



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

Monitoramento da Expansão da Geração e os Impactos de Atrasos de Usinas

André Grobério Lopes Perim

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral

Brasília, Março de 2017.



André Grobério Lopes Perim

**Monitoramento da Expansão da Geração e os Impactos de
Atrasos de Usinas**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Leonardo Lima

Brasília, Março de 2017.

"Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível."
(Charles Chaplin)

Agradecimentos

Eu, André, agradeço a **PUC-RIO** e aos professores do curso de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, que me deram o conhecimento necessário para concluir esse curso. Agradeço ao meu orientador Professor Leonardo Lima. E agradeço a minha esposa que esteve junto comigo nessa jornada, companheira e sempre me apoiando. E a todos que de alguma forma contribuíram para este trabalho.

Resumo

Grobério Lopes Perim, André. Lima, Leonardo. Monitoramento da Expansão da Geração e os Impactos de Atrasos de Usinas. Rio de Janeiro, 2017. Número de páginas 47p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O fornecimento de energia elétrica é elemento essencial para o desenvolvimento econômico. Um aumento progressivo na demanda de energia, sem o correspondente aumento na capacidade de produção, é grande risco para o desenvolvimento. Nesse contexto, insere-se a expansão da oferta de geração de energia elétrica, onde todo ano entram em operação usinas com capacidade para suprir a energia que o Brasil precisa. O problema é que essa expansão está cada vez mais prejudicada em função de problemas na execução dos empreendimentos leiloados. Dessa forma, há a necessidade de elencar quais são os problemas que levam a essa não finalização dos empreendimentos e o papel do poder público em mitigar os impactos gerados a população.

Palavras- chave

Geração, monitoramento, expansão, atrasos, usinas

Abstract

Grobério Lopes Perim, André. Lima, Leonardo. Monitoramento da Expansão da Geração e os Impactos de Atrasos de Usinas. Rio de Janeiro, 2017. Número de páginas 47p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The supply of electricity is essential for economic development. A progressive increase in energy demand without a corresponding increase in production capacity is a major risk. In this context, the expansion of the electric power generation supply is inserted, where plants begin operation to provide the supply of energy that Brazil needs. The problem is that this expansion have been increasingly compromised due to problems in the execution of the auctioned projects. Thus, there is a need to list which are the problems that lead to this non-

completion of the enterprises and the role of the government in mitigating the impacts that affect citizens.

Key-words

Power generation, monitoring, expansion, delays, power plants

Sumário

1 . O problema	1
1.1. Introdução	1
1.2. Objetivo Final	3
1.3. Objetivo Intermediários	3
1.4. Justificativa do estudo	4
2 . Referencial Teórico	5
2.1. Expansão da oferta de geração de energia elétrica	5
2.2. Monitoramento da expansão de geração de energia elétrica no Setor Elétrico Brasileiro	7
2.3. Formação do Preço de liquidação de diferenças – PLD através do Custo Marginal de Operação - CMO	11
2.4. Atraso na implantação de empreendimentos de geração e influência no CMO	14
2.5. O setor público e a solução para os entraves na implantação de empreendimentos	16
3 . Metodologia	19
3.1. Tipos de Pesquisa	19
3.2. Universo e Amostra	20
3.3. Tratamento dos Dados	21
4 Resultados	22
4.1. Apresentação dos resultados	22
4.1.1. Usinas com viabilidade baixa	22
4.1.2. Atrasos de usinas termelétricas no ano de 2016	25
4.1.3. Variação do PLD carga média 2016 x Usinas Sem Previsão	29
5 Conclusões	32
5.1. Conclusões e Sugestão de Soluções	32
5.2. Sugestão de futuros trabalhos	33

6 Referências Bibliográficas

35

Lista de figuras

Figura 1 - Novo modelo Setor Elétrico..... **Erro! Indicador não definido.**

Figura 2 – Entradas para o Deck do NEWAVE no PMO**Erro! Indicador não definido.**

Figura 3 - Capacidade instalada a ser entregue cada ano - UTEs**Erro! Indicador não definido.**

Figura 4 - Alterações de data UTE Acre **Erro! Indicador não definido.**

Figura 5 - Alterações de data UTE Campo Grande**Erro! Indicador não definido.**

Figura 6 - Alterações de data UTE Rio Grande e Novo Tempo**Erro! Indicador não definido.**

Figura 7 – Variação do PLD carga média ao longo de 2016**Erro! Indicador não definido.**

Lista de tabelas

Tabela 1 - Capacidade Instalada do Brasil (Dez/2016).....	2
Tabela 2 - Viabilidade da implantação de UHEs – Relatório de Expansão Janeiro/2017.....	3
Tabela 3 – Usinas em implantação – Dezembro/2016	22
Tabela 4 - Usinas sem previsão – Dezembro/2016	23
Tabela 5 - Usinas sem previsão – Justificativas - Dezembro/2016	24
Tabela 6 - Capacidade instalada a ser entregue cada ano - UTEs.....	26
Tabela 7 - Variação do PLD carga média ao longo de 2016.....	31

1. O problema

1.1. Introdução

Um dos elementos essenciais ao desenvolvimento socioeconômico de um país é o fornecimento de energia elétrica por meio de um sistema elétrico de alta confiabilidade e disponibilidade. O suprimento contínuo e seguro de energia é algo importantíssimo pois as mais variadas atividades dependem de energia elétrica para sua execução. A eletricidade atende a uma demanda variada na sociedade brasileira: atividades industriais, agrícolas, comerciais e de serviços. Sabe-se também que as redes elétricas não devem ser operadas em condições acima de seus limites de capacidade. Ocorre então a necessidade de expandi-las e reforçá-las constantemente – já que um aumento progressivo na demanda, sem o correspondente aumento na capacidade de produção e de transporte, é grande risco para o desenvolvimento.

Nesse contexto, insere-se a expansão da oferta de geração de energia elétrica, onde todo ano entram em operação comercial usinas com capacidade para suprir o crescimento de demanda de energia para o Brasil. A partir de 2004, com o Novo Modelo do Setor Elétrico, foram remodeladas as diretrizes para a expansão da geração de energia elétrica, introduzindo o leilão como forma de contratação de energia

O problema é que a expansão da capacidade instalada de energia elétrica está cada vez mais condicionada, com cada vez menos reservatórios em novas hidroelétricas, com foco da expansão em usinas

eólicas e fotovoltaicas, conforme quadro abaixo (Ministério de Minas e Energia, 2016):

Tabela 1 - Capacidade Instalada do Brasil (Dez/2016)

Fonte	Dez/2015	Dez/2016			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2016 - Dez/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	91.650	1.268	96.929	64,4%	5,8%
UHE	86.366	220	91.499	60,8%	5,9%
PCH + CGH	5.284	1.039	5.426	3,6%	2,7%
CGH GD	-	9	4	<0,1%	-
Térmica	41.554	3.024	43.276	28,8%	4,1%
Gás Natural	12.428	157	13.005	8,6%	4,6%
Biomassa	13.257	534	14.187	9,4%	7,0%
Petróleo	10.114	2.247	10.320	6,9%	2,0%
Carvão	3.612	23	3.613	2,4%	0,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	153	30	150	0,1%	-1,8%
Térmica GD	-	31	11	<0,1%	-
Eólica	7.633	458	10.124	6,7%	32,6%
Eólica	7.633	413	10.124	6,7%	32,6%
Eólica GD	-	45	0,166	<0,1%	-
Solar	21	7.437	80	<0,1%	276,7%
Solar - Fotovoltaica	21	44	24	<0,1%	11,4%
Solar GD	-	7.393	57	<0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	140.858	12.187	150.410	100,0%	6,8%

De fato, os reservatórios vêm perdendo capacidade de regularização no armazenamento. Porém há a intensificação dos atrasos nas entregas das obras e as restrições na operação das usinas existentes. A entrega fora do prazo deixou de ser exceção nas obras do setor. No relatório de dezembro da Expansão da oferta de energia elétrica - UHEs, elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, é apontado que quase metade das hidrelétricas em construção não tem uma viabilidade plena de implantação, sendo 9 empreendimentos sem previsão de implantação (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016).

Tabela 2 - Viabilidade da implantação de UHEs – Relatório de Expansão
Janeiro/2017

Viabilidade	Quantidade de Usinas	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	Sem Previsão (MW)
Alta	5	1.833,33	4.085,99	2.561,14	1.833,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	6	0,00	28,00	39,50	150,00	63,72	40,54	0,00	0,00	0,00
Baixa	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	810,36
Total Anual (MW)		1.833,33	4.113,99	2.600,64	1.983,33	63,72	40,54	0,00	0,00	810,36
Total Fiscalizado (MW)		11.445,91								

Hoje, casos semelhantes são também visualizados quando se analisam outras fontes de geração de energia, como por exemplo a geração termelétrica. Então há a necessidade de elencar quais são os problemas que levam a esse atraso na entrada em operação desses empreendimentos e o papel do poder público em mitigar esses atrasos e os impactos gerados a população

1.2. Objetivo Final

Analisar casos de impactos dos atrasos ou antecipações na entrada em operação comercial dos empreendimentos de geração de energia elétrica, mapeando as sucessivas alterações de datas de tendência e suas causas para entrada em operação comercial do PMO no ano de 2016.

1.3. Objetivo Intermediários

Como objetivos específicos:

- Identificar as principais causas para o atraso ou antecipação de grupos de empreendimentos;

- Impacto do atraso na entrada em operação comercial dos empreendimentos de geração para o Setor Elétrico Brasileiro – SEB e para a sociedade;

1.4. Justificativa do estudo

As ocorrências de sucessivos atrasos na entrada em operação comercial das unidades geradoras de energia elétrica podem gerar um descumprimento dessa entrega de energia no prazo estabelecido e alterações no preço *spot*. Além de elevar o risco de déficit de energia no país ou levar a um desabastecimento a uma determinada região.

Além disso, os atrasos em geração de energia termelétrica aparentam ser significativos dentro dos empreendimentos em geral devido ao montante a ser dispendido na construção desses empreendimentos e pela crescente necessidade dessa fonte na matriz elétrica brasileira.

2. Referencial Teórico

2.1. Expansão da oferta de geração de energia elétrica

Um dos elementos essenciais ao desenvolvimento socioeconômico de um país é o fornecimento de energia elétrica por meio de um sistema elétrico de alta confiabilidade e disponibilidade. O suprimento contínuo e seguro de energia é algo importantíssimo pois as mais variadas atividades dependem de energia elétrica para sua execução.

Assim, tem-se a expansão da oferta de geração de energia elétrica, onde todo ano entram em operação comercial usinas com capacidade para suprir o crescimento de demanda de energia para o Brasil. A partir de 2004, com o Novo Modelo do Setor Elétrico, foram remodeladas as diretrizes para a expansão da geração de energia elétrica, introduzindo o leilão como forma de contratação de energia (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012).

É importante frisar que a expansão da oferta de energia não se configura com a diferença entre a capacidade instalada de um ano para a seguinte. É apenas o que entra em operação através de empreendimentos novos no sistema, excluindo-se os empreendimentos que apenas são contabilizados para fins de registro na CCEE conforme resolução 583/2014 da ANEEL.

Esses leilões de geração promovem a concorrência entre os agentes do setor e induzido a entrada de empreendedores provenientes de outros setores e de outros países. A concorrência, por sua vez, tem resultado em

redução de custos e prazos para construção de novas instalações de geração, o que tem beneficiado o consumidor por meio da modicidade tarifária (Instituto Acende Brasil, 2016). É por meio dos leilões de energia que o governo coordena a expansão do parque gerador. Nos leilões de energia são negociados contratos de suprimento de energia de longo prazo, contratos que selam o compromisso requerido para que os empreendedores possam realizar investimentos em novas instalações. Nesse processo, é essencial examinar minuciosamente a regulamentação para verificar se a definição dos produtos, os critérios de comparação dos empreendimentos de geração, os critérios de confiabilidade, e as modalidades de contratação são adequados. Pequenos detalhes da sistemática do leilão podem ter grandes impactos sobre os resultados (Camara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017).

No leilão de energia, os agentes de geração entram com seus empreendimentos para vender a energia a ser gerada por eles, e as empresas de distribuição entram para comprar a energia que eles oferecem. Esses geradores têm, então, um compromisso para a entrega da energia a esses distribuidores que compraram a energia desse empreendimento. Além disso, a partir do momento em que a empresa se sagra vencedora do leilão, o Operador Nacional do Sistema – ONS começa a considerá-la em suas simulações do Programa Mensal da Operação, refletindo no preço *spot* do mercado de energia, sendo então acompanhado pelo Ministério de Minas e Energia e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2.2. Monitoramento da expansão de geração de energia elétrica no Setor Elétrico Brasileiro

Entre 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro - SEB, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Esse novo modelo conta com uma agência reguladora (estatal, mas autônoma) para regular os contratos de concessão com o mercado; um operador da rede nacional de cunho privado sem fins lucrativos (público não estatal); uma empresa pública de pesquisas e projetos; concessionários privados (ou mistos) desverticalizados pelas fases da cadeia produtiva (geração, transmissão e distribuição, para limitar poder de mercado dos monopolistas naturais) e por último um agente privado para articular os pagamentos (débitos e créditos) dos contratos (evitando assim a insolvência do setor) (Melo, 2015).

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012).

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

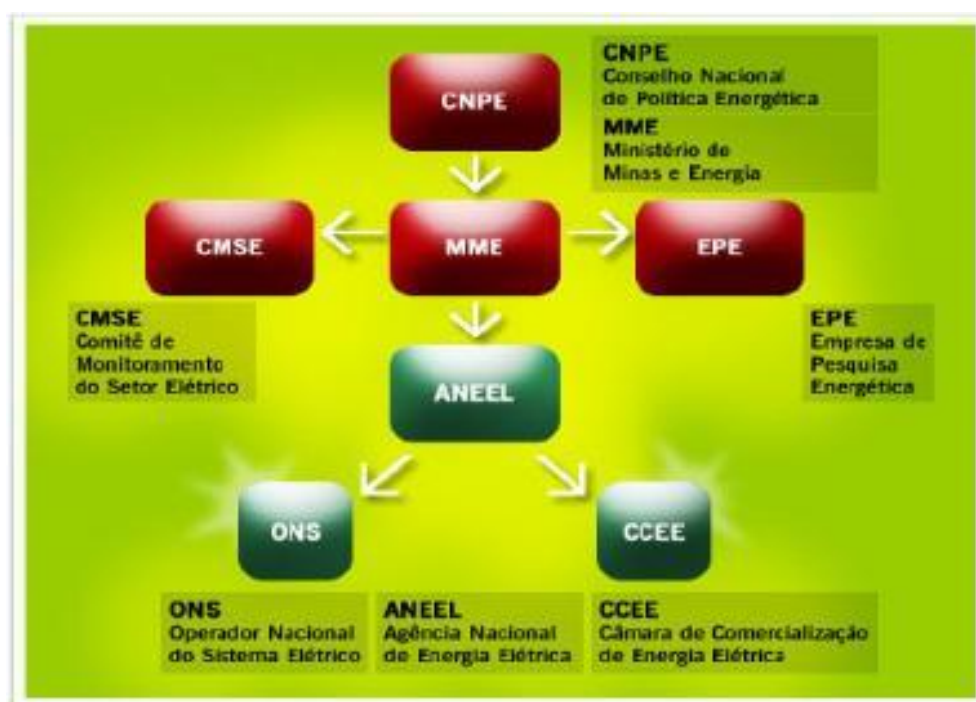


Figura 1 - Novo modelo Setor Elétrico

Nesse modelo, a agência reguladora faz o papel fiscalizador dos empreendimentos de expansão da geração de energia elétrica. É um papel mais normativo e regulador que se complementa a uma estrutura do Ministério de Minas e Energia que faz o papel mais consultivo e

elaborador de políticas públicas para desentrelace dos empreendimentos de geração: o Monitoramento do Sistema Elétrico.

O Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico monitora empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como aspectos relacionados ao desempenho da operação do sistema e questões relacionadas ao setor de distribuição de energia elétrica. Essa estrutura, na parte de monitorar empreendimentos de geração de energia, tem como objetivo acompanhar a expansão da oferta e identificar mecanismos para o desentrelace de empreendimentos, utilizando decisões setoriais.

Uma das ações utilizadas é a Reunião Mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão de Geração, coordenada pelo MME, com participação da ANEEL, ONS, EPE e CCEE, onde as viabilidades e problemas dos empreendimentos de geração em implantação são discutidas mensalmente e suas decisões impactam diretamente na construção do *deck* do Programa Mensal de Operação - PMO.

O monitoramento estava, até 2017, focado nas usinas que venderam energia no ambiente regulado (ACR), onde a sua entrada em operação acaba impactando nos preços de energia cobrados. No ambiente regulado, os leilões são responsáveis pela seleção do agente gerador com o qual será estabelecido o contrato e o preço da energia a ser comercializada com agente comprador. Às distribuidoras é permitida a atuação somente neste segmento. Assim, impactando mais o consumidor cativo, mais comum na sociedade brasileira nos dias atuais. A Lei nº 10.848/04 define que podem atuar no mercado regulado as

concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica. Porém a partir do ano de 2017 com o advento da Resolução CNPE nº 7/2016 o DMSE vem acompanhando com maior detalhe as usinas do ambiente de contratação livre.

O Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração cumpre seu papel na definição mais realista da previsão dos empreendimentos, aliando informações de fiscalizações, dos empreendedores e de trâmites documentais necessários para a entrada em operação das usinas.

Dessa forma, o atraso e a viabilidade de implantação desses empreendimentos é mapeado e tratado rotineiramente e são buscadas formas de se mitigar as consequências geradas.

2.3. Formação do Preço de liquidação de diferenças – PLD através do Custo Marginal de Operação - CMO

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Segundo a Câmara de comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos empreendimentos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado (Camara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017).

Em função do parque de geração brasileiro ser predominantemente hidrotérmico, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL).

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços.

No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões (STACKE SILVA, 2009).

Para estimar o CMO médio anual para o ano vigente e para os próximos 4 anos são utilizados os valores médios do CMO, por região, ponderados pelos mercados. Com os dados do PMO a cada mês, para a determinação dos valores típicos de CMO são utilizadas as 2000 séries mensais de cada patamar de carga em cada subsistema. A título de simplificação dos cálculos, os valores mensais, para cada subsistema e por patamar de carga, são convertidos em valores mensais por subsistema a partir da ponderação destes valores pela duração, em horas, de cada patamar. Os 2000 dados mensais são agrupados em 5 clusters. Os clusters são então organizados em ordem decrescente dos valores dos seus centroides. A média entre o segundo e o terceiro maior valor dos centroides, ponderadas pelas quantidades de elementos de cada cluster, define o referencial mensal para o valor de CVU de Segurança Energética. Já o CMO mensal será o terceiro maior valor dos 5 centroides obtidos (Operador Nacional do Sistema, 2017).

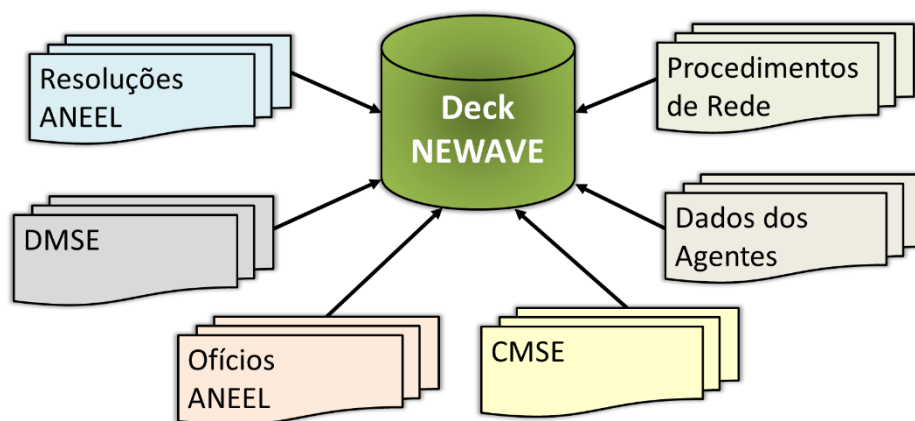


Figura 2 – Entradas para o Deck do NEWAVE no PMO

Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação – CMO para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado (STACKE SILVA, 2009). E, finalmente, o PLD é obtido a partir dos valores mensais obtidos para o CMO, observando, no entanto, seus limites regulatórios superiores e inferiores.

2.4. Atraso na implantação de empreendimentos de geração e influência no CMO

Os atrasos na entrada em operação comercial das usinas geradoras de energia podem resultar na ineficácia em atender à demanda dos consumidores, o que eleva o risco de racionamento. Introduzir conceitos importantes para o entendimento do processo de implantação de uma usina de energia e realizar uma análise de caráter preliminar dos impactos causados pelo seu atraso.

Um estudo feito pelo TCU sobre atraso de usinas e seu impacto na oferta de energia elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – SEB. A pesquisa contempla uma amostra de setecentos empreendimentos de geração leiloados entre 2005 e 2012, totalizando 29.364 MW de capacidade instalada e excluindo-se as usinas outorgadas neste período sem a realização de leilão (VIEIRA, Maio/Ago 2012).

Uma análise por leilão para saber quais empreendedores atrasaram a entrega das usinas eólicas e por qual motivo. Assim, foi registrado que os atrasos são agrupados por empresas, ou seja, uma mesma empresa atrasa vários empreendimentos, sendo essa classificação (por empresa) relevante.

Muitas vezes, o atraso da implantação das usinas não é algo gerenciável pelas entidades do governo que acompanham os empreendimentos de geração. Assim, um outro foco que as entidades têm que ter é o impacto que a postergação ou antecipação de um empreendimento terá no preço da energia. Mas qual o impacto do atraso na entrada em operação comercial dos empreendimentos de geração para o Setor Elétrico Brasileiro – SEB e para a sociedade?

Órgãos de controle como o TCU já estão começando a analisar esse assunto com maior cuidado, como um estudo feito sobre o atraso de usinas e seu impacto na oferta de energia elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – SEB. A pesquisa contempla uma amostra de setecentos empreendimentos de geração leiloados entre 2005 e 2012, totalizando 29.364 MW de capacidade instalada e excluindo-se as usinas outorgadas neste período sem a realização de leilão, ou seja, considerando somente empreendimentos do ACR (VIEIRA, Maio/Ago 2012). Assim, foi registrado que os atrasos são agrupados por empresas, ou seja, uma mesma empresa atrasa vários empreendimentos, sendo essa classificação relevante.

Porém, qual o impacto no preço de energia? E qual que poderia ser o preço hoje, caso os empreendimentos previstos tivessem entrado em operação. Há uma fonte de energia que teria mais influência e por isso poderia ser priorizada? É necessária uma análise qualitativa em relação aos impactos que esses atrasos podem gerar com base na variação dos produtos do Programa Mensal de Operação do ONS, como o Preço de Liquidação de Diferenças e o Custo Marginal de Operação – CMO.

O DMSE e a Fiscalização dos empreendimentos de Geração da ANEEL possuem dados que se analisados podem trazer informações a respeito dessas questões, além de identificar melhor os motivos de atrasos de empreendimentos de geração.

2.5. O setor público e a solução para os entraves na implantação de empreendimentos

Alguns entraves têm gerado atrasos na implementação de geração elétrica, o que ocasiona riscos para o sistema. O direcionamento de ações estratégicas é responsabilidade do governo federal e devem ser priorizadas com vistas a garantir a sustentabilidade do crescimento nacional. A mitigação de atrasos nas obras do setor elétrico gera maior economia e segurança de fornecimento ao consumidor e a evolução na avaliação da variável socioambiental nos projetos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia é um ponto de destaque de trabalho positivo que está hoje ajudando a mitigar esse problema (Monteiro, 2014). Porém, uma gestão mais efetiva do governo é necessária para mitigar os problemas encontrados.

Mas, hoje, existem falhas no modelo de governança para solucionar os impasses que estão surgindo na implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica. A expansão da capacidade instalada de energia elétrica está cada vez mais condicionada com cada vez menos reservatórios em novas hidroelétricas, intensificando-se os atrasos nas entregas das obras e as restrições na operação das usinas existentes.

Devido à crescente demanda por eletricidade, os desafios para a expansão da geração de energia elétrica no Brasil são grandes. O Estado tem sido mais uma vez demandado para viabilizar as obras do setor elétrico que aconteçam sem atrasos. Além disso, a oferta de geração devido a vários entraves estará cada vez mais cara. Porém, alguns desses projetos de operação cara também estão com dificuldades de

realização. Usinas termelétricas estão com um índice de viabilidade baixo (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016).

O Estado precisa desenvolver novas capacidades técnicas e políticas frente aos desafios mais recentes, crescendo então novamente a importância da retomada dos investimentos estatais, do fortalecimento destas organizações, e da adoção de soluções de ordem de inovação maior (Monteiro, 2014). Dada a autonomia relativa do Estado, as agências estatais do setor devem ser dotadas de estruturas flexíveis, que permitam que os interesses presentes na sociedade possam expressar ideias e ter parte delas incorporadas no processo decisório.

Ocorre que, após essa priorização de projetos a cargo do Poder Concedente, alguns entraves têm gerado atrasos na implementação, o que ocasiona riscos para o sistema. Entre os principais entraves comumente observados, os relacionados às questões socioambientais se destacam, o que demanda forte atuação governamental para equacionar os interesses econômicos, sociais e ambientais que surgem em torno desses investimentos.

Nesse sentido, os órgãos do governo estão se mobilizando para mudar a forma em que monitoram e fiscalizam os empreendimentos de geração de energia. Por exemplo, a agência reguladora implanta um programa de fiscalização em 3 níveis para melhorar a identificação de empreendimentos com baixo desempenho operacional e maior risco de inadequação regulatória, focando nos desafios para a fiscalização da expansão da geração de energia elétrica no Brasil crescem a cada ano, pois o Estado tem sido mais uma vez demandado para viabilizar as obras

do setor elétrico sem atrasos e que esses atrasos sejam identificados o mais rápido possível (HIRATA, 2015). O modelo de fiscalização em 3 níveis está sendo aplicado para redesenhar os processos de fiscalização da geração de energia elétrica na ANEEL. Assim, é possível aplicar de forma objetiva e eficiente o conceito de diferenciação de risco regulatório na fiscalização.

Porém, é preciso também dar outro enfoque para o monitoramento dos empreendimentos, focando no resultado que a entrada em operação traz para a sociedade. Esse programa tem o objetivo de traçar ações estratégicas a cargo do governo federal que devem ser priorizadas com vistas a garantir a sustentabilidade do crescimento nacional, sendo que a mitigação de atrasos nas obras do setor elétrico gera maior economia e segurança de fornecimento ao consumidor.

3. Metodologia

3.1. Tipos de Pesquisa

A metodologia a ser adotado será sobretudo quantitativa, baseada nos dados dos relatórios da ANEEL e nas planilhas de monitoramento do DMSE que indicam o andamento da implantação dos empreendimentos de geração.

Análise qualitativa foi realizada em relação aos motivos de atrasos para os empreendimentos que forem identificados como mais impactantes, buscando informações com os agentes e órgãos do setor elétrico.

3.2. Universo e Amostra

Foram estudadas apenas as usinas que pertencem ao ambiente de contratação regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional – SIN. Serão analisadas no geral usinas de fonte térmica, hídrica, solar e eólica. O detalhamento será feito para casos de usinas térmicas de grande porte e que tiveram mudanças mais bruscas em relação a sua previsão de entrada em operação em 2016.

Foram retiradas do detalhamento específico de usinas termelétricas as usinas que já estavam como sem viabilidade de implantação (Sem Previsão) devido a não representarem naquele ano impacto de mudança de data de tendência pois as mesmas encaminharam para a revogação.

As usinas termelétricas dos leilões realizados em 2016 também não fizeram parte do acompanhamento por falta de histórico.

Por fim, não foi analisada a situação da UTN Angra 3, por se tratar de combustível nuclear, não sendo uma termelétrica de geração eventual e sim de sabe.

3.3. Tratamento dos Dados

Foi realizado uma análise desses relatórios e planilhas, e feitos cálculos com os dados provenientes deles para determinar a variação dos atrasos dos empreendimentos de geração de energia.

Após isso, foi realizada uma análise qualitativa em relação aos impactos que esses atrasos podem gerar com base na variação dos produtos do Programa Mensal de Operação do ONS, como o Preço de Liquidação de Diferenças e o Custo Marginal de Operação – CMO.

4 Resultados

4.1. Apresentação dos resultados

4.1.1. Usinas com viabilidade baixa

Ao final de 2016, haviam, em implantação 484 usinas, com capacidade instalada de mais de 30 GW a ser inserida no SIN por meio de leilões regulados, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tabela 3 – Usinas em implantação – Dezembro/2016

Fonte	Usinas	Potência (MW)
UHE	18	12.750,95
CGH	11	15,89
PCH	61	834,06
UTE	26	7.562,81
UEE	275	6.612,95
UFV	93	2.606,20
Total	484	30.382,86

Analizando os dados divulgados pelo Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE de Janeiro de 2017, aproximadamente 20% da potência em implantação está relacionada como sem previsão de entrar em operação.

Esses dados são preocupantes, visto que os empreendimentos recebem uma autorização de implantação com prazos definidos para a

entrada de operação comercial (a data definida em seu ato legal). Porém, vendo a previsão definida nos relatórios das agências, podemos averiguar que por volta de 61% dos empreendimentos já estão com sua previsão de implantação além do ato legal definido (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016).

Tabela 4 - Usinas sem previsão – Dezembro/2016

Fonte	MW sem previsão de operação
UHE	762,60
CGH	0,00
PCH	133,21
UTE	4.368,46
UEE	661,20
UFV	0,00
Total	5.925,47

Essas usinas apresentam, em sua maioria, problemas financeiros (estruturação de capital e financiamento) ou de licenciamento para continuidade de suas obras. Caso categorizarmos os motivos da inviabilidade, podemos estratificar da seguinte maneira, conforme Relatório da Fiscalização da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016):

Tabela 5 - Usinas sem previsão – Justificativas - Dezembro/2016

	Situação do licenciamento ambiental.	Proposta de rescisão em andamento.	Estágio atual das obras.	Contrato de Fornecimento de Equipamentos/Serviços	Paralisação de obras.	Proposta de revogação em andamento.	Implantação divergente da outorga/projeto básico.
UHE	570,60	50,00	141,90	0,00	0,00	0,00	0,00
UTE	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	2516,00	51,30
EOL	0,00	0,00	0,00	579,20	0,00	82,00	0,00
UFV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PCH	43,21	0,00	0,00	0,00	0,00	90,00	0,00
UTN	0,00	0,00	0,00	0,00	1405,00	0,00	0,00

Das usinas com proposta de rescisão de contratos ou revogação de sua concessão todas apresentam problemas financeiros. Embora sejam poucos empreendimentos nessa situação destaca-se a grande quantidade de MW nessa situação devido as UTEs Rio Grande e Novo Tempo, bem como a UTN Angra 3.

Outro motivo que impacta vários empreendimentos eólicos com pequena capacidade instalada individual é a recuperação judicial de fornecedores, mais notadamente a empresa IMPSA que com sua desestruturação financeira deixou de fornecer aerox geradores para mais de 579 MW de empreendimentos eólicos.

Dessa forma, os entraves para a consecução de empreendimentos de geração na sua fase de implantação deixaram ser de caráter socioambiental, e estão focados antes da obra começar, em estruturas financeiras e recebimento de fornecimento.

Vale ressaltar que algumas fotovoltaicas vendidas no Leilão de Energia de Reserva de 2014 apresentaram também uma desestruturação financeira e em 2017 já figuram como “Sem Previsão”, não estando nessa relação por uma questão temporal de dados.

4.1.2. Atrasos de usinas termelétricas no ano de 2016

Foram analisados os dados de previsões de expansão da geração para as usinas termelétricas em construção, utilizando como base as datas de tendência utilizadas no PMO. Porém para uma análise mais detalhada, como já dito no capítulo de metodologia, foram desconsideradas algumas usinas que já estavam sem previsão e outras com capacidade instalada pequena.

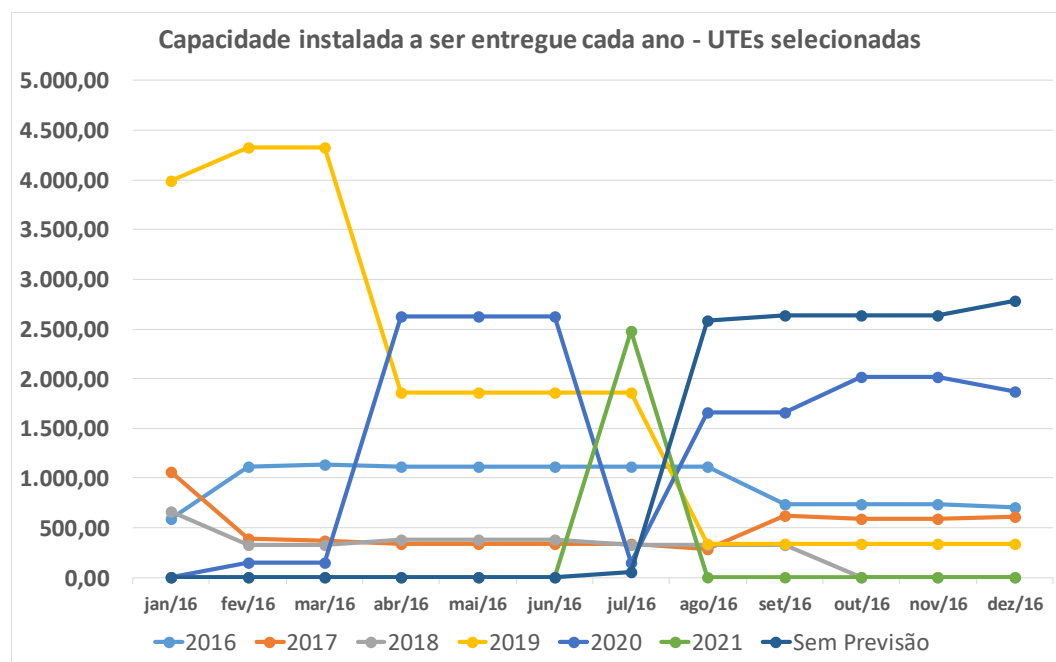


Figura 3 - Capacidade instalada a ser entregue cada ano - UTEs

Percebe-se que ao longo do ano de 2016, foi diminuindo a previsão de entrada em operação do horizonte mais próximo de 2016 (2017 a

2019) e aumentando principalmente as usinas em situação de sem previsão de operação comercial e com entrada para 2020.

Tabela 6 - Capacidade instalada a ser entregue cada ano - UTEs

	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	dez/16
2016	594,10	1.112,90	1.135,00	1.112,90	1.112,90	1.112,90	1.112,90	1.112,90	733,80	733,80	733,80	708,80
2017	1.064,77	395,97	373,87	340,97	340,97	340,97	340,97	289,67	618,77	590,75	590,75	615,75
2018	668,00	328,00	328,00	383,00	383,00	383,00	328,00	328,00	328,00	0,00	0,00	0,00
2019	3.991,64	4.331,64	4.331,64	1.855,64	1.855,64	1.855,64	1.855,64	340,00	340,00	340,00	340,00	340,00
2020	0,00	150,00	150,00	2.626,00	2.626,00	2.626,00	150,00	1.665,64	1.665,64	2.021,66	2.021,66	1.871,66
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.476,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sem Previsão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,00	2.582,30	2.632,30	2.632,30	2.632,30	2.782,30

Uma característica desses atrasos é que eles estão concentrados em poucos empreendimentos com grande quantidade de potência instalada. A usina UTE Rio Grande e a UTE Novo Tempo, com 2.476 MW, e UTE Acre, Costa Rica e Campo Grande, com 528 MW.

A UTE Acre e a UTE Costa Rica, usinas com combustível de biomassa de cavaco de madeira de árvores do tipo pinus com 164 MW de capacidade instalada cada no Estado do Acre e Mato Grosso do Sul, tiveram sucessivas postergações de datas pelo DMSE devido a sua não estruturação financeiras e consequente não início de obras ao longo de 2016.

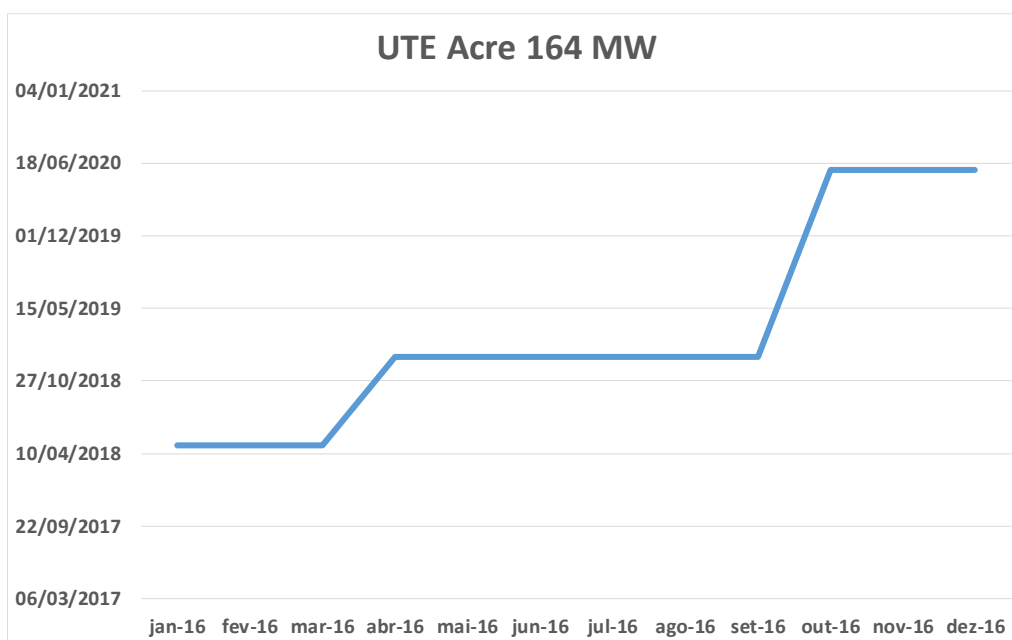


Figura 4 - Alterações de data UTE Acre

Ao final de 2016, foi recomendada uma ação para ANEEL a fim de averiguar a viabilidade da implantação da usina, que está em andamento, pois a mesma sofreu uma postergação de 2 anos durante esse ano, tendo como data de tendência 18/06/2020.

A UTE Campo Grande também é de biomassa de Cavaco de Madeira, no estado da Bahia com 150 MW de capacidade instalada. Em dezembro de 2016, ela foi considerada sem previsão de implantação pois o processo de revogação da mesma está em andamento, também por desestruturação financeira.

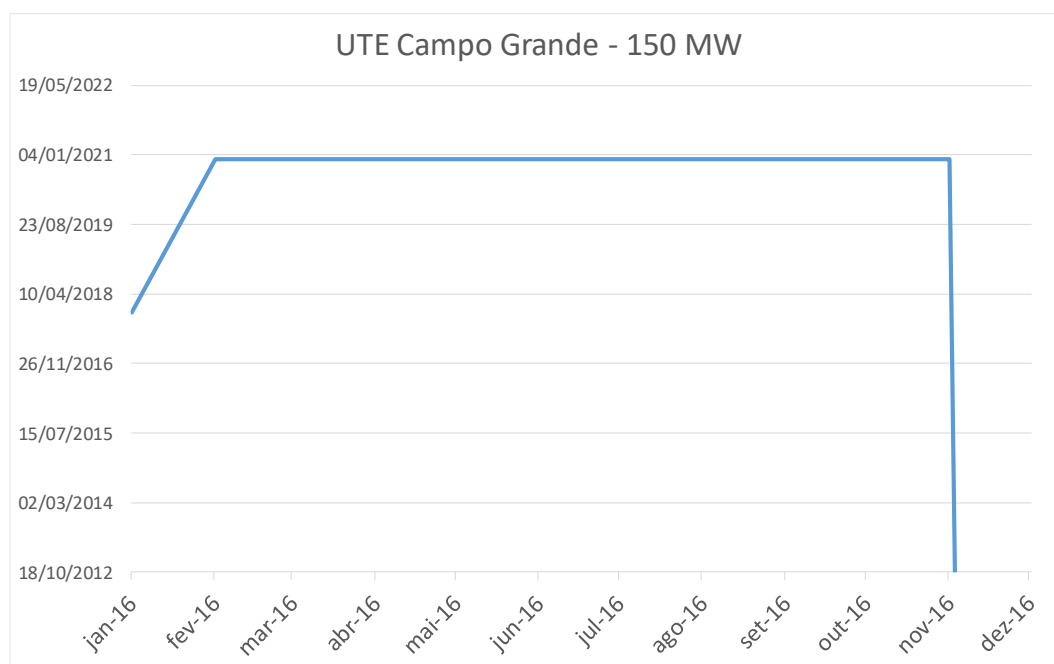


Figura 5 - Alterações de data UTE Campo Grande

Já as UTEs Rio Grande e Novo Tempo tiveram um processo de mudança de datas sucessivos devido a ações de fiscalização da ANEEL e de monitoramento do DMSE/MME. Assim, em Julho/2016 a mesma foi considerada Sem Previsão. Atualmente, a empresa ainda tenta viabilizar o empreendimento buscando parceiros para ajudar a tocar o projeto.

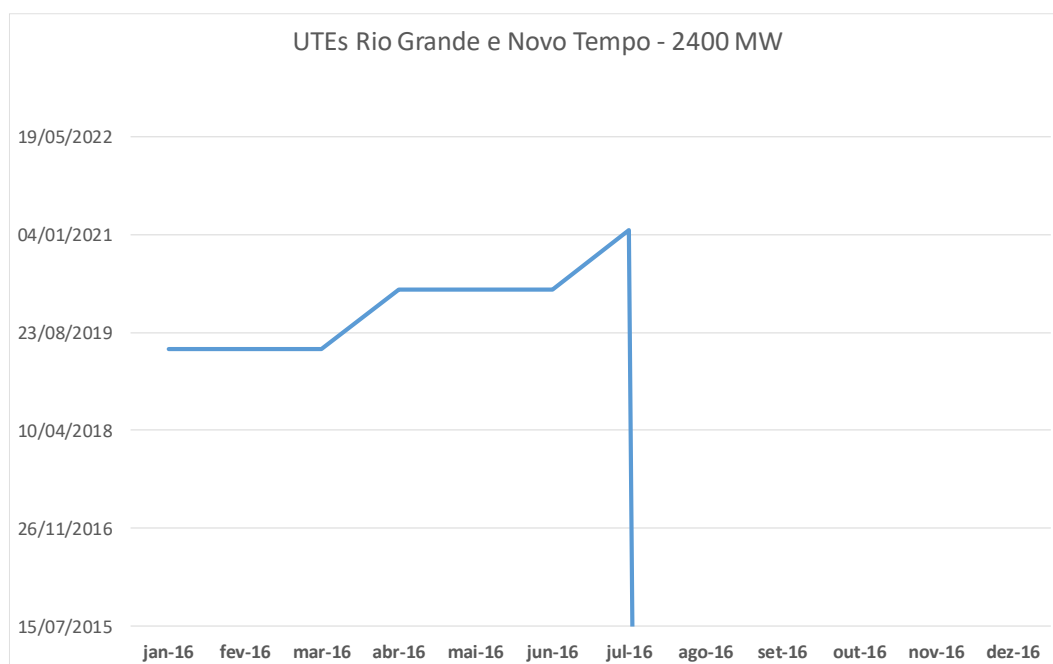


Figura 6 - Alterações de data UTE Rio Grande e Novo Tempo

Dessa forma, empreendimentos com uma capacidade instalada elevada e com relevância para o Sistema Interligado Nacional – SIN estão com dificuldades severas de implantação impedindo o acréscimo de geração de energia elétrica no Brasil.

4.1.3. Variação do PLD carga média 2016 x Usinas Sem Previsão

O atraso na implantação das usinas pode ser não gerenciável pelas entidades do governo que acompanham os empreendimentos de geração. Porém, é necessário conhecer se há alguma correlação entre considerar uma usina sem previsão e o PLD estimado para a primeira semana do mês (quando há maior influência dos parâmetros novos do PMO, como a previsão de expansão da geração).

Ressalta-se que quando uma usina é considerada sem previsão de implantação, ela é retirada do *Deck* do PMO. Isso pode ocasionar alguma

alteração no PLD, através de variações no Custo Marginal de Operação – CMO.

Porém existem outros fatores que podem influenciar mais diretamente o PLD, como a hidrologia e pluviosidade, tendo maiores impactos do que a expansão da geração.

Mas para usinas com capacidade instalada significativa, nesse ano de 2016, tivemos algumas usinas que saíram do deck do PMO e podemos fazer essa comparação:

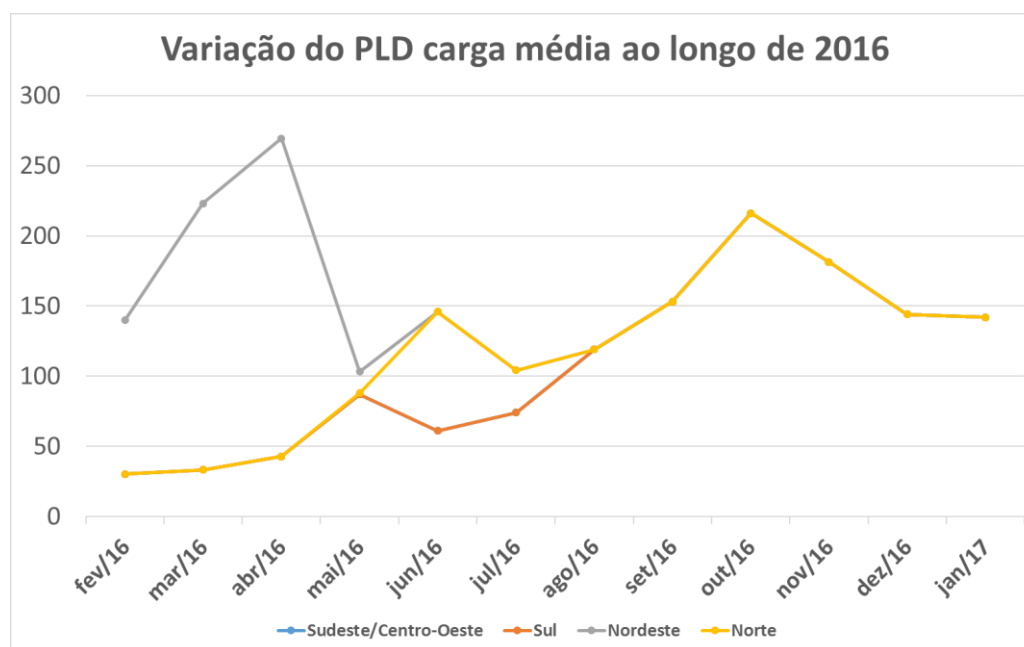


Figura 7 – Variação do PLD carga média ao longo de 2016

Percebe-se que principalmente após a saída de Rio Grande e Novo Tempo do *deck*, houve um ligeiro aumento de preço – julho para agosto – de aproximadamente 15 reais na região Nordeste.

Tabela 7 - Variação do PLD carga média ao longo de 2016

Carga Média	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	dez/16	jan/17
<u>Sudeste/Centro-Oeste</u>	30,25	33,25	42,63	86,99	61,03	73,97	119,01	153	216,18	181,32	144,07	141,9
<u>Sul</u>	30,25	33,25	42,63	86,99	61,03	73,97	119,01	153	216,18	181,32	144,07	141,9
<u>Nordeste</u>	139,88	223,17	269,52	103,2	145,83	104,1	119,01	153	216,18	181,32	144,07	141,9
<u>Norte</u>	30,25	33,25	42,63	87,82	145,83	104,1	119,01	153	216,18	181,32	144,07	141,9

Entretanto ressaltasse que esse é o começo do período seco e uma análise mais isolada, utilizando o NEWAVE para se simular condições hidrológicas iguais entre os meses que pode dizer com maior certeza essa influência.

Além disso, o maior ganho dessas usinas é o acréscimo de energia sendo gerado dentro da região Nordeste e no extremo Sul do País, aliviando carregamentos de linhas de transmissão e intercâmbios de energia em situação de estresse hídrico nessas regiões.

5 Conclusões

5.1. Conclusões e Sugestão de Soluções

A qualidade da energia do Setor Elétrico está diretamente relacionada à sua capacidade de atender as demandas dos seus consumidores. O atraso na entrada em operação dos empreendimentos de geração pode comprometer a entrega de energia a esses consumidores.

As usinas de fontes hídricas, UHEs e PCHs, possuem um processo de implantação mais complexo. Esperava-se, portanto, que estas usinas fossem as mais atrasadas ou com maiores dificuldades, o que não foi observado. Esta condição, hoje, se adequa mais a usinas termelétricas, principalmente as de grande porte, com combustíveis pouco utilizados no país e pertencentes a empreendedores com pouca experiência no setor elétrico brasileiro.

Os impasses financeiros que estão surgindo na implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica advêm de momentos econômicos desfavoráveis para o Brasil, então é questionável a atuação do governo em ações para poder solucionar esse problema. No entanto, o planejamento da contratação de empreendimentos de energia tem que ser pensado de maneira a blindar o setor de flutuações econômicas muito elevadas.

Assim, essas ocorrências de sucessivos atrasos na entrada em operação comercial das unidades geradoras de energia elétrica podem

gerar um descumprimento dessa entrega de energia no prazo estabelecido e alterações no preço *spot*. Além de elevar o risco de déficit de energia no país ou levar a um desabastecimento a uma determinada região.

Dessa forma, é necessário que o setor elétrico tome algumas medidas para que essa energia seja entregue para a população. Ou são criadas condições de garantir o cumprimento dos contratos assinados ou na hora da contratação se tome medidas para garantir a entrada de empreendedores com capacidade de entregar os empreendimentos.

5.2. Sugestão de futuros trabalhos

Órgãos do governo estão se mobilizando para mudar a forma em que monitoram e fiscalizam os empreendimentos de geração de energia. A ANEEL vem implantando um programa de fiscalização em 3 níveis - melhorar a identificação de empreendimentos com baixo desempenho operacional. O modelo de fiscalização em 3 níveis está sendo aplicado para redesenhar os processos de fiscalização da geração de energia elétrica na ANEEL (HIRATA, 2015).

Dessa forma, é interessante trabalhar melhor na questão de mecanismos que possam dizer com maior firmeza o andamento dos empreendimentos a fim de identificar futuros gargalos.

Outra frente de estudo interessante são mecanismos de habilitação em leilão conforme experiências positivas na implantação de projetos do setor elétrico:

1. Empresas com experiência nula ou pequena no setor – habilitada para pequenos empreendimentos;
2. Empresas com experiências negativas – não habilitada;
3. Experiência positiva na implantação de empreendimentos - maior a sua pontuação, habilitando-a a concorrer para projetos maiores.

6 Referências Bibliográficas

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico [Online] / A. Ministério de Minas e Energia // Ministério de Minas e Energia. - Dezembro de 2016. - <http://www.mme.gov.br/>.

Fiscalização em 3 níveis – aplicando o conceito de “diferenciação de risco regulatório” na fiscalização de empreendimentos de geração de energia [Artigo] / A. HIRATA Issao e tal. // Universidade de Brasília - Brasília. - 2015.

IMPACTOS DO ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS EÓLICAS [Livro] / A. Melo Raquel Lima de. - Brasília : [s.n.], 2015.

Leilões [Online] / A. Camara de Comercialização de Energia Elétrica // CCEE. - Camara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017. - 03 de Março de 2017. - https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=264130273047745#%40%3F_afLoop%3D264130273047745%26_adf.ctrl-state%3D1dcp96af3n_49.

Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações [Periódico] / A. Instituto Acende Brasil. - Brasília : [s.n.], 2016.

Modelo de Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/Bilateral/Renovável/Ancilar de Energia Elétrica utilizando a Metodologia Preço por Oferta [Artigo] / A. STACKE SILVA F. // Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. - 2009.

Modelo Setorial [Online] / A. Operador Nacional do Sistema Elétrico // ONS. - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012. - 23 de Fevereiro de 2017. - http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx.

Os desafios para a expansão da oferta de energia elétrica [Periódico] / A. VIEIRA Daniel M. et al. // Revista do TCU. - Maio/Ago 2012.

Programa Mensal da Operação [Online] / A. Operador Nacional do Sistema // ONS. - Operador Nacional do Sistema, Março de 2017. - 05 de Março de 2017. - www.ons.org.br.

Relatório de Fiscalização da Geração [Relatório] / A. Agência Nacional de Energia Elétrica. - 2016.

Uma análise das capacidades do estado na expansão da infraestrutura energética brasileira [Artigo] / A. Monteiro Sandro José // ENAP Brasília. - 2014.