

HELIO ZAVATTARO JUNIOR

**ANÁLISE ECONÔMICA DA PERMANÊNCIA DE PCH
NO MRE: UM ESTUDO DE CASO DA PCH SÃO
LOURENÇO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Andriei José Beber, Dr.

**CURITIBA - PARANÁ
JULHO - 2019**

HELIO ZAVATTARO JUNIOR

ANÁLISE ECONÔMICA DA PERMANÊNCIA DE PCH NO MRE: UM ESTUDO
DE CASO DA PCH SÃO LOURENÇO

Andriei José Beber, Dr.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso MBA em Executivo em
Administração: 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:
ISAE1726-ZESE5

Curitiba - Paraná
Julho - 2019

ANÁLISE ECONÔMICA DA PERMANÊNCIA DE PCH NO MRE UM ESTUDO DE CASO DA PCH SÃO LOURENÇO

Elaborado por Helio Zavattaro Junior e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, Ph.D.

DECLARAÇÃO

A Empresa GERAOESTE – USINAS ELÉTRICAS DO OESTE S.A., representada neste documento pelo Sr. Marcos Gabriel Pestana Lisboa, Diretor, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado: ANÁLISE ECONÔMICA DA PERMANÊNCIA DE PCH NO MRE. UM ESTUDO DE CASO DA PCH SÃO LOURENÇO, realizado pelo aluno Hélio Zavattaro Júnior, do Curso MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico Brasileiro, do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

São Paulo, 16 de julho de 2019

MARCOS GABRIEL PESTANA LISBOA
DIRETOR

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa GERAESTE – USINAS ELÉTRICAS DO OESTE S.A., foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

CURITIBA - PR, 16 de julho de 2019

HÉLIO ZAVATTARO JÚNIOR

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Hélio Zavattaro Junior, abaixo-assinado, do Curso de Pós-Graduação lato sensu, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE – Instituto Superior de Administração e Economia, no período de Outubro de 2017 a Junho 2019, declaram que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: ANÁLISE ECONÔMICA DA PERMANÊNCIA DE PCH NO MRE: UM ESTUDO DE CASO DA PCH SÃO LOURENÇO, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 16 de julho de 2019.

Hélio Zavattaro Junior

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	13
2	MERCADO REGULADO BRASILEIRO	15
2.1	Leilões de Energia	15
3	MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	18
3.1	Considerações sobre o Setor Elétrico Brasileiro	18
3.2	Operação Física do Sistema Interligado Nacional (SIN)	19
3.3	Comercialização de Energia Elétrica no SEB	21
3.4	Mecanismo de Regulação de Energia (MRE)	23
3.4.1	Cálculo e Revisão da GF – Portaria MME 463/2009	24
3.5	Equilíbrio na Produção de Energia no MRE	25
3.6	Excedente na Produção de Energia no MRE.....	26
3.7	Déficit na Produção de Energia no MRE.....	28
3.8	Panorama das PCHs no MRE.....	30
4	DÉFICIT NA GERAÇÃO HÍDRICA NO BRASIL	31
4.1	Crise Hidrológica e suas consequências	31
4.2	Impactos no CMO e PLD	32
5	REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO.....	33
5.1	Repactuação do Risco Hidrológico no ACR.....	33
5.1.1	Produtos da Repactuação	34
5.1.2	Cálculo do Montante de Risco Hidrológico a ser transferido no ACR	36
5.2	Repactuação do Risco Hidrológico no ACL	38
5.2.1	Cálculo do Ressarcimento da Contratação da Energia de Reserva de Capacidade de Geração no ACL.....	39
5.3	Comparação dos Critérios de Repactuação no ACR e ACL	40
5.4	Panorama das PCHs na Repactuação do RH.....	40
6	ESTUDO DE CASO.....	42
6.1	Descrição do Empreendimento	42
6.2	Histórico de Geração	43
7	ANÁLISE.....	45

7.1	Premissas Adotadas.....	45
7.2	Cenários Avaliados.....	46
7.2.1	Cenário 1 – Sem Repactuação no MRE.....	47
7.2.2	Cenário 2 – Com Repactuação no MRE a SP 100.....	48
7.2.3	Cenário 3 – Saída do MRE.....	48
8	CONCLUSÕES.....	49
8.1	Ressalvas.....	49
9	BIBLIOGRAFIA.....	51

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Matriz Elétrica Brasileira em maio de 2019 - Fonte: Plano Decenal De Expansão De Energia 2029 - EPE (2019).

Figura 3.2 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Equilíbrio - Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 3.3 – Alocação de Energia no MRE em Situação Excedente - Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 3.4 – Alocação de Energia Secundária no MRE - Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 3.5 – Ajuste da Garantia Física em Situação de Déficit de Energia no MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 3.6 – Alocação de Energia no MRE na situação de Déficit- Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 5.1- Comparação da liquidação de energia com e sem repactuação do risco hidrológico no ACR - Fonte: (BRITO, 2016).

Figura 5.2 - Comparação entre GF Sazonalizada, Geração e GF Flat- Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 5.3 - Comparação da liquidação de energia com e sem repactuação no ACL Fonte: (BRITO, 2016)

Figura 5.4 - Alteração do fluxo de caixa esperado após a repactuação do risco hidrológico de usina com energia vendida no ACL Fonte: (BRITO, 2016)

Figura 6.1 – Localização da PCH São Lourenço - Fonte: Google Earth

Figura 6.2 – Arranjo da PCH São Lourenço - Fonte: Google Earth

Figura 6.3 – Histórico de geração (MW médios) da PCH São Lourenço em comparação a GF da PCH- Fonte: Elaborado pelo autor

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Panorama das PCHs no MRE em agosto de 2018 - Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 5.2 - Produtos para Repactuação do Risco Hidrológico no ACR Fonte: (MME, 2017)

Tabela 5.3 - Comparação dos Critérios da Repactuação no ACR e ACL Fonte: (BRITO, 2016)

Tabela 5.4 – Montante Repactuado

Tabela 5.5 – Usinas PROINFA

Tabela 5.6 – Produtos da Repactuação

Tabela 7.1 – Simulações para os próximos 5 anos. - Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7.2 – Sem Repactuação no MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7.3 – Com Repactuação no MRE (SP 100) - Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7.4 – Fora do MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 8.1 – Comparação de Resultados entre os Cenários estudados- Fonte: Elaborado pelo autor

Lista de Equações

Equação 3.1 - Cálculo do GSF ou Ajuste do MRE

Equação 3.2 - Cálculo da Revisão do Montante de Garantia Física de Energia

Equação 5.1 - Cálculo do Montante do Risco Hidrológico no ACR

Equação 5.2 - Cálculo do Ressarcimento da Contratação da Energia de Reserva de Capacidade de Geração no ACL



RESUMO

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS. O MRE busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN. Esse mecanismo abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, conforme regulamentação vigente, excluídas as energias de teste calculadas no módulo “Medição Contábil” para as usinas em fase de motorização. Uma usina hidrelétrica com modalidade de despacho tipo II, IIC ou III, somente poderá usufruir dos direitos do MRE após emissão de ato regulatório específico para este fim. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) podem escolher participar do MRE ou não, respeitando os módulos específicos dos Procedimentos de Comercialização (PdCs) que abordam esse tema. De acordo com a Lei 13.360 de 17 de novembro de 2016, os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente - grupo em que as PCHs podem ser enquadradas - que optarem por participar do MRE, somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga. Em face da faculdade de optar, ou não, por integrar o MRE, o presente estudo apresenta uma avaliação técnico-econômica da permanência de um aproveitamento hidrelétrico, PCH São Lourenço, que já se encontra em operação participando do MRE. Têm-se, em vista, uma série de variáveis e condicionantes intervenientes, como os riscos e garantias envolvidos, mercados (atual e futuro) de energia, e respectivas demandas, perspectivas de valores de PLD (Preço da Liquidação das Diferenças), e mutações na matriz energética do sistema elétrico brasileiro, entre outras.

Palavras-chave: Análise Econômica; PCHS; MRE.

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem sido fortemente marcado por demandas judiciais, sejam em decorrência de alterações no seu marco regulatório, sejam por mutações que vêm ocorrendo na matriz energética nacional, profundamente transformada no período em tela.

O intenso - e crescente - cenário das judicializações, gerou o surgimento de um passivo, em parte imensurável, para os "players" do setor. Dentre eles, questão do GSF ("*Generation Scaling Factor*" - ou Fator de Ajuste da Garantia Física) - que atinge todos os geradores integrantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - se configura como um dos maiores desafios, ora apresentado aos agentes, regulador e geradores, do SEB.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do SIN, no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS. O MRE busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN.

Esse mecanismo abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, conforme regulamentação vigente, excluídas as energias de teste calculadas no módulo "Medição Contábil", para as usinas em fase de motorização e comissionamento. Uma usina hidrelétrica com modalidade de despacho tipo II, IIC ou III, somente poderá usufruir dos direitos do MRE - e de suas respectivas obrigações - após emissão de ato regulatório, expedido especificamente para este fim.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) podem escolher participar do MRE ou não, respeitando os módulos específicos dos Procedimentos de Comercialização (PdCs) que abordam esse tema. De acordo com a Lei 13.360 de 17 de novembro de 2016, os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente - grupo em que as PCHs podem ser enquadradas - que optarem por participar do MRE, somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

Em face da faculdade de optar, ou não, por integrar o MRE, o presente estudo apresenta uma avaliação técnico-econômica da permanência de um aproveitamento hidrelétrico, PCH São Lourenço, que já se encontra em operação, e até então optante pela participação no MRE.

Têm-se, em vista, uma série de variáveis e condicionantes intervenientes, como os riscos e garantias envolvidos, mercados (atual e futuro) de energia, e respectivas demandas, perspectivas de valores de PLD (Preço da Liquidação das Diferenças), e mutações na matriz energética do sistema elétrico brasileiro, entre outras.

A análise do tema permite obter, como produto complementar, uma noção do quão multidisciplinar é o Setor Elétrico Brasileiro, uma vez que se expõem - em tela - questões das mais diversas ciências e naturezas, como hidrologia, estatística, exigências regulatórias, contratos administrativos de comercialização, operação do sistema nacional (e suas respectivas restrições), e configuração da matriz energética brasileira, entre outras.

2 MERCADO REGULADO BRASILEIRO

A comercialização de energia no Mercado Brasileiro está ancorada na Lei 10.848/2004, que define dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, os participantes: Geradores de Serviço Público, Produtores Independentes, Autoprodutores, Distribuidoras e Comercializadores (estes últimos, apenas em leilões de ajuste), negociam entre si por meio de Leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nestes leilões, a energia é comprada pelo menor preço, e a contratação é em pool (ou seja, o vendedor não escolhe seu comprador, e o comprador não escolhe seu vendedor). Os contratos de energia (chamados CCEAR's – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado), são firmados diretamente entre compradores e vendedores.

O leilão começa com a identificação das fontes de geração de energia de custo mais baixo, e a análise de aplicabilidade da geração no atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), visando com isso, obter a modicidade tarifária ao consumidor final, além de preservar parâmetros exigíveis de segurança do provimento energético.

Visto isso, segue-se o leilão até que a demanda informada pelas Concessionárias esteja completamente contratada, por ordem de custo.

2.1 Leilões de Energia

Os leilões de energia são promovidos pela ANEEL e coordenados pelo Poder Concedente (Ministério de Minas e Energia - MME).

São eventos licitatórios, os quais têm como objetivo o fornecimento de energia para uma data futura (chamada de "A"), dentro do planejamento energético da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), seja pela construção de novos empreendimentos (energia "nova"), seja para atendimento de uma demanda de energia já existente (energia "velha").

Os leilões para atendimento da demanda existente são os do tipo A-1, ou seja, para provimento de energia no ano subsequente à realização do certame.

Os leilões de contratação de energia nova, destinam-se aos certames no qual são contratadas energia de novos empreendimentos para atendimento à expansão da demanda. Acontecem nos leilões A-3 e A -5 (respectivamente para entrega de energia de três a cinco anos a partir da contratação).

As segmentações dos Leilões de Energia estão assim subdivididas:

- Leilões de Expansão:
 - ✓ Leilão Estruturante (A-7, A-6, A-5,): leilões que acontecem para os projetos Estruturantes (definidos como prioritários e indispensáveis à Segurança Energética Nacional).
 - ✓ Leilão de Energia Nova (A-6, A-5, A-4, A-3): leilões nos quais são apresentadas propostas para construção de novos empreendimentos para atendimento da carga em expansão.
- Leilões sem Expansão:
 - ✓ Leilão de Energia Existente (A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A0): leilões que acontecem para empreendimentos que já estão em funcionamento no momento da realização do certame.
 - ✓ Leilão de Ajuste: realizados para a adequação da contratação de demanda pelas Concessionárias, tratando eventuais desvios na previsão de demanda das mesmas.
 - ✓ Leilões de Fontes Alternativas (A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A0): Leilões realizados para fomentar o uso das fontes alternativas de energia na Matriz Energética Nacional.

A energia nestes leilões pode ser contratada por meio de duas modalidades de contratos:

- Por quantidade: modalidade utilizada para empreendimentos de hidrelétricas. Nesta modalidade, o vendedor assume o risco da entrega de energia.
- Por disponibilidade: modalidade na qual o risco da entrega de energia é alocado ao pool, ou seja, aos consumidores regulados (cativos).

Em função das condicionantes vigentes no ambiente de comercialização regulado (ACR) os agentes geradores, aos quais é facultado optar, consideram nas suas premissas de formação de preços, participar ou não do MRE. Daí decorrem reflexos no comportamento dos players, envolvidos neste processo de comercialização.

No caso das PCHs, objeto do presente estudo, a contratação se deu no ambiente regulado, porém no âmbito de condicionantes específicas, criadas pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, o PROINFA.

Embora não esteja diretamente ligada ao escopo precípuo deste estudo, cumpre caracterizar este mecanismo, arrolando seus principais conceitos, a saber:

- no início dos anos 2000, surgiu, no setor elétrico brasileiro, o propósito de melhorar a matriz energética nacional, agregando, à
-

mesma, um quantil da ordem de 10 % (em garantia física, então chamada de energia assegurada), composto por fontes “limpas” e renováveis, à época de presença inexpressiva, em nossa matriz;

- foram eleitas 3 fontes, que se adequavam às características pretendidas: a eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Os custos de instalação, vigentes à época, tornavam aproveitamentos destas fontes inviáveis economicamente, ante as tarifas praticadas no mercado;
- o PROINFA buscou, portanto, incentivar a implementação destes aproveitamentos, através da oferta de tarifas diferenciadas (pré-determinadas), além de reduções de custos, como os de acesso ao sistema de transmissão. Os eventuais passivos gerados por esta modalidade de contratação de energia, seriam - como de fato são - rateados no âmbito dos encargos regulatórios, de funcionamento do sistema;
- à ELETROBRÁS coube o papel de atuar como agente, perante a CCEE, representando os que lograram êxito em participar do programa, inclusive para fins de contabilização das energias geradas nestes empreendimentos;

Neste contexto, as PCHs sob análise neste estudo, obtiveram seus respectivos CCEARs e, assim, puderam ter sua implementação viabilizada.

3 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Para que se possa compreender o os impactos da aplicação do GSF no setor elétrico, inicialmente deve-se compreender as características da operação física e financeira do mercado de energia elétrica no Brasil. A seguir serão apresentados conceitos referentes a: (i) a operação do Sistemas Interligado Nacional (SIN); (ii) a comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iii) o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

3.1 Considerações sobre o Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro, até meados da década de 1990, era controlado por concessionárias de energia estatais com atuação verticalizada, ou seja, uma única empresa exercia suas atividades em toda a cadeia produtiva: geração, transmissão e distribuição. Em função o movimento internacional de reestruturação, e de desverticalização dos setores de infraestrutura em geral, ocorrido no fim dos anos 1980, verificou-se a necessidade de atualizar o modelo brasileiro do setor de energia vigente à época. Este processo resultou em importantes alterações no setor, sendo que algumas continuam em vigor (LEITE, 2007; LOSEKANN, 2003).

O novo modelo do setor elétrico brasileiro, elaborado nos anos 1990, tinha como objetivos principais: (i) desverticalizar a cadeia produtiva, ou seja, separar as atividades de geração, transmissão e distribuição; (ii) atrair o investimento privado, ante a escassez de recursos públicos; e (iii) retirar restrições ao investimento estrangeiro.

Dentre os diversos fatos desse processo destacam-se a edição da Lei nº 9.427/1996, da Lei nº 9.648/1998 e do Decreto nº 2.655/1998. A primeira Lei criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a segunda Lei, juntamente com o Decreto, instituiu (i) o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), gestor das transações comerciais, e (ii) o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, também ocorreu a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Apesar de todo o estudo e trabalho para a reestruturação do setor, pode-se afirmar que a reforma, naquele momento, foi incompleta. Essa estrutura previa a competição nas atividades de geração e comercialização de energia, a regulação nas atividades de monopólio natural, qual sejam distribuição e transmissão, e a garantia da expansão do sistema e a

prevalência do capital privado. Verificou-se que a reestruturação realizada não logrou êxito em assegurar a expansão do sistema.

Em 2003, ao longo do primeiro mandato do presidente Lula, a reorganização do sistema elétrico proposto na década de 1990 ainda não havia sido finalizado, porém devido aos problemas enfrentados no setor, em março de 2004, o governo iniciou a segunda reestruturação do setor elétrico com a publicação da Lei nº 10.848/2004 e sua regulamentação pelo Decreto nº 5.163/2004.

Pode considerar como objetivos principais do novo modelo de 2004 os seguintes pontos: (i) confiabilidade de suprimento; (ii) modicidade tarifária; e (iii) universalização dos serviços. Pontos que o modelo anterior não conseguiu garantir. Em suma, as principais alterações no marco regulatório foram: (i) alterações na comercialização de energia, criação do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL); (ii) reorganização de competências de órgãos institucionais e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iii) retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões, e a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE); (iv) retomada dos programas de universalização; e (v) segurança jurídica e estabilidade regulatória (TOLMASQUIM, 2011).

3.2 Operação Física do Sistema Interligado Nacional (SIN)

O setor elétrico no Brasil pode ser dividido em SIN (sistema Interligado Nacional), e nos Sistemas Isolados. O SIN é composto por quatro subsistemas: Sul; Sudeste/Centro-Oeste; Nordeste e Norte, e atende 98,3% da demanda nacional. Os outros 1,7% da demanda é suprida pelos Sistemas Isolados, localizados na região norte do país (ONS, 2016).

O SIN é um sistema hidrotérmico, ou seja, um sistema com energia predominantemente hidrelétrica com um parque gerador térmico significativo, cuja participação de energia hidráulica corresponde a 60% da matriz elétrica, e a energia térmica, 23%. A Figura 3.1 apresenta a composição da matriz energética brasileira.

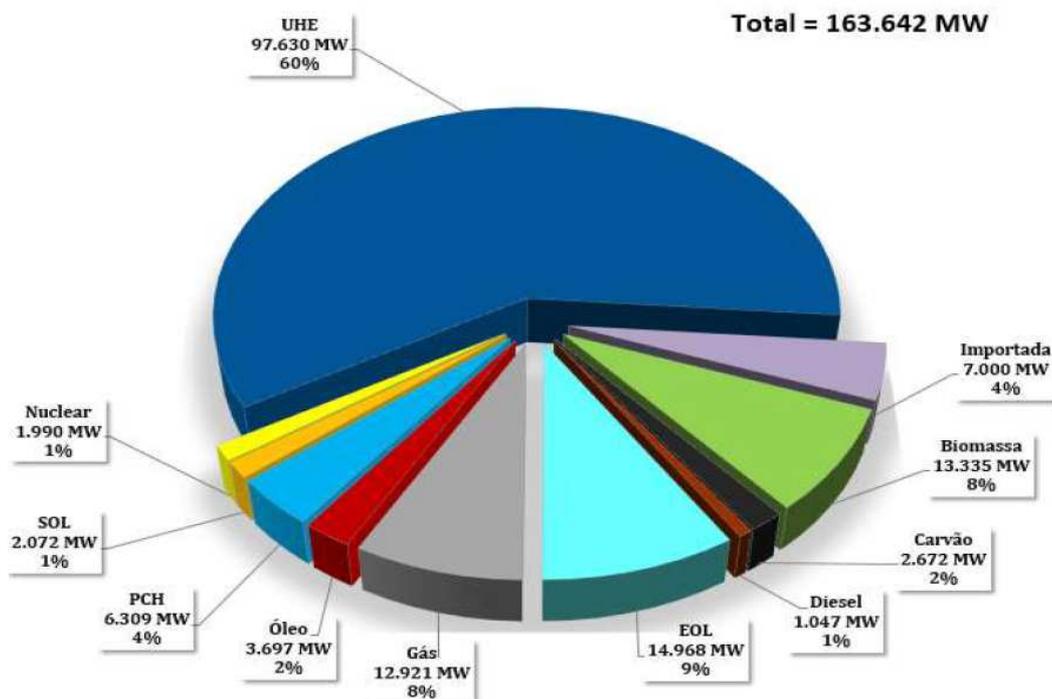


Figura 3.1 – Matriz Elétrica Brasileira em maio de 2019 - Fonte: Plano Decenal De Expansão De Energia 2029 - EPE (2019).

A instituição responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão do SIN é o ONS, criado pela Lei nº 9.648/1998. Suas principais funções são: (i) o planejamento e a programação da operação e do despacho centralizado da geração de energia elétrica de maneira otimizada para todo o SIN, (ii) supervisão e controle da operação do SIN e das interligações internacionais; (iii) contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica. Todas as atividades são fiscalizadas e regulamentadas pela ANEEL que tem como objetivo garantir o atendimento da demanda de forma segura e econômica (TOLMASQUIM, 2011).

O ONS é o responsável por organizar os termos físicos do setor elétrico, ou seja, toda a parte técnica de geração e transmissão da energia. Para realizar essas atividades o operador tem como base os procedimentos de rede e informações externas que recebe do Ministério de Minas e Energia (MME), ANEEL e dos agentes geradores.

Anualmente o planejamento da operação do sistema é elaborado tendo como base dados do governo e de agentes no que diz respeito à oferta futura de energia e estimativas da demanda, às quais são revisadas a cada quadrimestre. Para a operação otimizada do sistema utilizam-se modelos matemáticos, ferramentas empregadas para maximizar a utilização dos recursos hídricos disponíveis, por ser esta a fonte mais econômica de geração de energia.

3.3 Comercialização de Energia Elétrica no SEB

Após a edição da Lei nº 10.878/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro estabeleceu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como a instituição responsável por operar o mercado de energia elétrica. A CCEE é um órgão público de direito privado, sendo sua responsabilidade o registro de todas as transações de comercialização de energia elétrica que ocorrem na esfera do SIN.

Através desta instituição são contabilizadas as operações de compra e venda de energia, apurados os montantes efetivamente gerados e consumidos e, assim, liquidadas as possíveis diferenças. Trata-se de uma atividade puramente contratual e contábil, ou seja, não está relacionada com a operação física do sistema elétrico, e efetivada de acordo com as regras de comercialização de energia elétrica, homologadas pela ANEEL. (TOLMASQUIM, 2011; CCEE, 2015a).

Os agentes que fazem parte das relações comerciais no mercado de energia elétrica são: geradores, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, consumidores livres ou especiais, distribuidoras e comercializadoras de energia. As operações entre os agentes são regidas, principalmente, por contratos de compra e venda de energia que devem obrigatoriamente ser registrados na CCEE.

De acordo com as diretrizes do “Novo Modelo”, através desses contratos, os agentes compradores devem contratar o suficiente para atender o seu consumo de energia e de potência. Já os agentes vendedores, tem a obrigatoriedade de comprovar lastro físico para a venda de energia e potência, ou seja, garantir o valor vendido através da garantia física de suas próprias instalações e/ou contratos de compra de energia.

O agente gerador não tem autonomia sobre a quantidade de energia efetivamente gerada, pois a decisão de despacho cabe ao ONS. Assim, de acordo com Tolmasquim (2011), a comercialização e a geração de energia são atividades distintas apesar de se relacionarem. Para que o agente gerador tenha autonomia sobre a quantidade de energia que pode comercializar, foi criado o conceito de garantia física, que é um montante de energia associado a cada empreendimento, ou seja, cada usina pode comercializar energia em contratos até o limite de sua garantia física. Uma das principais mudanças no modelo institucional, estabelecida a partir do Decreto nº 5.613/2014, foi a criação de dois ambientes de contratação de energia: (i) Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e (ii) Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa separação foi feita com vistas a garantir a expansão do parque gerador do sistema, sendo que a maioria dos geradores

podem escolher em qual ambiente comercializar a energia, conforme suas estratégias de atuação e as oportunidades e incentivos oferecidos.

O ACR, também chamado de mercado cativo, é o segmento de contratação que garante a expansão do parque gerador de energia elétrica por meio da assinatura de contratos de longo prazo que asseguram o retorno do investimento. Nele participam geradores, distribuidoras e consumidores cativos. No ACR as distribuidoras têm a obrigação de garantir o atendimento de 100% de seu mercado através da compra de energia de longo prazo em leilões.

O ACL, comumente chamado de mercado livre, é o segmento do mercado de energia no qual as transações de compra e venda de energia são livremente negociadas através de contratos bilaterais, que tem como base as regras e procedimentos de comercialização. Participam deste mercado geradores, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores livres e especiais.

Como descrito acima, no mercado de energia as relações comerciais são orientadas, em sua maioria, por contratos de compra e venda de energia, sendo estes obrigatoriamente registrados na CCEE. As diferenças entre os valores de energia elétrica registrados nos contratos e a energia efetivamente gerada e consumida, são compulsoriamente contabilizadas e liquidadas no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), também conhecido como mercado à vista ou mercado spot.

A energia de reserva surgiu como nova modalidade de contratação de energia elétrica em 2008. Apesar de prevista no §3º do artigo 3º da Lei 10.848/2004, somente foi regulamentada pelo Decreto nº 6.353/2008. Esta energia é oriunda de usinas unicamente contratadas para este fim, e tem o intuito de aumentar a segurança na oferta de energia elétrica do sistema, porém sem agregar lastro comercial entre os agentes envolvidos, ou seja, ofertantes e demandantes de energia.

O MME é o responsável por definir a quantidade de energia de reserva que deve ser contratada nos Leilões de Energia de Reserva (LER), a fim de atender todos os consumidores do SIN, tendo como referência os estudos realizados pela EPE. Esta operação objetiva o equilíbrio entre as garantias físicas das usinas e a garantia física do sistema, mas sem gerar impactos para os contratos já existentes. Busca também reequilibrar possíveis descasamentos de oferta e demanda que podem surgir por hidrologias adversas, atraso de obras e indisponibilidade das usinas geradoras de energia (BRANDÃO, 2009).

3.4 Mecanismo de Regulação de Energia (MRE)

No Brasil, a energia elétrica gerada é em sua maior parte procedente de fontes hidráulicas. Devido à grande extensão territorial do país, existem expressivas diferenças de regimes hidrológicos entre suas regiões, o que impacta a geração de energia de uma usina dependendo da sua localização. Isso acontece porque em locais onde há maiores afluências as usinas são despachadas com mais frequência, em contrapartida, em regiões secas, as usinas são poupadas para armazenar água em seus reservatórios

Outra questão que também impacta a produção de energia no sistema elétrico brasileiro é a presença de usinas em cachoeiras em uma mesma bacia hidrográfica. Este problema configura-se pelo impacto que o despacho de uma hidrelétrica a montante tem sobre geração de uma usina a jusante, pois nem sempre a melhor operação individual corresponde à ótima operação da cachoeira (CCEE, 2013).

Conforme já comentado, geradores hidrelétricos são despachados centralmente pelo ONS, e não têm gerência sobre quantidade de energia produzida pela usina. O operador do sistema tem o objetivo de minimizar os custos operacionais de todo o sistema e fornecer energia ao menor custo marginal possível, considerando as afluências hidrológicas, o armazenamento de água nos reservatórios, o preço das usinas térmicas e as restrições operacionais. Por isso, despacha as usinas com base na decisão ótima global, ou seja, não considera as usinas de forma individual (CCEE, 2013).

A geração de energia por parte das usinas hidrelétricas é muito instável, o que poderia impactar significativamente na receita dos seus controladores por não conseguirem cumprir seus contratos, ficando expostos ao mercado de curto prazo. Isto se configuraria um grande risco para o agente gerador, devido, principalmente, à volatilidade do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), pois um gerador, mesmo com sua garantia física contratada em 100%, poderia quebrar devido ao risco hidrológico envolvido no negócio (TOLMASQUIM, 2011).

Para minimizar este problema foi criado, durante o projeto reestruturação do setor elétrico, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), através do Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, cujo objetivo é compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas participantes do mecanismo, em vista da dificuldade de gerenciamento desse risco e da predominância de usinas hidrelétricas no SIN. Esta foi a maneira encontrada para proteger os geradores hidrelétricos de possíveis exposições ao mercado de curto prazo.

A participação no MRE é obrigatória para usinas hidrelétricas de modalidade de despacho tipo I, ou seja, programadas e despachadas centralmente pelo ONS. É um mecanismo contábil, que consiste na transferência da energia

das usinas que geraram acima da garantia física para aquelas que geraram abaixo. Isto diminui o risco associado a variações de receita, pois esta passa a não depender, exclusivamente, da quantidade produzida de energia, mas sim, da sua garantia física. Assim, o mecanismo contribui para que não haja prejuízos aos geradores hidrelétricos, visto seus compromissos contratuais de comercialização de energia (CCEE, 2013).

O funcionamento do mecanismo parte da análise da relação entre a soma total líquida de energia gerada pelo conjunto de usinas participantes, com o total de suas garantias físicas. Esta relação é denominada nas regras de comercialização por "Generation Scaling Factor" (GSF) ou Ajuste do MRE, sumarizada na equação a seguir.

$$GSF = \frac{GTA_MRE}{GFIS_MRE}$$

Equação 3.1 - Cálculo do GSF ou Ajuste do MRE

Sendo:

GSF: Generation Scaling Factor ou Ajuste do MRE.

GTA_MRE: Geração Total de todas as usinas participantes do MRE.

GFIS_MRE: Soma das Garantias Físicas de todas as usinas participantes do MRE.

Como resultado desta equação pode-se chegar a três possíveis situações no MRE: (i) equilíbrio; (ii) superávit de energia e (iii) déficit de energia.

3.4.1 Cálculo e Revisão da GF – Portaria MME 463/2009

A revisão da garantia física está prevista no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, onde o "valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes".

A Portaria MME nº 463, publicada em 3 de dezembro de 2009, que estabeleceu a metodologia para cálculo e revisão dos montantes de garantia física de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS, em seu art. 6º, coloca que são considerados como fatos relevantes:

- I. Geração média de energia elétrica nos seus primeiros 48 meses de operação comercial inferior a 80% ou superior a 120% da garantia física de energia vigente (aplicação suspensa pela Port. 376/2015);

- II. Geração média de energia elétrica a partir dos seus 60 meses de operação comercial inferior a 90% ou superior a 110% da garantia física de energia (aplicação suspensa pela Port. 376/2015); ou
- III. O empreendimento apresentar modificação comprovada das características técnicas, com consequente alteração da sua capacidade de produção de energia elétrica.

A ocorrência de fato relevante, para fins de revisão do valor da garantia física de energia do empreendimento, será notificada pelo próprio agente, ao MME, ou será decorrente de fiscalização da ANEEL.

Na hipótese de ocorrer o item I ou II, serão notificadas pela ANEEL, ao MME, em janeiro e julho de cada ano, sendo que, para fins de revisão dos montantes de garantia física de energia, a geração média de energia elétrica será calculada pela equação 3.2.

$$GM = \frac{12}{8760} * \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \quad (\text{MWmed})$$

Equação 3.2 - Cálculo da Revisão do Montante de Garantia Física de Energia

Sendo,

$i = 1, 2, 3, \dots, m$

m = número de meses, múltiplo de 12, desde o 13º mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

GM = geração média de energia elétrica, em Mwmédios;

$Eger_i$ = quantidade de energia gerada no mês i , referida no ponto de conexão.

Os novos montantes de garantia física de energia serão considerados para fins de alocação no MRE e para verificação do lastro dos respectivos CCVE, a partir de 1º de janeiro do ano subsequente para o montante revisado em julho e a partir de 1º julho do mesmo ano para o montante revisado em janeiro.

3.5 Equilíbrio na Produção de Energia no MRE

Na situação de equilíbrio no MRE, a produção de energia das usinas participantes é exatamente igual à soma de suas garantias físicas, isto significa que o GSF é igual a 1. Porém, esta ocorrência é hipotética e contribui apenas para entender o funcionamento do mecanismo. Para

ilustrar a forma que a energia é realocada entre as hidrelétricas, destaca-se na Figura 3.2, um exemplo de situação de equilíbrio entre três usinas.

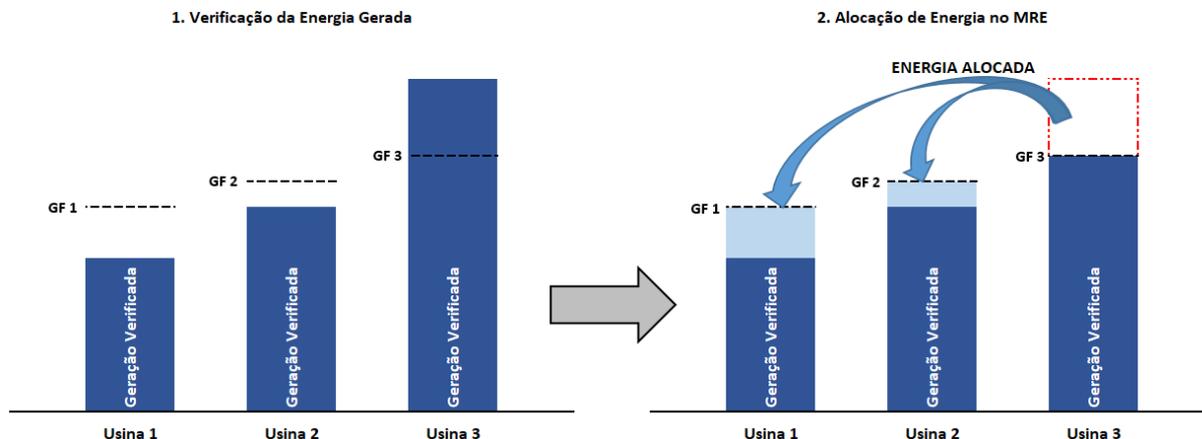


Figura 3.2 – Alocação de Energia no MRE em Situação de Equilíbrio - Fonte: Elaborado pelo autor

Primeiro verifica-se o quanto de energia foi gerado pelo conjunto das usinas, nota-se que a Usina 1 e Usina 2 geraram abaixo de suas garantias físicas, enquanto a Usina 3 gerou acima. Porém, neste caso a energia gerada pelas três usinas é exatamente igual à soma de suas garantias físicas.

Após essa verificação, na segunda etapa se inicia o processo de realocação da energia entre as usinas, com o intuito de que todas completem o montante de suas garantias físicas. Como pode ser visto na figura (alocação de energia no MRE), a Usina 3 transfere seu excedente de produção de energia, ou seja, a energia gerada acima de sua garantia física, para as demais usinas. No SIN esta alocação de energia é feita prioritariamente em hidrelétricas pertencentes ao mesmo submercado. Após essa aferição, se ainda houver déficit e superávit entre os submercados, a energia, então, é alocada entre eles. Isto acontece para minimizar as diferenças econômicas com a alocação financeira entre regiões com diferentes Preço de Liquidação das Diferenças (PLDs).

As usinas participantes do MRE que produziram um excedente de energia devem ser ressarcidas por seus custos variáveis de operação e manutenção e os desembolsos com o pagamento pelo uso da água. Essa compensação acontece através do pagamento da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) pelas usinas que receberam energia do MRE para aquelas que cederam energia (CCEE, 2013). Esta tarifa é estabelecida e homologada pela ANEEL.

3.6 Excedente na Produção de Energia no MRE

Quando há volume excedente na produção de energia do MRE, significa que o GSF é maior do que 1, ou seja, o conjunto de usinas participantes do

mecanismo produziram um total de energia superior à soma das garantias físicas. Utilizando o mesmo exemplo do item anterior, observa-se na Figura 3.3, que a Usina 1 e a Usina 2 produziram um montante inferior à garantia física de cada uma, em contrapartida a Usina 3 gerou energia acima de sua garantia física.

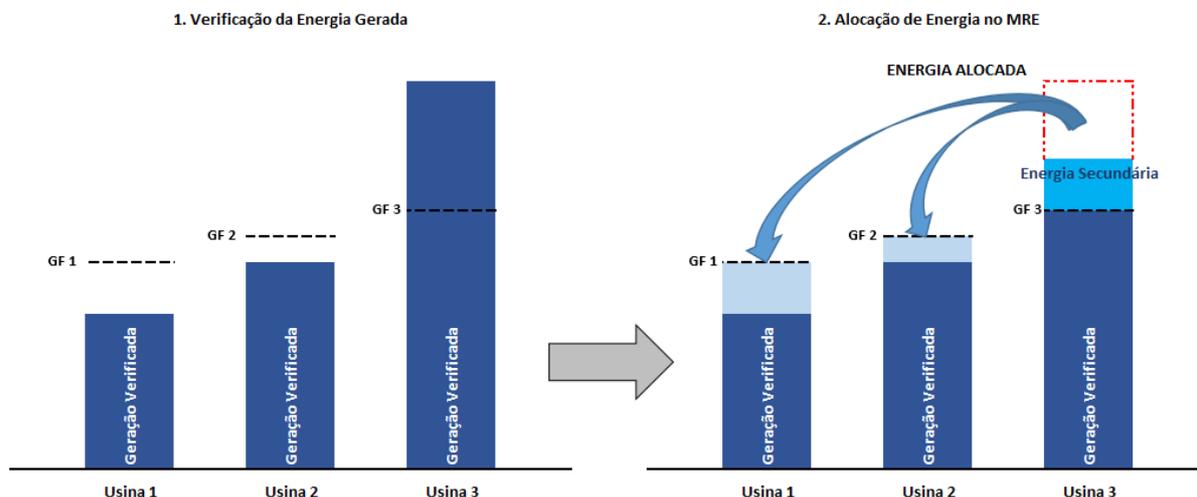


Figura 3.3 – Alocação de Energia no MRE em Situação Excedente - Fonte: Elaborado pelo autor

Neste caso, ao verificar a relação da soma da energia gerada pelas usinas, com a soma das garantias físicas, nota-se que há um excedente de energia no sistema. Assim, primeiramente, aloca-se a energia nas usinas deficitárias, a fim de completar suas garantias físicas.

Porém, neste caso, como pode ser observado na Figura 3.4, após a alocação da energia no MRE, a Usina 3 além de conseguir cobrir a garantia física das demais usinas, apresenta, ainda, um excedente de energia, que é chamado de energia secundária. Essa energia secundária também é dividida entre todas as usinas participantes do MRE proporcionalmente à garantia física de cada usina. Após as transferências e pagamento da TEO, entre os agentes, a energia secundária de cada usina é liquidada no mercado de curto prazo ao PLD.

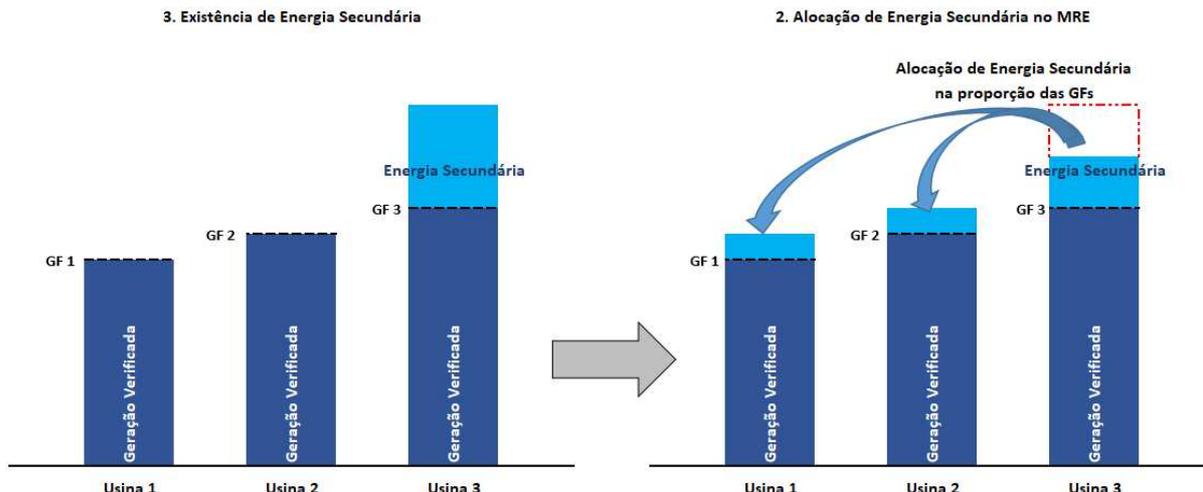


Figura 3.4 – Alocação de Energia Secundária no MRE - Fonte: Elaborado pelo autor

3.7 Déficit na Produção de Energia no MRE

O déficit da geração energética dos participantes do MRE é representando pelo GSF menor que 1, ou seja, nesta situação a produção total de energia dos participantes do mecanismo não é suficiente para atender a energia assegurada. No exemplo hipotético com 3 usinas, ilustrado nas figuras a seguir, detalha-se o funcionamento do mecanismo.

Na primeira etapa, conforme apresentado na Figura 3.5, verifica-se que o total da energia gerada pelas usinas participantes do MRE é inferior à soma de suas garantias físicas. Para tanto, é necessário que suas garantias físicas sejam ajustadas pelo valor do GSF, o que resulta em uma energia assegurada inferior a inicial.

Esse ajuste é feito para que a energia seja compartilhada igualmente entre todos os participantes, no sentido de que se há energia sobrando no sistema todos os geradores ganhem, porém, em caso de déficit todos perdem. Assim, após ajustar as garantias físicas, há energia suficiente para alocação MRE, atendendo à garantia física ajustada de todas as usinas, como destacado na figura a seguir.

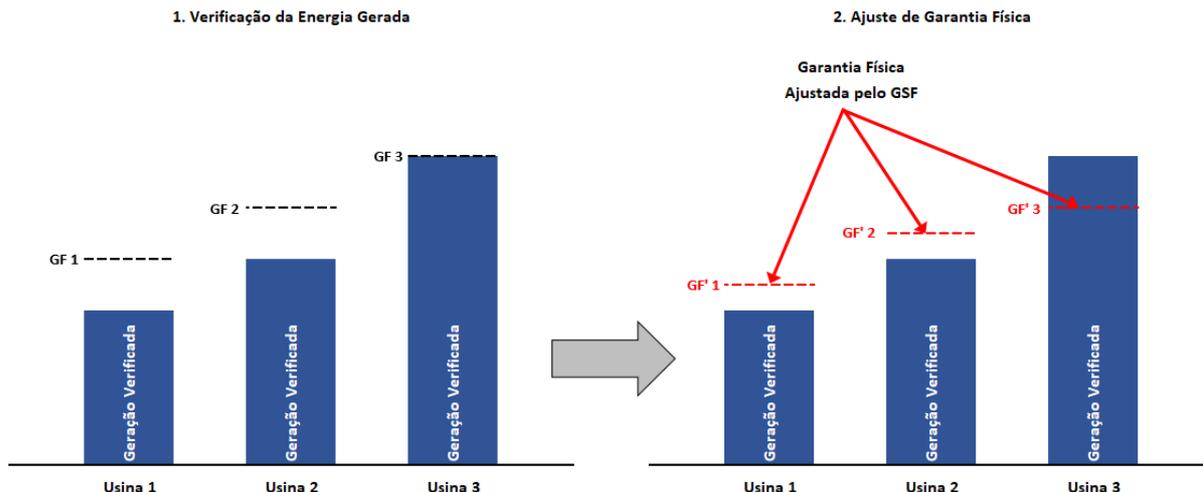


Figura 3.5 – Ajuste da Garantia Física em Situação de Déficit de Energia no MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

A energia, então, é alocada de forma análoga aos exemplos anteriores, porém utiliza-se como base para as transações a garantia física ajustada. Conforme destacado na Figura 3.6, a Usina 3 transfere o excedente para as demais usinas, porém diferente dos exemplos anteriores, percebe-se um déficit de geração ao analisar a garantia física inicial com a garantia física ajustada.

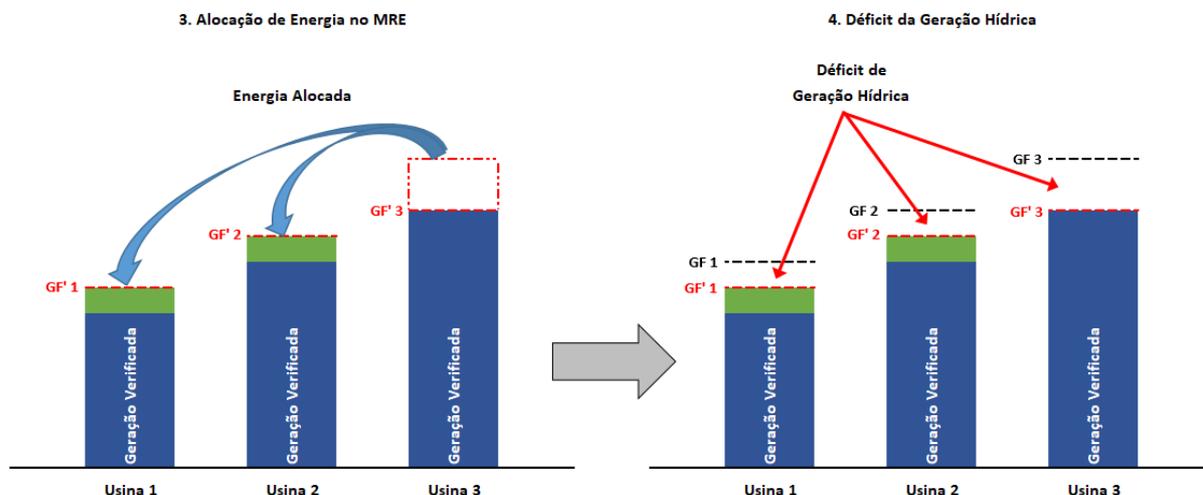


Figura 3.6 – Alocação de Energia no MRE na situação de Déficit- Fonte: Elaborado pelo autor

Em resumo, caso os geradores estivessem com sua garantia física inicial contratada em 100%, teriam que comprar energia no mercado de curto prazo ao preço do PLD para atender seus contratos, o que provavelmente teria um custo superior à receita que receberiam pelo contrato. Esta situação relaciona-se, principalmente, com período de hidrologia adversa, não sendo possível mitigar o risco dos agentes geradores.

3.8 Panorama das PCHs no MRE

Considerando que se objetiva uma análise da viabilidade técnica e econômica da permanência de duas PCHs no MRE, a Tabela 3.1 apresenta o cenário em que se encontram as PCHs e CGHs no MRE, até agosto de 2018.

Tabela 3.4 – Panorama das PCHs no MRE em agosto de 2018 - Fonte: Elaborado pelo autor

PCHS	dez.2013			Ago.2018		
	nº usinas	Potência	%	nº usinas	Potência	%
Participam MRE	321	3.976 MW	84,2%	292	3.707 MW	75,5%
Não Participam MRE	87	747 MW	15,8%	124	1.202 MW	24,5%
PCHs - TOTAL	408	4.723 MW	100,0%	416	4.910 MW	100,0%
CGHs	nº usinas	Potência	%	nº usinas	Potência	%
Participam MRE	64	66 MW	53,6%	100	134 MW	48,1%
Não Participam MRE	67	58 MW	46,4%	129	144 MW	51,9%
CGHs - TOTAL	131	124 MW	100,0%	229	278 MW	100,0%

Entre dezembro de 2013 e agosto de 2018 o número de PCHs que deixaram o MRE chegou a 29, totalizando 268 MW. As usinas não participantes do MRE totalizam 15,8% em 2013, e agora totalizam 24,5%.

A finalidade de observar este panorama geral é de, simplesmente, aferir o comportamento médio destes agentes, com relação à sua opção, de permanecer, ou não, no MRE.

Cumprе ressaltar que estas análises têm que ser, imperativamente, customizadas aos aproveitamentos em tela, uma vez que as variáveis intervenientes se apresentam de maneira distinta, para cada uma das usinas, o que determina resultados igualmente distintos.

A guisa de comentário, é fato que, numa primeira análise, agrupar PCHs e CGHs, dentro do universo das UHEs, que tem escala produtiva e - em grande parte - reservatórios que permitem administrar a geração - parece carecer de razoabilidade isonômica.

Estes aproveitamentos têm, como único fator comum, a natureza de sua fonte (a hídrica), sendo díspares na maior parte das demais características.

4 DÉFICIT NA GERAÇÃO HÍDRICA NO BRASIL

Entre os anos de 2012 a 2015, período de hidrologia extremamente adversa no Brasil, um fenômeno atingiu o setor elétrico, e é conhecido como déficit da geração hídrica ou crise hídrica. Este cenário culminou com a necessidade da realização da repactuação do risco hidrológico, em face do aumento da geração térmica, que ocasionou impactos diretos no Custo Marginal de Operação (CMO) e, por conseguinte, no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

O déficit na geração hídrica no Brasil, medido pelo fator GSF, tem causado prejuízos bilionários para o setor de hidroenergia. Esse problema, vem se arrastando desde 2013, causado por níveis de afluência abaixo da média prevista e, considerando o período do ano de 2014 até o presente momento, promoveram um resultado de geração hidroelétrica muito abaixo da garantia física prevista. Em 2017, por exemplo, o GSF ficou em 79%, isso significa que as hidrelétricas geraram 21% a menos do que suas Garantias Físicas.

Outra causa, a que os geradores atribuem estes déficits de geração, é a forma como o sistema tem sido expandido e operado. Têm se adotado políticas de operação e expansão, onde os geradores são expostos de forma involuntária aos riscos de geração. Outros fatores, como atrasos em projetos de geração e transmissão e rescisão de contratos de relevantes empreendimentos de geração, também concorreram, e concorrem, para o agravamento da situação.

4.1 Crise Hidrológica e suas consequências

A crise hídrica é causada pelos baixos níveis de afluência, do que resultam volumes armazenados, nos reservatórios, muito abaixo do previsto, quando deveriam estar em níveis normais, para atender as necessidades da população, seja ela para geração de energia ou consumo. No caso da geração de energia, com os reservatórios em níveis baixos, tem-se economizado água, utilizando outras fontes de geração, como as térmicas, para suprir essa falta de água, causada pelos baixos volumes de precipitações.

As consequências para o setor elétrico são catastróficas, pois no caso dos geradores, estão com volumes de geração de energia muito abaixo das suas Garantias Físicas. No caso das UHE's, às quais é imposto o enquadramento no MRE, ocorre produção insuficiente de energia, ante suas obrigações contratuais. E a conta desse déficit só está aumentando.

4.2 Impactos no CMO e PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é um “proxy” do Custo Marginal de Operação (CMO). E com o déficit na geração hídrica, que é a fonte com maior representatividade da geração elétrica no Brasil, esses números elevam-se absurdamente. Para suprir essa demanda de energia, as fontes com valores de CMO mais altos (térmicas, por exemplo) são acionadas, causando essa elevação do PLD.

Para se chegar ao PLD máximo, leva-se em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos e o PLD Mínimo, o custo de operação e manutenção das hidrelétricas, juntamente com a compensação financeira das mesmas.

5 REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

A repactuação do risco hidrológico é uma medida criada pelo Governo, a fim de atenuar perdas financeiras causadas por uma exposição não gerenciável ao risco hidrológico dos Agentes Geradores proprietários de Usinas Hidroelétricas, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). (BRITO, 2016)

A Repactuação foi permitida a partir da Medida Provisória Nº 688 de 18 de agosto de 2015, que foi transformada posteriormente na Lei Federal Nº 13.203/2015, é tratada pela resolução normativa da ANEEL Nº 684 de 11 de dezembro de 2015. (BRITO, 2016)

É realizada nas seguintes modalidades de contratação ACR e ACL: (ANEEL, 2015)

5.1 Repactuação do Risco Hidrológico no ACR

Conforme art. 4º da (ANEEL, 2015), a repactuação do risco hidrológico no ACR será realizada a partir da cobertura do risco hidrológico pelos recursos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT. No entanto, o Agente Gerador que decidir por pactuar os riscos de sua usina deverá repassar alguns benefícios ao consumidor.

O objetivo é que não seja somente repassado para o consumidor o ônus das flutuações hidrológicas, mas também o bônus obtido em momentos de hidrologia favorável. Bem como, que a parcela de risco hidrológico contabilizada nas análises financeiras dos projetos e embutida nos preços de contratos seja descontada nas tarifas para os consumidores. (BRITO, 2016)

A Figura 5.1 ilustra como a regra de liquidação de energia se alterará para os agentes que repactuarem o risco hidrológico de suas usinas. (BRITO, 2016).

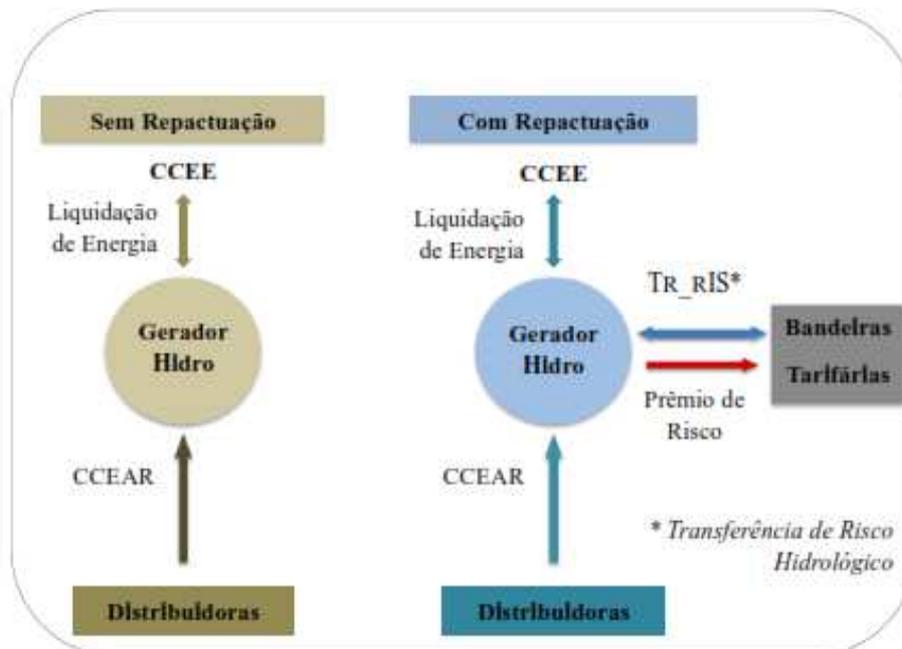


Figura 5.1- Comparação da liquidação de energia com e sem repactuação do risco hidrológico no ACR - Fonte: (BRITO, 2016).

5.1.1 Produtos da Repactuação

O risco hidrológico a ser transferido ao consumidor será constituído pela insuficiência de geração do MRE, podendo o gerador optar na repactuação por qualquer uma das seguintes classes de produtos: (ANEEL, 2015).

- I – classe P, na qual o gerador permanece com a propriedade da energia secundária;
- II – classe SP, na qual a energia secundária também é transferida ao consumidor;
- III – classe SPR, na qual, além da energia secundária, o gerador transfere ao consumidor o risco de redução da garantia física.

Nas classes P e SP o gerador deve definir o nível de insuficiência de geração que suportará, fator “f”, de 0% a 11%. Para a classe SPR, o fator “f” é 0%. O Prêmio de Risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária – CCRBT. Se a usina sair do MRE, será mantido o pagamento do prêmio em período equivalente àquele em que o gerador esteve no MRE com obrigação de pagamento de prêmio. Cerca de 58% do montante total de contratos de (quantidade + cotas + bilaterais) optaram pela repactuação.

A Tabela 5.1 apresenta os prêmios para os respectivos produtos para repactuação no ACR: A ANEEL poderá recalculer os valores dos prêmios

para geradores que optarem pela repactuação a partir de 2019 (prêmios foram atualizados pela REH).

Os novos valores calculados pela ANEEL têm vigência a partir do ano seguinte, somente para os novos geradores que optarem pela repactuação. Assim, uma vez que o gerador tenha repactuado, o prêmio sofrerá somente o reajuste anual (pelo IPCA). Uma vez escolhido o produto de repactuação, o gerador não poderá alterá-lo

Tabela 5.5 - Produtos para Repactuação do Risco Hidrológico no ACR Fonte: (MME, 2017)

Produto	Class e	Fator f	Fator c	Prêmio unitário R\$/MWh (REN 684/2015) para opções de repactuação feitas em 2015 ou 2016, com vigência a partir do ano 2016 ou 2017		Prêmio unitário R\$/MWh (REN 784/2017) para opções de repactuação feitas em 2017, com vigência a partir de 2018		Prêmio unitário R\$/MWh (REN 805/2018) para opções de repactuação feitas em 2018, com vigência a partir de 2019
				Vlor Original	Data-base: jan/2018	Vlor Original	Data-base: jan/2018	Data-base: jan/2018
P100	P	0%	0	12,75	15,44	16,98	17,48	21,43
P99	P	1%	0	11,75	14,23	15,68	16,14	20,05
P98	P	2%	0	10,75	13,02	14,42	14,85	18,72
P97	P	3%	0	10	12,11	13,2	13,59	17,43
P96	P	4%	0	9	10,9	12,08	12,44	16,21
P95	P	5%	0	8,25	9,99	10,99	11,31	15,01
P94	P	6%	0	7,5	9,08	9,94	10,23	13,86
P93	P	7%	0	6,75	8,17	8,99	9,25	12,78
P92	P	8%	0	6	7,27	8,1	8,34	11,77
P91	P	9%	0	5,5	6,66	7,27	7,48	10,8
P90	P	10%	0	4,75	5,75	6,47	6,66	9,86
P89	P	11%	0	4,25	5,15	5,7	5,87	8,93
SP100	SP	0%	1	9,5	11,5	13,18	13,57	17,84
SP99	SP	1%	1	8,5	10,29	11,9	12,25	16,46
SP98	SP	2%	1	7,5	9,08	10,69	11,01	15,12
SP97	SP	3%	1	6,5	7,87	9,53	9,81	13,83
SP96	SP	4%	1	5,5	6,66	8,44	8,69	12,61
SP95	SP	5%	1	4,75	5,75	7,38	7,6	11,41
SP94	SP	6%	1	4	4,84	6,37	6,56	10,27
SP93	SP	7%	1	3,25	3,94	5,43	5,59	9,19
SP92	SP	8%	1	2,5	3,03	4,54	4,67	8,18
SP91	SP	9%	1	2	2,42	3,71	3,82	7,21
SP90	SP	10%	1	1,25	1,51	2,91	3	6,26
SP89	SP	11%	1	0,75	0,91	2,14	2,2	5,34
SPR100	SPR	0%	1	10% do Preço do CCEAR		10% do Preço do CCEAR		10% do Preço do CCEAR

Como pode ser visto na Tabela 5.2, o Agente Gerador fica com a Energia Secundária e o consumidor assume os GSF mensais abaixo do valor de (100% - Fator f). Deste modo, o Agente Gerador paga um prêmio mensal de acordo com o Produto, por exemplo, o P90, o consumidor assume os GSF mensais abaixo de 0,90.

Caso o Agente Gerador optar pelo Produto SP90, ele terá o mesmo nível de proteção, porém não terá os ganhos com a Energia Secundária e pagará um prêmio menor. (BRITO, 2016; MME, 2017).

Para o caso da repactuação do risco hidrológico de 2015, o ressarcimento aos Agentes Geradores será feito por meio de postergação do pagamento

do prêmio de risco em um prazo que seja suficiente para liquidação dos resultados a serem ressarcidos. (BRITO, 2016).

5.1.2 Cálculo do Montante de Risco Hidrológico a ser transferido no ACR

Conforme art. 5º da (ANEEL, 2015), o montante do risco hidrológico no ACR, a ser transferido aos consumidores, será calculado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no processo de contabilização, que utilizará a seguinte equação:

$$TR_RIS_{p,m} = \frac{MONT_CVR_m}{QM_GF'_{p,m}} \times \left(\sum_{r,w \in m} \left\{ \text{máximo}(0; [(1-f) \times GFIS_2'_{p,r,w} - GFIS_3'_{p,r,w}]) \times PLD_{p,r,w} - C \right. \right. \\ \left. \left. \times \left\{ \sum_{s=1}^4 [SEC'_{p,s,r,w} \times PLD_{s,r,w}] \right\} \right\} \right)$$

Equação 5.1 - Cálculo do Montante do Risco Hidrológico no ACR

Onde:

TR_RIS_{p,m}: Resultado mensal do risco hidrológico que será transferido do vendedor aos compradores, da usina “**p**” e por mês “**m**”;

QM_GF’_{p,m}: Quantidade mensal de garantia física sazonalizada de forma uniforme (“flat”), da usina “**p**”, por mês “**m**”;

f: Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, conforme tabela de produtos oferecidos para repactuação (Tabela 5.5) sendo zero para a classe SPR;

MONT_CVR_m: Montante em MWh da repactuação efetuada pelo agente, podendo variar de zero até o total da energia negociada nos termos do § 1º do art. 2º, referente ao mês “**m**”, distribuído no mês de forma uniforme, sendo que para usinas do Programa Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, o limite superior do montante de repactuação corresponderá a 75% do montante de energia contratado individualmente por cada usina por meio dos contratos PROINFA-PCH-MRE, distribuído no mês de forma uniforme;

GFIS_2’_{p,r,w}: Garantia Física Modulada Ajustada à sazonalização uniforme da usina “**p**”, para o patamar de carga “**r**” e semana “**w**”;

GFIS_3'p,r,w: Garantia Física Modulada Ajustada à sazonalização uniforme para o MRE da usina "p", para o patamar de carga "r" e semana "w";

C: Pode assumir valor zero ou um, a depender da classe de produto escolhida pelo gerador, sendo zero para a classe P, na qual a energia secundária permanece com o gerador, e um para as classes SP e SPR, na qual a energia secundária é transferida ao consumidor; 48575.003479/2015-00 ITEM 01 DA 16ª RPE

SEC'p,s,r,w: O direito à energia secundária da usina "p" participante do MRE, por submercado "s", patamar de carga "r" e semana "w", considerada a sazonalização uniforme;

PLDs,r,w: Preço de Liquidação de Diferenças do submercado "s", para o patamar de carga "r" e semana "w".

Conforme a Equação 5.1, o valor recebido pelo agente de geração é calculado baseado no GSF específico, para fins de repactuação do risco hidrológico, tendo como base a sazonalização flat das usinas participantes do MRE. Assim, mesmo que gerador opte pelo produto SP100, que deveria trazer 100% de segurança, estará sujeito à diferença entre a curva flat e a curva sazonalizada, e o PLD de cada período apurado. O gerador estará exposto pelo GSF calculado com base na GF sazonalizada e receberá pela GFS calculado pela GF Flat. A Figura 5.2 a seguir ilustra a comparação entre estes parâmetros.

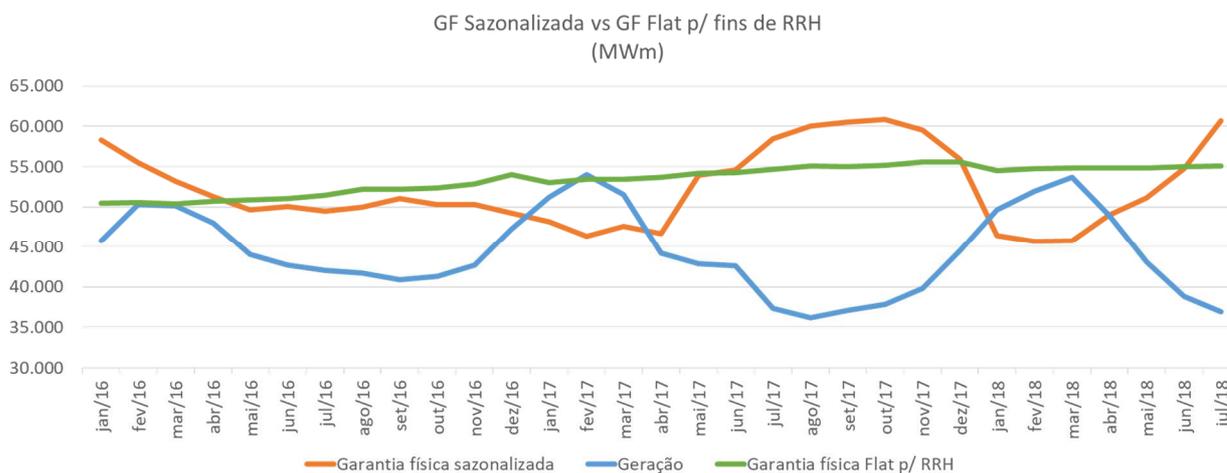


Figura 5.2 - Comparação entre GF Sazonalizada, Geração e GF Flat- Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Repactuação do Risco Hidrológico no ACL

Conforme art. 7º da (ANEEL, 2015), a repactuação do risco hidrológico no ACL será realizada por meio de pagamento de prêmio de risco equivalente à assunção dos direitos e obrigações vinculados à capacidade existente de energia de reserva de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004. Diferentemente do ACR, não há repactuação via transferência de risco, mas sim por transferência de Energia de Reserva da Conta de Energia de Reserva – CONER para os Agentes Geradores para que possa ser liquidada no Mercado Spot. Em compensação, os Agentes Geradores deverão efetuar o pagamento mensal de prêmio de risco, em favor da CONER, pela Energia de Reserva recebida. (BRITO, 2016)

Cada Agente Gerador deverá determinar o montante de Energia de Reserva existente a ser liquidada no Spot. Este montante deverá ser de, no mínimo, 5% da GF da usina e será limitado pela quantidade total de energia reserva contratada até dezembro de 2015. O prêmio de risco a ser pago pelo gerador será estabelecido mediante a multiplicação de R\$ 2,10/MWh pela quantidade de energia de reserva existente destinada a seu uso, referenciado à data-base de janeiro de 2015, com atualização anual pelo IPCA, a partir de janeiro de 2016. (BRITO, 2016; ANEEL, 2015)

As Figuras 5.3 e 5.4 a seguir ilustram, respectivamente, a comparação da liquidação de energia com e sem a repactuação e a alteração do fluxo de caixa para os Agentes Geradores que optarem pela repactuação do risco hidrológico no ACL. Observa-se que a receita obtida com a liquidação de Energia de Reserva em momentos de PLD elevados ajuda a reduzir as perdas financeiras e a volatilidade do fluxo de caixa da usina. (BRITO, 2016)

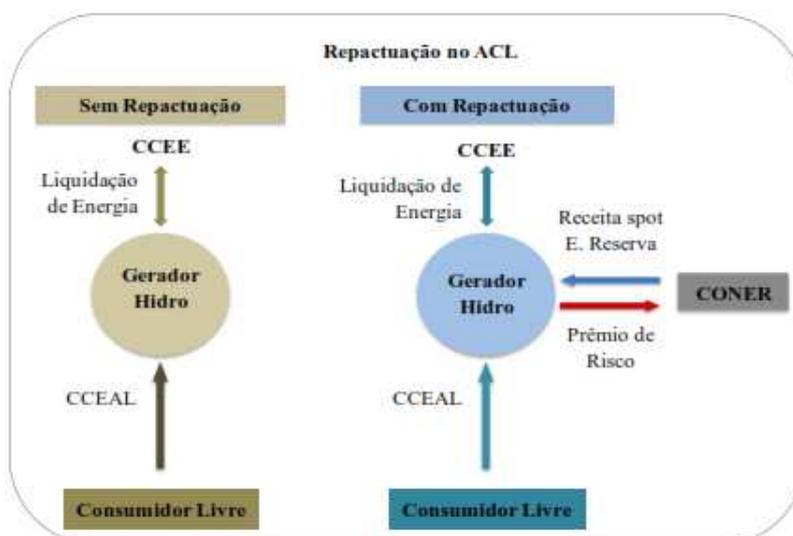


Figura 5.3 - Comparação da liquidação de energia com e sem repactuação no ACL Fonte: (BRITO, 2016)

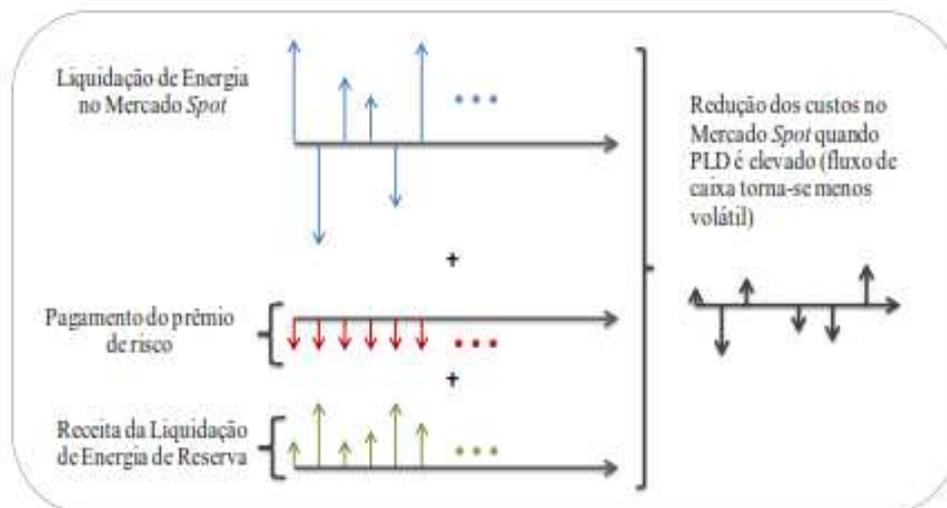


Figura 5.4 - Alteração do fluxo de caixa esperado após a repactuação do risco hidrológico de usina com energia vendida no ACL Fonte: (BRITO, 2016)

5.2.1 Cálculo do Ressarcimento da Contratação da Energia de Reserva de Capacidade de Geração no ACL

Conforme art. 10º da (ANEEL, 2015), o ressarcimento da contratação da energia de reserva de capacidade de geração, de que trata o art. 8º, e dos resultados de 2015, de que trata o art. 9º, deverá observar a margem líquida unitária de referência, calculada em R\$/MWh, mediante a seguinte equação:

$$ML_{refACL} = (P_{ref} \times (1 - PIS/COFINS - TFSEE - P\&D - OPEX_{ref})) \times (1 - IRPJ/CSLL)$$

Equação 5.2 - Cálculo do Ressarcimento da Contratação da Energia de Reserva de Capacidade de Geração no ACL

Onde:

MLrefACL: Margem líquida unitária de referência;

Pref: Preço a ser praticado na extensão do prazo de outorga, equivalente a R\$153,77/MWh à data base de janeiro de 2015;

PIS/COFINS: Soma das alíquotas do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS;

TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;

P&D: Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética;

OPEXref: Custo operacional de referência, equivalente a R\$29,88/MWh à data base de janeiro de 2015, incluídos os custos de uso da rede e as

estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - CFURH e de pagamento pelo Uso do Bem Público - UBP;

IRPJ/CSLL: Somatório das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

5.3 Comparação dos Critérios de Repactuação no ACR e ACL

Na Tabela 5.6 a seguir ilustra, a comparação dos critérios da Repactuação entre os ambientes de contratação ACR e ACL, entendendo as particularidades dos critérios de proteção, prêmio de risco e pagamento do prêmio de risco. (BRITO, 2016)

Tabela 5.6 - Comparação dos Critérios da Repactuação no ACR e ACL Fonte: (BRITO, 2016)

	ACR	ACL
Critérios de proteção	Depende do produto – São 25 produtos com possibilidade de 12 níveis de proteção, de manter os ganhos com a Energia Secundária, e repassar risco da GF para o consumidor	Renda da energia de reserva. Quanto maior o montante de reserva comprado maior a receita
Prêmio de risco	Depende do produto escolhido	R\$10,50/MWh, considerando a compra mínima de Energia Reserva (5% da GF)
Pagamento de prêmio de risco	Até o final da outorga do contrato de venda, se for o caso, durante a extensão da concessão	Até o final da outorga do contrato de venda, não havendo pagamento de prêmio durante postergação da concessão

5.4 Panorama das PCHs na Repactuação do RH

Ante as alternativas então disponíveis, à cada agente foi facultado optar pelo produto que julgasse mais apropriado, considerando as características específicas das usinas, de natureza técnica e comercial.

O comportamento dos agentes geradores, ante as alternativas disponibilizadas para repactuação do risco hidrológico, pode ser visualizado nas Tabelas 5.4 a 5.6.

Tabela 5.4 – Montante Repactuado

	Capacidade Instalada [MW]	GF MRE [MW/m]	Montante Repactuado [MWm]	%
Itaipu	14.400,00	6.876,76	-	-
Cotas	24.162,64	12.969,96	-	-
Proinfa	842,00	544,25	421,52	77,5%
PCHs e CGHs não Proinfa	3.409,84	1.802,22	342,32	19,0%
UHEs	71.803,37	36.476,48	15.510,91	42,5%
TOTAL	114.617,84	58.669,66	16.274,76	27,7%

Tabela 5.5 – Usinas PROINFA

USINAS PROINFA	Capacidade Instalada [MW]	Núm. de PCHs	%
PCHs participantes do Proinfa	1.155,01	60	-
PCHs no MRE	842,00	43	71,7%
PCH no MRE Repactuadas	656,95	33	76,7%

Tabela 5.6 – Produtos da Repactuação

	Nº Usinas	Montante Repactuado [MWm]	%
SP100	100	5.608,82	34,5%
SP99	2	65,00	0,4%
SP98	-	-	0,0%
SP97	6	404,71	2,5%
SP96	-	-	0,0%
SP95	4	160,33	1,0%
SP94	4	47,72	0,3%
SP93	1	1.552,60	9,5%
SP92	16	4.130,46	25,4%
SP91	4	437,50	2,7%
SP90	8	365,31	2,2%
SP89	2	152,61	0,9%
SPR100	1	3.199,70	19,7%
P100	-	-	0,0%
P99	-	-	0,0%
P98	-	-	0,0%
P97	1	150,00	0,9%
P96	-	-	0,0%
P95	-	-	0,0%
P94	-	-	0,0%
P93	-	-	0,0%
P92	-	-	0,0%
P91	-	-	0,0%
P90	-	-	0,0%
P89	-	-	0,0%
TOTAL	149	16.274,76	

6 ESTUDO DE CASO

Para a realização do estudo de caso, foi selecionada a PCH São Lourenço e construída no estado de Mato Grosso e que já se encontra em operação desde 2009.

Na primeira “janela”, para repactuação do risco hidrológico, o agente gerador optou por não repactuar, e permaneceram integrando o MRE.

Passada esta etapa, e ante o convencimento de que o GSF negativo veio para ficar, até que ocorra uma reformulação regulatória a respeito, os agentes em tela resolvem rever, à luz das condicionantes atualizadas, qual a melhor opção, entre permanecer, ou não, no MRE.

6.1 Descrição do Empreendimento

A PCH São Lourenço possui um arranjo compacto, com as estruturas de geração e vertimento situadas na margem esquerda, separadas por um muro da barragem em solo que fecha o leito do rio.

A usina possui 30 MW de potência instalada em duas unidades Kaplan montadas que equipam da casa de força, aproveitando uma queda de aproximadamente 20,0 m, formada pela própria estrutura de barramento.

A seguir são apresentadas as Figuras 6.1 e 6.2 com a localização e o arranjo da PCH São Lourenço.

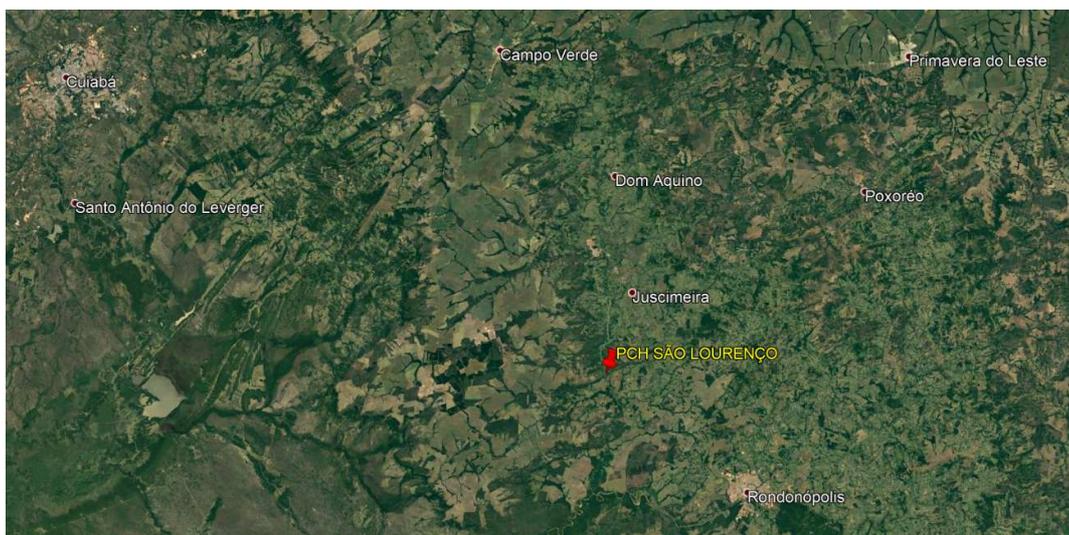


Figura 6.1 – Localização da PCH São Lourenço - Fonte: Google Earth



Figura 6.2 – Arranjo da PCH São Lourenço - Fonte: Google Earth

6.2 Histórico de Geração

Para início das análises e simulações foram coletados dados reais de operação da PCH.

Para as simulações realizadas no presente trabalho não foram consideradas revisões da garantia física e consequentemente revisão do montante contratado. A PCH apresenta histórico de geração superior a 60 meses e geração média abaixo do limite inferior de 90%.

A PCH São Lourenço encontra-se em operação desde o ano de 2009, tem como GF 19,89 MW médios. A geração média ao longo do período de 9 anos de registro ficou em 83,7% da GF. A figura 6.3 apresenta os dados deste histórico em comparação a GF.

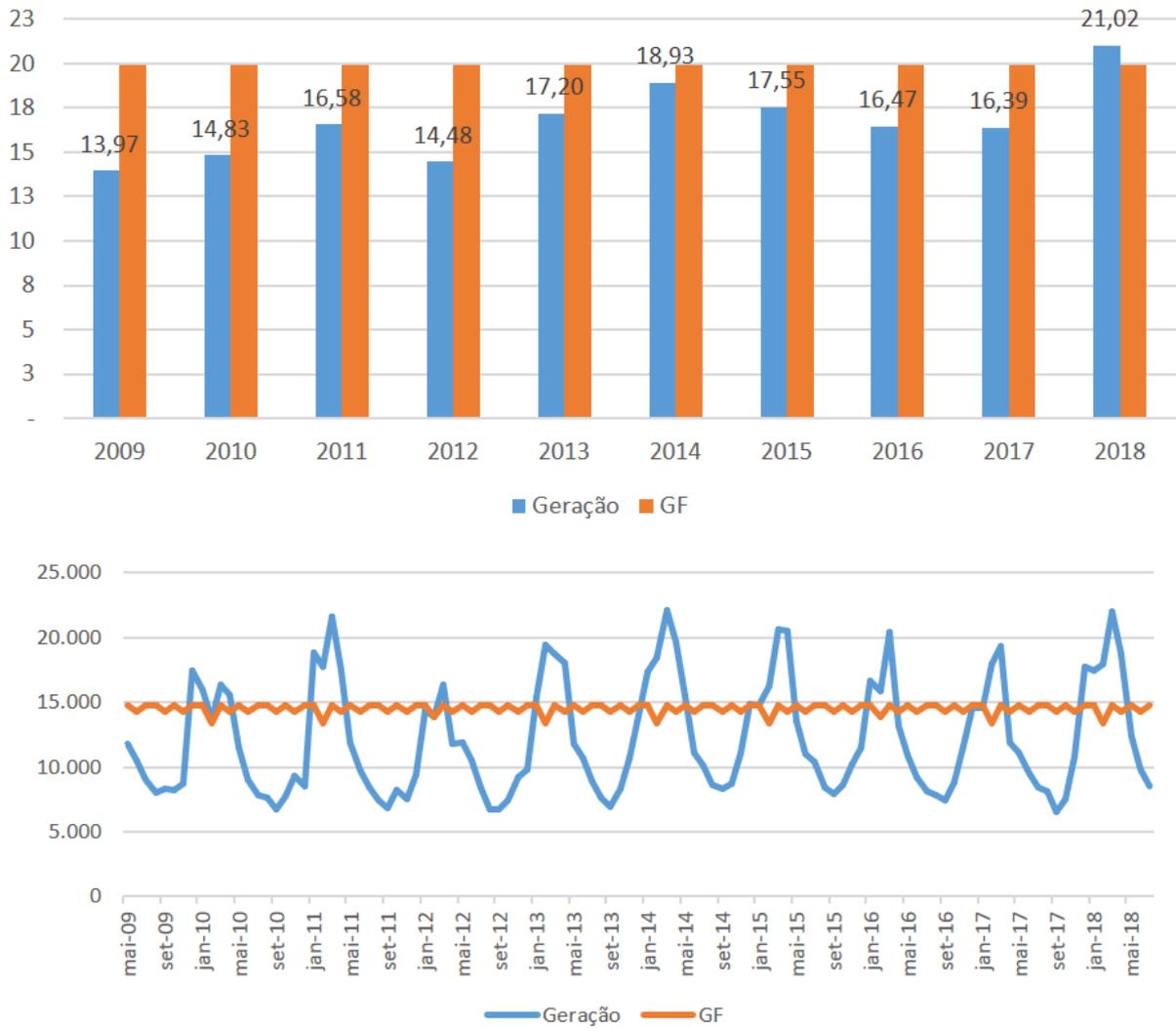


Figura 6.3 – Histórico de geração (MW médios) da PCH São Lourenço em comparação a GF da PCH- Fonte: Elaborado pelo autor

7 ANÁLISE

Em face da contextualização apresentada no âmbito deste trabalho, pode-se arrolar as variáveis precípuas, que são intervenientes na performance económico-financeiras da PCH em estudo, a saber:

- Histórico de geração efetiva da PCH;
- Projeções do PLD;
- Cenários futuros, para o GSF;
- Custos associados à repactuação do RH;
- CCEAR celebrado pela PCH;

Destarte, restam definidas as simulações necessárias, que serão executadas nos próximos capítulos.

7.1 Premissas Adotadas

No âmbito deste trabalho foram adotadas premissas para a realização das simulações conforme apresentado a seguir:

1. Simulação futura feita para os próximos 5 anos de geração, pois a partir deste período entende-se que poder-se-á observar o desempenho da PCH e optar por permanecer no MRE ou, no caso da saída da PCH, voltar para o ambiente do MRE.
2. Projeção Mensal da Geração de Energia: Projetou-se a geração de cada PCH com base média do histórico de geração dos últimos 5 anos (60 meses);
3. O preço de venda do contrato será atualizado a com base em um valor do IGPM considerando 5% ao ano para os próximos 5 anos.
4. Para o Cenário 2, ou seja, Repactuação com SP 100 como produto definido;
5. Projeção Anual de PLD: Poder-se-ia incluir variáveis, tais como o risco hidrológico, despacho fora da ordem de mérito, geração por fones intermitentes, etc, para determinar está projeção, porém devido ao nível de complexidade da definição de cenários para determinação da projeção de valores de PLD futuro, os valores previstos para PLD utilizados neste trabalho para os próximos 5 anos será o valor médio registrado no histórico de 2018.

6. Projeção Anual do GSF: Projetou-se o GSF com base média histórica dos últimos 5 anos (60 meses);

7.2 Cenários Avaliados

Para avaliar a permanência da PCH no MRE, ou ainda, se devem optar pela repactuação do risco hidrológico, foram realizadas a simulação do impacto financeiro das PCH em três alternativas possíveis:

- a) PCH permanece no MRE, sem repactuar o risco hidrológico (sem seguro);
- b) PCH permanece no MRE e opta pelo produto SP 100 de repactuação; e
- c) PCH fora do MRE.

Os resultados são calculados de acordo com as entradas e saídas de caixa no mês, que considera:

- Compra de Energia no MCP: quando a obrigação contratual for maior que a garantia física ajustada há uma exposição do gerador, valorada pelo PLD médio do ano;
- Venda de Energia no MCP: quando a obrigação contratual é inferior a garantia física ajustada, esse montante de energia também é valorado pelo PLD médio do ano;

Considerando as premissas adotadas, foram realizados os cálculos para cenários determinados afim de obter conclusões acerca da permanência ou não da PCH no MRE.

Considerando as premissas acima citadas, foram feitas simulações futuras considerando os próximos cinco anos de geração. A Tabela 7.1 abaixo apresenta o resultado destas simulações.

Tabela 7.1 – Simulações para os próximos 5 anos. - Fonte: Elaborado pelo autor

		Contrato 100% ACR - Proinfra/Eletróbrás					GSF e PLD		
ANO	Garantia Física (GF) sem perdas	Garantia Física (GF) com perdas	Geração	Geração / GF	Tarifa CCVE	Receita Anual	GSF anual	PLD médio anual	
	Mw médios	Mw médios	Mw médios	%	R\$	R\$	%	R\$	
Dados Históricos	2009	19,89	19,29	13,97	70,2%	151,97	25.684.598	86,9%	39,39
	2010	19,89	19,29	14,83	74,6%	159,97	27.036.419	86,9%	77,96
	2011	19,89	19,29	16,58	83,4%	164,59	27.817.242	86,9%	29,41
	2012	19,89	19,29	14,48	72,8%	182,03	30.764.764	86,9%	165,44
	2013	19,89	19,29	17,20	86,5%	202,45	34.215.934	86,9%	264,53
	2014	19,89	19,29	18,93	95,2%	218,62	36.948.815	86,9%	689,29
	2015	19,89	19,29	17,55	88,2%	226,37	38.258.637	86,9%	294,69
	2016	19,89	19,29	16,47	82,8%	250,46	42.330.071	86,9%	96,89
	2017	19,89	19,29	16,39	82,4%	258,89	43.754.820	81,5%	325,22
2018	19,89	19,29	20,10	101,1%	263,80	44.584.655	83,8%	289,74	
Projeções	2019	19,89	19,29	17,89	89,9%	286,63	48.443.138	85,2%	289,74
	2020	19,89	19,29	17,89	89,9%	300,96	50.865.295	85,2%	289,74
	2021	19,89	19,29	17,89	89,9%	316,01	53.408.560	85,2%	289,74
	2022	19,89	19,29	17,89	89,9%	331,81	56.078.988	85,2%	289,74
	2023	19,89	19,29	17,89	89,9%	348,40	58.882.937	85,2%	289,74

7.2.1 Cenário 1 – Sem Repactuação no MRE

Este cenário considera a permanência da PCH no MRE sem realizar a repactuação do risco hidrológico e consequente contratação do seguro.

A Tabela 7.2 apresenta o resultado financeiro desta simulação.

Tabela 7.2 – Sem Repactuação no MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

		Contrato 100% ACR - Proinfra/Eletróbrás					GSF e PLD		Cenário 1			
ANO	Garantia Física (GF) sem perdas	Garantia Física (GF) com perdas	Geração	Geração / GF	Tarifa CCVE	Receita Anual	GSF anual	PLD médio anual	MRE (sem repactuação do RH)			
	Mw médios	Mw médios	Mw médios	%	R\$	R\$	%	R\$	Compra de Energia no MCP por conta do GSF	Receita Líquida		
									R\$	R\$		
Dados Históricos	2009	19,89	19,29	13,97	70,2%	151,97	25.684.598	86,9%	39,39	-	872.103	24.812.495
	2010	19,89	19,29	14,83	74,6%	159,97	27.036.419	86,9%	77,96	-	1.726.052	25.310.368
	2011	19,89	19,29	16,58	83,4%	164,59	27.817.242	86,9%	29,41	-	651.144	27.166.098
	2012	19,89	19,29	14,48	72,8%	182,03	30.764.764	86,9%	165,44	-	3.662.878	27.101.886
	2013	19,89	19,29	17,20	86,5%	202,45	34.215.934	86,9%	264,53	-	5.856.752	28.359.182
	2014	19,89	19,29	18,93	95,2%	218,62	36.948.815	86,9%	689,29	-	15.261.032	21.687.783
	2015	19,89	19,29	17,55	88,2%	226,37	38.258.637	86,9%	294,69	-	6.524.501	31.734.136
	2016	19,89	19,29	16,47	82,8%	250,46	42.330.071	86,9%	96,89	-	2.145.166	40.184.905
	2017	19,89	19,29	16,39	82,4%	258,89	43.754.820	81,5%	325,22	-	10.168.563	33.586.256
2018	19,89	19,29	20,10	101,1%	263,80	44.584.655	83,8%	289,74	-	7.932.939	36.651.717	
Projeções	2019	19,89	19,29	17,89	89,9%	286,63	48.443.138	85,2%	289,74	-	7.247.376	41.195.762
	2020	19,89	19,29	17,89	89,9%	300,96	50.865.295	85,2%	289,74	-	7.247.376	43.617.919
	2021	19,89	19,29	17,89	89,9%	316,01	53.408.560	85,2%	289,74	-	7.247.376	46.161.184
	2022	19,89	19,29	17,89	89,9%	331,81	56.078.988	85,2%	289,74	-	7.247.376	48.831.612
	2023	19,89	19,29	17,89	89,9%	348,40	58.882.937	85,2%	289,74	-	7.247.376	51.635.561
									Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:		R\$	231.442.037

7.2.2 Cenário 2 – Com Repactuação no MRE a SP 100

Este cenário considera a permanência da PCH no MRE realizando a repactuação do risco hidrológico e consequente contratação do seguro (produto SP 100).

A Tabela 7.3 apresenta o resultado financeiro desta simulação.

Tabela 7.3 – Com Repactuação no MRE (SP 100) - Fonte: Elaborado pelo autor

		Contrato 100% ACR - Proinfra/Eletróbrás						GSF e PLD		Cenário 2	
										MRE com repactuação (SP 100)	
ANO	Garantia Física (GF) sem perdas	Garantia Física (GF) com perdas	Geração	Geração / GF	Tarifa CCVE	Receita Anual	GSF anual	PLD médio anual	Prêmio do Produto	Receita Líquida	
	Mwmédios	Mwmédios	Mwmédios	%	R\$	R\$	%	R\$			R\$/MWh
Dados Históricos	2009	19,89	19,29	13,97	70,2%	151,97	25.684.598	86,9%	39,39	5.239.289	20.445.310
	2010	19,89	19,29	14,83	74,6%	159,97	27.036.419	86,9%	77,96	5.239.289	21.797.130
	2011	19,89	19,29	16,58	83,4%	164,59	27.817.242	86,9%	29,41	5.239.289	22.577.953
	2012	19,89	19,29	14,48	72,8%	182,03	30.764.764	86,9%	165,44	5.239.289	25.525.476
	2013	19,89	19,29	17,20	86,5%	202,45	34.215.934	86,9%	264,53	5.239.289	28.976.646
	2014	19,89	19,29	18,93	95,2%	218,62	36.948.815	86,9%	689,29	5.239.289	31.709.526
	2015	19,89	19,29	17,55	88,2%	226,37	38.258.637	86,9%	294,69	5.239.289	33.019.349
	2016	19,89	19,29	16,47	82,8%	250,46	42.330.071	86,9%	96,89	5.239.289	37.090.783
	2017	19,89	19,29	16,39	82,4%	258,89	43.754.820	81,5%	325,22	5.239.289	38.515.531
2018	19,89	19,29	20,10	101,1%	263,80	44.584.655	83,8%	289,74	5.239.289	39.345.367	
Projeções	2019	19,89	19,29	17,89	89,9%	286,63	48.443.138	85,2%	289,74	5.239.289	43.203.849
	2020	19,89	19,29	17,89	89,9%	300,96	50.865.295	85,2%	289,74	5.239.289	45.626.006
	2021	19,89	19,29	17,89	89,9%	316,01	53.408.560	85,2%	289,74	5.239.289	48.169.271
	2022	19,89	19,29	17,89	89,9%	331,81	56.078.988	85,2%	289,74	5.239.289	50.839.699
	2023	19,89	19,29	17,89	89,9%	348,40	58.882.937	85,2%	289,74	5.239.289	53.643.648
Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:										R\$	241.482.474

7.2.3 Cenário 3 – Saída do MRE

Este cenário considera que PCH optou em estar fora do MRE.

A Tabela 7.4 apresenta o resultado financeiro desta simulação.

Tabela 7.4 – Fora do MRE- Fonte: Elaborado pelo autor

		Contrato 100% ACR - Proinfra/Eletróbrás						GSF e PLD		Cenário 3	
										FORA DO MRE	
ANO	Garantia Física (GF) sem perdas	Garantia Física (GF) com perdas	Geração	Geração / GF	Tarifa CCVE	Receita Anual	GSF anual	PLD médio anual	Compra de Energia no MCP por conta da geração Efetiva	Receita Líquida	
	Mwmédios	Mwmédios	Mwmédios	%	R\$	R\$	%	R\$			R\$
Dados Históricos	2009	19,89	19,29	13,97	70,2%	151,97	25.684.598	86,9%	39,39	- 1.981.452	23.703.146
	2010	19,89	19,29	14,83	74,6%	159,97	27.036.419	86,9%	77,96	- 3.351.955	23.684.464
	2011	19,89	19,29	16,58	83,4%	164,59	27.817.242	86,9%	29,41	- 827.178	26.990.064
	2012	19,89	19,29	14,48	72,8%	182,03	30.764.764	86,9%	165,44	- 7.605.252	23.159.512
	2013	19,89	19,29	17,20	86,5%	202,45	34.215.934	86,9%	264,53	- 6.046.486	28.169.448
	2014	19,89	19,29	18,93	95,2%	218,62	36.948.815	86,9%	689,29	- 5.622.754	31.326.061
	2015	19,89	19,29	17,55	88,2%	226,37	38.258.637	86,9%	294,69	- 5.859.453	32.399.184
	2016	19,89	19,29	16,47	82,8%	250,46	42.330.071	86,9%	96,89	- 2.815.664	39.514.407
	2017	19,89	19,29	16,39	82,4%	258,89	43.754.820	81,5%	325,22	- 9.672.108	34.082.712
2018	19,89	19,29	20,10	101,1%	263,80	44.584.655	83,8%	289,74	- 517.016	45.101.671	
Projeções	2019	19,89	19,29	17,89	89,9%	286,63	48.443.138	85,2%	289,74	- 4.928.881	43.514.257
	2020	19,89	19,29	17,89	89,9%	300,96	50.865.295	85,2%	289,74	- 4.928.881	45.936.413
	2021	19,89	19,29	17,89	89,9%	316,01	53.408.560	85,2%	289,74	- 4.928.881	48.479.678
	2022	19,89	19,29	17,89	89,9%	331,81	56.078.988	85,2%	289,74	- 4.928.881	51.150.106
	2023	19,89	19,29	17,89	89,9%	348,40	58.882.937	85,2%	289,74	- 4.928.881	53.954.056
Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:										R\$	243.034.510

8 CONCLUSÕES

Os resultados mostram que estar fora do MRE é a situação que apresenta os melhores resultados para o empreendimento conforme pode-se observar na Tabela 8.1 que apresenta o resultado financeiro desta comparação.

Tabela 8.1 – Comparação de Resultados entre os Cenários estudados- Fonte: Elaborado pelo autor

Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
MRE (sem repactuação do RH)		MRE com repactuação (SP 100)		FORA DO MRE	
Compra de Energia no MCP por conta do GSF R\$	Receita Líquida R\$	Prêmio do Produto R\$/MWh	Receita Líquida R\$	Compra de Energia no MCP por conta da geração Efetiva R\$	Receita Líquida R\$
- 872.103	24.812.495	5.239.289	20.445.310	- 1.981.452	23.703.146
- 1.726.052	25.310.368	5.239.289	21.797.130	- 3.351.955	23.684.464
- 651.144	27.166.098	5.239.289	22.577.953	- 827.178	26.990.064
- 3.662.878	27.101.886	5.239.289	25.525.476	- 7.605.252	23.159.512
- 5.856.752	28.359.182	5.239.289	28.976.646	- 6.046.486	28.169.448
- 15.261.032	21.687.783	5.239.289	31.709.526	- 5.622.754	31.326.061
- 6.524.501	31.734.136	5.239.289	33.019.349	- 5.859.453	32.399.184
- 2.145.166	40.184.905	5.239.289	37.090.783	- 2.815.664	39.514.407
- 10.168.563	33.586.256	5.239.289	38.515.531	- 9.672.108	34.082.712
- 7.932.939	36.651.717	5.239.289	39.345.367	517.016	45.101.671
- 7.247.376	41.195.762	5.239.289	43.203.849	- 4.928.881	43.514.257
- 7.247.376	43.617.919	5.239.289	45.626.006	- 4.928.881	45.936.413
- 7.247.376	46.161.184	5.239.289	48.169.271	- 4.928.881	48.479.678
- 7.247.376	48.831.612	5.239.289	50.839.699	- 4.928.881	51.150.106
- 7.247.376	51.635.561	5.239.289	53.643.648	- 4.928.881	53.954.056
Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:	R\$ 231.442.037	Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:	R\$ 241.482.474	Total da Receita para os próximos 5 anos da projeção:	R\$ 243.034.510
	95,2%		99,4%		100,0%

8.1 Ressalvas

Em face da proximidade entre os resultados, cumpre asseverar:

- as premissas adotadas, neste estudo, assim como em qualquer outro que envolva previsões meteorológicas e mercadológica, tem caráter probabilístico;
- no SEB, esta condição é bastante potencializada, em face do cabedal interminável de atos, de natureza regulatória;
- portanto, as conclusões que resultam destas simulações comparativas podem ser afetadas por ocorrências reais distintas das aqui inferidas.

- doutro lado, em aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte, atuações dos empreendedores podem se associar à reduções das incertezas estatísticas, senão vejamos;
- maiores investimentos em O&M, assim como na qualidade das instalações físicas das usinas, irão reduzir períodos de indisponibilidade forçada. Neste sentido podem ser arroladas providências como:
 - ✓ intensificar investimentos em manutenção preditiva e preventiva;
 - ✓ aumentar estoque de peças sobressalentes;
 - ✓ melhorar as condições de isolamento das instalações de transmissão;
 - ✓ elevar os níveis de redundância dos sistemas auxiliares e de proteção;
 - ✓ investir em formação e treinamento das equipes de O&M;
- esta tipologia de ações, passíveis de implementação, pelo agente gerador, sempre virão (quando viáveis economicamente) reforçar a decisão de permanecer fora do MRE, vez que aumento de confiabilidade estará sempre associado a aumento efetivo de geração, distanciando o nível individualizado de geração efetiva, daquele obtido pelo conjunto de integrantes do MRE;
- noutro sentido, restrições de disponibilidade hídrica, ocorrida na bacia hidrográfica da PCH em tela, eventos totalmente fora do raio de ação do empreendedor, podem alterar os resultados, demonstrando que a proteção do MRE seja a decisão mais racional.

Por fim, demonstra-se, assim como em qualquer área do empreendedorismo, que o conhecimento do negócio, e a permanente atualização são sempre a melhor política, com o fito de permitir que as decisões tomadas sejam as mais eficazes.

9 BIBLIOGRAFIA

- [1] BRANDÃO, L. G. L. **Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benéfico**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia elétrica, Brasília, 2009. Publicação PPGENE.DM – 404/09.
- [2] FAGUNDES, M. A. S. Evolução da regulação nos contratos de energia elétrica. **Revista do Direito da Energia**, nº 10; dez. 2010.
- [3] LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro. Elsevier Editora Ltda., 2º Edição. 2007.
- [4] LOSEKANN, L.D. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência**. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Histórico da operação**. Geração de energia. 2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx. Acesso em: 23 fev. 2015.
- [6] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **O que é o SIN** – sistema interligado nacional 2016. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx . Acesso em: 28 jan. 2016.
- [7] TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia. EPE. Brasília. 1º Edição. 2011.
- [8] BRITO, M. C. THIMOTHEO DE. **Análise da Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Programa de Pós Graduação em Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2016. UFRJ/COPPE.
- [9] ANEEL, “**Resolução Normativa N° 684**, de 11 de dezembro de 2015, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- [10] MME, “**Portaria N° 387**, de 03 de outubro de 2017, Ministério de Minas e Energia - MME.
- [11] DARWICHE, JAMIL TALITA. **Déficit Da Geração Hídrica E A Repactuação Do Risco Hidrológico No Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Sob A Perspectiva Da Teoria Dos Grupos De Interesse**. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo – Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2016. Universidade de São Paulo.

[12] EPE, "**Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**", de 2017, Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE.

[13] EPE, "**Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**", de 2019, Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE.
