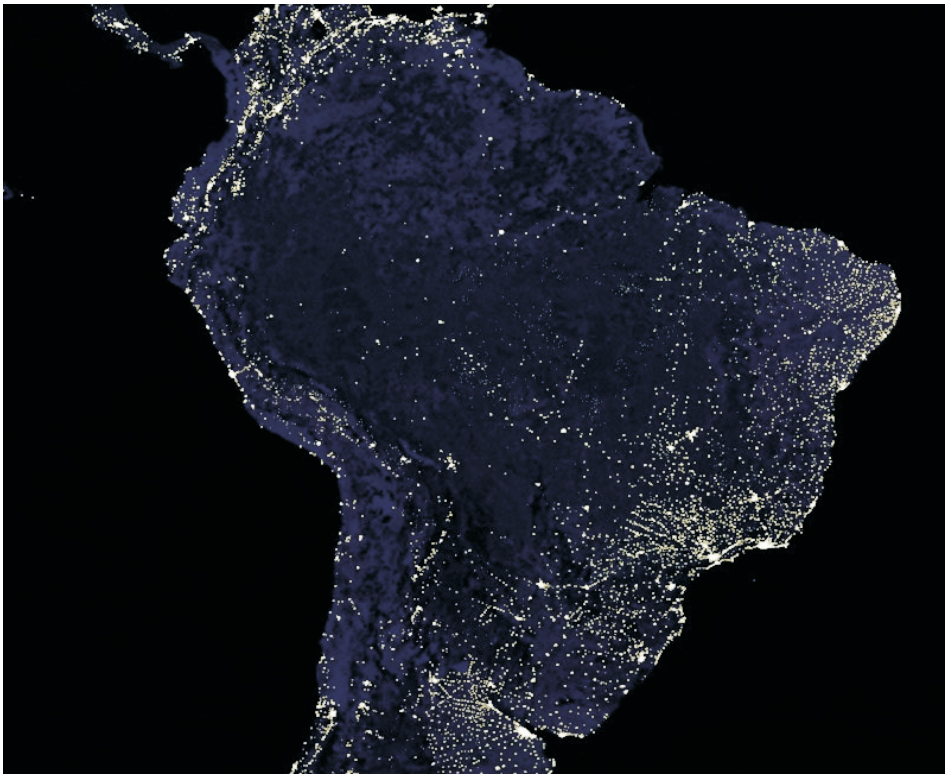
e.&e
Economia e Energia

No 102
Janeiro - Março
2019 Ano XXIII



Repensando O Sistema Elétrico Brasileiro - Editorial

Sistema Elétrico e Energia Nuclear no Brasil

Othon Pinheiro da Silva, Olga Mafra e Carlos Feu Alvim

Economia e Energia

Revista

Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 Centro CEP 20040-005
Rio de Janeiro RJ Tel (21) 2222-4816

Internet :http://ecen.com.br

Editor Gráfico: Marcos Alvim

Economia e Energia – *Ano XXIII*

Nº 102, Janeiro a Março de 2019
ISSN 1518-2932 Disponível em: http://ecen.com.br e http://ecen.com

Palavra do Editor:

REPENSANDO O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro é *sui generis* pela predominância de energias ditas limpas, do ponto de vista da emissão de CO2. A nuclear faz parte deste tipo de energia e sua participação é de 3% da geração de eletricidade no Brasil.

A forte participação da energia hidráulica praticamente exigiu a criação de um sistema nacional integrado de eletricidade, administrado de forma centralizada. Esta configuração foi facilitada, até os anos noventa, pelo fato da geração e transporte de energia serem estatais. A gestão desse sistema cabia, na prática, à Eletrobras com suas empresas regionais, com algum contraponto da forte presença de algumas geradoras e distribuidoras estaduais.

A introdução da participação do capital privado nos anos noventa obrigou a mudança de estrutura do setor elétrico. Foi criado um órgão para gerir o Sistema Integrado Nacional Elétrico - SIN e uma agência para normalizar o setor. Empresas estatais foram privatizadas e outras abriram seu capital. Foi abandonada a regionalização das geradoras. Um sistema de leilões passou a reger as concessões. A conjuntura de abertura econômica e as características geográficas dos novos aproveitamentos impediu a construção de grandes reservatórios.

Uma reestruturação do mercado de energia elétrica foi feita sob forte influência do modelo britânico. Esta estrutura foi posta a prova no “apagão” de 2001 e isto abriu mais espaço para as térmicas

convencionais na matriz de geração. Posteriormente, foi aberto espaço para as novas renováveis, principalmente a eólica, e também para a biomassa. A nova estrutura não tinha preocupação especial com as regiões menos providas dos “três Brasis”. No terceiro Brasil, desprovido das energias integradas, estão as regiões isoladas do SIN onde, paradoxalmente, também estão as grandes possibilidades de geração hídrica futura.

A situação da energia nuclear não foi bem resolvida e continuou dependente de aportes estatais e engessada por uma fixação de tarifas que não possibilita novos investimentos.

As hidrelétricas, construídas a partir da década de 1990 e as futuras, não possuirão reservatórios significativos e operarão a “fio d’água” onde a energia produzida é função da capacidade das turbinas instaladas e da vazão momentânea do rio que alimenta cada hidrelétrica sendo, portanto, mais sujeitas aos caprichos da natureza. Neste século, tem sido crescente a utilização das fontes eólica, solar e biomassa intrinsecamente dependentes da natureza, aumentando a complexidade de atender e garantir o fornecimento de energia elétrica da maneira mais econômica possível minimizando o impacto ambiental.

Estamos necessitando de uma nova visão do sistema elétrico brasileiro que leve mais em conta seu caráter tão especial. Para refletir sobre esse assunto, contamos com a colaboração de Othon Pinheiro da Silva, personagem de capital importância na história do desenvolvimento da energia nuclear no Brasil.

O trabalho aqui apresentado resultou de uma demanda feita a ele pelo Presidente do Clube de Engenharia. Procuramos acrescentar alguns detalhes e ilustrações ao trabalho que, fundamentalmente, segue a linha de pensamento do documento originalmente concebido para atender àquela solicitação.

Carlos Feu Alvim

Sumário

REPENSANDO O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO 1
SISTEMA ELÉTRICO E ENERGIA NUCLEAR NO BRASIL 4
Resumo 4
Palavras chave: 4
1. Energia Nuclear: Explosão Inicial 5
2. Energia Nuclear para Gerar Eletricidade 7
3. Energia Núcleo Elétrica no Brasil 10
4. A Tradição Hidroelétrica 11
5. A Reforma do Sistema Elétrico dos Anos 1990 13
6. Repensando o Sistema Elétrico 17
7. Os três Brasis 19
8. O Futuro da Energia Nuclear no Brasil 33
Bibliografia 39

Opinião:

SISTEMA ELÉTRICO E ENERGIA NUCLEAR NO BRASIL

Othon Pinheiro da Silva,Olga Mafra e Carlos Feu Alvim

Resumo

A energia nuclear é a mais recente das fontes energéticas que utiliza a humanidade e está completando oitenta anos.

Sua utilização inicial foi bélica e isto marcou seu futuro. Sua utilização pacífica na geração de energia nuclear se dá principalmente na geração elétrica, mas é também muito relevante o uso de isótopos na medicina. A energia nuclear é hoje reconhecida como caminho eficaz para reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Na matriz energética brasileira, ela tem a participação de 3% e permanecerá com uma participação minoritária na matriz energética brasileira nas próximas 3 décadas.

A abertura econômica dos anos de 1990 tentou reorganizar o sistema elétrico de maneira a admitir a maior participação do capital privado e, forçada pelo "apagão de 2001", incorporou novas fontes de na geração de eletricidade. O sistema adotado, com forte influência do exemplo termoelétrico britânico, apresentou problemas que precisam ser equacionados levando melhor em conta suas características próprias e sua complexidade econômica, geográfica e climática. A impossibilidade construir grandes reservatórios incluiu a energia hídrica entre as fontes sujeitas aos caprichos da natureza como a eólica, solar e biomassa,.

A solução dessas complexidades demanda uma reforma do sistema elétrico que necessita de energia estável de base, onde a nuclear deve colaborar e também para cobrir as oscilações do sistema com melhor uso dos reservatórios e o ocasional uso de fontes térmicas.

Palavras chave:

Sistema elétrico, energia nuclear, geração de eletricidade, gestão, clima.

1. Energia Nuclear: Explosão Inicial

A energia nuclear é a mais recente entre as fontes disponíveis de energia utilizadas pela humanidade. A descoberta da fissão nuclear ocorreu em 1938/1939 quando Otto Hahn submeteu e publicou seus resultados experimentais e Lise Meitner e Otto Frish completaram a interpretação dos experimentos de Otto Hahn (Atomic Archive). A energia nuclear está, portanto, completando 80 anos de idade[1].

Como a descoberta da fissão nuclear coincidiu com o início da Segunda Guerra mundial, sua primeira aplicação foi bélica. A humanidade tomou conhecimento da energia nuclear em 1945 com os holocaustos de Hiroshima e Nagasaki que provocam até hoje, no ideário popular, natural rejeição a esta fonte de energia.

Ao terminar a Segunda Guerra Mundial, teve inicio a geopolítica bipolar onde o mundo foi dividido em dois grandes blocos, o Ocidental liderado pelos Estados Unidos e o Bloco Soviético liderado pela então União Soviética (cuja sucessora é a Rússia).

A ONU foi criada em 1945 e os cinco países, considerados os vencedores da Segunda Grande Guerra Mundial, EUA, União Soviética, Reino Unido, França e China, ocuparam os lugares permanentes no Conselho de Segurança da ONU, tendo poder de

---

[1] 1938 (Dezembro) Fermi recebe o prêmio Nobel pela descoberta de "elementos transurânicos", na verdade fissão de urânio e parte para os EUA. (22 deDezembro) Otto Hahn envia texto para Lise Meiner com resultados experimentais que são interpretados por Meiner e seu sobrinho Otto Frish como fissão nuclear.
1939 (6 de janeiro) Hahn e seu assistente Fritz Strassmann publicam seus resultados; (11 de Fevereiro) Meitner and Frisch publicam a interpretação teórica dos resultados de Hahn-Strassmann como fissão nuclear .

veto. Não por coincidência, estes mesmos países foram os primeiros a se juntar ao "Clube Nuclear", entre 1949 e 1964[2]. A China foi, até 1971, representada pelo governo nacionalista de Taiwan. A partir daquele ano, a Resolução 2758 (UN, 1971) da Assembleia Geral da ONU estabeleceu a República Popular da China como representante daquele país na ONU e no Conselho de Segurança.

Foi estabelecida uma corrida armamentista, entre estes dois grandes blocos, que priorizava a fabricação de bombas atômicas e mísseis de longo alcance para transportar as ogivas nucleares. Na década de 1950, as bombas nucleares tiveram sua capacidade de destruição "exponenciada" com o desenvolvimento das bombas nucleares que usam a fusão nuclear (comumente conhecida como Bomba H, de hidrogênio). A corrida armamentista continuou crescendo até que ambos os blocos entenderam o conceito MAD – *Mutual Assured Destruction* (destruição mutua assegurada). Acordos entre as duas maiores potências e o fim da Guerra Fria levaram a uma sensível redução das ogivas nucleares e a quantidade delas diminuiu. Atualmente, o número está estável, mas ainda foi mantido um considerável estoque mundial de bombas [3].

Os cinco componentes do "Clube Nuclear" são membros permanentes do Conselho de Segurança e cada uma das cinco potências tem a prerrogativa de vetar as resoluções da ONU. Posteriormente, Israel (veladamente), Índia, Paquistão e Coreia do Norte agregaram armas atômicas aos seus arsenais, mas sem adquirir o "status" de "*nuclear weapon states*" no Tratado de Não

[2] União Soviética 1949, Reino Unido 1952, França 1960 e China em 1964.

[3] Cerca de 14.570 ogivas sendo que 13.400 em poder de Rússia e EUA, conforme avaliação da Arms Control Association https://www.armscontrol.org/factsheets/Nuclearweaponswhohaswhat

Proliferação Nuclear - TNP ou de membro do Conselho de Segurança da ONU.

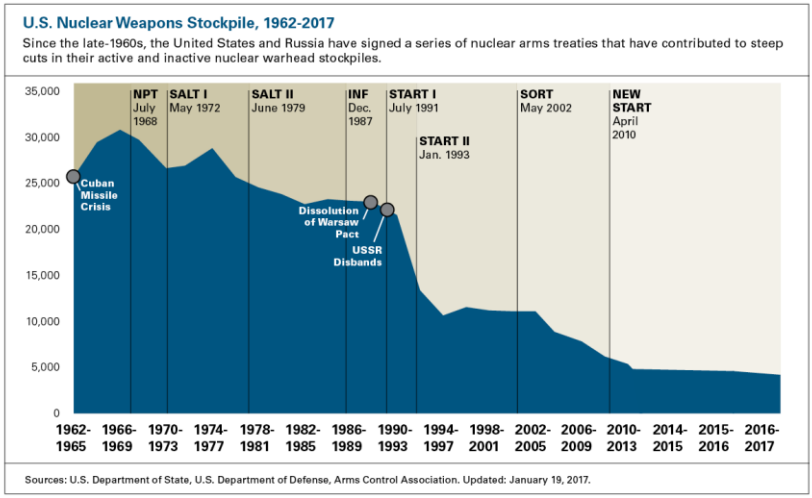


Figura 1: Evolução das ogivas nucleares nos EUA.

Em 1965, o estoque de armas nucleares nos EUA havia superado as 30.000 ogivas, logo após a crise dos mísseis em Cuba (Figura 1). A partir daí, houve uma gradual redução dos arsenais, tanto dos EUA como da União Soviética, com acordos de desarmamento a partir de 1991. Seguiu-se a dissolução da União Soviética e os estoques de armas nucleares se estabilizaram a partir de 2010. Sabe-se menos a respeito da evolução dos estoques da extinta União Soviética. Rússia e EUA teriam, em 2018, um arsenal um pouco superior a 6.500 ogivas cada (Arms Control Association, 2018).

2. Energia Nuclear para Gerar Eletricidade

Já no início dos anos sessenta, com o início do arrefecimento da grande corrida armamentista bipolar mundial houve mais espaço para aplicações pacíficas. Surgiram usinas

nucleares incorporadas à rede de distribuição. As primeiras parecem ser a de Obninsky APS-1 que em 1954 teria se conectado, com 5 MW, à rede, a de Sellafield (Calder Hall) no Reino Unido, que iniciou seu funcionamento em 1956 com capacidade inicial de 50 MW, depois aumentada para cerca de 200 MW (European Nuclear Society), e que seria também a primeira a ser descomissionada (Brawn, 2003) e a Shipping Port Atomic Power com 60 MWe da Duquesne Light Company (Craddock III, 2016) nos Estados Unidos que, de acordo com a *US Nuclear Regulatory Comission*, foi a primeira projetada para uso comercial, tornando-se operacional em 1957.

A partir de 1962, a tecnologia nuclear começou a ter sua utilização ampliada na geração de energia elétrica e se iniciou um período de grande euforia, denominado por Weinberg como a "primeira era nuclear" (Alvin, 1997) onde inicialmente havia a utopia de que seria possível produzir grandes quantidades de energia elétrica a preços ridiculamente baixos com a fonte nuclear. No final da década de 1960, iniciou-se a conscientização da realidade dos preços.

O incidente ocorrido na usina de *Three Mile Island*, dia 28 de Março de 1979, em Harrisburg Pensilvânia nos Estados Unidos, embora não tenha causado praticamente nenhum dano humano ou material, serviu de alerta para o que deveria ser aprimorado nos conceitos de operação e segurança das usinas nucleares. Esse alerta provocou modificações em todas as usinas nucleares que usavam reatores tipo PWR - *Pressurized Water Reactor*, aumentando sua segurança.

Entretanto já existiam outras usinas nucleares com reatores de tecnologia menos segura como os reatores RMBK de Chernobyl, Ucrânia e também usinas em cuja instalação não haviam sido respeitadas as boas normas internacionais de segurança em sua localização, particularmente, na sua cota de posicionamento em relação ao nível do mar como ocorreu em algumas das usinas BWR- Boiling Water Reactor , que foram

construídas na Central Nuclear de Fukushima, Japão. Uma descrição do ocorrido foi publicada pela AIEA (AIEA, 2015).

As usinas da Central Nuclear Fukushima foram construídas em uma cota baixa relativa ao nível do mar. A cota do protetor marinho foi fixada em 5,5 m a partir de avaliações disponíveis na época. Uma reavaliação do órgão superior que cuida de terremotos no Japão, anterior aos eventos, modificou para cima o nível de terremoto que poderia ser esperado na região bem como a altura da onda do Tsunami. A *Tokyo Electric Power Company* - TEPCO, proprietária da Central, não mudou as especificações das usinas nem foi forçada a isto pelo órgão regulador nuclear japonês. Com isso, a cota da usina era inferior à altura para resistir à onda máxima prevista na reavaliação. A previsão dessa reavaliação estava próxima da que realmente atingiu a Central (cerca de 10m) .

As instalações diesel, geradoras de energia em emergência, existem em todas as usinas nucleares, para prover a energia elétrica necessária para operar o sistema de remoção do calor residual no combustível dos reatores nucleares, após o seu desligamento. Em Fukushima, em virtude de insuficiente altura em relação ao nível do mar, estas instalações, auxiliares porem muito importantes, foram alagadas pela onda causada pelo tsunami e ficaram inoperantes.

O não funcionamento do sistema de remoção do calor residual levou a fusão de alguns dos núcleos dos reatores da Central. Todas as usinas nucleares são dotadas de sensores de vibração e acelerômetros que provocam a interrupção do funcionamento e desligamento das usinas quando ocorrem terremotos mesmo de baixa intensidade.

A análise posterior da central de Fukushima indicou que suas usinas, sob o ponto da integridade das suas estruturas, tubulações e equipamentos resistiram bem ao terremoto que foi maior do que o terremoto com as características para o quais

foram projetadas. A Central Nuclear de Fukushima se encontra localizada a pouco mais de noventa milhas náuticas do encontro de três placas tectônicas que transforma aquela região em um dos locais mais instáveis sob o ponto de vista da sismologia e, por via de consequência, muito sujeita a grandes terremotos e tsunamis. O acidente evidenciou o posicionamento das instalações diesel geradoras de emergência em altura insuficiente em relação ao nível do mar. Não foram devidamente consideradas, no projeto, as peculiaridades locais causadas pela proximidade do encontro de placas tectônicas.

À inoperância dos geradores de emergência á diesel (só um, da unidade 6, não foi atingido) e das baterias de emergência, em 3 delas, provocaram os piores acidentes (derretimento do elemento combustível e vazamento do vaso de contenção). Deve-se notar que não houve vazamento significativo de plutônio como no caso do acidente de Chernobyl. Isso pode contribuir para tornar possível a recuperação, no médio prazo, de boa parte da área atingida.

3. Energia Núcleo Elétrica no Brasil

A decisão brasileira, no inicio da década 1970, de construir a Usina Nuclear Angra 1 e posteriormente a decisão de assinar o Acordo Nuclear Brasil Alemanha em 1975, não foi bem assimilada pelo setor elétrico de então que naturalmente tinha cultura fortemente hidrelétrica pelo fato desta fonte, até então, atender perfeitamente às necessidades de demanda de energia elétrica brasileiras.

Em decorrência do Acordo Nuclear Brasil Alemanha, de 1975, foi programada a construção de mais duas usinas em Angra dos Reis (2 e 3) e ainda a construção de mais duas usinas no litoral sul do Estado de São Paulo.

Naquela época, a opção nuclear se constituiu numa decisão de cúpula em um regime de exceção, ainda inspirada na

utopia de produção de energia elétrica a preços muito baixos. A influência de fatores ligados à geopolítica foi também fator importante. A crise mundial causada pelo grande aumento do preço do petróleo em 1973 foi utilizada como motivadora da decisão.

4. A Tradição Hidroelétrica

A determinação governamental, na década de 1970, de incorporar energia nuclear ao sistema elétrico foi imposta ao setor elétrico em paralelo com um grande programa de construção de hidrelétricas já em curso. Este, embora contasse com a aprovação do setor elétrico, teve seu dimensionamento decidido no mesmo regime verticalizado de decisão. Esse programa hidroelétrico previa o aproveitamento de praticamente todas as possibilidades de construção de hidrelétricas nos rios situados na região que se estende do Vale do Rio São Francisco até Itaipu. Foram grandes os investimentos no setor elétrico nesta época, um dos setores que mais recebeu investimentos no Brasil. O grande crescimento anual do PIB - Produto Interno Bruto naquele período e a atratividade político/empresarial das obras foram estimuladores deste grande investimento setorial.

A região acima mencionada era muito convidativa para construção de hidrelétricas, pois é geologicamente estável, localizada no meio de uma grande placa tectônica, dotada de oportunidades de aproveitamentos hidrelétricos em locais que já haviam sido desmatados em função de ciclos agrícolas e apresentava topografia que permitia a construção de reservatórios com grande capacidade de armazenamento de água. Esta região apresentava um conjunto de características favoráveis à construção e operação de hidrelétricas raramente encontradas em outros locais do nosso planeta.

Na década anterior (de 1960) o sistema elétrico nacional havia sido padronizado em corrente alternada com sessenta ciclos por segundo. Até então, a região de Minas Gerais, São

Paulo e Paraná operavam com sessenta ciclos enquanto o Rio de Janeiro operava com cinquenta ciclos. A padronização da ciclagem facilitou a integração do sistema elétrico nacional onde as maiores fontes geradoras, as hidrelétricas, têm suas localizações definidas pela natureza e não pelo homem.

Ao longo da década de 1980, as hidrelétricas atendiam plenamente a demanda de eletricidade. O estoque de água nos reservatórios dessas usinas complementava o fornecimento de água necessário ao funcionamento satisfatório das turbinas em todas as ocasiões. Isso acontecia, tanto nos meses do ano em que as vazões dos rios eram menores do que a demanda de energia elétrica, como nos ciclos pluviométricos de seca na região central do Brasil, onde estão localizadas as nascentes, e os rios que alimentam grande parte do sistema hidrelétrico nacional.

Nas décadas de 1980 e 1990, as hidrelétricas que haviam sido construídas depois do racionamento na década de 1960 continuaram satisfazendo à demanda de eletricidade, mesmo nos anos mais secos dos ciclos pluviométricos plurianuais que, historicamente, parecem se repetir com a periodicidade de cerca de dez a doze anos aproximadamente.

A partir da segunda metade da década de 1980, o sistema elétrico começou a apresentar problemas em termos administrativos e gerenciais. Havia inadimplência de uma estatal em relação à outra e muita interferência do setor político. É emblemático o desafio do Governador Orestes Quércia de São Paulo ao Presidente de Furnas (e anteriormente Ministro) Dr. Camilo Pena: Face à inadimplência por parte do Estado de São Paulo, o Governador tranquilamente desafiou o Presidente de Furnas sugerindo, ironicamente, “desligar São Paulo”. O assunto foi afinal resolvido pela interferência de pessoas sensatas.

Em alguns Estados da Federação havia empresas estatais estaduais que produziam, transmitiam e distribuíam a energia elétrica e também recebiam energia das empresas estatais

nacionais pertencentes à ELETROBRAS. Não havia a separação administrativa empresarial entre a produção de energia por atacado nas hidroelétricas, a transmissão (o transporte a distância da energia) e a distribuição ao utilizador final, ou seja, o varejo. A influência político partidária cresceu demais e passou a comprometer o funcionamento de todo o sistema.

5. A Reforma do Sistema Elétrico dos Anos 1990

Na década de 1990, estava evidente a necessidade de reformatação administrativa gerencial do sistema elétrico nacional e a economia brasileira foi atingida por uma onda de liberalismo. Foi contratada então a participação de uma empresa consultora do Reino Unido para tratar da reformulação e regulamentação do sistema elétrico nacional. O sistema elétrico Inglês, ao qual os consultores estavam acostumados, era prevalentemente térmico e com características completamente diferentes do sistema brasileiro. Na reestruturação, pós Margaret Thatcher, do sistema elétrico do Reino Unido em 1983 foi introduzido na regulamentação o conceito de competição e houve grande privatização das empresas participantes do fornecimento da energia elétrica produzida e distribuída no Reino Unido.

O sistema elétrico inglês, nos anos noventa, era quase inteiramente termoelétrico e muito dependente da utilização do carvão que estava começando a ser substituído por gás natural. O funcionamento das centrais que utilizam estes combustíveis é bastante independente de ciclos da natureza e praticamente sujeito somente ao planejamento e controle humano. A fonte hídrica representava apenas cerca de 2,5% do total da energia produzida naquele país.

O grupo de consultores ingleses tinha o “DNA” termoelétrico e era, logicamente, orientado pelas ideias de liberalização da economia, privatização e competição. Esta “escola de pensamento” contribuiu para que este “DNA” da onda econômica pós Margareth Thatcher fosse fortemente

"miscigenado" na formulação da regulamentação do sistema elétrico brasileiro, majoritariamente hidrelétrico, que necessita compatibilizar o planejamento de sua operação com as variações do sistema pluviométrico controlado pela natureza e não pelo homem como é o sistema térmico do Reino Unido.

Um estudo adequado que fosse realizado por grupo competente e analisasse as características e as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro e se preocupasse, não somente, em seguir as regras de comercialização da economia liberal, teria identificado que o estoque máximo de água nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras havia se mantido constante desde a década de 1980 enquanto o consumo de energia elétrica naturalmente continuou crescendo e isto certamente repercutiria no planejamento e na operação do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidroelétrico. Ou seja, a reforma implantada nos anos 1990 não peca por seu caráter liberal – cuja discussão é importante, mas está em uma esfera mais ampla – mas por não haver levado devidamente em conta a natureza física do sistema elétrico existente.

Em 2001, o país vivia um período de pouca pluviosidade e os reservatórios das hidrelétricas se encontravam praticamente vazios. O Brasil foi então "surpreendido pelo obvio" e tornou-se necessário o racionamento de energia elétrica que "a mídia" apelidou de "apagão".

Na realidade o "apagão elétrico" havia sido precedido de um "apagão de competência" ao não se entender, por quase uma década, que o aumento e a transformação do consumo implicariam em modificações compatíveis na produção e na transmissão de eletricidade no Brasil.

A Usina Nuclear Angra 1 havia sido fornecida pela Westinghouse e iniciou seu funcionamento comercial em dezembro de 1984. Infelizmente, principalmente por falhas técnicas de projeto, apresentou baixo nível de desempenho ao

longo das décadas de 1980 e 1990. Razões financeiras fizeram com que a Usina Nuclear Angra 2 tivesse desacelerada sua construção e o início da sua operação comercial somente ocorresse em fevereiro de 2001. Estes fatos contribuíram para a descrença dos executivos do sistema elétrico em relação à opção nuclear. Até o inicio do funcionamento comercial da Usina Nuclear Angra 2 o "sistema elétrico" associava energia nuclear unicamente a grandes investimentos e baixo desempenho.

Esse mesmo "sistema elétrico" reconheceu, no entanto, que sem a entrada em funcionamento comercial da Usina Termonuclear Angra 2 com 1300 MW de potência elétrica, no início de 2001, o "apagão elétrico" teria sido ainda maior.

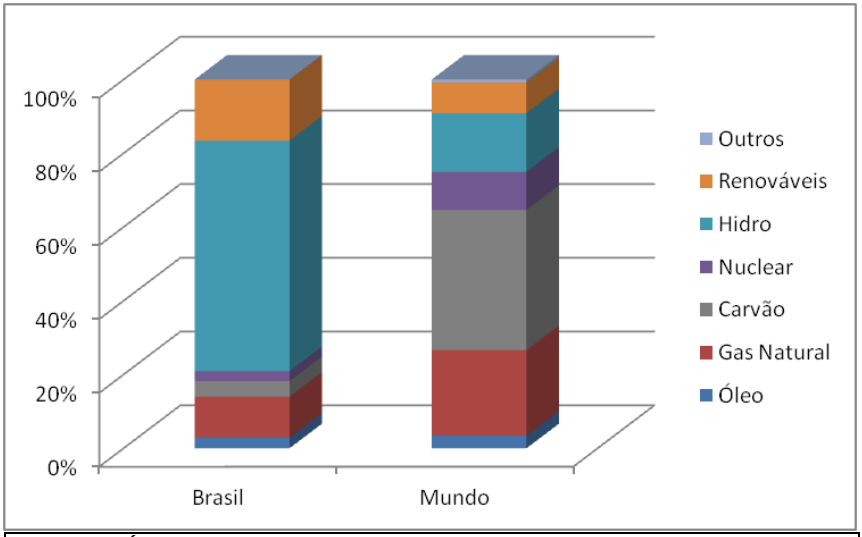
Em consequência do "apagão", imediatamente foi decidida a construção de termoelétricas que usam como combustível óleo ou gás e que apresentavam menor investimento inicial e menor prazo de construção.

As termelétricas que foram construídas a partir do "apagão" têm contribuído para garantir a continuidade no fornecimento de eletricidade independentemente das variações do regime pluviométrico, mas provocam excessivo aumento do preço médio da eletricidade ofertada ao consumidor, sobretudo porque, ao menos substancial parcela delas tem sido operada continuamente (na base de carga). Desconsidera-se também o aumento da emissão de gases de efeito estufa, ignorando compromissos assumidos internacionalmente pelo País.

A experiência internacional demonstra que termoelétricas para funcionarem continuamente "na base de carga" devem ser preferencialmente termoelétricas convencionais, usando carvão como combustível, ou usinas nucleares. As usinas convencionais a carvão são responsáveis por 38% da energia elétrica produzida no mundo, as térmicas a gás natural representam 23% e o óleo combustível apenas 3%. A contribuição mundial total das usinas hidrelétricas é da mesma ordem de grandeza (16 %) da

contribuição da fonte nuclear (10 %) e a das fontes renováveis (8%).

A Figura 2 ilustra a enorme diferença da distribuição das fontes energéticas usadas na geração de energia que, por sua natureza completamente diversa da média mundial, tem que ser administrado de uma maneira também diferente.



	Óleo	Gás Natural	Carvão	Nuclear	Hidro	Reno-váveis	Outros
Brasil	3%	11%	4%	3%	63%	17%	0%
Mundo	3%	23%	38%	10%	16%	8%	1%

Fonte: BP stats-review-2018-all-data (dados referentes a 2017) (BP, 2018)

Figura 2: Comparação das estruturas de geração de eletricidade no Brasil e no mundo mostrando a peculiar estrutura brasileira,

Embora ainda muito menor do que faz acreditar sua divulgação, tem sido crescente a contribuição da energia renovável, principalmente eólica, mas também solar na produção de energia elétrica no Brasil e no mundo. A energia eólica mais a

solar representaram em 2017 8% no mundo e 7,3% no Brasil. É destaque no Brasil a participação da biomassa que representa cerca de 9% da geração elétrica (na Figura 2, incluída entre as renováveis).

O desenvolvimento da tecnologia, com o uso de redes elétricas inteligentes, indica a tendência ao crescimento na utilização da energia eólica e também da energia solar na produção de energia elétrica brasileira, respeitando, evidentemente, suas características de fontes intermitentes e, portanto, dependentes de complementação.

6. Repensando o Sistema Elétrico

Parece necessário repensar e reestruturar o sistema elétrico brasileiro, fundamentado em práticas comerciais não condizentes com as peculiaridades brasileiras, que atualmente mantém quase as mesmas bases estabelecidas na década de 1990. A revisão do planejamento do sistema elétrico certamente tenderá incorporar os avanços tecnológicos e a maior utilização das redes inteligentes.

Na reestruturação do sistema elétrico brasileiro, as necessárias modificações na operação e comercialização devem ser compatibilizadas com as características das fontes primárias nacionais de produção de eletricidade e também com o tipo de distribuição geográfica e peculiaridades da demanda de energia.

O varejo, ou seja, a distribuição final da energia elétrica em média e baixa tensão ao consumidor, após as subestações rebaixadoras de tensão, é praticamente independente da fonte produtora de energia. Trata-se de atividade administrativa e gerencial muito dinâmica normalmente melhor executada por empresas privadas em regime de concessão. Esta atividade pode ser fracionada para evitar grande concentração de poder em uma única empresa distribuidora em grande área do território nacional.

A lógica pode indicar que as empresas privadas, “responsáveis pelo varejo”, ou seja, pela entrega da energia elétrica ao consumidor final, tenham a sua sede no município embora possam ter como acionistas majoritários empresas “holding” que não tenham sede no município. É desejável que nas empresas distribuidoras municipais de energia uma pequena percentagem de suas ações seja de propriedade de moradores no município e que comprariam e também venderiam suas ações ao “preço de face das ações”. É importante que o representante deste grupo minoritário faça parte do conselho administrativo da empresa municipal. Em caso de “holding” controladora, obrigatoriamente um dos membros do conselho de administração, deveria pertencer a secretaria de energia do estado. A proximidade do entregador da energia com o cliente tende a aprimorar esse atendimento. Um bom exemplo de funcionamento deste sistema é o Município de Belmont no Estado de Massachusetts, Estados Unidos.

A distribuição final da energia por companhia com a sede situada no município contribui para aumentar a renda municipal e diminuir a “exportação” de capital da comunidade utilizadora final de energia para outros lugares.

A prioridade do sistema elétrico nacional certamente deverá ser a garantia e segurança do fornecimento de eletricidade, buscando o menor preço médio do Megawatt-hora (MWh) e a minimização do impacto ambiental.

No planejamento do sistema elétrico é importante considerar que, ressalvada sua grande importância, este setor se constitui um segmento da matriz energética nacional que em seu planejamento deverá levar em consideração a eficiência e economicidade de utilização dos insumos energéticos.

O biênio fundamental dos cursos de engenharia inclui cursos de termodinâmica que nos ensinam que a transformação de energia química ou térmica em energia mecânica apresenta

sempre modesta eficiência. A utilização do gás e derivados de petróleo em aplicações “mais nobres” como são os meios de transporte, por sua portabilidade, na petroquímica, por serem praticamente insubstituíveis, ou no aquecimento direto industrial e domiciliar onde a termodinâmica mostra que a eficiência da transformação da energia química em energia térmica é muito alta.

No planejamento da matriz energética nacional parece lógico priorizar os combustíveis encontrados no território brasileiro e utilizar nas usinas termoelétricas que operam em regime continuo sempre que possível urânio ou até mesmo carvão procurando sempre minimizar o uso de gás e derivados de petróleo para garantir seu emprego em suas aplicações mais nobres ou até mesmo na exportação.

7. Os três Brasis

É muito importante que haja o entendimento que o Brasil, do ponto de vista do consumo de eletricidade, é um país com 214 milhões de habitantes e dimensões continentais com diferentes regiões climáticas onde convivem na mesma área geográfica total “três Brasis” com características diferentes:

O “primeiro Brasil” é composto de um arquipélago de “ilhas de concentração habitacional e denso consumo de eletricidade”, constituído de (dados de 2017):

- Duas grandes metrópoles formadas por São Paulo (12 milhões de habitantes e mais 9 milhões com os municípios próximos e vizinhos) e Rio de Janeiro (6,7 milhões de habitantes e mais 2,5 milhões considerando as adjacências).
- Cinco cidades com mais de dois milhões de habitantes (Salvador - 2,9 milhões, Brasília - 2,85 milhões, Fortaleza 2,57 milhões, Belo Horizonte - 2,94 milhões e Manaus - 2,2 milhões).

- Dez cidades com mais de um milhão de habitantes (Curitiba -1,86 milhões, Recife - 1,6 milhões, Porto Alegre - 1,47 milhões, Belém - 1,43 milhões, Goiânia - 1,41 milhões, Guarulhos - 1,31 milhões, Campinas - 1,15 milhões, São Luiz - 1,06 milhões, São Gonçalo - 1,0 milhão e Maceió - 1,0milhão).
- Vinte e cinco cidades com mais de quinhentos mil habitantes.

Este grande "arquipélago brasileiro de centros de denso consumo de eletricidade" demanda "grandes blocos de fornecimento de energia elétrica" que normalmente são produzidos por fontes de alta densidade de produção de energia que são as hidrelétricas, as termoelétricas convencionais e as térmicas nucleares. Uma boa ilustração desse arquipélago é a visão noturna por satélite mostrada na Figura 3. Nela fica clara (embora literalmente escura) a baixa densidade de consumo de grande parte do território nacional e a desigualdade de distribuição do consumo elétrico. Pode-se, inclusive, localizar praticamente todas as "ilhas" acima mencionadas.

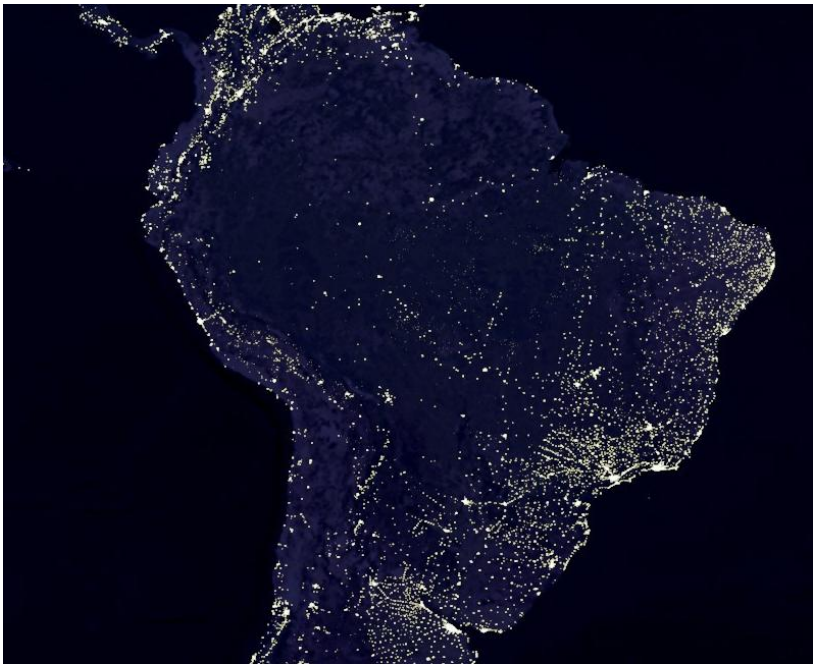


Figura 3: Visão noturna mostrando as "ilhas" de iluminação existentes no Brasil e vizinhanças, podendo-se perceber a faixa iluminada ao longo do trópico de Capricórnio (São Paulo, Rio) e a da costa nordestina
http://tecnaula.blogspot.com/2011/02/mais-uma-da-serie-um-satelite.html.

Dentro desses grandes centros urbanos de consumo com grande concentração populacional, é possível a utilização apenas complementar da fonte solar (dependendo da insolação do local) considerando que, por sua baixa densidade de produção e intermitência, será sempre uma contribuição percentualmente muito pequena em relação à demanda total de eletricidade destes centros de consumo.

As grandes concentrações populacionais da Zona Franca de Manaus, Santarém e Belém do Pará, embora situadas na

Região Amazônica, são servidas pelo sistema elétrico principal e consideradas como pertencentes ao “primeiro Brasil”.

O “segundo Brasil” é constituído pelas cidades médias e pequenas e áreas adjacentes. Este segundo Brasil, embora seja uma “colcha de retalhos” formada de áreas de “media densidade de consumo”, em seu total, consome muita eletricidade. Com menor dificuldade podem aumentar a produção e o consumo das energias alternativas eólicas e solar (dependendo sempre do mapa de ventos e da insolação) pois as redes elétricas existentes são bastante ramificadas e apresentam menor dificuldade de expansão.

O “terceiro Brasil” é composto de grandes áreas, com baixa ou muitíssimo baixa densidade de consumo de eletricidade, situadas nas regiões do sertão do Nordeste e Amazônia. Estas áreas exigem análise e tratamento específico para cada micro região.

As fontes primárias renováveis, eólica e solar, são de baixa densidade na sua “produção” e variam a quantidade de energia produzida durante as vinte quatro horas do dia e com a as condições climáticas, mas têm grande potencial de aplicação no “terceiro Brasil” embora necessitem utilizar o auxilio de estocagem da energia como garantia para assegurar o fornecimento contínuo da energia ao usuário. Quando baterias são utilizadas para estocagem de energia devemos esperar aumento no valor do investimento e também que o descarte das baterias apresente o potencial de grande impacto ambiental.

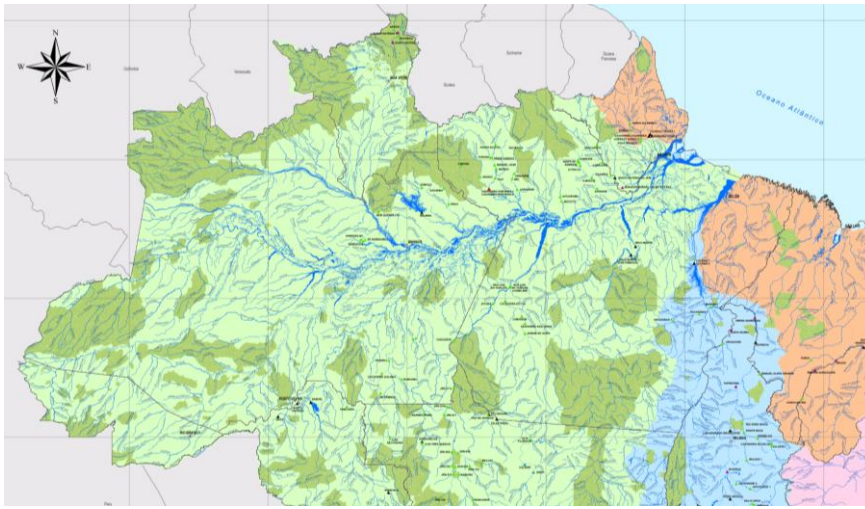
A região da Bacia Amazônica pode ser interpretada como a composição de áreas com diferentes características: a primeira delas é a área quase plana vizinha da calha principal do Rio Amazonas e também as áreas quase planas próximas onde correm o terço final dos rios afluentes. Nessas áreas planas é pouco praticável o aproveitamento hidrelétrico para suprimento de energia elétrica aos pequenos grupamentos humanos existentes.

Cada um desses grupamentos humanos nesta área plana, muito sujeita a alagamentos, exige um tratamento específico. Em sua maioria são grupamentos humanos ribeirinhos, mas sem possibilidade econômica de aproveitamentos hidroelétricos locais.

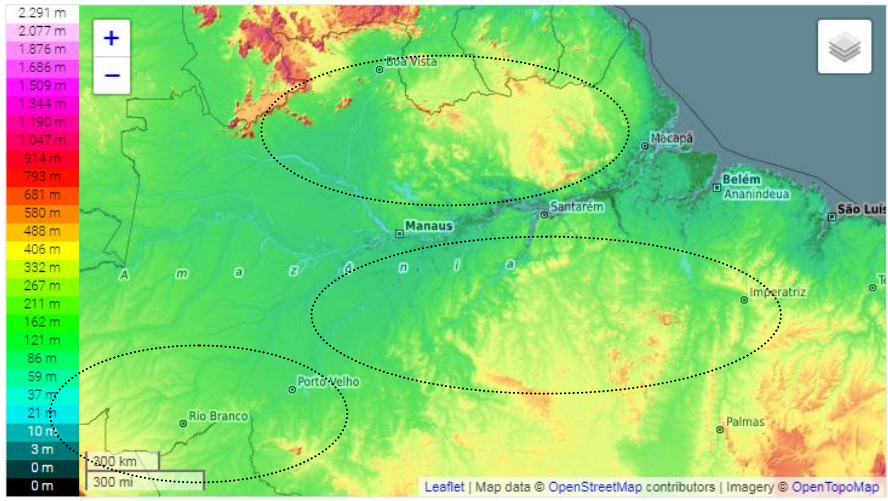
As áreas não planas da Amazônia onde se encontram os dois terços iniciais do comprimento dos rios tributários contando a partir de suas nascentes, podem ser denominadas de regiões inclinadas/serranas: a primeira região inclinada/serrana está localizada a oeste e noroeste da calha principal plana do Rio Amazonas englobando as a áreas próximas as fronteiras da Bolívia, Peru e Colômbia; a segunda área inclinada/serrana é denominada Região Norte da Bacia Amazônica onde correm os rios próximos as divisas da Venezuela, Guiana, Suriname e Guiana Francesa e seus afluentes; a terceira região inclinada/serrana localizada ao sul é próxima ao planalto central brasileiro. As áreas montanhosas constituem a "borda da bacia amazônica".

As três grandes áreas inclinadas/serranas juntas compreendem a maior percentagem da área da Amazônia Brasileira. Estas três grandes áreas (Figura 4)[4] apresentam grandes oportunidades de aproveitamentos hidroelétricos principalmente "a fio d'água" que não provocam grandes alagamentos ou desmatamentos e podem com relativa facilidade suprir as necessidades de eletricidade dos pequenos assentamentos humanos existentes e atividades extrativistas.

[4] Nota: Vale a pena acessar os mapas mostrados na Figura 3. Os mapas permitem o zoom para examinar detalhes. É possível, no segundo mapa, ler a altitude do famoso encontro das águas dos rios Negro e Solimões, perto de Manaus. Onde a altitude é de 7m em relação ao mar. Isto faz com que o aproveitamento hidroelétrico do Rio Amazonas propriamente dito, formado deste encontro das águas, seja praticamente inviável para centrais de porte.



Mapa Potencial Elétrico, mostrando as bacias, - Eletrobras (Eletrobras, 2017)



Mapa das Elevações do Brasil (topographic.mapa.com)

Figura 4: Mapas dos rios (ao alto), e de elevações (abaixo) assinalando regiões onde é mais viável o aproveitamento hidroelétrico na Amazônia.

Na região semiárida do “Terceiro Brasil” situada no Nordeste Brasileiro a utilização racional da energia solar e eólica pode muito contribuir para a melhora econômica da região. Ver Mapa da Figura 5 (CEPEL Eletrobras, 2001).

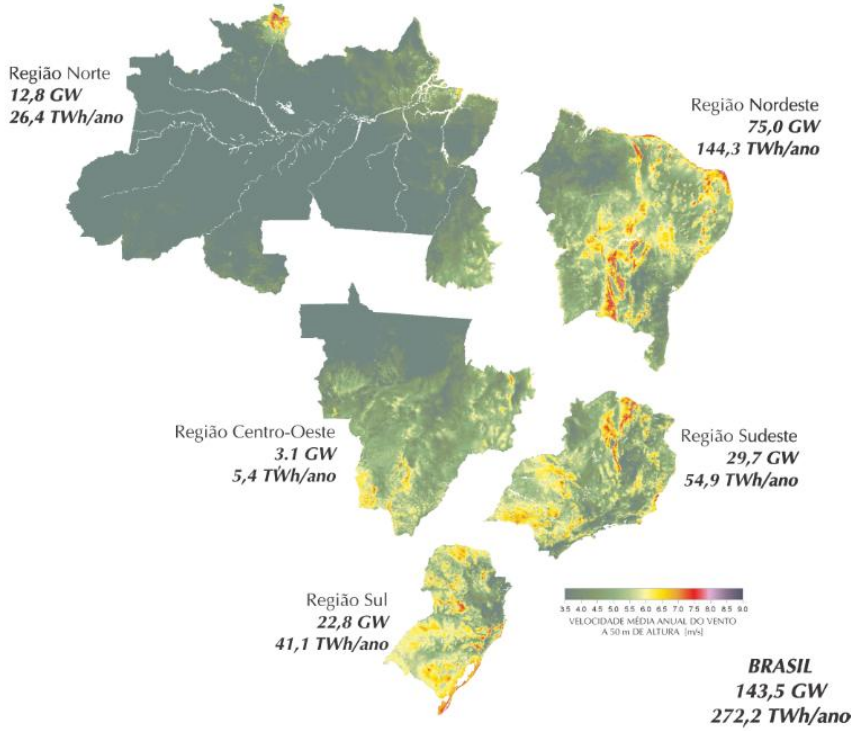


Figura 5: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro
CEPEL/MME

Para os grupamentos humanos isolados, onde economicamente não for viável o “back-up” por redes elétricas do sistema elétrico, será necessária a estocagem de energia em baterias ou a utilização de geradores diesel para garantia do suprimento de energia elétrica.

Os grupamentos humanos do “Terceiro Brasil” onde ocasionalmente houver a interligação com as redes do Sistema Integrado Nacional poderão, além do uso das fontes renováveis, utilizar o regime de exportação/importação de energia através de redes inteligentes e utilizando indiretamente o estoque regulatório de água dos reservatórios das hidroelétricas, tornando praticamente desnecessária a estocagem local de energia em baterias para garantir a regularidade do fornecimento de energia elétrica.

Denomina-se “Sistema Integrado Nacional - SIN” o servido pelas grandes linhas de transmissão (Figura 6), as redes de distribuição e seus ramais que atendem ao “Primeiro Brasil”, ”ao Segundo Brasil” e aos centros de consumo por ventura interligados do “Terceiro Brasil”. O SIN tem nas hidroelétricas sua fonte principal de produção de energia. Nota-se na Figura 6 que grande parte do território brasileiro integra esse “Terceiro Brasil” onde o SIN não está presente.

O maior potencial hidrelétrico a ser explorado pelo Brasil se concentra nas áreas da Bacia do Amazonas que não apresentam grandes elevações nem são propícias a reservatórios de grande capacidade. Na concepção atual de desenvolvimento brasileiro, essas usinas se destinam à “exportação” para a região Sudeste-Centro-Oeste SE-CO como já acontece com as usinas instaladas do Rio Madeira e, em grande parte, com a própria energia de Itaipu. Essas usinas chegaram a ser consideradas, para fins de planejamento do SIN, como integrantes da região SE-CO.

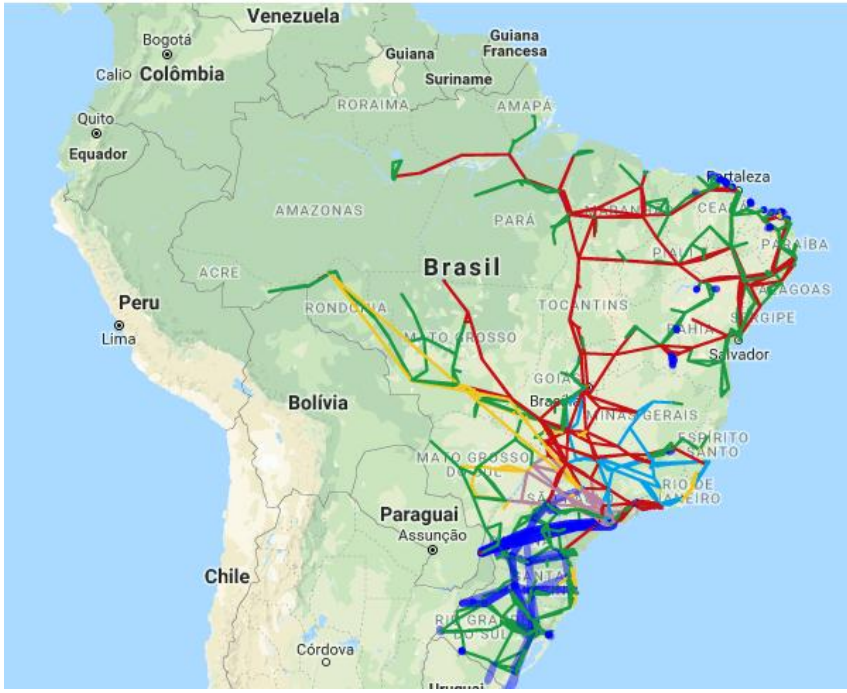


Figura 6: Sistema Integrado Nacional – SIN Mapa das Linhas de Transmissão da ONS (ONS)

A introdução de usinas a fio d'água é um grande problema não suficientemente explicitado no nosso planejamento elétrico. No início de 2005, ele foi claramente exposto no artigo "Um Porto de Destino para o Sistema Elétrico Brasileiro" na revista E&E № 49. Na Figura 7, (retirada desse artigo), mostram-se as curvas de energia natural afluente - ENA para as diversas regiões do Brasil que compõem o SIN. A solução desse problema não é trivial. A regulação sazonal não poderá ser feita com os reservatórios já existentes e o custo da nova energia, com cinco meses do ano a cerca de 10% da capacidade máxima, deverá obrigatoriamente incluir o da energia complementar para o período seco. Esta já é, aliás, a realidade que enfrenta o consumidor que estão pagando

um preço diferenciado para cobrir o custo das usinas térmicas que atualmente utilizam óleo ou gás combustível.

Energia Natural Afluente nas Regiões do SIN

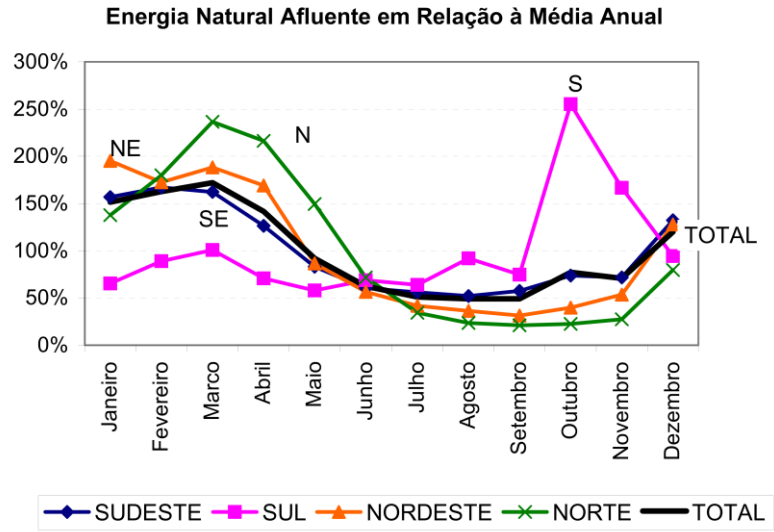


Figura 7: A energia natural afluente é governada pela vazão dos rios, na medida que se amplie a participação da Região Norte, com usinas sem reservatórios, a geração elétrica passará a ter forte sazonalidade.

Soma-se, agora, a oscilação ao longo do dia da energia eólica (atualmente) e futuramente da solar, defasadas da curva diária de consumo. Isso exige das hidroelétricas um excesso de capacidade instalada que encarece seus custos e obriga o uso do estoque regulador.

É primordial a conscientização sobre a importância de considerar a água existente nos reservatórios como estoque regulador de energia. Isso nos conduzirá a utilizar o SIN priorizando a utilização da energia proveniente da região norte nos meses que houver grande caudal e, na medida do possível,

estocar água nas hidrelétricas das outras regiões que tenham capacidade de estocar.

O caudal (vazão) dos rios que alimentam as hidrelétricas (volume de água por segundo) varia ao longo das estações do ano e também com as variações plurianuais dos ciclos hidrológicos. O funcionamento das termoelétricas que consomem biomassa também está sujeito a variações anuais e plurianuais. Torna-se, portanto evidente o conceito de adotar um "estoque regulador de energia" para compensar os períodos em que a energia disponibilizada pelo baixo caudal dos rios e a biomassa disponível seja insuficiente para atender a demanda. O "estoque regulador de energia" é a soma dos estoques de água existentes nos reservatórios das hidroelétricas.

Não existe melhor estoque regulador de energia do que a água nos reservatórios das hidroelétricas. Tal estoque regulador de energia permite atender com simplicidade e presteza as variações na demanda de eletricidade[5].

É desejável também a adoção da estratégia de priorizar no despacho as usinas hidrelétricas à fio d'água e com pequena capacidade de estocar água objetivando sempre maximizar o "estoque regulador de energia" depositado em água nos reservatórios.

As usinas nucleares, se existirem em quantidade suficiente, permitirão ao operador nacional do sistema elétrico gerenciar o sistema de forma que haja sempre o "estoque mínimo necessário regulador de energia" que permita atender as

[5] Em alguns países do mundo são usadas usinas reversíveis, sendo a água de um reservatório bombeada para reservatórios a montante para armazenar energia excedente de outras usinas. Isto exige um considerável investimento que mesmo assim pode ser viável. Im considerável investimento que o Brasil ainda consegue evitar, mas pode ser uma alternativa às baterias para "armazenar vento" ou energia fotovoltaica.

flutuações na demanda de eletricidade mantendo razoável o custo da produção da eletricidade e o baixo impacto ambiental, mesmo nos períodos de baixa pluviosidade. Sabe-se, no entanto, por simulações, que o "cobertor" do estoque nos reservatórios existentes e os possíveis de construir será curto e as térmicas convencionais (óleo, gás natural ou biomassa) deverão ser acionadas para absorver o déficit sazonal ou déficits de chuva plurianuais.

Parece obvio que a modelagem do sistema elétrico brasileiro para produção, transporte e distribuição de energia e sua comercialização deve ser decidida com base nas peculiaridades brasileiras e não na utilização, sem a devida adaptação, de conceitos "importados" do Reino Unido. A ideologia de liberalização vem, historicamente, experimentando altos e baixos na economia brasileira. Mesmo respeitando a ideologia liberal (atualmente em alta), é necessário o entendimento do sistema brasileiro e não simplesmente arremedar as práticas comerciais de outro país.

Na composição atual do Operador Nacional do Sistema Elétrico participam representantes das empresas geradoras; o ONS pode, portanto, sofrer grande influência dessas empresas em detrimento do melhor interesse dos consumidores. Seria melhor que fosse um órgão de governo composto de funcionários de carreira trabalhando em sistema aberto tipo bolsa de valores com painéis que demonstrassem suas decisões em plenário onde os representantes das empresas pudessem estar presentes, o que agregaria maior transparência ao sistema.

Os leilões da ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica, deveriam ser realizados entre os produtores de energia da mesma fonte energética de produção e não uma competição geral entre fontes diferentes como no sistema atual, de inspiração importada. Para cada fonte primária de produção de energia seriam alocadas cotas de fornecimento de energia que comporiam o "mix", estrategicamente planejado, para garantir o

suprimento de eletricidade ao menor preço médio possível e minimizando o impacto ambiental.

Uma “frase de impacto” de um influente assessor governamental à época da implantação do sistema administrativo gerencial econômico do setor elétrico nacional, que havia participado da elaboração do Programa Computacional *New Wave* para auxilio nas decisões para operação do sistema elétrico, resume, deste modo, a lógica de prioridade no “despacho” das usinas (fontes) produtoras de eletricidade: “não interessa se trata - se de combustível de cocô de galinha ou fusão nuclear o que interessa é o preço da energia”. Esta frase revela a mentalidade financeira e visão curta de quem entende muito pouco de planejamento energético particularmente em se tratando de um sistema elétrico com as características do Sistema Integrado Nacional. Ela sintetiza a miopia de um gerenciamento focando exclusivamente o aspecto contábil em curto prazo e não o comportamento anual e plurianual do sistema objetivando a segurança do fornecimento e o menor preço médio da energia.

No Brasil, a produção de energia para o atendimento continuo da “base de carga” pode ser entendida como sendo a energia produzida pelas hidroelétricas, usando a média anual do caudal mínimo dos rios que as alimentam, adicionando também a média mínima da energia produzida pelas fontes eólica e solar acrescida pela energia produzida pelas usinas termo- elétricas de menor preço (nucleares e a carvão) operando em produção anual continua . Os picos diários de demanda, ou seja, o “segmento de carga” deve ser prioritariamente atendido com o estoque regulador de energia constituído pela água dos reservatórios. As hidroelétricas têm a capacidade de “seguir a carga” com mais facilidade e economicidade do que as usinas térmicas.

As usinas termoelétricas a gás e óleo são construídas com menor valor de investimento, mas funcionam com o combustível de maior preço resultando em alto preço na energia elétrica produzida. Não é aconselhável que essas usinas operem

continuamente ao longo do ano. Quando não estão produzindo energia são remuneradas pelo retorno do investimento acrescido do custo operacional nesta condição e lucro. Quando solicitadas a operar pelo Operador Nacional do Sistema recebem o adicional pela energia efetivamente produzida. É assim, mas isto é vantajoso para quem?

Para funcionar produzindo grandes "blocos de energia" em regime continuo na "base de carga" as usinas térmicas que produzem energia a menor preço por Megawatt-hora são as usinas nucleares e as usinas convencionais que usam carvão como combustível.

O Brasil é prodigo em reservas de urânio e detém a tecnologia de todas as etapas do ciclo combustível nuclear desde a mineração e produção do *Yellow Cake* até a finalização do elemento combustível para ser usado nos reatores, passando assim por todas as etapas do ciclo do combustível nuclear. Nosso País consta da pequena lista de países que dominam a tecnologia de enriquecimento de urânio e dispõe de grandes reservas de urânio. Somente os Estados Unidos, Rússia e Brasil fazem parte desta pequena lista. Todos os demais países ou dispõem da tecnologia do ciclo do combustível nuclear ou são detentoras de reservas de urânio ou nenhuma das duas condições e pagam por isso quando é compensador.

Países sem grandes fontes de combustível como o Japão e a França dificilmente poderão prescindir da utilização da energia nuclear que pode proporcionar estoque plurianual de combustível a preços competitivos e pequeno volume de armazenamento.

Quando for feita a reformulação correta e competente do sistema elétrico brasileiro ficará evidente a necessidade utilização continua em base de carga das usinas núcleo-elétricas ficando para uso apenas ocasional (quando houver necessidade) as usinas termo elétricas convencionais a óleo e gás para completar a produção de energia em poucos meses do ano. Em virtude do

grande investimento necessário, o ritmo de construção das usinas nucleares deve ser compatibilizado com as necessidades de fornecimento de energia em base de carga que assegure a existência do estoque regulador de energia adequado.

O completo entendimento do conceito de utilizar o volume de água nos reservatórios das hidrelétricas no sistema elétrico como “estoque regulador de energia” permitirá minimizar o preço médio da energia elétrica, o impacto ambiental e maximizar o uso das fontes energia renováveis menos poluentes.

8. O Futuro da Energia Nuclear no Brasil

Deve-se ter em vista que o consumo de eletricidade continuará crescendo e que a situação atual é uma única exceção (em 50 anos) em que repetimos em 2018 o consumo de 2014. O estoque máximo de água nos reservatórios se manteve constante desde o inicio na década de 1990. A melhor forma de garantir o estoque regulador de água é considerar como energia de “Base de Carga Hidroelétrica” o caudal mínimo anual dos rios e usar usinas nucleares que são as termoelétricas de menor preço da energia (comparando-se com as demais termoelétricas) para compor a “base de carga de energia elétrica”. As grandes reservas nacionais de urânio estimulam a adoção desta opção.

A Eletronuclear desenvolveu em parceria com a COPPE, Coordenadoria de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro com a ótica da “segunda era nuclear” um importante estudo de localização para construção de centrais nucleares no Brasil. As conclusões desse estudo foram divulgadas sob a forma de palestras pela Empresa. Tal estudo iniciou-se pela seleção dos locais para construção que atendem a uma extensa lista de requisitos (mais de dois mil) priorizando a segurança nuclear. Foram selecionadas quarenta opções de localização que atendem a todos os requisitos.

Cada central núcleoelétrica planejada neste estudo, ao final de sua construção, teria capacidade para comportar seis usinas nucleares tipo PWR com cerca de 1200 Megawatts que seriam construídas sequencial e paulatinamente. É recomendável que o inicio da construção de cada usina da mesma central seria defasado de cerca de um ano e meio do inicio da construção da usina anterior para otimizar a utilização da mão de obra e minimizar o preço total da construção de cada central.

Considera-se aqui que a decisão sobre a possível implantação dessas centrais seria tomada no planejamento energético global, mas os possíveis locais já estariam determinados.

Naquele estudo, foi feita a opção por usinas dotadas reatores PWR modernos com sistema de segurança passiva aprimorada que não necessitam de energia externa para remoção do calor residual produzido pelos núcleos dos reatores após o desligamento com a interrupção da reação nuclear em cadeia.

O conceito de segurança passiva aprimorada prevê que o calor residual de um reator nuclear depois do desligamento súbito, que no primeiro momento, se constitui em cerca de 2,3% da energia que o reator vinha produzindo antes da interrupção da reação nuclear em cadeia e decresce rapidamente ao longo de quarenta e oito horas para valores mínimos seja absorvido sem a necessidade de existir um sistema independente de remoção de calor que utilize energia elétrica como ocorre na maior parte das usinas nucleares atualmente existentes.

Os modernos reatores PWR são projetados para que a dissipação desta energia residual produzida pelo núcleo do reator seja realizada por circulação natural por convecção da água no circuito primário da usina tornando-se desnecessária a utilização de energia elétrica de fonte não nuclear externa para assegurar a remoção do calor residual.

Ao término da construção, cada Central Nuclear composta de seis usinas teria a potência total instalada de sete mil e duzentos megawatts e podendo operar com o fator de capacidade de 0,9. Cada uma dessas centrais nucleares, quando dotadas das seis usinas, produziria mais energia do que a soma das energias produzidas pelas hidrelétricas da empresa Furnas ou da empresa CHESF- Centrais Hidrelétricas do São Francisco ou a metade da energia anual gerada pela usina de Itaipu.

A retomada do crescimento econômico brasileiro implicará necessariamente em aumento do consumo de eletricidade e tornará ainda mais evidente a necessidade de aumentar utilização de termoelétricas nucleares na ”base de carga” produzindo “grandes blocos de energia”. Caso seja mantida a atual intensa utilização de usinas termoelétricas convencionais a óleo e gás o alto preço da eletricidade atualmente praticado tenderá a aumentar.

Qualquer nova usina nuclear, prevista para ser construída, deverá ser planejada com a ótica da “segunda era nuclear” que prioriza a segurança e entende a energia nuclear não como sendo “a solução” para produção de eletricidade e sim com uma fonte complementar primária de produção de energia com segurança que não pode deixar de participar de um “mix” de fontes produtoras para assegurar a garantia no fornecimento de eletricidade com economicidade e minimizando os impactos ambientais.

O planejamento da geração nuclear tem que ser parte do programa de longo prazo de geração de energia para o Brasil. A periodicidade atual (planos decenais) é inadequada para isso. Em termos de planejamento energético nacional, dez anos constituem um prazo curto. O ciclo de planejamento e construção de uma instalação de grande porte produtora de energia e linha de transmissão associada é da ordem de dez anos de acordo a pratica internacional e frequentemente um empreendimento de porte escapa ao ciclo de dez anos. O lançamento do plano de

longo prazo vem sendo sucessivamente adiado pelo Governo Federal.

Para o importante setor nuclear torna-se necessário:

1. Terminar a construção da Usina Nuclear Angra 3 da Central Nuclear Álvaro Alberto em Angra do Reis.

2. Decidir o local da construção de uma ou até mesmo duas centrais nucleares, com a possível brevidade, selecionando sua localização entre as quarenta localizações recomendadas nos estudos realizados pela COPPE e a Eletronuclear que sejam mais convenientes para atender as necessidades do Sistema Integrado Nacional. Com isto, não se perderia o conhecimento acumulado na área por técnicos altamente especializados.

3. Decidir, a programação da construção das usinas dentro de um planejamento global, idealmente, com o início da construção da primeira central até 2022. É possível custear, ao menos parcialmente, a construção das usinas nucleares com a "venda futura de energia" garantida por acordos de governo, porém mantendo a propriedade e responsabilidade da estatal brasileira pela propriedade, operação e descomissionamento das usinas nucleares[6]**.**

4. Construir a instalação de armazenamento intermediaria de rejeitos da Central Nuclear Álvaro Alberto e o módulo de demonstração experimental da Instalação para estocagem, em longo prazo, de combustível nuclear queimado. Este novo conceito de estocagem concebido na Eletronuclear permite estocar por mais de quinhentos anos todo o combustível nuclear

[6] Na Bélgica, em uma mesma central existem usinas de diferentes proprietários o que nos sugere diferentes financiadores compradores de blocos de energia futura a ser produzida em uma mesma central nuclear brasileira. O financiamento da construção de usinas nucleares com o pagamento com a energia a ser produzida implicará na adoção de legislação que garanta a compra, o preço futuro da energia, sua correção inflacionaria e garantia cambial.

utilizado em todas as centrais nucleares brasileiras com total segurança e baixo preço, usando a remoção do calor residual por circulação natural e permitindo monitoramento seguro, simples, constante e de baixo custo. Esta solução é tecnologicamente muito mais avançada do que o antigo conceito de deposição dos rejeitos nucleares em grandes profundidades em locais teoricamente considerados estáveis que foi preconizado durante a "primeira era nuclear" e que na realidade significa "colocar o lixo debaixo do tapete", embora essa concepção ainda conte com grande número de adeptos.

5. Aprimorar a operação e ampliar as instalações da INB - Indústrias Nucleares do Brasil de forma que em um prazo máximo de dez anos sejam atendidas as necessidades de combustível nuclear para alimentar as usinas nucleares que estiverem em funcionamento no País.

6. Ampliar a responsabilidade da INB para ser encarregada do transporte e armazenamento do combustível nuclear queimado dos reatores e posteriormente, quando for economicamente recomendável para o Brasil, reprocessar o combustível nuclear queimado[7], e manter a estocagem monitorada dos rejeitos usando o provavelmente as mesmas instalações construídas em região adequada para o armazenamento intermediário, no longo prazo, do combustível nuclear queimado.

7. A CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear completará a construção do RMB - Reator de Multipropósito Brasileiro em Iperó, São Paulo, para atender as necessidades

[7] Essa posição coincide com a adotada pela Política Nuclear Brasileira (Decreto Nº 9600 de 05/12/2018) e tem o significado de que o Brasil considera a energia contida no combustível utilizado aproveitável no futuro e baliza a definição do tipo de armazenamento a ser adotado que é muito importante na fase atual.

nacionais de radioisótopos, testes de materiais e combustíveis e experiências conjuntas com centros de pesquisa e universidades.

8. Ampliar a prospecção de Urânio em território nacional.

9. Incluir nas responsabilidades da INB a comercialização e gestão do estoque de urânio para atender as necessidades nacionais. A INB passaria a ter a atribuição de adquirir no Brasil a preços do mercado internacional em longo prazo o *Yellow Cake* que as mineradoras que operam no país decidirem produzir a partir do conteúdo de urânio nos minérios que exportam.

10. Dar prosseguimento ao programa de submarinos com propulsão nuclear e, consequentemente, a todas as atividades em desenvolvimento em Aramar.

Bibliografia

AIEA. 2015. *The Fukushima Daiichi Accident - Report by Director General* . Viena : AIEA, 2015.

Alvin, Weinberg M. 1997. *The First Nuclear Era: The Life and Times of a Technological Fixer Hardcover.* s.l. : American Institute of Physics; 1994 edition , 1997. ISBN-13: 978-15639635.

Arms Control Association. 2018. Nuclear Weapons: Who Has What at a Glance. [Online] june de 2018. https://www.armscontrol.org/factsheets/Nuclearweaponswhohaswhat.

Atomic Archive. Timeline of the Nuclear Age. *Nuclear Pathways.* [Online] http://www.atomicarchive.com/Timeline/Time1930.shtml.

BP. 2018. *BP Satistical Review of World Energy, 67th Edition.* s.l. : BP, 2018.

Brawn, Paul. 2003. First nuclear power plant to close. *The Guardian.* [Online] Mar de 2003. https://www.theguardian.com/uk/2003/mar/21/nuclear.world.

CEPEL Eletrobras. 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). *CRESESB.* [Online] 2001. http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1.

Craddock III, Jack. 2016. *The Shippingport Atomic Power Station.* [Online] 2016. http://large.stanford.edu/courses/2016/ph241/craddock1/.

Eletrobras. 2017. MapaSipot-Dezembro2017. [Online] dez de 2017. http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/sipot/MapaSipot-Dezembro2017.pdf.

European Nuclear Society. Nuclear power plants, world-wide. *euronuclear.* [Online]

ONS. Mapa Dinâmico do SIN. *Operador Nacional do Sistema Elétrico.* [Online] http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas.

topographic.mapa.com. Brasil . *topographei.mapa.com.* [Online] http://pt-br.topographic-map.com/places/Brasil-3559915/.

UN. 1971. United Nations, General Assembly - Twenty-sixth Session. *Restoration of the lawful rights of the Peoples's Republic of China in United Nations.* [Online] 25 de October de 1971. http://www.un.org/en/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/2758(XXVI).

***Revista* - Economia e Energia e·&·e Economy and Energy**
Editor Chefe: Carlos Feu Alvim [feu@ecen.com]
Editor Gráfico: Marcos Alvim

ECEN - Consultoria Ltda.

Remetente:
***Revista* - Economia e Energia**
Rio: Av. Rio Branco,123 Sala 1308 - Centro
CEP - 20040-005 Rio de Janeiro - RJ