



**FGV Management
MBA em Setor Elétrico**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**

**Análise das vantagens financeiras de agente de
geração não despachado pelo ONS, por meio da
modulação e gestão de sua geração em função das
condições de preços e patamares de carga**

Elaborado por:

Renan Carlo Piccinini

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA em Setor Elétrico**

Prof. Orientador:

Diogo Mac Cord de Faria

**São Bento do Sul / Santa Catarina
Março/2016**

Renan Carlo Piccinini

Análise das vantagens financeiras de agente de geração não despachado pelo ONS, por meio da modulação e gestão de sua geração em função das condições de preços e patamares de carga

Diogo Mac Cord de Faria

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA 01/2013

São Bento do Sul / Santa Catarina
2016



O Trabalho de Conclusão de Curso

Análise das vantagens financeiras de agente de geração não-despachado pelo ONS, por meio da modulação e gestão de sua geração em função das condições de preços e patamares de carga

Elaborado por Renan Carlo Piccinini e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho

Professor orientador
Prof. Diogo Mac Cord de Faria

AGRADECIMENTOS

A Tuper S.A. e seus gestores pelo apoio e incentivo para realização do curso.

A Usina Rio Vermelho de Energia LTDA. em especial ao Sr. Antonio Carlos Wielewski pelo apoio durante a realização do curso, bem como para elaboração deste trabalho.

A todos os professores do MBA em Setor Elétrico aos quais compartilharam suas experiências de forma incansável na realização de cada módulo.

A Morgana Karine Salomon pelo apoio e incentivo durante as estadias em Curitiba.

A minha família, amigos e em especial a Sara Kemelin Pscheidt, pelo apoio e compreensão na minha falta durante a realização do MBA.

DECLARAÇÃO

A Empresa Usina Rio Vermelho de Energia LTDA., representada neste documento pelo Sr. Antonio Carlos Wielewski, Diretor Técnico, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado:

Análise das vantagens financeiras de agente de geração não-despachado pelo ONS, por meio da modulação e gestão de sua geração em função das condições de preços e patamares de carga, realizado pelo aluno Renan Carlo Piccinini, do Curso MBA do Setor Elétrico do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

15, de, Fevereiro de 2015

Antonio Carlos Wielewski
Diretor Técnico
Usina Rio Vermelho de Energia LTDA



TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Renan Carlo Piccinini, abaixo-assinado, do Curso MBA Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia (ISAE), no período de Fevereiro de 2014 a Dezembro de 2016, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Análise das vantagens financeiras de agente de geração não-despachado pelo ONS, por meio da modulação e gestão de sua geração em função das condições de preços e patamares de carga, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

São Bento do Sul / Santa Catarina, 15 de Fevereiro de 2015

Renan Carlo Piccinini

1 SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
2 DIVISÃO DOS AGENTES DE GERAÇÃO QUANTO A SUA FORMA DE DESPACHO OPERATIVO	10
2.1 A função do Operador Nacional do Sistema	10
2.2 Agentes de Geração com Programação ou Despacho Centralizado	12
2.3 Agentes de Geração com Programação ou Despacho Não Centralizado....	12
3 MERCADOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
3.1 A função da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	13
3.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	14
3.2.1 Leilões de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.....	14
3.2.2 Contratos de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.....	15
3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	16
3.3.1 Tipos de Energias Comercializadas	16
3.3.2 Modalidades Contratuais Praticadas	17
4 MECANISMOS PARA CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA DAS DIFERENÇAS POSITIVAS E NEGATIVAS DE GERAÇÃO	18
4.1 Preço de Liquidação das Diferenças.....	19
4.2 Metodologia de Contabilização Financeira.....	20
4.2.1 Medições Físicas	20
4.2.2 Medições Contábeis	21
4.2.3 Balanços Energéticos	22
4.2.4 Consolidação de Resultados	25
4.3 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	26
4.3.1 Análise Viabilidade Participação MRE.....	28
5 CONTABILIZAÇÕES FINANCEIRAS DE UM AGENTE DE GERAÇÃO COM OPERAÇÃO DESCOORDENADA COM AS CONDIÇÕES DE PREÇOS E PATAMARES DE CARGA.....	30
5.1 Usina Rio Vermelho de Energia – URVE	30
5.2 Contabilizações Financeiras Não Moduladas.....	31
5.2.1 Balanços Energéticos	32

5.2.2	Consolidação dos Resultados	33
6	MODULAÇÃO DE GERAÇÃO CONFORME PREÇOS E PATAMARES DE CARGA.....	37
6.1	Condições Técnicas para Modulação de Carga.....	38
6.2	Análise de Variações dos Reservatórios.....	39
6.3	Contabilizações Financeiras Moduladas.....	40
6.3.1	Balancos Energéticos.....	40
6.3.2	Consolidação dos Resultados.....	41
6.4	Comparativo Contabilizações Financeiras Geração Não Modulada e Modulada.....	45
7	CONCLUSÃO	47
8	ANEXO A – Ficha Técnica PCH Rio Vermelho	49
9	REFERÊNCIAS	50

RESUMO

Com o objetivo de ampliar os conhecimentos sobre mecanismos que cercam as operações financeiras de venda de energia elétrica dos agentes de geração por fonte hidráulica, este estudo de caso apresenta uma abordagem que une avaliações técnicas de operação a regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro. Agrega-se ao estudo, a apresentação do contexto regulatório sobre os mecanismos e órgãos que o cercam, tendo foco no entendimento da forma de despacho operativo, modalidades contratuais e contabilizações financeiras das diferenças positivas e negativas de geração, com relação aos seus contratos de venda. Com o objetivo analisar as possíveis vantagens financeiras de agente de geração não-despachado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e não participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por meio da modulação e gestão de sua geração em função das condições de preços e patamares de carga.

Palavras Chaves: Setor Elétrico, Despacho Operativo, Geração de Energia, Mercado de Energia, Contabilizações Financeiras.

INTRODUÇÃO

A entrada em um novo segmento traz dúvidas ao investidor que vão desde a concepção do projeto, aos estudos para operação e manutenção do empreendimento. Fazendo o novo entrante buscar fontes, referências e estudos de forma a se aprofundar na nova jornada bem como avaliar sua viabilidade e a forma de rentabilizar o capital aplicado. Não diferente disso os entrantes do setor elétrico que tem a intenção de investir no segmento de geração de energia elétrica, também se deparam com um novo mundo que traz diversas dúvidas técnicas quanto ao investimento e posterior operação da geração. Porém adicionalmente começam enxergar particularidades que por se tratar de um setor regulado o diferenciam fortemente de outros segmentos, interferindo em seu planejamento e principalmente na necessidade de sinergia entre decisões operacionais e financeiras.

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar se existem vantagens financeiras e condições técnicas de um agente de geração não despachado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) modular e gerir sua geração em função das condições de preços e patamares de carga, dividindo a análise em forma monográfica e apresentando seus objetivos específicos em cinco capítulos.

O primeiro capítulo irá descrever a divisão dos agentes de geração quanto a sua forma de despacho operativo. O segundo capítulo irá descrever os mercados de comercialização de energia elétrica, e as possibilidades de venda desta geração. O terceiro capítulo irá descrever a forma e os mecanismos para realização das contabilizações financeiras de geração e contratos de venda, para geradores participantes e não participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O quarto capítulo irá analisar os resultados de faturamento e liquidações financeiras de um agente de geração com operação descoordenada com as condições de preços e patamares de carga. Finalizando o quinto capítulo irá analisar quais as condições técnicas restritivas e as vantagens financeiras nas modulações de geração conforme preços e patamares de carga.

2 DIVISÃO DOS AGENTES DE GERAÇÃO QUANTO A SUA FORMA DE DESPACHO OPERATIVO

Um dos pilares que o modelo institucional do setor elétrico Brasileiro se baseia é o da segurança energética, buscando o suprimento adequado e ininterrupto aos consumidores de energia elétrica. Com esse conceito o controle da operação do parque gerador nacional se molda em uma característica mista de operação centralizada para geradores de grande porte e descentralizada para geradores de pequeno porte e que não afetam de forma crítica o sistema interligado nacional. Desta forma este capítulo comentará de que forma se dividem os agentes de geração quanto a forma de despacho operativo e como se relacionam com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.1 A função do Operador Nacional do Sistema

Através da Lei 9.648 de 1998 que teve o objetivo reestruturar a ELETROBRAS e suas subsidiárias, retirando funções executivas e de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro, foi criada a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS). Ao qual assumiu as atividades coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica de agentes integrantes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e onde através da Lei 10.848 de 2004 acumulou as atribuições de:

- “I) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletro energéticos interligados;
 - II) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
 - III) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletro energéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
 - IV) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares. (BRASIL, 2004)”
-

A complexidade da atuação do ONS pode ser citada por duas características que o tornam único em âmbito mundial. A primeira por tratar da gestão de um sistema hidrotérmico, com a mescla de um sistema predominantemente hidroelétrico a necessidade complementar de fontes térmicas. E a segunda pela gestão de um sistema de transmissão de energia elétrica com uma dimensão continental. Cabendo ao operador definir as relações entre sua operação com agentes que impactem ou não no sistema interligado nacional.

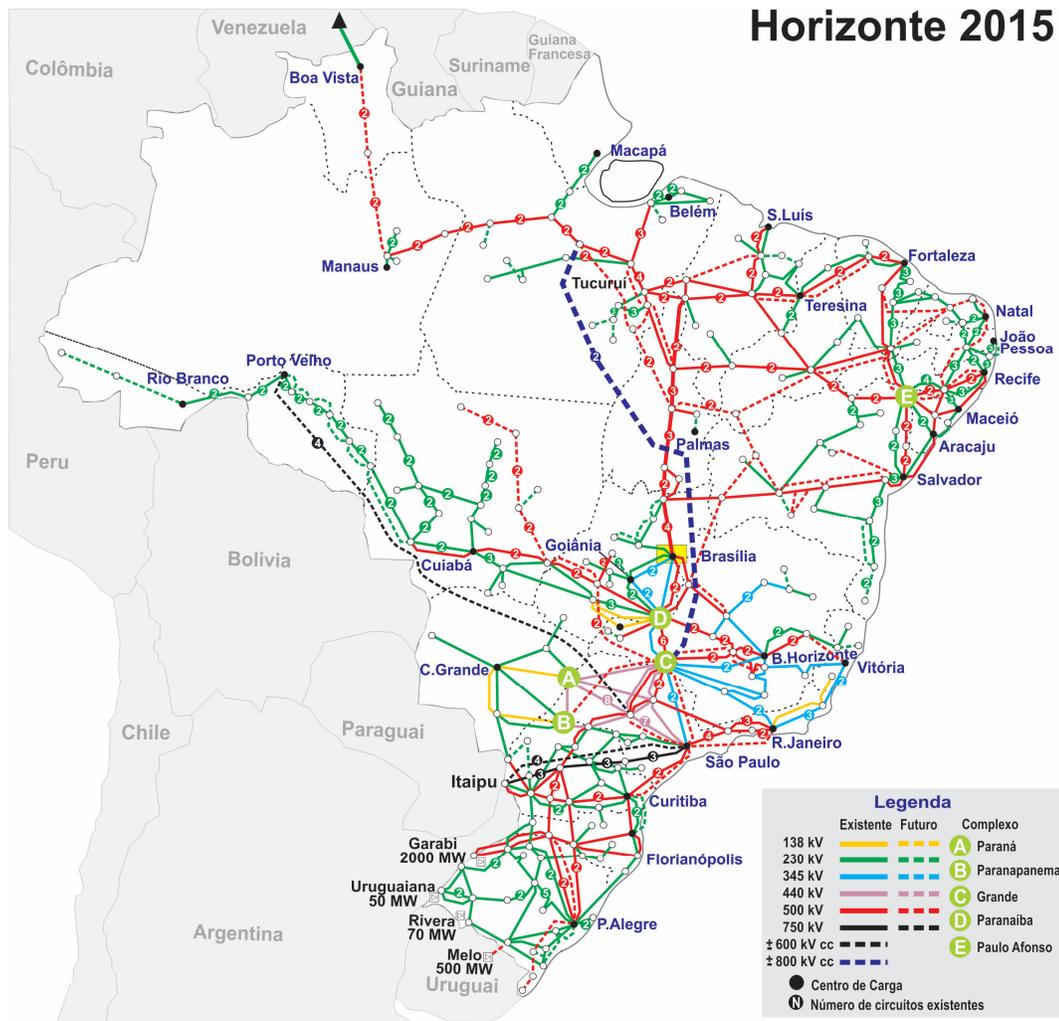


Figura 1 – Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS (2015)

2.2 Agentes de Geração com Programação ou Despacho Centralizado

Os agentes de geração são classificados através do Módulo 26 do ONS que define as condições de operação e relacionamento com o operador quanto sua forma de despacho operativo. Classificando usinas TIPO 1 e TIPO 2 onde terão sua programação e despacho de operação centralizado.

Neste estudo de caso importante lembrar que para geradores despachados de forma centralizada a entrada em operação das unidades geradoras não será pela livre escolha do empreendedor, e sim pela decisão e autorização de operação pelo ONS. Condição importante para o balanço energético da geração a ser exemplificado nos capítulos posteriores.

2.3 Agentes de Geração com Programação ou Despacho Não Centralizado

Os agentes de geração sem relacionamento operativo com o operador são classificados como usinas TIPO 3 com programação e despacho não centralizado.

Nesta modalidade a decisão da entrada em operação das unidades geradoras não será via ONS e sim pelo empreendedor responsável pela concessão de geração.

Despacho Centralizado	Despacho Não Centralizado
<ul style="list-style-type: none"> • Usinas Tipo I e Tipo II • ONS se responsabiliza pela programação e despacho da geração • Resultado do balanço energético se dá pelas decisões de operação do ONS. • Gerador é obrigado a participar do mecanismo de realocação de energia (MRE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Usinas Tipo III • Gerador se responsabiliza pela programação e despacho da geração. • Resultado do balanço energético se dá pelas decisões de operação do Gerador • Gerador opta por participar ou não do mecanismos de realocação de energia (MRE)

Figura 2 – Despacho de geração centralizado e não centralizado

3 MERCADOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo institucional vigente do setor elétrico Brasileiro, através de sua estrutura divide as contratações de geração de energia elétrica em dois ambientes distintos com regras, riscos, benefícios e níveis de gestão diferenciados. A cada modelo empregam-se características de comercialização para geradores e consumidores que influenciam na tomada de decisão para contratação ou venda de energia elétrica, tendo este capítulo o objetivo de sintetizar ambos os ambientes e estabelecer os conceitos base que posteriormente afetaram os demais propósitos deste estudo de caso.

3.1 A função da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foi autorizada através Lei 10.848 de 2004 e instituída pelo Decreto 5.177 de 2004, em substituição ao antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), como uma instituição privada e sem fins lucrativos. Tendo como objetivo viabilizar a comercialização e contabilização de energia elétrica dos agentes conectados ao Sistema Interligado Nacional, através das atribuições de:

- “[...] • Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
 - Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
 - Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
 - Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
 - Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
 - Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
 - Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do
-

mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação. (CCEE, 2016)”

Importante comentar que todos os agentes terão uma ligação direta ou indireta com a CCEE, sendo o livre atuando como um agente independente, ou o regulado com impacto das contabilizações financeiras embutidos a sua tarifa. Geradores de energia elétrica, terão contato direto e obrigatório dentro da câmara de comercialização, desta forma sendo necessário conhecer seus procedimentos e impactos em seus resultados.

3.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O ambiente de contratação regulado (ACR) trata do mercado de fornecimento de consumidores cativos as distribuidoras, onde a energia de seu consumo é somada a carga de todos os demais clientes deste ambiente e contratada a partir de leilões com custos repassados via tarifas calculadas e autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A parcela de consumo do ACR hoje tem a maior relevância dentro do mercado, sendo maioritária em porcentagem se comparada ao ambiente de contratação livre (ACL). Também tem grande importância na expansão da geração para atendimento a carga, uma vez que viabilizada grandes volumes de energia contratada a prazos extensos de fornecimento.

3.2.1 Leilões de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

Dentro deste mercado existem regras diferenciadas onde podemos citar a necessidade de declaração de carga pelas distribuidoras, aos quais devem garantir 100% (cem por cento) de suas cargas, abatidas de cotas que já compõem seu portfólio de energia, e atendendo condições máximas de sobre e sub contratação de forma a garantir que não haja oneração ao consumidor pela má gestão da energia a contratar.

Partindo destes princípios a distribuidora deverá contratar a energia de leilões autorizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), realizados periodicamente pela

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Sendo divididos entre “energia nova” referente a novos projetos com a intenção de garantir a expansão do setor e “energia existente” referente a projetos existentes com a intenção de cobrir contratos que encerram ao longo dos anos.

Leilão A-5	Leilão A-3	Leilão A-1	Leilão de Ajuste
<ul style="list-style-type: none"> •Energia Nova •Contratos de 10 a 30 Anos 	<ul style="list-style-type: none"> •Energia Nova •Contratos de 10 a 30 Anos 	<ul style="list-style-type: none"> •Energia Existente •Contratos de 1 a 15 Anos 	<ul style="list-style-type: none"> •Energia Existente •Contratos de 1 a 2 Anos

Figura 3 – Principais Leilões no Ambiente Regulado

Observando a figura acima, podemos analisar os principais leilões realizados para contratação de energia elétrica e verificar a extensão de seus prazos aos quais viabilizam empreendimentos de pequeno e grande porte.

3.2.2 Contratos de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

Vendida e energia do gerador em um leilão ele firmará um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) sendo este um contrato bilateral entre o gerador e o agente de distribuição do ACR, aos quais já são especificados nos editais dos leilões e posteriormente a assinatura serão registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para formação do lastro de energia contratada.

Os contratos do ambiente regulado são divididos em contratos por disponibilidade onde o gerador recebe uma receita fixa e os consumidores assumem os riscos hidrológico e de combustíveis, utilizado usualmente para contratação de energia provinda de fonte termoeletrica. E por quantidade onde o gerador recebe sua receita via a potência e valor por Megawatt/Hora negociado, e assume o risco hidrológico e de seu combustível, usualmente utilizado para contratação de energia de fonte hidráulica.

3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) ainda mantém o vínculo do consumidor com a distribuidora, porém apenas na parcela de “aluguel” do sistema de distribuição, ou seja, nos condutores, transformadores, chaves, e demais equipamentos que compõem a estrutura física das redes. Porém com a parcela de contratação de energia sendo pactuada através de contratos bilaterais realizados diretamente com geradores de energia elétrica de preferência e escolha do consumidor.

Fato importante que todo o consumidor de energia elétrica tem o direito do livre acesso ao ACR, porém o mesmo não acontece para o ACL. Ao qual devem atender condições mínimas de forma que possibilite que uma nova unidade de consumo nasça como livre ou no caso de já existente, que migrem para essa modalidade sendo denominados como potenciais consumidores livres. Também avaliando seu enquadramento como “Livre” ao qual pode contratar energia de qualquer empreendimento devidamente autorizado seja ele de fonte convencional ou incentivada, ou “Especial” ao qual pode contratar apenas energia de fontes incentivadas, como Pequenas Centrais Hidroelétricas, Eólicas e Térmicas a Biomassa usualmente com desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição, condição importante de forma a analisar a liquidez do possível mercado de venda do gerador.

	Consumidores	Demanda	Tensão
Potencialmente livres	Ligados antes de 08 de julho de 1995	Maior ou igual a 3 MW	Maior ou igual a 69 kV
Potencialmente livres	Ligados depois de 08 de julho de 1995	Maior ou igual a 3 MW	Qualquer
Especiais	Atendidos por PCHs e ou fontes alternativas (biomassa, solar e eólica)	Maior ou igual a 0,5 MW	Qualquer

Figura 4 – Divisão dos Consumidores Livres

3.3.1 Tipos de Energias Comercializadas

De forma a incentivar a inserção de fontes alternativas e renováveis na matriz energética Brasileira foi estabelecido a figura da Energia Incentivada que concede a possibilidade de desconto nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), e

Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), a agentes vendedores e consumidores de energia elétrica.

Estas condições criam então dois produtos principais de energia elétrica, a Energia Convencional ao qual não tem a característica de conceder o desconto na TUST e TUSD, também denominada como energia IO, e a Energia Incentivada ao qual concede o desconto na TUSD porém tem um valor de negociação por Megawatt hora acima das fontes convencionais criando assim um mercado mais favorável para expansão da matriz de fonte incentivada.



Figura 5 – Tipos de Energias Comercializadas

3.3.2 Modalidades Contratuais Praticadas

Dentro do ambiente de contratação livre existem algumas condições usuais praticadas em mercado criadas com o objetivo de facilitar a entrega da energia comercializada, adequando os montantes negociados as condições reais de geração ou consumo das partes mês a mês. De forma simplificada pode-se citar três condições contratuais relevantes nas negociações que afetam diretamente os balanços energéticos e por sua vez as contabilizações financeiras dos agentes.

Modulação de Energia Elétrica: é a alocação da energia contratada em valores horários. Estabelecida através percentagens positivas e negativas, tendo impacto nos balanços de energia e liquidação financeira dos agentes. Tem a finalidade de adequar a energia contratada de forma mais harmoniosa com a curva de carga diária do gerador ou consumidor.

Flexibilidade de Energia Elétrica: são condições estabelecidas de forma a flexibilizar os volumes de energia mensais contratados sem alterar os preços negociados. Sendo definidas via percentagens positivas e negativas sobre o valor de megawatt hora médio negociado, ajustando o contrato de energia sobre a medição real de consumo do agente comprador. Em resumo servem como uma margem de erro sobre as estimativas de consumo, tendo impacto relevante nos registros de contrato do gerador.

Sazonalidade de Energia Elétrica: e a alocação da energia contratada de forma anual. Estabelecida através de percentagens positivas e negativas, alterando a quantidade de energia média para cada mês durante o ano de vigência do contrato. Tem a finalidade de adequar a sazonalidade de consumo e produção de energia elétrica conforme necessidade de uso do consumidor ou disponibilidade de geração do gerador.

4 MECANISMOS PARA CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA DAS DIFERENÇAS POSITIVAS E NEGATIVAS DE GERAÇÃO

Absorvendo os conhecimentos sobre a forma de despacho dos agentes de geração, somada aos mercados de comercialização de energia elétrica pode-se iniciar a análise dos mecanismos de liquidação financeira das diferenças positivas e negativas de geração frente aos contratos firmados das vendas de energia elétrica.

Ao qual irá estabelecer os conceitos para realização dos balanços energéticos e contabilizações financeiras dos agentes.

4.1 Preço de Liquidação das Diferenças

Componente fundamental para consolidação dos resultados das contabilizações financeiras no setor elétrico, estabelecendo os valores para precificação dos montantes de geração ou consumo positivos e negativos com relação aos contratos negociados dentro dos ambientes de comercialização. Também tendo influência nos mercados de curto e longo prazo, onde as negociações bilaterais de energia se baseiam nas suas tendências em grande parte das negociações.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pela CCEE a partir dos valores do Custo Marginal de Operação (CMO) definidos semanalmente de forma “ex-ante”, sendo assim apurado a partir de informações previstas pelo ONS, divididas entre sub mercados regionais e também por patamares horários de carga. Para definição do PLD utiliza-se os mesmos cálculos realizados pelo ONS, porém não considerando as restrições de transmissão internas por sub mercado, usinas em teste de operação e restringindo seus valores a um piso e teto regulatório.

Sudestes / Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
<ul style="list-style-type: none"> • Mato Grosso • Mato Grosso do Sul • Goiás • Minas Gerais • Espírito Santo • Rio de Janeiro • São Paulo 	<ul style="list-style-type: none"> • Paraná • Santa Catarina • Rio Grande do Sul 	<ul style="list-style-type: none"> • Maranhão • Piauí • Ceará • Rio Grande do Norte • Paraíba • Pernambuco • Alagoas • Sergipe • Bahia 	<ul style="list-style-type: none"> • Acre • Amazonas • Roraima • Rondônia • Pará • Amapá • Tocantins

Figura 6 – Divisão de Sub Mercados e Composição dos Estados



Figura 7 – Variação do Histórica do PLD Médio. Fonte CCEE (2015)

4.2 Metodologia de Contabilização Financeira

As contabilizações financeiras na CCEE são baseadas nas Regras de Comercialização e valoradas aos Preços de Liquidação das Diferenças. Metodologias que exigem o conhecimento do agente sobre o seu cálculo, pois definiram parte significativa do seu faturamento. Neste estudo apresentando as diferenças das metodologias de contabilizações financeiras de um agente não participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) exemplificada neste tópico. E de um agente participante do mecanismo exemplificada no tópico posterior, separadas de forma simplificada pelas atividades de Medições Físicas, Contábeis, Balanços Energéticos e Consolidação dos Resultados.

4.2.1 Medições Físicas

Conforme o Módulo 1 das regras de comercialização da CCEE as Medições Físicas tratam:

“[...]dados coletados no SCDE, considerando os valores brutos adquiridos e a localização física dos pontos de medição, que impacta na alocação das perdas. (CCEE, 2016)”

Desta forma é responsável pela definição de regras para coleta dos dados de medições físicas dos agentes participantes da CCEE. Com o objetivo de realizar a integralização horária dos valores medidos, calcular perdas de redes compartilhadas, determinar valores isentos ou integrantes do rateio de perdas da Rede Básica e apurar os valores consumidos ou gerados por cada agente de medição.



Figura 8 – Relação do Módulo Medição Física com as Demais Regras de Comercialização. Fonte: CCEE (2016)

4.2.2 Medições Contábeis

Conforme o Módulo 2 das regras de comercialização da CCEE as Medições Físicas tratam:

“[...]processos de ajuste e de agrupamento dos dados de medição em informações consolidadas por ativo tipo carga ou geração e por agente da CCEE. (CCEE, 2016)”

Responsável pela definição de regras para tratamento dos valores obtidos nas Medições Físicas. Com o objetivo de realizar a separação dos volumes de energia reconciliada e em testes de unidades geradoras, consumo por usina/parcela de carga e aplicação das perdas da rede básica.

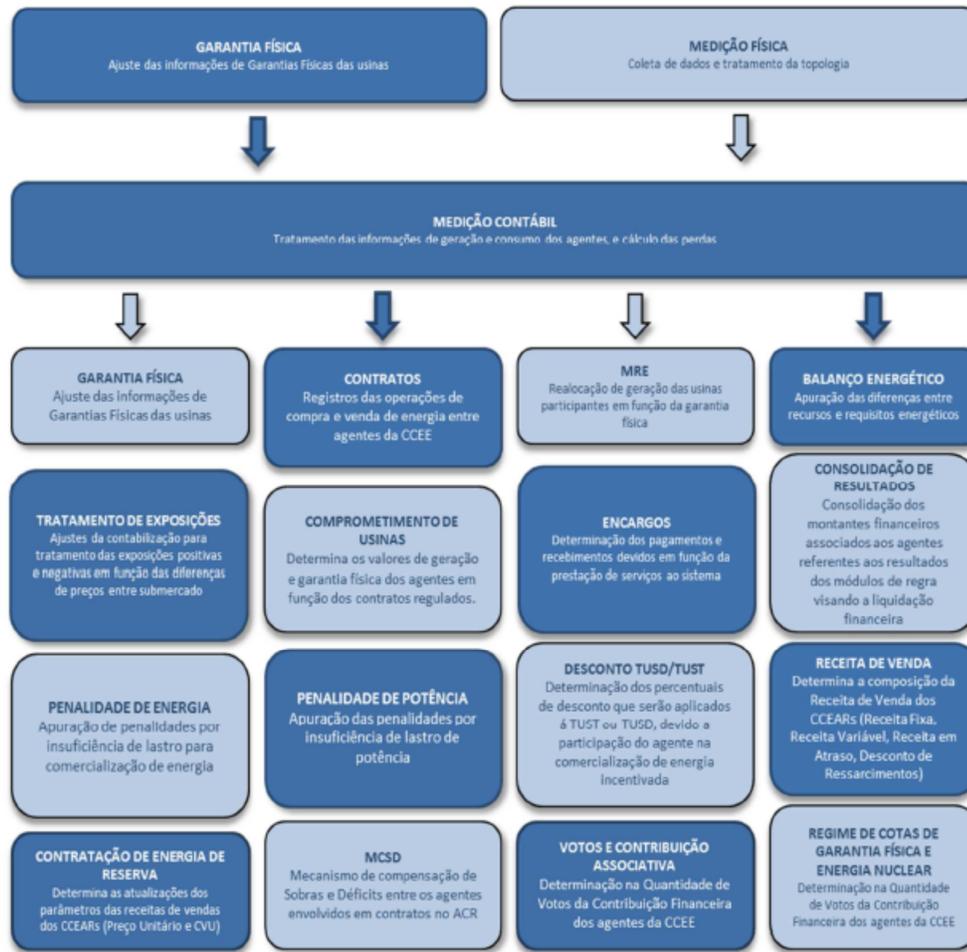


Figura 9 – Relação do Módulo Medição Contábil com as Demais Regras de Comercialização. Fonte: CCEE (2016)

4.2.3 Balanços Energéticos

Conforme o Módulo 4 das regras de comercialização da CCEE as Medições Físicas tratam:

“[...]núcleo do processo de contabilização realizado pela CCEE, reunindo informações procedentes dos módulos de regras atinentes a contratos, medição contábil e ao MRE para apurar as diferenças a que se refere o MCP. (CCEE, 2016) ”

Responsável pela definição de regras para tratamento dos valores obtidos nas Medições Contábeis em comparação aos contratos de compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE.



Figura 10 – Relação do Módulo Balanço Energético com as Demais Regras de Comercialização. Fonte: CCEE (2016)

O balanço energético tem uma representatividade alta dentro das regras de comercialização dado ao fato de que ele irá unir informações de consumo ou geração aos contratos de energia negociados, dividindo-os entre agentes, semanas, patamares de horários de carga e sub mercados. Formando os excedentes a serem contabilizados no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme demonstra a figura abaixo.

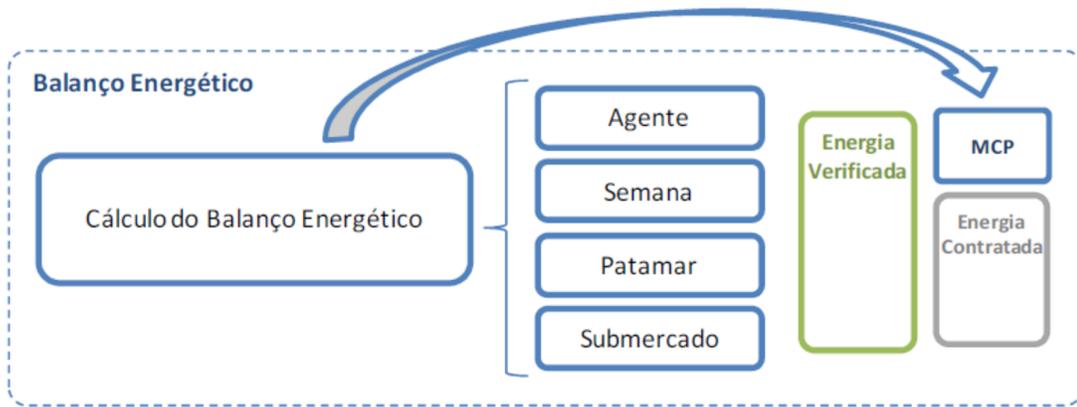


Figura 11 – Relação do Módulo Balço Energético com as Demais Regras de Comercialização. Fonte: CCEE (2016)

De forma objetiva podemos exemplificar o balanço energético demonstrando a curva de geração diária simulada comparada a um contrato de venda com modulação “flat”, ou seja, fixa para todos os horários, conforme a figura abaixo.

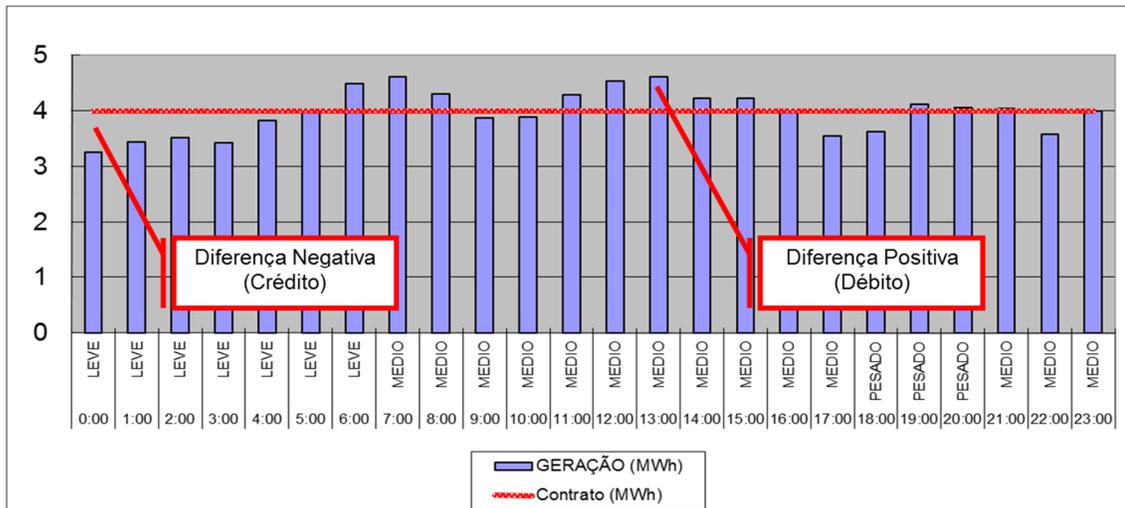


Figura 12 - Curva de Carga Diária Simulada

Os horários com geração abaixo do contrato serão tratados como uma diferença negativa sendo assim um crédito no MCP. E os horários com geração acima do contrato serão tratados como uma diferença positiva sendo assim um débito no MCP.

4.2.4 Consolidação de Resultados

Conforme o Módulo 10 das regras de comercialização da CCEE as Medições Físicas tratam:

“[...]promove a consolidação de todas as componentes financeiras consideradas para fins de obtenção dos valores associados à contabilização das operações realizadas no âmbito da CCEE pelos agentes. (CCEE, 2016)”

Responsável pela definição de regras para precificação dos valores obtidos no balanço energético, também por semana e patamar de carga.

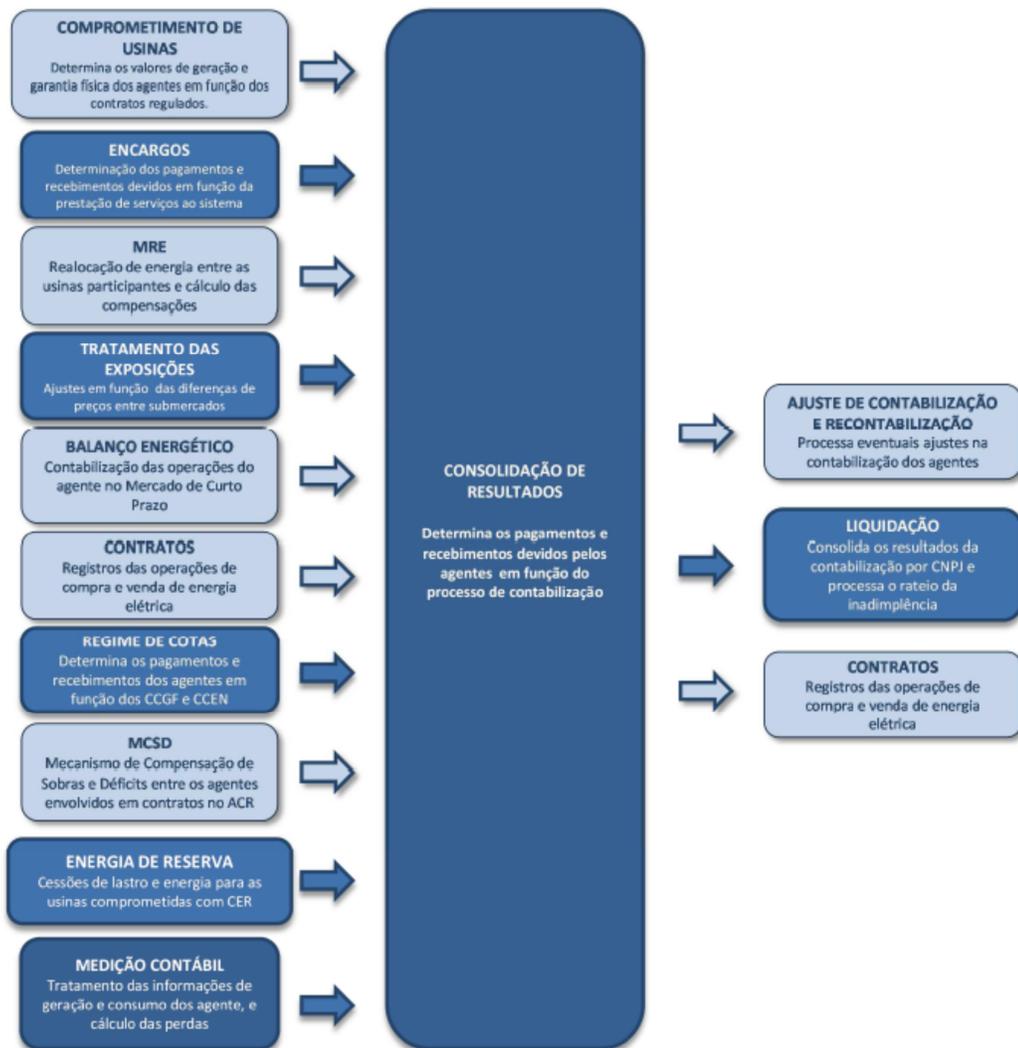


Figura 13 – Relação do Módulo Consolidação de Resultados com as Demais Regras de Comercialização. Fonte: CCEE (2016)

Considerando o proposto no estudo de caso, para um gerador não participante do MRE pode-se simplificar os módulos de balanço energético e consolidação de resultados na fórmula abaixo.

$$\text{Liquidação Horária} = (\text{Geração horária} - \text{Contrato horário}) \times \text{PLD}$$

4.3 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é regulado através do Módulo 4 das regras de comercialização da CCEE. Tem o objetivo de facilitar as operações financeiras de usinas com despacho operativo centralizado, compartilhando o risco hidrológico entre os agentes participantes. Garante a operacionalização do setor elétrico viabilizando financeiramente as decisões de despacho tomadas pelo ONS, não onerando o empreendedor responsável pela concessão de geração e realocando contabilmente a energia excedente de agentes que geraram além da sua garantia física para agentes que geraram abaixo. Sendo as diferenças remuneradas por uma tarifa fixa definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica, denominada Tarifa de Energia Otimizada (TEO). Em termos práticos se torna um seguro para agentes que não terão seu despacho priorizado e sofreriam em suas contabilizações financeiras.

Sua participação é obrigatória para usinas com despacho operativo centralizado e facultativa para Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH).

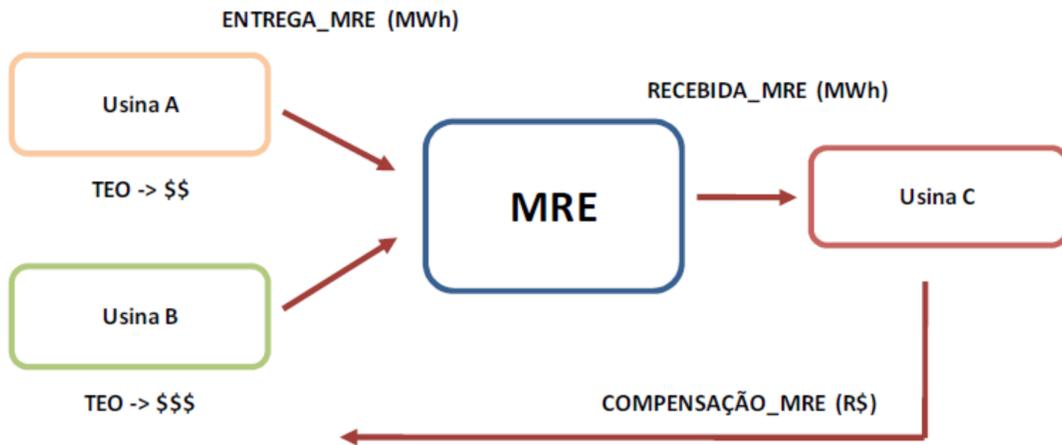


Figura 14 – Compensação devida em função do MRE. Fonte: CCEE (2016)

Para agentes participantes do MRE podemos simplificar os módulos de balanço energético e consolidação de resultados nas fórmulas abaixo, sendo a primeira estabelecida para calcular a diferença da geração de energia comparada a garantia física e a segunda para diferença da garantia física comparada aos contratos realizados.

$$\text{Liquidação Horária MRE} = (\text{Geração horária} - \text{Garantia Física}) \times \text{TEO}$$

$$\text{Liquidação Contrato MRE} = (\text{Contrato Horário} - \text{Garantia Física}) \times \text{PLD}$$

Através da figura abaixo podemos observar as principais diferenças entre agentes não participantes e participantes do MRE.

Agente Não Participante do MRE	Agente Participante do MRE
<ul style="list-style-type: none"> •Contabilização Financeira valorada ao PLD •Faturamento exposto as condições hidrológicas •Alta gestão na Operação (Programação e Manutenção) •Maior custo com paradas de máquinas ou interferência de transmissão •Sem Operação pelo Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA) 	<ul style="list-style-type: none"> •Contabilização Financeira valordada a TEO •Estabilidade no Faturamento •Baixa gestão na Operação (Programação e Manutenção) •Menor custo com paradas de máquinas ou interferência de transmissão •Oneração pelo Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA)

Figura 15 – Comparação de agentes não participantes e participantes do MRE

4.3.1 Análise Viabilidade Participação MRE

Com o objetivo de exemplificar a viabilidade um agente participar ou não do Mecanismo de Realocação de Energia, demonstrado abaixo exemplo de contabilização considerando uma Pequena Central Hidroelétrica em dois anos distintos com a geração média anual abaixo e acima da Garantia Física. Comparando as contabilizações dentro e fora do MRE multiplicadas a um PLD médio simulado, e considerando todas as operações realizadas sem contratos bilaterais negociados, ficando toda a energia gerada disponível para liquidação.

Ano 1 (Geração Média 18,9% abaixo da Garantia Física)							
Mês	Horas	Geração (MWh)	Garantia Física (MWh)	PLD	TEO	Contabilização (Com MRE)	Contabilização (Sem MRE)
Janeiro	744	1357,09	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 313.800,33	R\$ 339.272,50
Fevereiro	673	1126,76	1130,64	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 282.612,20	R\$ 281.690,00
Março	744	390,97	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 301.897,74	R\$ 97.742,50
Abril	720	553,91	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 294.321,90	R\$ 138.477,50
Maiο	744	1169,71	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 311.491,81	R\$ 292.427,50
Junho	720	1576,4	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 306.918,98	R\$ 394.100,00
Julho	744	1242,63	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 312.390,19	R\$ 310.657,50
Agosto	744	1200,16	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 311.866,96	R\$ 300.040,00
Setembro	720	442,33	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 292.947,23	R\$ 110.582,50
Outubro	743	760,19	1248,24	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 306.047,22	R\$ 190.047,50
Novembro	720	1261,09	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 303.034,36	R\$ 315.272,50
Dezembro	744	845,773	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 307.500,91	R\$ 211.443,25
TOTAL						R\$ 3.644.829,82	R\$ 2.981.753,25

Figura 16 – Contabilizações Geração Abaixo da Garantia Física

Ano 2 (Geração Média 17,3% acima da Garantia Física)							
Mês	Horas	Geração (MWh)	Garantia Física (MWh)	PLD	TEO	Contabilização (Com MRE)	Contabilização (Sem MRE)
Janeiro	744	1817,27	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 319.469,75	R\$ 454.317,50
Fevereiro	673	1533,39	1130,64	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 287.621,88	R\$ 383.347,50
Março	744	1492,61	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 315.469,94	R\$ 373.152,50
Abril	720	1560,8	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 306.726,78	R\$ 390.200,00
Mai	744	1773,02	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 318.924,59	R\$ 443.255,00
Junho	720	1680,01	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 308.195,45	R\$ 420.002,50
Julho	744	1485,69	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 315.384,69	R\$ 371.422,50
Agosto	744	1531,06	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 315.943,64	R\$ 382.765,00
Setembro	720	683,64	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 295.920,17	R\$ 170.910,00
Outubro	743	1033,26	1248,24	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 309.411,45	R\$ 258.315,00
Novembro	720	972,07	1209,6	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 299.473,63	R\$ 243.017,50
Dezembro	744	1714,13	1249,92	R\$ 250,00	R\$ 12,32	R\$ 318.199,07	R\$ 428.532,50
TOTAL						R\$ 3.710.741,05	R\$ 4.319.237,50

Figura 17 –Contabilizações Geração Acima da Garantia Física

Abaixo apresentado gráfico comparando a soma das contabilizações anuais, onde observa-se vantagens na participação do MRE com geração abaixo da garantia física publicada e por sua vez vantagens em não participar do MRE com geração média acima da garantia física.

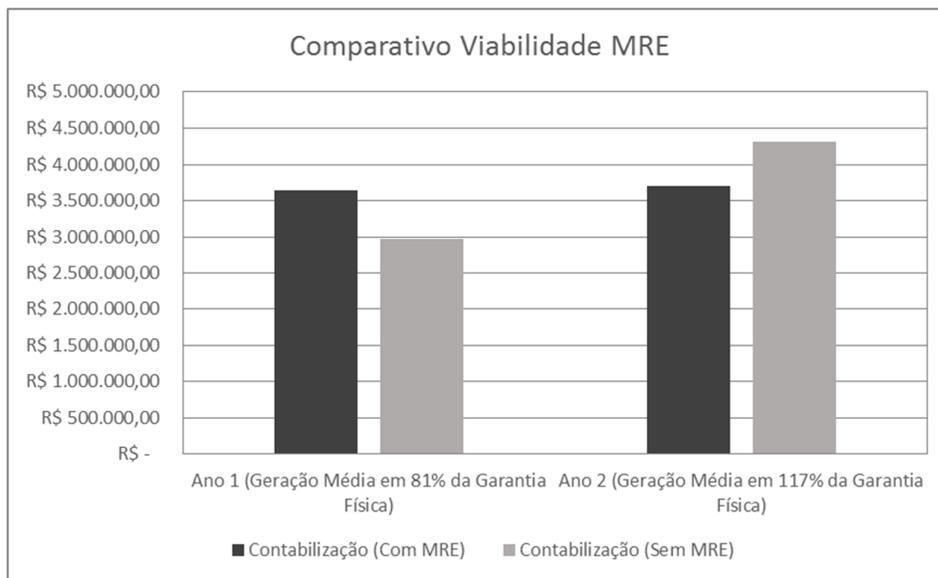


Figura 18 – Comparativo Viabilidade MRE

5 CONTABILIZAÇÕES FINANCEIRAS DE UM AGENTE DE GERAÇÃO COM OPERAÇÃO DESCOORDENADA COM AS CONDIÇÕES DE PREÇOS E PATAMARES DE CARGA

A partir deste capítulo será abordado diretamente o estudo de caso proposto ao trabalho com o intuito de validar as vantagens e desvantagens de um agente de geração operar sua carga em função dos preços e patamares horários de carga. Sendo utilizado como referência aos estudos propostos os resultados consolidados da PCH Rio Vermelho, Pequena Central Hidroelétrica despachada de forma não centralizada e que opera fora do Mecanismo de Realocação de Energia.

5.1 Usina Rio Vermelho de Energia – URVE

A Usina Rio Vermelho de Energia LTDA é responsável pela concessão, operação e manutenção de duas centrais hidroelétricas em operação e mais sete ainda em instalação no Planalto Norte Catarinense. Começou sua história com a aprovação dos Estudos dos Inventários Hidroelétricos do Rio Vermelho através do despacho da ANEEL nº 1.983 de 28 de agosto de 2006, tendo posteriormente aprovadas suas duas primeiras unidades geradoras para operação comercial através do despacho da ANEEL nº 268 de 26 de janeiro 2009, aos quais compõem a PCH Rio Vermelho com o total de 2,32 Megawatts instalados.

Central Hidroelétrica	Potência Instalada (Megawatts)	Garantia Física	Participante do MRE	Despacho Centralizado	Status
PCH Rio Vermelho	2,32	1,68	Não	Não	Em Operação
CGH Rio Vermelho	0,4	Não Definida	Não	Não	Em Operação
CGH Rio Vermelho I	3,0	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
CGH Rio Vermelho II	2,2	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
CGH Rio Vermelho III	2,4	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
PCH Rabo do Macaco	5,7	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
CGH Rio das Pacas	2,1	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
PCH Escola Rio Natal	3,1	Não Definida	Não	Não	Em Instalação
PCH Rio Natal	8,5	Não Definida	Não	Não	Em Instalação

Figura 19 – Centrais Hidroelétricas Usina Rio Vermelho de Energia LTDA

As centrais hidroelétricas em operação e em instalação estão localizadas no Rio Vermelho e Rio Natal, aos quais juntos ao Rio Novo formam o Rio Itapocu com exutório no Oceano Atlântico.

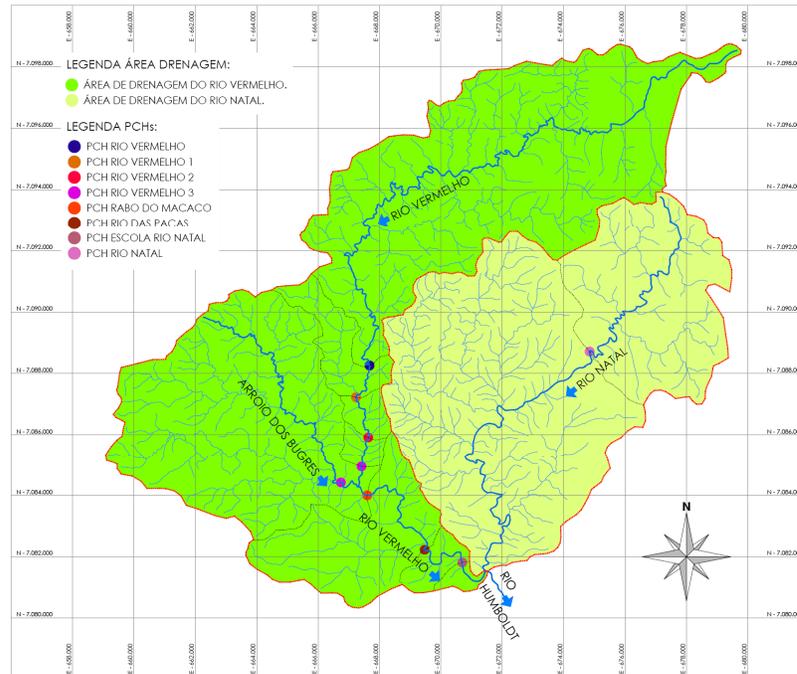


Figura 20 – Localização do Complexo Hidroelétrico Rio Vermelho e Rio Natal

5.2 Contabilizações Financeiras Não Moduladas

Com o objetivo de criar uma base comparativa que avalie de forma adequada a viabilidade da modulação da carga de geração por preços e patamares de carga, necessário a definição de premissas que facilitem o entendimento dos valores calculados. Criando a condição de avaliação o estudo tem como base os dados referentes ao balanço energético consolidado em um mês de 30 dias da PCH Rio Vermelho valorando toda a energia gerada na contabilização financeira.

5.2.1 Balanços Energéticos

O Balanço Energético será formado a partir dos valores de geração horários já descontados dos valores de consumo da central hidroelétrica e das perdas recorrentes das etapas de medições físicas e contábeis. Separados por semana de contabilização e patamar horário de carga, conforme apresentado nas figuras abaixo.

Semana	Data Inicial	Data Final
Semana 1	1	4
Semana 2	5	11
Semana 3	12	18
Semana 4	19	25
Semana 5	26	30
Semana 6		

Figura 21 – Data iniciais e finais por semana de contabilização

	Hora Inicial	Hora Final
Leve	0	6
Médio	7	18
Médio	22	23
Pesado	19	21
		Seg. a Sab.
Leve	0	16
Leve	22	23
Médio	17	21
		Domingo

Figura 22 – Patamares Horários de Carga

Através da distribuição dos valores, chega-se à tabela abaixo com a geração agrupada de forma diária por patamar horário de carga.

Dia	Tipo	Geração				Horas		
		Leve	Médio	Médio	Pesado	Leve	Médio	Pesado
1	1	6447,84	11067,84	1845,48	2768,64	7	14	3
2	1	6467,16	11091,36	1832,88	2772,00	7	14	3
3	1	1341,48	9350,04	1585,08	2375,52	7	14	3
4	1	5539,80	14450,52	2558,64	3837,96	7	14	3
5	1	8966,16	15357,72	2560,32	3840,48	7	14	3
6	2	24306,24	6393,24	0,00	0,00	19	5	0
7	2	22548,96	4772,04	0,00	0,00	19	5	0
8	1	749,28	11852,40	3843,00	5409,60	7	14	3
9	1	13458,48	23016,84	3890,04	5811,12	7	14	3
10	1	13610,52	24071,88	4115,16	6240,36	7	14	3
11	1	13324,08	18968,04	2958,48	4439,40	7	14	3
12	1	9712,08	8679,72	2959,32	4446,96	7	14	3
13	2	28338,24	7512,12	0,00	0,00	19	5	0
14	1	5978,28	15056,16	2503,20	3755,64	7	14	3
15	1	8767,08	12820,92	2547,72	3822,00	7	14	3
16	1	8895,60	10106,88	84,84	1528,80	7	14	3
17	1	220,92	4688,04	-0,84	333,48	7	14	3
18	1	0,00	2394,84	1127,28	1693,44	7	14	3
19	1	3957,24	8042,16	2565,36	3858,96	7	14	3
20	2	30543,24	11536,56	0,00	0,00	19	5	0
21	1	16049,88	27100,08	4267,20	6515,04	7	14	3
22	1	14923,44	18167,52	3782,52	5682,60	7	14	3
23	1	13228,32	19733,28	3003,84	4506,60	7	14	3
24	1	10678,08	15743,28	829,08	2751,84	7	14	3
25	1	902,16	7239,12	1535,52	2310,84	7	14	3
26	1	5864,88	13923,00	2295,72	3423,00	7	14	3
27	2	23051,28	5669,16	0,00	0,00	19	5	0
28	1	11467,68	22664,04	4699,80	7046,76	7	14	3
29	1	16433,76	27605,76	4654,44	6982,92	7	14	3
30	1	16269,96	27807,36	4620,00	6936,72	7	14	3
31	1	0,00	0,00	0,00	0,00	7	14	3
Total		342042,12	416881,92	66664,08	103090,68	277,00	389,00	78,00

TIPO 1 - Segunda a Sábado

TIPO 2 - Domingos e Feriados

Figura 23 – Geração Diária por Patamar Horário de Carga

5.2.2 Consolidação dos Resultados

A consolidação dos resultados foi realizada por meio de três cenários de PLDs distintos.

O primeiro cálculo foi realizado considerando um PLD sem oscilação de preços entre patamares de carga e com valor fixo durante todo o mês de geração (Flat).

Semana	PLD (R\$/MWh)		
	Leve	Médio	Pesado
Semana 1	300	300	300
Semana 2	300	300	300
Semana 3	300	300	300
Semana 4	300	300	300
Semana 5	300	300	300
Semana 6	300	300	300

Figura 24 – PLD Simulado Cálculo 1

Simulação de Contabilização Financeira

Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)		Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	19,8	0,0	19,8	R\$	300,00	R\$ 5.938,88
	Médio	53,8	0,0	53,8	R\$	300,00	R\$ 16.134,55
	Pesado	11,8	0,0	11,8	R\$	300,00	R\$ 3.526,24
SEMANA 2	Leve	97,0	0,0	97,0	R\$	300,00	R\$ 29.089,12
	Médio	121,8	0,0	121,8	R\$	300,00	R\$ 36.539,75
	Pesado	25,7	0,0	25,7	R\$	300,00	R\$ 7.722,29
SEMANA 3	Leve	61,9	0,0	61,9	R\$	300,00	R\$ 18.573,66
	Médio	70,5	0,0	70,5	R\$	300,00	R\$ 21.144,06
	Pesado	15,6	0,0	15,6	R\$	300,00	R\$ 4.674,10
SEMANA 4	Leve	90,3	0,0	90,3	R\$	300,00	R\$ 27.084,71
	Médio	123,5	0,0	123,5	R\$	300,00	R\$ 37.063,66
	Pesado	25,6	0,0	25,6	R\$	300,00	R\$ 7.687,76
SEMANA 5	Leve	73,1	0,0	73,1	R\$	300,00	R\$ 21.926,27
	Médio	113,9	0,0	113,9	R\$	300,00	R\$ 34.181,78
	Pesado	24,4	0,0	24,4	R\$	300,00	R\$ 7.316,82
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$	-	R\$ -
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$	-	R\$ -
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$	-	R\$ -
Total		928,68	0,00	928,68			R\$ 278.603,64

Resultado Contabilização

Liquidação Contratos	R\$	278.603,64
Resultado Contabilização Financeira	R\$	278.603,64

Unidade PCH Rio Vermelho
 Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 25 – Contabilização Financeira Cálculo 1

O segundo cálculo foi realizado considerando um PLD com preços descasados entre os patamares de carga de forma não acentuada.

Semana	PLD (R\$/MWh)		
	Leve	Médio	Pesado
Semana 1	280	290	300
Semana 2	280	290	300
Semana 3	280	290	300
Semana 4	280	290	300
Semana 5	280	290	300
Semana 6			

Figura 26 – PLD Simulado Cálculo 2

Simulação de Contabilização Financeira							
Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)		Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	19,8	0,0	19,8	R\$ 280,00	R\$	5.542,96
	Médio	53,8	0,0	53,8	R\$ 290,00	R\$	15.596,73
	Pesado	11,8	0,0	11,8	R\$ 300,00	R\$	3.526,24
SEMANA 2	Leve	97,0	0,0	97,0	R\$ 280,00	R\$	27.149,84
	Médio	121,8	0,0	121,8	R\$ 290,00	R\$	35.321,76
	Pesado	25,7	0,0	25,7	R\$ 300,00	R\$	7.722,29
SEMANA 3	Leve	61,9	0,0	61,9	R\$ 280,00	R\$	17.335,42
	Médio	70,5	0,0	70,5	R\$ 290,00	R\$	20.439,26
	Pesado	15,6	0,0	15,6	R\$ 300,00	R\$	4.674,10
SEMANA 4	Leve	90,3	0,0	90,3	R\$ 280,00	R\$	25.279,06
	Médio	123,5	0,0	123,5	R\$ 290,00	R\$	35.828,20
	Pesado	25,6	0,0	25,6	R\$ 300,00	R\$	7.687,76
SEMANA 5	Leve	73,1	0,0	73,1	R\$ 280,00	R\$	20.464,52
	Médio	113,9	0,0	113,9	R\$ 290,00	R\$	33.042,39
	Pesado	24,4	0,0	24,4	R\$ 300,00	R\$	7.316,82
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
Total		928,68	0,00	928,68	R\$		266.927,34

Resultado Contabilização	
Liquidação Contratos	R\$ 266.927,34
Resultado Contabilização Financeira	R\$ 266.927,34

Unidade PCH Rio Vermelho
Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 27 – Contabilização Financeira Cálculo 2

Por fim o terceiro cálculo realizado considerando um PLD com preços descasados entre os patamares de carga de forma acentuada.

Semana	PLD (R\$/MWh)		
	Leve	Médio	Pesado
Semana 1	150	250	300
Semana 2	150	250	300
Semana 3	150	250	300
Semana 4	150	250	300
Semana 5	150	250	300
Semana 6			

Figura 28 – PLD Simulado Cálculo 3

Simulação de Contabilização Financeira						
Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	19,8	0,0	19,8	R\$ 150,00	R\$ 2.969,44
	Médio	53,8	0,0	53,8	R\$ 250,00	R\$ 13.445,46
	Pesado	11,8	0,0	11,8	R\$ 300,00	R\$ 3.526,24
SEMANA 2	Leve	97,0	0,0	97,0	R\$ 150,00	R\$ 14.544,56
	Médio	121,8	0,0	121,8	R\$ 250,00	R\$ 30.449,79
	Pesado	25,7	0,0	25,7	R\$ 300,00	R\$ 7.722,29
SEMANA 3	Leve	61,9	0,0	61,9	R\$ 150,00	R\$ 9.286,83
	Médio	70,5	0,0	70,5	R\$ 250,00	R\$ 17.620,05
	Pesado	15,6	0,0	15,6	R\$ 300,00	R\$ 4.674,10
SEMANA 4	Leve	90,3	0,0	90,3	R\$ 150,00	R\$ 13.542,35
	Médio	123,5	0,0	123,5	R\$ 250,00	R\$ 30.886,38
	Pesado	25,6	0,0	25,6	R\$ 300,00	R\$ 7.687,76
SEMANA 5	Leve	73,1	0,0	73,1	R\$ 150,00	R\$ 10.963,13
	Médio	113,9	0,0	113,9	R\$ 250,00	R\$ 28.484,82
	Pesado	24,4	0,0	24,4	R\$ 300,00	R\$ 7.316,82
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
Total		928,68	0,00	928,68	R\$	203.120,02

Resultado Contabilização	
Liquidação Contratos	R\$ 203.120,02
Resultado Contabilização Financeira	R\$ 203.120,02

Unidade PCH Rio Vermelho
Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 29 – Contabilização Financeira Cálculo 3

Resume-se através da tabela abaixo os resultados dos três cálculos a serem comparados com uma simulação de modulação de carga nas mesmas condições de preços de curto prazo.

Resultado Cálculo 1 - Não Modulado	R\$ 278.603,64
Resultado Cálculo 2 - Não Modulado	R\$ 266.927,34
Resultado Cálculo 3 - Não Modulado	R\$ 203.120,02

Figura 30 – Resumo Cálculos de Contabilização Financeira

6 MODULAÇÃO DE GERAÇÃO CONFORME PREÇOS E PATAMARES DE CARGA

Este capítulo tem o objetivo de descrever a metodologia e simular através da curva de carga já apresentada da PCH Rio Vermelho a contabilização financeira considerando uma modulação de geração simulada.

Exemplificando de forma gráfica a modulação de carga, podemos observar as figuras apresentadas na sequência onde representam uma curva de carga flat sem variações horárias de potência durante o dia.

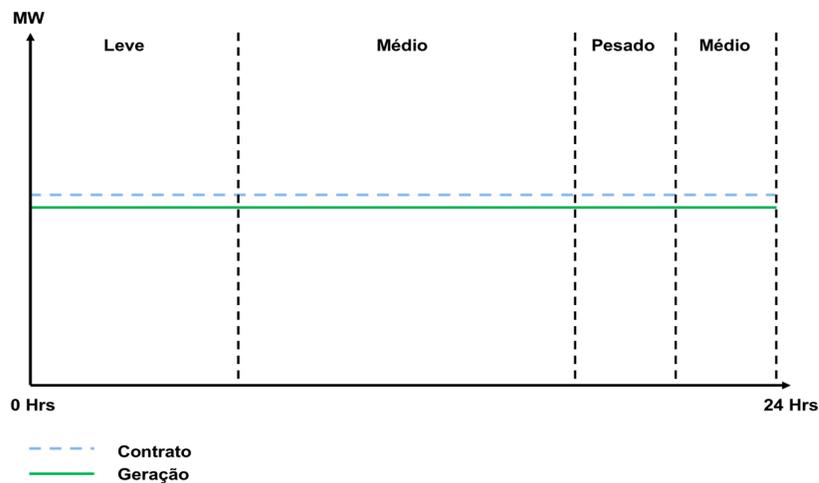


Figura 31 – Exemplo de Curva de Carga Flat

E modulada tendo a geração diária alocada conforme os patamares horários de carga. Dando prioridade a períodos com maior ganho nas contabilizações financeiras.

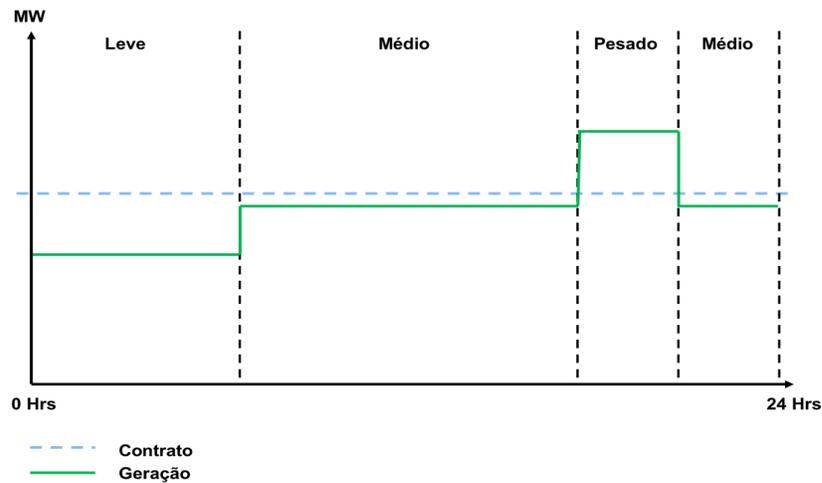


Figura 32 – Exemplo Curva de Carga Modulada

6.1 Condições Técnicas para Modulação de Carga

A avaliação da vazão do rio a montante do reservatório, leitura de nível do reservatório, engolimento de água nas turbinas assim como o seu rendimento são requisitos primordiais para avaliação de modulação de carga, uma vez que garantirão a operação da máquina sem a geração de danos ao equipamento bem como o aproveitamento ótimo dos volumes de água disponíveis no reservatório. Sendo necessário sua coleta de dados de maneira instantânea e confiável para a tomada de decisão de operação.

De maneira simplificada pode-se comparar a necessidade destes indicadores com um funcionamento de um motor a combustão sendo a vazão a quantidade de combustível a alimentar o reservatório, o nível a quantidade de combustível já armazenada e o engolimento/rendimento, a quantidade de combustível em queima dentro do motor.



Figura 33 – Indicadores Gestão de Operação

6.2 Análise de Variações dos Reservatórios

Em virtude da não existência de leitura das vazões que alimentam o reservatório e sim apenas a leitura de seu nível. Para o estudo de caso apresentado de forma auxiliar na análise, calculado os valores de variação média do reservatório, obtido através da fórmula abaixo.

$$\text{Variação Horária (\%)} = (\text{Nível Horário 1} - \text{Nível Horário 2})$$

Variação Horária – Variação horária em porcentagem

Nível Horário 1 – Nível do reservatório na hora de medição

Nível Horário 2 – Nível do reservatório anterior à hora de medição

Aplicando a fórmula de forma mensal obtemos o gráfico abaixo criado a partir da mesma curva de carga horária utilizada nos cálculos de contabilização financeira deste estudo de caso.

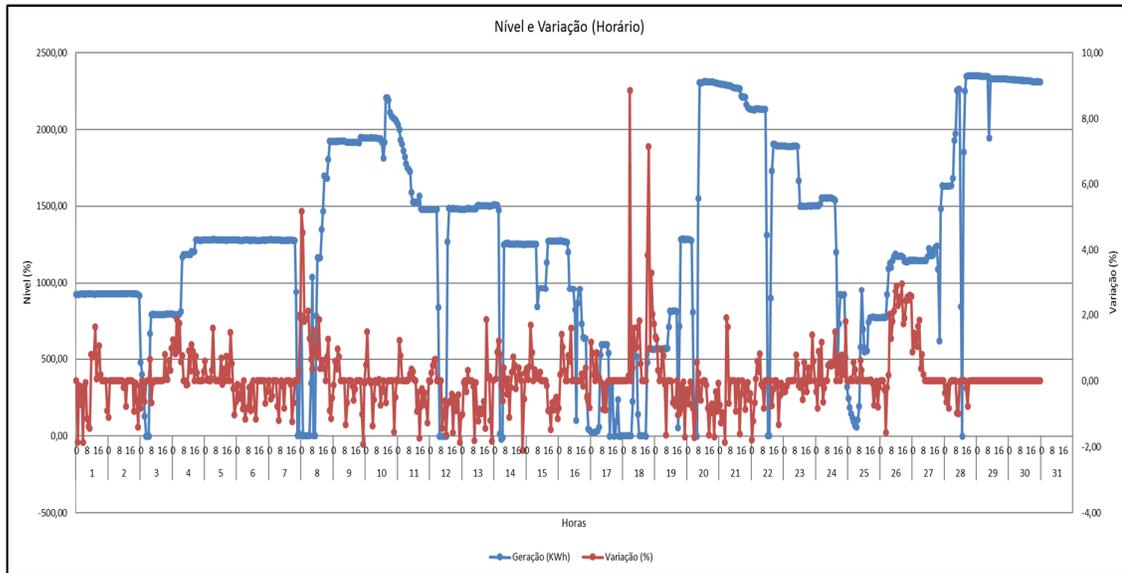


Figura 34 – Gráfico Curva de Carga e Variação de Nível Horário

6.3 Contabilizações Financeiras Moduladas

6.3.1 Balanços Energéticos

A simulação foi realizada com as mesmas premissas de semanas utilizados nos cálculos de contabilização financeira com a geração não modulada.

De maneira a simular uma melhor alocação da energia sem comprometer as necessidades de comparabilidade, alocado a mesma geração total diária e mensal porém distribuindo a energia gerada no período leve para os períodos médio e pesado. Adotando o conceito de não operar a menos de 50% da potência instalada de uma turbina, ao qual se considerada como uma potência dentro de um rendimento adequado da máquina. Chegando aos valores de geração apresentados na tabela abaixo.

Dia	Tipo	Geração				Horas		
		Leve	Médio	Médio	Pesado	Leve	Médio	Pesado
1	1	4835,88	11712,62	1845,48	3735,82	7	14	3
2	1	4850,37	11738,08	1832,88	3742,07	7	14	3
3	1	0,00	9484,19	1585,08	3582,85	7	14	3
4	1	4708,83	15004,50	2558,64	4114,95	7	14	3
5	1	7621,24	16254,34	2560,32	4288,79	7	14	3
6	2	20660,30	8823,86	0,00	1215,31	19	5	0
7	2	19166,62	7026,94	0,00	1127,45	19	5	0
8	1	0,00	11927,33	3843,00	6083,95	7	14	3
9	1	11439,71	24362,69	3890,04	6484,04	7	14	3
10	1	11568,94	25432,93	4115,16	6920,89	7	14	3
11	1	11325,47	20300,45	2958,48	5105,60	7	14	3
12	1	8255,27	9650,93	2959,32	4932,56	7	14	3
13	2	24087,50	10345,94	0,00	1416,91	19	5	0
14	1	4663,06	15653,99	2503,20	4473,03	7	14	3
15	1	7452,02	13697,63	2547,72	4260,35	7	14	3
16	1	7561,26	10996,44	84,84	1973,58	7	14	3
17	1	0,00	4710,13	-0,84	532,31	7	14	3
18	1	0,00	2394,84	1127,28	1693,44	7	14	3
19	1	0,00	8437,88	2565,36	7420,48	7	14	3
20	2	25961,75	14590,88	0,00	1527,16	19	5	0
21	1	13642,40	28705,07	4267,20	7317,53	7	14	3
22	1	12684,92	19659,86	3782,52	6428,77	7	14	3
23	1	10318,09	21056,11	3003,84	6094,00	7	14	3
24	1	8756,03	16811,09	829,08	3606,09	7	14	3
25	1	0,00	7329,34	1535,52	3122,78	7	14	3
26	1	5043,80	14509,49	2295,72	3657,60	7	14	3
27	2	19593,59	7974,29	0,00	1152,56	19	5	0
28	1	10091,56	23810,81	4699,80	7276,11	7	14	3
29	1	14379,54	29249,14	4654,44	7393,76	7	14	3
30	1	14236,22	29434,36	4620,00	7343,47	7	14	3
31	1	0,00	0,00	0,00	0,00	7	14	3
Total		282904,35	451086,13	66664,08	128024,24	277,00	389,00	78,00

TIPO 1 - Segunda a Sábado

TIPO 2 - Domingos e Feriados

Figura 35 – Geração Diária Modulada por Patamar Horário de Carga

6.3.2 Consolidação dos Resultados

Adotando as mesmas premissas de preços dos cálculos com a geração não modulada realizado a consolidação dos resultados através dos três cálculos apresentados abaixo.

O primeiro cálculo foi realizado através de PLD sem oscilação de preços entre patamares de carga e com valor fixo durante todo o mês de geração (Flat).

Simulação de Contabilização Financeira

Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	14,4	0,0	14,4	R\$ 300,00	R\$ 4.318,52
	Médio	55,8	0,0	55,8	R\$ 300,00	R\$ 16.728,44
	Pesado	15,2	0,0	15,2	R\$ 300,00	R\$ 4.552,71
SEMANA 2	Leve	81,8	0,0	81,8	R\$ 300,00	R\$ 24.534,68
	Médio	131,5	0,0	131,5	R\$ 300,00	R\$ 39.448,66
	Pesado	31,2	0,0	31,2	R\$ 300,00	R\$ 9.367,81
SEMANA 3	Leve	52,0	0,0	52,0	R\$ 300,00	R\$ 15.605,73
	Médio	76,7	0,0	76,7	R\$ 300,00	R\$ 23.001,43
	Pesado	19,3	0,0	19,3	R\$ 300,00	R\$ 5.784,66
SEMANA 4	Leve	71,4	0,0	71,4	R\$ 300,00	R\$ 21.408,96
	Médio	132,6	0,0	132,6	R\$ 300,00	R\$ 39.772,13
	Pesado	35,5	0,0	35,5	R\$ 300,00	R\$ 10.655,04
SEMANA 5	Leve	63,3	0,0	63,3	R\$ 300,00	R\$ 19.003,41
	Médio	121,2	0,0	121,2	R\$ 300,00	R\$ 36.374,41
	Pesado	26,8	0,0	26,8	R\$ 300,00	R\$ 8.047,05
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$ -
Total		928,68	0,00	928,68	R\$	278.603,64

Resultado Contabilização

Liquidação Contratos	R\$ 278.603,64
Resultado Contabilização Financeira	R\$ 278.603,64

Unidade PCH Rio Vermelho
 Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 36 – Contabilização Financeira Cálculo 1

O segundo cálculo foi realizado através de um PLD com preços descasados entre os patamares de carga de forma não acentuada.

Simulação de Contabilização Financeira							
Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)		Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	14,4	0,0	14,4	R\$ 280,00	R\$	4.030,62
	Médio	55,8	0,0	55,8	R\$ 290,00	R\$	16.170,83
	Pesado	15,2	0,0	15,2	R\$ 300,00	R\$	4.552,71
SEMANA 2	Leve	81,8	0,0	81,8	R\$ 280,00	R\$	22.899,04
	Médio	131,5	0,0	131,5	R\$ 290,00	R\$	38.133,70
	Pesado	31,2	0,0	31,2	R\$ 300,00	R\$	9.367,81
SEMANA 3	Leve	52,0	0,0	52,0	R\$ 280,00	R\$	14.565,35
	Médio	76,7	0,0	76,7	R\$ 290,00	R\$	22.234,71
	Pesado	19,3	0,0	19,3	R\$ 300,00	R\$	5.784,66
SEMANA 4	Leve	71,4	0,0	71,4	R\$ 280,00	R\$	19.981,69
	Médio	132,6	0,0	132,6	R\$ 290,00	R\$	38.446,39
	Pesado	35,5	0,0	35,5	R\$ 300,00	R\$	10.655,04
SEMANA 5	Leve	63,3	0,0	63,3	R\$ 280,00	R\$	17.736,52
	Médio	121,2	0,0	121,2	R\$ 290,00	R\$	35.161,93
	Pesado	26,8	0,0	26,8	R\$ 300,00	R\$	8.047,05
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
Total		928,68	0,00	928,68	R\$		267.768,05

Resultado Contabilização	
Liquidação Contratos	R\$ 267.768,05
Resultado Contabilização Financeira	R\$ 267.768,05

Unidade PCH Rio Vermelho
 Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 37 – Contabilização Financeira Cálculo 2

Já o terceiro cálculo foi realizado através de um PLD com preços descasados entre os patamares de carga de forma acentuada.

Simulação de Contabilização Financeira							
Patamar		Ger (MWh)	Cont. (MWh)	Liq. Cont. (MWh)	PLD (R\$/MWh)		Total (R\$)
SEMANA 1	Leve	14,4	0,0	14,4	R\$ 150,00	R\$	2.159,26
	Médio	55,8	0,0	55,8	R\$ 250,00	R\$	13.940,37
	Pesado	15,2	0,0	15,2	R\$ 300,00	R\$	4.552,71
SEMANA 2	Leve	81,8	0,0	81,8	R\$ 150,00	R\$	12.267,34
	Médio	131,5	0,0	131,5	R\$ 250,00	R\$	32.873,88
	Pesado	31,2	0,0	31,2	R\$ 300,00	R\$	9.367,81
SEMANA 3	Leve	52,0	0,0	52,0	R\$ 150,00	R\$	7.802,87
	Médio	76,7	0,0	76,7	R\$ 250,00	R\$	19.167,86
	Pesado	19,3	0,0	19,3	R\$ 300,00	R\$	5.784,66
SEMANA 4	Leve	71,4	0,0	71,4	R\$ 150,00	R\$	10.704,48
	Médio	132,6	0,0	132,6	R\$ 250,00	R\$	33.143,44
	Pesado	35,5	0,0	35,5	R\$ 300,00	R\$	10.655,04
SEMANA 5	Leve	63,3	0,0	63,3	R\$ 150,00	R\$	9.501,70
	Médio	121,2	0,0	121,2	R\$ 250,00	R\$	30.312,01
	Pesado	26,8	0,0	26,8	R\$ 300,00	R\$	8.047,05
SEMANA 6	Leve	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Médio	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
	Pesado	0,0	0,0	0,0	R\$ -	R\$	-
Total		928,68	0,00	928,68		R\$	210.280,48

Resultado Contabilização	
Liquidação Contratos	R\$ 210.280,48
Resultado Contabilização Financeira	R\$ 210.280,48

Unidade PCH Rio Vermelho
Mês Liquidação Simulado

$$Liq. Cont. = (Ger - Cont) \times PLD$$



Figura 38 – Contabilização Financeira Cálculo 3

Resume-se através da tabela abaixo os resultados dos três cálculos a serem comparados com uma simulação de modulação de carga nas mesmas condições de preços de curto prazo.

Resultado Cálculo 1 - Modulado	R\$ 278.603,64
Resultado Cálculo 2 - Modulado	R\$ 267.768,05
Resultado Cálculo 3 - Modulado	R\$ 210.280,48

Figura 39 – Resumo Cálculos de Contabilização Financeira

6.4 Comparativo Contabilizações Financeiras Geração Não Modulada e Modulada

Através das premissas adotadas avalia-se a figura abaixo com o comparativo das contabilizações financeiras calculadas. Verifica-se uma diferença positiva para geração modulada conforme os patamares horários de carga, e viabilidade superior para preços de liquidação de diferenças com maior descasamento entre os períodos leve, médio e pesado.

Comparativo Contabilização Financeira Geração Não Modulada e Modulada		
Resultado Cálculo 1 - Não Modulado	R\$	278.603,64
Resultado Cálculo 2 - Não Modulado	R\$	266.927,34
Resultado Cálculo 3 - Não Modulado	R\$	203.120,02
Resultado Cálculo 1 - Modulado	R\$	278.603,64
Resultado Cálculo 2 - Modulado	R\$	267.768,05
Resultado Cálculo 3 - Modulado	R\$	210.280,48
Diferença Cálculo 1	R\$	-
Diferença Cálculo 2	R\$	840,71
Diferença Cálculo 3	R\$	7.160,45

Figura 40 – Comparativo Contabilização Financeira Não Modulada e Modulada

Criando uma análise adicional realizado o cálculo comparativo de geração modulada e não modulada considerando as mesmas condições de volumes de energia e preços, porém dentro do Mecanismo de Realocação de Energia. Observa-se que não há diferenças financeiras entre as modalidades de operação, condição gerada pela Tarifa de Energia Otimizada (TEO) não sofrer descasamentos de preço entre os patamares de carga, sendo um valor fixo publicado para todos os horários de geração. Porém uma vantagem significativa se comparada aos cálculos para um agente fora do MRE em função dos volumes de geração utilizados na simulação estarem abaixo da garantia física publicada.

Comparativo Contabilização Financeira Geração Não Modulada e Modulada (MRE)	
Resultado Cálculo 1 - Não Modulado	R\$ 324.792,44
Resultado Cálculo 2 - Não Modulado	R\$ 310.957,64
Resultado Cálculo 3 - Não Modulado	R\$ 235.206,44
Resultado Cálculo 1 - Modulada	R\$ 324.792,44
Resultado Cálculo 2 - Modulada	R\$ 310.957,64
Resultado Cálculo 3 - Modulada	R\$ 235.206,44
Diferença Cálculo 1	R\$ -
Diferença Cálculo 2	R\$ -
Diferença Cálculo 3	R\$ -

Figura 41 – Comparativo Contabilização Financeira Não Modulada e Modulada dentro do MRE

7 CONCLUSÃO

Ao avaliar a divisão dos agentes de geração quanto a sua forma de despacho operativo analisou-se as atribuições e responsabilidades do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e principalmente demonstrando as relações entre ele e os geradores de energia elétrica despachados de forma centralizada e não centralizada.

Com a divisão dos mercado de comercialização de energia verifica-se as funções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e a divisão do Mercados Regulado e Livre, quanto a forma de aquisição de energia elétrica e suas particularidades contratuais.

De forma a entender os mecanismos para contabilização financeira das diferenças positivas e negativas de geração avaliou-se a função do Preço de Liquidação das Diferenças dentro do Setor Elétrico e como se distinguem as metodologias de contabilização financeira para agentes não participantes e participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Iniciando o estudo de caso a partir dos dados da PCH Rio Vermelho pertencente a Usina Rio Vermelho de Energia (URVE). Verificou-se a simulação de contabilização financeira a partir de dados de geração reais e premissas de mercado simuladas criando base comparativa para o estudo com a geração de energia modulada por patamar horário de carga.

Com a análise da modulação de geração conforme preços e patamares de carga foi verificado as formas e restrições para variação da carga assim como os ganhos financeiros possíveis com um planejamento diferenciado da geração.

Concluí-se com o trabalho que existe sim a viabilidade na gestão otimizada da geração em função dos patamares horários de carga, porém observa-se uma grande dificuldade técnica quanto a máquinas, automação e as próprias régras do Setor Elétrico. Exigindo informações claras de operação com históricos confiáveis dos equipamentos. Também exigindo nível elevado de conhecimento sobre os procedimentos e regras do Setor Elétrico, bem como o acompanhamento constante das variáveis que o cercam. Através deste trabalho abre-se a possibilidade de ampliação das análises técnicas sobre as condições operativas e medições de vazão do rio. Aliada ao estudo detalhado da viabilidade de operação dentro do Mecanismo de Realocação de Energia, ao qual pode trazer uma significativa vantagem financeira em sua participação com maior simplicidade na gestão e operação.

8 ANEXO A – Ficha Técnica PCH Rio Vermelho

 FICHA TÉCNICA PCH RIO VERMELHO		SFG
Local e data: São Bento do Sul, 05 de setembro de 2014		
IDENTIFICAÇÃO		
Nome da Usina: PCH RIO VERMELHO		Empresa: Usina Rio Vermelho de Energia SA
Situação: Em Operação		Potência Instalada (MW): 2,32
LOCALIZAÇÃO		
Município São Bento do Sul		Estado: Santa Catarina
Curso d'água: Rio Vermelho		Latitude: 28° 18' 57"
Sub-Bacia / Código: Sub-bacia dos rios Nhundiquara, Itapocu e outros / código 82		Longitude: 49° 19' 12"
Bacia / Código: Bacia do Atlântico – Trecho Sudeste / código 8		
DADOS HIDROMETEOROLÓGICOS		
VAZÕES CARACTERÍSTICAS		Vazão Sanitária + usos consuntivos: (m³/s) 0,384
Vazão MLT (m³/s): 2,50		Período do Histórico: Jan/1945 a dez/2006
Vazão Fime 95% (m³/s) 0,59		Área de Drenagem do Barramento (km²): 60,00
Vazão Mínima Média Mensal (m³/s): 0,15		
VAZÕES EXTREMAS		
Vazão Máxima de Projeto (m³/s) (10.000 anos): 236,96		
Vazão Máxima de Desvio (m³/s) (TR 2 anos): 92,85		
RESERVATÓRIO		
NAs DE MONTANTE		ÁREAS INUNDADAS
NA Máximo Excepcional (m): 719,63		No NA Máximo Excepcional (km²): 0,130
NA Máximo Normal (m): 717,63		No NA Máximo Normal (km²): 0,096
NA Mínimo Normal (m): 717,63		No NA Mínimo Normal (km²): 0,096
NAs DE JUSANTE		VOLUMES
NA Máximo Excepcional (m): 574,18		No N.A. Máximo Normal (km³): 0,4285
NA Máximo Normal (m): 571,18		No N.A. Mínimo Normal (km³): 0,4285
NA Mínimo Normal (m): 571,18		Útil (km³): 0,0
		Abaixo da Soleira Livre do Vertedouro (km³): 0,0
BARRAGEM PRINCIPAL		
CARACTERÍSTICAS		
Tipo: Ambarsen / Concreto		
Comprimento Total da Crisla (m): 32,50		
Altura Máxima (m): 12,90		
Cola da Crisla (m): 717,63		
VERTEDOURO		
CARACTERÍSTICAS		TOMADA D' ÁGUA
Tipo: Ambarsen		CARACTERÍSTICAS
Capacidade (m³/s): 126,04		Tipo: Concreto Estrutural
Cola da Soleira (m) 717,63		Altura (m): 11,00
Comprimento Total (m) 52,40		Comprimento Total (m) 6,50
COMPORTAS		COMPORTAS
Tipo: Vagão		Tipo: Vagão
Largura (m) 1,50		Acionamento: Pistão
Altura (m) 1,50		Largura(m): 1,50
		Altura (m): 1,50
CANAL/TÚNEL DE ADUÇÃO/DESARENADOR		
CONDUTO FORÇADO		
CARACTERÍSTICAS		CARACTERÍSTICAS
Comprimento (m): 740,94 m		Tipo de Desarenador
Seção (m²): 0,95		Dímetro Interno (m): 0,85 ** 0,60
Base (m): Ø 1,10		Número de Unidades: 01 ** 02
Arco (m) -		Comprimento (m): 274,95 ** 10,00
CHAMINE DE EQUILÍBRIO		
CASA DE FORÇA		
CARACTERÍSTICAS		CARACTERÍSTICAS
Dímetro (m): 3,00		Tipo: Albiçada
Altura (m): 22,00		Unidades Geradoras: 02
		Largura (m): 7,00
		Comprimento (m): 19,50
TURBINAS		
GERADOR		
Tipo: Francis Simples		Potência Nominal Unitária (MVA): 1,45
Quantidade: 02		Tensão Nominal (kV): 0,48
Potência Nominal Unitária (MW): 1,20		Rotação Nominal (rpm): 1200
Vazão Nominal Unitária (m³/s): 1,005		Fator de Potência: 0,90
Rotação Síncrona (rpm): 1200		Rendimento Máximo (%): 95,80
Rendimento Máximo (%): 92,00		
ESTUDOS ENERGÉTICOS		
SISTEMA DE TRANSMISSÃO		
Potência da Usina (MW): 2,32		Tensão (kV): 13,8
Energia Fime (MW): 1,68		Extensão (km): 11,5
Queda Bruta Máxima (m): 146,45		Local de Conexão SE São Bento do Sul Brasília
Queda Líquida de Referência (m): 135,00		

9 REFERÊNCIAS

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 de mai. 1998.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 de mar. 2004.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Como se dividem os agentes. Disponível em: <http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=ofzfqncxb_4&_afLoop=1348594630129298>. Acesso em: 20 Out. 2015.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Como participar. Disponível em:

<http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quemparticipa/como_participar?_adf.ctrl-state=ofzfqncxb_4&_afLoop=1348727706958735>. Acesso em: 20 Out. 2015.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Contabilizações Financeiras.

Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao?_afLoop=1096242219567732#%40%3F_afLoop%3D1096242219567732%26_adf.ctrl-state%3D1809f5gu60_45>. Acesso em: 01 Dez. 2015.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de Comercialização.

Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao?_afLoop=1096242219567732#%40%3F_afLoop%3D1096242219567732%26_adf.ctrl-state%3D1809f5gu60_45>. Acesso em: 01 Dez. 2015.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede. Disponível em:

<http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx>. Acesso em: 02 Dez. 2015.

(RIBEIRO, 2014) JESSICA, Jessica Rover Ribeiro. Avaliação de participação do Mecanismo de Realocação de Energia por Pequenas Centrais Hidrelétricas. Curitiba: ISAE/FGV, 2014.

(MAYO, 2012) MAYO, Roberto. Mercado de Energia: mercado de energia. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia editora, 2012
