

Paulo Henrique Keen Chaves

**ANÁLISE DE UM MODELO DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA
COM BASE NOS PREÇOS MARGINAIS DAS BARRAS**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica
Orientador: Prof.^a Dr.^a Katia Campos de
Almeida

Florianópolis
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Chaves, Paulo Henrique Keen

Análise de um modelo de precificação de energia
com base nos preços marginais das barras / Paulo
Henrique Keen Chaves ; orientadora, Kátia Campos de
Almeida, 2018.

65 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. energia, custo
marginal, tarifação dinâmica, preço nodal. I. Almeida,
Kátia Campos de. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Titulo.

Paulo Henrique Keen Chaves

**ANÁLISE DE UM MODELO DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA
COM BASE NOS PREÇOS MARGINAIS DAS BARRAS**

Esta Trabalho foi julgada adequada para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica e aprovada em sua forma final pela
Banca Examinadora

Local, 21 de fevereiro de 2018.

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Coordenador do Course

Banca Examinadora:

Prof.ª Katia Campos de Almeida, Ph.D.
Orientadora
Universidade UFSC

Prof. Erlon Finardi, Dr.
Universidade UFSC

Prof. Antônio José Alves Sjmões Costa, Ph.D.
Universidade UFSC

“Um plano não é nada. Planejamento é tudo.” - Winston Churchill

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre ao meu lado, por me dar forças quando preciso e por guiar meu caminho.

À minha mãe, Laura, por sempre apoiar minhas decisões, dar sábios conselhos e por todos os momentos bons e ruins que passou comigo. Sem dúvidas eu não alcançaria esta conquista se não fosse por essa guerreira.

Ao meu pai Reginaldo, meu padrasto Pedro, e irmãos Alessandra e João que também fazem parte da minha trajetória e me dão todo suporte de que preciso.

A todos os amigos que fiz nesta importante etapa da minha vida, que me agregaram experiência e me mantiveram motivado até aqui. São tantos que não cabe descrever cada um deles.

Por fim, os professores da graduação pelos ensinamentos passados, em especial à Prof.^a Katia, pela paciência de orientar este trabalho, que durou mais tempo do que imaginávamos.

RESUMO

O presente trabalho analisa um sistema para a precificação da energia com base nos preços marginais das barras do sistema elétrico de potência. O estudo foca nas consequências econômicas para agentes geradores e consumidores do método analisado. Para isso, são usados índices de desempenho obtidos a partir da resolução do problema de fluxo de potência ótimo. A ferramenta computacional FLUPOT é empregada para resolver o problema FPO. Os índices de desempenho são obtidos também empregando o Preço Marginal do Sistema, que é análogo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atualmente usado no Mercado de Energia Brasileiro. São feitos estudos com um equivalente do Sistema Sul brasileiro com 30 barras, 7 usinas hidrelétricas e 2 termelétricas.

Palavras-chave: energia, precificação, preço marginal, tarifação dinâmica, preço nodal.

ABSTRACT

The present work analyzes a system of energy pricing based on the bus incremental price of an electric power system. The study emphasizes the economic consequences for generator entities and consumers under the analyzed method. Therefore, performance indices obtained from the resolution of optimal power flow problem, generated by the use of the FLUPOT computational tool, are used. The performance indices are also obtained by employing the System Marginal Price, which is analogous to the Settlement Price of Differences currently used by the Brazilian Energy Market. It is studied a system equivalent to the Brazilian Southern Electro energetic System, with 30 buses, 7 hydroelectric plants and 2 thermoelectric plants.

Keywords: Energy, pricing, incremental price, dynamical pricing, nodal price.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Tarifação Branca.....	23
Figura 2.1 - Estrutura e agentes dos ambientes de contratação livre e regulado.....	29
Figura 2.2 – Cenários de utilização dos reservatórios.....	31
Figura 2.3 – Função de Custo Futuro Função de Custo Imediato.....	32
Figura 4.1 – Equivalente do subsistema sul com 30 barras.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Resultado do Caso Base.....	45
Tabela 4.2 – Acordos Bilaterais do 2º Caso.....	47
Tabela 4.3 – Resultado do 2º Caso.....	47
Tabela 4.4 – Comparação dos custos incrementais das barras.....	49
Tabela 4.5 – Resultado do 3º Caso.....	50
Tabela A1 – Resultado Completo Caso Base.....	59
Tabela A2 – Resultado Completo Caso Base.....	60
Tabela A3 – Resultado Completo Caso Base.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO – Custo Marginal de Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVU – Custo Variável Unitário
EUST – Encargos do Uso do Sistema de Transmissão
FPO – Fluxo de Potência Ótimo
MUST – Montante do Uso do Sistema de Transmissão
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
MW – Mega-Watt
MWh – Mega-Watt-hora
ONS – Operador Nacional do Sistema
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
RAP – Receita Anual Permitida
RB – Rede Básica
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUST – Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
UHE – Usina Hidrelétrica
UTE – Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	TEMA	21
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	21
1.3	OBJETIVOS	23
1.3.1	Objetivo geral.....	23
1.3.2	Objetivos específicos	24
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2	MERCADO DE ENERGIA	25
2.1	CONSTRUÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA	25
2.2	AS SEIS DIMENSÕES DE UM MERCADO DE ENERGIA 25	
2.2.1	Granularidade Temporal de Precificação.....	26
2.2.2	Granularidade Espacial de Precificação	26
2.2.3	Número de Períodos de Liquidação.....	27
2.2.4	Precificação Ex Post versus Ex Ante	27
2.2.5	Grau de Integração entre o Operador do Sistema e do Mercado 27	
2.2.6	Mercado Baseado em Custo versus Baseado em Ofertas 27	
2.3	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	28
2.3.1	ACL e ACR.....	29
2.3.2	PLD.....	30
2.3.3	EUST	32
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	35
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	35
3.1.1	Formulação Matemática do Fluxo de Potência Ótimo	36
3.2	CUSTO MARGINAL DAS BARRAS	37
3.3	METODOLOGIA ANALISADA	38
3.3.1	Componentes da Carga e Geração Pool/Bilateral	38

3.3.2	Medidas de desempenho econômico de negociações no mercado <i>pool</i> /bilateral	40
3.3.3	Receitas e despesas dos geradores	40
3.3.4	Despesas das cargas	42
3.3.5	Considerações sobre a Metodologia Analisada	43
4	ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES	44
4.1	SISTEMA ANALISADO E CASO BASE.....	44
4.2	PRIMEIRO CASO – SEM CONTRATOS BILATERAIS ..	45
4.3	SEGUNDO CASO – COM CONTRATAÇÃO.....	47
4.4	TERCEIRO CASO – COM CONTRATAÇÃO E LIMITE DE TRANSMISSÃO	50
4.5	CONSIDERAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS 52	
5	CONCLUSÃO.....	55
	REFERÊNCIAS.....	57
	APÊNDICE A – Resultado completo Caso Base.....	61
	APÊNDICE B – Entrada e Saída de dados do FLUPOT	62

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

O crescimento econômico de um país está intimamente ligado com o setor de energia. Quanto mais um país cresce, mais energia ele precisa para sustentar suas atividades. Podemos inverter esta ordem que ainda fará sentido. Quanto maior a quantidade de energia que temos disponível, com qualidade, confiabilidade e preço acessível, maiores são as chances de crescimento.

O valor da energia reflete diretamente no seu uso, principalmente para empresas que possuem um gasto significativo com a conta de energia. Nos últimos quatro anos, a inflação energética foi de aproximadamente 10,43% a.a., com base no Sistema de Apoio à Decisão SAD - Aneel, o que despertou a população e as empresas fazendo com que procurassem uma solução para reduzir seus gastos com energia elétrica. Para isso, há três tipos de soluções disponíveis: uso racional da energia, eficiência energética ou geração própria de energia (*prosumers*).

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é baseado em uma política cuja máxima é a modicidade tarifária. Paralelo a isso, busca-se garantir a qualidade e suprimento para o futuro. Em um âmbito macroeconômico, é necessário alinhar a geração com o consumo, e vice-versa. Deve-se incentivar o consumidor a consumir energia de acordo com o custo para injetar a próxima unidade de energia naquele exato lugar e momento. Esta é a forma mais justa de precificar a energia. A precificação dinâmica gera um grande incentivo para alinhar a carga à geração. Este trabalho mostra a análise de um modelo de precificação dinâmica de energia.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

O “coração” do mercado de curto prazo de energia elétrica brasileiro é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é, sobretudo, uma média do valor dos custos marginais das barras no horizonte de uma semana, por submercado e patamar de carga. Hoje, o sistema não discrimina fielmente o valor da energia em diferentes horários e pontos de entrega. No máximo, há classes de consumidores que pagam mais na energia no “horário de ponta”, que são 3 horas consecutivas fixadas pela distribuidora local e correspondem, geralmente, ao seu pico de carga. Está é uma estimativa simplista que visa reduzir a demanda de energia nas horas de maior consumo.

Como a carga de um sistema varia ao longo do dia, o custo para se produzir energia não é uma função linear, a rede elétrica tem capacidade de transmissão limitada e existem perdas de transmissão, o custo para atender um incremento unitário na demanda varia de local pra local e instante para instante de tempo. No caso de congestionamento na transmissão podem aparecer diferenças bastante significativas entre um local e outro e entre um instante de tempo e o seguinte. Portanto, o modelo de precificação atual não reflete o verdadeiro desafio que é entregar a energia ao consumidor final.

Um potencial problema desta tarifação feita com base nos custos médios, são consumidores pagando pela energia elétrica mais ou menos do que deveriam, levando a um uso irracional dela. Outro problema é a falta de incentivos consistentes para a construção de usinas em locais de grande demanda, o que diminuiria as perdas na transmissão e problemas de congestionamento. Além disso, segundo Edson Luiz da Silva (2012), severas restrições de ordem ambientais dificultam (ou impossibilitam) a construção de novos corredores para transmissão, podendo tornar este custo na mesma ordem que o custo de geração da energia.

Um primeiro movimento na direção de se adotar no Brasil uma tarifação de energia que leve em consideração os fatores acima é a Tarifa Branca, que entrou em vigor no início de 2018 com o objetivo de incentivar os consumidores a deslocarem o consumo para fora dos períodos de ponta. Ela discrimina o preço da energia em três horários diferentes de acordo com o a Figura 1.1. Se o consumidor, em geral, migrar seu hábito de consumo, ele consegue economizar na conta de energia.

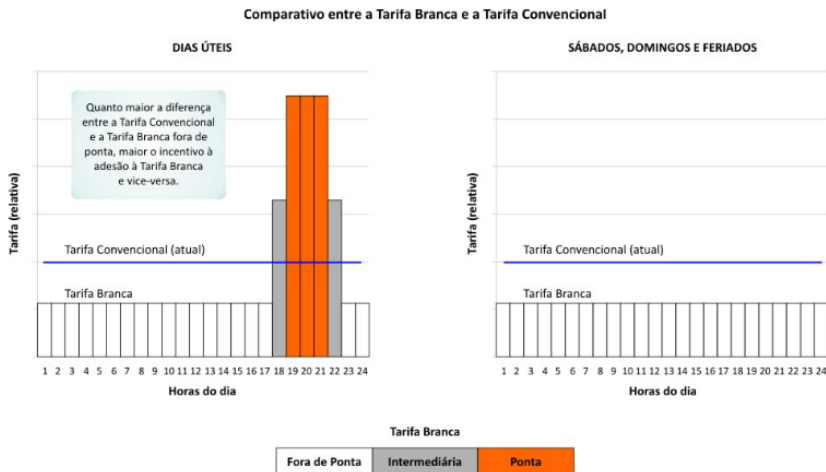


Figura 1.1: Tarifação Branca. Fonte: ANEEL (2017).

Hoje em dia, os Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), sistemas de medição fasorial e sistemas que controlam as redes de distribuição de forma inteligente, abrem a possibilidade de controlar e contabilizar a energia em um espaço mais curto de tempo e em diferentes pontos de consumo. O presente trabalho faz uma análise inicial das consequências de se empregar um sistema de tarifação dinâmica e nodal, tornado possível por essas novas tecnologias.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Abordar um modelo de precificação de energia com base nos custos marginais das barras. Diferentemente do PLD, este modelo tenta estabelecer preços dinâmicos, que variam ao longo do dia e também do local de consumo. Essa tarifação pode incentivar um melhor consumo de energia.

Os custos marginais analisados neste trabalho são obtidos a partir dos custos declarados de geração. Sendo assim, tais custos podem ser considerados preços da energia elétrica produzida pelos agentes de geração.

1.3.2 Objetivos específicos

- Investigar as normativas e leis atuais de tarifação e formação do preço da energia elétrica no Brasil e os incentivos ao uso ótimo dela.
- Entender a teoria dos custos marginais de energia elétrica obtidos da resolução do problema de fluxo de potência ótimo.
- Avaliar uma metodologia de tarifação dinâmica de energia através de índices econômicos.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho foi estruturado em cinco capítulos. Neste primeiro capítulo foi descrita a proposta de trabalho, suas premissas e objetivos. Os demais capítulos são organizados da seguinte forma:

- Capítulo 2 – É abordado o conceito de mercados de energia: uma visão geral do assunto e a estrutura adotada pelo Brasil;
- Capítulo 3 – Descreve a fundamentação teórica em que se baseia o esquema de tarifação proposto;
- Capítulo 4 – Analisa resultados obtidos pela metodologia para um sistema elétrico equivalente do sistema da Região Sul do Brasil;
- Capítulo 5 – Apresenta as conclusões finais do trabalho e sugestões para estudos futuros.

2 MERCADO DE ENERGIA

2.1 CONSTRUÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA

Na estruturação de mercados de energia elétrica, os sistemas de geração, transmissão e distribuição são tratados sobre dois pontos de vistas diferentes: (1) o econômico, que diz respeito ao mercado e tenta buscar a modicidade tarifária e (2) o técnico, que assegura a operação segundo critérios de desempenho pré-estabelecidos. Ambas as óticas devem estar em consonância para que o sistema funcione de forma adequada e seja possível garantir suprimento futuro; com qualidade e economicamente eficiente. Então, quando o tema mercado de energia é abordado, devem-se levar em conta os fundamentos da geração e transmissão de energia elétrica.

Ditar as regras do mercado de energia é uma tarefa muito complexa e deve ser constantemente atualizada para cumprir com os objetivos do planejador e reduzir as ineficiências econômicas.

Segundo Wolak (2008), dois desafios fundamentais ao se modelar um mercado de energia elétrica, são como obter: uma produção tecnicamente eficiente e alocada e a precificação da eletricidade economicamente eficiente. Ainda de acordo com ele, é impossível eliminar completamente essas duas fontes de ineficiências. A combinação ótima entre elas se dá com a estruturação adequada do modelo de mercado.

2.2 AS SEIS DIMENSÕES DE UM MERCADO DE ENERGIA

Há seis diferentes dimensões a serem projetadas em um mercado de energia, segundo Wolak (2008). O arranjo adequado delas reduz as ineficiências do mercado. Cada dimensão possui suas vantagens e desvantagens e deve ser analisada para aquele sistema em particular. Este trabalho propõe uma precificação da energia que envolve a mudança de duas dessas dimensões no modelo atual. São elas (1) a Granularidade Temporal de Precificação e (2) Granularidade Espacial de Precificação. Ambas estão diretamente relacionadas com os Custos Marginais das Barras, que medem o esforço para se injetar a próxima unidade de energia em barras distintas.

Segue a lista das seis dimensões e como o mercado se comporta em relação a cada uma delas.

2.2.1 Granularidade Temporal de Precificação

Como abordado anteriormente e, um dos focos do presente trabalho, um mercado eficiente deve cobrar dos consumidores o preço para se atender um incremento na demanda de energia a todo o tempo. O consumo de energia não é algo constante. Consequentemente, o esforço necessário para atender este consumo em diferentes intervalos de tempo varia constantemente. Nos horários de pico, tanto a Rede Básica quanto a de distribuição, encontram-se muitas vezes em seus limites. Nestes casos, o custo marginal das barras podem atingir valores exorbitantes, sem contar as perdas. Caso a tarifação de energia seja discretizada em intervalos longos, esse esforço momentâneo não será refletido de forma adequada ao consumidor. Haverá momentos em que o consumidor pagará mais do que deveria na energia e outros momentos que pagará menos. O reflexo disso é o consumo de forma ineficiente. Para se adotar um sistema de tarifação em intervalos curtos de tempo, é necessário um sistema de medição mais “robusto”, com maior volume de dados e mais caro. Este é o trade-off desta dimensão.

2.2.2 Granularidade Espacial de Precificação

A precificação economicamente eficiente requer também que o preço cobrado pela energia seja discriminado de acordo com o local em que esta é entregue. Ou seja, o custo marginal das barras deve ser levado em consideração. De acordo com esta lógica, quando há congestionamento em uma linha de transmissão, o preço da energia na barra próxima a geração é muito menor do que na barra do outro lado da linha congestionada. De fato, mesmo sem congestionamentos, em um sistema de transmissão colossal como o SIN, os custos marginais das barras podem ser significativamente diferentes, devido às perdas e limites de tensão, tal como ocorre no Caso Base analisado mais adiante.

Esse modelo de precificação, sugerido no presente trabalho, promove fortes incentivos à geração próxima ao centro de carga, reduzindo perdas e investimentos em transmissão. Também, incentiva os consumidores a utilizarem energia de maneira mais eficiente. Em contrapartida, e conforme a granularidade temporal de precificação, este modelo requer uma rede de medição e processamento de dados mais robusta e sofisticada, o que implica investimentos elevados.

2.2.3 Número de Períodos de Liquidação

Esta é uma variável que permite aos participantes do mercado mitigar riscos quando há grande diferença nos preços da energia em um curto espaço de tempo. Sistemas de multi-liquidação permitem aos participantes do mercado se comprometer a produzir e consumir energia antes da entrega desta. Dentro de um mercado com apenas um período de liquidação, os preços são fixados baseados no custo incremental do despacho elétrico em tempo real. Não há muita necessidade de um sistema de múltiplos períodos de liquidação em um mercado com forte matriz hidrelétrica, que consegue acompanhar variações abruptas de curva de carga. (WOLAK, 2008)

2.2.4 Precificação Ex Post versus Ex Ante

Na precificação Ex Ante, o preço da energia de tempo real é conhecida na hora do despacho. Já no tipo Ex Post, os preços são dados depois do despacho, quando se faz a contabilização das injeções e perdas. No Brasil, usamos o sistema Ex Ante para valorar a energia. Isto é feito semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Há vantagens e desvantagens em ambos os mecanismos, mas essa variável não é foco deste trabalho, portanto não será avaliada.

2.2.5 Grau de Integração entre o Operador do Sistema e do Mercado

Alguns mercados de energia elétrica, como é o caso do Brasil, possuem entidades separadas para fazerem o despacho elétrico e a contabilização e liquidação da energia. Em outros, é tudo feito por uma única entidade. Em um mercado onde essas entidades são distintas, o operador do sistema deve contar com fortes incentivos para que os geradores sigam suas ordens de despacho (penalidades altas). No Brasil, o despacho é impositivo e coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e a contabilização e liquidação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.2.6 Mercado Baseado em Custo versus Baseado em Ofertas

Um mercado baseado em custo estima o custo de geração de cada unidade para elaborar o preço pago a elas, que geralmente é o custo da unidade mais cara sendo despachada. Em um mercado baseado em lances, o agente gerador fornece o valor em que ele deseja ser remunerado e, cada agente consumidor, o valor que pretende pagar na energia. O ponto de intersecção entre esses valores cria o preço da energia.

Para o mercado brasileiro, onde a matriz é predominantemente hídrica, é muito mais complexo elaborar um sistema baseado em custos pois é necessário considerar o custo de oportunidade do despacho hidrelétrico. O ONS deve avaliar o valor futuro da água, o valor do despacho termelétrico, a previsão de aflúências, o custo de déficit e também as características da Rede Básica. Este é o caso brasileiro.

2.3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) sofreu diversas mudanças desde sua concepção. Na década de 90 houve a primeira grande reforma, quando mudamos de um regime monopolista, verticalizado e estatal por um modelo baseado em competição, desverticalizado e com a entrada de empresas privadas. A premissa era: competição onde possível e regulação onde necessária. Este modelo foi ao colapso antes de terminar seu processo transitório, em 2001, quando sofremos a crise de racionamento energético. Uma das principais causas dessa crise foi a falta de investimentos em geração. (TOMALSQUIM, 2016)

Em 2002, Luiz Inácio Lula da Silva tornou-se presidente do Brasil e um de seus principais objetivos foi reformar o marco regulatório do SEB contando para isso, com o apoio da Ministra de Minas e Energia da época, e futura presidente do país, Dilma Rousseff. Iniciou-se então a reestruturação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, feito com a contribuição de vários especialistas nacionais e consultorias internacionais. Para realizar a reforma, deu-se voz a todos os participantes do mercado através de seus órgãos representantes. A lei número 10.848 de março de 2004 iniciou a transição para o novo modelo do SEB. Dentre as mudanças no marco regulatório do SEB, podemos citar como principais:

- A criação de dois Ambientes de Contratação de energia distintos, uma livre (ACL) e outra regulada (ACR);
- Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

- Retomada do planejamento setorial por meio de leilões de energia para novos empreendimentos e a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Segurança política e estabilidade regulatória, premissa para atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado.

Essa nova configuração do marco regulatório, que está em vigência hoje, obteve resultados positivos, mas como foi dito anteriormente, as regras de mercado devem ser revisadas constantemente. E isso tem sido feito, como por exemplo, através da inserção do Sistema de Compensação de energia para a geração distribuída, ou da edição da polêmica MP 579 de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição, criando um regime de cotas e agora, com os estudos sobre a privatização da Eletrobrás.

2.3.1 ACL e ACR

O decreto 5.183 de julho de 2004 regulamenta dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia elétrica; os Ambientes de Contratação Livre e Regulado. A Figura 2.1 apresenta a esquemática dos dois ambientes, indicando os agentes de mercado que atuam em cada um deles.



Figura 2.1: Estrutura e agentes dos ambientes de contratação livre e regulado. Fonte: CCEE (2010).

No ACR as distribuidoras compram energia através de leilões organizados pela ANEEL, com a participação da CCEE e EPE. A cláusula pétreia do Novo Modelo do SEB, e que garante a expansão do sistema, mitigando riscos e incentivando investimentos, é a obrigatoriedade dos agentes de distribuição justificar suas necessidades de contratação de

energia para o horizonte de cinco anos. Feito isso, são preparados leilões para suprir esta demanda e ganham os empreendimentos que ofertarem a energia pelo menor preço, a fim de promover a modicidade tarifária. A energia contratada para vigorar em três anos ou mais, a partir da contratação, é chamada de Energia Nova e é destinada à construção de novos empreendimentos de geração. O incentivo para que as distribuidoras justifiquem e contratem energia para horizontes de tempo longos, através de penalidade em caso de subcontratação, garante a segurança do suprimento de energia para os próximos anos.

Participam do Ambiente de Contratação Livre (ACL), agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecer uma série de critérios e diferentes configurações de contratos. Essa flexibilidade nos contratos serve como mecanismo para os agentes atingirem seus objetivos e mitigarem riscos. Em geral, são contratos de longo prazo, que reduzem a exposição à volatilidade do preço no mercado de curto prazo. Para o consumidor migrar do mercado cativo (ACR) para o mercado livre (ACL) o consumidor deve ter sua demanda justificada acima de 500kW, para a categoria de consumidor especial, e 3MW para consumidor livre. No caso do consumidor especial, a energia deve ser comprada de alguma fonte incentivada, como a eólica, biomassa, PCHs ou solar.

Como citado anteriormente, o despacho de energia é feito de maneira ótima pelo ONS e depois a contabilização e liquidação é feita pela CCEE. Os contratos de energia são instrumentos financeiros e não influenciam no despacho.

Na prática, o preço da energia praticado no ACL é menor do que no ACR. Há de se contar também, que contratos bilaterais são eficientes instrumentos de proteção (*hedge*).

2.3.2 PLD

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é componente vital do mercado de energia brasileiro. Ele é o valor base para as transações de compra e venda de energia e é dado em R\$/MWh, calculado semanalmente pela CCEE para cada subsistema do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) e patamar de carga.

A metodologia para valorar a energia do SEB é bastante complexa. Nossa matriz energética é preponderantemente hídrica, e o insumo das hidrelétricas é a água, que tem valor imediato nulo. Desta forma, o custo

para se gerar energia nas Usinas Hidrelétricas (UHEs) é basicamente o gasto com operação e manutenção da mesma. Seguindo esta lógica, deveríamos turbinar toda a água dos reservatórios para assim, obter baixos preços na energia. Fazendo-se isso em um horizonte mais longo de tempo, faltará água para as UHEs e teremos que despachar as Usinas Termelétricas (UTEs) em sua ordem de mérito econômico, isto é, na ordem crescente de custos. Mesmo utilizando todas as termelétricas, que lançariam o PLD a patamares vertiginosos, não seria possível suprir nossa demanda. É preciso gerir melhor a água dos reservatórios das UHEs para que isto não aconteça.

A máxima utilização das UHEs, do ponto de vista imediato, minimiza os custos do despacho, mas resulta em maiores riscos de déficits futuros. Do ponto de vista contrário, manter os reservatórios cheios, reduz o risco, mas aumenta o custo do despacho. Por isso, a água carrega o custo de oportunidade, que é levado em consideração na base do cálculo do PLD. A Figura 2.2 mostra um diagrama de cenários e decisões a serem tomadas em relação a armazenar ou turbinar a água dos reservatórios.

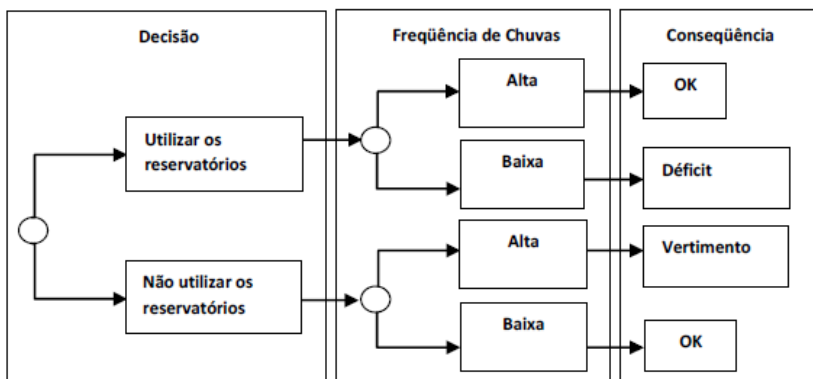


Figura 2.2 – Cenários de utilização dos reservatórios e suas consequências. Fonte: Silva, Edson Luiz (2012).

Para o ONS despachar minimizando o custo de geração (levando em conta o risco de déficit), ele deve valorar o custo futuro da água, através de cenários de afluentes e níveis dos reservatórios, e considerar o custo das termelétricas. Desta forma é criada uma curva chamada Função de Custo Futuro, simulando o armazenamento da água nos reservatórios, e uma Função de Custo Imediato, considerando usá-la de forma a minimizar o despacho das termelétricas, conforme a Figura 2.3.

O uso ótimo da água encontra-se no valor mínimo da soma das duas funções.

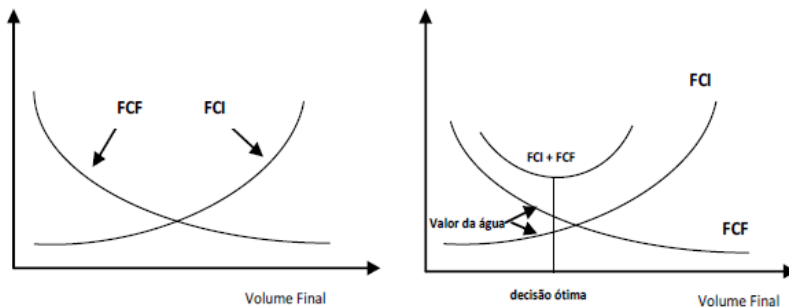


Figura 2.3 – Função de Custo Futuro Função de Custo Imediato e decisão ótima. Fonte: Silva, Edson Luiz (2012).

Com o custo de oportunidade da água calculado, e sendo disponibilizados o Custo Variável Unitário (CVU) de cada UTE e as características da Rede Básica, o ONS consegue aperfeiçoar o despacho para minimizar o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO é o custo para se produzir o próximo MWh no sistema. Isto é feito através de dois programas computacionais criados pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), da Eletrobrás. Um programa (NEWAVE) analisa a operação considerando horizontes de tempo mais longos, fornece uma estimativa para a energia gerada, que serve como dado de entrada para o outro programa (DECOMP), que, considerando um horizonte de planejamento mais curto, fornece o CMO de cada subsistema por patamar de carga (leve, média e pesada). A cada semana, o CMO de cada subsistema é atualizado. Recentemente, um índice de aversão a risco, o CVAR – Conditional value at Risk- foi incorporado ao cálculo do PLD.

O Custo Marginal de Operação, calculado pelo ONS, é o balizador do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), calculado pela CCEE sob menos restrições (são desconsideradas as restrições de fluxo nas LTs). O PLD por sua vez é usado pela CCEE para fazer a liquidação financeira dos contratos de compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

2.3.3 EUST

No modelo atual, geradores e consumidores de energia pagam pelo transporte da mesma através dos Encargos do Uso do Sistema de

Transmissão (EUST) na proporção de 50% para cada segmento. O cálculo dos EUST se faz através da multiplicação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que se dá por ponto de conexão e horário de contratação.

A resolução normativa 559, de 2013, estabelece o procedimento de cálculo das TUSTs. “A metodologia para o cálculo das tarifas se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, em condição de regime permanente ou normal de operação, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos.” A TUST é aplicada com base mensal e estabelecida a cada ciclo tarifário (anualmente), considerando a metodologia locacional, isto é, calculada através do fluxo de potência, levando em consideração a barra que se encontra a conexão. Há ainda, uma parcela fixa na TUST, relativa à Receita Anual Permitida (RAP) para os agentes de transmissão. A formulação matemática completa é descrita no documento “Metodologia para Cálculo de Tarifas Nodais”, integrante do processo que estabelece a Resolução 281 de 1999.

O MUST é determinado pelo maior valor entre o montante contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. A medição de potência elétrica é feita a cada 15 minutos e o valor máximo é comparado com o MUST contratado. No Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, geradores, consumidores e distribuidoras devem contratar os MUSTs para os 4 anos subsequentes. Para distribuidoras e consumidores, o MUST é a máxima demanda de potência de suas instalações, e para os produtores de energia, em geral, é a potência instalada.

A TUST é estabelecida anualmente com base em cenários do uso da Rede Básica, dado pelo ONS e o MUST não discrimina o horário onde a máxima potência foi atingida. A energia consumida quando as linhas de transmissão estão “folgadas”, é valorada igual a períodos em que estão congestionadas. Isso não gera incentivo aos consumidores utilizarem a energia de maneira eficiente. Em suma, os encargos pagos para o uso do sistema de transmissão não medem adequadamente o esforço requerido da Rede Básica para transportar a energia. Uma metodologia de precificação dinâmica de energia, que leva em consideração este esforço, será apresentada no próximo capítulo.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O fluxo de potência é o estudo de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) em seu modo estático, isto é, sem contar o regime transitório. Na solução do fluxo de potência, os componentes de um SEP são separados em dois grupos: (1) aqueles ligados a apenas um nó, que são geradores, compensadores, capacitores e cargas e (2) aqueles ligados a dois nós, como as linhas de transmissão e transformadores. A formulação básica do fluxo de potência associa quatro variáveis em cada um dos nós (magnitude da tensão, ângulo da tensão, potência ativa e potência reativa) sendo que duas são designadas antes para então se calcular as demais (MONTICELLI, 1983).

Ao se resolver o problema do fluxo de potência obtém-se as variáveis representativas das condições operativas do sistema em regime permanente. Após terem sido definidas as potências ativas fornecidas pelos geradores, ao se resolver o problema de fluxo de potência são obtidas as magnitudes e ângulos das tensões nas barras de carga, as gerações de potência reativa, os fluxos de potência ativa e reativa e as perdas na rede elétrica.

Na metodologia acima, as gerações de potência ativa são definidas antes de se resolver as equações de balanço de potência ativa e reativa do sistema. Portanto, ao se resolver o problema de fluxo de potência, podemos chegar à conclusão que as condições operativas não são aceitáveis devido à violação de critérios de desempenho como, por exemplo, níveis de tensão nas barras de carga ou carregamentos de linhas e transformadores.

O conceito de fluxo de potência ótimo surgiu em 1962 quando Jacques Carpentier propôs que a determinação das potências ativas geradas fosse feita levando em consideração as equações de balanço de potência no sistema e também limites operativos. Carpentier defendeu que o despacho deveria ser realizado de forma a minimizar o custo de geração. O FPO é de vital importância na análise para planejamento e operação de SEPs. É um problema de otimização complexo, onde se tem uma série de restrições operativas, algumas variáveis de controle e pode ser resolvido por diferentes métodos iterativos.

Pela complexidade do problema, a solução do FPO é obtida através de programas computacionais. No Brasil, as empresas de distribuição, órgãos de pesquisa e o ONS utilizam o programa Flupot, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para resolver FPOs. O usuário do Flupot pode definir os controles que irá usar para manter o sistema dentro dos limites operativos estabelecidos. Além disso, o usuário pode escolher uma entre quinze funções objetivo, o que permite a análise da operação sob diferentes óticas.

3.1.1 Formulação Matemática do Fluxo de Potência Ótimo

Neste trabalho a função objetivo do FPO é o mínimo custo de geração de potência ativa. A formulação matemática é descrita abaixo:

$$\min f = \sum_{i=1}^n C_{pi} * PG_i \quad (1)$$

Sujeito a:

$$Pg_i + P_p - Pd_i = 0 \quad (2)$$

$$Qg_i + Q_p - Qd_i = 0 \quad (3)$$

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \quad (4)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \quad (5)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (6)$$

$$-f_l^{\max} \leq f_l \leq f_l^{\max} \quad (7)$$

onde:

Pg_i Potência ativa gerada na barra i .

Qg_i Potência reativa gerada na barra i .

Pd_i Demanda ativa de carga na barra i .

Qd_i Demanda reativa de carga na barra i .

P_p Perdas de potência ativa

Q_p Perdas de potência reativa

V_i Magnitude da tensão da barra i .

f_l Fluxo de potência na linha de transmissão l .

para $i=1,\dots,n$ e $l=1,\dots,nl$, sendo n o número de barras e nl o número de linhas do sistema.

3.2 CUSTO MARGINAL DAS BARRAS

Em economia e finanças, custo marginal é a mudança no custo total de produção advinda da variação em uma unidade da quantidade produzida. Foi introduzido na seção 2.3.2 o Custo Marginal de Operação, que é “o custo para se produzir o próximo MWh no sistema”. Esta seção aborda o conceito de custo marginal das barras, que são obtidos na resolução do problema FPO.

O problema em estudo possui função objetivo e várias restrições não lineares. Para resolvê-lo, emprega-se o método Primal Dual de Pontos Interiores., que trabalha internamente com o Lagrangeano do problema. O Lagrangeano do problema é:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^n C p_i * P G_i + \sum_{i=1}^n \lambda_i (P g_i + P_i - P d_i) + \sum_{i=1}^n \phi_i (Q g_i + Q_i - Q d_i) + \sum_{i=1}^n \alpha_i^{min} (P g_i^{min} - P g_i) + \sum_{i=1}^n \alpha_i^{max} (P g_i - P g_i^{max}) + \dots + \sum_{l=1}^{nl} \gamma_l^{max} (f_{l,t} - f_l^{max}) \quad (8)$$

sendo $\lambda_i, \phi_i, \dots, \gamma_l^{max}, \forall i, l$ os multiplicadores de Lagrange associados às restrições do problema.

Na solução do FPO os multiplicadores $\lambda_i, i = 1, \dots, n$, são os custos marginais de potência ativa do sistema, ou ainda, representam os custos para atender o próximo MW em cada barra i .

O comportamento dos multiplicadores de Lagrange é reflexo direto do esforço necessário para o sistema, como um todo, injetar a próxima unidade de energia. Neste trabalho é analisada uma metodologia para precificar a energia através dos custos marginais de potência ativa das barras, também chamados de preços nodais.

O Custo Marginal de Operação, base do PLD, pode ser expresso como uma média ponderada dos custos marginais das barras com as potências consumidas, isto é (Almeida, K. C., 1995):

$$\text{CMO} = \frac{1}{P_{dt}} \sum_{i=1}^n P_{di} \cdot \lambda_i \quad (9)$$

onde P_{dt} é a potência total da carga e P_{di} é a potência consumida na i -ésima barra e λ_i é seu custo marginal.

3.3 METODOLOGIA ANALISADA

O modelo apresentado foi desenvolvido no artigo “*A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access*” (Galiana, F. D., 1998) e aplicado posteriormente em outros trabalhos.

O método proposto analisa, através de índices de desempenho econômico, um mercado de energia baseado no custo marginal das barras. Esse sistema de precificação difere do utilizado atualmente no Brasil. Conforme foi descrito, hoje se usam médias para elaborar o PLD e os EUSTs. O objetivo deste trabalho é analisar a gestão de contratos no ACL versus liquidação no mercado de curto prazo, caso a energia fosse precificada através dos preços nodais.

A matemática descrita neste trabalho avalia o desempenho econômico de carteiras de contratos bilaterais de produtores e consumidores de energia elétrica. Essa distinção das medidas financeiras adotadas para cada participante serve para valorar a lucratividade de cada negociação e aumentar os ganhos futuros através da mudança de estratégia. Esse problema recai sobre a categoria de gerenciamento de portfólio.

3.3.1 Componentes da Carga e Geração Pool/Bilateral

Por uma questão de conveniência, o mercado de curto prazo é feito através de contratos realizados com a entidade central que coordena o mercado de energia, aqui denominada por *pool*, que é o termo usado em inglês.

Seja o vetor de demanda de potência real, até a n -ésima barra, denotado como $P_d = \{P_{dj}; j = 1, \dots, n\}$. Esse vetor possui duas

componentes, um vetor de “demanda bilateral”, $P^d_b = \{P^b_{dj}; j = 1, \dots, n\}$, suprido via contrato bilateral e outro vetor com a “demanda pool”, $P^p_b = \{P^p_{dj}; j = 1, \dots, n\}$, suprida no mercado de curto prazo. Então

$$P_{dj} = P^p_{dj} + P^b_{dj}. \quad (10)$$

O componente bilateral da carga P^b_{dj} pode ser decomposto no somatório dos contratos bilaterais firmados com os geradores, isto é

$$P^b_{dj} = \sum_{i=1}^n GD_{ij} \quad (11)$$

onde $\mathbf{GD} = \{GD_{ij}, i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, n\}$ é a matriz de contratos bilaterais entre as cargas j e os geradores i . Para simplificar a análise, assume-se que cada barra possui no máximo uma carga e um gerador. Definindo agora o vetor $\mathbf{e} = \{1, 1, \dots, 1\}^T$ de dimensão n e usando (2), o vetor de demanda bilateral \mathbf{P}^b_d pode ser melhor expressado por

$$P^b_d = \mathbf{GD}^T \cdot \mathbf{e}. \quad (12)$$

Os contratos bilaterais de geração podem ser descritos por

$$P^b_{gi} = \sum_{j=1}^n GD_{ij} \quad (13)$$

que, na forma vetorial, fica

$$P^b_g = \mathbf{GD} \cdot \mathbf{e}. \quad (14)$$

O vetor de geração total P_g é definido como a soma dos contratos bilaterais firmados P^b_g e o componente de geração no mercado de curto prazo (*pool*), isto é

$$P_g = P^p_g + P^b_g \quad (15)$$

Note que o vetor P^p_g supre tanto a demanda *pool* como todas as perdas na transmissão e efeitos de congestionamento devido ao efeito da

demanda *pool* e bilateral. Em outras palavras, os contratos de geração bilaterais não incluem as perdas, sendo ela de total responsabilidade do *pool*. Este é um argumento razoável, já que é difícil contabilizar e coordenar as perdas dos contratos bilaterais.

3.3.2 Medidas de desempenho econômico de negociações no mercado *pool*/bilateral

Um dos objetivos principais deste trabalho é desenvolver uma ferramenta que ajude os participantes do mercado (geradores e consumidores) a escolherem seu nível de participação nos mercados *pool* e bilateral que ofereça benefícios econômicos sobre um risco aceitável. Isto pode ser visto como uma ferramenta de gerenciamento de portfólio de contratos. As performances econômicas analisadas são de dois tipos (receitas e despesas), e podem ser calculadas individualmente para cada carga e gerador.

Na teoria da precificação marginal, as tarifas cobradas por geradores e pagas pela carga (em \$/MWh) são os preços nodais, ou custo incremental das barras λ_i ; $i = 1, \dots, n$ dados pelos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência ativa disponíveis na solução do FPO. Além disto, assume-se que os preços dos contratos bilaterais \mathbf{GD}_{ij} ; $i = 1, \dots, n$; $j = 1, \dots, n$ possam variar de uma transação para outra e sejam representados por π_{ij} ; $i = 1, \dots, n$; $j = 1, \dots, n$. Como o preço praticado nos contratos bilaterais é algo privado, confidencial e bastante variável, serão assumidos preços arbitrários e razoáveis. Outra premissa levantada é que cada gerador cobra uma tarifa única para todos seus contratos bilaterais.

3.3.3 Receitas e despesas dos geradores

O gerador i possui duas fontes de receitas: uma advinda do mercado *pool* e outra dos contratos bilaterais. O preço nodal, λ_i , é aplicado apenas ao componente *pool* P_{gi}^p . Por outro lado, a receita advinda dos contratos bilaterais P_{gi}^b é calculada usando o valor do contrato, π_{ij} . A receita obtida na geração de curto prazo é

$$R_{gi}^p = \lambda_i \cdot P_{gi}^p \quad . \quad (16)$$

A segunda componente da receita dos geradores, derivada dos contratos bilaterais entre gerador i e carga j , é

$$R_{gi}^b = \sum_{j=1}^n \pi_{ij} GD_{ij} \quad (17)$$

Pode-se considerar que o gerador i tem dois tipos de despesas: o custo operacional de geração $C_i(P_{gi})$ e o pagamento pelas transferências dos contratos bilaterais do ponto de injeção i ao ponto de recepção j . Isto é denominado aqui como $E_{ij}^{bcl}/2$, e é referente às perdas e congestionamentos. Pagamentos deste tipo são necessários para os agentes de transmissão, já que essas transações de potência geram perdas incrementais e congestionamentos. O custo incremental para se transferir energia da barra i para a barra j é igual à diferença do preço nodal entre elas, isto é, $\lambda_i - \lambda_j$, que, na teoria dos custos marginais, torna-se a taxa cobrada pelo mercado de curto prazo pelas transações bilaterais GD_{ij} . A parcela correspondente à transmissão é então

$$E_{ij}^{bcl} = (\lambda_i - \lambda_j) \cdot GD_{ij}. \quad (18)$$

Como E_{ij}^{bcl} está associada tanto ao gerador/vendedor quanto a carga/consumidor, este valor pode ser dividido de maneira arbitrária entre os dois participantes. Neste modelo a divisão foi feita de forma igual, ou seja, cada entidade paga $E_{ij}^{bcl}/2$ pela transferência de potência no ACL. Note que este valor pode se tornar negativo, fazendo com que o mercado reembolsasse ambos: uma situação que pode acontecer caso um contrato tenda a reduzir o congestionamento e perdas.

A receita líquida do gerador i (excluindo o custo operacional $C_i(P_{gi})$) é então

$$\begin{aligned} R_{gi} &= R_{gi}^p + R_{gi}^b - E_{ij}^{bcl}/2 \\ &= \lambda_i (P_{gi} - P_{gi}^b) + \sum_{j=1}^n \pi_{ij} GD_{ij} - \sum_{j=1}^n \frac{E_{ij}^{bcl}}{2} \end{aligned} \quad (19)$$

Usando as equações (13) e a (18), R_{gi} pode ser expresso da seguinte forma:

$$R_{gi} = \lambda_i P_{gi} + \sum_{j=1}^n \left[\pi_{ij} - \frac{(\lambda_i + \lambda_j)}{2} \right] GD_{ij} = \hat{R}_{gi}^p + \hat{R}_{gi}^b \quad (20)$$

Na equação (19), a receita do gerador é decomposta nas suas componentes do mercado de curto prazo e das vendas bilaterais, subtraídas do pagamento da transmissão dos contratos bilaterais. Em contrapartida, na equação (20) fica claro se a escolha entre *pool*/bilateral é economicamente vantajosa para o gerador. Por exemplo, o primeiro termo, \hat{R}_{gi}^p indica qual seria a receita que o gerador teria caso tivesse negociado toda sua energia no mercado de curto prazo pelo preço nodal λ_i . O segundo termo em (20) \hat{R}_{gi}^b , que pode ser positivo ou negativo, mede o quão vantajoso é o preço π_{ij} , quando comparado com a média do preço nodal $(\lambda_i + \lambda_j) / 2$. Se a receita \hat{R}_{gi}^b é negativa, o gerador deve reavaliar seus contratos bilaterais, pois estaria ganhando mais caso o montante contratado fosse liquidado no mercado de curto prazo.

3.3.4 Despesas das cargas

O primeiro termo de despesa referente à carga j corresponde a componente do mercado de curto prazo, P_{dj}^p , que é cobrado pelo preço nodal λ_j , isto é

$$D_{dj}^p = \lambda_j \cdot P_{dj}^p \quad (21)$$

O segundo termo vem do contrato bilateral vinculado à tarifa π_{ij} , acordado entre ambas as partes

$$D_{dj}^b = \sum_{i=1}^n \pi_{ij} GD_{ij} \quad (22)$$

E por fim, a carga j fica responsável por metade das despesas de transmissão da energia definida nos contratos bilaterais definidos em (18) ou $E_{ij}^{bcl} / 2$. Então, as despesas totais da carga j são

$$\begin{aligned}
D_{dj} &= \lambda_j P_{dj} + \sum_{j=1}^n \pi_{ij} G D_{ij} + \sum_{j=1}^n \frac{E_{ij}^{bcl}}{2} \\
&= \lambda_j (P_{dj} - P_{dj}^b) + \sum_{i=1}^n \pi_{ij} G D_{ij} + \sum_{j=1}^n \left(\frac{(\lambda_j - \lambda_i)}{2} \right) G D_{ij} \quad (23)
\end{aligned}$$

Usando a equação (11), (23) pode ser expressa como

$$D_{dj} = \lambda_j P_{dj} + \sum_{i=1}^n \left[\pi_{ij} - \frac{(\lambda_j + \lambda_i)}{2} \right] G D_{ij} = \widehat{D}_{dj}^p + \widehat{D}_{dj}^b \quad (24)$$

A equação (24) indica se os contratos bilaterais são/foram lucrativos em comparação com a compra no mercado de curto prazo, do ponto de vista da carga j . Por exemplo, \widehat{D}_{dj}^p indica o montante que a carga pagaria caso toda sua energia fosse comprada no mercado de curto prazo, ao preço nodal λ_j . Já o termo \widehat{D}_{dj}^b , que pode ser tanto positivo quanto negativo, mensura quão vantajoso foi o acordo bilateral firmado, em comparação com a média do preço nodal entre a própria barra e a de injeção. O objetivo da carga é minimizar este termo e, se possível, fazê-lo negativo. Se \widehat{D}_{dj}^b é positivo e alto, a carga deve reavaliar seu contrato bilateral em futuras negociações.

3.3.5 Considerações sobre a Metodologia Analisada

A análise foi desenvolvida para um mercado onde os contratos bilaterais são inflexíveis. Conforme comentado, o ONS faz o despacho ótimo independente dos contratos estabelecidos. A liquidação desses contratos, feita pela CCEE, utiliza-se de outros mecanismos que não serão abordados neste trabalho.

Outro ponto que deve ser lembrado é que, ao contrário da metodologia proposta, no Brasil não existe tarifação negativa pelo transporte de energia.

Algumas particularidades deste subsistema são representadas no modelo, e são elas:

- Em Garabí há uma estação conversora que importa 1000 MW da Argentina. Essa importação foi modelada como injeção de potência fixa a custo zero.
- Em Ivaiporã há conexão com o subsistema sudeste-centro-oeste – no modelo é considerado como uma usina com custo de geração igual ao adotado para as outras hidroelétricas (R\$80/MWh).

No total, são consideradas 11 barras com geração (7 UHEs, 2 intercâmbios e 2 UTEs) e o custo de cada uma foi baseado nos relatórios da EPE (2016). O custo de geração de todas as hidroelétricas foram estabelecidos como R\$80/MWh, enquanto a UTE de Araucária, representada em Curitiba, tem custo de geração de R\$220/MWh e a UTE de Jorge Lacerda, R\$240/MWh. Esses valores foram baseados no relatório “Energia Termelétrica”, da EPE, (TOMALSQUIM, 2016). Deve-se observar que o FLUPOT considera que os custos de geração variam linearmente com a potência fornecida pela usina.

Como cada subsistema possui suas particularidades, para uma análise mais profunda acerca do impacto que esse modelo de precificação representa, é preciso analisar cada subsistema separadamente.

4.2 PRIMEIRO CASO – SEM CONTRATOS BILATERAIS

Para iniciar o estudo do impacto da metodologia de precificação da energia elétrica no sistema teste, foi considerado antes, um caso base, onde não há contratos bilaterais. A solução do FPO é mostrada nas Tabelas A, do Apêndice A. Na solução ótima, os multiplicadores de Lagrange das equações de balanço de potência ativa (custos marginais das barras - λ), variam entre 73,7 e 99,4 R\$/MWh, sendo os valores mínimo e máximo às barras de Londrina e Siderópolis, respectivamente. Este caso ajuda a entender as características do sistema teste, onde o centro de carga, no litoral, possui os maiores valores de λ . Por outro lado, as barras que se encontram entre grandes cargas e grandes geradores, possuem multiplicadores menores até mesmo do que o custo marginal dos geradores. Neste caso, onde as linhas de transmissão estavam longe dos seus limites de potência, a diferença entre o menor e o maior preço nodal foi de 34,9%, devido aos limites de tensão (entre 0,9 e 1,1 p.u.) e perdas. O CMO deste caso, a média ponderada destes valores, é de 86,05

(R\$/MWh). Valor ligeiramente acima do custo marginal de geração das usinas hidrelétricas o que se deve às perdas nas linhas de transmissão.

Na solução, as UHEs de Salto Osório, Passo Fundo, Areia e Salto Segredo despacham o máximo permitido para aquele período determinado, portanto os preços nodais das barras em que se encontram foram superiores a 80 R\$/MWh. Todas as demais barras com UHEs tiveram seus multiplicadores de Lagrange iguais ao custo de geração das usinas.

Segue a Tabela 4.1, que será comparada com o próximo caso, onde há contratos bilaterais para as barras justificadas, escolhidas aleatoriamente. As potências são dadas em MW, os custos marginais e incrementais, em R\$/MWh e custos, receitas e despesas, em [R\$/h].

Tabela 4.1 – Resultado do Caso Base.

SISTEMA SUL	Xanxerê	Passo Fundo	Farroupilha	Curitiba	Areia 525kV	Salto Osório
P_d	278,0	138,6	267,0	500,0	0,0	215,0
P_d^p	278,0	138,6	267,0	500,0	0,0	215,0
P_d^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P_g	0,0	122,0	0,0	0,0	609,1	562,9
P_g^p	0,0	122,0	0,0	0,0	609,1	562,9
P_g^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CI	0,0	80,0		220,0	80,0	80,0
λ	88,6	89,4	90,7	84,4	80,0	80,4
π						
C_g	0,0	9760,0	0,0	0,0	48728,0	45032,0
R_g^p	0,0	10906,8	0,0	0,0	48728,0	45257,2
R_g^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$E^{bcl} / 2$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
R_g	0,0	10906,8	0,0	0,0	48728,0	45257,2
$R_g cmo$	0,0	9766,1	0,0	0,0	52413,1	48437,5
\hat{R}_g^p	0,0	10906,8	0,0	0,0	48728,0	45,257,2
\hat{R}_g^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D_d^p	24630,8	12390,8	24216,9	42200,0	0,0	17286,0
D_d^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$E^{bcl} / 2$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D_d	24630,8	12390,8	24216,9	42200,0	0,0	17286,0
$D_d cmo$	23921,9	11926,5	22975,3	43025,0	0,0	18500,7
\hat{D}_d^p	24630,8	12390,8	24216,9	42200,0	0,0	17286,0
\hat{D}_d^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Como não houve contratos bilaterais, todos os índices referentes a eles são iguais à zero. Esta tabela auxilia na compreensão da precificação nodal. Há um comparativo entre quanto cada entidade pagaria/receberia pela metodologia proposta e pelo PLD, que é reflexo direto do CMO.

Xanxerê, na primeira coluna, paga R\$ 24630,80 nos 278 MW consumidos, em contrapartida com os R\$ 23921,90 do sistema de precificação atual. Isto se deve ao fato do valor λ desta barra ser superior ao CMO do sistema. Passo Fundo e Farroupilha também possuem seus custos incrementais maiores que o CMO do sistema, portanto, estes consumidores também devem liquidar a energia a um valor maior do que a média, pois é despendido maior esforço para entregar a mesma nestes locais. Por outro lado, Curitiba paga menos em sua energia, no modelo estudado, isto porque o custo incremental nesta barra é menor do que o CMO.

Do ponto de vista dos geradores, Passo Fundo fatura mais no modelo estudado. Como é mais difícil entregar energia nesta barra, naturalmente esse gerador deve ser mais bem remunerado pelo sistema. Para Foz do Areia (525kV) e Salto Osório o contrário acontece. Estas barras representam geradores longes do centro de carga e há maior esforço para transportar a energia.

Note que há quatro possíveis cenários onde as receitas e despesas diferem da precificação atual:

- Se, $\lambda > \text{CMO}$, $R_g > R_g \text{ cmo}$;
- Se, $\lambda < \text{CMO}$, $R_g < R_g \text{ cmo}$;
- Se, $\lambda > \text{CMO}$, $D_d > D_d \text{ cmo}$;
- Se, $\lambda < \text{CMO}$, $D_d > D_d \text{ cmo}$.

Como não há contratos bilaterais, geradores e cargas não pagam tarifa de transmissão adicional.

4.3 SEGUNDO CASO – COM CONTRATAÇÃO

A Tabela 4.2 mostra os contratos firmados entre os geradores, a esquerda, e as cargas, acima. Os valores são dados em MW. A soma dos contratos bilaterais totalizam 19,6% da carga total do sistema.

Tabela 4.2 – Acordos Bilaterais do 2º Caso.

	R\$/MWh	Curitiba	Xanxerê	Passo Fundo
Passo Fundo	85	0	0	100
Salto Osório	85	0	250	0
Areia 525kV	85	500	0	0

A Tabela 4.3 mostra o resultado do segundo caso analisado. Os multiplicadores de Lagrange são os mesmos do Caso Base, pois o despacho ótimo não se altera.

Tabela 4.3 – Resultado do 2º Caso.

SISTEMA SUL	Xanxerê	Passo Fundo	Farroupilha	Curitiba	Areia 525kV	Salto Osório
P_d	278	138,6	267	500	0	215
P_d^p	28	38,6	267	0	0	215
P_d^b	250	100	0	500	0	0
P_g	0	122	0	0	856,9	562,9
P_g^p	0	22	0	0	356,9	312,9
P_g^b	0	100	0	0	500	250
CI	0	80		220	80	80
λ	88,6	89,4	90,7	84,4	80,7	80,4
π	85	85		85	85	85
C_g	0	9760	0	0	68552	45032
R_g^p	0	1966,8	0	0	28801,8	25157,2
R_g^b	0	8500	0	0	42500	21250
$E^{bcl} / 2$	0	0	0	0	925	1025
R_g	0	10466,8	0	0	70376,8	45382,2
\hat{R}_g^p	0	10906,8	0	0	69151,8	45257,2
\hat{R}_g^b	0	-440	0	0	1225	125
D_d^p	2480,8	3450,8	24216,9	0	0	17286
D_d^b	21250	8500	0	42500	0	0
$E^{bcl} / 2$	1025	0	0	925	0	0
D_d	24755,8	11950,8	24216,9	43425	0	17286
\hat{D}_d^p	24630,8	12390,8	24216,9	42200	0	17286
\hat{D}_d^b	125	-440	0	1225	0	0

Passo Fundo, na segunda coluna, supre boa parte da sua carga (72,1%) através de contrato com o gerador da própria barra, por isso

esse contrato não gera custo de transporte E^{bcl} . Quanto aos índices econômicos, \hat{R}_g^b , igual a $-R\$440/h$, indica que o gerador receberia mais caso sua energia fosse vendida no mercado de curto prazo. Já para a carga, \hat{D}_a^b , também igual a $-R\$440/h$, indica que o contrato firmado foi um bom negócio, pois estaria pagando 440 reais por hora a mais no mercado de curto prazo.

Para Farroupilha nada muda, pois não foi firmado nenhum contrato.

Curitiba 230kV supre toda sua carga através de contrato bilateral com a UHE de Foz do Areia, por 85 R\$/MWh. Por se localizarem em barras distintas, há parcela relativa ao transporte da energia. \hat{D}_a^b positivo mostra que o contrato não foi economicamente vantajoso para o consumidor, pois esse teria pagado R\$1225/h a menos no mercado de curto prazo (R\$925 relativos ao transporte e R\$300 relativos à diferença entre o valor contratado, π , e o custo marginal da barra, λ , vezes o montante contratado).

A UHE de Foz do Areia, na barra de 525kV, fechou vantajoso contrato de venda para Curitiba. Este gerador ganharia R\$1225/h a menos no mercado de curto prazo. Desse valor, R\$2150/h são relativos à diferença entre o preço nodal de Itá, com o preço da energia do contrato, multiplicado pelo montante. Há também uma parcela de - R\$925 relativos ao transporte. Esta parcela negativa indica o esforço exigido da Rede Básica para entregar a energia no ponto de consumo.

Xanxerê, supre quase toda sua carga através de contrato com Salto Osório a R\$85/MWh, enquanto que o custo marginal dessa barra é de R\$88,6/MWh. Apesar disso, o contrato não foi vantajoso para este consumidor. O índice \hat{D}_a^b positivo aponta que este consumidor teria pagado R\$125/h a menos caso comprasse toda sua energia no mercado de curto prazo. O valor pago no transporte da energia do contrato bilateral é alto e tornou o contrato desvantajoso. Sob este ponto de vista, o consumidor deve ponderar a localização dos geradores com os quais fecha contratos, pois quanto maior a distância entre ele e os geradores, maior será o valor pago pelo transporte, podendo muitas vezes, como neste caso, tornar o contrato desvantajoso.

Salto Osório, assim como Passo Fundo, é representado por uma barra com carga e geração. Neste caso, o gerador firmou contrato com Xanxerê, portanto paga pelo transporte da energia. Apesar de o pagamento ser considerável (R\$1025/h), o contrato foi vantajoso, pois a receita seria R\$125/h a menos se a energia fosse liquidada no *pool*. A

carga desta barra não firma contrato com nenhum produtor, e é suprida pelo *pool*.

4.4 TERCEIRO CASO – COM CONTRATAÇÃO E LIMITE DE TRANSMISSÃO

A linha de transmissão entre Campos Novos e Gravataí é uma das mais carregadas no Caso Base. Ela escoava energia das UHEs de Itá, Areia e da conversora de Garabí. No caso base, o fluxo de potência desta linha é de 993,97 MVA por ela. Agora analisaremos o efeito que o congestionamento das linhas de transmissão causa nos custos marginais das barras. Para este caso, esta linha de transmissão terá seu fluxo limitado em 950 MVA.

Com exceção de Salto Santiago e Itá, as potências geradas não variaram muito. Salto Santiago despachou 686,9 MW, ante os 200,2 MW, para compensar o limite na transmissão. Do outro lado, Itá, que gerava 609,1 MW no Caso Base, passa a gerar apenas 139,0 MW. Essa mudança no despacho leva à modificação dos preços nodais. Os custos marginais das barras tiveram uma variação significativa, conforme demonstra a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Comparação dos custos incrementais das barras dado em [R\$/MWh].

	Caso Base	Com Limite		Caso Base	Com Limite
Salto Osório	80,4	87,7	Curitiba 525	83,9	86
Xanxerê	88,6	107	Campos Novos	81,4	79
Passo Fundo	89,4	112	Gravataí 525	85,9	130
Farroupilha	90,7	126	Palhoça 525	97,3	111
Siderópolis	99,4	119	B20	99,1	115
Jorge Lacerda	99,1	116	Palhoça	98,4	112
Blumenau	91	98,7	Florianópolis	98,5	112
Joinville	91	97,3	Ilhota	98,6	111
Curitiba	84,4	87,2	B24	91,9	98,9
Ponta Grossa	85,1	87,5	Blumenau 525	88,9	94,2
Areia 230kV	80,2	81,7	Itá	80	80
Gravataí	86,1	128	Londrina	73,7	77,9
Ivaiporã	80	80,3	Salto Caxias	80	80
Salto Santiago	80	80	Salto Segredo	80,1	80,3
Areia 525kV	80,7	81,2	Garabí	77,4	78,4

Os custos incrementais das barras são muito sensíveis aos parâmetros e configuração da Rede Básica. O custo incremental mais afetado foi justamente o de Gravataí (525kV), que foi de 85,9 para 130,0 (R\$/MWh), o que representa um aumento de 51% no preço da energia. Os arredores de Gravataí também foram bastante impactados pela restrição de fluxo de potência. Já para o lado de Salto Santiago, que passou a gerar mais, os multiplicadores de Lagrange sofreram pouco. Campos Novos foi a única barra cujo custo marginal foi reduzido.

Para se ter uma base de comparação, os contratos bilaterais foram mantidos os mesmos nesta nova condição operativa. Assim, é possível comparar o resultado dos mesmos contratos sobre diferentes circunstâncias. Logo, a matriz de contratos GD_{ij} continua sendo representada pela Tabela 4.2.

Tabela 4.5 – Resultado do 3º Caso.

SISTEMA SUL	Xanxerê	Passo Fundo	Farroupilha	Curitiba	Areia 525kV	Salto Osório
P_d	278	138,6	267	500	0	215
P_d^p	28	38,6	267	0	0	215
P_d^b	250	100	0	500	0	0
P_g	0	122	0	0	857	563
P_g^p	0	22	0	0	357	313
P_g^b	0	100	0	0	500	250
CI	0	80		220	80	80
λ	107	112	126	87,2	81,2	87,7
π	85	85		85	85	85
C_g	0	9760	0	0	68560	45040
R_g^p	0	2464	0	0	28988,4	27450,1
R_g^b	0	8500	0	0	42500	21250
$E^{bcl} / 2$	0	0	0	0	1500	2412,5
R_g	0	10964	0	0	69988,4	46287,6
\hat{R}_g^p	0	13664	0	0	69588,4	49375,1
\hat{R}_g^b	0	-2700	0	0	400	-3087,5
D_d^p	2996	4323,2	33642	0	0	18855,5
D_d^b	21250	8500	0	42500	0	0
$E^{bcl} / 2$	2412,5	0	0	1500	0	0
D_d	26658,5	12823,2	33642	44000	0	18855,5
\hat{D}_d^p	29746	15523,2	33642	43600	0	18855,5
\hat{D}_d^b	-3087,5	-2700	0	400	0	0

O agente consumidor de Xanxerê foi pouco afetado pela restrição de transmissão graças ao contrato feito. Caso comprasse toda sua energia no *pool*, o valor pago seria de R\$29.746,00/h. O acordo firmado foi vantajoso neste caso.

O consumidor de Passo Fundo também foi protegido neste caso. Ele teria pagado R\$15.523,20/h caso tivesse comprado toda energia no mercado de curto prazo. Já o gerador desta mesma barra, poderia ter faturado R\$2.700,00/h a mais caso tivesse despachado sua energia no *pool*.

Farroupilha representa um consumidor que não tem contrato firmado com nenhum gerador, portanto compra toda sua energia no mercado de curto prazo. Este foi um dos locais com maior aumento no preço nodal. Farroupilha deve pagar R\$33.642,00/h, quando antes eram R\$24.216,90/h. Este exemplo indica claramente porque os contratos bilaterais são bons instrumentos de proteção.

O contrato de compra de energia que Curitiba celebrou continua sendo desvantajoso neste caso. Apesar disto, a diferença que seria paga caso adquirisse toda sua energia no *pool* é de R\$400/h, quando antes eram R\$1225/h. Isto se deve ao fato do preço nodal ter aumentado de 84,4 para 87,2 (R\$/MWh).

Para a UHE de Foz do Areia o acordo feito com Curitiba continua sendo melhor do que vender a energia no mercado de curto prazo. A receita total desta vez é de R\$69.988,40, quando antes eram R\$70.376,80. Essa redução se deve ao aumento do valor pago pela transmissão de energia do contrato.

O contrato firmado pela UHE de Salto Osório, que era vantajoso no caso anterior, é desvantajoso neste caso. Além do valor da energia do contrato, π ser menor que o custo marginal desta barra, o gerador deve ainda pagar pelo transporte da energia contratada. Assim, o saldo de R\$125/h positivo passa a ser R\$3.087,50/h negativo. A carga conectada à mesma barra não possui contrato, logo, sofre exposição negativa ao aumento do preço nodal.

4.5 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS OBTIDOS

No modelo de precificação proposto o preço da energia no mercado de curto prazo é bastante volátil. Isto pode trazer exposições negativas para geradores e, principalmente, consumidores. A forma dos consumidores se protegerem destes riscos é contratar boa parcela da sua energia. Devem ser priorizados contratos bilaterais entre o par carga-

geração próximos uns dos outros, com o objetivo reduzir o custo do transporte. Neste modelo o valor da energia é maior próximo a grandes centros de carga e menor próximo aos geradores.

Não houve nenhum contrato onde o gerador foi despachado fora de mérito econômico. Os contratos foram “ajustados” para o despacho, e não o contrário. Como mencionado anteriormente, no Brasil os contratos firmados não influenciam no despacho eletro energético. A questão de despacho inflexível, ou liquidação de contratos cujos geradores não foram despachados, não são analisados neste trabalho.

Não foram analisados casos em que há custos marginais negativos ou despesas com transmissão (E^{bcf}) negativas. A legislação brasileira não permite TUST negativa.

5 CONCLUSÃO

A definição de uma metodologia justa para precificar a energia elétrica é exercício praticado por pesquisadores do mundo inteiro. Cada sistema possui suas particularidades, levando a soluções diferentes. O SIN é um sistema hidrotérmico de porte continental, como nenhum outro no mundo. Pelas características do nosso sistema, os encargos pagos pelo transporte da energia devem ter atenção especial. A metodologia proposta neste trabalho incentiva os consumidores expostos ao mercado de curto prazo consumirem energia em períodos de menor exigência da RB.

Outro incentivo advindo da tarifação dinâmica é a geração de energia se aproximar do centro de carga para obter maior receita, já que o valor pago pelo transporte seria menor. Isto deve reduzir os investimentos em transmissão.

O método dos custos marginais das barras reflete diretamente o esforço necessário para transportar a energia de um local para outro, do ponto de vista operativo. Ele não leva em conta investimentos para a expansão do sistema, como é feito atualmente. A diferença é uma alteração na metodologia proposta, considerando a Receita Anual Permitida das empresas de transmissão de energia elétrica.

Os custos marginais das barras sofrem variações bruscas em relação aos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão. Nos casos estudados, os consumidores se protegeram dessas variações através dos contratos firmados. Para os geradores que firmaram contratos bilaterais, houve uma exposição negativa ao congestionamento, risco que pode ser mitigado por um MRE projetado para a tarifação dinâmica.

Dentre tantos estudos que envolvem esta mudança na precificação de energia, é interessante avaliar quais seriam os desafios na implementação deste sistema em relação à tecnologia e à legislação e as consequências macroeconômicas, como por exemplo no Plano de Ampliação e Reforços.

Como sugestão para trabalhos futuros indica-se realização de análises sobre diferentes cenários de geração hidroelétrica, perfis de consumo, e em outros subsistemas. Também se recomenda estudar as opções de liquidação de contratos cujos geradores não estão em ordem de mérito econômico, portanto não são despachados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Apoio à Decisão SAD** - Aneel Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550> > Acessado em: 22 nov. 2017

_____. **Tarifa Branca** Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>> Acessado em: 12 nov. 2017

_____. Resolução Normativa 559, de 27 de junho de 2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acessado em: 25 nov. 2017

_____. Resolução Normativa 281, de 1 de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br> > Acessado em: 25 nov. 2017

_____. Resolução Normativa 666, de 23 de junho de 2015. Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acessado em: 25 nov. 2017

ALMEIDA, K. C. **A general parametric optimal power flow**. Tese de doutorado (Department of Electrical Engineering) McGill University, Montreal, 1995.

BRASIL. Decreto lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>> Acessado em: 4/12/2017

_____. Decreto lei n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>> Acessado em: 4/12/2017

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **FLUPOT – Fluxo de Potência**

Ótimo. Disponível em: <<http://www.flupot.cepel.br/cprog.html>> Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Programa de Fluxo de Potência Ótimo – FLUPOT.** Manual do Usuário. Versão 07.05.01, 2016.

FARIA, Joyce. M. **Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.** Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.

FERNANDES, A. M.; ROA, C. C.; BECKHAUSER, J. A. F. **Estudo e análise do Fluxo de Potência Ótimo utilizando o programa Flupot.** Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

GALIANA, F. D., KOCKAR, I., and FRANCO, P. C. **Combined Pool/Bilateral Dispatch – Performance of Trading Strategies** - IEEE TRANSACTIONS AND POWER SYSTEMS, VOL. 17 NO. 1 FEBRUARY 2002

GALIANA, F. D. A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 2, May 1998

MONTICELLI, Alcir J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** 1 ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1983.

ONS. Submódulo 15.2. **Disponibilização de dados para cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> Acesso em: 27 dez. 2017.

SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia.** Porto Alegre: Sagra Luzatto, 2012

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** 2 ed. – Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015

_____. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear** – EPE: Rio de Janeiro, 2016

_____. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica** – EPE: Rio de Janeiro, 2016

WOLAK, Frank A. **Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** -

Disponível em: < http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/brazil_report_ccee_wolak.pdf> Acesso em: 30 set. 2017.

APÊNDICE A – Resultado completo Caso Base

Tabela A – Resultado Completo Caso Base

SISTEMA SUL	P _d	P _g	Cl	λ	C _g	R _g	D _d
Salto Osório	215	562,9	80	80,4	45032	45257	17286
Xanxerê	278	0	0	88,6	0	0	24631
Passo Fundo	139	122	80	89,4	9760	10907	12391
Farroupilha	267	0		90,7	0	0	24217
Siderópolis	155	0	0	99,4	0	0	15407
Jorge Lacerda	127	0	240	99,1	0	0	12586
Blumenau	237	0		91,0	0	0	21567
Joinville	256	0		91,0	0	0	23296
Curitiba	500	0	220	84,4	0	0	42200
Ponta Grossa	108	0		85,1	0	0	9191
Areia 230kV	147	0		80,2	0	0	11789
Gravataí	750	0		86,1	0	0	64575
Ivaipora	0	460,3	80	80,0	36824	36824	0
Salto Santiago	0	200,2	80	80,0	16016	16016	0
Areia 525kV	0	856,9	80	80,7	68552	69152	0
Curitiba 525	0	0		83,9	0	0	0
Campos Novos	281	0		81,4	0	0	22873
Gravataí 525	0	0		85,9	0	0	0
Palhoça 525	0	0		97,3	0	0	0
B20	25	0		99,1	0	0	2507
Palhoça	33	0		98,4	0	0	3237
Florianópolis	31	0		98,5	0	0	3093
Ilhota	44	0		98,6	0	0	4368
B24	93	0		91,9	0	0	8565
Blumenau 525	0	0		88,9	0	0	0
Itá	0	609,1	80	80,0	48728	48728	0
Londrina	260	0		73,7	0	0	19162
Salto Caxias	0	7,2	80	80,0	576	576	0
Salto Segredo	0	666,6	80	80,1	53328	53395	0
Garabí	385	1000	80	77,4	80000	77400	29768

APÊNDICE B – Entrada e Saída de dados do FLUPOT

Dados de entrada – Arquivo FLUPOT

```

01 (Função objetivo de minimo custo de geracao ativa)
02 DOBJ CGMW
03 □ DCTE
04 | BINI 0.5
05 | MXIT 9999
06 | 99999
07 | (Controle variável para Pg,Qg,Tap e V(nas PVS))
08 | DCON PGEN QGEN TAPC VGEN
09 | RELA RLMB RBAR
10 | COMP
11 □ DGEP IMPR
12 | (Custo da térmica 100x maior, Pmin para térmica)
13 | (NUM) Pmin Pmax (Cst) (N) (Fp)
14 | 1 0.0 563 80 1
15 | 3 0.0 122 80 1
16 | 6 0.0 857 240 1
17 | 9 0.0 484 220 1
18 | 13 0.0 462 80 1
19 | 14 0.0 754 80 1
20 | 15 0.0 857 80 1
21 | 26 0.0 745 80 1
22 | 28 0.0 630 80 1
23 | 29 0.0 667 80 1
24 | 30 1000 1000 0 1
25 | 99999
26 | EXOT
27 | RETC BASE
28 | (Relatório das barras)
29 | RELA RBAR RGER RLIN
30 | FIM

```

Dados de entrada – Arquivo Anarede

(Cargas reativas relacionadas as ativas e a geração reativa máxima)													
DBAR IMPR													
(Num)	TGb	Nome	GI (V) (A) (Pg) (Qg) (Qmn) (Qmx) (Bc) (Pl) (Ql) (Sh) (Ar										
003													
004													
005	1	2	H4-Ref-B1	1000	0.0308.9		-200	200			215	-35	
006	2	0	Xanxerê-B2								278	5	
007	3	1	H7-B3		230.3		-100	100			138.6	26	
008	4	0	Farroup-B4								267	1.5	
009	5	0	Sideróp-B5								155	74	
010	6	1	J.Lac-T-B6		0		-300	250			127	62	
011	7	0	Blumenau-B7								237	95	
012	8	0	Joinville-B8								256	115	
013	9	1	Curitiba-B9				-200	200			500	200	
014	10	0	P.Grossa-B10								108	27	
015	11	0	Areia230-B11								147	15	
016	12	0	Grav.230-B12								750	182	200
017	13	1	Ivaipora-B13		0		-355	350			0	0	-200
018	14	1	H3-B14		308.9		-150	500			0	0	
019	15	1	H1-B15		1567		-600	500			0	0	
020	16	0	B16								0	0	-300
021	17	0	C.Novos-B17								281	53	-200
022	18	0	Grav.525-B18								0	0	-300
023	19	0	Palhoça-B19								0	0	
024	20	0	B20								25.3	-8.58	
025	21	0	Palhoça-B21								32.925	98	
026	22	0	Fpoliie2-B22								31.4	22.4	
027	23	0	B23								44.320	35	
028	24	0	B24								93.2	27.8	
029	25	0	B25								0	0	
030	26	1	H6-B26		308.9		-450	350			0	0	-150
031	27	0	Londrina-B27								260	22	
032	28	1	H5-B28		308.9		-450	350			0	0	
033	29	1	H2-B29		269.8		-1000	350			0	0	
034	30	1	Gar.St.A-B30		1000		-250	250			384.6	30	
035													
036													
037													
038													
039													
040													
041													
042													
043													
044													
045													
046													
047													
048													
049													
050													
051													
052													
053													
054													
055													
056													
057													
058													
059													
060													

99999													
DLIN IMPR													
(De)	d	O	d(Pa)	NcEP	(R%) (X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce) Ceq								
039	1			2	1	3.16	16.21	27.84					1310
040	1			2	2	3.16	16.21	27.84					1310
041	1			11	1	3.06	11.65	27.02					1310
042	1			11	2	3.06	11.65	27.02					1310
043	2			3	1	1.72	8.54	14.34					1310
044	2			3	2	1.72	8.54	14.34					1310
045	3			4	1	4.63	23.78	40.8					1310
046	3			4	2	4.63	23.78	40.8					1310
047	4			5	1	3.86	19.87	34					1310
048	4			12	1	1.58	8.24	13.75					1310
049	4			12	2	1.58	8.24	13.75					1310
050	5			6	1	0.96	10.02	8.4					1310
051	5			6	2	0.96	10.02	8.4					1310
052	6			7	1	3.25	16.50	28.69					1310
053	6			19	1	2.28	11.83	20.3					2310
054	6			20	1	0.42	5.9	0					2670
055	7			8	1	1.54	8.52	12.5					1310
056	7			8	2	1.54	8.52	12.5					1310
057	7			9	1	0.65	8.23	37.4					1310
058	7			19	1	2.53	13.13	22.5					2310
059	7			25	1	0.2	11.52	0					1670
060	8			9	1	1.62	9.32	16.12					1310

061	8	9 2	1.62	9.32	16.02					1310
062	8	24 1	0.2	3.16	0					1670
063	9	10 1	2.04	10.46	18.08					1310
064	9	11 1	4.68	23.95	41.38					1310
065	9	16 1	0	1.25	0	1.0	0.9	1.1		2670
066	9	16 2	0	1.25	0	1.0	0.9	1.1		2670
067	10	11 1	3.53	18.09	31.25					1310
068	15	11 1	0	1.25	0	1.0	0.9	1.1		2670
069	12	18 1	0	1.25	0	1.0	0.9	1.1		2670
070	12	18 2	0	1.25	0	1.0	0.9	1.1		1670
071	13	14 1	0.15	1.94	237					2700
072	13	15 1	0.16	2.01	245.8					2700
073	13	27 1	0.11	13.94	170.3					3700
074	14	26 1	1.72	21.7	265.2					3700
075	14	28 1	0.08	1.08	128.1					3700
076	14	29 1	0.05	0.7	804.9					2700
077	15	16 1	0.22	2.73	334					2700
078	15	16 2	0.24	2.98	363					2700
079	15	17 1	0.16	2.05	250.2					2700
080	15	29 1	0.05	0.7	804.9					3700
081	16	25 1	1.27	16.03	195.9					3700
082	17	18 1	0.25	3.09	377.7					2700
083	17	26 1	0.09	1.22	150.5					3700
084	18	26 1	3.15	39.77	485.7					3700
085	19	21 1	0.62	6.21	0					2670
086	20	21 1	6.66	26.83	72.8					2230
087	21	22 1	0.29	1.18	13					2230
088	22	23 1	2.46	10.48	25					2230
089	23	24 1	7.3	30.53	78.3					2230
090	26	30 1	0.32	4.39	454.2					3700
091	L 99999									
092	DGLT									
093	G (Vmn) (Vmx) (Vmne) (Vmx)									
094	0 .9 1.1 .9 1.1									
095	L 99999									
096	FIM									

Resultado do FLUPOT – P_i , Q_i , V_i , δ_i

NUM.	BARRA NOME	TP	TENSAO		GERACAO		
			MOD	ANG	MW	Mvar	
						CE	Mvar
1	H4-REF-B1	2	1.100	0.0	562.9	-86.5	
2	XANXERÊ-B2	0	1.082	-15.7	0.0	0.0	
3	H7-B3	1	1.099	-18.0	122.0	24.0	
4	FARROUP-B4	0	1.086	-22.6	0.0	0.0	
5	SIDERÓP-B5	0	1.042	-35.3	0.0	0.0	
6	J. LAC-T-B6	1	1.081	-34.7	0.0	160.7	
7	BLUMENAU-B7	0	1.044	-23.0	0.0	0.0	
8	JOINVILLE-B8	0	1.026	-21.3	0.0	0.0	
9	CURITIBA-B9	1	1.088	-10.0	0.0	200.0	
10	P. GROSSA-B10	0	1.073	-9.3	0.0	0.0	
11	AREIA230-B11	0	1.100	1.5	0.0	0.0	
12	GRAV. 230-B12	0	1.100	-16.2	0.0	0.0	
13	IVAIPORA-B13	1	1.053	6.8	460.3	-355.0	
14	H3-B14	1	1.085	7.3	200.2	-149.9	
15	H1-B15	1	1.086	4.0	856.9	105.3	
16	B16	0	1.000	-5.7	0.0	0.0	
17	C. NOVOS-B17	0	1.088	2.1	0.0	0.0	
18	GRAV. 525-B18	0	1.072	-12.9	0.0	0.0	
19	PALHOÇA-B19	0	1.066	-31.5	0.0	0.0	
20	B20	0	1.100	-35.3	0.0	0.0	
21	PALHOÇA-B21	0	1.065	-33.6	0.0	0.0	
22	FPOLIIÉ2-B22	0	1.061	-33.7	0.0	0.0	
23	B23	0	1.060	-33.2	0.0	0.0	
24	B24	0	1.032	-23.8	0.0	0.0	
25	B25	0	1.081	-16.2	0.0	0.0	
26	H6-B26	1	1.100	8.5	609.1	-412.1	
27	LONDRINA-B27	0	1.100	-11.5	0.0	0.0	
28	H5-B28	1	1.045	7.5	7.2	-449.8	
29	H2-B29	1	1.084	6.8	666.6	-999.9	
30	GAR. ST. A-B30	1	1.100	21.3	1000.0	-220.5	