



XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

CB/GPL/08

## GRUPO – VII

### GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

#### MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030: PROJEÇÃO DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS E ADEQUAÇÃO A MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Vinícius N. Motta (\*)  
FGV Energia

Felipe S. F. Gonçalves  
FGV Energia

Larissa O. Resende  
FGV Energia

Paulo C. F. da Cunha  
FGV Energia

## RESUMO

Este trabalho buscou analisar o potencial de expansão da matriz elétrica brasileira, com base nas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa definidas na 21ª Conferência das Partes (COP 21). A projeção da demanda e da matriz renovável para 2030 deram suporte às análises acerca dos investimentos necessários a cada fonte, em diferentes cenários, dentre os quais, foram incluídos impactos de programas de eficiência energética. Por fim, um estudo de caso simulando a inserção e exclusão do aproveitamento do potencial hídrico da região amazônica, propõe uma reflexão sobre o impacto das restrições ambientais na expansão da matriz.

## PALAVRAS-CHAVE

Planejamento Energético, Eficiência Energética, Hidrelétricas da Amazônia, Mudanças Climáticas.

## 1.0 - INTRODUÇÃO

Em dezembro de 2015, os 197 países participantes da 21ª Conferência das Partes (COP 21) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) adotaram o Acordo de Paris, no qual cada um dos países direcionar suas metas para redução de emissões domésticas de gases de efeito estufa (GEE), denominadas iNDCs (*Intended Nationally Determined Contribution*), que tem por intuito limitar o aumento da temperatura global a um máximo de 2° C até 2100 [1].

Por consequência, o Brasil passou a ter como meta principal a redução, até o ano de 2025, das emissões de GEE em 35% em relação aos níveis de 2005 e, subsequentemente, a redução em 2030 dessas emissões em 43%, na mesma base de comparação. Para atingir essas metas principais, o país criou metas adicionais de emissão e eficiência, como alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo a expansão do uso de fontes renováveis, além da hídrica e, na matriz total de energia, uma participação de 28% a 33% até 2030. Especificamente no setor de energia elétrica, se pretende expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis, além da hídrica, no fornecimento de energia para ao menos 23% até 2030, incluindo o aumento da participação de eólica, biomassa e solar, além de alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030 [1].

Ainda que o direcionamento dos esforços do país na utilização e na produção da energia seja racional e eficiente, o que pode ser observado pelo fato da matriz ter uma alta proporção de renováveis - ao se comparar com os padrões internacionais - o crescimento econômico projetado até 2030 acarretará em um aumento do uso de energia. Dessa forma, nosso maior desafio é manter a alta proporção de energias renováveis.

Para isso, se torna necessária uma previsão acurada da carga de energia que seja compatível com esse crescimento econômico projetado e com os demais fatores determinantes da carga, possibilitando o planejamento otimizado da matriz energética.

(\*) Praia de Botafogo, 210, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 22250-040. Telefone: (21) 3799-6235. E-mail: [vinicius.motta@fgv.br](mailto:vinicius.motta@fgv.br)

Em relação à meta de eficiência energética do setor elétrico, serão necessários esforços adicionais relacionados a políticas públicas de incentivos a aceleração de ações de eficiência energética no país, com o uso de equipamentos mais eficientes e mudança nos padrões de consumo [2].

Nesse sentido, o presente estudo tem por objetivo analisar o potencial de expansão da matriz elétrica brasileira, incluindo impactos de programas de eficiência energética, onde se propõe uma reflexão sobre o impacto das restrições ambientais na expansão da matriz.

## 2.0 - METODOLOGIA

### 2.1 Projeção da Carga

De forma a mensurar o volume de investimento necessário para que o Brasil cumpra as metas da *Nationally Determined Contribution* (NDC), será estimada a demanda de energia elétrica entre o período de 2016 e 2030, a qual se espera estar fortemente relacionada às variáveis econômicas, uma vez que o aumento da renda, poder de compra e nível de atividade econômica tende a aumentar o consumo e o acesso a equipamentos que demandem energia.

Com base nas considerações expostas, será feita uma previsão da carga de energia analisando três Cenários distintos de atividade econômica (Referência, Pessimista e Otimista), onde se considera as variáveis macroeconômicas: PIB, IPCA, Taxa de Câmbio, Produção Industrial dos EUA, Taxa Selic e PIB Industrial. Exceto para os dados de Produção Industrial dos EUA, que foram obtidos a partir das projeções do Federal Reserve [3] em 20/01/2016, os demais dados foram obtidos das projeções divulgadas pelo Banco Central [4][5] em 19/01/2016.

O modelo matemático utilizado na construção dos cenários de demanda é fundamentado na construção da função que relaciona a carga elétrica a suas variáveis explicativas, onde se utiliza as técnicas baseadas em espaços de Hilbert, que tratam a carga como um vetor, decomposto nas variáveis que a explicam. O programa utilizado busca automaticamente o melhor ajuste para o bloco de variáveis oferecidas, otimizando o ajuste e calculando os “pesos” de cada variável explicativa na carga analisada.

### 2.2 Planejamento da Expansão

Os modelos já desenvolvidos com o objetivo de otimizar o planejamento da expansão trabalham com dados relativos a usinas, custo de operação, custo de investimento, capacidade instalada, entre outros. Além disso, são considerados os dados de demanda de energia e de chuvas introduzido um grau de incerteza ao problema, sendo este modelado como um problema de otimização estocástica[6][7].

Por ser modelado sob otimização estocástica e devido ao problema ter um custo computacional alto para ser solucionado, diversos algoritmos foram desenvolvidos para resolvê-lo. Os principais algoritmos desenvolvidos são o de Programação Dinâmica Estocástica e o de Programação Dual Dinâmica Estocástica[6], sendo este último utilizado no modelo computacional desenvolvido pelo CEPEL, o NEWAVE.

O modelo utilizado neste artigo, diferentemente daqueles expostos acima, considera, além das usinas hidrelétricas e termelétricas, as usinas eólicas e fotovoltaicas. Conseqüentemente, dados relativos à velocidade do vento e irradiação solar também fazem parte dos dados de entrada.

Ao determinar a expansão, o modelo leva em conta a expansão já contratada e os tipos de usinas disponíveis para serem construídas. Para determinar quais fontes serão priorizadas na expansão, o modelo verifica e seleciona aquelas que possuem o menor custo de investimento. Além disso, também são consideradas as limitações de construção para cada tipo de usina.

## 3.0 - RESULTADOS

### 3.1 Matriz de Atendimento da NDC

Com base nas projeções macroeconômicas obtidas e previsões de carga de energia geradas, é esperado no Cenário de Referência que a carga de energia em 2030 atinja a montante de 113.344 MWm, no Cenário Pessimista 87.151 MWm e no Cenário Otimista 118.807 MWm, como pode ser observado na Figura 1. Adicionalmente, para cada cenário de carga foi construído um cenário com eficiência energética, que atinge uma redução de 10% da demanda ao final do período.

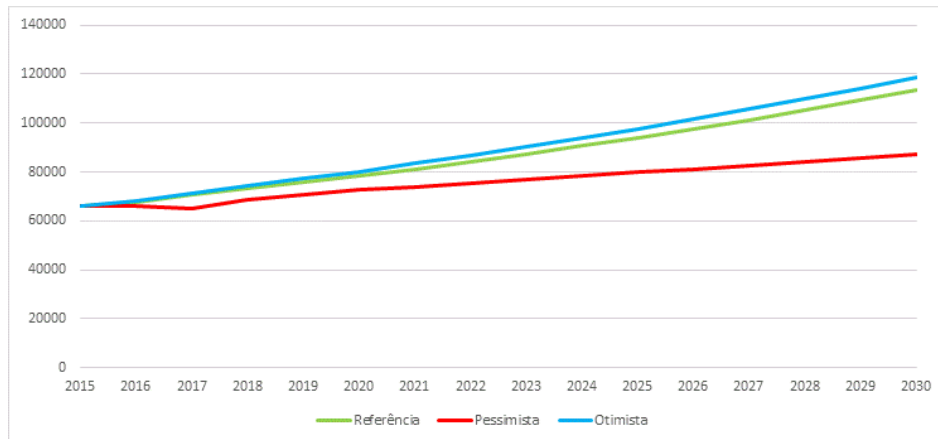


FIGURA 1: Trajetória da Carga de Energia Projetada (MWh)

A partir de um modelo de planejamento ótimo do sistema projetou-se a matriz de energia elétrica para 2030, onde, inicialmente, são incluídos os dados das expansões já contratadas nos leilões, obtidos no Banco de Informações de Geração da ANEEL [8] em 15/08/2016, além de algumas expansões previamente determinadas, como as usinas hidrelétricas Tapajós e Jatobá e as usinas termelétricas a gás Porto do Açu e COMPERJ. Por fim são determinados os possíveis tipos de usinas disponíveis para a expansão a ser projetada pelo modelo de planejamento ótimo.

Para a expansão da oferta são considerados os dados de custo de investimento e de operação de cada fonte de energia e, também, os limites na capacidade de construção desses empreendimentos. Considerou-se possível construir, por ano, no máximo 3 GW de usinas eólicas, 1 GW de usinas solares e 400 MW de usinas termelétricas a biomassa.

Com base em dados de custo de investimento por tipo de usina disponibilizado pela IEA [9] em 10/08/2016, foi possível identificar que, dentre as fontes renováveis, as usinas de menor custo são as fotovoltaicas e eólicas. Os custos de operação para as fontes renováveis são nulos, para as usinas termelétricas a gás de ciclo combinado de 250 R\$/MWh e de 320 R\$/MWh para as de ciclo aberto<sup>1</sup>. Consequentemente, as usinas eólicas e fotovoltaicas são mais baratas em termos de investimento e operação do que as usinas termelétricas a gás, levando a expansão ótima priorizar a expansão por meio de fontes renováveis complementares.

A Figura 2 apresenta a expansão para o Cenário Referência, com e sem a penetração da eficiência energética, onde é possível observar o impacto da eficiência energética na matriz de energia elétrica por meio da redução significativa da participação de gás: 19,2 GW (9%) contra 24,6 GW (11%), gerando, consequentemente, uma matriz mais limpa e um volume menor de emissões. Podemos observar que, mesmo quando não há investimentos em eficiência energética, a meta da NDC pode ser atingida.

O trabalho nos permitiu observar que, se pouco menos de 2,00% do investimento total projetado para alcançar a matriz elétrica meta de 2030 fosse alocado na promoção de eficiência energética e geração distribuída, seria possível reduzir a necessidade de investimento na matriz elétrica em quase 5,50%. Ou seja, cada R\$1,00 investido em eficiência energética e geração distribuída leva a uma redução de investimento em usinas centralizadas de R\$ 3,00, reforçando a máxima de que a energia mais barata ainda é aquela energia não consumida.

É possível observar na Figura 3, que apresenta um comparativo dos diversos cenários estudados, que a expansão ocorreu majoritariamente em fontes de energia renovável. Podemos notar que as usinas eólicas expandiram 27 GW em ambos os Cenários de Referência e Otimista. Podemos notar que as usinas fotovoltaicas expandiram em 8,8 GW para os Cenários Otimista e Referência. Já as usinas termelétricas a gás expandiram 5,4 GW no Cenário de Referência e 10 GW no Cenário Otimista, todos os casos sem considerar a eficiência energética. Como esperado, a expansão de usinas termelétricas a gás é mais significativa nos cenários em que não há eficiência energética: adição de 1,2 GW no Cenário de Referência e 8,7 GW no Cenário Otimista.

<sup>1</sup> Os dados de custo de operação foram baseados nos resultados dos custos contratados nos últimos leilões realizados [10], que refletem a avaliação de mercado do preço dessas fontes. Para mais informações, vide Boletins de Conjuntura FGV Energia (<http://fgvenergia.fgv.br/publicacoes/boletins-de-conjuntura>).

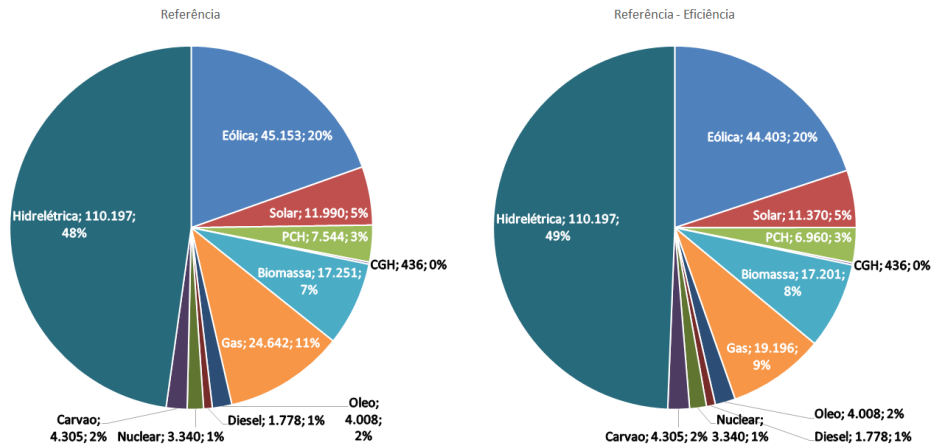


FIGURA 2: Matriz Elétrica Brasileira em 2030 para o Cenário de Referência

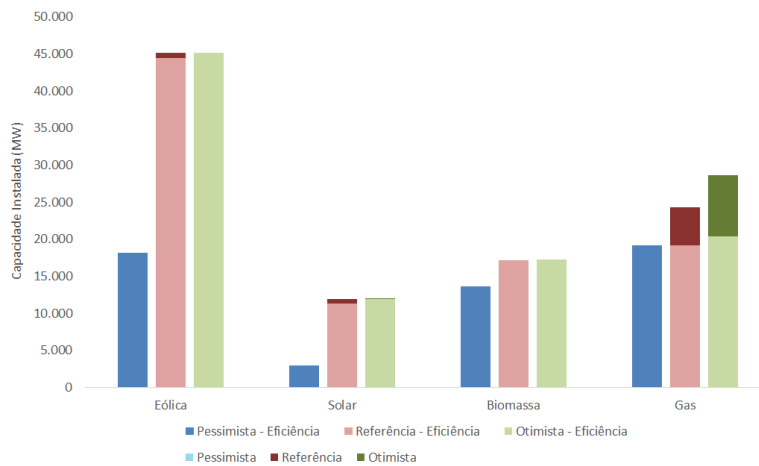


FIGURA 3: Capacidade Instalada por Fonte Energética para cada Cenário de Carga em 2030

Nos casos com ou sem eficiência energética para o Cenário Pessimista a carga é tão baixa que não há necessidade de expansão além da já contratada. Além disso, considerando-se que o Cenário Pessimista corresponde a um cenário econômico muito negativo, dificilmente teríamos investimentos em eficiência energética.

A partir das matrizes projetadas, podemos observar que a meta de 23% de geração com energias renováveis complementares definida pela NDC é ultrapassada nos Cenários de Referência e Otimista com eficiência, como podemos observar na Tabela 1. Observa-se uma pequena diferença no valor esperado desse percentual no Cenário Otimista sem eficiência. Não é atingida a meta percentual nos Cenários Pessimistas; entretanto será observado que os volumes de emissões nesses cenários são extremamente baixos em virtude da carga reduzida.

TABELA 1: Participação na Geração das Energias Renováveis sem Considerar Hidrelétricas e Considerando Hidrelétricas

Cenário de Carga	Renováveis (%)	Renováveis sem UHE(%)
Pessimista	92,4	18,4
Pessimista - Eficiência	91,6	19,6
Referência	85,6	24,0
Referência - Eficiência	91,5	24,7
Otimista	81,2	22,6
Otimista - Eficiência	89,5	24,9

Após a projeção da matriz para cada um dos cenários e, com base nos dados de emissão em MtCO<sub>2</sub> [11], acessados em 10/09/2016, foram calculados os fatores de emissão para cada cenário de carga, conforme observado na Tabela 2.

TABELA 2: Dados de Emissão em MtcO<sub>2</sub> e de Fatores de Emissão por Cenário de Carga

Cenário de Carga	Emissões(MtCO <sub>2</sub> )	Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Pessimista	18,3	0,024
Pessimista - Eficiência	18,3	0,027
Referência	41,8	0,052
Referência - Eficiência	24,7	0,028
Otimista	61,7	0,072
Otimista - Eficiência	30,5	0,033

Excluindo o Cenário Otimista sem eficiência energética, a meta de emissão de 50 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> é atingida em todos os cenários. Com isso, apesar de nem sempre alcançar a participação almejada para a geração renovável, os níveis de emissões esperados encontram-se dentro das metas em praticamente todos os cenários. Isto se justifica pela expressiva redução da expectativa da carga estimada para o ano de 2030: como a carga é menor, a geração também é menor, e uma maior participação do gás não leva a um aumento de níveis de emissões acima do desejado.

#### 4.0 - ANÁLISE DAS RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

##### 4.1 Inventário das Hídricas

O Brasil é um país com grande potencial hídrico, tendo um total de 261,5 GW[12]. Deste, atualmente existem 70 GW de capacidade instalada na matriz energética brasileira. Analisando o crescimento da demanda energética e o potencial hídrico ainda disponível, se acredita que a geração de energia no Brasil continuará sendo majoritariamente hídrica no longo prazo.

O potencial hídrico disponível atualmente é estimado em 126 GW, não sendo considerado, ainda, possíveis restrições ambientais e sociais. Estas restrições para a construção de usinas incluem os impactos da usina na fauna existente no rio, no próprio rio e na fauna e flora ao seu redor. Relativo a impactos sociais, considera-se os impactos em comunidades indígenas e nas populações ribeirinhas.

Conforme PNE 2030 o potencial estimado, sem possuir restrições ambientais e sociais, está estimado em 77 GW. Descontando-se a expansão já contratada e em construção, há 52,4 GW de potencial para ser aproveitado no período 2020-2030[12].

Ao analisar o potencial por região para o período 2020-2030 pode ser observado que dos 52,4 GW disponíveis, 44,2 GW estão localizados na região amazônica, sendo um potencial significativo, com um impacto considerável na questão do planejamento elétrico.

Além disso, ao pensar no planejamento elétrico, é necessário destacar o crescimento do uso de fontes renováveis complementares para geração, que, atualmente, possuem 15 GW de capacidade instalada com mais 12 GW já contratados até 2021[8]. Estas fontes possuem como característica a geração de energia intermitente, o que demanda uma capacidade do parque de geração complementar a geração dessas fontes para que possa garantir a segurança no suprimento da energia.

O que torna o debate sobre a construção de usinas hidrelétricas na região amazônica de suma importância para o planejamento do setor elétrico nos próximos 15 anos. Com base no exposto, foi feito um estudo analisando de forma comparativa a matriz elétrica projetada para 2030 considerando a potência hídrica da região norte com uma matriz que não considere a construção de hidrelétricas nesta região.

##### 4.2 Estudo de Caso

Para analisar a questão do impacto das usinas hidrelétricas na Amazônia na matriz elétrica futura, foi feito um estudo comparativo projetando-se, para 2030, uma matriz elétrica na qual a construção de usinas hidrelétricas na região Amazônica é permitida e outra não permitida.

Foi utilizado o modelo de planejamento da operação e expansão apresentado anteriormente para fazer a projeção destas matrizes elétricas. Neste modelo foi determinado um limite para a expansão anual de cada tipo de usina para garantir que a expansão respeite os limites reais para a construção de usinas. Além disso, o modelo prioriza construir as usinas com menor custo de investimento e custo de operação.

Ao fazer a simulação, para ambos cenários, foi considerado uma expansão de 3 GW de gás compulsória além da expansão contratada. A matriz elétrica para 2030 em ambos os cenários é apresentada na Figura 4

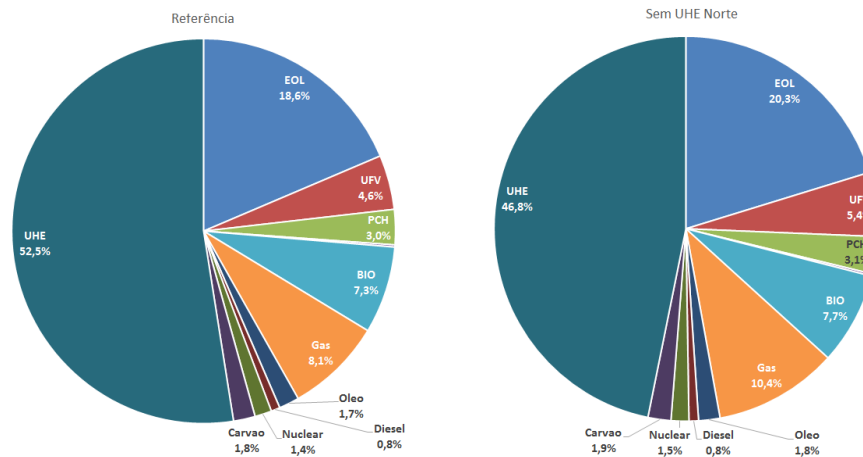


FIGURA 4: Matrizes Elétricas Considerando Usinas Hidrelétricas na Região Norte (à esquerda) e sem considerar as Usinas Hidrelétricas na Região Norte (à direita).

Ao analisar comparativamente ambas as matrizes elétricas, é possível observar que as energias renováveis complementares e as termelétricas a gás natural substituem as usinas hidrelétricas na região norte caso estas não sejam possíveis construir devido a possíveis questões socioambientais.

A primeira conclusão que pode ser obtida é que um crescimento mais substancial da participação das energias renováveis complementares na matriz significa maiores desafios para garantir a segurança energética. Isto ocorre devido ao fato de que a geração por meio destas fontes é intermitente e necessita de usinas que possam complementar esta geração, as quais não poderão ser hidrelétricas, devido às restrições ambientais.

A segunda observação é que devido a retirada das hidrelétricas da região norte, as usinas termelétricas a gás terão uma maior participação na matriz, mais especificamente 4 GW a mais. Consequentemente, a matriz será menos limpa. Além disso, significa que a operação do SIN será mais custosa devido ao custo de operação destas usinas ser mais caro, apesar de seu menor custo de investimento.

De uma forma geral, os resultados mostram que as usinas hidrelétricas na região amazônica possuem um papel importante no suprimento de energia. Tanto em questões como segurança energética, por não terem geração intermitente e poderem complementar a geração eólica e solar, quanto em questões climáticas, por garantirem uma matriz limpa.

No entanto, as questões socioambientais também possuem um grande peso nesta discussão, pois os impactos ambientais e os impactos nas populações ribeirinhas são relevantes. A construção de reservatórios na região amazônica muitas vezes significa a deslocação de comunidades indígenas, que possuem ligações culturais e históricas com o local. E, também, impactos na economia das populações ribeirinhas, que muitas vezes dependem do rio para a sua subsistência e que, dependendo dos impactos ambientais, podem perder sua fonte de subsistência.

No mais, deve-se levar em conta que uma expansão com maior participação de usinas termelétricas a gás natural pode significar um incentivo ao mercado de gás natural brasileiro. O que estaria bastante alinhado aos objetivos da iniciativa recentemente lançada pelo Governo, denominada “Gás para Crescer”, que tem por objetivo um redesenho de um novo mercado de gás natural que contribua para o crescimento do país. No entanto, ao analisar comparativamente a matriz elétrica sem as hidrelétricas na região analisada considerando uma política de eficiência energética com aquela sem esta política, é possível observar que há uma alternativa ao uso do gás, como pode ser visto na Figura 5.

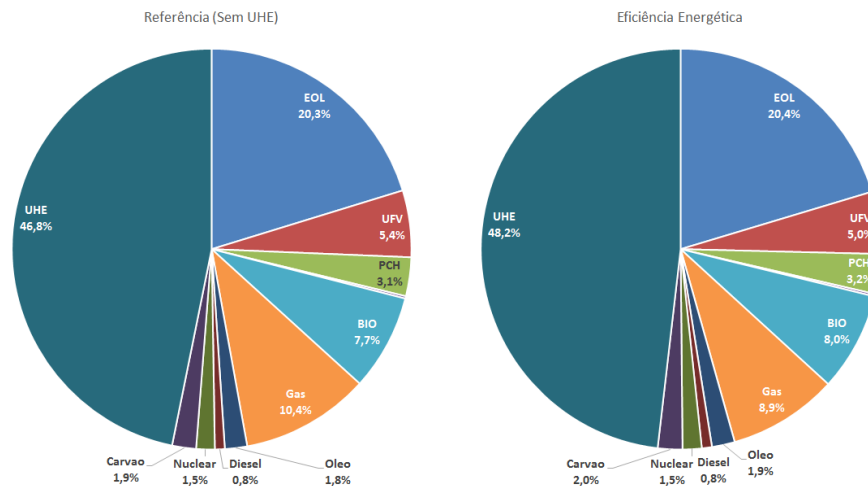


FIGURA 5: Matrizes Elétricas Considerando Políticas de eficiência energética (à direita) e sem Considerar as Políticas de eficiência energética (à Esquerda).

Analisando esta última matriz, é possível concluir que esta política de eficiência energética, além de ser uma alternativa para evitar a construção de usinas termelétricas a gás natural, tornando a matriz mais limpa. Ainda, também se mostra como uma possível alternativa à construção de usinas hidrelétricas na região norte, mitigando problemas relativos a questões ambientais e sociais.

Ao analisar o custo projetado para alcançar 10% de eficiência energética com o custo da potência instalada que deixa de ser necessária, também é possível observar que há um ganho econômico relevante como consequência desta política de eficiência energética. Este ganho se traduz em uma economia de aproximadamente 5% em relação ao investimento na matriz elétrica sem considerar eficiência energética ao custo de 1% do investimento nesta matriz. Em outras palavras, é possível ter uma matriz limpa sem a construção de hidrelétricas de forma mais econômica por meio de políticas de eficiência energética.

## 5.0 CONCLUSÃO

O estudo revela que o país detém as condições para a redução de emissões domésticas de gases de efeito estufa no segmento da energia elétrica visando atingir as metas da *Nationally Determined Contribution* (NDC) assumidas pelo Acordo de Paris. Os resultados demonstram que a disponibilidade de fontes primárias renováveis e competitivas permite a otimização dos investimentos para expansão da oferta necessária ao atendimento da carga em todos os cenários de crescimento, garantidas as exigências ambientais.

Destaca-se a importância da implementação de políticas de Eficiência Energética, na medida em que são capazes de reduzir a necessidade de expansão da oferta a um custo muito inferior ao requerido para a referida expansão. As ações de Eficiência Energética também reduzem as pressões socioambientais decorrentes do atendimento energético, configurando a alternativa mais eficaz para o atingimento das metas.

Um importante eixo de discussão se refere ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da região amazônica, que exigirá da sociedade a adoção de escolhas entre a segurança energética e os impactos socioambientais dos empreendimentos de geração. Conforme demonstrado, uma eventual restrição ao aproveitamento desse potencial promove a necessidade de incremento das demais fontes, notadamente o gás natural e a geração eólica.

Como trabalhos futuros pode se considerar analisar o impacto dos custos de expandir a rede de transmissão na matriz elétrica futura. Assim podendo discutir se usinas eólicas e fotovoltaicas manterão sua grande presença e se usinas hidrelétricas em regiões mais distantes como a amazônica continuam mantendo suas vantagens em termos de custo.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Brasil. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

(2) Empresa de Pesquisa Energética. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia.

- (3) Federal Reserve. Board of Governors of the Federal Reserve System.
- (4) Banco Central do Brasil. Sistema de Expectativas de Mercado.
- (5) Banco Central do Brasil. Focus: Relatório de Mercado.
- (6) Pereira, M. V. F., Pinto, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning; Mathematical Programming 52.
- (7) Pereira, M. V. F., Campodónico, N., Kelman, R. Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models; EPSOM 98 - Suíça.
- (8) Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informação de Geração.
- (9) International Energy Agency; World Energy Outlook 2015 – França.
- (10) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões Brasil.
- (11) Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.
- (12) Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030.



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



- Nome: Vinícius Neves Motta
- Local e ano de nascimento: Rio de Janeiro, RJ, 1991
- Local e ano de graduação/pós-graduação: Graduação em Engenharia de Computação e Informação, UFRJ, 2015; Mestrando em Engenharia de Sistemas e Computação, UFRJ(PESC/COPPE) (previsão de conclusão em Jun. 2017)
- Experiência profissional: Modelagem do planejamento ótimo da operação e da expansão do sistema elétrico, desenvolvimento de sistema de projeção de demanda para distribuidoras de energia (CPFL), modelo de cálculo de garantia física de usinas e balanço de contratos de energia de distribuidoras de energia.

- Nome: Felipe da Silva Fernandes Gonçalves
- Local e ano de nascimento: Rio de Janeiro, RJ, 1977
- Local e ano de graduação/pós-graduação: Graduação em Engenharia de Produção, UFF, 2001; Mestrado em Engenharia de Produção, COPPE/UFRJ, 2010; Doutorando em Sistemas Computacionais no Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ (previsão de conclusão em fev. 2019).
- Experiência profissional: Superintendente de Ensino e P&D do Centro de Estudos em Energia da FGV. Foi Coordenador de Planejamento e Controle da Produção – Richards (1999-2004); Engenheiro de Gestão e Automação de Processos – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2004-2010); Superintendente da Rede de Educação Executiva FGV Management – FGV (2010 – 2014). Destaque para sua atuação nos projetos de desenvolvimento do Arranjo Produtivo Sul Fluminense, em convênio com o Governo do Estado do RJ; aprimoramento e automação do Módulo 24 dos Procedimentos de Rede (processo de integração de empreendimentos ao SIN); e do modelo de gestão do relacionamento do ONS com agentes do setor elétrico.

- Nome: Larissa de Oliveira Resende
- Local e ano de nascimento: Juiz de Fora, MG, 1989
- Local e ano de graduação/pós-graduação: Graduação em Ciências Econômicas, UFJF, 2012; Mestrado em Economia Aplicada, UFJF, 2015; Doutoranda em Engenharia de Produção, PUC-Rio (previsão de conclusão em fev. 2019) .
- Experiência profissional: Avaliação de Prêmio de Risco Implícitos em Preços Futuros de Commodities (Gás Natural), Modelagem e Previsão de Volatilidade de Preços Futuros de Commodities (Gás Natural), Modelos de Volatilidade em geral, Modelos de Precificação de Opções Financeiras e Ativos e geral, Análise de Investimento com Flexibilidades Gerenciais (Opções Reais) e Decisões de Investimento e Financiamento em Mercados Imperfeitos (Consideração da Estrutura Meta e da Dívida de Risco). Publicação: Evaluating the risk premium in the U.S.A. natural gas market: evidence from low-price regime. Applied Economics (Print) v. 18, p. 1-12, 2016.

- Nome: Paulo César Fernandes da Cunha
- Local e ano de nascimento: Salvador, BA, 1960
  - Local e ano de graduação/pós-graduação: Graduação em Engenharia Elétrica, UFBA, 1978; Graduação em Direito, 2001, UFBA; Mestrado em Regulação da Indústria da Energia, UNIFACS, 2003.
  - Experiência profissional: Gerente Comercial da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA; Diretor-presidente da comercializadora NC Energia; Conselheiro da Associação dos Comercializadores de Energia, ABRACEEL; Conselheiro da Câmara Americana de Comércio, AmCham-PE; Consultor Sênior da FGV Energia.