tensão e os consumidores finais. Em virtude de seus custos fixos elevados e custos marginais irrisórios, a transmissão e a distribuição são atividades tipicamente caracterizadas como monopólios naturais e funcionam, portanto, em ambiente de regulação;
- (iv) Comercialização – consiste na intermediação financeira envolvida nas transações de compra e venda de energia no atacado. Atualmente, a comercialização para consumidores cativos<sup>5</sup> é realizada pelas empresas concessionárias de distribuição em cada região. A comercialização para consumidores livres depende apenas de autorização da ANEEL.

Isto posto, define-se como mercado relevante do produto a *geração de energia elétrica*..

<sup>5</sup> São consumidores livres aqueles que, em virtude de determinadas características de seu consumo, têm a faculdade de escolher entre geradoras concorrentes (concessionárias, permissionárias ou autorizadas no sistema interligado) ou comercializadoras, podendo, assim, negociar melhores preços e condições. A Lei n.º 9.074/95 estabeleceu como condições para o consumo livre ter carga igual ou maior que 10.000kW, e ser atendido em tensão igual ou superior a 69kV, para os consumidores já existentes. Os novos consumidores com carga igual ou maior que 3000kW, atendidos em qualquer tensão, também são consumidores livres. Os consumidores cativos são aqueles que, por não atenderem aos critérios descritos acima, não dispõem de escolha quanto às empresas que lhe fornecem energia (geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras). Os usuários domésticos no Brasil, por exemplo, são, até o presente momento, consumidores cativos. O consumidor cativo adquire energia da empresa distribuidora concessionária de sua área. Atualmente as distribuidoras concentram os serviços de distribuição e comercialização para esses consumidores.

### 3.2. Dimensão Geográfica

A regulação em vigor não impõe restrições no que diz respeito à localização geográfica das geradoras. Tecnicamente, em situações normais de funcionamento e de acordo com a infraestrutura de transmissão disponível, é viável a aquisição de energia de qualquer geradora dentro do Sistema Interligado de transmissão (inclusive de países vizinhos). No entanto, pode-se dizer que, devido a fatores relacionados às restrições de transmissão e perdas de energia, ocorrem diferenciais de preços entre determinadas regiões do país.

O ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, órgão responsável, nos termos da legislação aplicável, pela operação coordenada e otimizada dos sistemas interligados, define 4 sistemas com base em dados históricos do transporte de energia, motivado pela existência de restrições de ordem física a esse transporte, a saber: subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Em situações de restrição de capacidade de transmissão de energia entre os sistemas (ver Tabela 7), há tendência de ocorrência de diferenciação de preços. Nesse sentido, no comércio entre sistemas, pode ocorrer elevação do preço da energia de forma a garantir a receita das geradoras. Sendo assim, para efeito de definição do mercado relevante, torna-se importante verificar em que medida as restrições de transmissão e as perdas interferem nos preços finais da energia comercializada entre subsistemas.

Como os custos embutidos na transmissão, bem como a diferenciação de preços entre sistemas, dependem de uma determinada situação de oferta/demanda de energia, adota-se a situação em que o mercado relevante é mais restrito<sup>6</sup>. Dessa forma, cada um dos Subsistemas – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste – consistiriam em diferentes mercados. Enfatiza-se que esta abordagem pode mudar, estando condicionada à ampliação da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia - MAE ou a alterações na capacidade de transmissão entre subsistemas<sup>7</sup>.

Ligações	Ano				
	2002	2003	2004	2005	2006
Sudeste → Sul	2925	5200	5200	5200	5200
Sul → Sudeste	1916	4748	4675	4675	4675
Sudeste → Imperatriz	1000	2200	2200	2200	2200
Imperatriz → Sudeste	0	1607	1607	1607	1607
Norte → Imperatriz	1330	2500	3400	3600	3600
Imperatriz → Norte	1306	1600	1600	1600	1600
Nordeste → Imperatriz	825	762	975	992	992
Imperatriz → Nordeste	1330	1267	1330	1480	1480
Sudeste → Nordeste	0	900	900	900	900

<sup>6</sup> Essa abordagem tende a ser mais conservadora, na medida em que tende a gerar participações de mercado maiores do que quando se considera mercados relevantes mais amplos.

<sup>7</sup> De fato, há expectativa de investimentos na área de transmissão de energia elétrica, o que tornaria viável economicamente a compra de energia de outras regiões, o que mudaria o conceito atual de Subsistemas independentes. A propósito, é digno de nota que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) pretende propor que a ANEEL avance nos estudos referentes à redução, para dois, do número de submercados considerados. Entretanto, é importante considerar-se que, na prática, os investimentos em linhas de transmissão necessários ainda não foram efetivamente concretizados, de modo que não há certeza acerca da entrada em funcionamento das mesmas.

Nordeste→Sudeste	0	362	300	295	295
------------------	---	-----	-----	-----	-----

Fonte: Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2002. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (www.ons.org.br)

A AHE Foz do Chapecó operará integrada ao Sistema Interligado Nacional, pertencendo ao Subsistema Sul, em função da sua localização geográfica. Desse modo, define-se a dimensão geográfica do mercado relevante no âmbito do **Subsistema Sul**.

#### 4. POSSIBILIDADE DE EXERCÍCIO DO PODER DE MERCADO

Basicamente, a operação consiste em adição de capacidade de geração de energia elétrica ao Subsistema Sul. A princípio, como não se trata de fusão, ou seja, não se observa diminuição do número de empresas e/ou concentração da capacidade existente, a operação não suscitaria maiores preocupações concorrenciais. No entanto, dadas peculiaridades do setor elétrico, cabe análise mais aprofundada dos possíveis impactos anticompetitivos da operação.

Pela observação da Tabela 8, percebe-se que, tomando-se as requerentes individualmente, a operação não criou nem reforçou significativamente poder de mercado. A participação de cada empresa no total de capacidade de geração de energia elétrica do Subsistema Sul é pouco relevante<sup>8</sup>.

<b>TABELA 8 - PARTICIPAÇÃO DE MERCADO DAS REQUERENTES (CAPACIDADE DE DIREITO - SUBSISTEMA SUL)</b>				
<b>Empresa</b>	<b>Capacidade de Direito (MW)</b>		<b>Participação (%)</b>	
	<b>ANTES</b>	<b>DEPOIS</b>	<b>ANTES</b>	<b>DEPOIS</b>
CVRD	83	425	0,54	2,63
CPFL-G e VBC	827	1169	5,41	7,24
CEEE	1206,06	1377,06	7,89	8,53
<b>Total</b>	<b>2.116,06</b>	<b>2.971,06</b>	<b>13,85</b>	<b>18,40</b>
<b>Subsistema Sul</b>	<b>15.282</b>	<b>16.137</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Nota: O ano considerado neste parecer para fins de energia disponível no Subsistema Sul é o de 2006, haja vista ser o ano previsto para a conclusão da usina

Fonte: Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2002.

<b>TABELA 9 - CAPACIDADE DAS USINAS COM PARTICIPAÇÃO DAS REQUERENTES VERSUS CAPACIDADE DO SUBSISTEMA SUL</b>				
<b>Empresa</b>	<b>Capacidade de Direito (MW)</b>		<b>Participação (%)</b>	
	<b>ANTES</b>	<b>DEPOIS</b>	<b>ANTES</b>	<b>DEPOIS</b>
Requerentes	6933,91	7788,91	45,37	48,26
Subsistema Sul	15.282	16.137	100,00	100,00

Fonte: Requerentes.

No entanto, cabe avaliar se a operação não gera condições para que as empresas atuem de forma coordenada. O empreendimento conta com a participação de diversas empresas, o que poderia criar incentivos para o exercício coordenado de poder de mercado. A observação da

<sup>8</sup> Com relação à VBC, trata-se de empresa formada pela parceria entre os grupos Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa, onde cada participante detém 33,33% das ações. Em vista disso, para fins de cômputo das participações de mercado, a VBC será considerada, no âmbito deste parecer, como uma empresa única. Desse modo, aos empreendimentos da VBC serão somados os negócios de geração nos quais os grupos Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa sejam sócios, já que se supõe que essas empresas em alguma medida coordenam suas ações, em função de serem sócias de uma empresa especializada nesse segmento de atividade.



Tabela 8 revela que o somatório da capacidade de geração de energia elétrica de todas as requerentes no Subsistema Sul gira em torno de 18%. Sob hipótese menos conservadora, ou seja, tomando-se o somatório da capacidade total das usinas nas quais as requerentes possuem participação, esse percentual chega a 48,26%. A despeito de ser um percentual alto, cabe salientar que, mesmo antes da operação, as requerentes detinham conjuntamente parcela significativa da capacidade de geração do referido Subsistema.

Além disso, em grande medida o incentivo para práticas coordenadas já existia antes da operação: algumas das requerentes já atuavam de maneira conjunta em outros empreendimentos de geração de energia elétrica.

Ademais, a ampliação da capacidade de transmissão entre os diversas regiões atua mitigando o poder de mercado – unilateral ou coordenado – das requerentes na geração de energia elétrica no Subsistema Sul. De fato, há previsão de aumento da capacidade de transmissão entre os diversos subsistemas. Este aumento de capacidade motivaria a definição de mercado relevante geográfico mais amplo para a geração de energia elétrica (incluindo também as geradoras localizadas na Região Sudeste). Desse modo, a participação das requerentes no total da capacidade de geração do novo mercado relevante seria diluída pela incorporação de novos agentes.

## 5. RECOMENDAÇÃO

A operação analisada não contribui para criar ou reforçar significativamente o poder de mercado, unilateral ou coordenado, das empresas envolvidas no empreendimento. Desse modo, sugere-se a **aprovação sem restrições** da operação.

À consideração superior.

SYMONE OLIVEIRA LIMA  
Assistente Técnica

MARCELO PACHECO DOS GUARANY S  
Coordenador- Geral de Serviços Públicos e Infra-estrutura, substituto

De acordo.

CRISTIANE ALKMIN JUNQUEIRA SCHMIDT  
Secretária-Adjunta

CLAUDIO MONTEIRO CONSIDERA  
Secretário de Acompanhamento Econômico