

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA
SECRETARIA DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS

CICLO DE PALESTRAS

MINAS E ENERGIA

MÁRCIO ZIMMERMANN

BRASÍLIA
2010

CICLO DE PALESTRAS

MINAS E ENERGIA

MÁRCIO ZIMMERMANN



PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA
SECRETARIA DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS
MINISTRO SAMUEL PINHEIRO GUIMARÃES

Presidência da República
Secretaria de Assuntos Estratégicos
Esplanada dos Ministérios, Bl. O – 7º, 8º e 9º andares
70052-900 Brasília, DF
Telefone: (61) 3411.4617
Site: www.sae.gov.br

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA
SECRETARIA DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS

CICLO DE PALESTRAS

MINAS E ENERGIA

MÁRCIO ZIMMERMANN

PALESTRA PROFERIDA EM 13/05/2010



BRASÍLIA, 2010

Degração:
FJ Produções

Projeto Gráfico e Diagramação:
Rafael W. Braga
Bruno Schürmann

Revisão:
Sarah Pontes
Luis Violin

Edição:
Gabriela Campos

Coordenação:
Walter Sotomayor

FICHA CATALOGRÁFICA

C568

Zimmermann, Márcio
Ciclo de palestras: Minas e Energia/Márcio Zimmermann. Brasília:
Presidência da República, Secretaria de Assuntos Estratégicos - SAE,
2010.

40 p.

1. Políticas Públicas 2. Minas e Energia – Brasil. I Presidência da
República, Secretaria de Assuntos Estratégicos. II. Márcio Zimmermann

CDD - 350



CICLO·DE·
·SAE
·PALESTRAS

MÁRCIO ZIMMERMANN

- 1956 *Nasce, em 1º de julho, em Blumenau (SC)*
- 1980 *Ingressa na Eletrobrás/Eletrosul chegando ao cargo de diretor de produção e comercialização*
- 1980 *Formado em Engenharia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS)*
- 1987 *Pós-graduado em Engenharia de Sistemas Elétricos pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Minas Gerais*
- 1999/2002 *Presidente da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE)*
- 2007 *Mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)*
- 2005 *Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia*
- 2008 *Nomeado Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia*
- 2008/2010 *Membro do Conselho de Administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*
- 2010 *Assume o Ministério de Minas e Energia em 31 de março*

PALESTRA DO MINISTRO

MÁRCIO ZIMMERMANN

O sistema elétrico nacional é motivo de orgulho para todos os brasileiros, porque é um sistema diferente. Tal diferença consiste no fato de que, não havendo petróleo que incentivasse a produção de energia termoelétrica, aproveitou-se o potencial hídrico do País para se iniciar a produção de energia elétrica com a construção de hidrelétricas. Desde o início, fomos obrigados a vencer outro desafio: as usinas se encontravam distantes dos centros de consumo.

No modelo do setor elétrico brasileiro, no início do século 20, predominaram as empresas privadas estrangeiras – até a década de 1940, quando nasceu a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) para fazer a primeira hidrelétrica de Paulo Afonso. Depois, houve o movimento da Comissão de Energia do Rio Grande do Sul, as Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), que também começaram como comissão



estadual. Finalmente, na década de 1950, o próprio governo federal começou a criar empresas, como Furnas. O presidente Getúlio Vargas planejou a criação da Eletrobras, na década de 1950, que se viabilizou somente em 1962.

Paralelamente a isso, o estado de São Paulo estava-se movimentando fortemente no setor de energia elétrica. O complexo de Urubupungá, formado pelas usinas de Jupia e Ilha Solteira e construído na década de 1960, é um exemplo de que, no estado, além das empresas estaduais, começou a ocorrer um processo de estatização.

Durante o período militar houve forte avanço. Na época, dizia-se que o setor elétrico federal ficaria com a geração e a transmissão. A distribuição, que lida diretamente com o consumidor, ficaria com as empresas estaduais. Não se tratava de uma onda apenas no Brasil. Essas eram ondas que varreram o mundo e levaram modelos como esse a predominar naquela época. Nos anos 1970, aconteceu uma estatização muito forte. Ficaram pequenos grupos privados aqui no País: a Cataguases, o Grupo Rede e com, praticamente, empresas nanicas. O restante eram estatais, federais e estaduais. Nesse processo, o setor elétrico acabou indo, praticamente, à falência, no fim da década de 1980.

Posteriormente o setor, então, estruturou-se. Primeiro, organizou-se para operar esse sistema de forma única, com a criação do Grupo Coordenador da Operação In-

terligada (GCOI) e, logo na sequência, no início da década de 1980, estruturou-se o planejamento. Tínhamos uma experiência mais antiga, com um grupo canadense que fez inventário do potencial hídrico.

Nesse período, criou-se a estrutura de planejamento, e a Petrobras tinha uma coordenação, exercida pelo antigo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Esse planejamento priorizava a obra, identificava em que direção o País deveria ir, com foco no que oferecesse o melhor retorno e o menor preço para o Estado brasileiro. Nessa evolução, houve determinados momentos, na década de 1980, em que muitas empresas começaram a sofrer processo mais forte de politização.

A politização muito forte leva à não-priorização de empreendimentos, ou pode, ainda, não considerar fatores externos, que estavam ocorrendo, como o primeiro choque de petróleo, em 1974. Em 1978, houve o segundo. Havia uma empresa do grupo Eletrobras, por exemplo, que achava, na época, que poderia construir, simultaneamente, quatro usinas. É claro que não construiu nenhuma, e as obras ficaram paradas.

Houve, portanto, na década de 1980, o encolhimento da demanda do consumo brasileiro, em decorrência do choque de petróleo, que causou toda a crise econômica. E, ao mesmo tempo, um pesado sobrecusto no setor elétrico. Além disso, com o início do forte processo de in-

flação, a tarifa de energia elétrica passou a ser usada como instrumento político-econômico para conter a inflação.

Diante desse quadro, que envolve o problema de gestão e utilização do setor, fugimos à lógica econômica e chegamos à década de 1990 com um índice de inadimplência muito grande. O primeiro movimento que se registra refere-se à Lei nº 8.631, de 1993, que regulamentou as tarifas do serviço público de energia elétrica. Enquanto isso, estava ocorrendo um processo bastante neoliberal em todo o mundo, desde a fase de governo da primeira-ministra Margareth Thatcher, da Inglaterra, que propunha uma mudança na indústria de energia elétrica. Um forte processo de privatizações, que considerava a energia elétrica puramente como *commodity*. Esse movimento foi muito expressivo — e essas ondas que varrem o mundo acabam sempre atingindo os países em desenvolvimento de uma forma mais ou menos significativa. Na América do Sul, houve os primeiros alunos do Consenso de Washington, como foi o caso da Argentina, que deslançou um processo muito rápido. Ela perdeu toda a sua memória do setor de energia quando realizou a privatização da YPF, uma empresa de porte razoável. A Argentina já tinha um *know-how* interessante, mas o Estado, por sua vez, não se tinha preparado.

No caso brasileiro, no início da década de 1990, iniciou-se um processo em que o governo contratou a empresa de consultoria britânica Coopers. E seu pessoal chegou aqui

dizendo: “Vamos implantar nosso modelo!”. Vale lembrar que, na Inglaterra, a base de produção de energia é térmica, e eles estavam prestes a mudar o modelo, com a descoberta de petróleo no Mar do Norte. Eles tinham fartura de gás e energia. Por isso, puderam dispensar o carvão, que antes era a base da mineração e tinha poder muito forte. Assim, a Coopers chegou ao Brasil achando que podia fazer o mesmo que fez na Inglaterra. Esqueceu que aqui o sistema era hidrelétrico, tinha outra base. Então, seria necessário pensar diferente, o que constituiu um processo interessante, porque o próprio setor, depois de muita discussão, finalmente conseguiu convencê-los dessa diferença, e eles cederam.

Os países que não tiveram a mesma postura do Brasil enfrentaram graves problemas. Na Colômbia, por exemplo, a Coopers implantou o modelo anterior ao implantado no Brasil. E a Colômbia é um país basicamente hidrelétrico. Ocorreu, então, o processo de privatização, e as usinas foram compradas sem operação coordenada. As empresas que assumiram o controle pensavam que possuíam um reservatório e podiam utilizá-lo de acordo com sua necessidade de fazer caixa. Consideravam a água como um cofre de dinheiro. Quando enfrentaram uma dificuldade meteorológica, que nem foi a mais severa da história, foram a zero. Não havia coordenação. Essa foi a primeira falha. É um erro pensar que a hidrelétrica é como a termelétrica, que se pode trazer o combustível de outro lugar e produzir energia de acordo com a conveniência.

É necessário entender as características de uma usina hidrelétrica. A usina de Salto Santiago, por exemplo, tem 1.420 MW de potência instalada. Se ela operar isolada significa que pode, no máximo, garantir, ao longo de trinta anos, 300 MW/média. Quando ela entra no sistema interligado, passa para 780 MW/média. Aí começa o jogo da otimização e isso se faz aproveitando a diversidade hidrológica e a otimização entre bacias. Na Colômbia não fizeram assim. Simplesmente aplicaram um modelo térmico a um modelo hidrelétrico, o que foi caótico. Depois precisaram repensar esse modelo.

No Brasil, o governo federal incentivou as privatizações, com ênfase na distribuição, oferecendo até mesmo pequenos incentivos para os governos estaduais. A União era o poder concedente e o Ministério a representava. O princípio da concessão era que se explorasse o serviço por determinado período e depois se revertessem os benefícios para o Estado. Com isso, os governos estaduais foram atraídos para fazer processos de privatização. As primeiras empresas de distribuição do Brasil foram privatizadas. O processo foi iniciado com a área de geração. Em São Paulo deu certo, mas não avançou em outros estados porque, como se tratava de empresas com marca muito forte, a sociedade local não concordou com isso.

O grupo Eletrobras também participou do processo. A ideia era vender a geração e a transmissão. As geradoras e transmissoras já tinham vendido as empresas distribui-

doras, a Light e a Escelsa. Então, iniciou-se o processo de privatização. A primeira a ser privatizada seria Furnas, que estava no processo de separação da Eletronuclear. Como o processo de Furnas demorou, a Eletrosul, parte de geração, foi vendida.

De qualquer forma, quando o Brasil começou a tratar a energia como *commodity*, a exemplo do que ocorreu na Inglaterra, passou a existir um problema. Com o *self dealing* (autocontratação), uma das características do nosso modelo, havia muitas empresas que atuavam tanto na geração quanto na distribuição. Era um jogo combinado entre o grupo que explorava a distribuição e a geração, e a distribuição era a tarifa. Assim, quando se fazia uma usina muito confortável para o investidor, quem pagaria a conta era o consumidor.

Em 2003 e 2004, quando houve grande discussão coordenada pela então ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, esse era um dos desafios que se tinha de resolver e, ao mesmo tempo, o planejamento, uma característica forte do setor elétrico. É preciso ter previsibilidade de mercado quando a fonte energética é hidráulica, deve-se tomar medidas com anos de antecedência. Hoje, o estudo de viabilidade, o estudo de impacto ambiental, está mais forte. Na época das privatizações, por volta de 1999, o planejamento foi desmontado. Não havia monitoramento do setor elétrico. Talvez, tenha-se acreditado que a agência reguladora faria isso.

Ressalte-se que política energética é de extrema importância, e consta no artigo 174 da Constituição que planejamento é função indelegável de governo. Não pode ser transferida. O Estado não pode abrir mão disso. Havia, então, a agência reguladora, que foi um aspecto positivo desse modelo, e por isso continuou. A agência nasceu com os objetivos de regular, mediar e fiscalizar, e não de fazer política econômica, política energética e planejamento.

Naquela época, no Brasil, houve uma confusão, um vácuo, e o Ministério estava desestruturado. A Eletrobras saiu da função de operação e planejamento, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) começou a querer ocupar-se disso sem ter mandato. Nesse período, acontecia muito choque entre a Aneel e o Ministério.

Em meio a esse processo, era difícil viabilizar uma usina. Hoje, isso é possível graças à estratégia mais utilizada mundialmente, que é o *Project Finance*. Uma das partes mais importantes é o PPA (*Power Purchase Agreement* – Acordo de Compra de Energia, entre geradores e consumidores), e as distribuidoras na época não reconheciam tal importância, mesmo se tratando dos grandes compradores de energia. Desse modo, o agente econômico não tinha sinal para expansão, o que começou a gerar um problema: a estatal ficava de mãos amarradas, não podia investir.

Racionamento de energia

Em 2001, enfrentamos um problema não apenas conjuntural, mas estrutural. Isso significa que não construímos as usinas que deveríamos, por isso uma seca levou o sistema brasileiro a entrar em racionamento. Ocorreu falta de geração e, ao mesmo tempo, de linhas previstas para aumentar a integração energética. As interligações regionais eram muito importantes, porque se há diversidade hidrológica no Sul, por exemplo, há complementação hidrológica perfeita com relação ao Sudeste. No Sul, começa a chover no período de junho e vai até novembro; no Sudeste, a chuva começa em novembro e vai até maio. Por isso a complementação seria perfeita. E, naquela época, do racionamento, por falta de linhas de transmissão, que não ficaram prontas graças ao atraso das licitações de concessão, jogou-se água fora no Sul, enquanto o Sudeste teve de racionar. O modelo, como se pode ver, tinha sérios problemas: não se dava sinal econômico para o agente e deixou-se de mão amarrada o grupo estatal que tinha peso. A Eletrobras possuía, na época, 80% da rede básica brasileira; mais de 60% da geração. Ocorre que, na década de 1990, ela ficou impossibilitada de atuar, e os investidores pararam de investir.

Em 2002, foram realizados vários diagnósticos desse problema. Foi divulgado o famoso relatório Kelman e, então, a ministra Dilma, que começou o processo de revisão da reestruturação do setor elétrico, com base nesse diagnóstico e na relevante interação que fez com o setor

elétrico brasileiro, encontrou excelente saída para toda a crise que se viveu no período de 2001-2002. Decidiu-se que não voltaríamos totalmente àquele modelo estatal da década de 1980-1990 nem aplicaríamos o modelo puro, que gerava problemas, de energia puramente *commodity*.

O Estado tinha de se estruturar. Assim, retoma-se um processo muito importante, que se inicia pela reestruturação do Ministério de Minas e Energia. À época, o Ministério tinha engenheiros lotados na área administrativa, a maioria encarregada de manutenção predial. Convidando profissionais de empresas, de universidades, o governo começou a reestruturá-lo. Houve uma batalha para se criar um quadro próprio. Hoje temos esses profissionais, contratados, que estão sendo treinados, e mantivemos aquela base: o pessoal com experiência de empresas estatais e que trabalha no Ministério.

Nesse processo, também se criaram melhores condições: primeiro, a transmissão funcionou bem no outro modelo. Foram feitas poucas alterações, e ela funcionou muito bem, graças ao planejamento. A transmissão tem um sistema dinâmico, atrai agentes econômicos e tem cumprido seu papel. A expansão da transmissão ocorrida nos últimos anos é muito significativa, atraindo até empresas estrangeiras.

No Brasil, país de grandes dimensões, o sistema interliga o extremo sul, no Rio Grande do Sul, ao norte e avança na construção de linhas que interligarão o Amapá e Ma-

naus. Além disso, já se está estudando a interligação de Boa Vista, única capital do Brasil ainda não interligada ao sistema, por uma linha que deve sair de Manaus. Ademais, esse é um passo que pode permitir maior integração energética daquela região do País com os países vizinhos, como a Guiana e Venezuela. Portanto, pode-se dizer que a transmissão vai bem. O desafio na área de transmissão é o fato de que o Ministério do Meio Ambiente, há aproximadamente três anos, passou a interpretar que a criação de uma linha de transmissão, obra de baixo impacto ambiental, equivale a construir uma usina hidrelétrica. Chegou-se a publicar uma norma a respeito. Com isso, para se fazer uma travessia por cima de rio com uma linha de transmissão exigiu-se que a empresa responsável pela linha fizesse um estudo do potencial hídrico e um inventário da fauna, tanto no período de seca quanto no de cheia. Entretanto, a linha não afeta nada disso. Não ocorre interferência nenhuma. Atualmente, há uma tentativa de anular essa norma porque, é claro, ela causa impacto nos prazos.

Planejamento

O setor de geração foi bem dinamizado, criou-se uma estrutura em que o Estado brasileiro volta a ter capacidade de olhar para a frente. O Ministério criou a Secretaria de Planejamento, depois a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) criou os desafios e nós divulgamos o primeiro plano abrangendo mais de 20 anos. O último fora publica-

do em 1993, era o Plano 2015. Lançamos o Plano 2030, em 2007, e voltamos à rotina daqueles planos decenais, com a visão de programação. Instituímos a sistemática de leilões, com contratações a longo prazo, acabamos com o *self dealing* e criamos regras para garantir uma forma mais eficaz na contratação, provocando competições entre fontes de energia e agentes. Ao mesmo tempo, estamos obrigando a distribuidora que lida com o consumidor regulado a estar praticamente toda contratada, 97%, mas deixamos o mercado livre para funcionar.

Começamos a realizar os leilões em 2005, quando os requisitos ambientais da sociedade brasileira se tornaram bastante rígidos. No Brasil, criou-se a ideia de que o impacto ambiental de uma usina pequena é menor. Na verdade, não é bem assim. À época, foram priorizadas 17 usinas, pequenas e médias, acreditando-se que haveria uma vantagem ambiental. Na realidade, só foi possível licenciar, no primeiro leilão, oito delas. Assim, a quantidade de energia produzida ficou muito aquém da necessidade e, é claro, foi necessário complementá-la com as térmicas. Como o Brasil não tinha muito gasto e havia um contrato (de fornecimento de gás) com a Bolívia, em 1999, o governo achou que podia fazer 50 termelétricas a gás. Mas eram 50 termelétricas que não tinham gás. Então, algumas foram feitas, mas outras não. E nós começamos a ter de contratar outras fontes. De 2005 até 2010, principalmente até 2007, houve forte contratação de térmicas. Um país que tinha uma matriz elétrica extre-

mamente renovável no mundo passou a sinalizar que iria reduzir essa participação.

Tínhamos a capacidade de chegar a 90% de hidrelétrica, mas, nos últimos anos, havia diminuído muito, e metade já era hidrelétrica e metade termelétrica – muitas delas a óleo. Havia, ainda, dificuldades ambientais muito grandes. À época, o Ministério iniciou um movimento muito forte, a ministra ainda era a Dilma, para que abraçássemos os grandes projetos. Com aprovação da ministra, trouxemos as usinas do Madeira para estudo, já que Belo Monte tinha sido demonizada por erros do passado. O projeto do Madeira avançou, mesmo tendo sido uma batalha enorme.

Primeiro, havia uma questão ideológica. Por exemplo, a então ministra do Meio Ambiente, Marina Silva, não aceitava a construção de novas usinas hidrelétricas. Eu não sou especialista em meio ambiente, mas as usinas do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), que são de fluxo, mantêm praticamente a velocidade natural do rio e a área alagada na época da cheia. São, aproximadamente, 200 km² de área alagada, nas duas, e o resto é o leito do rio, que equivaleria ao seu leito na época da cheia. É baixo o impacto ambiental. Para se produzirem aproximadamente 6 mil megawatts, havia 500 quilômetros de área inundada, dos quais 250 era rio.

Nesse contexto, há muita pressão. O processo foi muito desgastante, e, a cada vez que se faz um estudo ambiental

desse tipo, gastam-se de R\$ 30 milhões a R\$ 50 milhões. Surgem verdadeiras teses acadêmicas desses estudos. É necessário contratar os melhores profissionais para fazer isso e, muitas vezes, é preciso discutir com áreas que não têm *experts*, apenas generalistas, e a situação fica difícil. De qualquer forma, o processo exigiu o envolvimento, à época, do próprio presidente da República. Ele quis entender, e a justificativa foi a necessidade de preservar a reprodução dos peixes, rio acima. No Rio Madeira, são usinas de baixa queda, com 15 metros de queda. Em Itaipu, são 120 metros e nós conseguimos fazer uma escada para o peixe subir e se reproduzir. Em 10 quilômetros, ele sobe 120 metros. Então o problema do peixe do Madeira, que poderia ter criado uma crise internacional com a Bolívia, foi equacionado fazendo um canal para o peixe subir, para não interromper o fluxo de peixes. Esse era um problema sério, porque havia uma preocupação dos técnicos do Ibama de que o assoreamento inviabilizasse esse complexo hidrelétrico. Mas, quando se faz usina de baixa queda, como as do Rio Madeira, com turbina bulbo, ela fica no chão do rio. Mantém-se, assim, a mesma velocidade e não há sedimentação. Por essa razão, trata-se de um tipo de usina que menos vai gerar problema de assoreamento no Brasil, porque é uma usina de fluxo. Mesmo assim, à época, trouxemos até especialistas da França para explicar isso. E o projeto está sendo implantado. E foi emblemático. Porque esse complexo do Madeira – composto pelas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau – foi o primeiro grande projeto construído sob as novas regras ambientais.

Belo Monte

É inevitável, neste ponto, comentar sobre Belo Monte. O projeto de hoje é melhor que o antigo, da década de 1980, que inundava mais de mil km² e trabalhava com a premissa de fazer uma grande usina e um grande reservatório. Depois, esse projeto foi mudado, sem se alterar a potência, para uma usina de fio d'água, que é melhor. Tudo foi corrigido e considerou-se um fluxo permanente do Rio Xingu. Porém, é a primeira usina no Brasil que traz um aspecto muito interessante – o fato de que investidor vai aplicar quase R\$ 4 bilhões em compensações socioambientais.

Uma hidrelétrica representa desenvolvimento para a região. Não há, no Brasil, municípios que receberam hidrelétricas e não melhoraram o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Pesquisas mostram que municípios com características semelhantes, que não viveram esse processo, tiveram seu IDH reduzido.

Enfim, hoje encontramos o ponto de equilíbrio e vamos continuar desenvolvendo hidrelétricas. Há espaço para usinas nucleares, para biomassa, para eólica, para toda a diversidade possível. Entretanto, é preciso ter racionalidade. Uma hidrelétrica é um bem que pode durar 100, 200, 300 anos, e com poucos investimentos pode-se mantê-la funcionando durante esse período. Quando se constrói uma térmica, até por degradação de material, ela

não dura mais que trinta ou quarenta anos. Perde-se o bem. Além disso, a térmica é mais cara que a hidrelétrica.

No Brasil, temos uma área com grandes reservatórios, o Sudeste. Nas outras regiões, como na Amazônia, os reservatórios são pequenos. E isso sinaliza que é preciso fazer mais térmicas que operem na base. E é aí que entra a energia nuclear. No setor elétrico, não há segurança, porque não produzimos combustível nuclear em escala industrial para atender a nossa própria demanda. Para isso o Brasil tem a tecnologia, mas tem de colocar aquela planta em produção industrial de combustível para se poder ancorar térmicas nucleares fortes. Esse é um passo importantíssimo que o governo tem de dar. Depois, quando se retomar esse programa, o Estado brasileiro tem de tomar uma decisão de extrema relevância. Constitucionalmente, apenas o Estado pode atuar nessa área, tanto na mineração quanto na produção de energia nuclear. Estamos preparando estudos de localização de sítios, estudos de viabilidade e, quando houver uma sinalização forte com relação ao combustível, a energia nuclear entra muito bem, com as características que teremos do nosso setor elétrico para frente. A usina nuclear é uma térmica cara para implantar, mas tem custo operacional baixo – tanto que a primeira térmica a ser utilizada no sistema brasileiro atualmente é a termonuclear.

O Brasil hoje tem um consumo *per capita* de 2.300 kW/hora/ano. Nos Estados Unidos, esse valor fica em torno de 14 mil. Na Europa, de 7 mil a 9 mil. E, na África do

Sul, é de 4.800. O Brasil tem um caminho muito longo a percorrer, porque só com o governo Lula muitas pessoas chegaram ao século 21 beneficiadas com a energia elétrica. O Luz para Todos está ligando milhões de pessoas. São pessoas que só agora entraram para esse consumo. E a ascensão na escala social do Brasil, o aumento de classe média, tudo isso vai gerando mais consumo.

A energia eólica tem papel relevante, complementar, mas não é o carro-chefe. Para, por exemplo, se construir hoje, na Espanha, uma usina com a potência de Belo Monte, que alguns “especialistas de plantão” chamam de ineficiente, considerando US\$ 12.300 o kW instalado, gastaríamos, para fazer a mesma usina e produzir a mesma energia, US\$ 31 bilhões ou € 20 bilhões. O Estado espanhol dá um subsídio para a meta europeia de 20% de energia renovável. Só lembrando: a matriz do Brasil para produzir a energia elétrica é de 80%, 90%, independentemente de ter mais ou menos chuva. Na Espanha, para chegar a 20%, o subsídio que o governo dá para a produção eólica é de € 25 por mW/hora. Isso significa, em um ano, para produzir o mesmo volume de energia de Belo Monte, € 1 bilhão em subsídios. Aqui, vamos implantar Belo Monte por US\$ 14 bilhões. Na Espanha, o governo gastou em torno de US\$ 30 bilhões, e ainda terá de dar € 1 bilhão de subsídio por ano. Então, em trinta anos, eles terão gasto € 50 bilhões para ter a mesma produção da Belo Monte. Ocorre que, no caso espanhol, como a eólica acaba em trinta anos, terão de instalar outra. E Belo Monte vai durar pelos próximos trezentos anos.

PERGUNTAS & RESPOSTAS

ALBERTO CAVALCANTI (SAE)

Pode-se ver, no material impresso distribuído, aqui, que o Ministério está trabalhando sobre a perspectiva de 2019, com uma expansão de oferta de energia de 5,8% ao ano, e números superiores à estimativa de crescimento do produto bruto fixado em 4,5%. No entanto, parece que há mudanças de cenário. Vi ontem, por exemplo, o ministro Guido Mantega mencionar o fato de que os países emergentes deverão, nos próximos anos, liderar a expansão do crescimento mundial, respondendo por até 70% desse crescimento, e com destaque para os países que compõem o chamado BRIC, (Brasil, Rússia, Índia e China). Na SAE, realizamos simulações que indicam a necessidade de crescimento de 7% ao ano para que, de fato, o Brasil consiga diminuir o hiato que o separa dos países desenvolvidos. Assim, pergunto ao senhor se, nesse planejamento, há margem de flexibilidade para a hipótese de o crescimento nos próximos anos ser superior a 4,5%. Porque, quando o crescimento é inferior ao planejado, basta reduzir o dispêndio do desembolso; mas, quando o

crescimento é maior, como o senhor mencionou, é muito difícil, é preciso muito tempo entre planejar e tomar a decisão e a oferta de energia efetivamente se materializar.

RESPOSTA:

Na verdade, quando se faz um planejamento de longo prazo, é possível definir políticas. No caso, trata-se do Plano 2030, que dá as diretrizes para o planejamento de curto prazo e é uma espécie de programação de obra. É só lembrar que esse modelo nasceu na ressaca do racionamento de 2002. Assim, uma de suas principais características é a flexibilidade para se adaptar a diferentes cenários. Todo ano essas projeções são revisadas para dez anos à frente e, simultaneamente, estamos fazendo leilões que possam se ajustar à demanda. Por exemplo, para atender o ano de 2015, faremos leilões este ano. Se as distribuidoras tiverem essa percepção que você mencionou, de que elas vão precisar de mais energia, elas vão expressar tal necessidade. Pelos sinais econômicos, é possível antecipar a necessidade de implantar ou não novas usinas. Então, faz-se o leilão e contrata-se aquilo que é o necessário para atender à demanda. Se o crescimento que se estava estimando era de 5,1% e começa-se a mudar para um patamar de 6% ou 7%, automaticamente são feitas as contratações.

Historicamente, o Brasil tem sido importador líquido de energia e, muito em breve, se tornará exportador líquido de energia. Gostaria que o senhor descrevesse um panorama sobre a conveniência e as possibilidades de exportação de etanol e de petróleo. Quanto ao petróleo, sugiro discutir um pouco mais a conveniência dessa exportação e, no caso nuclear, a importância da exportação de urânio enriquecido para tornar viável a industrialização de todo o ciclo de enriquecimento.

RESPOSTA:

É uma pergunta bem complexa, no sentido de que é uma discussão estratégica que o Brasil tem de realizar nos próximos anos. Não há problema hoje, porque somos autossuficientes. Não temos folga, por exemplo, para exportar petróleo. Portanto, nesse aspecto, temos de pensar estrategicamente, e essa discussão está aberta. O Brasil primeiramente tem uma decisão política para incentivar a Petrobras a agregar valor ao petróleo. Com isso, temos as refinarias que estão em construção no Rio, em Pernambuco, além das projetadas no Maranhão e Ceará. Tudo isso visa, com o aumento da capacidade de produção, com a nossa capacidade de agora, produzir nessas refinarias, combustíveis de categoria premium, entrar no mercado europeu, no mercado americano, com produtos de valor agregado. Acho que isso vai ocorrer com a tendência de exportação de derivados. A Petro-

bras, às vezes, duvida dessa possibilidade, mas a posição final do governo é insistir nesse sentido, agregar valor.

Hoje não se tem ideia se o pré-sal vai ser cinquenta ou cem — sabemos que não deve ser menor que cinquenta, mas se chegar a cem, ou se passar, ainda há um trabalho a ser feito. E então será necessário tomar uma decisão. É preciso observar os movimentos que ocorrem no mundo. A Rússia, por exemplo, priorizou a exportação de petróleo bruto, e hoje, apesar de ter reserva, algo em torno de 60 bilhões de barris, produz quase o mesmo volume que a Arábia Saudita, que tem uma reserva quatro vezes maior. Por alguma razão estratégica, o Estado russo está priorizando tal produção, e o Brasil vai ter de decidir sobre sua política de reservas. O etanol passa por esse momento. Está posta uma grande discussão, o ministro Samuel Pinheiro Guimarães acompanhou bem, no Itamaraty, o desafio de transformar o etanol em commodities. Como se vai avançar nisso? A Petrobras tem feito movimentos — por exemplo, comprou refinarias no Japão para inserir o etanol naquele mercado. O Itamaraty tem participado de discussões com o setor energético brasileiro para a padronização desse etanol.

Então, nisso tudo sente-se o efeito Copenhague, que é a perspectiva do crescimento. Tendo o Brasil equacionado seu setor elétrico, a América do Sul vai caminhar nos próximos anos para uma integração mais forte. Se hoje é viável a integração energética com Argentina, Paraguai, Uruguai, Venezuela e Bolívia, há uma tendência crescente para que isso ocorra com outros vizinhos. Fator estratégico e que deve ocorrer no futuro é o aumento da exploração, porque a América do Sul tem potencial

hidrelétrico muito grande e com várias bacias complementares. O que viabilizou toda essa malha de transmissão no Brasil, já que produz uma energia barata, é a hidroeletricidade. Assim, finalmente será criado um grande sistema hidrelétrico interligado sul-americano, isso é uma tendência natural. Claro que os mercados têm de evoluir, têm de ter regras, mas, de todo modo, é uma perspectiva favorável.

PAULO CESAR RIBEIRO LIMA

(CONSULTOR DA CÂMARA DOS DEPUTADOS)

Gostaria de aproveitar a oportunidade para divulgar uma descoberta que foi feita na Bacia de Santos, que talvez o povo brasileiro não conheça, que é Franco – uma área próxima a um bloco já licitado, onde há uma área em prospecção e, segundo o secretário de Petróleo e Gás Natural e Energias Renováveis, pode ter reservas de 20 bilhões de barris. A grande diferença de Franco em relação às outras descobertas é que este foi o primeiro poço perfurado em área não concedida, uma grande descoberta. Então temos dois “pré-sais”... Há o pré-sal descoberto nas áreas concedidas, onde o produto extraído é do concessionário, de acordo com a legislação atual. E agora temos Franco, que é uma descoberta gigantesca, é um patrimônio público, um bem público. É lamentável que a população brasileira não saiba dessa descoberta e não discuta estrategicamente o destino de reservas como a de Franco. Lamento profundamente o nível da discus-

são realizada na Câmara dos Deputados acerca do tema. Tentei levantar a questão dos reservatórios em áreas da União e não consegui. Com relação a (campo petrolífero de) Franco, vejo que está muito relacionado com a capitalização da Petrobras, que é um grande imbróglio. Talvez ceder Franco para a Petrobras seja uma opção, com seus méritos. Mas é importante entender que Franco discorda da visão do secretário a respeito da recuperação, que foi de 10%. Com certeza vai ser muito mais que isso. Trabalhei na Petrobras por 17 anos e sei disso. Trata-se de algo que pode chegar a 6 bilhões de barris e receitas líquidas potenciais de US\$ 60 por barril. Franco é o “filé do pré-sal”, com profundidade do reservatório de 5 mil metros, próximo da costa, a 195 quilômetros. O que há de melhor do pré-sal já descoberto é Franco. A receita líquida potencial é de US\$ 360 bilhões. Isso equivale a quase cinquenta anos do Bolsa Família, e não se vê essa discussão acontecendo publicamente.

RESPOSTA:

Li manchetes que diziam: “Franco: 20 bilhões de barris”, o que não é verdade. Está sendo feita uma estimativa e, é claro, isso fica sujeito a auditoria. A Agência Nacional do Petróleo (ANP), por exemplo, está com uma contratação. A Petrobras também está fazendo avaliação, porque nessa capitalização seriam usados 5 bilhões de barris, uma vez que a empresa tem um programa de investimento muito forte (a previsão, até 2014, é em torno de US\$ 220 bilhões). Portanto, ela tem de fazer grandes investimentos agora, e, de acordo com seu Conselho, essa alavancagem não deve superar os 35%, e ela já está quase nesse limite. Ou

seja, considerando a necessidade de alto investimento em refino, no caso do pré-sal, essa capitalização é fundamental, e esse é o processo que está em discussão no Congresso e deve ir a votação neste mês. A expectativa é permitir que a Petrobras invista US\$ 5 bilhões. A dúvida é saber quanto é que vale isso e quanto vai significar, mas depois se ajusta, já que a unidade é o barril. No caso de Franco, estima-se em US\$ 4 bilhões e meio, por enquanto. Caso haja excedentes, estes não pertencem à Petrobras, mas à União.

Com relação ao pré-sal, havia áreas licitadas na bacia de Campos, e o proprietário “ganhou na loteria” porque, perfurando mais um pouco, ele encontrará pré-sal embaixo, e isso pertence a ele, temos de respeitar os contratos. Quanto a Tupi, quando foi revelado que tem entre 5 e 8 bilhões de barris, estavam considerando a recuperação de 30%.

FRANCISCO JOSÉ ROCHA DE SOUSA
(CONSULTOR DA CÂMARA DOS DEPUTADOS)

Gostaria de indagar a respeito da renovação, da *relicitação* dos potenciais que estão vencendo: 20% da nossa capacidade instalada de usinas hidrelétricas, aproximadamente, até 2015. O governo vai-se defrontar com duas opções: ou faz nova licitação, ou prorroga, mas prorrogar comporta outras hipóteses. Ao mesmo tempo, a nossa Reserva Global de Reversão (RGR) acaba em 2010, e não foi apresentada ao Congresso nenhuma medida solicitando

a sua prorrogação. Se a RGR acabar como está previsto hoje, isso condicionaria ou dificultaria a decisão do próximo governo de novas licitações? Acontece que esse novo governo teria de pagar o que não foi amortizado.

RESPOSTA:

O tema da concessão é muito importante. As primeiras concessões estão para vencer em 2015, considerando o prazo de vinte anos, estabelecido em 1995. São mais de 9 mil megawatts, e mais mil megawatts da Companhia Energética de São Paulo (Cesp). Portanto, no montante, são 17 mil megawatts. Além disso, teoricamente, todos os ativos de transmissão resistente até 1995 também estão vencendo, e as distribuidoras, como a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), Companhia Paranaense de Energia (Copelg), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE – RS), que não foram privatizadas ou não tiveram novo contrato de concessão (porque na privatização eles davam aquilo que valia), faziam valer mais o preço.

Realizamos um estudo, no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 2008, no qual coordenei um grupo para levantar informações. Verificou-se, primeiramente, que existe um marco no Brasil, o qual determina o fim da concessão em 2015 para as empresas que já usufruíram dela por vinte anos. Isso se deve ao fato de que, em 1995, foi dado para todos que tinham concessão até aqui um prazo de concessão de vinte anos. A reserva global de reversão era um fundo setorial pago pelo consumidor brasileiro via tarifa. É administrado pela Eletrobras, mas não é contaminado pela contabilidade da empresa. Usa-se uma conta do Tesouro, e esse fundo tem destinação, pela

lei, segundo a qual pode-se aplicar o dinheiro. Teoricamente, esse fundo caberia no modelo das concessões, para ressarcir a empresa que fez mais investimento e não conseguiu recuperar o dinheiro no prazo da concessão — esse que era o espírito da RGR. No entanto, a contabilidade da Aneel continua tratando o ativo como se fosse continuar, como se tivesse tarifa. Então, trata-se de uma questão que precisamos discutir.

Lembro o caso de uma transmissora que foi privatizada no estado de São Paulo. A empresa que a comprou, em 2007, precificou esse contrato de concessão até 2015, porque não tinha direito à renovação, segundo a legislação. Eles se precipitaram. Agora há uma pressão muito grande para saber se vai ocorrer a renovação da concessão — é preciso avaliar bem na hora de fazer investimentos. O concessionário, quando assina um contrato de concessão, espera que o governo respeite o contrato, mas, também, tem de respeitar as cláusulas, e estas obrigam que até o último dia da concessão seja garantida a prestação do serviço na plenitude. Se o governo atual não tomar a decisão a respeito da renovação, deverá deixá-la para o início do próximo.

Quando se faz uma nova usina, há um investimento que exige um prazo em torno de trinta anos para ser recuperado. Quando se trata de usina já amortizada, dependendo do nível de amortização, pode-se provocar enriquecimento sem causa para quem pegar essa concessão. Se, por exemplo, for prorrogada a concessão e se permitir vender a energia a preço de mercado sem investimentos e sem que se tenha pago por isso, caracteriza-se um benefício demasiadamente significativo. Portanto, é preciso usar esse investimento amortizado para reverter o benefício para

o consumidor brasileiro. Por isso, somos favoráveis a devolver o benefício para o consumidor.

PEDRO DALCERO (SAE)

O governo pensa em atribuir um papel para a Eletrobras na integração energética da América do Sul? O ministro Paulo Sérgio Passos esteve aqui e comentou sobre a importância de as barragens das hidrelétricas já incluírem no projeto as eclusas para viabilizar hidrovias no futuro. Gostaria de saber se algumas dessas hidrelétricas que o senhor mencionou já preveem a construção de eclusas no próprio projeto.

RESPOSTA:

O grupo Eletrobras supostamente seria extinto em 2001, porque até aquele ano já teria vendido todos os ativos. Tendo em vista que a Eletrobras nasceu como uma carteira do BNDES, sua parte financeira voltaria para o banco. E a empresa fazia parte do programa nacional de estatização, mas foi tirada. O governo decidiu isso há alguns anos e começou a discussão sobre o papel que a Eletrobras deveria ter. O presidente traduziu muito claramente: gostaria de ver a Eletrobras virar um agente importante igual à Petrobras. Isso se deve ao fato de que a Petrobras tem um dos melhores sistemas de governança que uma estatal pode ter no mundo.

A Petrobras é a empresa mais auditada porque tem de seguir as regras da bolsa de valores americana, da Bovespa e, ainda, as do TCU. Tem um processo realmente muito estrito de controles que não atrapalha a sua eficiência. A Eletrobras busca chegar a esse formato. Com relação à integração energética, sabe-se que a Petrobras deu um grande salto em atuação no exterior quando tomou a decisão estratégica de comprar a empresa argentina Perez Companc, que atuava em diversos países da América do Sul. Assim, passaram a existir funcionários da Petrobras em vários países.

É comum falar, dentro do conselho da Eletrobras, que a empresa também tem de passar por um processo de internacionalização. Ela já trabalha com ações na bolsa de Nova York e na Bovespa há muitos anos. Tem buscado metas de melhorar seu nível de governança, apesar de ter característica diferente da Petrobras. Esse processo de integração poderia ser iniciado se a Eletrobras comprasse empresas locais e dali comesse uma expansão, uma vez que o Brasil faz fronteira com praticamente todos os países, com exceção do Equador e Chile.

Existem duas alternativas: a primeira é a Eletrobras estimular a atuação de empresas construtoras brasileiras no exterior, e a segunda é se associar a empresas locais. Fazer uma hidrelétrica em outro país é uma operação muito sensível, e não se pode pensar que se vai trazer toda a energia produzida em países vizinhos para o nosso País, enquanto eles sofrem com racionamento ou estão com o setor energético desarticulado. Por essa razão, acredito que seja melhor começar com associação a uma empresa lo-

cal, atender no mercado local. Posteriormente, se houver planos para expansão, que se viabilize a interligação.

A construção de eclusas é uma discussão relevante porque o setor elétrico é o que mais ajuda o setor de transporte a viabilizar a navegação. Isso se deve ao fato de que 99% dos barramentos dos rios brasileiros estão em áreas que têm queda, ou seja, são áreas em que há corredeira ou cachoeira, portanto, não há navegação. Se for possível forçar o barramento nesses pontos, viabilizam-se navegações em longos trechos. O Ministério de Minas e Energia defende a racionalidade econômica. Havia projetos na Câmara, por exemplo, que obrigavam toda usina existente a fazer uma eclusa. Ocorre, porém, que esse tipo de obra exige estudo de viabilidade, tem de ser viável, lógico. Fazer eclusas na Europa, por exemplo, serve para transpor diferenças de 15 a 20 metros. Quando se fala em sair do Tapajós e chegar a Belém, com eclusagem, são 400 metros de queda. São quantas câmaras? Isso não existe em nenhum lugar do mundo, mas pensar em eclusa é positivo.

O Ministério dos Transportes tem de fazer estudos de planejamento e viabilidade para definir onde é viável realizar tais obras. Muitas vezes pode ser mais barato fazer um transbordo do que uma eclusa. É fundamental decidir com racionalidade econômica, considerando o interesse nacional de integração, as vantagens. O Estado tem de tomar a decisão sobre qual é o melhor

modal de transporte. Pode ser via férrea, transbordo, eclusagem — tudo depende de estudo para fundamentar a decisão. Ninguém é contra a eclusa, mas o consumidor brasileiro não deve pagar por isso, a tarifa já é muito carregada.

CÉSAR AZEVEDO (IPEA)

Gostaria de abordar a questão nuclear. O senhor mencionou a necessidade de avaliar a fábrica do enriquecimento de urânio, que é o projeto mais importante. Acontece que, além do tempo, digamos, econômico, há um tempo político estratégico, e faltam cerca de 500 milhões para terminar essa fábrica, prevista para os próximos anos, certo? As pressões diplomáticas vão cada vez se intensificar mais. Como está esse projeto?

RESPOSTA:

Comentávamos, eu e o ministro Samuel (Pinheiro Guimarães, da SAE), seu estranhamento sobre o fato de que, no plano decenal de 2019, não se inclui nenhuma usina nuclear. Quem cuida desse tema é o Ministério de Ciência e Tecnologia, e, assim como há as indústrias nucleares do Brasil, há restrições constitucionais com relação a essa atuação. No entanto, o Brasil detém a tecnologia. E não posso ancorar uma área tão importante, como é o setor energético, em um protótipo que não vira realidade. Já temos a tecnologia, então temos de produzir em escala indus-

trial — caso contrário, não será possível nem abastecer Angra I, II e III, a partir de 2014, apenas com combustível nacional.

O Brasil tem grandes reservas de urânio. Acredito que o Programa Nuclear esteja sendo priorizado pelo governo, e o ministro Samuel deve ter mais informação sobre o assunto. O Ministério das Minas e Energia está procurando sítios viáveis para localizar as novas usinas. Hoje pesquisa-se sobre área no Nordeste. Os governadores agora desejam ter usinas térmicas nucleares em seus estados; é um processo interessante, pois, no início, soava como algo que devesse ser feito às escondidas. Agora, vários governos de estado pleiteiam a instalação de uma delas em seu território. Outro aspecto a ser levado em conta na decisão de onde localizar uma planta nuclear é o problema elétrico, pois é importante alocar essa térmica em localidades em que eletricamente ela possa mais significativamente contribuir com o sistema. Por essa razão, deve-se pesquisar no Sudeste, Nordeste e Sul para definir os sítios mais adequados. Normalmente, quando se constrói uma usina nuclear, há uma agregação de indústrias nacionais, o que é importante. Há vários aspectos a definir, mas este ano certamente será produtivo e, no próximo, talvez, inicie-se o processo de construção de uma planta que entre em operação dentro de aproximadamente seis anos.

Gostaria de ouvir seu comentário sobre o setor mineral, principalmente sobre a questão dos fertilizantes, o plano de longo prazo e a revisão do código mineral.

RESPOSTA:

O código de mineração do Brasil é bem antigo. No ano passado, o ministro Edison Lobão colocou como desafio a sua reformulação, e o secretário Claudio Scliar conduziu esse processo, que deu origem a três projetos que alteram bastante a situação. Na verdade, ainda seguíamos regras dos séculos XVIII, XIX, época do Brasil colônia. Os direitos eram muito amplos e não havia cobrança do Estado. E o marco regulatório foi bem negociado com os institutos, as associações do ramo, e foi encaminhado para a Casa Civil. Contudo, estamos em ano eleitoral, o que torna muito difícil a sua tramitação legislativa. São três projetos, estabelecendo agências reguladoras, a mudança do marco regulatório e a discussão com a Fazenda sobre a parte tributária, que sofreria alterações.

Esta obra foi impressa pela Imprensa Nacional
SIG, Quadra 6, Lote 800
70610-460, Brasília - DF, em agosto de 2010
Tiragem: 1.500 exemplares

