



PROPOSTA METODOLÓGICA PARA O CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Carlos Renato Seabra de Almeida Junior

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas da Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientadores: Nelson Maculan Filho
Amaro Olímpio Pereira Junior

Rio de Janeiro
Março de 2017

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA O CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE
EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Carlos Renato Seabra de Almeida Junior

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO.

Examinada por:

Prof. Nelson Maculan Filho, D.Sc.

Prof. Amaro Olimpio Pereira Jr., D.Sc.

Prof. Adilson Elias Xavier, D.Sc.

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Dr. Mario Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.

Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2017

Almeida Junior, Carlos Renato Seabra

Proposta Metodológica Para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional/
Carlos Renato Seabra de Almeida Junior. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

IX, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Nelson Maculan Filho

Amaro Olímpio Pereira Junior

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 70-72.

1. Custo Marginal de Expansão. 2. Sistema Elétrico. 3. Programação Linear. I. Maculan Filho, Nelson *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

À minha esposa Lilian e minha filha Júlia,
pelos momentos que não passamos juntos
em prol dessa conquista.

Aos meus pais Carlos Renato e Eloisa,
pelos valores, educação e orientações.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelas oportunidades que tive para aprender e me preparar para esta conquista. À minha esposa Lilian, pela compreensão e motivação para passar por esta etapa da minha vida. À minha filha Júlia, que me faz desejar ser uma pessoa cada vez melhor, em quem ela possa se inspirar e se orgulhar no futuro. Aos meus pais e irmãos, por sempre me apoiarem e cuja participação tornou possível meu preparo para chegar até aqui. Aos meus orientadores, Nelson Maculan e Amaro Pereira, por compartilharem sua sabedoria e pela dedicação e paciência na orientação ao longo do curso. À equipe da secretaria do PESC, cuja atenção e profissionalismo sempre foram fundamentais para concluir cada etapa do curso. Aos colegas de turma e de trabalho, pelas discussões que ajudaram a evoluir e amadurecer meus conhecimentos.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA O CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Carlos Renato Seabra de Almeida Junior

Março/2017

Orientadores: Nelson Maculan Filho
Amaro Olímpio Pereira Junior

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

Este trabalho apresenta uma nova proposta metodológica para o cálculo do custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro, derivada da solução de problemas de otimização. A metodologia consiste na solução de um problema de programação inteira mista modelando o mercado e as decisões de expansão do sistema e então, calcular o custo marginal de expansão a partir da relaxação de suas variáveis inteiras. Além disso, por se tratarem de decisões de planejamento optou-se, nesse trabalho, pelo desenvolvimento de um modelo determinístico, enquanto os modelos comumente empregados no setor elétrico brasileiro são estocásticos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

METHODOLOGICAL PROPOSAL FOR BRAZILIAN POWER SYSTEM'S
MARGINAL COST OF EXPANSION

Carlos Renato Seabra de Almeida Junior

March/2017

Advisors: Nelson Maculan Filho
Amaro Olimpio Pereira Junior.

Department: Systems Engineering and Computation Science

This presents a new methodological approach to calculate the Brazilian power system's marginal cost of expansion, derived from optimization problems' solution. The methodology consists in solving a mixed integer problem that models the energy market and the system's expansion decisions and then calculate the marginal cost of expansion from the linear relaxation of the integer variables. Furthermore, since it is about planning decisions, it was decided in this work, to develop a deterministic model, while the models widely used in the Brazilian electric system are stochastic.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	O PROBLEMA DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO.....	5
1.2	A EXPANSÃO E O BALANÇO DE OFERTA.....	11
1.3	SITUAÇÃO CONJUNTURAL DE OPERAÇÃO NO BRASIL.....	15
1.4	OBJETIVO	19
1.5	JUSTIFICATIVA	21
1.6	METODOLOGIA	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	PROBLEMA ESTÁTICO (O'NEIL ET AL. 2005).....	24
3	METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA O CASO DINÂMICO	29
3.1	PROBLEMA DINÂMICO COM INSTANTES INDEPENDENTES.....	29
3.2	PROBLEMA DINÂMICO COM CONEXÃO INTERTEMPORAL.....	33
3.2.1	Problema descentralizado do agente k , instante $t = 1$	35
3.2.2	Problema descentralizado do agente k , instante $t \in [2, p - 1]$	36
3.2.3	Problema descentralizado do agente k , instante $t = p$	36
3.2.4	Problema descentralizado para os instantes $t \in [2, p - 1]$	37
3.2.5	Demonstração.....	37
3.2.6	Exemplo Didático	41
4	MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	45
4.1	FORMULAÇÃO DO MODELO DE PLANEJAMENTO	45
4.1.1	Função Objetivo	45
4.1.2	Restrição de Balanço Hídrico	46
4.1.3	Restrição de Balanço Elétrico	47
4.1.4	Restrição de Expansão da Capacidade	49

4.1.5	Restrição de continuidade da Expansão	49
4.1.6	Limites das variáveis	49
4.1.7	Taxa de desconto.....	50
4.2	ADEQUAÇÃO AO MODELO TEÓRICO.....	51
5	EXPERIMENTO NUMÉRICO.....	55
5.1	RESULTADOS.....	58
6	CONCLUSÃO	62
7	TRABALHOS FUTUROS	65
7.1	ESTUDOS E APRIMORAMENTOS	65
7.2	ESTUDOS COMPLEMENTARES	68
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	70
	ANEXO I.....	73
	ANEXO II.....	80
	ANEXO III.....	110

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrotérmico, sendo grande parte de sua demanda atendida por meio de geração hidráulica, que contam com reservatórios totalizando uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 290 GWmed de energia, equivalente a 4 a 5 meses de abastecimento elétrico, de acordo com a projeção de carga do PEN 2017 (Plano da Operação Energética 2017/2021), divulgada em ONS (2017). Entretanto, as usinas hidrelétricas não garantem todo suprimento anual de energia, principalmente nos períodos com menor volume de chuvas. As usinas termoeletricas e de outras fontes de energia são necessárias para complementar a geração hidráulica.

A demanda crescente, a grande diferença de custo das térmicas e as incertezas meteorológicas trazem a necessidade de ações de planejamento de curto prazo (planejamento da operação) e de longo prazo (planejamento da expansão), com o objetivo de atender à demanda da melhor forma possível.

Além disso, outra variável que vem crescendo nos últimos anos é a participação de fontes de energia solar e eólica no sistema, o que demanda maior complexidade tanto nos estudos de operação como de expansão, uma vez que sua intermitência precisa ser estabilizada e compensada com uma reserva de potência de outras fontes (geralmente hidráulicas).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de maneira otimizada, visando:

- Garantir o atendimento total à demanda;
- Minimizar o custo de geração;
- Atender restrições físicas e contratuais da operação de curto prazo.

A operação do SIN é direcionada pela resposta de modelos de otimização.

Para realizar o planejamento das diretrizes de curto prazo da operação do sistema, o ONS resolve dois problemas de Programação Linear (LP - Linear Programming) de grande porte:

- NEWAVE (Maceira, 2001), um modelo com visão de médio prazo, discretização mensal do período de tempo e dados de entrada estocásticos;
- DECOMP (CEPEL, 2004), um modelo de otimização com visão de curto prazo, com período de tempo discretizado em semanas para o primeiro mês de estudo e meses, para os estágios posteriores. A projeção de vazões do DECOMP é determinística para as semanas e estocástica para os meses.

Como ambos os modelos são utilizados pelo ONS para planejamento da operação, as entradas de novas usinas não são variáveis de decisão de nenhum desses modelos. A expansão da capacidade de geração já é decidida e todas as usinas previstas para se integrarem ao sistema durante o período de estudo, são informadas nos dados de entrada.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pelo planejamento da expansão do SIN, de modo que a evolução da demanda seja acompanhada por uma matriz de geração em expansão. Conforme determinado pelas resoluções CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004 e nº 9, de 28 de julho de 2008, o critério econômico adotado nos estudos da EPE para avaliar as alternativas de investimentos para ampliar a capacidade de geração é a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME) (EPE, 2013), como pode ser verificado mais especificamente no art 1º, da segunda resolução supracitada:

"Art. 1º Estabelecer que o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004."

O critério $CMO = CME$ também é utilizado no cálculo da garantia física, a quantidade máxima de energia que os empreendimentos podem comercializar sem necessidade de compra de contratos de energia no mercado (Lei 10.848, de 15 de março de 2004 e art. 2º do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004). Constituindo a disponibilidade de energia da maioria dos geradores, a garantia física tem impacto financeiro direto nesses agentes, sendo então, uma variável fundamental para a comercialização de energia.

Além de sua função comercial, a garantia física é um importante indicador de saúde do sistema. Uma vez que o balanço entre a garantia física total e a demanda é um indicador da capacidade de atendimento do sistema, o que faz dela um importante parâmetro de referência para a decisão de expansão do sistema.

Atualmente, a garantia física das usinas simuladas (que compõem a maior parte do sistema) é resultado da execução de diferentes modelos de otimização. Basicamente, a partir de um CME, a EPE encontra o CMO executando o NEWAVE repetidamente, alterando a demanda até que o CME seja igual ao CMO. Com os resultados convergidos, as garantias físicas das usinas térmicas são calculadas diretamente enquanto as das usinas hidráulicas são calculadas utilizando-se uma série de módulos de outro modelo, o SUISHI (CEPEL, 2007). O processo é ilustrado na figura abaixo e encontra-se mais detalhado em CEPEL (2007).

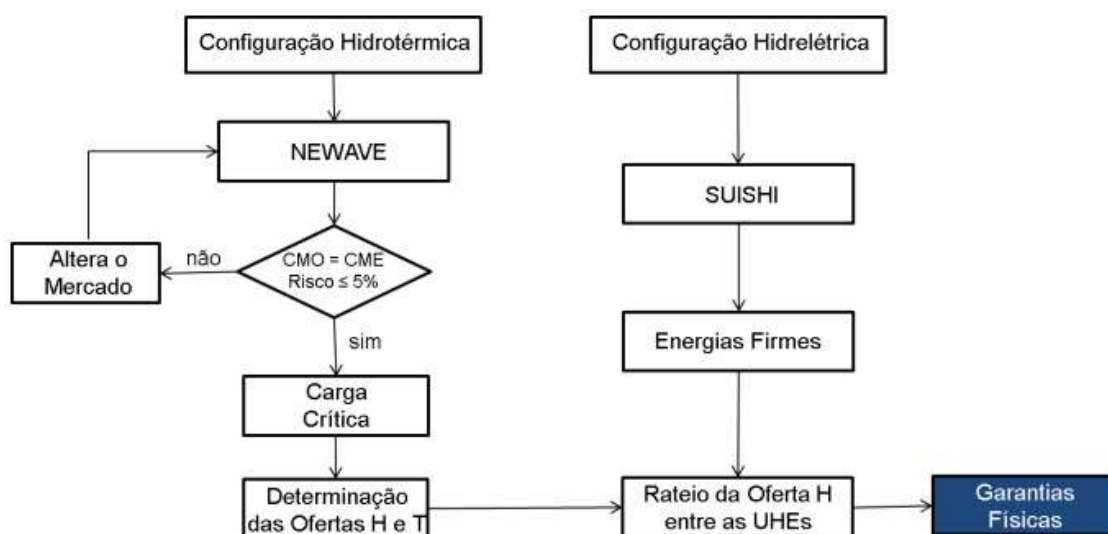


Figura 1.1 - Processo de cálculo de garantia física das usinas centralizadas

Em uma rede tão diversificada de modelos, qualquer alteração de parâmetros em alguma etapa pode impactar em grandes diferenças no resultado. Um exemplo é o resultado da última Revisão Ordinária de Garantia Física das Usinas Hidrelétricas (EPE, 2016), cujo resultado será aplicado a partir de 2018, onde algumas alterações no modelo (principalmente o custo marginal de expansão, atualização de custo de déficit de energia e alteração nos parâmetros de aversão ao risco) impactaram em uma subtração de cerca de 1.400 MWmed na oferta hidráulica total do sistema. Contudo, essa redução seria ainda maior, não fosse a limitação prevista no art. 21, do decreto nº 2.655:

“Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

...”

Não fossem as limitações jurídicas, a redução da garantia física chegaria a mais de 3 GWmed. Sendo o CME o principal parâmetro de cálculo das garantias físicas das usinas, seu valor passa a ser de suma importância para o setor energético.

Tal parâmetro, que é tradicionalmente utilizado nos modelos de expansão do SIN (Fortunato, et al., 1990), passou a ser questionado devido às dificuldades de se obter um custo marginal, por conta das indivisibilidades das variáveis de oferta (usinas), conforme destacado por Anderson e Bohman (1985).

Assim, o objetivo deste trabalho é estudar alternativas de cálculo do CME, diferentes das que vêm sendo utilizada pela EPE em seus estudos como, por exemplo, médias dos preços finais de leilões de compra de energia nova, adotada em EPE (2013), conforme descrito no tópico 3, do capítulo III, do relatório:

“O CME foi inferido a partir da aplicação da metodologia apresentada na NT EPE-DEE-RE-091/2011-r0, considerando como data base o mês de julho de 2012. Esta metodologia toma por base os preços das negociações realizadas nos leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas ao longo dos últimos cinco anos, corrigidos monetariamente e ponderados conforme a demanda contratada. Foram estimados preços de referência por tipo de fonte energética e considerada a expansão da oferta de energia indicada para o segundo quinquênio do PDE 2021.”

Verifica-se uma certa recursividade nesse modelo de cálculo, uma vez que os estudos de garantia física dos leilões são realizados convergindo um modelo para um determinado CME, que por sua vez, teria sido obtido com base nos preços de outros leilões. Tal recursividade se justifica, pois o CME de fato, depende da oferta existente e da eficiência das decisões de expansão. Entretanto, também apresenta fragilidade, uma vez que os efeitos de uma metodologia menos representativa passam a ter um efeito cumulativo na expansão do sistema.

1.1 O PROBLEMA DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO

O problema da expansão de capacidade de geração (PECG) pode ser formulado como um problema de otimização inteira mista (MIPP - Mixed Integer Programming Problem) com o objetivo de decidir de maneira eficiente, um cronograma de investimentos para aumentar a capacidade de geração ao longo do período de estudo. O modelo considera uma demanda projetada para o mesmo período e um conjunto de projetos de geração e transmissão candidatos. A demanda deve ser atendida pela

configuração atual com a entrada ao longo do tempo, de empreendimentos selecionados dentre os candidatos, gerando o menor custo possível.

Dessa forma, o modelo pode ser formulado com o seguinte problema de otimização:

$$G: \min z = I(x) + O(x)$$

$$s. a x \in X$$

onde:

- x representa o vetor de decisões de investimento ao longo do período de estudo;
- $I(x)$ representa o valor presente dos custos de investimento, resultante da decisão x ;
- $O(x)$ representa o valor presente dos custos de operação, resultante da decisão x ;

O valor de z corresponde ao Custo Total Atual da expansão. As restrições de operação, de atendimento à demanda e de investimento são representadas pela expressão $x \in X$.

Trata-se de MIPP dinâmico, onde a Função Objetivo (FO) é composta por duas partes, $I(x)$ e $O(x)$. Para cada valor de $I(x)$, temos uma curva $O(x)$, que varia positivamente com o aumento da demanda, visto que quanto maior a demanda, maior o custo de geração.

A fim de exemplo, suponha um sistema com uma capacidade de geração atual fixa, tal que sua curva de custo de operação seja equivalente à curva CP1, apresentada na Figura 1.2.

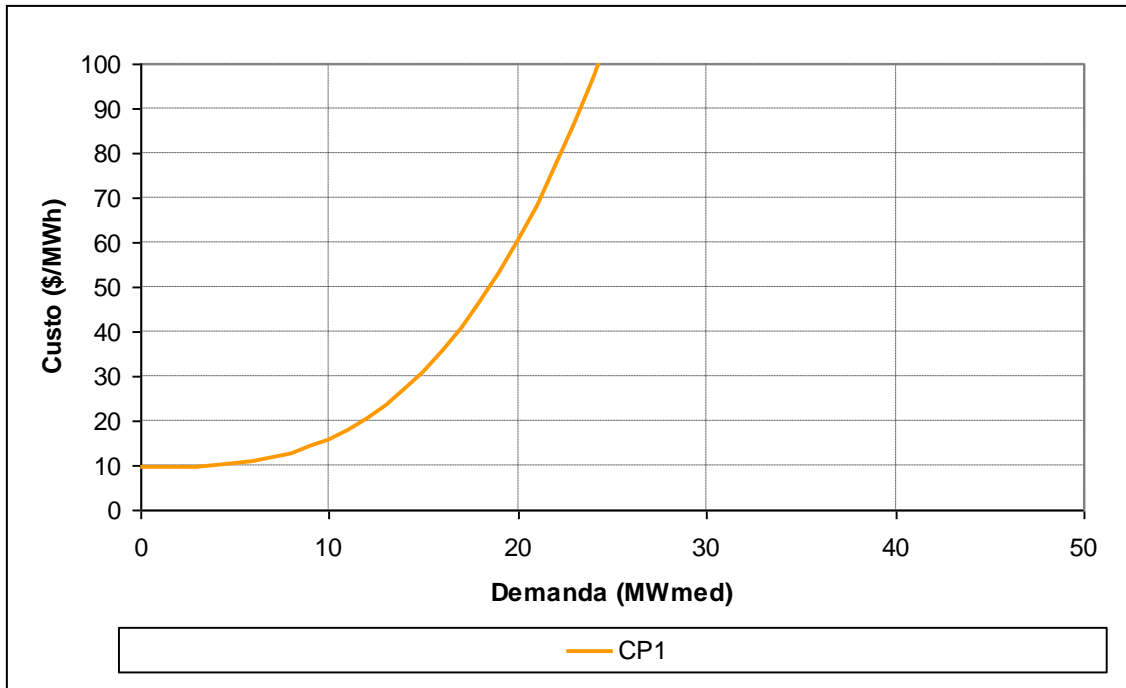


Figura 1.2 – Curva de Custo Total Curto Prazo (CP1) em função da Demanda (Pereira & David, 2012)

Se a capacidade de geração aumenta, o custo fixo também aumenta. Entretanto, a taxa de crescimento do custo de operação diminui. Assim, a curva CP2, comparada com CP1 na Figura 1.3, corresponde a uma curva de custo de operação do mesmo sistema, porém com a capacidade de geração ampliada.

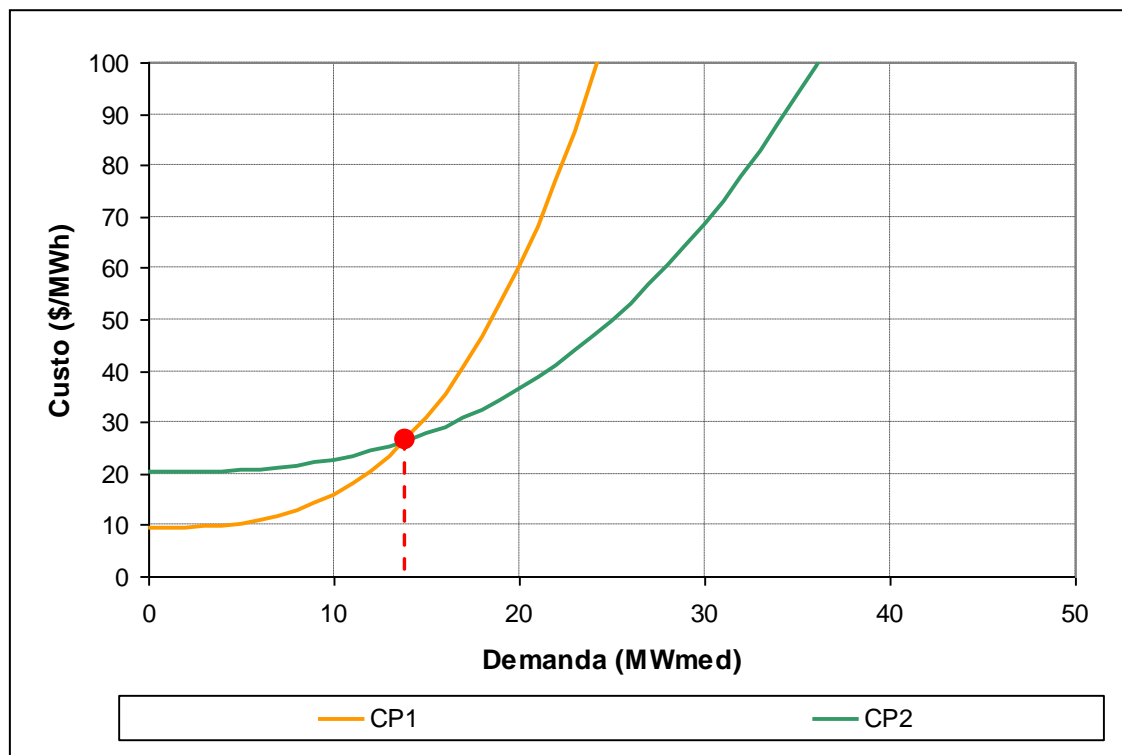


Figura 1.3 – Expansão da Configuração (Pereira & David, 2012)

Definido D^* , o ponto de interseção entre as curvas CP1 e CP2, marcado com a cor vermelha na Figura 1.3, pode-se concluir que D^* é o valor de demanda onde o sistema deveria evoluir da configuração atual 1 para a configuração expandida 2. Para valores de demanda abaixo de D^* , tem-se que o custo de operação CP1 é sempre inferior ao custo CP2. Para valores acima de D^* , o custo de operação CP1 é sempre superior ao custo CP2. Nesse caso, é mais vantajoso manter a configuração 1 enquanto a demanda for menor do que D^* e expandir o sistema para a configuração 2 quando a demanda for maior do que D^* .

A Figura 1.3 nos mostra a melhor decisão quando se tem apenas uma opção de expansão. Entretanto, pode-se seguir o mesmo raciocínio para várias opções de expansão e definir diferentes pontos de uma expansão progressiva, conforme ilustrado na Figura 1.4.

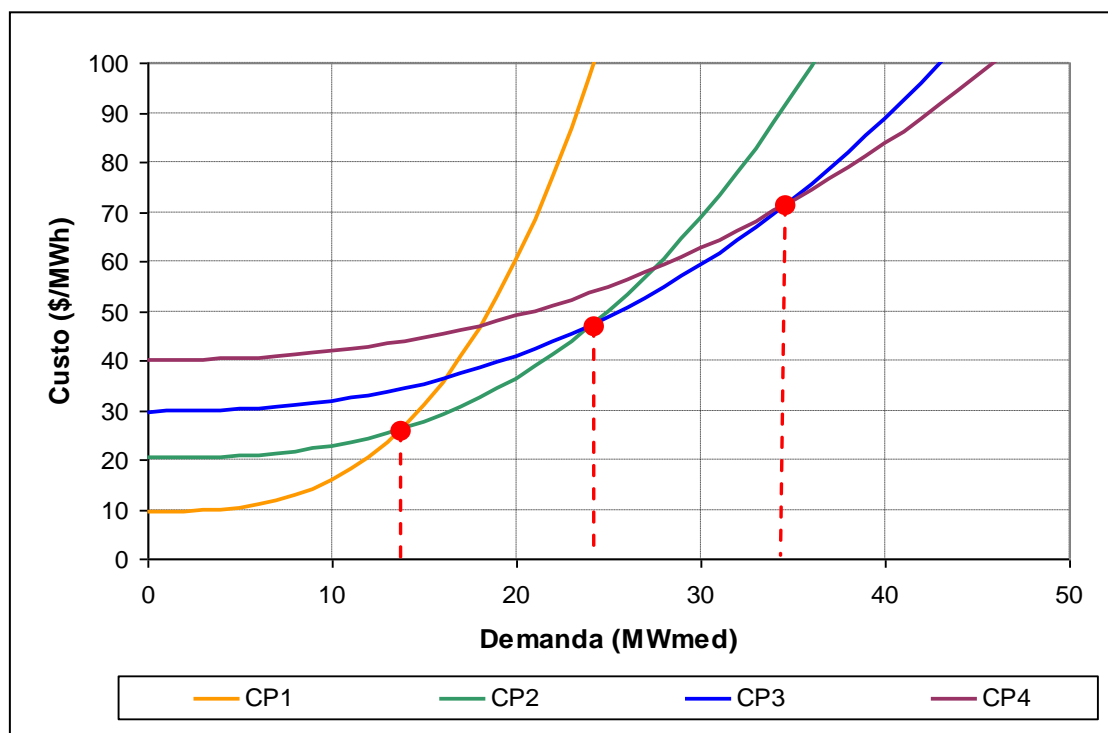


Figura 1.4 – Expansões Sucessivas da Configuração (Pereira & David, 2012)

Se as opções de expansão não fossem discretas, o sistema poderia se encontrar em expansão contínua, de modo que a capacidade de geração estaria sempre se expandindo infinitesimalmente para acompanhar a demanda. Nesse caso, a curva do custo de operação representa a taxa de variação do custo fixo e corresponde à linha que une os infinitos pontos de cruzamento entre sucessivas curvas de custo de

operação, conforme ilustrado na Figura 1.5. Essa linha corresponde é a curva de custo total de longo prazo.

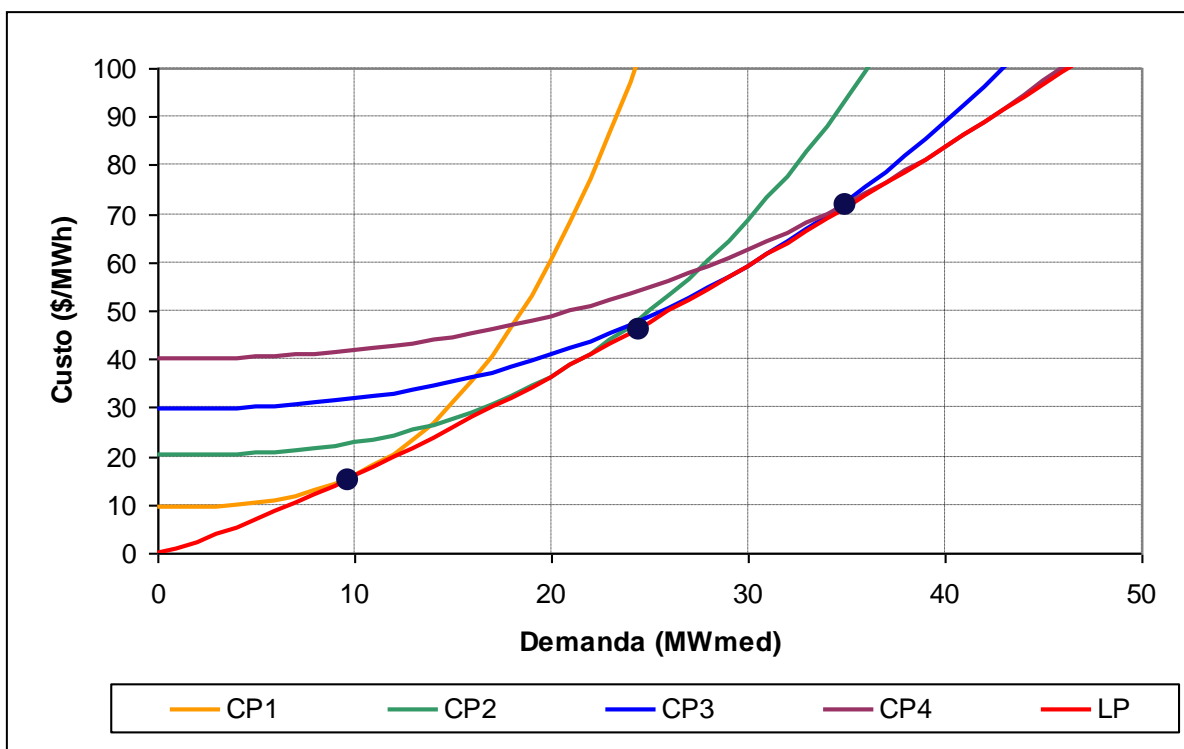


Figura 1.5 – Curva de Custo Total de Longo Prazo (Pereira & David, 2012))

No entanto, as opções de expansão reais são limitadas, mas inúmeras. Pode-se criar diversas opções de expansão com todas as combinações de um ou mais empreendimentos candidatos. Ainda assim, seria necessário escolher quais opções serão selecionadas para expandir o sistema e em que instante de tempo, respeitando as restrições operativas, com o menor custo possível.

O número de opções de expansão montadas com as combinações de empreendimentos é, por si só, muito alto. Entretanto, como o modelo é dinâmico, a quantidade de opções é maior ainda, pois existe a dimensão tempo. Nesse caso, as opções de expansão de capacidade são todas as combinações de um ou mais empreendimentos disponíveis em cada instante de tempo.

Como o número de combinações cresce exponencialmente com o número de instantes de tempo e de empreendimentos candidatos, passa a ser computacionalmente inviável comparar essas opções a fim de escolher a melhor combinação e justifica-se o esforço em utilizar um modelo mais eficiente para calcular a melhor opção de expansão.

Nesse sentido, o problema da expansão de capacidade pode ser modelado como um MIPP, cuja formulação será vista mais adiante.

Como visto anteriormente, o CME é um dos principais parâmetros utilizados para o cálculo da garantia física das usinas. Como a garantia física total do sistema também indica a capacidade de fornecimento energético, tal parâmetro exerce forte influência sobre o cálculo da oferta de energia do sistema.

A expansão da oferta é planejada de modo que a evolução da demanda seja acompanhada de um crescimento na oferta de energia. Logo, os efeitos do CME são propagados até as decisões de expansão. Dessa forma, um CME distante da realidade levaria a uma visão distorcida da capacidade de abastecimento do sistema, ocasionando uma expansão menos eficiente e afetando o sistema estruturalmente. Com questões estruturais, os efeitos do CME seriam percebidos na operação, principalmente em períodos de hidrologia severa como têm sido os últimos anos.

O setor elétrico brasileiro passa por dificuldades desde 2014. Diversos fatores contribuíram para essa situação. Entretanto, fatores conjunturais somente agravam uma situação que tem origem estrutural.

A análise do balanço de energia apresentada no próximo tópico mostra que o sistema elétrico já passava por uma situação frágil desde pelo menos 2013. Com uma demanda subdimensionada aliada a uma oferta superdimensionada, o sistema já se apresentava com capacidade de abastecimento muito justa ou até deficitária. Como as decisões de expansão necessitam de alguns anos de antecedência (tempo de construção de novos empreendimentos) não é possível resolver essas dificuldades no curto prazo e a operação fica comprometida.

Com a situação estrutural comprometida, a hidrologia desfavorável agravou as consequências dos problemas estruturais e naturalmente, a operação não foi capaz de resolver essas questões. Os efeitos do desequilíbrio estrutural do Brasil são sentidos até hoje, tanto nas questões de operação quanto na esfera regulatória, conforme abordado no tópico 1.3 (Situação Conjuntural de Operação no Brasil).

1.2 A EXPANSÃO E O BALANÇO DE OFERTA

A capacidade de abastecimento do SIN pode ser estimada através da análise do balanço de oferta e demanda. A demanda é estimada acompanhando o cenário econômico corrente e suas projeções enquanto a oferta é calculada como a garantia física total e o acréscimo de garantia física resultante da entrada de novas usinas no futuro.

Devido à conjuntura econômica atual, que se encontra em recessão desde 2015, estamos passando por um período com uma folga significativa de oferta, frente aos anos anteriores. Não fosse a crise econômica, poderíamos ter passado por um período de crise energética.

O gráfico abaixo foi confeccionado com dados públicos disponíveis nos conjuntos de arquivos de entrada do NEWAVE, levantamento dos valores de garantia física disponíveis em documentos da ANEEL, EPE e resultados de leilões na CCEE. A expansão da oferta foi calculada adicionando a garantia física das usinas que já estão no cronograma do ONS. Assim, caso não ocorram atrasos, essa expansão já está decidida pelo governo.

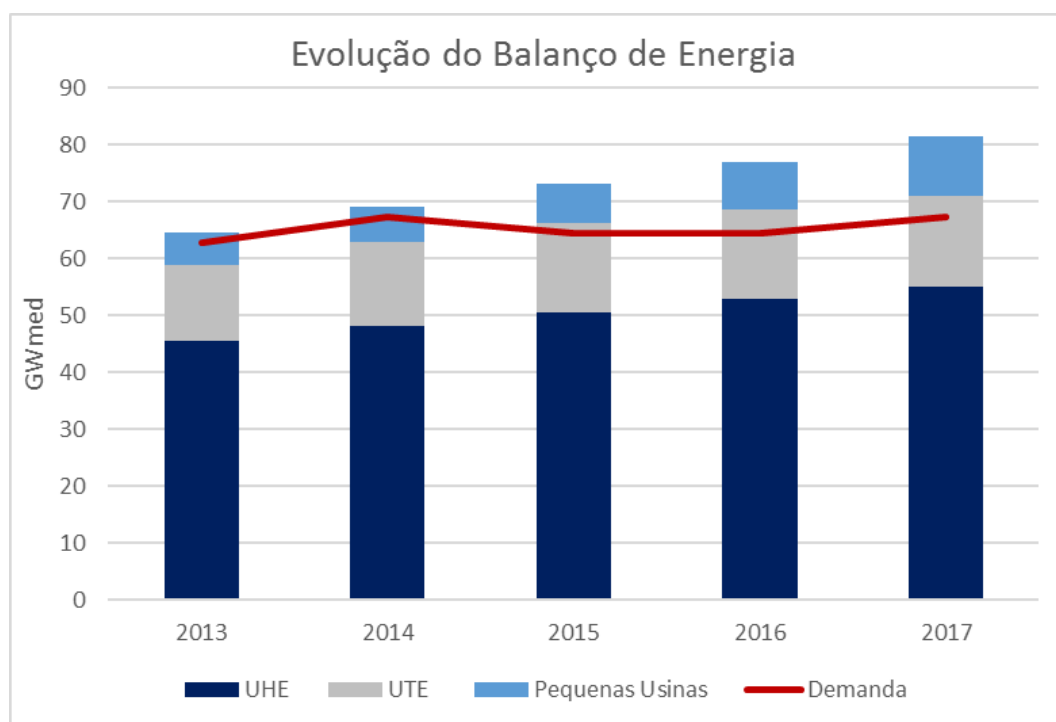


Figura 1.6 - Balanço Energético

Os dados históricos de demanda sofreram alterações devido a aperfeiçoamentos no modelo de medição do ONS. Esses aperfeiçoamentos ocorreram uma primeira vez em maio de 2016 e novamente em novembro de 2016. Entretanto, os dados a partir de 2013 não foram revistos. Conseqüentemente, até 2013, a metodologia é diferente da utilizada para os dados de 2014 em diante. Não temos o intuito de questionar os modelos de cálculo da demanda, mas não atualizar a demanda de 2013 significa assumir um crescimento de 7.3% em 2014, frente ao ano de 2013. Um crescimento acelerado para um ano de economia típica.

Supondo que a metodologia atual seja mais adequada e considerando que o crescimento da demanda de 2014 em relação a 2013 não tenha sido afetado. Recalculamos a demanda de 2013 regredindo os valores atualizados da demanda de 2014 aplicando o inverso da taxa de crescimento obtida antes da revisão das metodologias.

No próximo gráfico, apresentamos o balanço de energia com a demanda de 2013 revista.

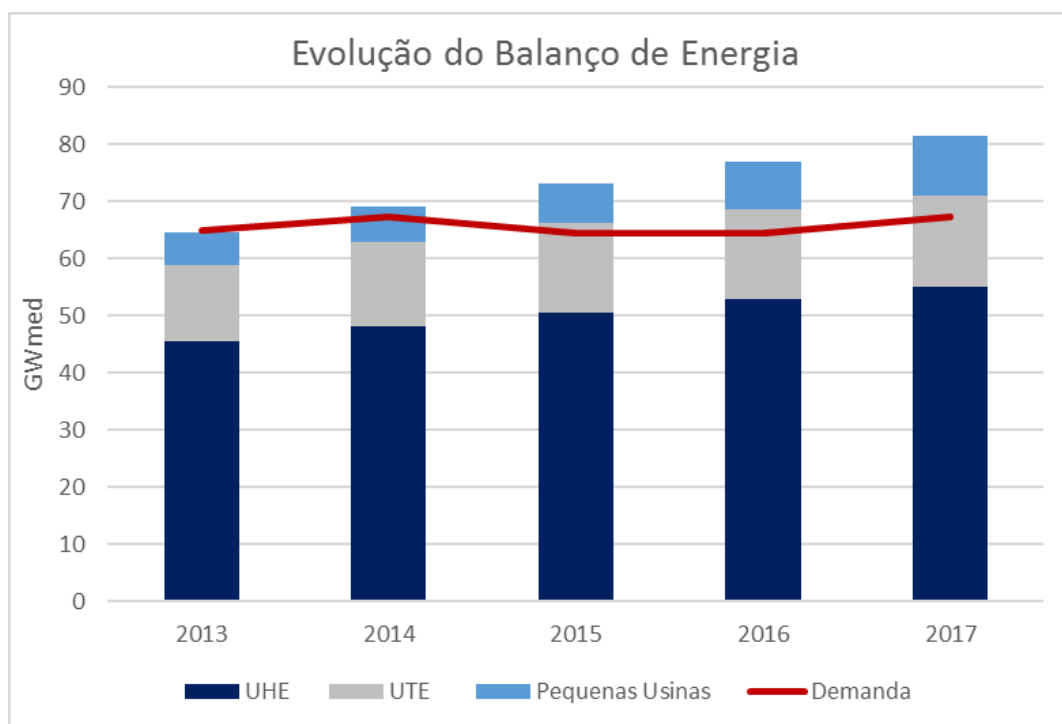


Figura 1.7 - Balanço de energia com revisão da demanda de 2013

Com a atualização da carga de 2013, o balanço de energia passa a ser crítico. A oferta de energia fica bem próxima à demanda e o sistema sai de uma situação de folga de oferta para uma situação de déficit.

Além de uma demanda potencialmente subestimada em 2013, a própria oferta de energia está superestimada. A Garantia Física das usinas hidroelétricas já vem sendo questionada há alguns anos devido à performance da geração hidráulica do sistema nos anos recentes e como apresentamos acima, seus valores estão intimamente ligados ao CME. Ainda que os novos valores obtidos na Revisão Ordinária de Garantia Física (EPE, 2016) sejam oficialmente aplicados somente a partir de 2018, a redução nessa revisão indica que o sistema já está operando subcapacitado há mais tempo. Reiteramos ainda que embora a Garantia Física total das UHE's sofra uma redução de aproximadamente 1,4 GW, esse valor só não é maior por questões legais, não por questões de capacidade de abastecimento. Caso não houvesse a limitação legal, o impacto na oferta hidráulica seria cerca de 3 GW.

Desse modo, tudo indica que em 2013, havia uma percepção mais otimista do balanço energético do que realmente aconteceu. O reflexo de um balanço mais apertado pode ser percebido em uma análise mais conjuntural de comportamento de preço e hidrologia.

A Energia Natural Afluente (ENA) de 2013 totalizou 99% da Média de Longo Termo (MLT). Logo, não foi um ano com vazões tão adversas e possivelmente a hidrologia não seria a única justificativa para os elevados níveis de preço de energia, apresentados nos próximos gráficos e deplecionamento tão grave dos principais reservatórios, que atingiram níveis críticos. O histórico conhecido de vazões completo (que começa no ano de 1931), bem como os valores da MLT são disponibilizados no site do ONS (ONS, 2017b). Na tabela apresentada no Anexo I encontram-se os valores atualizados até o dia 09 de fevereiro de 2017, que foram utilizados neste trabalho.

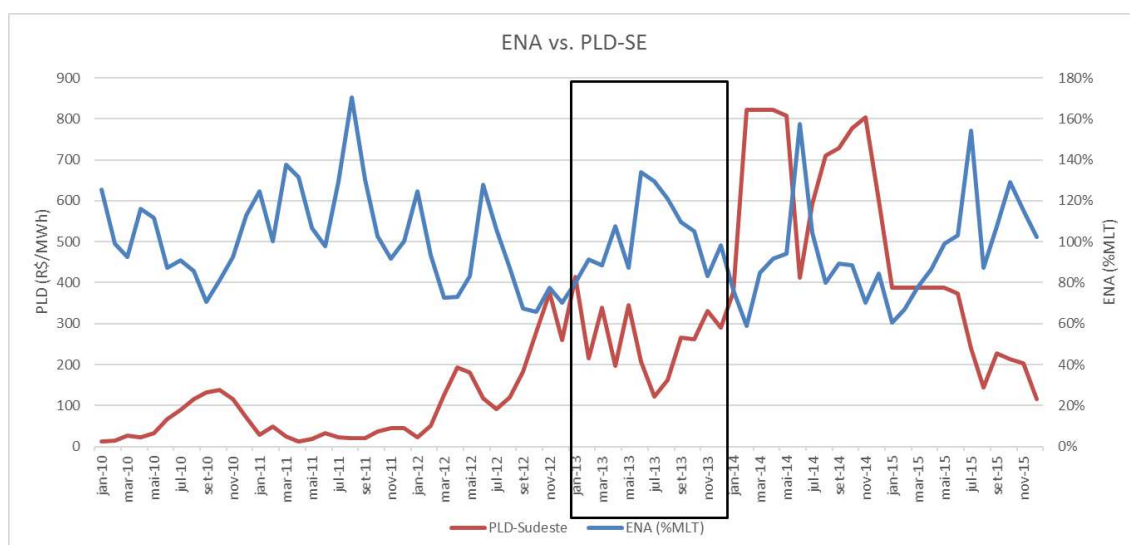


Figura 1.8 - ENA (dados do ONS) e PLD (dados da CCEE)

Diferentemente de 2014 em diante, 2013 não foi um ano com hidrologia crítica e as piores vazões mensais (em % MLT) nesse ano chegaram a 80% da MLT. A variação mensal depende de diversos fatores, inclusive dos níveis de reservatórios, mas ao longo do ano a operação deveria amenizar os resultados mensais quando os valores anuais de ENA são próximos da média histórica, como foi em 2013.

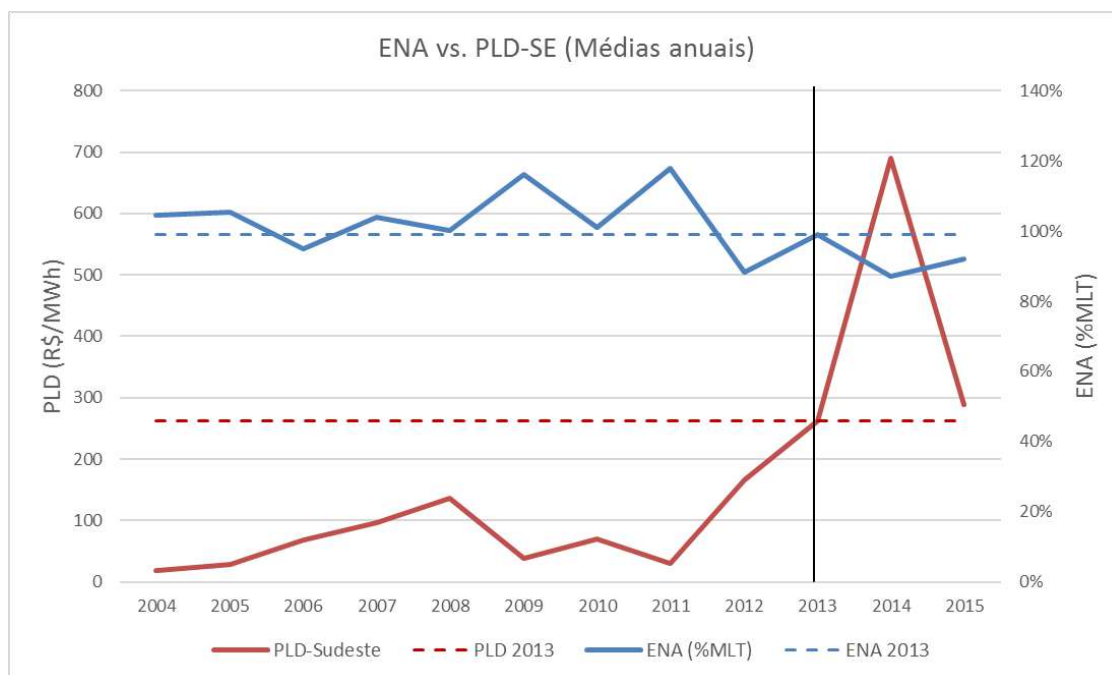


Figura 1.9 - ENA (dados do ONS) e PLD (dados da CCEE): valores anuais

Como se pode observar, houve anos com hidrologia semelhante e até pior, mas os preços de 2013 são os mais altos.

Considerando o comportamento de preços em um ano de hidrologia favorável, as informações da revisão de garantia física e a incerteza em relação à demanda de 2013, somos levados a questionar se estávamos em uma situação controlável de oferta e demanda ou se o planejamento da expansão poderia ter sido mais eficiente.

Conforme abordado no próximo tópico, com a hidrologia desfavorável dos últimos anos a operação não tem sido capaz de resolver questões de cunho estrutural.

1.3 SITUAÇÃO CONJUNTURAL DE OPERAÇÃO NO BRASIL

O sistema elétrico do Brasil vem passando por um período turbulento desde meados de 2013, tanto em questões de mercado (preço da energia) quanto em questões regulatórias. Embora haja certa concordância no setor elétrico de que isso se deve à situação hidrológica, que tem sido inegavelmente crítica, destacam-se alguns pontos:

- Esse período de hidrologia crítica começou em 2014, quando os principais meses do período úmido (janeiro a abril) registraram uma ENA média de 77% da MLT, frente 91% em 2013, enquanto os impactos no preço e as mudanças nos modelos de operação já começaram em 2013.
- Acreditamos que uma das causas de instabilidade nos preços e os riscos de não suprimento de energia se devem à situação do balanço de energia, que está diretamente relacionado à expansão do sistema.
- A hidrologia não é a única causa da situação atual e parte do mercado acredita que o sistema poderia ter sido operado de uma maneira mais eficiente, antecipando a geração das térmicas mais baratas a fim de diminuir o risco de déficit. Evitando assim, o despacho de térmicas mais caras no futuro.

Em relação à hidrologia, os dados do ONS confirmam que os últimos anos foram realmente desfavoráveis.

O balanço de energia foi abordado no tópico anterior e as informações indicam que já em 2013, o sistema não apresentava uma situação de oferta e demanda confortável.

Quanto à operação, acreditamos que não seja uma das causas diretas, mas na verdade, uma consequência de um problema mais estrutural que volta à questão do balanço de energia.

Esse tópico apresenta um breve resumo da situação da operação do SIN nos últimos anos.

Em março de 2013, a resolução CNPE nº 03/2013 determinou que o CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do

Setor Elétrico) desenvolvesse e implementasse metodologia para consideração de mecanismos de aversão ao risco nos programas do setor elétrico, conforme seu artigo 1º:

“Art. 1o Determinar que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP desenvolva e implemente metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, realizando os ajustes necessários nas disposições referentes ao atendimento energético, à formação de preço e aos Encargos de Serviços do Sistema”

Em reunião do no dia 19/03/2013, o CPAMP decidiu adotar a metodologia de aversão ao risco CVaR (Conditional Value at Risk) nos modelos de formação de preço do setor. Na época, a comissão avaliou a utilização de duas metodologias (CVaR e SAR – Superfície de Aversão ao Risco) e conclui que o CVaR seria a melhor opção. Tal mecanismo deveria refletir a aversão ao risco do operador e o despacho térmico real deveria ser próximo ao indicado pelo modelo.

A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) é responsável por calcular e divulgar o preço semanal da energia, o PLD (Preço de Liquidação das diferenças). Basicamente, o PLD consiste no valor do CMO estrutural (não considera restrições conjunturais do modelo) limitado a um valor mínimo e um valor máximo. Tanto o PLD máximo quanto o mínimo são definidos e homologados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), conforme estabelecido nas resoluções 682, de 23 de dezembro de 2003 e 392, de 15 de dezembro de 2009.

Em 2014 a situação hidrológica se agravou a tal ponto que os custos marginais de operação atingiram patamares inéditos, chegando a valores superiores ao PLD máximo daquele ano, 822,83 R\$/MWh. Os principais reservatórios do país não se recuperaram e os modelos apontavam significativo aumento no risco de déficit de energia.

Em novembro de 2014, devido aos impactos financeiros dos altos preços de comercialização de energia para os agentes, a ANEEL publicou a resolução homologatória 1.832, de 25 de novembro de 2014 que reduziu o valor do PLD máximo para 388,48 R\$/MWh, com aplicação a partir da primeira semana operativa de janeiro

de 2015, e a resolução normativa 633, de 25 de novembro de 2014, que altera as metodologias de cálculo do PLD máximo e do PLD mínimo.

Como não houve sinal de recuperação dos reservatórios, os valores de PLD máximo e mínimo vem sendo recalculados utilizando a mesma metodologia, continuando nos mesmos patamares, desde então.

Com um risco crescente de não suprimento de energia e a continuação de hidrologia desfavorável, a situação de abastecimento causa preocupação para o país e o CMSE deliberou que o ano de 2015 iniciasse com despacho total das usinas térmicas, por segurança energética. Isso significa que mesmo que os modelos indicassem um despacho térmico menor, a operação seria realizada com operação total dessas usinas. Esse despacho por segurança energética se manteve total até agosto de 2015, quando o CMSE deliberou o desligamento de todas as térmicas com CVU acima de 600,00 R\$/MWh. O sistema continuou sendo operado com despacho por segurança energética até junho de 2016, com desligamento gradual por CVU das usinas térmicas que atuavam fora da ordem de mérito. A tabela abaixo apresenta os CVU's que marcam a operação térmica desse período. Todas as térmicas com CVU abaixo do apresentado na tabela eram despachadas independentemente de indicações do modelo.

Tabela 1.1 – Despacho Térmico por deliberação do CMSE

	Despacho térmico
jan/15	total
ago/15	CVU = 600 R\$/MWh
mar/16	CVU = 250 R\$/MWh
abr/16	CVU = 211 R\$/MWh
mai/16	CVU = 150 R\$/MWh
jun/16	Ordem de Mérito

As informações sobre as deliberações de geração por segurança energética são descritas em maiores detalhes na nota informativa do CMSE de 06 de julho de 2016.

Com a união das ações do governo na operação e o cenário de crise econômica, que acabou por reduzir o consumo de energia elétrica, o sistema pôde ser operado sem entrar em déficit de energia. Apesar de todos os esforços, os reservatórios do sistema continuaram em níveis críticos.

Em outubro de 2016, o MME (Ministério de Minas e Energia) divulga novos parâmetros de custo de déficit e CVaR a serem utilizados nos modelos NEWAVE e

DECOMP, a partir de 2017. O Ministério, no entanto, definiu que os valores do custo de déficit seriam aplicados a partir de janeiro e os do CVaR, a partir de maio de 2017.

Além disso, o Ministério também informou sobre a implantação da SAR e revisão da função de custo de déficit para utilização a partir de 2018.

Certamente, uma situação hidrológica desfavorável é naturalmente preocupante. Entretanto, seus efeitos deveriam se limitar a despacho de térmicas mais caras, altos preços da energia e reflexos dos preços no consumo de energia elétrica. Ainda que a preocupação com o suprimento de energia se intensifique, o sistema deveria estar preparado para passar por anos severos, especialmente quando se tem um histórico com anos de hidrologia ainda piores (vide gráfico da figura abaixo) em um sistema tão dependente da geração hidráulica para suprimento energético.

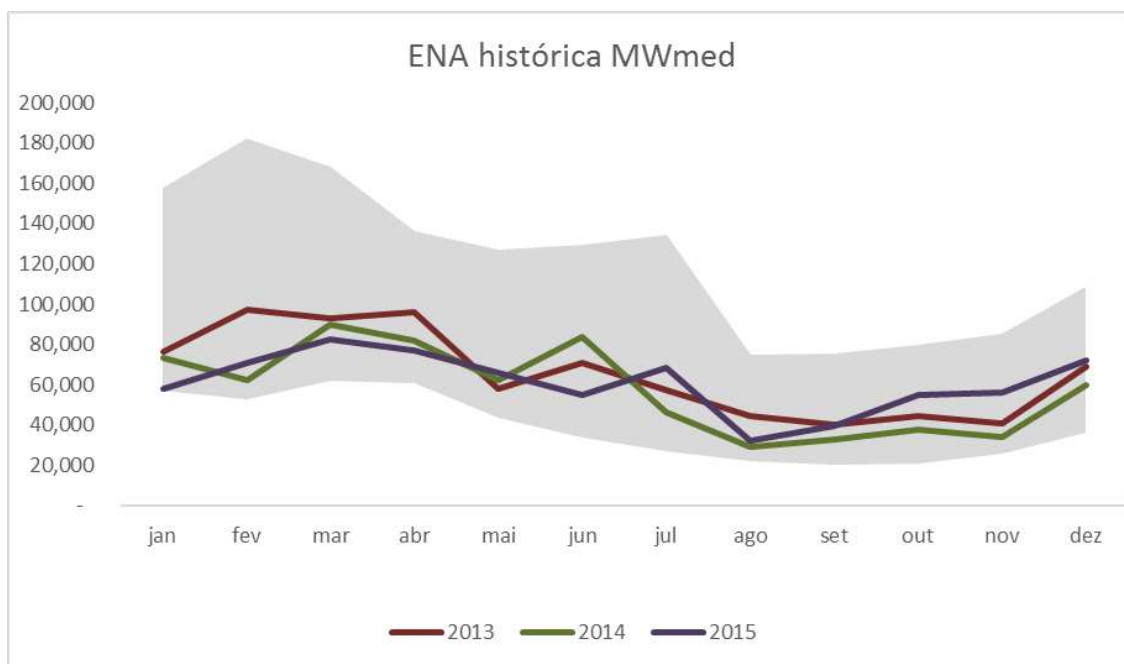


Figura 1.10 – ENA histórica do SIN (a área cinza corresponde à área entre os menores e maiores valores de ENA já ocorridos desde 1931).

Em momento atípico, seria natural esperarmos que haja alguma intervenção no mercado, por parte do governo, na tentativa de ajustar eventuais desequilíbrios financeiros dos agentes. Entretanto, os últimos anos foram marcados por intensa instabilidade regulatória que foi bem além de uma simples intervenção para estabilização do mercado.

Mesmo em se tratando de um período de hidrologia desfavorável, a excessiva turbulência regulatória no mercado de energia só indica que vem se tentando tratar na

operação do sistema problemas de cunho potencialmente estruturais, que a operação não resolveria, como a composição da matriz energética e a expansão do sistema elétrico.

Em relação à expansão do sistema, não nos referimos apenas ao balanço de energia, mas também às estratégias de expansão do sistema, que vão desde a entrada de diferentes fontes de energia na matriz, para mitigar o risco hidrológico em períodos críticos e o planejamento do montante de energia a ser expandida até o aprimoramento de modelos e parâmetros utilizados no cálculo da oferta total de energia no sistema.

Acreditamos que a operação tenha sido amplamente discutida e redefinida ao longo dos últimos anos. Porém, na tentativa de resolver um problema com origem no planejamento da expansão, onde foram investidos poucos esforços para mudanças durante anos. Após a mudança de presidência da república, algumas ações vêm sendo tomadas, como a nomeação do atual presidente da EPE, Luiz Barroso, que vem propondo e desenvolvendo diversas mudanças no planejamento do setor elétrico e os esforços do pesquisador Dan Gandelman no desenvolvimento de metodologias para o planejamento do setor elétrico, como o proposto em sua tese (Gandelman, 2015). O momento é oportuno para novas propostas e nesse intuito, o trabalho desenvolvido nesta tese aborda um dos pontos a serem discutidos para avançarmos na eficiência da expansão: a proposta de um modelo de cálculo do custo marginal de expansão mais representativo e analítico do que o atualmente praticado.

1.4 OBJETIVO

O objetivo do trabalho é analisar uma metodologia de cálculo do CME, que consiste em adotar os valores das variáveis duais, resultado de um problema de programação linear (LPP - Linear Programming Problem). Esse LPP é formulado a partir da solução do MIPP que otimiza a expansão da capacidade de geração do sistema.

Entretanto, essa não é uma abordagem trivial, dado que existem indivisibilidades devido às variáveis inteiras, e não é válida para todo MIPP (Gomory & Baumol, 1960). Ou seja, o custo marginal de um problema inteiro não é necessariamente representado pelos valores das variáveis duais de seu respectivo problema linear.

Nesse caso, é necessário analisar as soluções do problema inteiro e de seu respectivo problema linear e verificar, através de demonstrações, se é possível representar o CME com os valores do LPP que resolve o MIPP da expansão de capacidade de geração.

Ao final das demonstrações, apresentamos o modelo matemático formulado e implementado para testar e analisar o conteúdo teórico defendido nesta tese.

Entretanto, os modelos usualmente utilizados no setor são problemas de programação estocástica e o desenvolvido para este trabalho é determinístico. A decisão de aplicação de um modelo determinístico se deve a duas razões:

- A expansão do sistema é resultado de planejamento. Políticas são regras e diretrizes para a tomada de decisão. Em geral, as decisões de operação envolvem um conjunto de incertezas mais complexo e maior dificuldade de tratamento do que as de planejamento da expansão. Além disso, as decisões de planejamento podem ser reavaliadas a tempo de uma revisão, enquanto as de operação precisam ser tomadas com agilidade. Assim, acreditamos que o planejamento não necessita ser regido por cálculo de políticas, mas por nível de proteção e confiabilidade do sistema. Enquanto as políticas devem ser calculadas com objetivos definidos no planejamento para dar rapidez e melhor tratabilidade aos problemas de operação.
- A ideia principal do modelo é a avaliação da metodologia proposta e em um modelo estocástico, qualquer análise de comportamento de custo sofre interferência de todas as séries.

Além da estocasticidade, outra diferença em relação aos modelos do setor está na representação de variáveis agregadas. Apesar de acreditarmos que um modelo de expansão necessite de um maior detalhamento das variáveis que representam as informações dos agentes e projetos de expansão, pelo motivo explicado no item 2 acima, o modelo foi desenvolvido com variáveis agregadas como capacidade de geração hidráulica, energia natural afluyente e reservatórios total de cada subsistema, por exemplo.

1.5 JUSTIFICATIVA

Atualmente, os estudos da EPE adotam um valor constante de CME, baseado em resultados de leilões (EPE, 2013). Embora a prática seja próxima da realidade, é um método empírico para adoção de valores. A proposta descrita neste documento apresenta as seguintes vantagens:

- Um método analítico e justificável para o cálculo do CME;
- Um modelo mais genérico e realista, uma vez que o resultado é um CME que acompanha um modelo dinâmico de expansão.
- É derivado de um modelo de otimização e, como ressaltam Anderson e Bohman (1985), os métodos mais adequados para se determinar custos marginais de longo prazo são aqueles que derivam de problemas de otimização.

1.6 METODOLOGIA

O cálculo do CME que se propõe neste documento consiste, basicamente em quatro passos:

1. Otimizar o MIPP da expansão de capacidade de geração;
2. Formular um novo LPP, construído com todas as equações do problema da expansão de capacidade, mas sem as restrições de integralidade;
3. Adicionar novas restrições ao LPP do passo 2, fixando os valores das variáveis inteiras do MIPP do passo 1. Ou seja, as variáveis que antes eram inteiras, agora são contínuas, porém se encontram em restrições de igualdade;
4. Resolver o LPP formulado e obter os valores das variáveis duais de suas restrições. Utilizar o valor dessas variáveis duais como preço teto para os leilões de expansão.

Pode-se verificar em Gomory e Baumol (1960), que um MIPP com ótimo viável e limitado com n variáveis contínuas e m variáveis inteiras ($R^n \times Z^m$) pode ser convertido em um LPP com até $n + m$ variáveis contínuas (R^{n+m}) e m ou menos restrições lineares. Tal resultado mostra que, de fato, pode-se construir o LPP dos passos 2 e 3 e ambos apresentam a mesma solução. Resta verificar se as variáveis duais do LPP podem ser utilizadas como CME.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Gomory e Baumol (1960) apresentam uma metodologia para o cálculo de custos marginais de problemas inteiros mistos adotando as variáveis duais, resultantes da solução de um problema linear definido pela relaxação linear do problema inteiro com a adição de restrições (por eles denominadas artificiais) à relaxação linear do problema inteiro. Essas restrições consistem em combinações lineares das restrições originais. Entretanto, eles observam que devido às indivisibilidades, essa abordagem pode não resultar em custos marginais eficientes no sentido econômico. Pode haver casos onde os custos calculados implicam em um mercado desequilibrado, onde consumidores estariam estimulados a demandar mais (ou produtores estimulados a produzir mais) do que a solução ótima do problema.

Em 1972, Shapley e Shubick mostram que quando o mercado pode ser modelado como um problema de designação bilateral, as variáveis duais do problema de designação podem ser utilizadas para calcular preços que equilibram o mercado.

Outros trabalhos foram realizados no mesmo sentido de Shapley e Shubick (1972) (Leonard, 1983; Bikhchandani e Mamer, 1997; Bikhchandani e Ostroy, 2002; Bikhchandani e Ostroy, 2006), onde a ideia principal consiste em obter preços de equilíbrio quando o mercado pode ser representado como um problema de designação.

Outros autores, como Fisher e Serra (2002) e Arellano e Serra (2007), abordam a metodologia de peak-load pricing, que se baseia na formulação de Williamson (1996) e Turvey (1968), para a determinação dos preços.

Entretanto, os métodos derivados de otimização são mais adequados para se determinar custos marginais de longo prazo, conforme ressaltam Anderson e Bohman (1985). Nesse sentido, baseados na metodologia proposta por Scarf (1994), O'Neill et al. (2005) modelaram para o caso estático, um sistema elétrico com indivisibilidades. Em seu trabalho, demonstraram que nesse caso, o mercado é equilibrado e pode-se considerar como custos marginais do sistema, os valores das variáveis duais do LPP.

Seu trabalho se encontra resumido no próximo tópico e esta tese consiste na evolução de sua proposta para o caso dinâmico.

2.1 PROBLEMA ESTÁTICO (O'NEIL ET AL. 2005)

A fim de exemplificar a metodologia de cálculo, será apresentado o caso estático, trabalhado em O'Neil et. al. (2005). O MIPP desse caso pode ser modelado da seguinte forma:

$$PSMIP: \min v_{PSMIP}(x_k, z_k) = \sum_{k=1}^u c_k^t x_k + \sum_{k=1}^u d_k^t z_k \quad (1)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k1} x_k + \sum_{k=1}^u A_{k2} z_k \geq b_0 \quad (2)$$

$$B_{k1} x_k + B_{k2} z_k \geq b_k \quad \forall k = 1..u \quad (3)$$

$$z_k \in \{0,1\}^{n_2(k)} \quad \forall k = 1..u \quad (4)$$

$$x_k \geq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (5)$$

Onde:

- u é o número de agentes;
- $x_k \in \mathbb{R}^{n_1(k)}$ e $z_k \in \mathbb{Z}^{n_2(k)}$ são vetores coluna representando as variáveis de operação e expansão, respectivamente, dos produtos do agente k ;
- $c_k \in \mathbb{R}^{n_1(k)}$ e $d_k \in \mathbb{R}^{n_2(k)}$ são os benefícios associados aos produtos x_k e z_k , do agente k ;
- $n_1(k)$ é a dimensão dos produtos operativos do agente k ;
- $n_2(k)$ é a dimensão dos produtos de expansão do agente k ;
- A_{k1} e A_{k2} são as matrizes dos coeficientes das restrições de atendimento à demanda;

- B_{k1} e B_{k2} são as matrizes dos coeficientes das restrições de operação;
- b_0 é o vetor coluna com os valores de demanda;
- b_k são os vetores coluna com os valores das restrições de operação de cada agente k .

Suponha $(x_k^*, z_k^*) = \text{argmin}[vPSMIP(x_k, z_k)]$. O LPP criado a partir de PSMIP é formulado da seguinte maneira:

$$PSLP(z_k^*): \min vPSLP(x_k, z_k) = \sum_{k=1}^u c_k^t x_k + \sum_{k=1}^u d_k^t z_k \quad (6)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k1} x_k + \sum_{k=1}^u A_{k2} z_k \geq b_0 \quad (2)$$

$$B_{k1} x_k + B_{k2} z_k \geq b_k \quad \forall k = 1..u \quad (3)$$

$$z_k = z_k^* \quad \forall k = 1..u \quad (7)$$

$$x_k \geq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (5)$$

De acordo com os autores, as soluções de $PSMIP$ e $PSLP(z_k^*)$ são as mesmas ($vPSMIP^* = vPSLP^*$). A diferença entre os problemas encontra-se nas restrições de integralidade. Enquanto em $PSMIP$ as variáveis z_k são modeladas pela equação (4), podendo assumir valor 0 ou 1, em $PSLP(z_k^*)$, essas variáveis possuem seu valor fixado pelas restrições de igualdade, apresentadas na equação (7).

Sejam os seguintes vetores de variáveis duais de PSLP:

- y_0 , referente à restrição (2);
- y_k , referentes às restrições (3).
- w_k , referentes às restrições (7).

Tem-se o seguinte problema dual, $DSLP$, de $PSLP(z_k^*)$:

$$DSLP: \max vDSLP(x_k, z_k) = y_0^t b_0 + \sum_{k=1}^u y_k^t b_k + \sum_{k=1}^u w_k^t z_k^*$$

s.a.

$$y_0^t A_{k1} + y_k^t B_{k1} \leq c_0$$

$$y_0^t A_{k2} + y_k^t B_{k2} + w_k \leq d_k \quad \forall k = 1..u$$

$$y_0 \geq 0$$

$$y_k \geq 0 \quad \forall k = 1..u$$

$$w_k \text{ ilimitado} \quad \forall k = 1..u$$

O'Neil et al. mostram que y_0^* e w_k^* , constituem custos marginais de *PSMIP*. Suas demonstrações consistem em provar que os produtos das equações 2 e 7 forem precificadas aos valores y_0^* e w_k^* , o mercado se encontra em **equilíbrio competitivo**. Nesse caso, tais valores constituem custos marginais de seus respectivos produtos.

Os autores formulam então, o seguinte subproblema genérico para cada agente k , do mercado:

$$PSMIP_k(z_k^*): \min v_{PSMIP_k}(x_k, z_k) = c_k^t x_k + d_k^t z_k - P_0^t (A_{k1} x_k + A_{k2} z_k) - P_k^t z_k$$

s.a.

$$B_{k1} x_k + B_{k2} z_k \geq b_k$$

$$x_k \geq 0$$

$$z_k \in \{0,1\}^{n_2(k)}$$

Com os problemas do mercado (*PSMIP*) e de cada agente (*PSMIP_k*) formulados, O'Neil et al. definem o **equilíbrio competitivo** do mercado:

O mercado está em **equilíbrio competitivo** quando existem preços $\{P_0^*, P_k^*\} \forall k$ e quantidades $\{x_k^*, z_k^*\} \forall k$, tais que:

1. *PSMIP_k* é ótimo $\forall k$

2. O mercado se encontra em equilíbrio: $\sum_{k=1}^u A_{k1} x_k + \sum_{k=1}^u A_{k2} z_k \geq b_0$

Por definição, $PSMIP$ otimiza o bem-estar social satisfazendo a restrição $\sum_{k=1}^u A_{k1}x_k + \sum_{k=1}^u A_{k2}z_k \geq b_0$. Resta verificar se os valores $\{y_0^*, w_k^*\}$ constituem preços que otimizem os subproblemas $PSMIP_k$.

Utilizando a notação z_k^{**} para diferenciar o valor ótimo da variável z_k , no subproblema $PSMIP_k$, do lado direito da restrição $z_k = z_k^*$, no $PSLP$, tem-se as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), desses problemas:

$$0 \leq x_k^* \perp (y_0^{*t} A_{k1} + y_k^{*t} B_{k1} - c_0) \leq 0 \quad \forall k$$

$$0 \leq z_k^* \perp (y_0^{*t} A_{k2} + y_k^{*t} B_{k2} + w_k^* - d_k) \leq 0 \quad \forall k$$

$$0 \leq y_0^* \perp (\sum_{k=1}^u A_{k1}x_k^* + \sum_{k=1}^u A_{k2}z_k^{**} - b_0) \geq 0$$

$$0 \leq y_k^* \perp (B_{k1}x_k^* + B_{k2}z_k^{**} - b_k) \geq 0 \quad \forall k$$

$$w_k^*(z_k^{**} - z_k^*) = 0 \quad \forall k$$

Aplicando os valores $\{y_0^*, w_k^*\}$ aos preços $\{P_0, P_k\}$, temos os seguintes subproblemas:

$$PSMIP_k(z_k^*): \min v_{PSMIP_k}(x_k, z_k) = c_k^t x_k + d_k^t z_k - y_0^{*t}(A_{k1}x_k + A_{k2}z_k) - w_k^{*t}z_k$$

s.a.

$$B_{k1}x_k + B_{k2}z_k \geq b_k$$

$$x_k \geq 0$$

$$z_k \in \{0,1\}^{n_2(k)}$$

Seja $v_{PSMIP_k^*}$, o valor da função objetivo de $PSMIP_k$, calculada para os valores $\{x_k^*, z_k^*\}$. Os autores mostram que adicionando $y_k^*(B_{k1}x_k^* + B_{k2}z_k^{**} - b_k)$ à função objetivo (o resultado não se altera, uma vez que, das condições KKT, essa parcela tem resultado é nulo), chega-se a:

$$v_{PSMIP_k^*} = y_k^* b_k$$

Agora, seja $v_{PSMIP_k^{**}}$ o valor da solução ótima de $PSMIP_k$ e sejam $\{x_k^{**}, z_k^{**}\}$ soluções ótimas de $PSMIP_k$, adicionando o termo $-y_k^*(B_{k1}x_k^{**} + B_{k2}z_k^{**} - b_k)$, obtém-se:

$$vPSMIP_k^{**} \geq y_k^* b_k = vPSMIP_k^*$$

Logo, a preços $\{y_0^*, w_k^*\}$, nenhum agente consegue atuar com uma solução viável melhor do que solução ótima $vPSMIP^*$, proveniente do problema mestre $PSMIP$

Logo, os preços P_0 e P_k podem assumir os valores de y_0^* e w_k^* suportando o equilíbrio competitivo do mercado. Então, y_0^* e w_k^* são os custos marginais.

Entretanto, o artigo trata um caso estático enquanto o problema da expansão é dinâmico (com vários instantes de tempo). A fim de tratar o problema da expansão, esta tese estende a metodologia proposta por O'Neil para o caso dinâmico.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA O CASO DINÂMICO

A hipótese da tese proposta é que é possível aplicar ao problema dinâmico a mesma metodologia apresentada para o problema estático, no capítulo anterior.

A seguir, serão analisados dois casos do problema dinâmico:

- Instantes de tempo independentes. Quando as restrições de cada instante são isoladas umas das outras.
- Instantes de tempo com ligação intertemporal. Quando as restrições de cada instante possuem variáveis representando o próprio instante e um ou mais instantes anteriores. Neste trabalho será denominado ligações de *k*-ésimo nível as matrizes onde cada instante se conecta diretamente com, no máximo, *k* instantes anteriores.

3.1 PROBLEMA DINÂMICO COM INSTANTES INDEPENDENTES

O problema dinâmico com instantes independentes pode ser modelado da seguinte forma:

$$PIMIP: \min vPIMIP = \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt} x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt} z_{kt} \quad (8)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad \forall t = 1..p \quad (9)$$

$$B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (10)$$

$$z_{kt} \in \{0,1\}^{n_2(k,t)} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (11)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (12)$$

Onde:

- u é o número de agentes;
- p é o número de instantes de tempo;
- $x_{kt} \in \mathbb{R}^{n_1(k,t)}$ e $z_{kt} \in \mathbb{Z}^{n_2(k,t)}$ são vetores coluna representando as variáveis de operação e expansão, respectivamente, dos produtos do agente k , no instante t ;
- $c_{kt} \in \mathbb{R}^{n_1(k,t)}$ e $d_{kt} \in \mathbb{R}^{n_2(k,t)}$ são os benefícios associados aos produtos x_{kt} e z_{kt} , do agente k , no instante t ;
- $n_1(k, t)$ é a dimensão dos produtos operativos do agente k , no instante t ;
- $n_2(k, t)$ é a dimensão dos produtos de expansão do agente k , no instante t ;
- A_{k_1t} e A_{k_2t} são as matrizes dos coeficientes das restrições de atendimento à demanda, no instante t ;
- B_{k_1t} e B_{k_2t} são as matrizes dos coeficientes das restrições de operação, no instante t ;
- b_{0t} são os vetores coluna com os valores de demanda do instante de tempo t ;
- b_{kt} são os vetores coluna com os valores das restrições de operação de cada agente k , no instante de tempo t .

Sejam x_{kt}^* e z_{kt}^* os vetores de valores ótimos da solução $PIMIP^*$, formulamos problema linear $PILP$ abaixo:

$$PILP(z_{kt}^*): \min vPILP(z_{kt}^*) = \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt}^t x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt}^t z_{kt} \quad (13)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad \forall t = 1..p \quad (9)$$

$$B_{k_1t} x_{kt} + B_{k_2t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (10)$$

$$z_{kt} = z_{kt}^* \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (14)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (12)$$

Claramente, *PIMIP* pode ser subdividido em p problemas $PIMIP_t$ ($t = 1..p$) independentes:

$$PIMIP_t: \min vPIMIP_t = \sum_{k=1}^u c_{kt} x_{kt} + \sum_{k=1}^u d_{kt} z_{kt} \quad (15)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad (16)$$

$$B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall k = 1..u \quad (17)$$

$$z_{kt} \in \{0,1\}^{n_2(k,t)} \quad \forall k = 1..u \quad (18)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (19)$$

O problema *PIMIP* pode ser organizado em blocos e para isso, primeiramente é reescrito da seguinte forma:

$$\begin{array}{l}
 \min vPIMIP = \sum_{k=1}^u c_{k1} x_{k1} + \sum_{k=1}^u d_{k1} z_{k1} + \sum_{k=1}^u c_{k2} x_{k2} + \sum_{k=1}^u d_{k2} z_{k2} + \dots + \sum_{k=1}^u c_{kp} x_{kp} + \sum_{k=1}^u d_{kp} z_{kp} \\
 \text{s. a.} \\
 \begin{array}{r}
 \sum_{k=1}^u A_{k_1 1} x_{k1} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{01} \\
 \sum_{k=1}^u A_{k_1 2} x_{k2} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 2} z_{k2} \geq b_{02} \\
 \vdots \\
 \sum_{k=1}^u A_{k_1 p} x_{kp} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 p} z_{kp} \geq b_{0p} \\
 B_{k_1 1} x_{k1} + B_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{k1} \quad \forall k = 1..u \\
 B_{k_1 2} x_{k2} + B_{k_2 2} z_{k2} \geq b_{k2} \quad \forall k = 1..u \\
 \vdots \\
 B_{k_1 p} x_{kp} + B_{k_2 p} z_{kp} \geq b_{kp} \quad \forall k = 1..u \\
 z_{k1} \in \{0,1\}^{n_2(k,1)} \quad \forall k = 1..u \\
 z_{k2} \in \{0,1\}^{n_2(k,2)} \quad \forall k = 1..u \\
 \vdots \\
 z_{kp} \in \{0,1\}^{n_2(k,p)} \quad \forall k = 1..u \\
 x_{k1} \geq 0 \quad \forall k = 1..u \\
 x_{k2} \geq 0 \quad \forall k = 1..u \\
 \vdots \\
 x_{kp} \geq 0 \quad \forall k = 1..u
 \end{array}
 \end{array}$$

Na Figura abaixo, as linhas tracejadas indicam as divisões entre diferentes instantes de tempo, do *PIMIP*.

	PIMIP₁	PIMIP₂	PIMIP_p	
max $vPIMIP =$	$\sum_{k=1}^n c_{k1} x_{k1} + \sum_{k=1}^n d_{k1} z_{k1}$	$+ \sum_{k=1}^n c_{k2} x_{k2} + \sum_{k=1}^n d_{k2} z_{k2}$	$+ \dots + \sum_{k=1}^n c_{kp} x_{kp} + \sum_{k=1}^n d_{kp} z_{kp}$	
s. a.	$\sum_{k=1}^n A_{k11} x_{k1} + \sum_{k=1}^n A_{k21} z_{k1}$	$\sum_{k=1}^n A_{k12} x_{k2} + \sum_{k=1}^n A_{k22} z_{k2}$	$\sum_{k=1}^n A_{k1p} x_{kp} + \sum_{k=1}^n A_{k2p} z_{kp}$	= b_{01}
				= b_{02}
				= b_{0p}
	$B_{k11} x_{k1} + B_{k21} z_{k1}$	$B_{k12} x_{k2} + B_{k22} z_{k2}$	$B_{k1p} x_{kp} + B_{k2p} z_{kp}$	= $b_{k1} \quad \forall k = 1..n$
				= $b_{k2} \quad \forall k = 1..n$
				= $b_{kp} \quad \forall k = 1..n$
	z_{k1}	z_{k2}	z_{kp}	= $\{0,1\}^{n \times (k,1)} \quad \forall k = 1..n$
				= $\{0,1\}^{n \times (k,2)} \quad \forall k = 1..n$
				= $\{0,1\}^{n \times (k,p)} \quad \forall k = 1..n$
	x_{k1}	x_{k2}	x_{kp}	= 0 $\quad \forall k = 1..n$
				= 0 $\quad \forall k = 1..n$
				= 0 $\quad \forall k = 1..n$

Figura 3.1 – Decomposição do problema com instantes independentes

É fácil verificar que cada subproblema corresponde exatamente ao problema do caso estático e ainda, que $vPIMIP = \sum_{t=1}^p vPIMIP_t$.

Sejam $vPIMIP_t^* = \min(vPIMIP_t)$ e $vPIMIP^* = \min(vPIMIP)$, temos que $\sum_{t=1}^p vPIMIP_t^* = \sum_{t=1}^p \min(vPIMIP_t)$. Como os problemas são independentes, $\sum_{t=1}^p \min(vPIMIP_t) = \min(\sum_{t=1}^p vPIMIP_t) = \min(\sum_{t=1}^p vPIMIP)$.

Nesse caso, seguindo os resultados de O’Neil, et al. (2005), pode-se aplicar a metodologia dos autores e utilizar as variáveis duais do problema relaxado, com as restrições fixando as variáveis z_{kt} nos valores obtidos com a solução do $PIMIP_t$ como CME.

Entretanto, a independência intertemporal é um caso muito específico e de representação pouco realista, pois a solução poderia apresentar componentes de z_{kt} positivos em um instante t e nulos em um instante posterior $t + \Delta t$, o que significaria que uma usina poderia construir e destruir usinas com o passar do tempo.

Além disso, também há restrições de balanço hídrico entre os instantes de tempo, ligados principalmente por variáveis de volume de reservatório.

Outras considerações em modelos mais representativos consideram o tempo de deslocamento da água entre os postos de afluência e a decisão antecipada de utilização de usinas movidas a GNL.

Em outras palavras, esse modelo não carrega informação ao longo do tempo. Uma abordagem mais prática considera ao menos a ligação direta entre instantes de tempo imediatamente vizinhos, como abordado no próximo tópico.

3.2 PROBLEMA DINÂMICO COM CONEXÃO INTERTEMPORAL

Este tópico trata de problemas que possuem ligação intertemporal de primeiro nível. Nesses problemas, cada instante é conectado na matriz de restrições com o instante imediatamente vizinho. Ou seja, existe ao menos uma restrição de algum instante k_1 , que possui variáveis do instantes k_1 e $k_1 - 1$ e nenhum instante k_2 com alguma restrição que possua variáveis dos instantes $k_2 - j$, tal que $j \geq 2$.

Esse problema pode ser modelado da seguinte forma:

$$PDMIP: \min vPDMIP = \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt} x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt} z_{kt} \quad (20)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad \forall t = 1..p \quad (21)$$

$$B_{k_1 1} x_{kt} + B_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{k1} \quad \forall k = 1..u \quad (22)$$

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)} + F_{k_2 t} z_{k(t-1)} + B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall t = 2..p, k = 1..u \quad (23)$$

$$z_{kt} \in \{0,1\}^{n_2(k,t)} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (24)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (25)$$

Nesse modelo, os instantes de tempo são interconectados pelas restrições operativas (equação 23).

Sejam x_{kt}^* e z_{kt}^* os vetores de valores ótimos da solução $PDMIP^*$, temos a seguinte formulação do problema linear primal:

$$PDLP(z_{kt}^*): \min vPDLP(z_{kt}^*) = \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt}^t x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt}^t z_{kt} \quad (20)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad \forall t = 1..p \quad (21)$$

$$B_{k_1 1} x_{k1} + B_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{k1} \quad \forall k = 1..u \quad (22)$$

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)} + F_{k_2 t} z_{k(t-1)} + B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (23)$$

$$z_{kt} = z_{kt}^* \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (26)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (25)$$

E seu dual:

$$DDL(z_{kt}^*): \max vDDL(z_{kt}^*) = \sum_{t=1}^p y_{0t}^t b_{0t} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p y_{kt}^t b_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p w_{kt}^t z_{kt}^* \quad (27)$$

s.a.

$$y_{0t}^t A_{k_1 t} + y_{kt}^t B_{k_1 t} + y_{k(t+1)}^t F_{k_1(t+1)} \leq c_{kt} \quad \forall t = 1..p-1, k = 1..u \quad (28)$$

$$y_{0t}^t A_{k_2 t} + y_{kt}^t B_{k_2 t} + y_{k(t+1)}^t F_{k_2(t+1)} + w_{kt} \leq d_{kt} \quad \forall t = 1..p-1, k = 1..u \quad (29)$$

$$y_{0p}^t A_{k_1 p} + y_{kp}^t B_{k_1 p} \leq c_{kp} \quad \forall k = 1..u \quad (30)$$

$$y_{0p}^t A_{k_2 p} + y_{kp}^t B_{k_2 p} + w_{kp} \leq d_{kp} \quad \forall k = 1..u \quad (31)$$

$$w_{kt} \text{ irrestrito} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (32)$$

$$y_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 0..u \quad (33)$$

Observe que cada instante, exceto o primeiro, é conectado ao instante imediatamente anterior, através dos blocos F_{k1} e F_{k2} . Com o problema conexo, a matriz de restrições não é facilmente decomposta conforme descrito no caso com instantes independentes.

Para demonstrar que um mercado com os preços equivalentes aos valores das variáveis duais do $PDLP(z_{kt}^*)$ encontra-se em equilíbrio competitivo, é necessário verificar se o mercado é ótimo, equilibrado e se cada agente atua de maneira otimizada.

Tem-se que $vPDLP(z_{kt}^*)^* = vPDMIP^*$, uma vez que $PDLP(z_{kt}^*)$ é equivalente ao $PDMIP$ apenas com a adição das restrições que forçam as variáveis inteiras a assumirem o valor ótimo. E pela dualidade, tem-se que $vPDLP(z_{kt}^*)^* = vDDL P(z_{kt}^*)^*$. Assim, a solução ótima dos problemas lineares (primal e dual) também é solução ótima do problema inteiro:

$$vPDMIP^* = vPDLP(z_{kt}^*)^* = vDDL P(z_{kt}^*)^*$$

Com o problema geral definido, pode-se agora, trabalhar o problema descentralizado de cada agente, por instante de tempo, que é formulado de maneira diferente para o primeiro instante ($t = 1$), para os instantes $t = 2, \dots, p - 1$ e para o último instante ($t = p$). Sejam P_{0t} ($\forall t = 1 \dots p$), o preço de atendimento às restrições da equação 21 e P_{kt} ($\forall t = 1..p, k = 1..u$), o preço de atividade do agente k , no instante t , apresenta-se as três formulações a seguir.

Foi utilizada a notação z_{kt}^{**} para identificar o valor ótimo de z_{kt} , solução de $PDLP(z_{kt}^*)$, a fim de diferenciá-lo do valor z_{kt}^* , lado direito das restrições determinadas pela equação 26.

3.2.1 Problema descentralizado do agente k , instante $t=1$

$$PDMIP_{k1}: \min vPDMIP_{k1} = c_{k1}^t x_{k1} + d_{k1}^t z_{k1} - P_{01}^t (A_{k11} x_{k1} + A_{k21} z_{k1}) - P_{k1}^t z_{k1} \quad (34)$$

s.a.

$$B_{k11} x_{k1} + B_{k21} z_{k1} \geq b_{k1} \quad (35)$$

$$F_{k12} x_{k1} + F_{k22} z_{k1} \geq b_{k2} - (B_{k12} x_{k2}^* + B_{k22} z_{k2}^{**}) \quad (36)$$

$$x_{k1} \geq 0 \quad (37)$$

$$z_{k1} \in Z^k \quad (38)$$

3.2.2 Problema descentralizado do agente k , instante $t \in [2, (p - 1)]$

$$PDMIP_{kt} : \min vPDMIP_{kt} = c_{kt}^t x_{kt} + d_{kt}^t z_{kt} - P_{0t}^t (A_{k_1 t} x_{kt} + A_{k_2 t} z_{kt}) - P_{kt}^t z_{kt} \quad (39)$$

s.a.

$$B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} - (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**}) \quad (40)$$

$$F_{k_1(t+1)} x_{kt} + F_{k_2(t+1)} z_{kt} \geq b_{k(t+1)} - (B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**}) \quad (41)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad (42)$$

$$z_{kt} \in Z^k \quad (43)$$

3.2.3 Problema descentralizado do agente k , instante $t = p$

$$PDMIP_{kp} : \min vPDMIP_{kp} = c_{kp}^t x_{kp} + d_{kp}^t z_{kp} - P_{0p}^t (A_{k_1 p} x_{kp} + A_{k_2 p} z_{kp}) - P_{kp}^t z_{kp} \quad (44)$$

s.a.

$$B_{k_1 p} x_{kp} + B_{k_2 p} z_{kp} \geq b_{kp} - (F_{k_1 p} x_{k(p-1)}^* + F_{k_2 p} z_{k(p-1)}^{**}) \quad (45)$$

$$x_{kp} \geq 0 \quad (46)$$

$$z_{kp} \in Z^k \quad (47)$$

3.2.4 Problema descentralizado para os instantes $t \in [2, (p - 1)]$

Neste documento será demonstrado para o intervalo de instantes $t = [2, p - 1]$ que P_{0t} e P_{kt} podem assumir os valores y_{0t}^* e y_{kt}^* (soluções do $DDL P(z_{kt}^*)$ e duais do $PDL P(z_{kt}^*)$), mantendo o mercado em equilíbrio competitivo. Concluindo assim, que as variáveis duais do $PDL P(z_{kt}^*)$ podem constituir custos marginais do $PDMIP$.

O equilíbrio competitivo do $PDMIP$ é atingido quando temos preços P_{0t}^* ($\forall t = 1..p$), e P_{kt}^* ($\forall t = 1..p, k = 1..u$) aplicados às soluções $\{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$, tais que:

- 1 Os valores $\{P_{0t}^*, P_{kt}^*\}$ em $\{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$ otimizam $PDMIP_{kt}$ ($\forall t = 1..p, k = 1..u$)
- 2 O mercado é equilibrado: $\sum_{k=1}^u A_{k_1t} x_{kt}^* + \sum_{k=1}^u A_{k_2t} z_{kt}^{**} \geq b_{0t}$

De fato, sejam $\{y_{0t}^*, y_{kt}^*, w_{0t}^*\}$ soluções de $DDL P$, quando $P_{0t}^* = y_{0t}^*$ e $P_{kt}^* = w_{kt}^*$ o mercado está em equilíbrio competitivo para a solução $\{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$, do $PDMIP$.

3.2.5 Demonstração

As condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) são apresentadas abaixo:

$$0 \leq x_{kt}^* \perp (y_{0t}^* A_{k_1t} + y_{kt}^* B_{k_1t} + y_{k(t+1)}^* F_{k_1(t+1)} - c_{kt}) \leq 0 \quad (48)$$

$$\forall t = 1..p - 1, k = 1..u$$

$$0 \leq z_{kt}^{**} \perp (y_{0t}^* A_{k_2t} + y_{kt}^* B_{k_2t} + y_{k(t+1)}^* F_{k_2(t+1)} + w_{kt}^* - d_{kt}) \leq 0 \quad (49)$$

$$\forall t = 1..p - 1, k = 1..u$$

$$0 \leq x_{kp}^* \perp (y_{0p}^* A_{k_1p} + y_{kp}^* B_{k_1p} - c_{kp}) \leq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (50)$$

$$0 \leq z_{kp}^{**} \perp (y_{0p}^* A_{k_2p} + y_{kp}^* B_{k_2p} + w_{kp}^* - d_{kp}) \leq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (51)$$

$$0 = (z_{kt}^{**} - z_{kt}^*) \perp w_{kt}^* \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (52)$$

$$0 \leq \left(\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt}^* + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt}^{**} - b_{0t} \right) \perp y_{0t}^* \geq 0 \quad \forall t = 1..p \quad (53)$$

$$0 \leq \left(F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**} + B_{k_1 t} x_{kt}^* + B_{k_2 t} z_{kt}^{**} - b_{kt} \right) \perp y_{kt}^* \geq 0 \quad (54)$$

$$\forall t = 2..p, k = 1..u$$

$$0 \leq \left(B_{k_1 1} x_{k1}^* + B_{k_2 1} z_{k1}^{**} - b_{k1} \right) \perp y_{k1}^* \geq 0 \quad \forall k = 1..u \quad (55)$$

Fazendo $P_{0t}^* = y_{0t}^*$ e $P_{kt}^* = w_{kt}^*$, tem-se a seguinte formulação de $PDL P_{kt}$:

$$PDMIP_{kt} : \min PDMIP_{kt} = c_{kt}^t x_{kt} + d_{kt}^t z_{kt} - y_{0t}^{*t} (A_{k_1 t} x_{kt} + A_{k_2 t} z_{kt}) - w_{kt}^{*t} z_{kt} \quad (56)$$

s.a.

$$B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} - (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + z_{k(t-1)}^{**}) \quad (40)$$

$$F_{k_1(t+1)} x_{kt} + F_{k_2(t+1)} z_{kt} \geq b_{k(t+1)} - (B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**}) \quad (41)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad (42)$$

$$z_{kt} \in Z^k \quad (43)$$

Seja $vPDMIP_{kt}^*$ o valor da função objetivo de $PDMIP_{kt}$ em $\{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$. Fazendo a simples substituição desses valores, tem-se:

$$\begin{aligned} vPDMIP_{kt}^* &= c_{kt}^t x_{kt}^* + d_{kt}^t z_{kt}^{**} - y_{0t}^{*t} (A_{k_1 t} x_{kt}^* + A_{k_2 t} z_{kt}^{**}) - w_{kt}^{*t} z_{kt}^{**} \\ &= (c_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_1 t}) x_{kt}^* + (d_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_2 t} - w_{kt}^{*t}) z_{kt}^{**} \end{aligned}$$

Das restrições KKT, equação 54, aplicadas aos instantes t e $t+1$, pode-se adicionar:

$$y_{kt}^{*t} (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**} + B_{k_1 t} x_{kt}^* + B_{k_2 t} z_{kt}^{**} - b_{kt}) = 0$$

$$y_{k(t+1)}^{*t} (F_{k_1(t+1)} x_{kt}^* + F_{k_2(t+1)} z_{kt}^{**} + B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**} - b_{k(t+1)}) = 0$$

Obtendo:

$$\begin{aligned}
vPDMIP_{kt}^* &= (c_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_1 t} - y_{kt}^* B_{k_1 t} - y_{k(t+1)}^* F_{k_1(t+1)}) x_{kt}^* \\
&\quad + (d_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_2 t} - y_{kt}^* B_{k_2 t} - y_{k(t+1)}^* F_{k_2(t+1)} - w_{kt}^{*t}) z_{kt}^{**} \\
&\quad - y_{k(t+1)}^{*t} (B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**} - b_{k(t+1)}) \\
&\quad - y_{kt}^{*t} (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**} - b_{kt})
\end{aligned}$$

As equações adicionadas conectam o instante t com os instantes $t-1$ e $t+1$, respectivamente.

Como, das restrições KKT, equações 48 e 49, temos:

$$(c_{kt} - y_{0t}^{*t} A_{k_1 t} - y_{kt}^{*t} B_{k_1 t} - y_{k(t+1)}^{*t} F_{k_1(t+1)})^t x_{kt}^* = 0$$

$$(d_{kt} - y_{0t}^{*t} A_{k_2 t} - y_{kt}^{*t} B_{k_2 t} - y_{k(t+1)}^{*t} F_{k_2(t+1)} - w_{kt}^{*t})^t z_{kt}^{**} = 0$$

Então:

$$\begin{aligned}
vPDMIP_{kt}^* &= y_{k(t+1)}^{*t} (b_{k(t+1)} - B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* - B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**}) \\
&\quad + y_{kt}^{*t} (b_{kt} - F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* - F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**})
\end{aligned} \tag{57}$$

Supondo agora que $vPDMIP_{kt}^{**}$ seja o valor encontrado após a otimização do problema $PDMIP_{kt}$, com solução $\{x_{kt}^{**}, z_{kt}^{***}\}$. Assim, tem-se:

$$vPDMIP_{kt}^{**} = c_{kt}^t x_{kt}^{**} + d_{kt}^t z_{kt}^{***} - y_{0t}^{*t} (A_{k_1 t} x_{kt}^{**} + A_{k_2 t} z_{kt}^{***}) - w_{kt}^{*t} z_{kt}^{***}$$

$$vPDMIP_{kt}^{**} = (c_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_1 t}) x_{kt}^{**} + (d_{kt}^t - y_{0t}^{*t} A_{k_2 t} - w_{kt}^{*t}) z_{kt}^{***} \tag{58}$$

Como ainda não se sabe se $\{x_{kt}^{**}, z_{kt}^{***}\}$ também é solução do $PDLP(z_{kt}^*)$, ou seja, se $\{x_{kt}^{**}, z_{kt}^{***}\} = \{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$, não se pode, a princípio, aplicar as equações de ortogonalidade das condições KKT. Entretanto, pode-se aplicar as restrições do $PDMIP_{kt}$ e do $DDL P(z_{kt}^*)$.

- 1 Das restrições formuladas pela equação 33, do $DDL P(z_{kt}^*)$, temos:

$$y_{kt}^* \geq 0 \text{ e } y_{k(t+1)}^* \geq 0$$

- 2 Das restrições formuladas pelas equações 40 e 41 do $PDL P_{kt}$, observando a diferença entre a solução ótima $\{x_{kt}^{**}, z_{kt}^{***}\}$ das **variáveis** do $PDMIP_{kt}$ e os valores

$\{x_{k(t-1)}^*, z_{k(t-1)}^{**}\}$ e $\{x_{k(t+1)}^*, z_{k(t+1)}^{**}\}$ fixados no lado direito dessas restrições, temos:

$$B_{k_1 t} x_{kt}^{**} + B_{k_2 t} z_{kt}^{***} \geq b_{kt} - (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**})$$

$$F_{k_1(t+1)} x_{kt}^{**} + F_{k_2(t+1)} z_{kt}^{***} \geq b_{k(t+1)} - (B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**})$$

Que, reorganizando, encontra-se:

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + z_{k(t-1)}^{**} + B_{k_1 t} x_{kt}^{**} + B_{k_2 t} z_{kt}^{***} - b_{kt} \geq 0$$

$$F_{k_1(t+1)} x_{kt}^{**} + F_{k_2(t+1)} z_{kt}^{***} + B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**} - b_{k(t+1)} \geq 0$$

Juntando 1 e 2, tem-se:

$$-y_{kt}^* {}^t (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + z_{k(t-1)}^{**} + B_{k_1 t} x_{kt}^{**} + B_{k_2 t} z_{kt}^{***} - b_{kt}) \leq 0 \quad (59)$$

$$-y_{k(t+1)}^* {}^t (F_{k_1(t+1)} x_{kt}^{**} + F_{k_2(t+1)} z_{kt}^{***} + B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**} - b_{k(t+1)}) \leq 0 \quad (60)$$

Adicionando 59 e 60 ao lado direito da equação 58, conclui-se que:

$$vPDMIP_{kt}^{**} \geq (c_{kt} {}^t - y_{0t}^* {}^t A_{k_1 t}) x_{kt}^{**} + (d_{kt} {}^t - y_{0t}^* {}^t A_{k_2 t} - w_{kt}^* {}^t) z_{kt}^{***}$$

$$-y_{kt}^* {}^t (F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* + F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**} + B_{k_1 t} x_{kt}^{**} + B_{k_2 t} z_{kt}^{***} - b_{kt})$$

$$-y_{k(t+1)}^* {}^t (F_{k_1(t+1)} x_{kt}^{**} + F_{k_2(t+1)} z_{kt}^{***} + B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* + B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**} - b_{k(t+1)})$$

Reorganizando:

$$vPDMIP_{kt}^{**} \geq (c_{kt} {}^t - y_{0t}^* {}^t A_{k_1 t} - y_{kt}^* {}^t B_{k_1 t} - y_{k(t+1)}^* {}^t F_{k_1(t+1)}) x_{kt}^{**}$$

$$+ (d_{kt} {}^t - y_{0t}^* {}^t A_{k_2 t} - y_{kt}^* {}^t B_{k_2 t} - y_{k(t+1)}^* {}^t F_{k_2(t+1)} - w_{kt}^* {}^t) z_{kt}^{***}$$

$$+ y_{kt}^* {}^t (b_{kt} - F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* - F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**})$$

$$+ y_{k(t+1)}^* {}^t (b_{k(t+1)} - B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* - B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**})$$

Onde:

$x_{kt}^{**} \geq 0$ e $z_{kt}^{**} \geq 0$, por definição do problema;

$c_{kt}^t - y_{0t}^* A_{k_1 t} - y_{kt}^* B_{k_1 t} - y_{k(t+1)}^* F_{k_1(t+1)} \geq 0$, pois corresponde à equação 28, restrição do $DDL P(z_{kt}^*)$ e $\{y_{0t}^*, y_{kt}^*, y_{k(t+1)}^*\}$ são resultados de $DDL P(z_{kt}^*)$;

$d_{kt}^t - y_{0t}^* A_{k_2 t} - y_{kt}^* B_{k_2 t} - y_{k(t+1)}^* F_{k_2(t+1)} - w_{kt}^* \geq 0$, pois corresponde à equação 29, restrição do $DDL P(z_{kt}^*)$ e $\{y_{0t}^*, y_{kt}^*, y_{k(t+1)}^*\}$ são resultados de $DDL P(z_{kt}^*)$;

$y_{kt}^* (b_{kt} - F_{k_1 t} x_{k(t-1)}^* - F_{k_2 t} z_{k(t-1)}^{**}) + y_{k(t+1)}^* (b_{k(t+1)} - B_{k_1(t+1)} x_{k(t+1)}^* - B_{k_2(t+1)} z_{k(t+1)}^{**}) = vPDMIP_{kt}^*$, da equação 57.

Logo:

$$vPDMIP_{kt}^{**} \geq vPDMIP_{kt}^*.$$

Entretanto, $vPDMIP_{kt}^{**}$ é solução ótima de $vPDMIP_{kt}^*$.

Então, $\nexists vPDMIP_{kt} \mid vPDMIP_{kt} < vPDMIP_{kt}^{**}$. Logo, $vPDMIP_{kt}^{**} = vPDMIP_{kt}^*$.

Conclui-se então, que quando $P_{0t}^* = y_{0t}^*$ e $P_{kt}^* = w_{kt}^*$, então $\{x_{kt}^*, z_{kt}^{**}\}$ é solução ótima de $PDMIP_{kt} \forall k \in [1, u], t \in [2, (p-1)]$. Logo, $\sum_{t=2}^p PDMIP_{kt}$ é mínimo para todo k e cada agente atua no máximo em todo o horizonte entre 2 e $p-1$.

3.2.6 Exemplo Didático

Para fins didáticos é apresentado um caso exemplo de um sistema com somente duas usinas térmicas existentes, uma usina térmica candidata para expansão e três meses com demanda crescente.

Nas tabelas a seguir encontram-se os dados do exemplo:

Tabela 3.1 – Dados das usinas térmicas do caso exemplo

Térmica	Condição	Custo de geração (R\$/MWh)	Custo de Cosntrução (R\$)	Capacidade
1	Existente	20	NA	5
2	Existente	10	NA	5
3	Candidata	12	121	15

Tabela 3.2 – Demanda do caso exemplo

Mês	Demanda
1	5
2	16
3	25

A fim de favorecer a decisão da entrada da usina candidata em meses posteriores, seu custo de construção foi dividido em parcelas de modo a tornar gradualmente mais barata sua construção em meses avançados. Isso evita que o modelo decida construir a usina já no primeiro mês, quando a real necessidade de sua entrada seria mais tarde. Na tabela 3.3 são apresentados os valores de cada parcela e seu custo total de entrada para cada mês.

Tabela 3.3 – Custos de entrada da usina candidate do caso exemplo

Mês	Parcela na FO	Custo total
1	11	121
2	10	110
3	100	100

A seguir é apresentada a formulação do problema de programação inteira mista do caso exemplo:

$$\text{Min FO} = 20Q_{11} + 12Q_{21} + 10Q_{31} + 11Exp_{31} + 20Q_{12} + 12Q_{22} + 10Q_{32} + 10Exp_{32} + 20Q_{13} + 12Q_{23} + 10Q_{33} + 100Exp_{33}$$

s.a.

$Q_{11} + Q_{21} + Q_{31}$	$Q_{12} + Q_{22} + Q_{32}$	$Q_{13} + Q_{23} + Q_{33}$	= 5 = 16 = 26	Demanda
Q_{11} Q_{21} $Q_{31} - 15Exp_{31}$ Exp_{31}			≤ 5 ≤ 5 ≤ 5 ≤ 0	Operação mês 1
	Q_{12} Q_{22} $Q_{32} - 15Exp_{32}$ Exp_{32}		≤ 5 ≤ 5 ≤ 5 ≤ 0	Operação mês 2
		Q_{13} Q_{23} $Q_{32} - 15Exp_{33}$	≤ 5 ≤ 5 ≤ 5	Operação mês 3

$$Exp_{ij} \in \{0,1\}$$

Onde:

- Q_{ij} é a geração da usina i , no mês t ;
- Exp_{ij} é a variável binária que representa a existência da usina i , no mês t ;

- As restrições do tipo $Exp_{ij} - Exp_{i(j+1)} = 0$ garantem que a térmica 3 continuará no sistema a partir do primeiro mês em que ela entra no sistema;
- As restrições do tipo $Q_{ij} - 15 Exp_{ij} \leq 0$ garantem que a térmica 3 só pode gerar energia quando existir ($Exp_{ij} = 1$) e que sua geração é limitada a 15.

Seguindo a metodologia proposta, o MIPP acima é resolvido, com um custo total de R\$ 672,00 e expandindo o sistema com a entrada da térmica candidata no segundo mês. A tabela a seguir apresenta a geração calculada de cada térmica:

Tabela 3.4 – Geração térmica ótima do caso exemplo

Térmica	Geração		
	mês 1	mês 2	mês 3
1	0	0	5
2	5	5	5
3	1	11	15

A tabela abaixo apresenta os valores das variáveis inteiras referentes à expansão da térmica 3.

Tabela 3.5 – Resultados da expansão da térmica candidata, do caso exemplo

	Variável	Valor
mês 1	Exp_{31}	0
mês 2	Exp_{32}	1
mês 3	Exp_{33}	1

A próxima etapa consiste em eliminar as restrições de integralidade e adicionar restrições fixando os valores das variáveis inteiras à solução ótima acima, formulando o problema de programação linear abaixo.

$$\text{Min FO} = 20Q_{11} + 12Q_{21} + 10Q_{31} + 11\text{Exp}_{31} + 20Q_{12} + 12Q_{22} + 10Q_{32} + 10\text{Exp}_{32} + 20Q_{13} + 12Q_{23} + 10Q_{33} + 100\text{Exp}_{33}$$

s.a.

$Q_{11} + Q_{21} + Q_{31}$	$Q_{12} + Q_{22} + Q_{32}$	$Q_{13} + Q_{23} + Q_{33}$	$= 5$ $= 16$ $= 26$	Demanda
Q_{11} Q_{21} $Q_{31} - 15\text{Exp}_{31}$ Exp_{31}	$- \text{Exp}_{32}$		≤ 5 ≤ 5 ≤ 5 ≤ 0	Operação mês 1
Q_{12} Q_{22} $Q_{32} - 15\text{Exp}_{32}$ Exp_{32}	$- \text{Exp}_{33}$		≤ 5 ≤ 5 ≤ 5 ≤ 0	Operação mês 2
		Q_{13} Q_{23} $Q_{33} - 15\text{Exp}_{33}$	≤ 5 ≤ 5 ≤ 5	Operação mês 3
Exp_{31}	Exp_{32}	Exp_{33}	$= 0$ $= 1$ $= 1$	

Como demonstrado no tópico anterior, a solução do LPP é a mesma do MIPP. Entretanto, as variáveis duais do LPP são utilizadas para representar os custos marginais de expansão do sistema e se encontram listadas na Tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Demanda e CME do caso exemplo

	Demanda	CME
mês 1	5	20
mês 2	16	12
mês 3	25	20

Nesse exemplo, observa-se que o custo marginal do mês 2 é diminuí em relação ao mês 1, uma vez que o sistema é expandido nesse instante.

CAPÍTULO 4

MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Com o arcabouço teórico apresentado até o capítulo anterior, resta analisar o comportamento da metodologia proposta em uma aplicação prática. Com esse intuito, implementamos um modelo de planejamento energético, cuja formulação matemática é apresentada neste tópico.

Como o foco do trabalho está na proposta de uma nova metodologia, o modelo foi desenvolvido para analisar e validar o conceito. Nesse sentido, a formulação apresentada não se estende ao nível de detalhe dos modelos atualmente existentes. Assim como no Newave (Maceira, 2001), apenas as usinas térmicas são representadas individualmente. As variáveis e limites de geração e armazenamento das usinas hidráulicas, bem como as vazões, são consolidadas por subsistemas.

O modelo consiste em um problema de otimização inteira mista com o objetivo de minimizar o custo de suprimento energético e expansão da matriz elétrica, respeitando restrições operativas e atendimento à demanda. Embora seja possível estender a expansão para qualquer tipo de agente (capacidade hidráulica, térmica, linha de transmissão, etc) o modelo de planejamento desse trabalho trata apenas da expansão de usinas térmicas.

4.1 FORMULAÇÃO DO MODELO DE PLANEJAMENTO

A seguir, apresentamos a formulação matemática do modelo.

4.1.1 Função Objetivo

A função objetivo do problema consiste em minimizar o custo total de suprimento de energia, que engloba os custos de operação, de construção de novas usinas no

sistema e de déficit. O déficit de energia é formulado como uma térmica de custo elevado acima do custo da térmica mais cara do sistema e capacidade ilimitada. Assim, não diferenciamos a variável de déficit nesse trabalho.

$$PSIN: \min vPSIN \sum_{m=1}^{\theta} \sum_{t=1}^p \left(\sum_{q=1}^{\tau_m} v c_{q,m,t} T_{q,m,t} + \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,t}} v e_{e,m,t} E_{e,m,t} + \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,t}} b e_{e,m,t} G_{e,m,t} \right) \quad (61)$$

Onde:

θ é o número de subsistemas

p é o número de estágios

τ_m é o número de usinas térmicas existentes no submercado m

$\varepsilon_{m,t}$ é o número de usinas térmicas candidatas a serem construídas no subsistema m , no instante t .

$v c_{q,m,t}$ é o custo de geração da usina térmica q , do subsistema m , no instante de tempo t .

$T_{q,m,t}$ é a geração da usina térmica q , do subsistema m , no instante de tempo t .

$v e_{q,m,t}$ é o custo de geração da usina candidata e , do subsistema m , do instante t .

$E_{q,m,t}$ é a geração da usina candidata e , do subsistema m , do instante t .

$b e_{e,m,t}$ é o custo de construção (total ou parcela, conforme será explicado mais adiante) da usina candidata e , do subsistema m , no instante t .

$G_{e,m,t}$ é a variável binária representando a decisão de ativar ou não (1 ou 0, respectivamente) a operação da térmica e , do subsistema m , no estágio t .

4.1.2 Restrição de Balanço Hídrico

A restrição de balanço hídrico é uma restrição física que modela a utilização da água. Para cada período, toda a água turbinada, vertida e armazenada ao final do

período é proveniente da água já armazenada em reservatório ao final do período anterior e da vazão afluyente que chega em cada usina. Assim como em algumas versões do Newave (Maceira, 2001), o fechamento desse balanço é calculado por subsistema.

$$R_{m,t} + S_{m,t} + H_{m,t} - R_{m,(t-1)} = ENA_{m,t} \quad (62)$$

Onde:

$R_{m,t}$ é a energia armazenada em reservatório no subsistema m , ao final do estágio t .

$S_{m,t}$ é o vertimento do subsistema m , durante o estágio t .

$H_{m,t}$ é o despacho hidráulico no subsistema m , durante o estágio t .

$ENA_{m,t}$ é a energia natural afluyente (ENA) do subsistema m , no estágio t .

A ENA corresponde à vazão afluyente, usualmente expressa em m^3/s , convertida em energia, geralmente expressa em MWmed.

4.1.3 Restrição de Balanço Elétrico

Toda a energia gerada é imediatamente consumida e toda a demanda é integralmente atendida. Mesmo em uma situação crítica, com a representação da térmica fictícia de déficit, a demanda do modelo é atendida por essa térmica virtual. Como representamos o sistema dividido em subsistema conectados por linhas de transmissão (os intercâmbios), a transferência energética entre os subsistemas também é considerada na restrição de balanço elétrico.

$$H_{m,t} + \sum_{q=1}^{\tau_m} T_{q,m,t} + \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,s}} E_{e,m,t} + \sum_{o=1}^{\tau_o} I_{m,o,t} = D_{m,t} \quad (63)$$

- $I_{m,o,t}$ é a energia transferida entre os subsistemas m e o , no estágio t . É positiva se m envia energia para o subsistema o e negativa no sentido oposto.
- $D_{e,m,t}$ é a demanda de energia do subsistema m , no estágio t .

Atualmente o SIN conta com vértices de conexão em suas simulações. Esses vértices são localizações que conectam somente linhas de transmissão entre diferentes submercados, representados como pontos de cor azul, na figura abaixo.

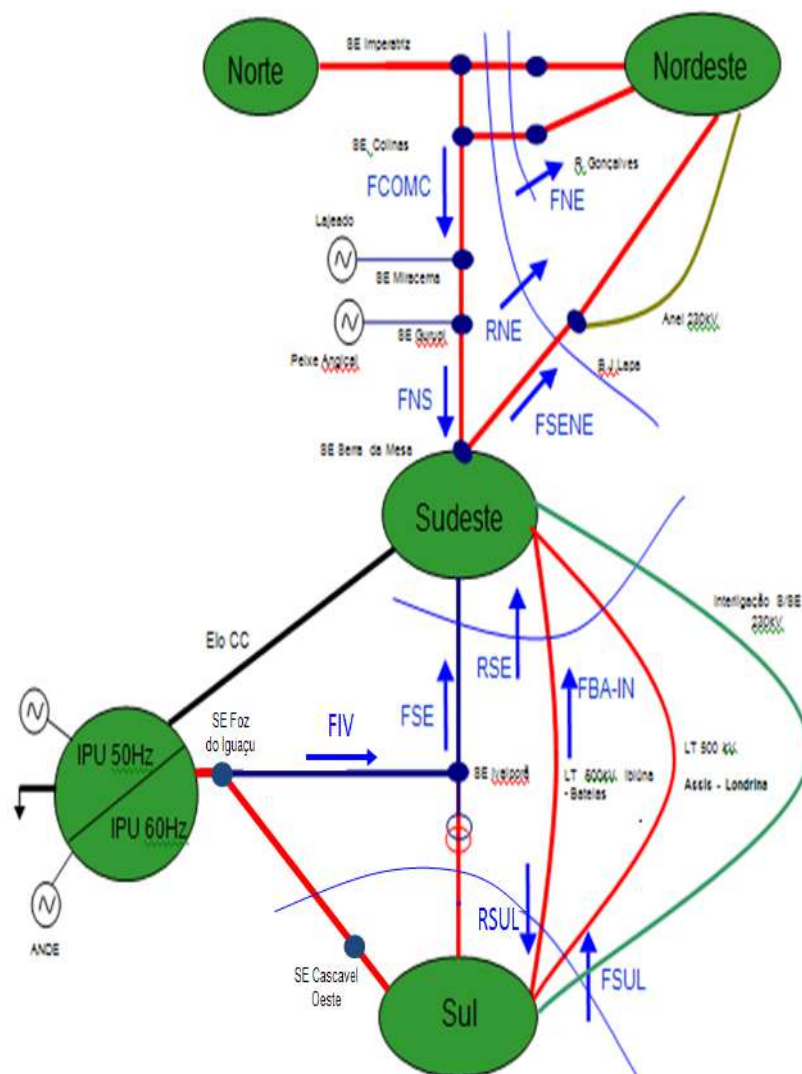


Figura 4.1 – Representação das linhas de transmissão no SIN (ONS, 2017c)

Alguns desses vértices são representados no Newave (Maceira, 2001) e Decomp (CEPEL, 2004), como é o caso de Imperatriz. A princípio, precisamos formular uma restrição onde a soma de todos os fluxos nesses vértices seja nula. Entretanto, para fim de tratamento conceitual, é possível tratar as restrições desses vértices como casos particulares da restrição de balanço energético. Para isso, basta considerarmos que esses vértices são subsistemas sem usinas, com demanda zero.

4.1.4 Restrição de Expansão da Capacidade

A capacidade de geração de cada usina candidata só é ativada, caso a usina seja ligada. Caso contrário, a usina tem limite de geração nulo:

$$-E_{e,m,t} + P_{e,m}G_{e,m,t} \geq 0 \quad (64)$$

- $P_{e,m}$ é a capacidade de geração da usina candidate e , do subsistema m .
- $G_{e,m,t}$ é a variável binária que representa a decisão de iniciar ou não (1 ou 0, respectivamente) a operação da usina candidata e , do subsistema m , no estágio t .

4.1.5 Restrição de continuidade da Expansão

Uma vez construída, a planta candidata não pode ser desativada e precisa permanecer ativa (mesmo que sem geração) durante todo o horizonte de estudo. Nesse caso, a restrição abaixo se encarrega de manter a usina disponível a partir da primeira vez em que sua variável binária assume valor 1:

$$G_{e,m,t} - G_{e,m,(t-1)} \geq 0 \quad (65)$$

4.1.6 Limites das variáveis

Naturalmente, assim como na vida real, as variáveis do modelo possuem capacidade de geração, armazenamento e transmissão limitadas:

$$li(T_{q,m,t}) \leq T_{q,m,t} \leq ls(T_{q,m,t}) \quad (66)$$

$$li(R_{m,t}) \leq R_{m,t} \leq ls(R_{m,t}) \quad (67)$$

$$li(S_{m,t}) \leq S_{m,t} \leq ls(S_{m,t}) \quad (68)$$

$$li(H_{m,t}) \leq H_{m,t} \leq ls(H_{m,t}) \quad (69)$$

$$li(I_{m,o,t}) \leq I_{m,o,t} \leq ls(I_{m,o,t}) \quad (70)$$

Onde li e ls são limites inferior e superior, respectivamente, de cada variável.

4.1.7 Taxa de desconto

No modelo, aplicamos uma taxa de desconto no custo de construção de cada usina, a fim de beneficiar a postergação da construção de uma usina candidata, evitando uma possível decisão de construção prematura. Como a restrição de continuidade da expansão garante que a usina continue disponível para despacho a partir da primeira vez em que $G_{e,m,t}$ assume valor 1, t e cada instante subsequente adiciona uma fração da taxa de desconto na função objetivo. O valor do último estágio representa o custo de construção com maior desconto dentro do horizonte de estudo.

Abaixo, apresentamos a formulação do custo de construção com a aplicação da taxa de desconto para cada estágio:

$$be_{e,m,t} = o_{e,m}[(1 - Tx)^{(t-1)} - (1 - Tx)^t] \quad \forall m = 1..p, t = 1..p, e = \varepsilon_{m,t} \quad (71)$$

$$be_{e,m,p} = o_{e,m}(1 - Tx)^{(t-1)} \quad \forall m = 1..p, e = \varepsilon_{m,p} \quad (72)$$

Onde:

Tx é a taxa de desconto.

$o_{e,m}$ é o custo de construção da térmica e , do submercado m , a valor presente.

Consideremos, por exemplo, uma taxa de desconto de 10% aplicada à uma usina térmica cujo custo de construção é de R\$100,000, em um modelo de 5 instantes de tempo. Dependendo de quando se decide construí-la, contamos com os seguintes custos totais de construção:

Tabela 4.1 – Custos de construção com taxa de desconto

Estágio	1	2	3	4	5
Custo de Construção (R\$ 1,000)	100	90	81	72.9	65.61

Nesse caso, o menor custo de construção possível R\$65,610. Na Tabela 4.2 apresentamos o vetor de custos de construção utilizado no modelo:

Tabela 4.2 – Vetor de custos de construção

Estágio	1	2	3	4	5
Fração de Custo de Construção (R\$ 1,000)	10	9	8.1	7.29	65.61

Assim, a partir do instante em que a planta for construída, a soma dos custos deste momento em diante é o custo total de construção, considerando a taxa de desconto.

4.2 ADEQUAÇÃO AO MODELO TEÓRICO

Com a formulação acima, resta ainda verificar se o modelo de planejamento se enquadra na metodologia proposta. Assim, verificamos abaixo se o *PSIN* pode ser representado conforme a formulação matricial utilizada nas demonstrações.

Considerando o bloco de um instante t , tal que $t > 1$ e rearranjando as variáveis da função objetivo e dos instantes $t-1$, nas equações 62 e 65, temos:

$$\min vPSIN = \dots + \sum_{m=1}^{\theta} \sum_{q=1}^{\tau_m} v c_{q,m,t} T_{q,m,t} + \sum_{m=1}^{\theta} \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,t}} v e_{e,m,t} E_{e,m,t} + \sum_{m=1}^{\theta} \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,t}} b e_{e,m,t} G_{e,m,t} \dots$$

$$H_{m,t} + \sum_{q=1}^{\tau_m} T_{q,m,t} + \sum_{e=1}^{\varepsilon_{m,t}} E_{e,m,t} + \sum_{o=1}^{\tau_o} I_{m,o,t} = D_{m,t} \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$-E_{e,m,t} + P_{e,m} G_{e,m,t} \geq 0 \quad \forall m = 1.. \emptyset, e = \varepsilon_{m,t}$$

$$-R_{m,(t-1)} + R_{m,t} + S_{m,t} + H_{m,t} = ENA_{m,t} \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$-G_{e,m,(t-1)} + G_{e,m,t} \geq 0 \quad \forall m = 1.. \emptyset, e = \varepsilon_{m,t}$$

$$li(T_{q,m,t}) \leq T_{q,m,t} \leq ls(T_{q,m,t}) \quad \forall m = 1.. \emptyset, 1 = 1.. \tau_m$$

$$li(R_{m,t}) \leq R_{m,t} \leq ls(R_{m,t}) \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$li(S_{m,t}) \leq S_{m,t} \leq ls(S_{m,t}) \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$li(H_{m,t}) \leq H_{m,t} \leq ls(H_{m,t}) \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$li(I_{m,o,t}) \leq I_{m,o,t} \leq ls(I_{m,o,t}) \quad \forall m = 1.. \emptyset, o = 1.. \tau_o$$

Cada subsistema, usina térmica (existente ou candidata) e intercâmbio podem ser representados por um agente. Podemos então, representar suas variáveis em vetores.

$$x_{m,t} = [R_{m,t} \ S_{m,t} \ H_{m,t}] \quad \forall m = 1.. \emptyset$$

$$x_{q,t} = [T_{q,m,t}] \quad \forall m = 1.. \emptyset, q = 1.. \tau_m$$

$$x_{m,o,t} = [I_{m,o,t}] \quad \forall m = 1.. \emptyset, o = 1.. \tau_o$$

$$x_{e,m,t} = [E_{e,m,t}] \quad \forall m = 1.. \emptyset, e = \varepsilon_{m,t}$$

$$z_{e,m,t} = [G_{e,m,t}] \quad \forall m = 1.. \emptyset, e = \varepsilon_{m,t}$$

Sejam $U_t = \cup (\emptyset, \tau_m, \tau_o, \varepsilon_{m,t})$ e $X_t = \cup (x_{m,t}, x_{q,t}, x_{m,o,t}, x_{e,m,t})$, temos que $\forall k \in U_t \exists x_{k,t} \in X_t$. Logo, podemos representar todos os agentes nos vetores $x_{k,t}$ e analogamente, todas as expansões nos vetores $z_{k,t}$, do *PDMIP*.

Como cada variável tem um custo associado (incluindo custo nulo), podemos facilmente chegar à representação da função objetivo do *PDMIP* (equação 20) para o instante t :

$$\min vPSIN = \dots + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt}^t x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt}^t z_{kt} + \dots$$

Seguindo a representação vetorial das variáveis, podemos representar as restrições de demanda (equação 63) também é um caso particular da equação 21, onde os coeficientes de z_{kt} são nulos, uma vez que as variáveis $E_{e,m,t}$ são reais com limite superior 0, quando $G_{e,m,t} = 0$ e positivo quando $G_{e,m,t} = 1$. Logo, a partir da restrição de demanda, chegamos à mesma representação de mercado do *PDMIP*, no instante t :

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t}$$

Onde b_{0t} é um vetor coluna com as demandas de cada subsistema (incluindo demanda nula para os vértices de interconexão de transmissão).

Analogamente, podemos construir as restrições de operação com as equações 62 e 64 a 70. Nesse caso, com as variáveis dentro do instante t construímos os blocos $B_{k_1 t}$ e $B_{k_2 t}$. As variáveis do instante $t-1$: $R_{m,(t-1)}$ e $-G_{e,m,(t-1)}$ são consideradas na construção dos blocos $F_{k_1 t}$ e $F_{k_2 t}$, respectivamente, chegando às restrições de operação do *PDMIP*, no instante t :

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)} + F_{k_2 t} z_{k(t-1)} + B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt}$$

Assim, podemos construir o instante t , do *PDMIP*:

$$\min vPSIN = \dots + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt}^t x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt}^t z_{kt} + \dots$$

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t}$$

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)} + F_{k_2 t} z_{k(t-1)} + B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt}$$

$$z_{kt} \in \{0,1\}^{n_2(k,t)}$$

$$x_{kt} \geq 0$$

Como no primeiro instante não há representação do instante $t-1$, suas restrições de operação não contam com os blocos $F_{k_1 t}$ e $F_{k_2 t}$. Logo:

$$B_{k_1 1} x_{k1} + B_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{k1}$$

Repetindo a representação para todos os instantes, retornamos à formulação do *PDMIP*, reconstruindo o problema:

$$PDMIP: \min vPDMIP = \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p c_{kt}^t x_{kt} + \sum_{k=1}^u \sum_{t=1}^p d_{kt}^t z_{kt} \quad (20)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^u A_{k_1 t} x_{kt} + \sum_{k=1}^u A_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{0t} \quad \forall t = 1..p \quad (21)$$

$$B_{k_1 1} x_{k1} + B_{k_2 1} z_{k1} \geq b_{k1} \quad \forall k = 1..u \quad (22)$$

$$F_{k_1 t} x_{k(t-1)} + F_{k_2 t} z_{k(t-1)} + B_{k_1 t} x_{kt} + B_{k_2 t} z_{kt} \geq b_{kt} \quad \forall t = 2..p, k = 1..u \quad (23)$$

$$z_{kt} \in \{0,1\}^{n_2(k,t)} \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (24)$$

$$x_{kt} \geq 0 \quad \forall t = 1..p, k = 1..u \quad (25)$$

Com isso, concluímos que o modelo é um caso particular do PDMIP e podemos aplicar a metodologia proposta.

CAPÍTULO 5

EXPERIMENTO NUMÉRICO

O modelo de despacho apresentado no tópico anterior foi implementado em Matlab (MathWorks, 2017), otimizado com o Lp_solve (Lp Solve, 2017) e alimentado com dados do PDE 2022 (EPE, 2013). O código fonte encontra-se aberto no Anexo II e os arquivos auxiliares, necessários para execução, encontram-se no Anexo III.

O PDE 2022 conta com 10 subsistemas: Sudeste, Sul, Nordeste, Norte, Itaipu, Acre, Manaus, Belo Monte, Teles Pires e Paraná.

As informações de capacidade de geração hidráulica e energia armazenada, foram obtidas a partir da totalização das capacidades das usinas cadastradas em cada subsistema.

As usinas térmicas foram simuladas individualmente e seus dados são públicos, disponibilizados no deck de dados do PDE 2022.

O horizonte de tempo foi de 16 anos, divididos em intervalos mensais, totalizando 192 instantes de tempo.

A Média de Longo Termo (MLT) corresponde à média histórica de ENA para cada mês. Os valores de MLT foram obtidos a partir do cálculo da média histórica dos resultados da execução do programa Newave (Maceira, 2001) com os dados do PDE 2022.

Além desses dados, foi necessário considerar algumas premissas, que estão listadas abaixo:

- Níveis iniciais de reservatórios: 65% de sua capacidade máxima para todos os subsistemas.
- ENA: Foram realizadas inúmeras simulações considerando um percentual constante da MLT para todo o horizonte, a fim de escolher os cenários mais adequados para análise.

Após a execução verificamos que alguns cenários são muito críticos e as usinas candidatas não foram suficientes para impedir que esses cenários atingissem a térmica de déficit até o fim do período de estudo.

Outros cenários são muito favoráveis e seria necessário um crescimento ainda maior de demanda para que os preços saíssem de patamares muito baixos.

Com a finalidade de analisar o comportamento dos resultados para as variações de ENA, apresentamos abaixo o gráfico com o CME médio anual do SIN dos principais resultados (excluindo cenários muito críticos ou favoráveis e selecionando cenários com distância padrão de 4% entre si).

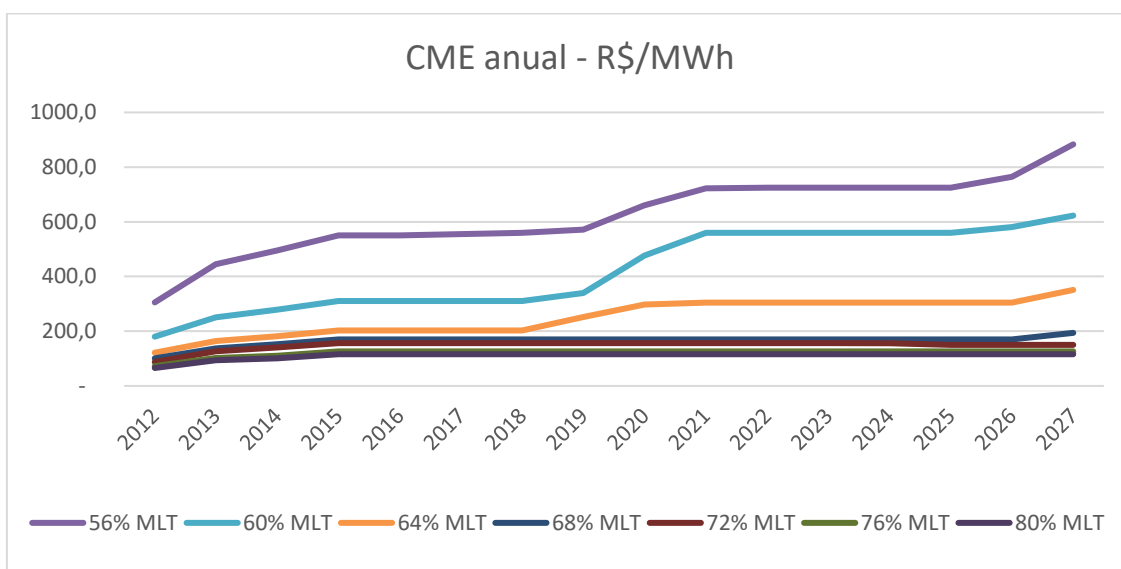


Figura 5.1 – CME's anuais dos principais resultados

Após essas simulações, executamos alguns desses cenários sem térmicas candidatas, ou seja, sem permitir a expansão. Com esses comparativos decidimos adotar ENA de 72% da MLT para todos os subsistemas ao longo do horizonte de estudo para realizar as próximas etapas de testes. Como a hidrologia se repete ao longo de todos os anos do estudo, proteger o sistema desse cenário de vazões somente com a expansão é um nível de proteção bastante seguro. Principalmente quando um ano com vazões de 72% da hidrologia se encontra abaixo do percentil 5% do histórico de energia afluyente.

No gráfico abaixo apresentamos a evolução anual de CME para o caso escolhido.

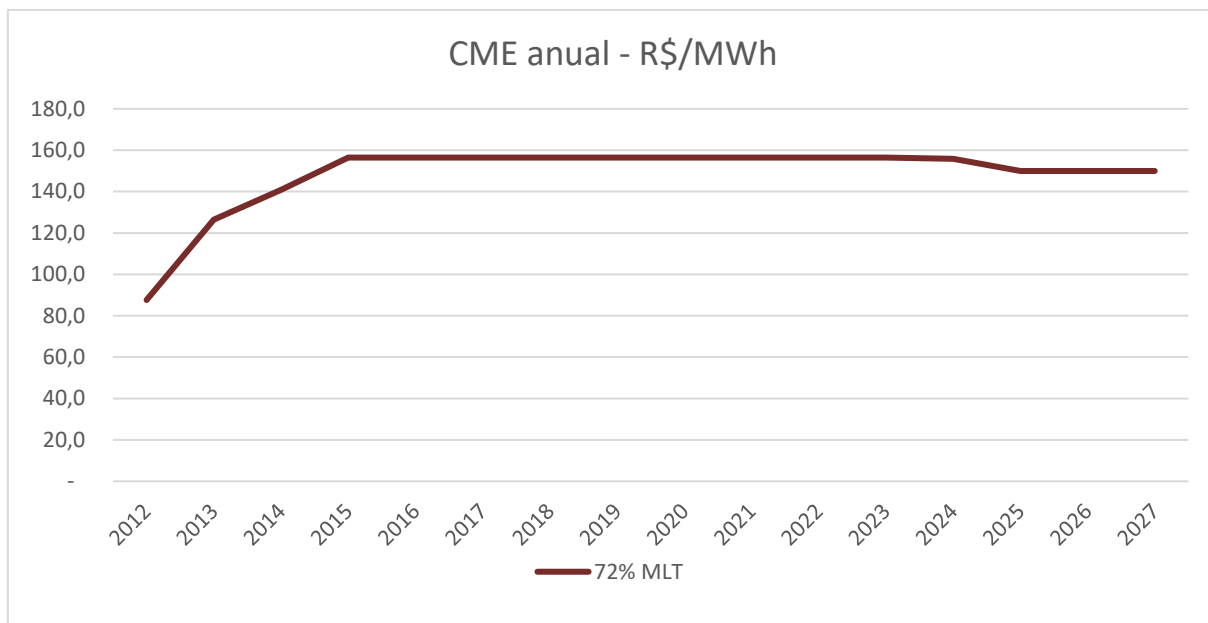


Figura 5.2 – CME anual médio da simulação a 72% da MLT

No próximo tópico são apresentadas análises mais detalhadas dos resultados desse caso.

- Blocos de térmicas candidatas: com base nas premissas de gás do WEIO 2014 (International Energy Agency, 2014), configuramos quatro plantas candidatas representando blocos de expansão. Cada bloco possui diferentes capacidades, custos de construção e custo variável e pode corresponder à entrada de uma usina ou um conjunto de usinas. A Tabela 5.1 apresenta os dados de cada bloco.

Tabela 5.1 – Blocos de térmicas candidatas

Bloco	Capacidade (MWmed)	Custo variável (R\$/MWh)	Subsistema	Custo de Cosntrução (R\$ MM)
1	500.00	500.00	1	1,274
2	1000.00	200.00	1	2,548
3	5000.00	150.00	1	12,740
4	5000.00	100.00	1	15,288

A fim de analisar o modelo teórico, calculamos os custos marginais utilizando a metodologia proposta. Com os custos marginais calculados, realizamos simulações de sensibilidade adicionando 1 MWh de demanda a cada um dos 10 subsistemas e 192 intervalos de tempo, criando um total de 1.920 MIPP's *PSIN* e resolvendo cada um individualmente para então comparar os resultados de suas funções objetivos com a do caso base.

5.1 RESULTADOS

Com ENA de 72% da MLT e reservatórios iniciais de 65%, a configuração do Sistema se mostrou saudável, porém cara, atingindo custos marginais de até 580.30 R\$/MWh e um custo marginal médio de 551.65 R\$/MWh para todo o horizonte e todos os subsistemas, caso não seja permitida a entrada de novas usinas (além das já programadas no PDE). O gráfico abaixo apresenta a evolução dos custos marginais obtidos.

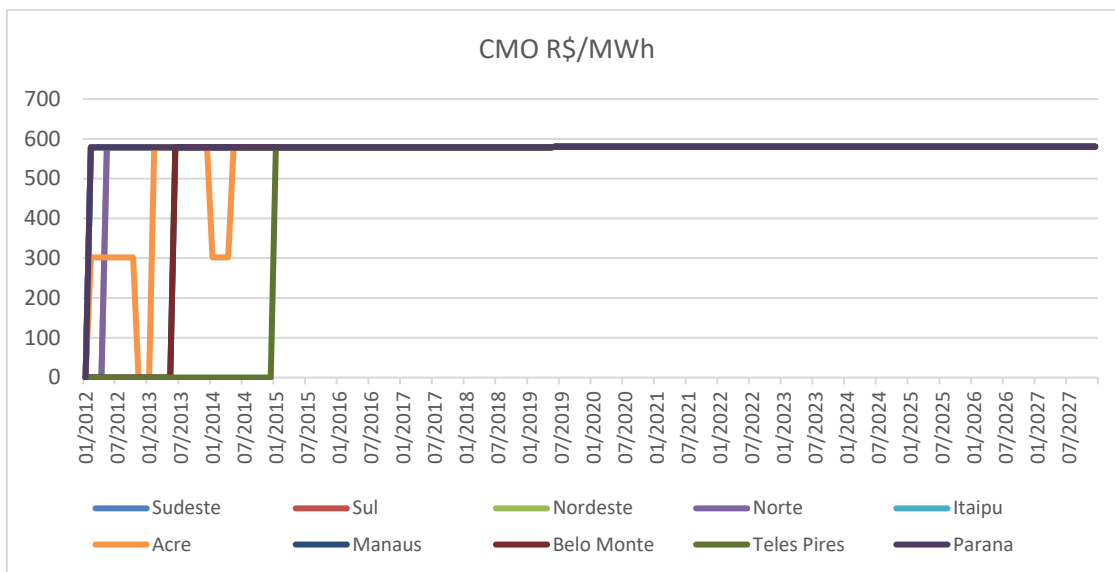


Figure 5.3 – Custo Marginal de Operação do sistema estático.

Custos marginais nessa magnitude tornam a expansão vantajosa, forçando a expansão quando entramos com os blocos de térmicas candidatas. Nesse caso, considerando o custo de construção, capacidade e custo variável de cada bloco, o modelo decide iniciar a operação do bloco 4 no estágio 2 e do bloco 3, no estágio 150.

Nesse experimento, o modelo expandiu aumentando a capacidade instalada em expressivos 10 GW a um custo de aproximadamente R\$ 27 milhões, desconsiderando a taxa de desconto.

A Capacidade total de despacho térmico com a expansão é apresentada no gráfico abaixo:

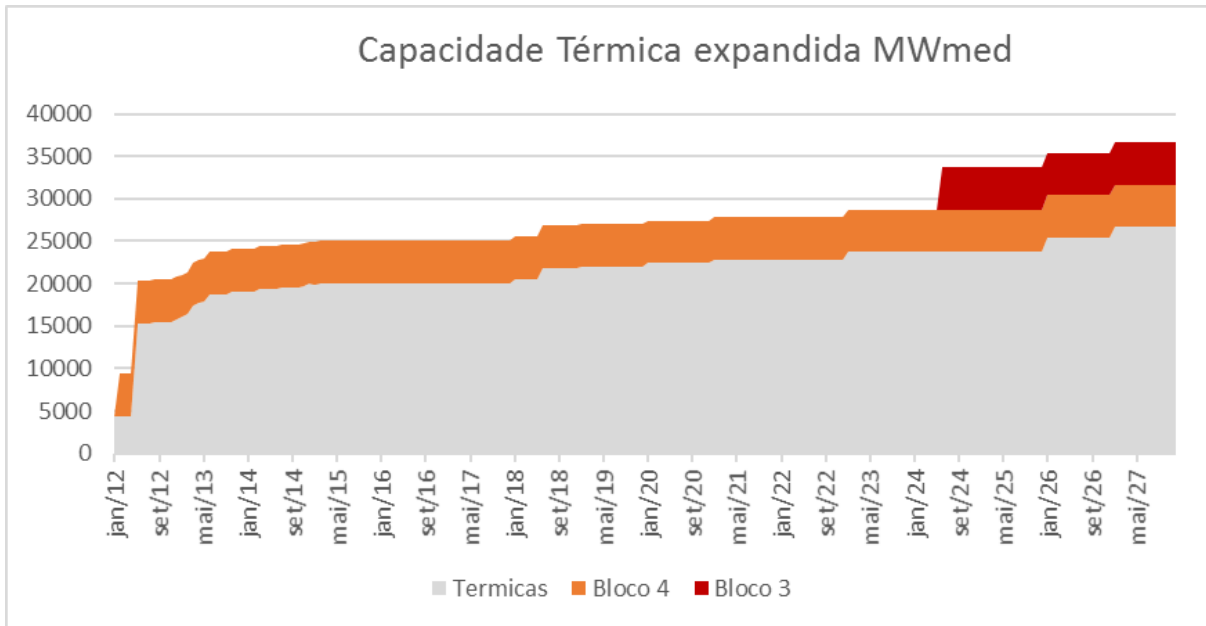


Figura 5.4 – Capacidade de geração térmica

Com a expansão desses dois blocos, os custos marginais obtidos caem para uma média 148.13 R\$/MWh e um valor máximo de 156.45 R\$/MWh.

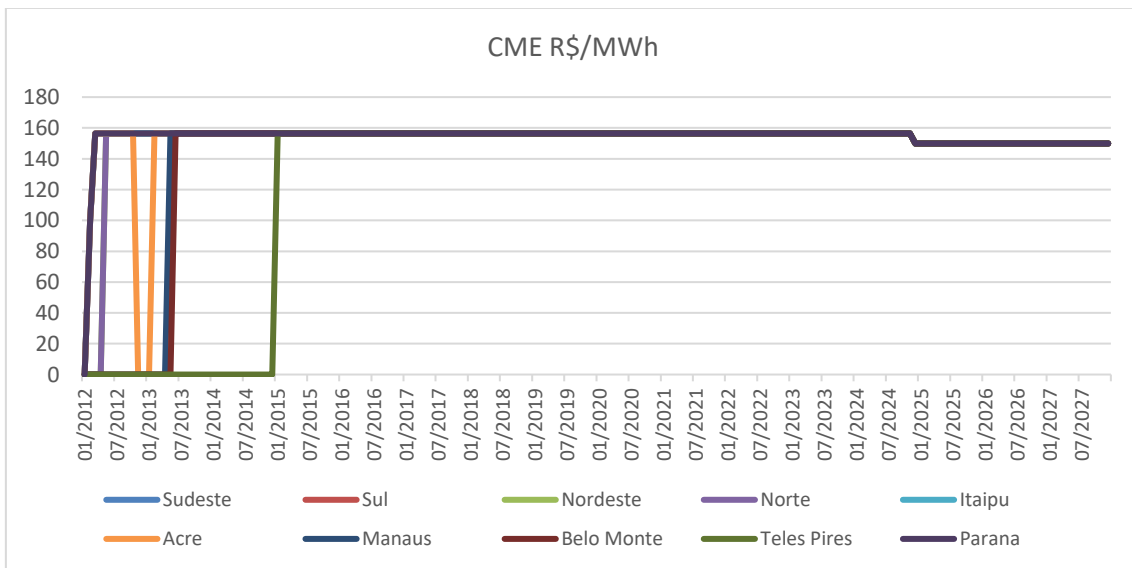


Figure 5.5. Custo Marginal de Expansão

Com esses valores em mãos, executamos a simulação de sensibilidade explicada anteriormente, resolvendo um problema para cada subsistema e estágio, variando a restrição de demanda em uma unidade. Nessa simulação, encontramos exatamente os mesmos custos marginais do LPP que resultou no gráfico acima.

Observa-se uma queda no CME a partir de dezembro de 2024. Essa queda se deve à entrada do bloco de térmicas 3, cujo CVU é de 150 R\$/MWh (valor do CME a partir da entrada do bloco).

O PDE 2022, referência dessa simulação, sinalizava a expansão de um total de 26.6 GW de capacidade instalada e o CME adotado era de 108,00 R\$/MWh. Entretanto, esse valor não representa a capacidade de atendimento, à demanda, uma vez que boa parte do parque está sujeito a regimes sazonais de geração (hidrologia, ventos e safra). Assim, para calcular uma estimativa de capacidade de atendimento, foram considerados os fatores de capacidade apresentados na tabela abaixo.

Tabela 5.2 – Expansão por fonte (EPE, 2013)

	Potência (MW)	Fator de Capacidade	Capacidade de Atendimento
UTE	1,500	1.0	1,500
UHE	12,965	0.5	6,483
eol/bio/pch	12,140	0.4	4,856
Total	26,605		12,839

Considerando os fatores de capacidade acima, a expansão sinalizada para o parque gerador do PDE somava uma capacidade de atendimento de aproximadamente 12.8 GWmed, sendo 11.3 GWmed sujeitos às adversidades climáticas.

Comparativamente, os resultados obtidos nessa simulação sinalizam a expansão de 10 GW de térmicas, e a capacidade de atendimento ficou 2.8 GWmed abaixo da sinalizada pelo PDE.

Embora o CME do modelo (148,00 R\$/MWh) seja mais alto que o do PDE, esse valor traz mais segurança para o sistema, pois a expansão exclusivamente térmica não está sujeita a fatores climáticos. Além disso, indicando uma expansão de valor mais elevado (porém, realista e justificável) o setor se apresenta mais atraente para investidores, aumentando a concorrência. Com uma concorrência maior e participação de investidores cada vez mais sólidos, há um potencial ganho de segurança na entrada de novos empreendimentos: menos atrasos nas obras de construção e maior número de projetos finalizados.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

O custo marginal de expansão é um tema de suma importância sócio econômica e de elevada complexidade. Esta tese propõe uma nova metodologia para o cálculo do parâmetro, diferente das empregadas atualmente no Brasil. Por ser uma metodologia derivada de problemas de otimização, necessita de um problema matemático que se enquadre no modelo teórico para aplicação. Nesse sentido, além da proposta teórica, desenvolvemos o modelo matemático.

Foram realizadas as demonstrações necessárias para sustentar o modelo teórico, que se mostrou adequado e foi colocado em prática com o modelo matemático. A simulação para análise de sensibilidade demandou grande esforço computacional, mas mostrou que os resultados numéricos se comportaram como esperado, de acordo com as hipóteses assumidas.

A metodologia parte da solução de um problema de programação inteira, entretanto ela não depende do método de solução utilizado para encontrar a solução ótima. Por se tratar de um problema simplificado, utilizado para validação da metodologia, utilizamos técnicas comuns de solução de programação inteira. Contudo, em um problema de maior porte pode ser vantajosa a aplicação de métodos mais ágeis, como algoritmos genéticos (Kazay, 2001), desde que garantam a otimalidade, uma vez que a metodologia proposta se baseia na otimalidade do problema.

Além de apresentarmos uma nova abordagem para cálculo do custo marginal de expansão, acreditamos também na proposta de aplicação do modelo matemático desenvolvido para decisões de expansão do setor elétrico brasileiro. Entretanto, consideramos que seja apenas um protótipo inicial, necessitando melhorias e refinamento para melhor aderência à realidade.

Em geral, o planejamento envolve metas e objetivos bem definidos enquanto a operação lida com as adversidades do dia a dia, se adaptando e tomando decisões condicionadas aos acontecimentos de curto prazo para atingir os objetivos do planejamento.

No caso da expansão do sistema elétrico, por se tratar de planejamento e não de operação, acreditamos que a aplicação de um modelo determinístico, seguindo critérios bem definidos como nível de proteção do sistema e diretrizes de desenvolvimento de diferentes fontes de energia, seja mais adequada para apoiar as decisões de planejamento do que um modelo estocástico baseado no cálculo de políticas que, por sua vez, é mais apropriado para a tomada de decisões de operação.

Desse modo, antes de iniciar o planejamento devemos saber do que queremos nos proteger, como por exemplo, a repetição de uma energia natural afluyente desfavorável, a repetição histórica de vazões ou a pior sequência histórica de vazões.

Um modelo determinístico atualmente utilizado no setor está na metodologia de cálculo da garantia física do sistema, quando os modelos calculam a chamada Energia Firme, que consiste na energia que as hidráulicas são capazes de suprir caso ocorra o período crítico do sistema (intervalo onde o sistema poderia consumir completamente os reservatórios). Maiores detalhes sobre energia firme e período crítico podem ser encontrados em (CEPEL, 2007).

Além de ser uma referência de aplicação de um modelo determinístico no setor elétrico brasileiro, o período crítico também se enquadraria como um parâmetro mais agressivo de nível de proteção.

Com relação à demanda de energia, embora também seja acompanhada de incertezas, as decisões de planejamento podem ser eficientes e responder às oscilações de previsão, principalmente considerando os seguintes aspectos:

- Mesmo considerando incertezas, as variações de projeção de demanda podem ser percebidas a tempo de uma nova ação de planejamento.
- O planejamento pode ser revisto periodicamente. Isso já ocorre anualmente, sob responsabilidade da EPE.
- Em vista da necessidade de ajustes para complementar uma demanda subestimada, o governo pode realizar novos leilões de energia para expansão do sistema.
- Para o caso de uma demanda superestimada, a expansão ocorreria antecipada e as decisões de expansão futura seriam adiadas. Os resultados do P&D

estratégico nº 002/2008 – “Metodologia da Elaboração da Função de Custo de Déficit”, atualmente em andamento, poderão ser utilizados para avaliar o impacto financeiro de uma decisão de expansão que cause sobre oferta por frustração de demanda. Assim, podemos calcular quanto vale a pena correr o risco da sobre oferta, frente aos custos de um possível déficit. Vale considerar que esse caso é menos grave do que a escassez de oferta. Atualmente, passamos por um momento de sobreoferta e continuamos com dificuldade de abastecimento e preços de energia elevados devido ao momento hidrológico.

- Ações de controle de demanda a partir de incentivos e tarifas, como abordado em Guimarães Jr. (2016) podem ser tomadas.

CAPÍTULO 7

TRABALHOS FUTUROS

O objetivo dessa tese é apresentar uma nova metodologia para o cálculo do CME. Como a metodologia proposta é derivada de um problema de otimização, o modelo de planejamento da expansão é uma consequência do desenvolvimento desse trabalho.

As dificuldades do setor vêm sendo tratadas com foco mais voltado para a operação do sistema, quando muitas delas têm origem no planejamento da expansão (que tem sido pouco discutido). Diversas questões precisam ser trabalhadas e desenvolvidas para aprimorar o planejamento da expansão do sistema elétrico e o custo marginal de expansão está intimamente relacionado a grande parte delas.

Como o custo marginal de expansão se trata apenas de uma questão dentre uma cadeia de estudos e modelos que precisam ser discutidos para que a expansão possa ocorrer de forma mais eficiente e realista, dividimos as sugestões para trabalhos futuros em dois tópicos: o primeiro, Estudos de Aprimoramentos, trata das melhorias diretamente relacionadas com o conteúdo dessa tese e o seguinte, Estudos Complementares, trata de questões complementares ao CME para o planejamento da expansão.

7.1 ESTUDOS E APRIMORAMENTOS

Ainda que a metodologia proposta passe a ser aplicada, algumas questões precisam ser avaliadas. Abaixo listamos questões relacionadas ao modelo de planejamento:

- O custo de construção de uma usina pode levar algumas décadas até o retorno e o atendimento a uma demanda crescente pode levar a uma decisão de expansão ao final do período de estudo, que é limitado. Nesses casos, como o despacho dessas usinas aconteceria somente durante um curto período de

tempo, na visão do modelo pode ser mais barato entrar em déficit durante poucos meses ou anos do que construir uma usina.

- Uma solução para essas configurações seria congelar a expansão e a demanda, estendendo o problema durante alguns anos, de modo que a usina contribuiria para a redução dos custos do sistema durante mais tempo.
- Outra opção seria utilizar o custo anualizado de construção, que consiste no custo total de construção, dividido pela vida útil da térmica. Nesse caso, o custo de construção seria proporcional ao tempo de permanência da usina no estudo. O custo anualizado teria a vantagem de não precisar de uma taxa de desconto para evitar a entrada prematura de um determinado projeto.
- O SIN conta com uma reserva de potência para estabilização da operação, que acaba absorvendo parte da capacidade de algumas usinas. Os valores dessa reserva são baixos, mas com a entrada de fontes de energia com geração intermitente, essa reserva pode causar um desequilíbrio no modelo, pois é equivalente a uma produção em excesso. Uma maneira de retornar ao equilíbrio seria representar essa reserva na demanda e na geração mínima das usinas.
- No modelo de planejamento proposto, a hidrologia é determinística e previamente definida. Nesse trabalho, foi testado um cenário com ENA de 72% da MLT, com regime hidrológico anual. Seria importante estudar o comportamento da expansão para diferentes séries de vazões e, por fim, definir uma hidrologia da qual queremos nos proteger.
- Os custos de construção dos projetos candidatos foram definidos nesse trabalho com base nas informações do WEIO 2014 (International Energy Agency, 2014). Embora a EPE já realize estudo no PDE para estimar esses valores, acreditamos que eles podem ser mais aderentes aos custos reais. Nesse sentido, uma pesquisa de mercado seria de grande importância para estimar os custos de construção de novos empreendimentos por fontes e por faixas de potência instalada.

- O modelo foi implementado considerando apenas a expansão da geração térmica. Os próximos passos para que fique completo seriam implementar as seguintes opções de expansão:
 - Expansão de usinas hidráulicas: Nesse caso, precisamos formular a contribuição de cada agente à ENA do estudo, uma vez que a entrada de uma nova usina implica em aumento na capacidade de conversão de vazões em energia, que por sua vez contribui para a elevação da MLT. Outro impacto a ser implementado está na capacidade de armazenamento, que se eleva com a construção de novos reservatórios.
 - Expansão de linhas de transmissão: Seria importante implementar tanto a expansão da capacidade de transmissão de intercâmbios já existentes e a construção de novos intercâmbios.
- Implementação de novas restrições ao modelo que permitam definir limites mínimos de expansão da capacidade de geração por fonte.
- Implementação de novas restrições que permitam definir a participação de cada fonte nos blocos de expansão, como por exemplo, 25% de térmicas a gás, 15% de eólicas, 10% de fotovoltaicas, etc.

Além dos trabalhos de aprimoramento listados acima, sugerimos um tema de estudo derivado dos subproblemas dos agentes. Apesar das variáveis duais da solução do problema linear constituírem preços que minimizam os subproblemas dos agentes para o período entre o segundo e o penúltimo instante, no momento da expansão as variáveis duais associadas às restrições de capacidade são nulas. Assim, pretende-se verificar que solucionando o problema linear no momento da expansão, porém sem fixar as variáveis de expansão e mantendo-as relaxadas, os custos marginais associados às restrições da expansão de capacidade podem ser utilizados como preço teto para os leilões.

Ou seja, suponha que em um determinado instante t , o sistema é expandido e começa a atuação do agente k . Assim, a variável z_{kt} , que possuía valor 0 até o instante $t - 1$, passa a assumir valor 1 no instante t . Com $z_{kt} = 1$, a restrição de capacidade associada a z_{kt} atua abaixo do limite. Logo, essa restrição possui valor diferente de 0 e pela complementaridade dual-primal temos que a variável de folga dessa equação é 0.

Nesse caso, acredita-se que resolvendo o problema com a variável $z_{kt} \leq 1$ sendo $z_{kt} \in \mathbb{R}$, essas restrições operam no limite e suas respectivas variáveis duais representam o benefício máximo associado a qualquer recurso do sistema e poderiam ser utilizados como referência para o preço teto dos leilões de energia.

Considerando a proposta acima, propomos ainda estudar se o preço teto deve ser calculado relaxando uma variável por vez ou todas de um grupo.

7.2 ESTUDOS COMPLEMENTARES

A expansão do sistema não consiste apenas de decisões ótimas do ponto de vista matemático. Se assim fosse, a expansão do sistema seria decidida da mesma maneira que a operação decide o despacho térmico por ordem de mérito (geração térmica por ordem crescente de preço até que a demanda seja atingida). As decisões de expansão são regidas também por questões estratégicas.

Os reservatórios do sistema atualmente têm capacidade para não mais do que 5 meses de abastecimento. Com a expansão de fontes de geração intermitente como solar e eólica, espera-se que frações cada vez mais expressivas dos reservatórios sejam cada vez mais utilizadas para estabilizar essa geração. Assim, gradativamente os reservatórios migram de função de grandes estoques de energia para grandes estabilizadores do sistema, regularizando tanto a intermitência quanto regime de chuvas e preços de mercado. Nesse sentido, um sugerimos estudos de incentivo de participação de fontes energéticas de outros recursos, que não água, para compor a matriz energética a fim de buscar mais segurança nessas fontes.

Embora as gerações eólica e solar sejam acompanhadas de incertezas de geração diária, durante o ano inteiro há ocorrência de luz solar e vento, diferentemente das chuvas, uma vez que podemos passar por extensos períodos de escassez. Logo, em tratando a questão da intermitência, são recursos que trazem mais estabilidade ao sistema.

Uma matriz energética com maior participação de fontes como térmicas a gás, eólicas, fotovoltaicas, usinas nucleares, etc trazem maior segurança ao sistema. E uma vez implementadas as restrições de limites mínimos de expansão por fontes e de participação das fontes na expansão, um planejamento de recomposição da matriz

energética pode ser representado no modelo de planejamento através dessas restrições.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Anderson, R. & Bohman, M., 1985. "Short- and Long-Run Marginal Cost Pricing: On Their Alleged Equivalence". *Energy Economics*, 7(4), pp. 279-288.

Arellano, M. & Serra, P., 2007. "Spatial peak-load". *Energy Economics*, Volume 29, pp. 228-239.

Bikhchandani, S. & Mamer, J. W., 1997. "Competitive Equilibrium in an Exchange Economy with Indivisibilities". *Journal of Economic Theory*, Volume 74, pp. 385-413.

Bikhchandani, S. & Ostroy, J., 2002. "The package Assignment Model". *Journal of Economic Theory*, 107(2), pp. 377-406.

Bikhchandani, S. & Ostroy, J., 2006. "Ascending Price Vickrey Auctions". *Games and Economic Behavior*, 55(2), pp. 215-241.

CEPEL, 2004. "*Manual de Referência – Modelo Decomp*". Rio de Janeiro: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.

CEPEL, 2007. "*Manual de Referência – Modelo SUISHI-O*". Rio de Janeiro: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.

CMSE, 2016. "*Nota Informativa de 06 de julho de 2016*". s.l.:Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

EPE, 2013. "*Plano Decenal de Energia 2022*". Rio de Janeiro: EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

EPE, 2016. "*Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHE*". s.l.:Empresa de Pesquisa Energética.

Fischer, R. & Serra, P., 2002. "Energy prices in the presence of plant indivisibilities". *Energy Economics*, Volume 25, p. 303–314.

Fortunato, L., Araripe Neto, T., Albuquerque, J. & Pereira, M., 1990. "*Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*". Niterói: EDUFF.

Gandelman, D. A., 2015. *"Uma Metodologia para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro considerando incertezas"*. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro: UFRJ.

Gomory, R. E. & Baumol, W. J., 1960. "Integer Programming and Pricing". *Econometrica*, 28(3), pp. 521-550.

Guimarães Jr, J. A., 2016. *"Estudo de um Modelo de Resposta à Demanda pela Ótica de uma Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil"*. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro: UFRJ.

International Energy Agency, 2014. *World Energy Investment Outlook (WEIO)*, s.l.: International Energy Agency. World Energy Investment Outlook.

Kazay, H. F., 2001. *"Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéticos"*. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro: UFRJ.

Leonard, H. B., 1983. "Elicitation of Honest Preferences for the Assignment of Individuals to Positions". *Journal of Political Economy*, 91(3), pp. 461-479.

Lp Solve, 2017. *Lp_solve*. [Online] Available at: <http://lpsolve.sourceforge.net/5.5> [Acesso em 21 fevereiro 2017].

Maceira, M. E. P., 2001. *"Manual de Referência - Modelo Newave"*, Relatório Técnico. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL.

MathWorks, 2017. *Matlab*. [Online] Available at: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html> [Acesso em 21 fevereiro 2017].

O'Neil, R. P., Sotkiewicz, P. M., Hobbs, B. F. R. M. H. & Stewart Jr, W. R., 2005. "Efficient market -clearing prices in markets with nonconvexities". *European Journal of Operations Research*, 164(1), pp. 269-285.

ONS, 2017. *"Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2017 - 2021"*, Rio de Janeiro: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.

ONS, 2017b. "ENAS - *Energias Naturais Afluentes dos Subsistemas*". [Online] Available at: http://www.ons.org.br/operacao/enas_subsistemas.aspx [Acesso em 9 fevereiro 2017].

ONS, 2017c. "NT - *Sumário Executivo Semana de 31/12/2016 A 06/01/2017*" - ONS NT-0172-207-2016. s.l.:Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Pereira, A. O. & David, P. A. M. S., 2012. "*Metodologia de Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro*". s.l.:s.n.

Scarf, H., 1994. "The allocation of resources in the presence of indivisibilities". *Journal of Economic Perspectives*, 8(4), p. 111–128.

Shapley, L. S. & Shubick, M., 1972. "The Allocation of Resources in the Presence of Indivisibilities". *Economic Perspectives*, 8(4), pp. 111-128.

Turvey, R., 1968. "*Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*", Cambridge, MA: MIT Press.

Williamson, O., 1966. "Peak-load pricing and optimal capacity constraints under indivisibility constraints". *The American Economic Review*, 56(4), p. 810–827.

ANEXO I

Histórico de ENAS – 08 de fevereiro de 2016

SUDESTE ARTIFICIAL (ENA01.2)

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	66945	100192	103862	77574	53113	39371	30913	24534	25207	26698	30486	45656
1932	66963	74311	65536	49513	38430	33829	26297	20519	17240	24674	30589	57083
1933	77140	65593	55675	50651	36465	26633	20800	16438	15515	20285	21706	42273
1934	55046	49830	49125	40628	29081	21518	17546	12963	13242	14531	17381	44427
1935	68662	87951	76828	68690	42995	32200	24121	23072	20499	37350	29708	37781
1936	45164	40892	63648	45743	32008	24312	18667	16238	18934	16087	20566	39362
1937	73735	56333	55284	49525	36457	28369	20285	16255	14071	24047	38486	58611
1938	61635	56162	50664	39851	32152	24510	21474	17836	15544	20687	25361	44535
1939	63722	65568	43641	39046	31359	23151	18066	14415	12998	15418	27785	43144
1940	63906	86541	82312	50474	38638	28640	22700	19427	17301	17359	34572	40976
1941	55734	49299	52207	48293	30605	24328	20711	19070	21010	26256	32821	48168
1942	53947	64005	75637	58187	41422	39140	29584	20477	20396	22657	30795	46288
1943	87727	83397	81748	53532	36400	30509	22925	18096	16635	26015	37412	47136
1944	43978	59352	65450	44745	30200	22475	18065	14501	12476	14067	27272	33681
1945	50040	83440	76695	75429	44639	31261	27404	18507	16280	20076	34606	66246
1946	88995	73623	82953	57724	39297	33059	32104	21757	17690	22528	26532	36252
1947	61904	72522	105853	67624	41940	30744	25663	22004	25812	27183	29021	50400
1948	60033	66044	69895	51022	33386	28266	21289	19587	15307	17106	25689	55225
1949	59641	83683	65111	48010	35829	27812	21323	16859	13985	17278	24416	39926
1950	51066	75790	69120	51499	36563	26854	21401	15792	13274	19923	34094	49635
1951	63315	77411	78378	57652	37131	29009	22951	18365	15414	17753	20167	31349
1952	41555	60330	89010	52448	33860	28807	21245	16649	15821	18326	27605	34273
1953	32674	35588	43404	45301	29251	22887	17198	13714	14098	20275	25596	39733
1954	37552	55043	42547	36892	39739	29189	19157	13665	11277	12707	18358	28158
1955	42946	36340	40272	39804	25593	23914	18733	13535	12572	13252	21010	40612
1956	45435	36212	48503	36275	37309	37392	24390	25801	18251	16933	26801	50799
1957	65973	71955	73984	67372	42370	31134	31898	27664	33677	24882	31857	48419
1958	48926	68078	59333	51205	40775	34614	25920	19090	21956	23352	28174	36782
1959	73021	62759	65822	51137	34236	26292	19850	17435	14058	16598	26758	33237
1960	58265	69929	74559	51272	39001	30173	23808	19877	15541	18407	30149	47884
1961	79955	85097	87744	58897	47625	33300	24926	19424	16634	15952	25343	32661
1962	54699	71472	70533	45927	34191	27904	20696	17149	17428	26418	28200	57454
1963	73012	68474	51793	38539	28392	22874	18253	14876	12505	14416	23044	19954
1964	44268	68786	47131	37880	30190	22772	19357	15503	12536	20588	29806	45184
1965	71437	88275	94875	62445	53358	35887	31018	23593	18509	32751	38392	58899
1966	80073	87973	82132	56054	41671	31376	25488	20374	19271	25734	38509	46662
1967	72655	79108	70448	51844	34384	30562	23542	18657	17248	17005	29759	45289
1968	57769	55451	62899	39185	27178	20755	17159	16356	15413	18661	23399	42793
1969	39505	46155	41835	31263	22486	22145	16382	12925	10933	22255	40981	44768
1970	62733	65917	67846	43035	32104	25837	22664	16084	20897	23533	26697	28071
1971	36880	30348	35925	29883	23834	22772	20203	14711	14024	20870	28370	50289
1972	47381	67358	63544	47924	31037	24810	24730	21691	21782	45116	46946	54882
1973	62694	65624	60354	60561	39788	31786	27287	21119	20905	28116	39755	51537
1974	73145	57677	76716	67588	43468	35658	27665	21139	18627	21901	24905	41082
1975	58609	58446	48252	45654	31371	23995	22291	16883	13775	24996	34140	50242
1976	49506	59270	61305	49692	37926	38809	29295	27655	31186	32588	43485	64294
1977	81752	81862	52459	56066	38538	32099	23984	18223	20845	21429	32551	57008

1978	80068	58786	69585	47865	37368	33150	28358	20888	21115	20301	33396	53494
1979	77466	101893	69416	53842	45422	33203	26456	23955	29541	27304	35626	46876
1980	82942	102262	75125	64976	44162	35422	31092	23840	25112	24550	30384	58314
1981	78682	57858	55391	52217	37073	32729	23375	19404	15857	28582	51933	69986
1982	94263	85339	99960	77542	52143	48055	44346	30318	24624	36674	44039	67584
1983	106546	129397	105650	84942	70453	88211	55805	37396	47787	53075	56925	77424
1984	72747	58417	53136	58196	47747	32450	25277	23177	24599	23096	27642	51139
1985	82817	82329	82916	64311	47975	35416	28086	22982	21325	21004	28170	37541
1986	63005	62330	61318	47275	42162	30998	24681	25943	20354	19484	20463	47278
1987	61780	69476	57127	49423	47140	38984	26857	20307	20267	22700	32639	55894
1988	56083	68547	75375	57671	46131	39291	25733	20009	16894	22072	28226	37090
1989	65810	71754	66018	47519	36722	28933	25035	27756	28401	22307	29934	67225
1990	88441	51910	54564	43724	37576	29432	28731	24450	27781	29031	29403	31767
1991	57601	77575	80674	80774	48331	35901	28855	22563	19453	29085	26889	40967
1992	68713	95947	68679	62720	60487	42131	32535	25827	32110	38956	51584	61701
1993	58059	81481	70333	60969	42757	37818	26865	23343	25655	31837	25389	41747
1994	73785	62815	73071	55221	40574	33734	27474	21052	16546	18024	28277	43309
1995	62037	94164	65089	59571	43601	30263	26928	19367	16980	27257	27327	39065
1996	61835	50680	64227	47332	33740	25799	21164	17745	22803	24198	41051	51659
1997	100812	84406	72418	60332	43922	46938	32801	24011	22110	27273	36665	56236
1998	50162	62005	66997	56262	41813	30529	23247	24187	24771	35626	33368	46698
1999	67556	61468	70828	44773	33399	28821	25594	17543	18022	15352	22313	35972
2000	62848	77119	73594	47941	31481	25934	22677	20815	32092	20299	32577	50856
2001	49016	51229	51834	40561	31055	26235	20715	16893	17147	23936	29868	46745
2002	72613	80900	61381	41523	36156	26345	21272	18426	19103	15251	25702	40183
2003	67828	72149	60335	54694	34642	28027	22332	17383	16458	18043	24507	38810
2004	56796	82869	73867	58541	45292	38317	30870	21659	16849	23560	29403	45741
2005	74678	68188	68300	47502	37249	32442	23864	18423	20738	24774	31961	62899
2006	57178	61624	72358	63977	37683	28277	23582	19266	19908	28310	33503	63414
2007	104137	102648	64993	48322	39643	30958	27075	21301	14722	15339	27931	37387
2008	48521	77121	78511	66907	47643	35607	25358	25486	18369	23303	29640	43119
2009	63162	75492	59992	61970	42212	33272	33538	28031	34332	39865	41880	69787
2010	81317	71885	66975	57467	37700	27858	23000	17622	15152	23216	31431	48365
2011	83365	60915	99516	69256	43405	33299	27197	26068	17931	26931	29536	48896
2012	81107	60152	49192	42281	38384	44857	30931	19566	16138	17016	25868	33077
2013	55194	66357	61438	63813	36944	43632	34938	21424	19054	26978	28641	47791
2014	41419	39042	54285	50511	34991	34572	23965	18257	16369	15650	20995	40558
2015	32153	46974	56899	48772	41799	32314	34684	19928	23012	21661	34731	45743
MLT	64168	69070	66991	53189	38762	31693	25256	20201	19507	23376	30704	46958

SUL ARTIFICIAL ((ENA02.2))

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	7407	3310	3530	2352	17547	16491	13112	5951	15388	7847	4507	5472
1932	5284	8059	8954	22930	17057	14108	10024	7193	13527	13588	5953	8027
1933	3001	3653	3177	1915	2372	2585	2756	4108	5911	11660	4894	2064
1934	4136	9028	5658	7728	6636	5003	3942	5357	5870	6742	2837	5778
1935	3065	2362	3919	2226	1450	4868	9547	13873	17282	36567	9482	10307
1936	10381	3897	3191	2185	5976	24741	9467	15068	12747	13314	7339	4599
1937	5286	4512	7939	6628	3955	3073	4705	6791	8245	12195	12553	5442
1938	8181	13470	4448	6483	14044	18427	20290	6064	5420	4981	4837	3111
1939	3941	4738	9114	5863	11305	8296	7353	4334	9999	5967	14587	20713
1940	10375	7281	4149	8068	8305	5507	6163	8107	4745	7464	4285	6442
1941	6541	12145	7157	7862	17088	12536	8457	16873	9610	9486	12074	9271

1942	4551	10348	8017	10541	11104	8993	8455	7936	6335	7617	3001	2266
1943	2079	3485	2625	1688	3209	11250	7865	12905	10930	8317	5089	2926
1944	6160	3405	6846	3086	1592	2863	2650	1400	2541	2489	4481	3227
1945	1251	2970	3557	1741	1334	2111	6655	4057	4045	4393	2894	3227
1946	8892	20758	14040	5862	5705	9698	16848	6660	5681	10443	6501	8521
1947	6679	9058	6518	3458	4516	8518	6571	8233	16540	13681	5702	7333
1948	5055	8221	6957	7223	11772	6637	7874	17030	5573	7273	8066	2564
1949	2764	1570	3554	6106	4505	8433	4981	5291	7709	6361	2999	2221
1950	5637	5358	8409	3925	5102	4541	4185	8456	6248	19321	7237	5498
1951	6540	12347	11425	3805	2133	2130	2800	1378	1558	15066	11069	6419
1952	3613	3384	2230	1902	1043	7525	8813	3473	10231	16115	9957	4259
1953	5154	6779	3990	3817	3238	5454	4334	3506	13265	17577	14756	6247
1954	9771	6533	7964	6616	18100	20372	20894	6580	21206	25172	6683	4376
1955	3531	4657	4546	9943	14294	19811	24712	10864	10109	6331	3662	3779
1956	7956	8227	3311	11646	12344	7325	6095	10364	11759	6987	3076	2425
1957	4486	8084	4542	4591	4365	6527	19230	35591	34378	13902	10289	6216
1958	4565	3338	8829	3799	2569	7771	4001	9709	16423	12511	11653	11077
1959	5751	7824	4665	7741	8075	7533	5156	6525	10826	7374	3175	2484
1960	2391	4349	3666	3887	3454	6010	3909	13169	13940	11907	11779	5259
1961	5030	4793	15973	9783	6934	8533	6406	3630	20878	21785	18561	8564
1962	4660	5411	6574	3405	4585	4078	4581	3198	9105	11031	5849	3106
1963	5375	11701	10758	6516	3229	2424	2248	5856	7681	21842	19812	9658
1964	3420	4754	3568	6096	6793	5660	6566	10824	12813	7473	4227	3961
1965	3441	4521	4234	3650	14032	5777	14171	20490	20971	18472	11025	15342
1966	10611	20919	13177	5376	3555	8469	9588	9046	17374	16078	11193	11680
1967	7734	9137	10912	4925	2739	5155	6270	9731	17533	7798	5624	7539
1968	4292	3284	2382	2946	2452	2057	3831	1846	3907	3842	8123	5185
1969	9305	10055	7331	12291	6785	14531	9933	4685	6851	7904	12160	5037
1970	5191	4453	4405	3183	7292	13943	16864	6927	7170	9915	3959	10870
1971	21735	11544	11755	12634	15111	18280	16419	12502	6889	7103	2753	2420
1972	4698	12260	9016	7466	3088	13419	11479	22901	28861	18648	11015	10246
1973	10636	10454	6802	5226	12392	14503	17985	20576	23272	14457	9286	5261
1974	8226	8985	9766	4601	4203	9995	7305	5206	8367	4207	6047	5032
1975	6033	5851	5388	3527	2900	5802	4669	11144	17587	20466	9821	18234
1976	12547	7486	8038	5890	7634	14768	8136	17162	10480	7042	11666	11347
1977	10440	12296	8799	7938	3388	6011	8102	16089	6921	11160	10805	7664
1978	4543	3219	3860	1791	1448	1852	6915	6280	9001	4523	8544	5687
1979	3337	2187	3063	3846	15906	5782	7941	8231	8548	25813	19481	13907
1980	7613	5641	9654	4650	6316	4291	10500	18019	17946	11912	11111	15993
1981	13599	11461	4294	4151	3692	3956	3123	2751	6222	7350	7535	10666
1982	4351	6248	4492	2386	2360	11709	23450	10708	6354	19785	33266	16315
1983	10392	11128	18344	11665	33430	28566	69438	29396	16994	15060	11612	7397
1984	6703	6273	5842	6543	11480	19171	14563	28502	12855	12467	12989	8847
1985	3668	8878	6066	10503	7677	4477	5129	6474	7107	4120	4398	1441
1986	2200	4847	4623	8237	7161	8140	4666	6437	8728	8800	10969	10038
1987	10067	9725	3467	9198	28730	16718	13582	10713	7303	13531	6178	3789
1988	4182	5483	4248	5172	19081	14351	5889	2589	8506	6359	4073	2865
1989	10014	14802	7613	7627	12710	3664	8642	10980	29655	12087	5342	3302
1990	17793	10642	6736	12556	13061	31505	14911	14606	20463	24128	17538	7449
1991	3563	3759	2684	2985	2480	10328	7652	7735	2869	8446	7724	9282
1992	5876	7274	8376	7364	25119	29087	21343	17346	12961	7855	8588	5304
1993	5829	9530	8801	5975	12570	11665	19582	6257	12120	22722	6600	11064
1994	4575	13807	7750	6965	11646	16073	19576	7235	4649	11032	12959	7348
1995	25351	13090	7412	4321	2542	5225	12139	6015	7468	15086	5873	4268

1996	12525	17121	13358	11483	3186	7952	14945	10566	13446	18313	11403	8894
1997	10510	22846	9004	3008	3283	10089	12052	18321	8024	36588	34383	13230
1998	15721	24214	19228	31325	22114	8683	14048	25152	26919	25900	7381	5789
1999	5630	8577	5932	8827	4681	10099	20345	4959	5522	13594	5411	4061
2000	5181	7116	8154	4444	4890	5548	11770	6588	26618	24909	8001	6364
2001	13142	20968	11073	9058	12035	11180	14288	8026	9588	26456	7692	8536
2002	7379	6042	4699	4169	9306	11278	7234	12131	15002	19032	17407	16825
2003	7857	9219	8342	4095	4285	7693	7293	3226	2797	5779	7432	17165
2004	8993	4545	3297	3953	8785	8272	12697	4567	8551	14378	12819	5910
2005	5570	2939	2572	6294	14533	17192	9610	7847	27044	29782	12723	4260
2006	4538	3962	3839	2909	1581	2327	3153	5176	5403	5093	7175	7423
2007	6975	7358	9611	8571	19667	7755	12540	6604	8847	10132	14211	7650
2008	7452	5084	4359	5920	9795	9814	6698	9302	8231	22118	19426	5004
2009	5694	5014	4487	1861	2633	3874	12626	18792	30251	25242	14544	12101
2010	16385	15185	9942	20291	23842	10943	11673	9290	7004	6927	5668	16672
2011	12387	21137	12896	11436	6363	8430	22914	31176	25778	11653	7326	3936
2012	6991	5649	4079	4043	5819	14989	10152	8130	4969	7660	4927	4664
2013	9077	7006	12925	7777	5026	18794	16478	18306	17427	13699	6654	6572
2014	10168	4886	11049	8066	11635	40625	16088	6476	12612	18478	8195	7678
2015	15644	11667	7974	7029	6772	13824	28267	8159	13655	30664	18887	21688
MLT	7403	8348	7058	6607	8576	10335	11180	10256	12025	13522	9456	7554

NORDESTE (ENA03)

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	14125	13168	18892	20907	14300	7186	5559	4824	4243	4030	5863	6256
1932	11137	13524	9712	6163	4278	3856	3505	2977	2715	2784	5520	10225
1933	14894	16901	10348	8675	5986	4070	3778	3281	2746	3251	5568	9969
1934	17873	14160	8393	5256	5434	3640	3057	2769	3028	3036	3004	5007
1935	12962	16847	17225	13642	12534	6138	4751	3757	3164	3173	3744	6990
1936	8523	8120	12080	8956	6602	4022	3333	2855	2579	2905	4502	7884
1937	13395	16599	13607	9788	7269	4464	3735	3134	2720	2684	6520	13726
1938	17993	13540	11837	7454	5172	4258	3479	3054	2861	2702	4012	8783
1939	15030	17196	15825	6540	4810	3853	3315	3118	2898	3751	3213	5102
1940	9527	14466	20019	14582	6266	4448	3555	3187	2636	2809	5819	12219
1941	14353	14219	14671	14622	9244	5094	4258	3852	3077	3261	4919	7134
1942	13932	14145	15271	10896	7078	4674	3917	3415	3062	3952	6669	16553
1943	18874	26693	25197	16195	8975	6332	5322	4526	3901	4023	6526	16255
1944	18788	15243	14970	11701	7807	5232	4407	3859	3332	2953	5059	12042
1945	18242	20706	23718	22854	26010	13126	7897	6367	5180	5656	9584	17087
1946	20747	30724	13967	16285	11180	7438	6014	5211	4449	4592	6340	11614
1947	11025	14769	18108	23038	14051	7134	5757	4854	4668	4384	9586	13900
1948	18357	13844	16639	12657	6802	5572	4899	4144	3621	3779	4340	15970
1949	22517	27899	37416	23015	10792	7921	6493	5479	4696	4362	8738	9698
1950	13704	13484	10772	11711	8238	5250	4535	3946	3256	3726	6127	12178
1951	12841	12113	13978	14452	8121	5595	4468	3812	3297	3022	2849	4480
1952	9696	13423	17576	20656	10677	5960	4830	3973	3530	3473	4827	11082
1953	11746	5440	7863	11262	6191	3983	3358	2935	2597	3193	4514	9563
1954	13976	8209	9172	7820	4441	3732	2963	2645	2184	1961	2941	10452
1955	7958	12214	6848	7841	4733	3205	2749	2398	2061	1936	5983	10082
1956	15768	7715	13128	8736	5164	4933	4135	3224	2738	2490	4326	11649
1957	18055	21174	23075	24664	18876	8863	6315	5066	4197	4563	4209	12344
1958	11829	15376	11154	9587	7547	5156	4328	4327	3364	4432	5843	5038
1959	10992	11387	10193	8777	4212	3418	3088	2745	2490	2785	4833	7875

1960	10542	17528	27209	21549	7995	5569	4336	3656	3075	2748	3246	11856
1961	16793	22630	19211	11104	7009	5310	4297	3607	3031	2632	3175	4538
1962	10409	15919	13250	10156	6066	4459	3775	3117	2501	3281	5614	8825
1963	16253	19438	11266	5226	4381	3351	2943	2681	2375	2123	2729	4174
1964	12511	24177	17504	8959	5326	3675	3142	2895	2299	2609	7933	12582
1965	15317	14803	15911	18009	9081	5572	4499	3853	3205	4011	7769	12028
1966	12412	17865	19442	14468	7998	5758	4626	4078	3516	3542	5396	7563
1967	14675	13619	12863	13044	8220	4613	3896	3374	2904	2700	4616	12336
1968	16367	14647	20515	16158	7400	5038	4355	3947	3723	3758	5854	13611
1969	10164	12920	13701	8099	5165	3905	3431	3025	2568	2657	6742	15584
1970	19265	19019	15047	7905	6042	4405	3917	3395	3147	4668	9338	8853
1971	5270	4500	5320	5178	3788	2770	2640	2283	2276	3239	7507	18137
1972	15730	8458	9984	8876	5911	3859	3380	3176	2645	3882	5717	12050
1973	13663	11239	10975	13725	6673	4450	3784	3089	2534	3746	9425	13162
1974	13717	10814	12720	18223	10307	5442	4232	3723	3282	3265	5693	7521
1975	12656	12213	8454	7474	6388	3811	3827	2988	2475	2879	6858	8374
1976	6181	6033	6381	5470	3179	3075	2467	2292	2647	4520	6496	13694
1977	15114	18114	7080	6813	6113	4131	3541	2881	2718	3618	4187	8420
1978	16890	16523	20532	12570	8533	6845	4689	4492	3629	4461	6169	11194
1979	18895	29515	46244	23462	11406	8314	6774	5894	5856	6030	9560	9908
1980	18616	30803	32685	13975	10935	7147	6605	5632	5010	5326	6674	13797
1981	17437	15454	14649	18947	8930	6251	5091	4548	4209	5392	12710	18116
1982	21133	23345	22227	20862	12374	8070	6339	5363	4908	5028	5059	5517
1983	14610	22724	28136	21402	14006	8126	6320	5725	4503	5910	11280	17501
1984	19163	9709	8414	12462	6342	4395	3884	3483	4184	4451	5497	11575
1985	18561	24976	22084	22033	9929	6174	4920	4416	4228	5483	6925	11422
1986	18697	22751	15553	7630	5660	4240	3923	3864	3660	3234	3751	5711
1987	9719	7972	8213	9154	5591	3736	3426	2761	2699	3095	4531	10743
1988	16144	10963	13619	10375	6481	3918	3333	3334	3202	3287	5143	8165
1989	11195	7855	9535	6027	4214	3292	3239	3018	2827	3092	5351	20447
1990	28066	12447	9684	6658	4263	3403	3496	3215	3238	3547	4457	5188
1991	10432	15733	14341	15656	7794	4838	3860	3524	3295	4174	6199	9604
1992	15182	29911	39281	13269	8673	5730	4634	4246	4261	5673	12705	16230
1993	18068	13812	12532	7949	5717	4338	3792	3629	3240	3813	4036	5836
1994	15089	14584	14949	15323	6896	4953	4219	3448	3421	2703	3053	9121
1995	8982	8891	9309	8447	5581	4259	3322	2937	2344	2780	5084	9730
1996	13800	7082	6498	5738	4019	3153	2644	2096	2046	2458	5113	10190
1997	17760	14927	13824	13653	7954	5300	4077	3663	3218	3327	3882	9220
1998	10337	9770	9556	4850	3615	2868	2501	2299	2052	2097	5877	9932
1999	9341	5690	11712	7668	3950	2799	2391	2089	2335	1880	4862	10069
2000	13150	15038	13523	11029	5502	3712	2928	3008	2788	2470	5287	11422
2001	10238	5364	5356	4031	2645	2559	2074	1922	2031	2297	3601	6474
2002	16842	14631	10691	6949	3360	2724	2585	2029	1588	2075	2836	5528
2003	12293	13175	8019	7900	4152	3011	2653	2270	2074	1536	2500	4628
2004	9669	14912	20199	15971	8520	4519	3917	3039	2721	2714	3206	5414
2005	11856	14971	14588	12430	6714	4433	3576	2978	2909	2742	4069	13050
2006	12969	6987	10624	13384	7086	3952	3254	3039	2918	3943	8541	12094
2007	16882	21393	20535	7788	4641	3866	3039	2978	2228	1802	1902	4729
2008	5820	11437	13473	14219	5905	3387	2790	2513	2005	2192	2703	7218
2009	15967	14560	10546	13049	7836	4594	3704	2926	3005	4097	7847	7808
2010	10283	5667	7878	8453	3867	3093	2483	2098	2024	2473	5202	9239
2011	13165	9317	11531	15224	5898	3691	3156	2434	2184	2748	3931	10550
2012	17122	15437	6449	6345	3730	3623	2744	2259	1965	1674	4413	6731
2013	5011	10506	5344	8114	4437	3354	2553	2264	1848	2017	2618	8943

2014	10887	4149	3961	5270	3279	2170	2294	2119	1989	1558	2536	6538
2015	3926	4243	5668	6801	4287	2568	2003	1729	1380	1047	1055	3182
MLT	14001	14641	14594	11932	7230	4767	3931	3424	3062	3343	5464	10085

NORTE (ENA04)

Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	11082	14491	23441	24607	11941	7037	4816	3388	2557	2576	4567	5788
1932	9128	13633	14782	11596	7136	4946	3165	2091	1681	2025	3614	6112
1933	9531	13323	14080	15345	10516	5691	3734	2644	1864	1661	4008	7520
1934	11839	12383	15010	15716	11216	6595	4156	2733	1612	1872	2345	5473
1935	12494	17848	19164	24946	16539	9319	5514	4000	2902	2808	4082	7620
1936	9725	13770	18874	17546	12126	6319	4007	2805	2037	2042	3108	5195
1937	7888	10997	12394	14561	10728	5960	3891	2504	1430	1790	4140	8923
1938	12434	12560	14208	15688	10006	5486	3609	2568	1645	1675	2541	5261
1939	9238	14024	12468	12756	8881	5059	3818	2825	1898	2700	4032	5305
1940	10089	18540	24997	21583	12747	7155	4940	3616	2715	2797	4802	8264
1941	11336	12261	14354	16302	9705	5780	3760	2638	1822	2399	5040	7755
1942	11494	16620	22426	16987	11348	6906	4647	3145	2399	3805	5358	11729
1943	23437	28992	26980	22844	14603	7939	5397	3976	2615	3278	5580	11217
1944	12866	14179	15808	15774	9760	5701	3882	2756	2033	1597	3459	7126
1945	17545	22027	21169	24217	18480	10842	5799	4034	3055	4019	7184	11504
1946	15354	14744	14307	14665	9549	7117	4159	2879	1930	1569	2485	4131
1947	7415	12579	18484	24416	13476	6810	4371	3441	2807	2585	5440	7772
1948	11615	12129	16209	16228	9376	5423	3684	2468	1872	1868	2266	10740
1949	15263	18562	17934	15249	10712	6282	3838	2690	1849	1619	2929	4473
1950	5491	7313	11516	14405	11384	5605	4132	2574	1912	1932	2706	4588
1951	7284	9127	9278	12748	9224	5740	3174	2166	1564	1368	1426	3020
1952	6501	6025	12637	14693	10525	5527	3352	2245	1682	1445	1787	4778
1953	7477	5998	8396	12141	8335	4002	2652	1980	1488	1936	2695	4879
1954	9087	10698	12147	12953	9060	5393	3442	2146	1484	1183	1740	5670
1955	6028	10164	9973	11901	9372	5071	3038	2264	1702	1509	2679	4951
1956	8639	7902	13382	13662	9788	6062	3789	2814	2145	1873	5548	12466
1957	20791	20405	27431	32946	17809	10334	5955	4236	3287	3184	2709	5349
1958	9296	14638	15440	20312	13232	7283	3991	2769	1977	2063	2671	3555
1959	12531	17775	18313	17219	11116	6308	4154	2637	1957	1710	2612	3784
1960	7163	14754	19809	18783	11164	6691	4259	2786	2051	1765	2536	5739
1961	10595	16658	18205	13904	9276	5640	3450	2486	1824	1409	1724	2721
1962	5291	9592	12087	12664	8075	4643	2999	2224	1761	1650	2344	4374
1963	10171	12676	13415	10882	8712	5083	3523	2561	1828	1458	1869	2476
1964	10959	19698	19120	17254	10988	6758	3904	2672	1850	2320	3551	6614
1965	7810	10730	14738	19692	13521	6731	3986	2629	2061	2214	3287	6202
1966	8647	15052	16861	15728	10014	5886	3938	2752	2004	1977	2683	4233
1967	7249	9874	14014	18293	11997	6031	3866	2590	1968	1783	2672	4460
1968	7704	10409	22073	18590	11952	6708	4117	2715	2122	1947	2960	10261
1969	9182	12230	15011	13936	9348	5571	3355	2477	1731	1664	2433	5240
1970	10400	14454	19441	15376	10390	5062	3222	2424	1918	2083	3942	3876
1971	4124	6195	8885	13057	9275	5524	3568	2490	1916	1989	3727	6368
1972	6981	9786	13394	13780	7826	4164	2813	2110	1714	1706	2279	4292
1973	8892	8648	13494	17014	11787	6004	3649	2706	2063	2565	4270	7840
1974	9257	14759	21562	25207	21641	10632	5659	3715	2848	2786	3649	5429
1975	8049	14088	14527	18267	14381	7340	4468	3192	2475	2202	3106	4302
1976	6010	9599	12981	13616	9051	5366	3612	2438	1908	2495	3568	6696
1977	9340	18982	16816	16110	15892	7582	4345	2852	2157	2590	3106	5336

1978	15942	16494	26534	20987	15594	8077	4595	3434	2554	2504	2792	5174
1979	13058	26749	25582	20322	12675	6476	4127	3148	2880	2850	3936	4579
1980	11487	25201	34502	23928	12433	6562	4369	3217	2648	2598	3521	8075
1981	15029	16201	14283	18758	10976	5755	3902	2887	2372	2297	4822	7552
1982	15114	23028	21926	20417	13354	7107	4123	3020	2496	2629	2823	3064
1983	6462	18983	16065	17900	8972	4530	2947	2395	1982	2134	3040	6394
1984	8565	9263	11394	16770	12268	5432	3343	2454	2277	2080	2711	3473
1985	9621	20793	20294	22881	17364	7951	4273	3016	2247	2751	4333	8848
1986	20155	18341	20285	17796	11904	6321	3989	2711	2237	2939	3402	4099
1987	6433	7301	13249	14550	8309	4138	2787	2113	1724	1806	2439	5903
1988	9502	11012	17108	17766	12953	6301	3896	2701	2130	2120	3252	7546
1989	10084	11268	15671	18677	14545	7155	4405	3020	2408	2410	4409	13590
1990	23134	15209	19583	16221	9762	5431	3676	2595	2330	2280	2653	3734
1991	8402	12034	14548	19481	14763	7680	4086	3108	2332	2163	2730	4535
1992	7286	22160	16228	16513	9787	4686	2936	2281	2040	2104	3534	8566
1993	10648	11945	14293	13504	8908	4350	2900	2208	1937	2098	2588	4348
1994	11133	15158	21597	19668	11660	6309	4007	2791	2160	2100	2310	5289
1995	9957	14912	16062	18887	17133	9407	4630	3014	2152	1994	3188	6764
1996	10795	10072	13457	15351	11154	6158	4161	2926	2069	2232	3347	4414
1997	10196	13704	19934	25488	17900	7666	4493	3047	2331	2190	2522	4341
1998	6931	9213	12649	9679	5958	3499	2641	1694	1491	1479	2643	5233
1999	8317	8335	13328	11856	9456	4956	3094	2277	1817	1865	3172	7553
2000	14681	16633	22138	19788	14215	6168	4189	2907	2308	2237	3520	8279
2001	9615	10606	13914	15358	8573	5207	3428	2386	1801	2023	3120	6714
2002	18663	18026	15614	16183	9008	4896	2823	1923	1533	1578	2237	3196
2003	7142	11347	15085	17485	10584	5204	3140	2206	1612	1490	2532	3565
2004	8293	22548	25869	23696	13324	5694	3538	2566	1876	1822	2461	3918
2005	6644	13013	19753	17707	12570	5495	3290	2081	1522	1492	2006	6363
2006	10611	10929	14241	22256	18858	7697	4020	2530	1898	2160	3960	4854
2007	6448	15184	18036	15008	8766	4519	2968	2055	1540	1446	1647	3342
2008	5383	10995	16385	19558	14114	6389	3571	2427	1767	1618	2106	6030
2009	8284	11959	14980	17725	20737	9803	4550	2685	2039	2320	4268	6545
2010	12137	12432	13026	17150	8624	4463	3040	2369	1686	1706	2815	5235
2011	10651	14996	21355	21319	15146	6471	3980	2646	1851	2195	4007	7259
2012	14154	17720	17139	12600	7189	4218	2930	1904	1546	1463	2566	5148
2013	7219	13097	13458	16224	11572	5314	3304	2287	1755	1753	2789	5937
2014	10673	14398	20343	18006	12509	6099	3812	2438	1794	1735	2548	4872
2015	6214	8003	11828	14396	12876	6030	3298	2095	1367	1316	1567	1703
MLT	10303	14014	16868	17388	11770	6220	3845	2687	2031	2088	3195	5970

ANEXO II

Código fonte do modelo de expansão

A seguir, é apresentado o código fonte do modelo de expansão implementado em Matlab (MathWorks, 2017). O usuário deve executar a função principal PDMIPotim com parâmetro único *enamult*, múltiplo da MLT que se deseja simular.

Função PDMIPotim:

```
function [ output ] = PDMIPotim(enamult)

% selecionar pasta do deck na variavel wfold
wfold = [cd '\PDE2022-nw22resp'];
DECKS = read_deck(wfold);
DECKOTIM = deck_assemble(DECKS,DECKS.numanos*12);

DECKOTIM.V.inicial = DECKOTIM.V.maximo(:,1) * 0.65;
DECKOTIM.A= DECKOTIM.A*enamult;

DECKOTIM.V.minimo(:,end) = DECKOTIM.V.maximo(:,end)*0.0;

%tratamento de compatibilidade. antes mudava a ena direto no
makepdmip. agora, já
%multiplica acima desse comentario
DECKOTIM.ENAmult = 1.0;

PDMIP = makePDMIP(DECKS,DECKOTIM);

xint = find( PDMIP.tipovar == 1);
mip = lp_maker(PDMIP.c, PDMIP.A, PDMIP.b,
PDMIP.tipob,PDMIP.lb,PDMIP.ub,xint,[],-1)
% mxlpsolve('solve', mip)

tic
DECKS.status.err = mxlpsolve('solve', mip)
toc
if DECKS.status.err ~=0
    DECKS.status.err = str2num([num2str(99)
num2str(DECKS.status.err)])
end

DECKS.status.msg = DECKS.status.err;
DECKS.status.description =
DECKS.errtxt(cell2mat(DECKS.errtxt(:,1))==DECKS.status.err,2)
DECKS.status.description

% wt=0;
% wA=full(PDMIP.A((PDMIP.tlins*wt+1):end, (PDMIP.tcols*wt+1):end));
% wc=full(PDMIP.c((PDMIP.tcols*wt+1):end));
% wb=full(PDMIP.b((PDMIP.tlins*wt+1):end));
% wlb=full(PDMIP.lb((PDMIP.tcols*wt+1):end));
% wub=full(PDMIP.ub((PDMIP.tcols*wt+1):end));
```

```

% wtipo=full(PDMIP.tipob((PDMIP.tlins*wt+1):end));

FO = mxlpsolve('get_objective', mip);
x = mxlpsolve('get_variables', mip)';
% wx = x((PDMIP.tcols*wt+1):end);
output.FO = FO;
mxlpsolve('delete_lp', mip)

xint = find( PDMIP.tipovar == 1);
PDLP = PDMIP;
% x(xint)
blocoz.A = sparse(zeros(size(xint,2),size(x,2)));
blocoz.b = zeros(size(xint,2),1);
blocoz.tipob = zeros(size(xint,2),1);

% PDLP.tipovar(xint) = 0;
for cnt=1:size(xint,2)
    blocoz.A(cnt,xint(cnt)) = 1;
    blocoz.b(cnt) = x(xint(cnt));
end

lp = lp_maker(PDMIP.c, [PDMIP.A; blocoz.A], [PDMIP.b; blocoz.b],
[PDMIP.tipob; blocoz.tipob],PDMIP.lb,PDMIP.ub,[],[],-1)
mxlpsolve('solve', lp)

[FOlp, xlp, duals] = mxlpsolve('get_solution', lp);

mxlpsolve('delete_lp', lp)

%
otimsol = solstruct(x, duals, PDMIP, DECKS, DECKOTIM);
otimsol.dualsEner
output = otimsol;

%runsensibility =1 para rodar teste de sensibilidade
runsensibility=0;

FOsim = zeros(DECKS.numsubs,PDMIP.numtempos);
% atribui de testes
begcnts=1;
begcntt=1;

if begcnts * begcntt ~= 1
% le respsimulations.xls caso as simulações sejam para continuar
testes
% anteriores
FOsim = xlsread('respsimulations.xls','FOs');
end

if runsensibility
for cnts=begcnts:DECKS.numsubs
cnttemp=10;
for cntt=begcntt:DECKOTIM.numtempos
ndx = PDMIP.tlins * (cntt-1) + PDMIP.lin(cnts).Rener;
newb = PDMIP.b;
newb(ndx) = newb(ndx)+1;
mipsim = lp_maker(PDMIP.c, PDMIP.A, newb,
PDMIP.tipob,PDMIP.lb,PDMIP.ub,xint,[],-1)

```

```

tic
DECKS.status.err = mxlpsolve('solve', mipsim);

FOtemp = mxlpsolve('get_solution', lp);
mxlpsolve('delete_lp', mipsim)
toc
disp(['sub ' num2str(cnts) ' / tempo' num2str(cntt)]);
FOsim(cnts,cntt) = FOtemp;
if cnttemp == 10
    cnttemp=1;
    FOsheet = FOsim(cnts,:);
    xlswrite('respsimulations.xls', FOsim, 'FOs');
    FO
else
    cnttemp = cnttemp+1;
end
end
begcntt = 1;
FOsheet = FOsim(cnts,:);
xlswrite('respsimulations.xls', FOsim, 'FOs');
end
end

output.FOsim = FOsim;
% %%
function [otimsol] = solstruct(x, duals, DECKSOL, DECKS, DECKOTIM)

wrange = [0:(DECKSOL.numtempos-1)] * DECKSOL.tcols;

otimsol.Folga = zeros(DECKS.numsubs, DECKSOL.numtempos);
otimsol.V = zeros(DECKS.numsubs, DECKSOL.numtempos);
otimsol.S = zeros(DECKS.numsubs, DECKSOL.numtempos);
otimsol.Q = zeros(DECKS.numsubs, DECKSOL.numtempos);

for cnts=1:DECKS.numsubs;
    otimsol.Folga(cnts,:) = x(wrange + DECKSOL.col(cnts).F);
    otimsol.V(cnts,:) = x(wrange + DECKSOL.col(cnts).V);
    otimsol.S(cnts,:) = x(wrange + DECKSOL.col(cnts).S);
    otimsol.Q(cnts,:) = x(wrange + DECKSOL.col(cnts).Q);
    otimsol.T(cnts).G =
zeros(size(DECKOTIM.T(cnts).cod,1), DECKSOL.numtempos)
end
otimsol.dualsHidr = [];
otimsol.dualsEner = [];
otimsol.dualsFolg = [];
otimsol.dualsxp = [];
otimsol.newterms = [];

newsrange = DECKSOL.col(1).Y;
for cnt=1:DECKSOL.numtempos
    otimsol.dualsHidr = [otimsol.dualsHidr
duals([DECKSOL.lin.Rener] + DECKSOL.tlins*(cnt-1))];
    otimsol.dualsEner = [otimsol.dualsEner
duals([DECKSOL.lin.Rener] + DECKSOL.tlins*(cnt-1))];
    otimsol.dualsFolg = [otimsol.dualsFolg
duals([DECKSOL.lin.Rener] + DECKSOL.tlins*(cnt-1))];
    otimsol.dualsExp = [otimsol.dualsxp
duals([DECKSOL.lin.Rener] + DECKSOL.tlins*(cnt-1))];

```

```

otimsol.newterms = [otimsol.newterms x([newsrange +
DECKSOL.tcols*(cnt-1)])'];
    for cnts=1:DECKS.numsubs
        otimsol.T(cnts).G(:,cnt) = x(DECKSOL.tcols*(cnt-1) +
DECKSOL.col(cnts).T)';
    end
end

disp 'acabou'
%
```

As demais funções são chamadas automaticamente pelo programa.

Função read_deck:

```

function [ DECKS ] = read_deck(wdir)
%UNTITLED4 Summary of this function goes here

% leitura de arquivos de erro
DECKS.status.err = 0;
DECKS.status.msg = 0;
DECKS.status.description = 0;
DECKS.NWFolder = wdir;

try
    wfile = ['errtypes.txt'];
    fid = fopen(wfile);
        RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\r');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
DECKS.errtypes = [num2cell(str2num(RAW_DAT(2:end,1:4)))
cellstr(RAW_DAT(2:end,5:end))];
try
    wfile = ['errtxt.txt'];
    fid = fopen(wfile);
        RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\r');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
```

```

DECKS.errtxt = [num2cell(str2num(RAW_DAT(2:end,1:4)))
cellstr(RAW_DAT(2:end,5:end))];
%% Termina arquivos de erro
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (HIDRS)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\HIDR.DAT'];
    arq = fopen(wfile);
    [filename, mode, machineformat] = fopen(arq);
    auxA = 0;
    S1 = [];
    S2 = [];
    S3 = [];
    S4 = [];
    S5 = [];

    while auxA~-=-1
        auxA = fread(arq,12, 'uint8');
        auxA = char(auxA);
        auxB = fread(arq,8, 'uint32');
        if ~isempty(auxB)

            auxC = fread(arq,15, 'float32');
            auxD = fread(arq,18, 'uint32');
            auxE = fread(arq,85, 'float32');
            auxF = fread(arq, 5, 'uint32');
            auxG = fread(arq, 2, 'float32');
            auxH = fread(arq, 1, 'uint32');
            auxI = fread(arq,37, 'float32');
            auxJ = fread(arq, 1, 'uint32');
            auxK = fread(arq, 2, 'float32');
            auxL = fread(arq, 4, 'uint32');
            auxM = fread(arq, 2, 'float32');
            auxN = fread(arq, 1, 'uint32');
            auxO = fread(arq, 8, 'uint8');
            auxP = fread(arq,40, 'uint8');
            auxQ = fread(arq, 8, 'uint8');

            auxO = char(auxO);
            auxP = char(auxP);
            auxQ = char(auxQ);

            S1 = [S1; auxA];
            S2 = [S2; [auxB auxC auxD auxE auxF auxG auxH auxI auxJ
auxK auxL auxM auxN]];
            S3 = [S3; auxO];
            S4 = [S4; auxP];
            S5 = [S5; auxQ];
        else
            clc
        end
    end
    fclose(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

```

```

end
DECKS.hidrs.codigo = [1:size(S2,1)]';
DECKS.hidrs.posto = S2(:,1);
DECKS.hidrs.jus = S2(:,6);
DECKS.hidrs.Vmin = S2(:,11);
DECKS.hidrs.Vmax = S2(:,9);
DECKS.hidrs.subsistema = S2(:,4);
DECKS.hidrs.num_maq = S2(:,37:41);
DECKS.hidrs.pot = S2(:,42:46);
DECKS.hidrs.teif = S2(:,179);
DECKS.hidrs.ip = S2(:,180);

dellndx = find(DECKS.hidrs.posto == 0);

DECKS.hidrs.codigo(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.jus(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.Vmin(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.Vmax(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.subsistema(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.num_maq(dellndx,:) = [];
DECKS.hidrs.pot(dellndx,:) = [];
DECKS.hidrs.teif(dellndx) = [];
DECKS.hidrs.ip(dellndx) = [];

DECKS.hidrs.posto(dellndx) = [];

DECKS.hidrs.Vutil = DECKS.hidrs.Vmax - DECKS.hidrs.Vmin;
%%
%%% arquivo CASO
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\CASO.DAT'];
    fid = fopen(wfile);
    RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\n');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end
RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});

ndx = strcmp('', cellstr(RAW_DAT));
ARQCASO = RAW_DAT(ndx==0, :);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (Arquivos)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\ ' ARQCASO];
    fid = fopen(wfile);
    RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\n');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;

```

```

    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

ARQS = char(RAW_DAT{1,1});
if ~isempty(ARQS)
    pos = strfind(ARQS(1,:), ': ');
    ARQSnames = strtrim(ARQS(:,1:pos-1));
    ARQS = strtrim(ARQS(:,pos+1:end));
    DECKS.arqs = ARQS;
end

%-----
%-----
%%%%%%%%%% (DGER)
%%%%%%%%%%
ndxarq=1;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\' ARQS(ndxarq,:)];
    fid = fopen(wfile);
    RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\n');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});

temp = strtrim(RAW_DAT(24,:));
cnt=1;
while cnt<size(temp,2) & isempty(str2num(temp(cnt)))
    cnt=cnt+1;
end
DECKS.dger.vini = str2num(RAW_DAT(24,cnt:end))';
DECKS.numsubs=size(DECKS.dger.vini,1);

dgersubs = repmat('S',DECKS.numsubs,1);

DECKS.dger.vals = [str2num(RAW_DAT(2:22,22:28)); DECKS.dger.vini;
str2num(RAW_DAT(25:end,22:27))];
DECKS.dger.names = char([RAW_DAT(2:22,1:21)];
{[repmat(RAW_DAT(23,1:21),DECKS.numsubs,1) dgersubs]};
{RAW_DAT(25:end,1:21)}]);

DECKS.curr_month = DECKS.dger.vals(5);
DECKS.curr_year = DECKS.dger.vals(6);

%%% Taxa de Descontos
ndx = find(strcmp('TAXA DE
DESCONTO',cellstr(strtrim(DECKS.dger.names(:,1:16)))) == 1);
DECKS.dger.tx_desc = DECKS.dger.vals(ndx);
DECKS.numanos_orig = DECKS.dger.vals(3);
DECKS.numanos = DECKS.numanos_orig;
%% -----
%-----

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (SISTEMA)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=2;
try
    wfile = [DECKS.NWFoldr '\ ' ARQS(ndxarq,:)];
    fid = fopen(wfile);
    % RAW_DAT = textscan(fid, '%q','delimiter','\r');
    % RAW_DAT = fscanf(fid,'%c%s');
    RAW_DAT =
textscan(fid,'%s','delimiter','\n','whitespace','');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
% temp = strtrim(RAW_DAT);

ndxi = find(strcmp(cellstr(RAW_DAT(:,2)),'X')==1);
ndxf = find(strcmp(cellstr(RAW_DAT(:,2:4)),'999')==1);

inirow = ndxi(1)+1;
DECKS.sistema.numdeficits = str2num(RAW_DAT(inirow,:));

inirow = ndxi(2)+1;
endrow = ndxf(1)-1;

DECKS.sistema.siscod = str2num(RAW_DAT(inirow:endrow,2:4));
DECKS.sistema.sisnome =
strtrim(cellstr(RAW_DAT(inirow:endrow,6:15)));
DECKS.sistema.sistipo = str2num(RAW_DAT(inirow:endrow,18));
DECKS.sistema.cstdeficits = str2num(RAW_DAT(inirow:endrow,20:26));

[temp,ndx] = sort(DECKS.sistema.siscod);

DECKS.sistema.siscod = DECKS.sistema.siscod(ndx);
DECKS.sistema.sisnome = DECKS.sistema.sisnome(ndx);
DECKS.sistema.sistipo = DECKS.sistema.sistipo(ndx);
DECKS.sistema.cstdeficits =
DECKS.sistema.cstdeficits(ndx(DECKS.sistema.sistipo==0));

% FLUXOS-----
inirow=ndxi(3)+1;
DECKS.ini_month = DECKS.curr_month;
DECKS.numfluxos = 0;
DECKS.sistema.fluxos.vertices = [];
DECKS.sistema.fluxos.maximos = [];
DECKS.sistema.fluxos.minimos = [];

while str2num(RAW_DAT(inirow,1:4))~=999
    DECKS.numfluxos = DECKS.numfluxos+1;
    DECKS.sistema.fluxos.vertices = [DECKS.sistema.fluxos.vertices;
[str2num(RAW_DAT(inirow,1:4)) str2num(RAW_DAT(inirow,5:8))]];

```



```

endrow = inirow+DECKS.numanos;
inirow = inirow+1;
DECKS.sistema.fluxos.maximos = [DECKS.sistema.fluxos.maximos;
...

reshape(str2num(RAW_DAT(inirow:endrow,9:end))',1,12*DECKS.numanos)];
%           [str2num(RAW_DAT(inirow,8*DECKS.ini_month:end)),
reshape(str2num(RAW_DAT(inirow+1:endrow,10:end)),1,12*(DECKS.numanos
-1))]];
inirow = endrow + 1;
endrow = inirow+DECKS.numanos;
inirow = inirow + 1;
DECKS.sistema.fluxos.minimos = [DECKS.sistema.fluxos.minimos;
...

reshape(str2num(RAW_DAT(inirow:endrow,9:end))',1,12*DECKS.numanos)];
%           [str2num(RAW_DAT(inirow,8*DECKS.ini_month:end)),
reshape(str2num(RAW_DAT(inirow+1:endrow,10:end)),1,12*(DECKS.numanos
-1))]];
inirow = endrow + 1;
end
DECKS.sistema.fluxos.ndxvertices =
zeros(size(DECKS.sistema.fluxos.vertices,1),2);
for cnt=1:size(DECKS.sistema.fluxos.vertices,1)
ndxa = find(DECKS.sistema.siscod ==
DECKS.sistema.fluxos.vertices(cnt,1));
ndxb = find(DECKS.sistema.siscod ==
DECKS.sistema.fluxos.vertices(cnt,2));
DECKS.sistema.fluxos.ndxvertices(cnt,:) = [ndxa, ndxb];
end

% MERCADO-----

inirow=ndxi(4)+2;

DECKS.sistema.mercado = zeros(DECKS.numsubs, DECKS.numanos*12);
for cntsis = 1:DECKS.numsubs
endrow = inirow+16;
wsis = str2num(RAW_DAT(inirow,1:5));
wndx = find(DECKS.sistema.siscod == wsis);
DECKS.sistema.mercado(wndx,:) =
reshape(str2num(RAW_DAT((inirow+1):endrow,8:end))',1,12*DECKS.numano
s);
inirow=endrow+2;
end

% GPU -----
inirow=ndxi(5)+2;

DECKS.sistema.gpu = zeros(DECKS.numsubs, DECKS.numanos*12);
for cntsis = 1:DECKS.numsubs
endrow = inirow+16;
wsis = str2num(RAW_DAT(inirow,1:5));
wndx = find(DECKS.sistema.siscod == wsis);
DECKS.sistema.gpu(wndx,:) =
reshape(str2num(RAW_DAT((inirow+1):endrow,8:end))',1,12*DECKS.numano
s);
inirow=endrow+1;
end

```

```

%% -----
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (CONFHD)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=3;
try
    wfile = [DECKS.NWFoldr '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    fid = fopen(wfile);
    % RAW_DAT = textscan(fid, '%q','delimiter','\r');
    % RAW_DAT = fscanf(fid,'%c%s');
    RAW_DAT =
textscan(fid,'%s','delimiter','\n','whitespace','');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
RAW_DAT(1:2,:) = [];
DECKS.CONFHD.codigo = str2num(RAW_DAT(:,2:5));
DECKS.CONFHD.nome = cellstr(RAW_DAT(:,7:18));
DECKS.CONFHD.posto = str2num(RAW_DAT(:,20:23));
DECKS.CONFHD.jus = str2num(RAW_DAT(:,26:29));
DECKS.CONFHD.subsistema = str2num(RAW_DAT(:,31:34));
DECKS.CONFHD.Vini = str2num(RAW_DAT(:,36:41));
DECKS.CONFHD.uexis = cellstr(RAW_DAT(:,45:46));
DECKS.CONFHD.modif = str2num(RAW_DAT(:,50:53));
DECKS.CONFHD.inihist = str2num(RAW_DAT(:,59:62));
DECKS.CONFHD.fimhist = str2num(RAW_DAT(:,68:71));

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (MODIF)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=4;
try
    wfile = [DECKS.NWFoldr '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    fid = fopen(wfile);
    RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\n');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
ndx_ini = find(strcmp('usina',cellstr(lower(RAW_DAT(:,1:8))))==1);
ndx_ini = [ndx_ini; size(RAW_DAT,1)+1];
num_modifs = size(ndx_ini,1);

```

```

DECKS.MODIF.rawdata = RAW_DAT;
DECKS.MODIF.VOLMIN = []; %ainda não implementado
DECKS.MODIF.VOLMAX = []; %ainda não implementado
DECKS.MODIF.NUMCNJ = [];
DECKS.MODIF.NUMMAQ = [];
DECKS.MODIF.POTEFEE = [];
DECKS.MODIF.TEIF = [];
DECKS.MODIF.IP = [];
DECKS.MODIF.VAZMIN = [];
DECKS.MODIF.VMINT = [];
DECKS.MODIF.VMAXT = [];

fieldvec = fieldnames(DECKS.MODIF);

for cnt=1:num_modifs-1
    usi = str2num(RAW_DAT(ndx_ini(cnt),10:20));
    rng = [ndx_ini(cnt)+1:ndx_ini(cnt+1)-1];
    tipos = unique(cellstr(strtrim(RAW_DAT(rng,1:8))));
    dateinic = datenum(DECKS.curr_year, DECKS.curr_month,1);
    for cnt_tipo = 1:size(tipos,1)
        switch char(tipos(cnt_tipo))
            case char(fieldvec(3))
                ndx_tipo =
rng(strcmp(char(tipos(cnt_tipo)),cellstr(RAW_DAT(rng,1:8)))==1);
                temp=str2num(RAW_DAT(ndx_tipo,9:25));
                DECKS.MODIF.NUMCNJ = [DECKS.MODIF.NUMCNJ; [usi
temp]];
                    for cnt_i = 1:size(ndx_tipo,1)
                        for cnt_cnj=1:temp
                            DECKS.MODIF.NUMMAQ = [DECKS.MODIF.NUMMAQ;
[usi str2num(RAW_DAT(ndx_tipo(cnt_i)+1,9:25))]];
                        end
                    end
            case char(fieldvec(6))
                ndx_tipo =
rng(strcmp(char(tipos(cnt_tipo)),cellstr(RAW_DAT(rng,1:8)))==1);
                temp=str2num(RAW_DAT(ndx_tipo,9:25));
                DECKS.MODIF.TEIF = [DECKS.MODIF.TEIF; [usi temp]];
            case char(fieldvec(7))
                ndx_tipo =
rng(strcmp(char(tipos(cnt_tipo)),cellstr(RAW_DAT(rng,1:8)))==1);
                temp=str2num(RAW_DAT(ndx_tipo,9:25));
                DECKS.MODIF.IP = [DECKS.MODIF.IP; [usi temp]];
            case char(fieldvec(8))
                ndx_tipo =
rng(strcmp(char(tipos(cnt_tipo)),cellstr(RAW_DAT(rng,1:8)))==1);
                temp=str2num(RAW_DAT(ndx_tipo,9:25));
                DECKS.MODIF.VAZMIN = [DECKS.MODIF.VAZMIN; [usi
temp]];
            case char(fieldvec(10))
                ndx_tipo =
rng(strcmp(char(tipos(cnt_tipo)),cellstr(RAW_DAT(rng,1:8)))==1);
                ndx_temp = findstr(''%',RAW_DAT(ndx_tipo,:));
                if ndx_temp ==[]
                    ndx_temp = 26;
                end
                ndx_temp = ndx_temp-1;
                temp=str2num(RAW_DAT(ndx_tipo,9:ndx_temp));
                temp=[datenum(temp(:,2),temp(:,1),1) temp(:,3)];

```

```

DECKS.MODIF.VMAXT = [DECKS.MODIF.VMAXT; [usi -
ones(1,61-DECKS.curr_month)]];
DECKS.MODIF.VMAXT(end,months(dateinic,temp(:,1))+2)
= temp(:,2)';
    end
end
end

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (CONFT)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=5;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

fgets(arq);

num_vec=[];
nome_vec=[];
dados_vec=[];
us_exis_vec=[];

while(1)
    fread(arq,1);
    num=str2num(strcat(fread(arq,4)'));
    if(~isempty(num))
        num_vec=[num_vec;num];
        fread(arq,1);
        nome1=strcat(fread(arq,12)');
        nome_vec=[nome_vec;{strtrim(nome1)}];
        dados=fgets(arq);
        copia_dados=dados;
        dados=sscanf(dados,'%f %*s %f');
        dados_vec=[dados_vec;dados'];
        us_exis=sscanf(copia_dados,'%*f %s %*f');
        us_exis_vec=[us_exis_vec;{char(us_exis)'}];
    else
        break
    end
end

fclose(arq);

DECKS.CONFT.cod = num_vec;
DECKS.CONFT.nome = nome_vec;
DECKS.CONFT.subsistema = dados_vec(:,1);
DECKS.CONFT.exis = us_exis_vec;
DECKS.CONFT.classe = dados_vec(:,2);

```

```

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (TERM)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=6;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

fgets(arq);

num_vec=[];
nome_vec=[];
dados_vec=[];

while(1)
    fread(arq,1);
    num=str2num(strcat(fread(arq,3)'));
    num_vec=[num_vec;num];
    fread(arq,1);
    nome1=strcat(fread(arq,12)');
    if ~isempty(nome1)
        nome_vec=[nome_vec; {strtrim(nome1)}];
    end
    dados=fgets(arq);
    if (dados~-1)
        dados=sscanf(dados,'%f')';
        dados_vec=[dados_vec;dados];
    else
        break
    end
end

fclose(arq);
DECKS.TERM.cod = num_vec;
DECKS.TERM.nome = nome_vec;
DECKS.TERM.pot = dados_vec(:,1);
DECKS.TERM.fcmax = dados_vec(:,2);
DECKS.TERM.teif = dados_vec(:,3);
DECKS.TERM.ip = dados_vec(:,4);
DECKS.TERM.gmin = dados_vec(:,5:end);

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (CLAST)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=7;
try

```

```

wfile = [DECKS.NWFolder '\\ ARQS(ndxarq,:)];
arq = fopen(wfile);
fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end
fgets(arq);
C=fgets(arq);
aux_C=str2num(C(1,2:5));
num_vec=[];
nome_vec=[];
dados_vec=[];
tipo_vec=[];
while aux_C~=9999
    if ~isempty(aux_C)
        num_vec=[num_vec; aux_C];
        nome_vec=[nome_vec; {strtrim(C(1,7:18))}];
        dados_vec=[dados_vec; str2num(C(1,31:end))];
        tipo_vec=[tipo_vec; {strtrim(C(1,20:29))}];
    end
    C=fgets(arq);
    aux_C=str2num(C(1,2:5));
end

DECKS.CLAST.cod = num_vec;
DECKS.CLAST.nome= nome_vec;
DECKS.CLAST.classe = tipo_vec;
DECKS.CLAST.custo = dados_vec;

pause(0.1)
fgets(arq);
fgets(arq);
C=fgets(arq);
num_vec=[];
nome_vec=[];
dados_vec=[];
while C~-=-1
    num_vec=[num_vec; str2num(C(1,2:5))];
    dados_vec=[dados_vec; str2num(C(1,9:15))];
    nome_vec=strvcat(nome_vec,C(1,19:end));
    C=fgets(arq);
end
if ~isempty(nome_vec)
    nome_vec=cellstr(nome_vec);
    DECKS.CLAST.A1=[num2cell(num_vec) nome_vec num2cell(dados_vec)];
else
    DECKS.CLAST.A1 = [];
end
fclose(arq);

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (EXPH)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=8;

```

```

try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    s = fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

fgets(arq);
s = fgets(arq);
tot_exph = [];
aux_flag = 0;
s = fgets(arq);

while s~-1
    cod = str2num(s(1:4));
    if cod==9999
    else
        if isempty(cod)
            cod = NaN;
        end
        usina = cellstr(s(6:17));
        if s(19) == ' '
            enchimento = cellstr(s(20:25));
        else
            enchimento = cellstr(s(19:25));
        end
        duracao = str2num(s(32:33));
        if isempty(duracao)
            duracao = NaN;
        end
        volume = str2num(s(39:42));
        if isempty(volume)
            volume = NaN;
        end

        if size(s,2)>=58
            if s(45) == ' '
                entrada = cellstr(s(46:51));
            else
                entrada = cellstr(s(45:51));
            end
            pot = [str2num(s(53:58)) str2num(s(61:62))
str2num(s(65))];
            if isempty(pot)
                pot = NaN(1,3);
            end
        else
            entrada = cellstr('');
            pot = NaN(1,3);
        end
        if ~isnan(cod)
            tot_exph = [tot_exph; [num2cell(cod) usina enchimento
num2cell(duracao) num2cell(volume) entrada num2cell(pot)]];
        else

```

```

        tot_exph = [tot_exph; [tot_exph(end,1) tot_exph(end,2)
tot_exph(end,3) tot_exph(end,4) num2cell(volume) entrada
num2cell(pot)]];
        end
    end
    s = fgets(arq);
end

fclose(arq);
DECKS.EXPH = tot_exph;

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (EXPT)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=9;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    s = fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end
fgets(arq);
s=0;
tot_expt=[];

while(1)
    s=fgets(arq);
    if(s~-1)
        num=sscanf(s,'%f %^[s f]');
        tipo=sscanf(s,'%*f %s %^[s f]');
        modif=sscanf(s,'%*f %*s %f %^[s f]');
        mi=sscanf(s,'%*f %*s %*f %f %^[s f]');
        anoi=sscanf(s,'%*f %*s %*f %*f %f %^[s f]');
        mf=sscanf(s,'%*f %*s %*f %*f %*f %f %^[s f]');
        anof=sscanf(s,'%*f %*s %*f %*f %*f %*f %f %^[s f]');
        dados={num,char(tipo)',modif,mi,anoi,mf,anof};
        tot_expt=[tot_expt;dados];
    else
        break;
    end
end

fclose(arq);

DECKS.EXPT = tot_expt;

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (PATAMAR)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=10;

%%

```



```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (MANUTT)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=18;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    s = fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

fgets(arq);
C=textscan(arq, '%17c %3f %20c %8c %f %f', 'delimiter', '\n');
if size(C{1,1},1) > 0
    data=datestr(datenum(C{:},4), 'ddmmyyyy'), 'dd/mm/yyyy');
    num_vec=num2cell(C{:},2);
    dur_vec=num2cell(C{:},5);
    dados_vec=num2cell(C{:},6);
    DECKS.MANUTT=[num_vec cellstr(data) dur_vec dados_vec];
else
    DECKS.MANUTT=[];
end

fclose(arq);

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (EAFFPAST)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=20;
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\\' ARQS(ndxarq,:)];
    arq = fopen(wfile);
    s = fgets(arq);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

fgets(arq);
C=textscan(arq, '%5f %11c %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f',
'delimiter', '\n');
num_sub=num2cell(C{1,1});
nome_sub=cellstr(char(C{1,2}));
dados_sub=num2cell([C{1,3:end}]);
DECKS.EAFFPAST=[num_sub nome_sub dados_sub];

fclose(arq);

%% -----
-----

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (DSVAGUA)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ndxarq=28;
try
    wfile = [DECKS.NWFoldr '\ ' ARQS(ndxarq,:)];
    fid = fopen(wfile);
    RAW_DAT =
textscan(fid,'%s','delimiter','\n','whitespace','');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

RAW_DAT = char(RAW_DAT{1});
ndx = find(strcmp('9999',upper(cellstr(strtrim(RAW_DAT(:,1:4)))))) ==
1);
RAW_DAT(ndx:end,:) = [];

ndx = find(strcmp('XX',upper(cellstr(strtrim(RAW_DAT(:,1:2)))))) ==
1);
ndxX = strmatch('X',upper(RAW_DAT(ndx,:))');
ndxSPC = strmatch(' ',RAW_DAT(ndx,:))';
ndxSPC(ndxSPC>ndxX(end)) = [];
ndxX = ndxX(end);

RAW_DAT(1:ndx,:) = [];

subsis = strtrim(RAW_DAT(:,ndxX+1:end));
subsis = subsis(:,1:2);

RAW_DAT(:,ndxX+1:end)=[];
ndxSPC = [1; ndxSPC; ndxX+1];
temp = [];

for cnt=2:size(ndxSPC,1)
    temp = [temp str2num(RAW_DAT(:,ndxSPC(cnt-1):ndxSPC(cnt)-1))];
end

DECKS.DSV.desvio = [];

usis = unique(temp(:,2));
for cnt=1:size(usis,1)
    ndx = find(temp(:,2)==usis(cnt));
    anos = unique(temp(ndx,1));
    for cnt_ano = 1:size(anos,1)
        ndx2 = find(temp(ndx,1) == anos(cnt_ano));
        if size(ndx2,1) > 1
            temp(ndx(ndx2(1)), :) = min(temp(ndx(ndx2), :));
            ndx(ndx2(2:end)) = [];
        end
    end
    DECKS.DSV.desvio = [DECKS.DSV.desvio; [usis(cnt)
reshape(temp(ndx,3:end)',1,size(ndx,1)*(size(temp,2)-2))]];
    temp(ndx,:) = [];
end

```

```

end
clear temp;
DECKS.DSV.cod = DECKS.DSV.desvio(:,1);
DECKS.DSV.desvio = DECKS.DSV.desvio(:,DECKS.curr_month+1:end);
%% -----
-----
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (CAR)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% curva de aversão ao risco (obsoleto, mas como não usaremos cvar,
melhor usar isso depois)
ndxarq=30;
wfile = [DECKS.NWFolder '\ ' ARQS(ndxarq,:)];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (MLT)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\agua.xlsx'];
    [num, txt, temp] = xlsread(wfile,'ena');
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

DECKS.MLT = zeros(DECKS.numsubs,12*DECKS.numanos);

for cnt=1:DECKS.numsubs
    temp = num(num(:,1)== cnt,:);
    if ~isempty(temp)
        % [lixo, ndx] = sort(temp(:,2));
        DECKS.MLT(cnt,:)=temp(2:(12*DECKS.numanos+1));
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (earmax-VMAX)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\agua.xlsx'];
    [num, txt, temp] = xlsread(wfile,'earm');
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile),'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end

DECKS.EARMAX = zeros(DECKS.numsubs,12*DECKS.numanos);

for cnt=1:DECKS.numsubs
    temp = num(num(:,1)== cnt,:);
    if ~isempty(temp)
        % [lixo, ndx] = sort(temp(:,2));
        DECKS.EARMAX(cnt,:)=temp(2:(12*DECKS.numanos+1));
    end
end

```

```

end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% (NEWTERM)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
try
    wfile = [DECKS.NWFolder '\newterm.dat'];
    fid = fopen(wfile);
        RAW_DAT = textscan(fid, '%s', 'delimiter', '\n');
    fclose(fid);
catch
    msgbox(strvcat('Erro de leitura. Verificar arquivo ',
wfile), 'modal');
    DECKS.status.err = 1;
    DECKS.status.msg = 1;
    DECKS.status.description = wfile;
    return;
end
RAW_DAT = char(RAW_DAT{1,1});
RAW_DAT(1:2,:)=[];
DECKS.NEWTERM.cod = str2num(RAW_DAT(:,1:3));
DECKS.NEWTERM.nome = cellstr(RAW_DAT(:,5:15));
DECKS.NEWTERM.mes = str2num(RAW_DAT(:,16:17));
DECKS.NEWTERM.ano = str2num(RAW_DAT(:,19:22));
DECKS.NEWTERM.pot = str2num(RAW_DAT(:,24:31));
DECKS.NEWTERM.custo = str2num(RAW_DAT(:,33:39));
DECKS.NEWTERM.subsistema = str2num(RAW_DAT(:,41:43));
DECKS.NEWTERM.cstbuid = str2num(RAW_DAT(:,45:end));

```

Função deck_assemble:

```

function [ DECKOTIM ] = deck_assemble(DECKS,numtempos)

% wdir = 'D:\Dropbox\Doutorado\PDE2022'; DECKS = read_deck(wdir)

%% modificações e expansão
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% hidraulicas-----
%DECKS.CONFHD
DECKOTIM.googol = 999999999;
DECKOTIM.defmult = 1;
DECKOTIM.horas = 730.5;

[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.hidrs.codigo,
DECKS.CONFHD.codigo);

fieldnames = fields(DECKS.hidrs);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.hidrs.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.hidrs.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end

fieldnames2 = fields(DECKS.CONFHD);
for cnt=1:size(fieldnames2,1)
%     if ~ismember(fieldnames2(cnt),fieldnames)
        DECKS.hidrs.(char(fieldnames2(cnt))) =
DECKS.CONFHD.(char(fieldnames2(cnt)))(ndxb,:);
%     end
end

```

```

ndx=find(strcmp(DECKS.hidrs.uexis, 'EE')==1 |
strcmp(DECKS.hidrs.uexis, 'NE')==1);
DECKS.hidrs.num_maq(ndx,:)=0;

usicod=0;
ndx=[];
%%DECKS.MODIF
cnt=3;
while cnt<=size(DECKS.MODIF.rawdata,1)
    if strcmp(upper(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,1:5)), 'USINA');
        usicod = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
        ndx=find(DECKS.hidrs.codigo==usicod);
        cnt = cnt+1;
    end
    if usicod~=0
        keyw = strtrim(upper(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,1:6)));
        switch keyw
            case 'IP'
                %
                %
                %
                usicod
                DECKS.hidrs.ip(ndx)
                DECKS.hidrs.ip(ndx) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
            case 'TEIF'
                %
                %
                %
                usicod
                DECKS.hidrs.ip(ndx)
                DECKS.hidrs.teif(ndx) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
            case 'NUMCNJ'
                DECKS.hidrs.num_maq(ndx,
min(str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12))+1,5):end)=0;
                %
                %
                %
                DECKS.hidrs.ip(ndx)
                DECKS.hidrs.num_maq(ndx,:) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
            case 'NUMMAQ'
                temp = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:end));
                DECKS.hidrs.num_maq(ndx, temp(2))=temp(1);
            case 'POTEFE'
                temp = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:end));
                DECKS.hidrs.pot(ndx, temp(2))=temp(1);
        end
    end
    cnt=cnt+1;
end

DECKS.hidrs.disp =
zeros(size(DECKS.hidrs.codigo,1),DECKS.numanos*12);
for cnt=1:size(DECKS.hidrs.codigo)
    DECKS.hidrs.disp(cnt,:) =
DECKS.hidrs.num_maq(cnt,:)*DECKS.hidrs.pot(cnt,:);
end

% DECKS.EXPH
usicod=0;
cnt=1;
while cnt<=size(DECKS.EXPH,1)
    temp = cell2mat(DECKS.EXPH(cnt,1));
    altpot = 1;
    if temp ~= usicod
        usicod = temp;
    end
end

```

```

        ndx = find(DECKS.hidrs.codigo==usicod);
        altpot = 0;
    end
    if altpot
        mdt = char(DECKS.EXPH(cnt,6));
        ydt = str2num(mdt((size(mdt,2)-3):end));
        mdt = str2num(mdt(1:(size(mdt,2)-5)));
        inipos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;
        DECKS.hidrs.disp(ndx,inipos:end) =
DECKS.hidrs.disp(ndx,inipos:end) + cell2mat(DECKS.EXPH(cnt,7));
    end
    cnt = cnt+1;
end

%% termicas -----

% DECKS.CONFT

[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.TERM.cod, DECKS.CLAST.cod);
fieldnames = fields(DECKS.TERM);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end
DECKS.TERM.custo = DECKS.CLAST.custo;
[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.TERM.cod, DECKS.CONFT.cod);

fieldnames = fields(DECKS.TERM);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end

fieldnames2 = fields(DECKS.CONFT);
for cnt=1:size(fieldnames2,1)
%     if ~ismember(fieldnames2(cnt),fieldnames)
        DECKS.TERM.(char(fieldnames2(cnt))) =
DECKS.CONFT.(char(fieldnames2(cnt)))(ndxb,:);
%     end
end

ndx=find(strcmp(DECKS.TERM.exis,'EE')==1 |
strcmp(DECKS.TERM.exis,'NE')==1);
DECKS.TERM.pot(ndx,:)=0;
DECKS.TERM.gmin(ndx,:)=0;

DECKS.TERM.pot = repmat(DECKS.TERM.pot,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.teif = repmat(DECKS.TERM.teif,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.ip = repmat(DECKS.TERM.ip,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.fcmax = repmat(DECKS.TERM.fcmax,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.gmin = [DECKS.TERM.gmin
repmat(DECKS.TERM.gmin(:,13),1,(DECKS.numanos-1)*12-1)];

usicod=0;
ndx=[];

% DECKS.EXPT
fieldassign = [ {'GTMIN'} {'gmin'} ;

```

```

        {'POTEF'} {'pot'} ;
        {'FCMAX'} {'fcmax'} ;
        {'IPTER'} {'ip'} ;
        {'TEIFT'} {'teif'} ];

for cnt=1:size(DECKS.EXPT,1)
    usicod = DECKS.EXPT{cnt,1};
    ndx = find(DECKS.TERM.cod==usicod);

    mdt = DECKS.EXPT{cnt,4};
    ydt = DECKS.EXPT{cnt,5};
    inipos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;

    if isempty(DECKS.EXPT{cnt,6})
        endpos = DECKS.numanos*12;
    else
        mdt = DECKS.EXPT{cnt,6};
        ydt = DECKS.EXPT{cnt,7};
        endpos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;
    end

    if ~isempty(ndx)
        keyw = strtrim(DECKS.EXPT{cnt,2});
        try
            wfield = fieldassign(strcmp(keyw, fieldassign(:,1)),2);
        catch
            wfield=[];
        end
        if ~isempty(wfield)
            DECKS.TERM.(wfield)(ndx,inipos:endpos) =
DECKS.EXPT{cnt,3};
        end
    end

end

%% inputs para o modelo
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Vmax é temporário, fica p arrumar depois
% Vmax = [205003, 19873, 14812, 51859];
% Vmax = [Vmax 15000*ones(1,size(DECKS.sistema.cstdeficits,1) -
size(Vmax,2))];
% DECKOTIM.V.maximo = repmat(Vmax',1,DECKS.numanos*12);
DECKOTIM.V.maximo = DECKS.EARMAX;
DECKOTIM.V.minimo = zeros(size(DECKOTIM.V.maximo));
DECKOTIM.V.inicial = DECKOTIM.V.maximo(:,1).*DECKS.dger.vini/100;

%idéia para vmax: pegar dos resultados do newave

DECKOTIM.I = DECKS.sistema.fluxos;
DECKOTIM.E = DECKS.sistema.mercado - DECKS.sistema.gpu;

for cnt=1:DECKS.numsubs
%     cnt=cnt+1
    wsis = DECKS.sistema.siscod(cnt);
    DECKOTIM.Q(cnt).max = zeros(1,DECKS.numanos*12);
end

```

```

    ndx = find(DECKS.hidrs.subsistema == wsis);
    DECKOTIM.Q(cnt).max = DECKOTIM.Q(cnt).max + ((1-
DECKS.hidrs.teif(ndx)/100) .* (1-DECKS.hidrs.ip(ndx)/100))' *
DECKS.hidrs.disp(ndx, :);
    DECKOTIM.Q(cnt).min = zeros(size(DECKOTIM.Q(cnt).max));
%     DECKOTIM.Q(cnt).max(1)

    ndx = find(DECKS.TERM.subsistema == wsis);
    DECKOTIM.T(cnt).cvu = [];
    if isempty(ndx)
        DECKOTIM.T(cnt).max = [];
        DECKOTIM.T(cnt).min = [];
        DECKOTIM.T(cnt).cod = [];
        DECKOTIM.T(cnt).nome = [];
        DECKOTIM.T(cnt).cvu = [];
    else
        [lixo, ndx2]=sort(DECKS.TERM.custo(ndx,1));
        ndx = ndx(ndx2);
        DECKOTIM.T(cnt).max = DECKS.TERM.pot(ndx, :) .*
(DECKS.TERM.fcmax(ndx, :)/100) .* (1-DECKS.TERM.teif(ndx, :)/100) .* (1-
DECKS.TERM.ip(ndx, :)/100);
        DECKOTIM.T(cnt).min = DECKS.TERM.gmin(ndx, :);
        for cntano = 1:DECKS.numanos
            DECKOTIM.T(cnt).cvu = [DECKOTIM.T(cnt).cvu
repmat(DECKS.TERM.custo(ndx, cntano), 1, 12)];
        end
        DECKOTIM.T(cnt).cod = DECKS.TERM.cod(ndx);
        DECKOTIM.T(cnt).nome = DECKS.TERM.nome(ndx);
    end
    DECKOTIM.T(cnt).max = [DECKOTIM.T(cnt).max; sum(DECKOTIM.E, 1)];
    DECKOTIM.T(cnt).min = [DECKOTIM.T(cnt).min;
zeros(1, DECKS.numanos*12)];
    DECKOTIM.T(cnt).cvu = [DECKOTIM.T(cnt).cvu;
DECKOTIM.defmult*repmat(DECKS.sistema.cstdeficits(cnt), 1, DECKS.numan
os*12)];
    DECKOTIM.T(cnt).cod = [DECKOTIM.T(cnt).cod; 9999];
    DECKOTIM.T(cnt).nome = [DECKOTIM.T(cnt).nome; {'Deficit'}];

    ndx = find(DECKS.NEWTERM.subsistema == wsis);
    if isempty(ndx)
        DECKOTIM.newT(cnt).max = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).min = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).cod = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).nome = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).cvu = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).cst = [];
        DECKOTIM.newT(cnt).beg = [];
    else
        DECKOTIM.newT(cnt).max = DECKS.NEWTERM.pot(ndx, :);
        DECKOTIM.newT(cnt).min =
zeros(size(DECKOTIM.newT(cnt).max));
        DECKOTIM.newT(cnt).cvu = DECKS.NEWTERM.custo(ndx);

        DECKOTIM.newT(cnt).cod = DECKS.NEWTERM.cod(ndx);
        DECKOTIM.newT(cnt).nome = DECKS.NEWTERM.nome(ndx);
        DECKOTIM.newT(cnt).cst = DECKS.NEWTERM.cstbuid(ndx);
        DECKOTIM.newT(cnt).beg =
DECKS.NEWTERM.mes(ndx) + (DECKS.NEWTERM.ano(ndx) -
DECKS.curr_year)*12;
    end

```



```

end

% DECKOTIM.A = repmat(DECKS.MLT',1,DECKS.numanos);
DECKOTIM.A = DECKS.MLT;
DECKOTIM.numtempos = min(numtempos,DECKS.numanos*12);

DECKOTIM.V.maximo = DECKOTIM.V.maximo(:,1:numtempos);
DECKOTIM.V.minimo = DECKOTIM.V.minimo(:,1:numtempos);
DECKOTIM.I.maximos = DECKOTIM.I.maximos(:,1:numtempos);
DECKOTIM.I.minimos = DECKOTIM.I.minimos(:,1:numtempos);
DECKOTIM.E = DECKOTIM.E(:,1:numtempos);
DECKOTIM.A = DECKOTIM.A(:,1:numtempos);
for cntsub=1:DECKS.numsubs
    DECKOTIM.Q(cntsub).max = DECKOTIM.Q(cntsub).max(:,1:numtempos);
    DECKOTIM.Q(cntsub).min = DECKOTIM.Q(cntsub).min(:,1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).cvu = DECKOTIM.T(cntsub).cvu(:,1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).max = DECKOTIM.T(cntsub).max(:,1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).min = DECKOTIM.T(cntsub).min(:,1:numtempos);
end

```

Função makePDMIP:

```

function [ DECKOTIM ] = deck_assemble(DECKS,numtempos)

% wdir = 'D:\Dropbox\Doutorado\PDE2022'; DECKS = read_deck(wdir)

%% modificações e expansão
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% hidraulicas-----
%DECKS.CONFHD
DECKOTIM.googol = 999999999;
DECKOTIM.defmult = 1;
DECKOTIM.horas = 730.5;

[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.hidrs.codigo,
DECKS.CONFHD.codigo);

fieldnames = fields(DECKS.hidrs);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.hidrs.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.hidrs.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end

fieldnames2 = fields(DECKS.CONFHD);
for cnt=1:size(fieldnames2,1)
%     if ~ismember(fieldnames2(cnt),fieldnames)
        DECKS.hidrs.(char(fieldnames2(cnt))) =
DECKS.CONFHD.(char(fieldnames2(cnt)))(ndxb,:);
%     end
end

ndx=find(strcmp(DECKS.hidrs.uexis,'EE')==1 |
strcmp(DECKS.hidrs.uexis,'NE')==1);
DECKS.hidrs.num_maq(ndx,:)=0;

```

```

usicod=0;
ndx=[];
%%DECKS.MODIF
cnt=3;
while cnt<=size(DECKS.MODIF.rawdata,1)
    if strcmp(upper(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,1:5)), 'USINA');
        usicod = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
        ndx=find(DECKS.hidrs.codigo==usicod);
        cnt = cnt+1;
    end
    if usicod~=0
        keyw = strtrim(upper(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,1:6)));
        switch keyw
            case 'IP'
                %
                %         usicod
                %         DECKS.hidrs.ip(ndx)
                DECKS.hidrs.ip(ndx) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
                case 'TEIF'
                %
                %         usicod
                %         DECKS.hidrs.ip(ndx)
                DECKS.hidrs.teif(ndx) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
                case 'NUMCNJ'
                DECKS.hidrs.num_maq(ndx,
min(str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12))+1,5):end)=0;
                %
                %         DECKS.hidrs.ip(ndx)
                %         DECKS.hidrs.num_maq(ndx,:) =
str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:12));
                case 'NUMMAQ'
                temp = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:end));
                DECKS.hidrs.num_maq(ndx, temp(2))=temp(1);
                case 'POTEFEE'
                temp = str2num(DECKS.MODIF.rawdata(cnt,10:end));
                DECKS.hidrs.pot(ndx, temp(2))=temp(1);
            end
        end
        cnt=cnt+1;
    end
end

DECKS.hidrs.disp =
zeros(size(DECKS.hidrs.codigo,1),DECKS.numanos*12);
for cnt=1:size(DECKS.hidrs.codigo)
    DECKS.hidrs.disp(cnt,:) =
DECKS.hidrs.num_maq(cnt,:)*DECKS.hidrs.pot(cnt,:);
end

% DECKS.EXPH
usicod=0;
cnt=1;
while cnt<=size(DECKS.EXPH,1)
    temp = cell2mat(DECKS.EXPH(cnt,1));
    altpot = 1;
    if temp ~= usicod
        usicod = temp;
        ndx = find(DECKS.hidrs.codigo==usicod);
        altpot = 0;
    end
    if altpot

```

```

        mdt = char(DECKS.EXPH(cnt,6));
        ydt = str2num(mdt((size(mdt,2)-3):end));
        mdt = str2num(mdt(1:(size(mdt,2)-5)));
        inipos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;
        DECKS.hidrs.disp(ndx,inipos:end) =
DECKS.hidrs.disp(ndx,inipos:end) + cell2mat(DECKS.EXPH(cnt,7));
    end
    cnt = cnt+1;
end

%% termicas -----

% DECKS.CONFT

[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.TERM.cod, DECKS.CLAST.cod);
fieldnames = fields(DECKS.TERM);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end
DECKS.TERM.custo = DECKS.CLAST.custo;
[cod, ndxa, ndxb] = intersect(DECKS.TERM.cod, DECKS.CONFT.cod);

fieldnames = fields(DECKS.TERM);
for cnt=1:size(fieldnames,1)
    DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt))) =
DECKS.TERM.(char(fieldnames(cnt)))(ndxa,:);
end

fieldnames2 = fields(DECKS.CONFT);
for cnt=1:size(fieldnames2,1)
%     if ~ismember(fieldnames2(cnt),fieldnames)
        DECKS.TERM.(char(fieldnames2(cnt))) =
DECKS.CONFT.(char(fieldnames2(cnt)))(ndxb,:);
%     end
end

ndx=find(strcmp(DECKS.TERM.exis,'EE')==1 |
strcmp(DECKS.TERM.exis,'NE')==1);
DECKS.TERM.pot(ndx,:)=0;
DECKS.TERM.gmin(ndx,:)=0;

DECKS.TERM.pot = repmat(DECKS.TERM.pot,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.teif = repmat(DECKS.TERM.teif,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.ip = repmat(DECKS.TERM.ip,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.fcmax = repmat(DECKS.TERM.fcmax,1,(DECKS.numanos)*12);
DECKS.TERM.gmin = [DECKS.TERM.gmin
repmat(DECKS.TERM.gmin(:,13),1,(DECKS.numanos-1)*12-1)];

usicod=0;
ndx=[];

% DECKS.EXPT
fieldassign = [ {'GTMIN'} {'gmin'} ;
                {'POTEF'} {'pot'} ;
                {'FCMAX'} {'fcmax'} ;
                {'IPTER'} {'ip'} ;
                {'TEIFT'} {'teif'} ];

```

```

for cnt=1:size(DECKS.EXPT,1)
    usicod = DECKS.EXPT{cnt,1};
    ndx = find(DECKS.TERM.cod==usicod);

    mdt = DECKS.EXPT{cnt,4};
    ydt = DECKS.EXPT{cnt,5};
    inipos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;

    if isempty(DECKS.EXPT{cnt,6})
        endpos = DECKS.numanos*12;
    else
        mdt = DECKS.EXPT{cnt,6};
        ydt = DECKS.EXPT{cnt,7};
        endpos = (ydt - DECKS.curr_year)*12 + mdt;
    end

    if ~isempty(ndx)
        keyw = strtrim(DECKS.EXPT{cnt,2});
        try
            wfield = fieldassign(strcmp(keyw, fieldassign(:,1)),2);
        catch
            wfield=[];
        end
        if ~isempty(wfield)
            DECKS.TERM.(wfield)(ndx,inipos:endpos) =
DECKS.EXPT{cnt,3};
        end
    end
end

%% inputs para o modelo
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Vmax é temporário, fica p arrumar depois
% Vmax = [205003, 19873, 14812, 51859];
% Vmax = [Vmax 15000*ones(1,size(DECKS.sistema.cstdeficits,1) -
size(Vmax,2))];
% DECKOTIM.V.maximo = repmat(Vmax',1,DECKS.numanos*12);
DECKOTIM.V.maximo = DECKS.EARMAX;
DECKOTIM.V.minimo = zeros(size(DECKOTIM.V.maximo));
DECKOTIM.V.inicial = DECKOTIM.V.maximo(:,1).*DECKS.dger.vini/100;

%idéia para vmax: pegar dos resultados do newave

DECKOTIM.I = DECKS.sistema.fluxos;
DECKOTIM.E = DECKS.sistema.mercado - DECKS.sistema.gpu;

for cnt=1:DECKS.numsubs
%     cnt=cnt+1
    wsis = DECKS.sistema.siscod(cnt);
    DECKOTIM.Q(cnt).max = zeros(1,DECKS.numanos*12);

    ndx = find(DECKS.hidrs.subsistema == wsis);
    DECKOTIM.Q(cnt).max = DECKOTIM.Q(cnt).max + ((1-
DECKS.hidrs.teif(ndx)/100).*(1-DECKS.hidrs.ip(ndx)/100))' *
DECKS.hidrs.disp(ndx,:);
end

```

```

DECKOTIM.Q(cnt).min = zeros(size(DECKOTIM.Q(cnt).max));
%   DECKOTIM.Q(cnt).max(1)

ndx = find(DECKS.TERM.subsistema == wsis);
DECKOTIM.T(cnt).cvu = [];
if isempty(ndx)
    DECKOTIM.T(cnt).max = [];
    DECKOTIM.T(cnt).min = [];
    DECKOTIM.T(cnt).cod = [];
    DECKOTIM.T(cnt).nome = [];
    DECKOTIM.T(cnt).cvu = [];
else
    [lixo, ndx2]=sort(DECKS.TERM.custo(ndx,1));
    ndx = ndx(ndx2);
    DECKOTIM.T(cnt).max = DECKS.TERM.pot(ndx,:) .*
(DECKS.TERM.fcmax(ndx,+)/100) .* (1-DECKS.TERM.teif(ndx,+)/100) .* (1-
DECKS.TERM.ip(ndx,+)/100);
    DECKOTIM.T(cnt).min = DECKS.TERM.gmin(ndx,);
    for cntano = 1:DECKS.numanos
        DECKOTIM.T(cnt).cvu = [DECKOTIM.T(cnt).cvu
repmat(DECKS.TERM.custo(ndx,cntano),1,12)];
    end
    DECKOTIM.T(cnt).cod = DECKS.TERM.cod(ndx);
    DECKOTIM.T(cnt).nome = DECKS.TERM.nome(ndx);
end
DECKOTIM.T(cnt).max = [DECKOTIM.T(cnt).max; sum(DECKOTIM.E,1)];
DECKOTIM.T(cnt).min = [DECKOTIM.T(cnt).min;
zeros(1,DECKS.numanos*12)];
DECKOTIM.T(cnt).cvu = [DECKOTIM.T(cnt).cvu;
DECKOTIM.defmult*repmat(DECKS.sistema.cstdeficits(cnt),1,DECKS.numan
os*12)];
DECKOTIM.T(cnt).cod = [DECKOTIM.T(cnt).cod; 9999];
DECKOTIM.T(cnt).nome = [DECKOTIM.T(cnt).nome; {'Deficit'}];

ndx = find(DECKS.NEWTERM.subsistema == wsis);
if isempty(ndx)
    DECKOTIM.newT(cnt).max = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).min = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).cod = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).nome = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).cvu = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).cst = [];
    DECKOTIM.newT(cnt).beg = [];
else
    DECKOTIM.newT(cnt).max = DECKS.NEWTERM.pot(ndx,);
    DECKOTIM.newT(cnt).min =
zeros(size(DECKOTIM.newT(cnt).max));
    DECKOTIM.newT(cnt).cvu = DECKS.NEWTERM.custo(ndx);

    DECKOTIM.newT(cnt).cod = DECKS.NEWTERM.cod(ndx);
    DECKOTIM.newT(cnt).nome = DECKS.NEWTERM.nome(ndx);
    DECKOTIM.newT(cnt).cst = DECKS.NEWTERM.cstbuid(ndx);
    DECKOTIM.newT(cnt).beg =
DECKS.NEWTERM.mes(ndx) + (DECKS.NEWTERM.ano(ndx) -
DECKS.curr_year)*12;
end
end

% DECKOTIM.A = repmat(DECKS.MLT',1,DECKS.numanos);
DECKOTIM.A = DECKS.MLT;

```

```
DECKOTIM.numtempos = min(numtempos, DECKS.numanos*12);

DECKOTIM.V.maximo = DECKOTIM.V.maximo(:, 1:numtempos);
DECKOTIM.V.minimo = DECKOTIM.V.minimo(:, 1:numtempos);
DECKOTIM.I.maximos = DECKOTIM.I.maximos(:, 1:numtempos);
DECKOTIM.I.minimos = DECKOTIM.I.minimos(:, 1:numtempos);
DECKOTIM.E = DECKOTIM.E(:, 1:numtempos);
DECKOTIM.A = DECKOTIM.A(:, 1:numtempos);
for cntsub=1:DECKS.numsubs
    DECKOTIM.Q(cntsub).max = DECKOTIM.Q(cntsub).max(:, 1:numtempos);
    DECKOTIM.Q(cntsub).min = DECKOTIM.Q(cntsub).min(:, 1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).cvu = DECKOTIM.T(cntsub).cvu(:, 1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).max = DECKOTIM.T(cntsub).max(:, 1:numtempos);
    DECKOTIM.T(cntsub).min = DECKOTIM.T(cntsub).min(:, 1:numtempos);
end
```

ANEXO III

Arquivos auxiliares

Os arquivos auxiliares `errtxt.txt` e `errtypes.txt` devem existir no diretório do código fonte. O arquivo `newterms.dar` deve existir dentro do diretório com os dados de entrada.

Também deve constar no diretório com os dados de entrada a planilha nomeada `dados.xlsx`. Nessa planilha devem existir duas abas, nomeadas *ena* e *earm*, que contém os valores da MLT e da capacidade de armazenamento máximo, respectivamente.

A primeira coluna de ambas abas deve conter o código de cada subsistema, um por linha, havendo tantas linhas quanto a quantidade de subsistemas. Cada coluna subsequente é preenchida com os valores de cada parâmetro, para o subsistema da respectiva linha. Após a primeira coluna, deve haver tantas colunas quanto o número de meses do estudo.

Conteúdo do arquivo `errtypes.txt`:

```
XXXX X...
0    Rodada OK
1    Verificar arquivo
991  Problema subotimo
992  Problema iniviavel
993  Problema ilimitado
994  Problema degenerado
995  Problema com falha numerica
996  Problema Abortado pelo usuario
997  Tempo esgotado
999  Problema resolvido no presolve
9910 Branch and bound falhou
9911 Branch and bound parou por configuracao
9912 Branch and bound viavel encontrado
```

9913 Branch and bound inviavel

Conteúdo do arquivo errtxt.txt:

XXXX X...

0 Execucaao normal
1 Erro de leitura
991 Erro de Otimizacao
992 Erro de Otimizacao
993 Erro de Otimizacao
994 Erro de Otimizacao
995 Erro de Otimizacao
996 Erro de Otimizacao
997 Erro de Otimizacao
998 Erro de Otimizacao
999 Erro de Otimizacao
9910 Erro de Otimizacao
9911 Erro de Otimizacao
9912 Erro de Otimizacao
9913 Erro de Otimizacao

Conteúdo do arquivo newterm.dat:

COD	NOME	M	ANO	POT	CVU	SIS	CST
xxx	5xxxxxxxxxxx	16	19xx	24xxx.xx	33xx.xx	41x	45x..
700	TERM0	01	2012	500.00	500.00	1	1274000000.00
701	TERM1	01	2012	1000.00	200.00	1	2548000000.00
702	TERM2	01	2012	5000.00	150.00	1	12740000000.00
703	TERM3	01	2012	5000.00	100.00	1	15288000000.00

