



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GCR/29
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

A FALTA DE ISONOMIA NA GESTÃO DO MRE CONSIDERANDO OS GERADORES DESPACHADOS CENTRALIZADAMENTE E OS NÃO-DESPACHADOS CENTRALIZADAMENTE

NASCIMENTO, J.G.A. (*)
Minas PCH S.A.

ABREU, T.M.
Brasil PCH S.A. / UNIFEI

COPANO, D.A.B.

RESUMO

O objetivo do presente artigo é realizar uma análise das diferenças de tratamento dado à diferentes agentes de geração que fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O trabalho busca quantificar esta assimetria mostrando que as alegações normalmente feitas as centrais não-despachadas centralizadamente também se aplicam a um grupo de centrais que são despachadas centralizadamente e que o processo de revisão de garantia física, realizado hoje a cada seis meses, tem introduzido insegurança e impactado de forma injusta estas centrais de geração.

PALAVRAS-CHAVE

PCH, garantia física, regulação da geração, Portaria MME 463/2009

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico nacional ainda é majoritariamente hídrico, apesar de no ano de 2014, quase 30% da energia ter sido gerada por fontes não-hidrelétricas. Contudo, considerando as múltiplas centrais na mesma bacia, a operação otimizada dos reservatórios e o despacho nas interconexões existiu a necessidade de constituir um operador independente – Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS – e de que, tendo em vista a complementariedade das bacias hidrográficas, que o sistema fosse cooperativo.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE foi estabelecido dentro deste princípio cooperativo, onde cada um dos empreendimentos hidrelétricos, tendo uma garantia física definida, utiliza-se do MRE quando gera abaixo da mesma e contribui para o MRE quando gera acima da garantia. O MRE além de buscar esta visão cooperativa, juntamente com a definição de garantia física, permite o aumento da previsibilidade dos fluxos financeiros, aumentando a financiabilidade dos novos projetos hidrelétricos.

Atualmente, a Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009, vem promovendo revisões nas garantias físicas sem considerar os riscos hidrológicos e em prazos inferiores ao prazo das revisões ordinárias que seriam de cinco anos. A análise do procedimento e do arcabouço legal e regulatório, mostra que não apenas está existindo uma falta de isonomia, mas sobretudo, existem desequilíbrios conjunturais nas usinas despachadas centralizadamente no MRE, seja em benefício das que geram menos (cuja a produção está, em muitos casos, aquém do seu compromisso), seja prejudicando as que geram mais.

(*) SCN, Qd1, Bloco C, – Salas 1001/1002 - CEP 70.711-902- Brasília - DF, – Brasil
Tel: (+55 61) 3045-6290 – Fax: (+55 61) 3045-6290 – Email: jgan@terra.com.br

2.0 - ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS DO MECANISMO DE MITIGAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

O MRE foi criado e evoluiu durante o tempo, às vezes se aperfeiçoando, e às vezes tentando corrigir desvios ocorridos na sua aplicação. Como poderá ser observado na sequência, nem sempre as evoluções resultaram em resultados justos e isonômicos para os agentes que participam do MRE. Mais importante que isto, a lógica regulatória que levou as alterações ou aperfeiçoamento não foi reproduzida para corrigir problemas igualmente sérios. Com isto, criou-se uma diferenciação entre agentes participantes do mecanismo.

2.1 A Gênese do MRE – O RE-SEB

O projeto de Reestruturação do Setor Elétrico – RE-SEB, desenvolvido pelo Governo Federal, tinha como objetivos: (i) garantir a retomada dos investimentos necessários à infraestrutura do setor (geração, transmissão e distribuição), permitindo o crescimento econômico do país, neste período diversos empreendimentos estavam paralisados; (ii) criar as condições para a atração do capital privado; (iii) introduzir a competição e a busca pela eficiência operacional e administrativa nas empresas; e (iv) criar a estrutura organizacional com governança estável, que fosse responsável pela regulação do setor, a operação otimizada do sistema elétrico e a operação do ambiente comercial dos agentes.

No relatório VII do RE-SEB (MME[1]), na recomendação (25), fica claro que deveria ser criado o MRE multilateral, o qual seria introduzido para administrar o risco com que se defrontam os geradores hidrelétricos. Já se previa naquela época que o tratamento da exposição dos geradores ao risco hidrológico seria crucial para a viabilidade financeira do setor e seria um fator-chave na privatização e atração de novos participantes. Simulações que foram realizadas pela Eletrobrás em relação a ativos existentes, naquela época, já indicam que, sob as atuais condições, isto é, sem um mecanismo de mitigação do risco hidrológico, o impacto da exposição ao preço do mercado de curto prazo sobre qualquer gerador específico em decorrência de condições hidrológicas severas seria suficiente para levá-lo à falência. Como pode ser comprovado hoje em dia, mesmo com o MRE, os impactos sobre os geradores hidrelétricos no ano de 2014, giraram na ordem de R\$ 26 bilhões.

Portanto, a questão de mitigação do risco hidrológico foi colocada nos documentos como fator chave para atração dos investimentos, para a qual, então, recomendou-se a criação do MRE, com os mecanismos de ajuste e liquidação internos ao conjunto de centrais hidrelétricas associadas ao mecanismo.

2.2 A Base Legal do MRE

Em 27 de maio de 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, onde na alínea (b) do parágrafo primeiro, do artigo 14, definia que a regulamentação do mercado atacadista de energia e do operador independente do sistema deveria contemplar obrigatoriamente a definição de um mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico. Nesta mesma Lei, que foi derivada da MP 1.531/1998, pode-se observar, especialmente pelo relatório do projeto de conversão que o mesmo mecanismo foi estendido às PCHs, com uma modificação no art. 26 da Lei nº 9.427, que criou a ANEEL, onde ficou assegurado às PCHs que funcionarem interligadas ao sistema elétrico, a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, devendo também submeter-se ao rateio do ônus, quando ocorrer. Portanto, o direito ao mecanismo de mitigação de risco hidrológico, para as PCHs, nasceu junto com a criação do próprio MRE.

Contudo, após a promulgação da Lei nº 9.648, passaram a surgir discussões – que simplesmente não fariam sentido caso se observasse a justificativa no projeto de conversão da MP 1.531/1998 – que a aplicação do MRE não estava clara e que o texto da lei valava em interligação e não em integração energética.

Em 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.438, alterou novamente o mesmo parágrafo da Lei nº 9.427, e definiu que ficou assegurado às PCHs que funcionarem interligadas e ou integradas ao sistema elétrico, a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente em sistemática ou mecanismos de realocação de energia entre usinas, destinado a mitigação dos riscos hidrológicos, devendo também submeter-se ao rateio do ônus, quando ocorrer.

Desta forma, apesar da regulamentação destinada a utilização pelos empreendimentos não-despachados centralizadamente – importante ressaltar que com a evolução legal, este mecanismo passou a ser aplicado à todos os empreendimentos hidrelétricos não-despachados centralizadamente, tendo estes características de PCH ou não – começar a ser aplicada a partir de 2002, fica claro, conforme mostrado acima, que estes empreendimentos detêm este direito desde a criação do MRE.

2.3 A Regulamentação do MRE

Basicamente a regulamentação do MRE deu-se com a emissão em 2 de julho de 1998, do Decreto nº 2.655, o qual no sua “Seção II – Do Mecanismo de Realocação de Energia”, estabelece as regras gerais de funcionamento, onde fixa-se para as usinas uma “energia assegurada”, que, ao mesmo tempo, constitui-se em uma parcela da energia assegurada do sistema MRE, ou seja, a cota-parte de cada instalação de geração em uma espécie de condomínio energético. A partir deste momento, a energia assegurada atribuída a um determinado gerador passa a constituir o limite físico para contratação, ou seja, passa a determinar o lastro de comercialização de energia de cada instalação hidrelétrica.

O Decreto nº 2.655, na sua publicação original, no art. 20, definiu que o MRE seria um mecanismo de mitigação hidrológica, cuja a participação estaria assegurada apenas as centrais despachadas centralizadamente. Contudo, com a promulgação do Decreto nº 3.653, em 7 de dezembro de 2000, o art. 20 foi alterado retirando-se a particularização da aplicação apenas para as centrais despachadas centralizadamente, o que fez com que a regulamentação existente pudesse ser aplicada para todo o universo das centrais hidrelétricas.

O art. 24 do Decreto nº 2.655 define claramente os limites de aplicação do MRE, quando estabelece que os riscos de indisponibilidades das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE. Ou, lendo de outra forma, todos os riscos de natureza hidrológica devem ser cobertos pelo MRE, sem exceção.

O Decreto nº 2.655, define também as regras gerais para revisão da energia assegurada, estabelecendo que a energia assegurada deverá ser revista a cada 5 anos, ou na ocorrência de fatos relevantes. Além disto, determina que as revisões não poderão implicar em reduções superiores a:

- a. 5% em relação ao montante original a cada revisão;
- b. 10% em relação ao montante original, considerando a soma de todas as revisões.

Desta forma, existe um regime jurídico absolutamente diferenciado que separa as duas hipóteses de revisão de energia assegurada, isto é, uma revisão ordinária para todo o sistema MRE, realizada periodicamente, a cada cinco anos, e por outro lado, uma revisão extraordinária e específica para cada usina integrante do MRE, realizada a qualquer tempo, desde que diante de fatos relevantes e igualmente extraordinários.

Estas regras de revisão previstas no Decreto nº 2.655 foram concebidas para atrair investimentos na expansão da geração hidrelétrica, garantindo um horizonte mínimo para realização de revisões, bem como, definindo um limite de impacto das revisões.

A alteração feita no ano 2000, além de devolver a isonomia, já garantida por lei, teve como motivação o fato de que várias usinas não-despachadas centralizadamente tiveram seus montantes incluídos nos Contratos Iniciais. Contudo, o cálculo destes lastros de energia não seguiu metodologia aprovada. Desta forma, em 3 de maio de 2001, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, emitiu a Resolução nº 169, na qual estabeleceu os critérios para utilização do MRE para centrais não-despachadas centralizadamente. Nesta Resolução foi mantida a coerência com a previsão do Decreto nº 2.655, fazendo-se a revisão da energia assegurada baseada nas indisponibilidades, criando as seguintes condições:

- a. a central hidroelétrica que aderir ao MRE terá que manter registros referentes a afluência, a energia gerada e aos desligamentos, visando o acompanhamento da indisponibilidade realizada;
- b. o sistema de medição de vazão deverá cumprir as condições estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 396, de 4 de dezembro de 1998, e o de medição de energia prover registros de hora em hora.

Em 30 de julho de 2004, foi emitido o Decreto nº 5.163, no parágrafo segundo do art. 2 transferiu para o Ministério de Minas e Energia - MME a competência para o cálculo da garantia física das centrais hidroelétricas – numericamente igual a energia assegurada – o qual regulamentou a questão para as centrais não-despachadas centralizadamente por meio da Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009. A Portaria MME nº 463, abandona a apuração de indisponibilidade para a revisão da garantia física, e passa a fazer a verificação com base na energia efetivamente gerada, encaminhada à ANEEL pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A lógica regulatória que conduziu a alteração do mecanismo de revisão da garantia física – uma vez que a definição do valor inicial manteve-se, com pequenos ajustes, idêntico ao que era realizado na Resolução ANEEL nº 169 – foi a da simplificação do processo de auditoria dos valores e da automatização. A simplificação de procedimentos é sempre desejável, desde que com isso não sejam afetados direitos e legítimas expectativas dos agentes regulados. A aplicação da metodologia, já foi demonstrada, pode levar a falsos positivos, com a penalização de empreendimentos que respeitaram todos os parâmetros de definição da garantia física (NASCIMENTO; ABREU; COPANO; SEIJO NETO, 2013 [2]). Além das questões metodológicas onde, o risco hidrológico, passa a compor o conjunto de fatores que pode provocar a revisão da garantia física a Portaria MME nº 463 inova promovendo revisões ordinárias a cada seis meses, totalmente fora do previsto no Decreto nº 2.655.

3.0 - A FALTA DE ISONOMIA ENTRE OS PARTICIPANTES DO MECANISMO

O condomínio do MRE é formado por todas as centrais hidrelétricas despachadas centralizadamente – estas têm participação mandatória – e das centrais hidrelétricas não-despachadas centralizadamente – que no caso destas últimas podem optar ou não pela participação MRE – isto representa um conjunto de cerca de 460 centrais hidrelétricas, sendo 72% deste número de centrais não-despachadas centralizadamente e 28% de centrais despachadas centralizadamente.

Apenas para tentar caracterizar as centrais não-despachadas centralizadamente, utilizando-se a base de dados divulgada pela CCEE, tem-se a distribuição de potência mostrada na Tabela 1. Apenas para exemplificar 30% das centrais tem potência inferior a 4 MW.

Tabela 1 – Tamanho dos Centrais Não-Despachadas Centralizadamente que participam do MRE

Potência do Aproveitamento (MW)	Participação no Conjunto(%)
Pot < 10 MW	50%
10 MW < Pot < 20 MW	30%
Pot > 20 MW	20%

Esta quantidade de empreendimentos e a participação relevante de centrais com potências muito pequenas justifica a dificuldade de se calcular a garantia física do mesmo modo das centrais despachadas centralizadamente. Isto está claro na Nota Técnica nº 39/2009-SRG/ANEEL e na Nota Técnica s/nº /2001-SRG/ANEEL, que demonstram a extrema dificuldade em se utilizar a cadeia de modelos NEWAVE-MSUI para o cálculo da energia assegurada em centrais não-despachadas centralizadamente. Portanto, a metodologia de cálculo da energia assegurada é feita de forma diferente no caso das usinas despachadas e não-despachadas.

A definição de metodologias e procedimentos diferentes para agentes na mesma atividade do setor elétrico não é uma exceção da geração hidrelétrica, ela acontece com alguma frequência, devido a especificidades e questões operacionais. Apenas para citar um exemplo, no caso de reajustes tarifários anuais:

- a) a Resolução Normativa nº 604/2014, aprovou o Módulo 3 do PRORET e estabelece os critérios e metodologia para as Concessionárias de Distribuição;
- b) a Resolução Normativa nº 621/2014, aprovou o Submódulo 8.2 do PRORET e estabelece os critérios e metodologia para as Permissionárias de Distribuição

Portanto, ter uma metodologia e critério para fixação da energia assegurada para empreendimentos despachados centralizadamente (na sua maioria concessionários de uso do bem público) e outra para os não-despachados centralizadamente (na sua maioria autorizados de geração), não é um problema. Contudo, após a definição da garantia física todos os agentes devem estar sujeitos as mesmas regras, sob penas de criar uma falta de isonomia.

3.1 O Critério de Revisão da Garantia Física nas Centrais Não-Despachadas Centralizadamente

A Portaria MME nº 463, definiu um critério onde o objetivo é fornecer incentivo ao agentes de geração para que a geração efetiva fique próxima a garantia física definida, em um intervalo entre 90% e 110%, caso contrário a garantia física deve ser reduzida ou elevada. Além desta premissa, a Portaria busca avaliar esta questão a cada 6 meses.

Nas diversas avaliações feitas pela ANEEL e MME sobre o conjunto destes empreendimentos uma colocação feita é que a entrada de novos empreendimentos não tem mudado o perfil da geração. Neste caso, é necessário deixar alguns conceitos claros, o que tem sido avaliado nas diversas notas técnicas é quando o empreendimento passou a ser considerado na CCEE, contudo existem algumas situações que podemos listar: (i) existe um número razoável de centrais que já existiam e estavam dentro das distribuidoras, e passaram a ser explicitadas, com a necessidade de desverticalização; (ii) existem centrais que estavam fornecendo, em alguns casos, dentro das instalações de consumidores e se cadastraram como geração para poder aderir ao MRE.

Por outro lado existe um número considerável de empreendimentos que entraram em operação recentemente, e por conta do cenário hidrológico atual, efetivamente estão gerando abaixo da sua garantia física. Para avaliar a idade das instalações, utilizou-se a base da CCEE e, com base nas informações de atos da ANEEL e, em alguns casos, do DNAEE, definiu-se a data de entrada em operação da central. A Figura 1, mostra o cenário das centrais não-despachadas centralizadamente, com relação a idade das instalações.

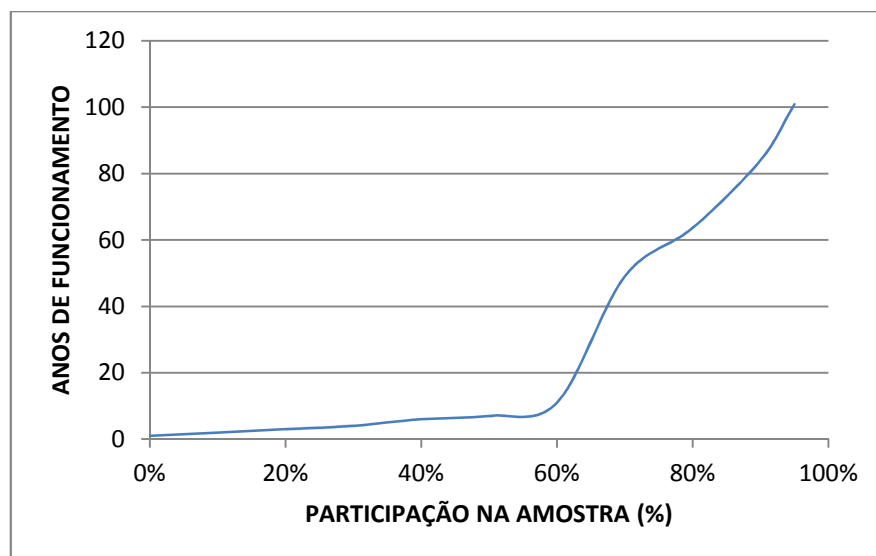


Figura 1 – Idade das Centrais Não-Despachadas Centralizadamente que Participam do MRE

Como pode ser observado na Figura 1, mais de 40% dos empreendimentos têm idade superior a 30 anos, tendo a sua garantia física determinada sem projeto recente, apenas com a declaração do agente proprietário, em muitos casos, com os valores que haviam sido considerados para efeito dos contratos iniciais. Por outro lado, cerca de 50% dos empreendimentos têm idade menor que 10 anos, com 33% com menos de 5 anos de operação. Neste caso, o cenário hidrológico diverso é crítico para a verificação em questão. Apenas como exemplo, se pegarmos a bacia do Rio Doce nos últimos 2 anos, a afluência foi cerca de 70% da média histórica, mesmo que nos outros 3 anos anteriores a afluência tenha sido igual a afluência média – fato que não é verdade – a geração dos 5 anos seria menor que o limite inferior da Portaria MME nº 463. Portanto, para as centrais que entraram em operação recentemente à crise hídrica impacta de forma relevante a questão de revisão.

Esta situação atual do parque hidrelétrico, onde em 2014 todos os meses tiveram GSF (da expressão em inglês Generation Scaling Factor) – que é o percentual de energia que todos os participantes do MRE geraram em relação ao total da sua garantia física – menor que 100%, tendo a sua média anual em 90% vai provocar nos empreendimentos não-despachados centralizadamente um duplo ônus, pois, a geração baixa cobrou um preço determinado pelo produto do GSF pela Preço de Liquidação das Diferenças - PLD – com uma conta sendo liquidada no presente – e o efeito da baixa geração, por motivos única e exclusivamente hidrológicos, impactará a garantia física no futuro, cobrando outra conta.

3.2 Comportamento das Centrais Despachadas Centralizadamente Tendo como Base a Portaria MME nº 463

Uma vez que o condomínio do MRE contempla todas as centrais hidrelétricas, conforme já descrito anteriormente, retirar um grupo específico e comparar com o restante não apresenta validade metodológica, a menos que isto tivesse sendo feito por meio de uma análise multivariada com a definição de clusters (*clusters analyses*). Simplesmente comparar as centrais despachadas com as não-despachadas produz uma distorção, principalmente pelo grande papel de doadora para o MRE da UHE Itaipu Binacional. A Tabela 2 mostra uma pequena análise na base de dados das centrais despachadas centralizadamente, usando como base os critérios aplicados nas centrais não-despachadas centralizadamente.

Tabela 2 – Avaliação das Centrais Despachadas Centralizadamente com Relação ao Atendimento da Garantia Física

	Quant.	Pot. (MW)	GF (MWm)	EG (MWm)	EG/GF (%)	EG-GF
2004/2013	51	24.665	13.638	11.988	87,90	- 1.650
2004/2013 ⁽¹⁾	30	14.629	8.282	7.267	87,74	- 1.015
2009/2013	48	13.604	13.604	11.330	83,28	- 2.274

⁽¹⁾ Retirando da relação as centrais com reservatórios de regularização

Como pode ser observado, cerca de 40% das centrais despachadas centralizadamente têm a geração no período verificado inferior ao que seria o limite da Portaria MME nº 463. Se estivessem na mesma regra, teriam a garantia física rebaixada. Ressalte-se que não foi utilizado o ano de 2014 – pois no momento do estudo optou-se por usar os anos que estava fechados – considerando que este ano foi mais crítico, a consequência seria a elevação do número de empreendimentos rebaixados nesta análise.

3.3 Distorções no MRE Causadas por Centrais Despachadas Centralizadamente

As diversas ações no sentido de tentar convergir a energia gerada para a garantia física nas usinas não despachadas centralizadamente tem como justificativa o fato deste conjunto de centrais estarem se beneficiando das outras centrais por estarem gerando menos. Como mostrado anteriormente, uma parte relevante desta geração inferior deve-se a questões hidrológicas. Contudo, existe outro grupo de centrais que têm provocado impacto no MRE de dimensões muito mais elevadas.

As usinas estruturantes (Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) tiveram, a fim de tornar sua implantação mais competitiva, e produzir uma tarifa baixa no leilão, uma definição de garantia física por unidade diferenciada. Utilizando-se o conceito de unidade de base e de garantia física incremental, estas centrais receberam sua garantia física integral com um pouco mais de 50% das unidades implantadas. Isto seria menos crítico se 100% das unidades fossem implantadas dentro do mesmo ciclo hidrológico, o que conteria o impacto do benefício. Porém, o que está se observando é que isto não ocorrerá. A Figura 2 mostra a relação entre a geração e a garantia física para o complexo do Rio Madeira sem levar em consideração eventuais recontabilizações. Verifica-se que durante todo ano a garantia física ficou distante da geração efetiva.

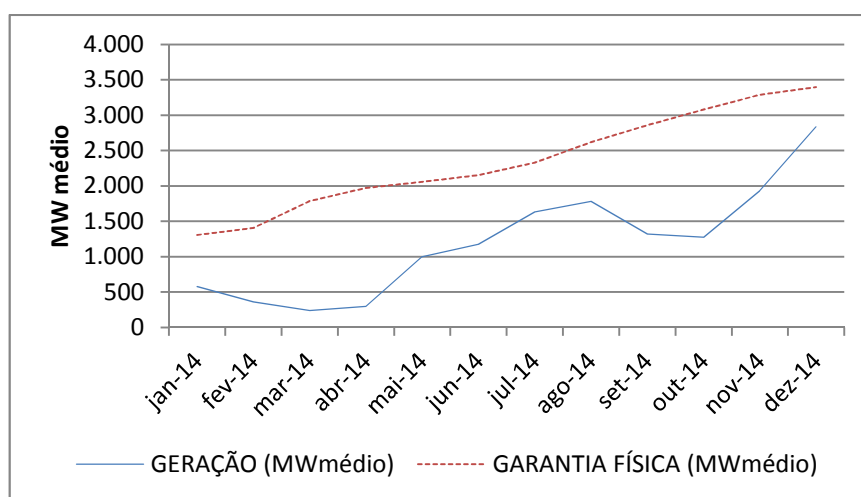


Figura 2 – Comparação entre Garantia Física e Geração Efetiva no Complexo do Rio Madeira – Ano 2014

Esta distorção impactou o MRE, somente no ano de 2014, com um déficit acumulado de 1.047 MWmédio, que multiplicado pelo valor do PLD em cada liquidação, produziu uma despesa de R\$ 6,5 Bilhões (isto é cerca de 25% do déficit total do MRE). Este mesmo efeito deverá acontecer com a UHE Belo Monte, impactando o MRE de forma significativa.

Outra questão significativa, objeto de distorção, é a não realização da revisão ordinária nas centrais despachadas centralizadamente. Neste ponto, é importante explicitar a conclusão do Relatório, publicado pelo MME em dezembro de 2014, denominado “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs” (MME, [3]). No referido relatório, a conclusão é que com os dados e metodologias aplicadas, obteve-se uma redução da garantia físicas das usinas despachadas centralizadamente de 371 MWmédios, considerando o limite de redução de 5% para cada usina. Além disto, como o impacto da revisão ordinária das garantia físicas das UHEs, sob o ponto de vista sistêmico, é baixo, visto que o montante passível de revisão, quando comparado à carga crítica do SIN, é de apenas 0,5%, sugeriu-se a criação de um grupo de trabalho para melhor avaliar a questão. Observe-se que, conforme define o relatório, o valor em questão, embora baixo, este mesmo valor é 68% superior ao valor limite se 100% das usinas não-despachadas centralizadamente sofressem redução. Fica claro aqui que existem dois pesos e duas medidas, para as despachadas centralizadamente o valor é pequeno e a revisão ordinária, a ser feita a cada 5 anos – a qual já havia sido adiada por 5 anos – pode ser adiada mais uma vez. Contudo, para as centrais não-despachadas centralizadamente, as revisões devem ser a cada seis meses, pois estas centrais estão usufruindo do MRE e devem ser ajustadas.

4.0 - CONCLUSÕES

Considerando a Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 22 de outubro de 2013 – que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e a definição de potência instalada e líquida do empreendimento de geração de energia elétrica – os principais parâmetros podem ser determinados por meio de medições precisas: (i) queda líquida; (ii) perdas hidráulicas; (iii) rendimento do conjunto turbina e gerador; (iv) perdas elétricas; (v) potência instalada; e (vi) potência líquida. Com estes parâmetros aferidos, a única questão definidora da garantia física que fica fora seriam a indisponibilidade forçada e a indisponibilidade programada.

Com relação as indisponibilidades, pode-se fazer uma inspeção cominando os dados do Sistema de Medição e Faturamento – SMF da CCEE, com os dados obtidos pela aplicação da Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 03, de 10 de agosto de 2010, de forma a aferir se o recurso hídrico afluyente está sendo transformado em energia gerada, e, em caso contrário, quais os valores de indisponibilidade obtidos. Com isto, o conceito de avaliação de indisponibilidade – aplicado nas centrais despachadas centralizadamente – passaria a ser aplicado de forma isonômica em todas as centrais participantes do MRE.

Dos argumentos colocados anteriormente pode-se concluir que existe um claro preconceito contra as centrais não-despachadas centralizadamente. Pois, além da falta de isonomia com os outros agentes de geração do MRE, com a criação de uma espécie de participante de “segunda classe” no MRE, apesar destes arcarem com os ônus do mecanismo (como o pagamento do GSF), os critérios de revisão são claramente destoantes entre as centrais. Deve-se deixar claro, inclusive, que a forma de apuração para revisão da garantia física, com a energia efetivamente gerada, incorpora o risco hidrológico na avaliação, o que é claramente ilegal, como pode ser observado na análise do arcabouço legal e regulatório.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatório Consolidado da Etapa VII – Volume II – Relatório Principal. Brasília, DF: MME, Dezembro, 1997.
- (2) NASCIMENTO, J.G.A.; ABREU, T.M.; COPANO, D.A.B.; SEIJO NETO, W.N; *Análise da Aplicação da Metodologia de Revisão para Garantia Física Estabelecida na Portaria MME nº 463/2009 e suas Consequências*; in Anais do XXII SNTPEE; Brasília, 2013.
- (3) BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs. Brasília, DF: MME, Dezembro, 2014 .

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- (1) JOSÉ GUILHERME ANTLOGA DO NASCIMENTO é engenheiro eletricista e obteve o título de Mestre em Ciência em Engenharia da Energia pela Universidade Federal de Itajubá no ano de 1999. Tem um MBA pela Fundação Dom Cabral em 1999, em instrumentos financeiros para mitigação de risco. Atualmente é Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócio da Minas PCH S.A..
- (2) THIAGO MODESTO DE ABREU é engenheiro hídrico, pós graduado em Regulação e Negócios no Setor de Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas e cursando mestrado em Engenharia da Energia pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Atualmente é Gerente de Regulação na Brasil PCH S.A
- (3) DIEGO ALFONSO BITTNER COPANO é engenheiro eletricista pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná.