



**Stefani Miranda Lima**

**A JUDICIALIZAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA  
ELÉTRICA BRASILEIRO: Como o Poder Judiciário  
aloca o risco hidrológico?**

**Monografia apresentada à  
Escola de Formação da  
Sociedade Brasileira de  
Direito Público – SBDP, sob  
orientação de André  
Curiati.**

**SÃO PAULO  
2021**

**Resumo:** A presente monografia teve por escopo estudar como o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico. Para tanto, descrevi o quadro jurídico do setor elétrico, esclarecendo suas principais instituições e mecanismos de funcionamento. Após isso, descrevi a metodologia empregada para obter as decisões judiciais, bem como a justificativa do tema, a pergunta de pesquisa e as hipóteses levantadas. Em seguida, apresentei uma análise das decisões filtradas, bem como dos argumentos empregados pelo Tribunal para alocar ou não o risco hidrológico. A análise dos acórdãos foi dividida considerando o pedido requerido pelo agente do setor elétrico, de modo que cada fase de judicialização buscou responder a um pedido. Sendo assim, houve três fases de judicialização do GSF. Ao final, realizei um exercício crítico sobre todos os dados levantados, chegando à conclusão de que o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico alterando a quantidade de energia que um agente irá receber em decorrência de eventos relacionados ou não a fenômenos da natureza.

**Palavras-chave:** setor elétrico, regulação, risco hidrológico, Poder Judiciário.

## **Agradecimentos**

Apresentar esta monografia, faz-me ficar sem palavras diante de um Deus que em todo tempo caminhou ao meu lado e nos momentos de adversidade carregou-me nos braços. Assim, manifesto minha gratidão ao Senhor por ter cuidado de mim e dos que amo nos mínimos detalhes.

Agradeço à minha mãe, por ser simplesmente quem você é e por me ensinar todos os dias a ser uma mulher persistente, pois nós só podemos ensinar aquilo que sabemos e esses atributos a senhora os têm com maestria. Agradeço ao meu pai por ser meu melhor amigo.

Dedico agradecimentos às minhas irmãs, Renata e Bianca, pois vocês fazem os meus dias mais alegres sempre com diversões e brincadeiras. Ter amigas é muito bom, mas melhor ainda é ter irmãs amigas.

Quero agradecer ao meu orientador, André Peron Pereira Curiati, por toda atenção, correção, cuidado e dedicação nessa orientação. Eu certamente posso dizer que foi a melhor orientação que já tive e sou imensamente grata por isso. Agradeço a minha tutora, Taís Araújo, pela amizade e auxílio fornecido ao longo de toda elaboração dessa monografia. A contribuição de vocês foi singular para a realização deste trabalho.

Sou profundamente grata ao Instituto Mattos Filho pela concessão da bolsa e à Coordenação da Escola de Formação por proporcionarem esse ambiente de debate e reflexão, sem dúvida foi a melhor experiência acadêmica da minha graduação.

Agradeço, por fim, aos amigos e amigas da EF que tive a felicidade de conhecer e compartilhar diálogos e reflexões que resultaram em muitos aprendizados.

## **Lista de abreviaturas**

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GSF – Generation Scaling Factor

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

SIN – Sistema Interligado Nacional

STF – Supremo Tribunal Federal

STJ – Superior Tribunal de Justiça

TRF – Tribunal Regional Federal

UHE – Usina Hidrelétrica

## SUMÁRIO

<b>Introdução</b> .....	7
<b>PARTE I – Breves Notas sobre o Setor Elétrico</b> .....	9
1. Os quatro segmentos do setor de energia elétrica .....	9
2. Ambientes de Comercialização de Energia .....	11
3. Garantia Física .....	13
4. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE .....	14
5. Mercado de Curto Prazo – MCP .....	18
<b>PARTE II – METODOLOGIA</b> .....	21
1. Justificativa do Tema de Pesquisa .....	21
2. Jurisdição Constitucional .....	22
3. Objetivo, Pergunta e Hipótese de Pesquisa .....	23
4. Método de Pesquisa .....	25
<b>PARTE III – ANÁLISE QUALITATIVA</b> .....	36
1. Primeira Fase de Judicialização .....	36
1.1 Fator de Indisponibilidade .....	37
1.2 Limitação da aplicação do risco hidrológico .....	43
1.3 Consequências das decisões judiciais .....	46
2. Segunda Fase de Judicialização .....	48
2.1 Argumentos do Tribunal .....	55
2.2 Consequências das decisões judiciais .....	58
3. Fase de Judicialização .....	59
3.1 Compartilhamento da inadimplência no MCP – ou <i>loss sharing</i> .....	65
3.2 Indevido repasse dos ônus ao agente do MCP .....	69
3.3 Risco extraordinário dos agentes no MCP .....	71

3.4 Consequências das decisões judiciais .....	71
<b>Conclusão</b> – A alocação do risco hidrológico pelo Poder Judiciário: consequências práticas .....	73
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	79

## Introdução

Os anos de 2014 e 2015 foram marcados por uma severa crise hídrica, a qual se justificou, principalmente, pelas temperaturas máximas extremas, chuvas muito inferiores à média histórica, maior consumo de energia, bem como as baixas vazão dos rios que alimentam os reservatórios dos sistemas de abastecimento e das usinas hidrelétricas das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

A título de exemplo, a média histórica registrada entre os anos de 1983 e 2014 de precipitação sobre a região do Cantareira durante janeiro foi de 268 mm<sup>3</sup>, sendo que durante janeiro de 2014 foi de apenas 87,9 mm<sup>3</sup>, ou seja 67% abaixo da média histórica<sup>1</sup>.

Em decorrência desse contexto de seca, o setor elétrico foi um dos principais afetados, visto que na época ele era composto majoritariamente por usinas hidrelétricas em que a principal fonte de produção é a água. De um modo geral as hidrelétricas estavam produzindo menos energia, pois era preciso poupar a água para o consumo prioritário da população.

Todavia, sendo a energia elétrica integrante de um importante setor econômico no Brasil, produzir menos energia representa perda de lucro para os agentes privados que o integram, sendo esse, portanto, o pivô para o surgimento de sucessivas judicializações sobre o risco hidrológico as quais ficaram conhecidas como GSF, conforme será justificado oportunamente.

A questão que se coloca nesse contexto é se a seca foi o único motivo que justificou tal judicialização? Ao longo dessa pesquisa foi possível constatar que a seca não foi o único motivo, haja vista que a especificidade do setor elétrico somada com a incompreensão do funcionamento desse setor por parte do Tribunal se tornou uma estratégia para obtenção de ganhos econômicos por parte dos agentes privados do setor.

---

<sup>1</sup> Marengo, José A; Nobre, Carlos Afonso; Seluchi, Marcelo Enrique; Cuartas, Adriana; Alves, Lincoln Muniz; Mendiando, Eduardo Mario; Obregón, Guillermo; Sampaio, Gilvan. Crise hídrica. Revista USP. São Paulo, n. 106, p. 31-44, julho/agosto/setembro de 2015. Disponível em: n. 106 (2015): Crise Hídrica | Revista USP.

Nesses termos, a *pergunta de pesquisa* que pretendo responder é a seguinte: **Como o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico?** Para tanto, na **Parte I** apresentei o quadro jurídico do setor elétrico, esclarecendo suas principais instituições e mecanismos de funcionamento.

Na **Parte II** abordei a metodologia que foi seguida no presente trabalho, o que inclui explicação mais detida da justificativa do tema, da pergunta de pesquisa, hipóteses e método empregado para obter as decisões judiciais. Nesse momento o leitor terá a oportunidade de compreender melhor o objeto do presente trabalho.

Já na **Parte III** analisei as decisões filtradas, bem como os argumentos empregados pelo Tribunal para alocar ou não o risco hidrológico. A análise dos acórdãos foi dividida considerando o pedido requerido pelo agente do setor elétrico, de modo que cada fase de judicialização buscou responder a um pedido. Sendo assim, observei que houve três fases de judicialização do GSF.

Por fim, na conclusão, realizei um exercício crítico sobre todos os dados levantados na pesquisa, especialmente sobre a forma como o Poder Judiciário atuou nas ações relativas ao *Generation Scaling Factor – GSF*.



## Parte I – Breves Notas sobre o Setor Elétrico

Este tópico pretende apresentar, de modo sucinto, os principais conceitos teóricos referentes ao setor de energia elétrica nacional necessários à compreensão dos pedidos, argumentos e decisões judiciais que serão descritos na **Parte III** desta pesquisa.

São eles: **(i)** os quatro segmentos do setor de energia elétrica; **(ii)** os ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR); **(iii)** garantia física; **(iv)** o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); e **(v)** o Mercado de Curto Prazo (MCP).

Dada a tecnicidade do tema, sempre que necessário esses conceitos serão retomados no decorrer de toda esta pesquisa.

### 1. Os quatro segmentos do setor de energia elétrica

O setor de energia elétrica brasileira é *segmentado*. Isso significa que, da produção de energia até a sua utilização pelo destinatário final, existem relevantes passos a serem observados.

Inicialmente, a energia é **produzida**. A depender da fonte (hidráulica, solar, termoelétrica, biomassa) e da capacidade de geração (vale dizer, o quanto a geradora possui aptidão de produzir energia), a outorga ocorrerá mediante concessão, autorização ou por meio de mera comunicação.

Para o que interessa a esta pesquisa, é necessário destacar que as hidrelétricas cuja capacidade de produção de energia supere 50.000 MW estão sujeitas ao regime de concessão de serviço público e a celebração dos

respectivos contratos de concessão deve ser precedida de licitação pública (leilão).<sup>2</sup>

Uma vez produzida, a energia será **transmitida**, das subestações geradoras até as **unidades compradoras**. Atualmente, a transmissão de energia é realizada por meio de um grande sistema de linhas de transmissão denominado Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SIN é uma infraestrutura que interliga as geradoras de energia com as transmissoras de energia. Por estar presente em quase todo o país,<sup>3</sup> ele possui a vantagem de possibilitar uma alocação de custos mais eficiente, oportunizando o acionamento priorizado de geradoras hidrelétricas em períodos chuvosos, de termoelétricas em épocas de escassez hídrica, de fontes de produção mais baratas – como hidrelétricas – quando for dispensável fazer o uso das mais caras etc.<sup>4</sup>

A operação desse sistema, por sua vez, é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que, por meio dos chamados *despachos centralizados*,<sup>5</sup> determina, a cada instante, quais são as geradoras que devem produzir energia e quais linhas de transmissão serão utilizadas.

Isso significa que as geradoras de energia elétrica não têm a discricionariedade de decidir quando e quanto de energia querem produzir. Na verdade, o ONS decide a quantidade de energia que cada usina vai produzir e o tempo que vai durar essa produção, podendo ser de três meses ou um ano, por exemplo.

---

<sup>2</sup> Art. 5º da Lei nº 9.074 de 1995. São objeto de concessão, mediante licitação:

I – o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a execução de serviço público. (...).

<sup>3</sup> ONS – O Sistema Interligado Nacional. Disponível em: O que é o SIN (ons.org.br). Acesso em: 19/11/2021.

<sup>4</sup> ARAGÃO, Cid Arruda. CONTROLE JUDICIAL SOBRE A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: uma análise crítica a partir do estudo do caso do GSF. Centro Universitário de Brasília – UniCEUB Instituto CEUB de Pesquisa e Desenvolvimento Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu Curso de Mestrado em Direito. Disponível em:

[https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://repositorio.uniceub.br/jspui/bitstream/235/12431/1/61450033.pdf&ved=2ahUKewjimtq2kMTwAhWOF7kGHU2iApIQFjAVegQIHxAC&usg=AOvVaw0cII6LKurfv9J\\_7AliPml8](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://repositorio.uniceub.br/jspui/bitstream/235/12431/1/61450033.pdf&ved=2ahUKewjimtq2kMTwAhWOF7kGHU2iApIQFjAVegQIHxAC&usg=AOvVaw0cII6LKurfv9J_7AliPml8). Acesso em 10/11/2021. P. 33.

<sup>5</sup> Art. 13, parágrafo único da Lei Federal nº 9.648/98. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS: a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados.

Toda a energia produzida será **comercializada**, tendo por destinatários ou **distribuidoras** de energia elétrica, que, em regime de concessão de serviço público, distribuem a energia adquirida aos usuários finais, ou **outros agentes de comercialização**, que realizarão a aquisição de energia no mercado livre, conforme abaixo.

## 2. Ambientes de Comercialização de Energia

Nos termos do art. 1º, da Lei nº 10.848/2004, a comercialização de energia elétrica pode ocorrer em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), no qual vigem as regras de Direito Público, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sob o regime jurídico de Direito Privado.

O **ACR** é o segmento do mercado em que se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre geradoras de energia elétrica e distribuidoras em regime de concessão de serviço público<sup>6</sup>.

Para tanto, são realizados leilões de energia,<sup>7</sup> pelo menor preço,<sup>8</sup> seguindo os seguintes passos:

**1)** as distribuidoras de energia declaram os montantes suficientes para o atendimento da demanda de seus usuários finais<sup>9</sup> (consumidores);

**2)** o volume de energia demandado por cada distribuidora é somado, formando-se um único montante, denominado *pool* de energia;

**3)** a partir do lance de menor preço, será definido um preço médio de aquisição da energia elétrica, que não poderá superar valor máximo previamente definido pelo Ministério de Minas e Energia (MME);

---

<sup>6</sup> Cf. Art. 1º, §2º, I, do Decreto Lei nº 5.163/2004.

<sup>7</sup> art. 27, do Decreto nº 5.163/2004. Pode-se realizar leilões de *energia existente*, quando o empreendimento de geração responsável pela energia já foi construído e, assim, a energia possa ser entregue no mesmo ano ou no ano seguinte à contratação; e leilões de energia nova, em que o empreendimento ainda não foi construído e, a partir da celebração do contrato, a energia adquirida será entregue em três a cinco anos.

<sup>8</sup> Cid. 31.

<sup>9</sup> Cf. art. 18, caput, do Decreto nº 5.163/2004.

**4)** as distribuidoras pagarão à geradora o resultado da multiplicação entre o preço médio e o volume de energia que adquirirem.

Assim, o sistema assegura que todas as distribuidoras de energia elétrica consigam adquirir a energia necessária para atender seus consumidores, sob o mesmo preço. Não há, assim, tal como no ACL, competição, daí a razão de ser um ambiente regulado, sujeito a normas de direito público.

Ainda, como a energia a ser comercializada por essas distribuidoras será destinada ao consumidor cativo, ou seja, ao consumo no lar e nos pequenos comércios, não seria adequado permitir liberdade na negociação de preços entre geradoras e distribuidoras, visto que o consumidor poderia ser prejudicado, por meio de aumento nas tarifas, uma vez que a ele são repassados todos os custos incorridos pela distribuidora na compra de energia<sup>10</sup>.

Findo o leilão, a produtora de energia firmará, junto às distribuidoras, Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)<sup>11</sup>.

O **ACL**, por sua vez, é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados<sup>12</sup>.

Nele, diferentemente do que ocorre no ACR, não há um preço teto nem leilão. Assim, compradores e vendedores podem pactuar livremente o preço da energia, sem que haja qualquer ingerência maior dos órgãos reguladores.

Uma vez informado, pelos compradores, o montante de energia que necessitam para atender seus usuários ou sua carga,<sup>13</sup> os vendedores possuem liberdade para fixar o preço, o volume de energia e o prazo de entrega.

---

<sup>10</sup> Cf. art. 2º, §4º, da Lei nº 10.848/2004.

<sup>11</sup> Cf. art. 27, do Decreto nº 5.163/2004.

<sup>12</sup> Cf. art. 1º, §2º, II, do Decreto Lei nº 5.163/2004.

<sup>13</sup> Cf. art. 3º, §1º, da Lei nº 10.848/2004.

Participam desse mercado, como vendedores, especialmente as geradoras de energia elétrica, em relação ao montante que não foi vinculado ao ACR <sup>14</sup>, os autoprodutores<sup>15</sup>, os produtores independentes de energia<sup>16</sup> e demais comercializadores<sup>17</sup>. Por outro lado, todos os vendedores são compradores por excelência, merecendo destaque, também, os importadores, os exportadores e os chamados consumidores livres<sup>18</sup> e consumidores especiais <sup>19</sup>.

Negociadas as condições entre comprador e vendedor, é celebrado o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL).

Todos os contratos de comercialização de energia, seja no ACL, seja no ACR, deverão ser registrados junto à CCEE <sup>20</sup>.

### 3. Garantia Física

Conceito dos mais importantes para esta pesquisa, a **garantia física** representa, nos termos do art. 2º, §2º, do Decreto nº 5.163/2004, a quantidade máxima de energia elétrica produzida que um empreendimento de geração pode utilizar para comercialização, seja no ACR, seja no ACL.

---

<sup>14</sup> No caso da UHE Santo Antônio, por exemplo, que será retomada mais adiante, o Edital do Leilão nº 005/2007 estipulou que o percentual mínimo de energia a ser destinado ao ACR é de 70%, de modo que o restante pode ser comercializado no ACL.

<sup>15</sup> O autoprodutor, apesar de produzir energia para seu uso exclusivo, pode comercializar a energia excedente, nos termos do 28, II, do Decreto nº 2.003/96.

<sup>16</sup> Art. 11, da Lei nº 9.074/95. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

<sup>17</sup> Para ser considerado comercializador, o interessado deve solicitar à ANEEL a autorização, nos termos da Resolução ANEEL nº 678/2015.

<sup>18</sup> São considerados consumidores livres aqueles que consomem carga igual ou superior a 3.000 kW e podem comprar energia de quem desejarem (arts. 15 e 16, da Lei nº 9.074/1995).

<sup>19</sup> Consumidor especial é o consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Superada essa carga, ele poderá adquirir energia no ACL (art. 1º, §2º, X, do Decreto nº 5.163/2004).

<sup>20</sup> Nos termos da Lei Federal nº 10.848/2004, a CCEE é uma pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, constituída na forma de uma associação civil, conforme consta em seu estatuto social, que tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica nos ambientes de contratação. Ela é mantida pelos agentes que atuam no mercado de compra e venda de energia, ou seja, as empresas geradoras (concessionárias de serviço público, produtores independentes e autoprodutores), distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia elétrica, além dos consumidores livres.

Ela é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MMA), a partir da Portaria MMA nº 2258/2008, e consta do contrato de concessão de serviço público de geração ou, se o caso, do termo de autorização de geração.

Em geral, as geradoras de energia costumam comprometer toda a sua garantia física em contratos de comercialização, vale dizer, comprometem o "teto" permitido, em CCEAR ou CCEAL, a fim de obterem retornos financeiros otimizados.

Contudo, diversos fatores podem fazer com que, num determinado período, a garantia física de um dado empreendimento de geração não seja atingida e, assim, a geradora não consiga honrar integralmente com seus contratos de comercialização. O principal deles é o chamado **risco hidrológico**, a ser rateado no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), nos termos abaixo.

#### **4. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE**

O primeiro esclarecimento que se deve ter em mente é que a produção de energia hidrelétrica, foco desta pesquisa, funciona na forma de um clube: "o clube das hidrelétricas"<sup>21</sup>, que abrange todas as hidrelétricas que se sujeitam ao despacho do ONS, vale dizer, ao acionamento centralizado para a produção de energia.

Neste clube há a operação de várias hidrelétricas em cascata, visto que a água é compartilhada entre todas elas. Ocorre que as usinas estão espalhadas por todo o território nacional, o qual possui grandes dimensões e, conseqüentemente, diferenças hidrológicas.

Assim, enquanto em uma região prevalecem períodos secos, em outras predominam períodos úmidos. Por conseguinte, em períodos secos deve-se

---

<sup>21</sup> SANTANA, Edvaldo Alves de. Economia dos custos de transação, direito de propriedade e a conduta das empresas no setor elétrico brasileiro. Trabalho apresentado no XXXIV Encontro Nacional de Economia, em 2006, promovido pela Associação Nacional dos Centros de Pós-Graduação em Economia – ANPEC. Disponível em: Microsoft Word - A06A065.doc (anpec.org.br). Acesso em: 04/11/2021.

armazenar água e, dessa forma, as hidrelétricas instaladas na região produzem energia em níveis abaixo de sua garantia física,<sup>22</sup> enquanto aquelas instaladas em regiões úmidas produzem acima de sua garantia física.<sup>23</sup>

Assim, quando alguma usina hidrelétrica produz energia em níveis abaixo de sua garantia física individual em decorrência de um período seco da região onde está localizada e da necessidade de armazenar água, o MRE viabiliza o compartilhamento entre seus integrantes dos **riscos hidrológicos** associados à produção de energia, vale dizer, o risco de se produzir abaixo de sua garantia física em virtude de fatores hidrológicos, como escassez hídrica.

Por meio do MRE, assegura-se que todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia. Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes do “mecanismo”, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo<sup>24</sup>.

Tal comportamento justifica a existência de um “clubes das hidrelétricas”, pois uma ajuda a outra, visto que o propósito em comum é atingir a garantia física total, correspondente à soma da garantia física individual de todas as hidrelétricas.

A aplicação do MRE tal qual descrita, contudo, apenas se concretizará caso haja *ou* equivalência entre a energia produzida por todas as hidrelétricas integrantes do MRE e a soma da garantia física de todas elas *ou*, então, caso a energia produzida total fique acima da garantia física total.

Na primeira situação, todas as hidrelétricas terão recebido a energia correspondente à sua garantia física, seja em razão de produção própria, seja

---

<sup>22</sup> Vale dizer, em volume abaixo da energia máxima que pode ser comprometida em contratos de comercialização.

<sup>23</sup> Vale dizer, em volume acima da energia máxima que pode ser comprometida em contratos de comercialização.

<sup>24</sup> CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia. Versão 2017.1.0. P. 13. Disponível em: CCEE - O que fazemos - CCEE - Regras de Comercialização - Mercado de energia elétrica - Mercado de energia elétrica. Acesso em: 04/11/2021.

em razão do repasse das demais hidrelétricas, que produziram energia excedente.

Na segunda situação, a produção total de energia elétrica pelas hidrelétricas é superior à garantia física total do MRE. Nesse caso, além de todas as hidrelétricas obterem energia suficiente para cobrir sua garantia física, elas, também, compartilharão esse excedente apurado – chamado de “Energia Secundária” –, na proporção de suas garantias físicas estabelecidas.

Desse modo, as usinas que produziram acima de sua garantia física transferem esse excedente ao MRE, para depois receber parte da energia secundária na proporção de sua garantia física. As usinas que produziram abaixo de sua garantia física recebem do MRE, por sua vez, tanto a complementação de sua garantia física quanto sua parte proporcional da energia secundária<sup>25</sup>.

Há situações, contudo, em que ocorre geração insuficiente de energia pelo conjunto das usinas em comparação à garantia física total.

Nessa hipótese, assim como ocorre com a energia secundária na situação de superávit, o déficit – correspondente à diferença entre garantia física total e a energia total produzida – também é distribuído, de forma a ficar proporcional à garantia física de cada participante.

Por isso, é possível que uma hidrelétrica que atingiu sua garantia física individual fique, após a aplicação do MRE, deficitária, eis que terá que arcar com o déficit, proporcionalmente à sua garantia física, referente à produção total de energia inferior à garantia física total.

Em síntese, portanto, três são os cenários possíveis:

---

<sup>25</sup> CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia. Versão 2017.1.0. P. 13. Disponível em: CCEE - O que fazemos - CCEE - Regras de Comercialização - Mercado de energia elétrica - Mercado de energia elétrica. Acesso em: 04/11/2021.



**1º)** garantia física total = energia produzida total -> todas as hidrelétricas conseguem atingir sua garantia física, seja por produção própria, seja por alocação de energia daquelas que produziram de modo excedente;

**2º)** garantia física total < energia produzida total -> todas as hidrelétricas conseguem atingir sua garantia física, seja por produção própria, seja por alocação de energia daquelas que produziram de modo excedente, e, ainda, a energia secundária é compartilhada entre todas elas, proporcionalmente à garantia física individual;

**3º)** garantia física total > energia produzida total -> a diferença entre garantia física total e energia produzida total, correspondente ao déficit, é distribuída entre todas as hidrelétricas, proporcionalmente à garantia física individual.

Independentemente do cenário, após a realocação de energia entre os integrantes do MRE ("clube das hidrelétricas"), a quantidade que cada um obteve se torna o referencial para a verificação do adimplemento de seus contratos de comercialização.

Assim, partindo da premissa de que as hidrelétricas comprometem, sempre, toda a sua garantia física em contratos de comercialização, elas só conseguiriam honrá-los nos dois primeiros cenários. No terceiro, por outro lado, elas não teriam energia suficiente para transferir aos compradores, sendo necessário liquidar a diferença entre energia contratada e efetivamente entregue no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme abaixo.

Do ponto de vista matemático, a realocação de energia entre as hidrelétricas dá-se por meio de um cálculo obtido pela razão entre a real produção de energia do bloco de hidrelétricas e sua garantia física total. Por meio desse cálculo chega-se a um índice maior ou menor que 1, chamado de Ajuste do MRE, que na língua inglesa é conhecido como "*Generation Scaling Factor*" – GSF.

Quando o GSF é superior a 1, sinaliza-se a existência de energia secundária no período em que é apurado. Se o GSF for igual a 1, não se verifica nem superavit nem déficit de energia gerado pelo bloco de hidrelétricas. Quando, contudo, o GSF é inferior a 1, isso implica em geração

deficitária pelo bloco de hidrelétricas e alocação de energia às usinas inferior à sua garantia física individual<sup>26</sup>.

## 5. Mercado de Curto Prazo – MCP

A diferença entre a energia obtida após a aplicação do MRE e a garantia física da hidrelétrica comprometida por contratos de comercialização, no terceiro cenário visto acima, de déficit, recebe tratamento no chamado Mercado de Curto Prazo – MCP, no qual as hidrelétricas inadimplentes conseguirão liquidá-la.

Trata-se de mecanismo desenvolvido para lidar com a impossibilidade de se antecipar o quanto da energia comprometida em contratos de comercialização será efetivamente produzida <sup>27</sup>.

A lógica do MCP segue dois passos obrigatórios: primeiro, a contabilização; depois, a liquidação, ambas realizadas mensalmente pela CCEE <sup>28</sup>.

Na **contabilização**, a CCEE coteja os contratos de comercialização com a energia efetivamente entregue e consumida. Vale dizer: avalia se, de acordo com o CCEAR ou o CCEAL, o vendedor efetivamente entregou a energia contratada e se o comprador efetivamente utilizou apenas a energia adquirida. A partir daí, é possível identificar se existem agentes em posição devedora e credora.

Estão em posição *devedora perante o MCP* tanto os agentes que entregaram menos energia do que contrataram quanto aqueles que consomem mais energia em relação à sua compra.

Em relação ao primeiro caso – entregar menos energia do que foi contratada –, a posição devedora decorre do fato de que, se a hidrelétrica não pôde entregar a energia efetivamente contratada, outro produtor teve de

---

<sup>26</sup> Cid. 41.

<sup>27</sup> Cid. 42.

<sup>28</sup> Cf. art. 1º, III, da Lei nº 10.848/2004.

entregá-la em seu lugar, mediante despacho do ONS. Evidentemente, contudo, não será o comprador quem arcará com o ônus de remunerar essa energia – que não foi nem vendida nem comprada por via contratual –, mas, sim, a hidrelétrica, daí sua posição de devedora no MCP <sup>29</sup>.

Estão em posição credora *perante o MCP* tanto o produtor que entregou a energia faltante ao consumidor, no lugar da hidrelétrica, quanto as hidrelétricas que, em cenário de superávit, obtiveram energia acima de suas garantias físicas.

Importante destacar que o MCP é um *mercado multilateral* <sup>30</sup>. Assim, diferentemente dos contratos de comercialização, que são bilaterais, para o MCP existem apenas, de um lado, devedores e, de outro, credores, de modo que os primeiros entregarão ao mercado os recursos financeiros que devem, os quais serão destinados, em seguida, aos credores.

Isso pode ser muito bem ilustrado da seguinte forma: imagine que os agentes devedores entregam ao mercado os recursos financeiros que devem, como se estivessem depositando em uma caixa, onde os recursos se tornam uma soma indistinta, sem o reconhecimento da origem.

Após isso a CCEE realiza a **liquidação**, recolhendo esse dinheiro e distribuindo entre os agentes credores, de forma que a caixa fica vazia. Logo, o volume de crédito sempre equivale ao de débito<sup>31</sup>, por isso dá-se o nome de “*mercado de soma zero*”.

Os recursos financeiros a serem arcados pelos devedores são calculados periodicamente segundo o chamado Preço de Liquidação da Diferença – PLD (art. 57 do Decreto nº 5.163/2004), que, em síntese, corresponde ao preço da energia que teve de ser gerada, mediante despacho do ONS, para cobrir a não entrega de energia que fora contratualizada pelas hidrelétricas.

Por isso, é correto afirmar que o PLD responde à seguinte questão: *quanto custa produzir determinado volume de energia considerando que a*

---

<sup>29</sup> Cid. 43.

<sup>30</sup> Cid. 42.

<sup>31</sup> Idem.

*remuneração por este custo não foi previamente estabelecida em contrato de comercialização?*<sup>32</sup>

É importante destacar que o PLD tem considerável oscilação, visto que sofre influência de diversos fatores, tais como as condições hidrológicas, o preço dos combustíveis, a disponibilidade de usinas de geração e equipamentos de transmissão de energia elétrica.

Ele é limitado por preços mínimo e máximo. O valor máximo do PLD será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para atender a determinação de produzir energia expedida pelo ONS (despacho centralizado). Já o valor mínimo do PLD será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, conforme estabelece o art. 57, §§ 2º e 3º do Decreto nº 5.163/2004.

Assim, caso, por exemplo, o Brasil passe por um período de chuvas, o ONS tenderá a despachar usinas hidrelétricas, com menor custo de operação. O PLD cai. Caso, contudo, o período seja de escassez hídrica, termelétricas serão demandadas a produzir energia, cujo custo é mais alto, pois as termelétricas demandam combustível para estar em funcionamento. O PLD sobe.<sup>33</sup>

Tudo dependerá, portanto, do cenário em que o déficit se dará e dos custos que serão imprimidos na produção da energia.

Apresentados, portanto, os conceitos teóricos que guiarão esta pesquisa, passarei, agora, à apresentação da metodologia de pesquisa, seguida pela descrição jurisprudencial.

---

<sup>32</sup> Cid. 44.

<sup>33</sup> Idem.

## PARTE II – METODOLOGIA

### 1. JUSTIFICATIVA DO TEMA DE PESQUISA

O estudo da alocação do risco hidrológico realizada pelo Poder Judiciário se justifica por dois motivos. Primeiro, porque o modo como deve ocorrer a alocação do risco hidrológico é discutido até os dias hodiernos. Prova disso se mostra na promulgação da Lei nº 14.052 a qual alterou a Lei nº 13.203 de 2015, estabelecendo novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Segundo, porque o crescimento da judicialização do setor elétrico tem despertado a atenção em decorrência da tecnicidade do tema e da abundância de decisões judiciais contraditórias.

Somado a esses motivos, o tema se revela ainda mais atual diante da escassez hídrica que o Brasil tem enfrentado nos últimos meses do ano 2021, dado que 63% da produção de energia no país é oriunda das usinas hidrelétricas<sup>34</sup>. Segundo dados do Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL/UFRJ, entre julho de 2020 a junho de 2021, a afluência das chuvas ficou 32% abaixo da média histórica. Todavia, tal situação representa apenas uma continuidade da escassez hídrica que assola o país desde 2014 que, por não ter recebido os investimentos necessários da gestão pública, se intensificou em 2021, de modo que hoje o volume da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas se mostra preocupante<sup>35</sup>.

Tal fato impacta diretamente a comercialização de energia elétrica, visto que o investimento privado no setor tem como fim a aferição de lucro. Todavia, referido objetivo fica comprometido diante da escassez hídrica que vem assolando o país, de modo que o Poder Judiciário se tornou palco de

---

<sup>34</sup> O Sistema em números: evolução da capacidade instalada no SIN - dez2021/ dez2025. Disponível em: O Sistema em Números (ons.org.br). Acesso em: 24/11/2021.

<sup>35</sup> Causas da crise hídrica no Brasil. Nivalde de Castro e Roberto Brandão. Disponível em: 14\_Castro\_2021\_07\_23.pdf (ufrj.br). Acesso em 23/11/2021.

discussão sobre alocação do risco hidrológico tendo como justificativa a necessidade de se evitar maiores prejuízos aos agentes do setor.

Diante desses dados, a presente monografia busca entender como o Poder Judiciário aloca/alocou o risco hidrológico durante esse período de crise hídrica, bem como quais os argumentos utilizados para tanto.

## **2. JURISDIÇÃO CONSTITUCIONAL**

Para adequar o tema ao recorte específico da EFp – jurisdição constitucional – identifiquei na CF artigos que tratam do direito à energia. O art. 20, VIII da Constituição Federal afirma serem bens da União os potenciais de energia elétrica assegurando, assim, aos entes federados “a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração”.

Na mesma linha, o art. 21, XII, “b” reforça a competência da União de “explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”.

Ademais, a Constituição Federal estabeleceu a competência privativa da União para legislar sobre energia, a qual é uma das áreas da atividade econômica do Brasil (art. 22, IV da CF). Nesta perspectiva, o Estado exerce as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, ocupando a posição de agente normativo e regulador do setor elétrico (art. 174 da CF).

A existência da disposição constitucional sujeita às normas infraconstitucionais à observância dessa diretriz e, portanto, possibilita a discussão em tese desse direito no STF, STJ e nos TRF’s ou mesmo em casos concretos levados à Corte por meio da *persona recursal*. Ainda, a convivência do direito à energia elétrica ao lado de um vasto número de direitos e

garantias individuais faz com que haja inevitável conflito a ser harmonizado pelo poder judiciário, diante do princípio da inafastabilidade da jurisdição previsto no art. 5º, XXXV da CF.

### 3. OBJETIVO, PERGUNTA E HIPÓTESE DE PESQUISA

A pesquisa possui o *objetivo* de descrever o comportamento do Poder Judiciário em decisões sobre a alocação do risco hidrológico. Por essa razão, a *pergunta de pesquisa* que pretendo responder é a seguinte: **Como o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico?**

Na **Parte I** foi possível verificar que as hidrelétricas têm papel relevante no sistema elétrico nacional, motivo pelo qual foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, a fim de minimizar as variantes na produção de energia em decorrência de eventos da natureza – como escassez hídrica –, por meio do compartilhamento do risco hidrológico.

Assim, quem gera abaixo de sua garantia física será “compensado” pela energia de quem gerou acima de sua garantia física individual. Do mesmo modo, caso a garantia física total fique acima da energia total produzida, o déficit é rateado entre todas as hidrelétricas. É esta a razão de existir o MRE: *onde um ganha, todos ganham; onde um perde, todos perdem*.

Nesse sentido, o arranjo jurídico do setor elétrico, conforme visto, *aloca o risco hidrológico* de modo isonômico e equânime entre todas as hidrelétricas, proporcionalmente à respectiva garantia física. Se, num período de grave escassez hídrica, uma hidrelétrica não teve êxito em produzir energia suficiente para cobrir sua garantia física, ela não arcará, sozinha, com esse risco hidrológico, visto que este será rateado entre o *clube*.

Logo, ao questionar sobre a forma de como o risco hidrológico é alocado pelo Poder Judiciário, pretendo entender se ele mantém a lógica empregada pelo setor elétrico – de alocação equânime e proporcional do

déficit, oriundo do risco hidrológico – ou se, de outro lado, ele altera de algum modo essa metodologia, privilegiando a pleiteante.

O contexto por detrás dessa análise é aquele indicado na introdução desta pesquisa: a crise hídrica pela qual o Brasil passava nos idos de 2014 e 2015 – e que ainda está presente.

Em virtude dela, as hidrelétricas não estavam obtendo êxito em produzir *energia total* igual ou acima de sua *garantia física total* (vale dizer  $GSF > 1$ ) e, assim, necessitavam liquidar a diferença no MCP, por meio de um PLD extremamente alto, dada a necessidade de despacho, pelo ONS, de fontes de energia mais caras.

Como consequência, diversas hidrelétricas encontraram no Poder Judiciário um bom caminho para evitar as grandes perdas econômicas decorrentes desse déficit. Buscavam, em síntese, uma declaração judicial no sentido de que sua garantia física não encontrasse déficit algum ou, quando muito, um déficit muito baixo.

Pleiteavam *alocação judicial* – e não real – de energia, algo que, na prática, poderia prejudicar os demais integrantes do MRE.

Portanto, a partir do objetivo proposto acima e da pergunta de pesquisa, a *hipótese* que estabeleço é a seguinte: os Tribunais não alocam o risco hidrológico tal como objetiva o MRE – de modo equânime e proporcional à garantia física individual – mas, sim, privilegiam as pleiteantes, limitando artificialmente sua garantia física e, por consequência, mesmo que sem indicação expressa nas decisões, atribuem todo o risco hidrológico às demais hidrelétricas.

E isso por duas razões:

**1ª)** o Tribunal é suscetível a conceder medidas liminares diante de ações de elevadíssimo valor.<sup>36</sup> É importante ter em mente que as ações que envolvem o setor elétrico têm por característica o expressivo valor

---

<sup>36</sup> Conforme será justificado adiante, as decisões integrantes do que denominei de “Primeira Fase de Judicialização” são todas liminares.



econômico. Assim, diante de um agente do setor que alega injustiça por ter que pagar um valor muito elevado, o Tribunal tende a conceder liminares.

**2ª)** o Tribunal desconhece o funcionamento do setor elétrico, o qual envolve diversas frentes, tais como contabilidade, engenharia e direito. Assim, atuar no setor exige que o julgador apresente um conhecimento interdisciplinar, disposto a compreender a situação para além da norma<sup>37</sup>.

#### 4. MÉTODO DE PESQUISA

A fim de responder à pergunta de pesquisa acima formulada, consultei a base de dados do STF e STJ – pois o setor elétrico tem jurisdição constitucional<sup>38</sup> e é regulamentado por Lei Federal, conforme visto acima – e de todos os TRF'S, visto que, segundo o art. 109, I, da CF, compete à justiça federal "*processar e julgar as causas em que a União, **entidades autárquicas** ou empresas públicas federais forem interessadas na condição de autoras, rés, assistentes ou oponentes*".

Nesses termos, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, nos termos do art. 1º da Lei nº 9.427/1996, sendo ela quem realiza os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias de geração, bem como é responsável por gerir os contratos de concessão de

---

<sup>37</sup> Destaco que isso não é uma novidade para o mundo jurídico. Na verdade, há muito tempo diversos pesquisadores já têm defendido a tese no sentido da interdisciplinaridade do conhecimento. A título de exemplo, vale citar JAPIASSU, H. Interdisciplinaridade e patologia do saber. Rio de Janeiro: Imago, 1976.

<sup>38</sup> O constituinte de 1988 estabeleceu a competência privativa da União para legislar sobre águas e energia elétrica (art. 22, IV, CF).

geração, é de competência da justiça federal o julgamento das ações de que faça parte<sup>39</sup>.

Semelhantemente, a CCEE atua sob o controle da ANEEL e é responsável pela viabilização da comercialização de energia elétrica no Brasil, como estatui o art. 4º da Lei nº 10.848/2004, contabilizando e liquidando a compra e venda de energia feita no MCP. Portanto, ela ocupará o polo passivo das ações a fim de cumprir as decisões judiciais que envolvem a comercialização de energia elétrica.

Delimitados os Tribunais que serão analisados, entendi pertinente verificar como os mecanismos de busca<sup>40</sup> de jurisprudência dos TRF's funcionam: se as buscas alcançam apenas a ementa do acórdão ou também o seu inteiro teor, a fim de compreender se é possível esperar uma similitude entre eles <sup>41</sup>.

No caso dos TRF's 2, 3 e 4, o próprio *site* dos Tribunais permite escolher se o termo de busca incidirá apenas na ementa ou também no inteiro teor. Essa escolha, contudo, não é encontrada nos *sites* de TRF's 1 e 5, razão pela qual entendi pertinente entrar em contato com os respectivos setores de jurisprudência para sanar a dúvida.

---

<sup>39</sup> Lei nº 9.427 de 1996. Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

II - Promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, **os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção**, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (...)

IV - **Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público**, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica (...).

<sup>40</sup> O mecanismo de busca diz respeito ao campo de pesquisa de jurisprudência disponível no *site* de cada Tribunal. Contudo, como os Tribunais empregam nomes distintos - "pesquisa livre", no caso de TRF1, TRF3 e TRF5, "buscar", no caso do TRF2, e "Texto para Pesquisa", no caso do TRF4 - nesta pesquisa irei me referir ao campo de busca como "mecanismo de busca".

<sup>41</sup> Não foi necessário fazer o mesmo com o STF e STJ, pois, como será esclarecido mais adiante, a preocupação é verificar se existe alguma padronização entre todos os Tribunais de igual estatura. Como o STF e STJ são Tribunais Superiores, não havia razão para investigar como funcionam os parâmetros de busca de seus *sites*.

Ao entrar em contato com os núcleos de jurisprudência do TRF1<sup>42</sup> e do TRF5<sup>43</sup>, fui informada de que os mecanismos de busca dos Tribunais consideram apenas a incidência dos termos na ementa do acórdão, não considerando se o termo apareceu alguma vez no corpo da decisão.

Assim, tendo em vista que a base de dados dos tribunais objeto desta pesquisa são diferentes, decidi por realizar as buscas utilizando como parâmetro apenas as ementas dos acórdãos.

Isso porque, desejo estabelecer uma padronização na pesquisa e, ao mesmo tempo, filtrar o máximo de decisões possíveis que envolvam o tema. Ademais, realizar a pesquisa tendo como parâmetro o inteiro teor em um Tribunal e apenas a ementa em outro pode trazer a falsa percepção de que um Tribunal possui mais decisões do que o outro. Ainda, como pano de fundo, essa delimitação na análise de decisões se deve também por conta do curto prazo para a realização desta monografia.

Importa destacar, ainda, que, em decorrência dessa diferença entre as bases de dados dos tribunais regionais, utilizei apenas um operador de busca – as aspas –, o qual estava presente em todas elas.

Assim, com o intuito de estabelecer um espaço amostral de estudo preliminar, examinei decisões judiciais do TRF1, TRF2, TRF3, TRF4, TRF5, STF e STJ<sup>44</sup> utilizando os mesmos termos no mecanismo de busca do *site* de cada um deles, a saber: “Mercado de Curto Prazo”, “*Generation Scaling Factor*”, “risco hidrológico”, “Mecanismo de Realocação de Energia”, “Preço de Liquidação da Diferença”, “garantia física”, e, quando cabível, as respectivas siglas, quais sejam “MCP”, “GSF”, “MRE” e “PLD”.

Importante destacar que pesquisei os termos separadamente (uma pesquisa para cada um deles), pois quando combinava dois termos não obtinha resultado algum. A tabela abaixo apresenta as justificativas para a escolha de cada um dos termos.

---

<sup>42</sup> Contato feito em 07 de junho de 2021.

<sup>43</sup> Contato feito em 14 de junho de 2021.

<sup>44</sup> A busca no STF e no STJ se deu da mesma forma que nos TRF's, de modo que busquei por cada termo nos respectivos tribunais.

**TABELA 1 – TERMOS E JUSTIFICATIVAS**

“Mercado de Curto Prazo”	Mercado em que ocorre o processo de contabilização e liquidação financeira das diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e os montantes efetivamente entregues pelos agentes geradores.
“ <i>Generation Scaling Factor</i> ”	É um cálculo matemático que representa a razão entre a real produção de energia das hidrelétricas, consideradas em conjunto, e a garantia física total. Por meio deste cálculo chega-se a um índice maior ou menor que 1, chamado de Ajuste do MRE – que, na língua inglesa, é chamado de “ <i>Generation Scaling Factor</i> ”.
“risco hidrológico”	Corresponde à probabilidade de uma usina hidrelétrica produzir menor ou maior quantidade de energia que o esperado em decorrência de eventos da natureza, como chuva e seca.
“Mecanismo de Realocação de Energia”	É um mecanismo contábil financeiro de compartilhamento do risco hidrológico <sup>45</sup> . Ou seja, ele objetiva que as usinas a ele associadas atinjam, no ponto de vista contábil, o seu nível de garantia física.
“Preço de Liquidação da Diferença”	Corresponde ao valor da energia vendida ou consumida não coberta por contrato e que deve ser comprada no MCP.
“garantia física”	É a quantidade máxima de energia elétrica que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos <sup>46</sup> .
MCP	Sigla para “Mercado de Curto Prazo”
GSF	Sigla para “ <i>Generation Scaling Factor</i> ”
MRE	Sigla para “Mecanismo de Realocação de Energia”
PLD	Sigla para “Preço de Liquidação da Diferença”

Fonte: elaboração própria.

<sup>45</sup> CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Regras de Comercialização: 03 - Garantia Física. V. 2020.4.0.pdf. P. 16. Disponível em: CCEE - O que fazemos - CCEE - Regras de Comercialização - Mercado de energia elétrica - Mercado de energia elétrica. Acesso em: 17/08/2021.

<sup>46</sup> Idem.

A partir desses termos de busca, entendi pertinente realizar um recorte em relação à espécie de decisão, considerando, nos resultados das buscas, apenas os acórdãos, pois quero compreender como os *Tribunais* alocam o risco hidrológico e as decisões monocráticas apresentam apenas o entendimento de um julgador.

Somado a isso, as buscas com os termos acima indicados resultaram em grande número de decisões monocráticas, de modo que, sendo a proposta da Escola de Formação uma pesquisa de curto fôlego, seria inviável se propor a analisar todas elas <sup>47</sup>.

Assim, a tabela a seguir apresenta os resultados obtidos na busca de cada termo no *site* de cada Tribunal:

<b>TABELA 2 – LISTA DE ACÓRDÃOS SELECIONADOS</b>							
<b>TERMO</b>	TRF1	TRF2	TR3	TRF 4	TRF5	STF	STJ
“Mercado de Curto Prazo”	16	2	0	20	3	1	0
“Generation Scaling Factor”	9	0	0	0	0	0	0
“risco hidrológico”	9	0	0	1	0	1	0
“Mecanismo de Realocação de Energia”	21	0	0	8	0	1	0
“Preço de Liquidação da Diferença”	1	0	0	0	0	2	0
“garantia física”	19	0	0	5	0	15	0
“MCP”	12	28	1	150	1.271	1	0
“GSF”	14	0	0	10	1	2	0

<sup>47</sup> A título de exemplo, ao pesquisar o termo “Mercado de Curto Prazo” no TRF1, obtive como resultado 28 acórdãos e 149 decisões monocráticas. Já com o termo “Mecanismo de Realocação de Energia” obtive como resultado 21 acórdãos e 105 decisões monocráticas. Pesquisa realizada no dia 17 de junho de 2021, às 14h15.

"MRE"	73	19	6	10	5	23	0
"PLD"	10	2	0	1	3	5	0

Fonte: elaboração própria.

A lista acima mostra a totalidade dos acórdãos filtrados nos Tribunais, de acordo com o respectivo termo buscado, considerando tanto aqueles que versam sobre o objeto da pesquisa como aqueles que não atendem os critérios desta pesquisa. Destaco, desde já, que todos os resultados obtidos nessa busca estão expostos no **ANEXO I** (link disposto no rodapé)<sup>48</sup>.

Inicialmente, a pretensão da pesquisa era analisar os acórdãos proferidos pelo STF, STJ, TRF 1, TRF 2, TRF 3, TRF 4 e TRF 5 em razão da competência para julgar a matéria. Todavia, apesar de haver algumas decisões que envolvem o tema no STF, elas não serão analisadas porque abordam apenas questões processuais, não adentrando no mérito. No STJ, nenhum acórdão foi filtrado por meio dos termos de busca, de modo que esse tribunal não será incluído nesta pesquisa. Portanto, serão estudados os acórdãos proferidos apenas pelo TRF 1, TRF 2, TRF 3, TRF 4 e TRF 5.

Após essa filtragem, eu eliminei todos os acórdãos que, no mesmo tribunal, estavam repetidos<sup>49</sup> ou não tinham pertinência para a pesquisa.

Como se pode observar na **TABELA 2**, no TRF 1, por exemplo, foram filtrados 184 acórdãos<sup>50</sup>. Desse total, foram eliminados 166: 82 porque eram repetidos e 84 porque o mérito não versava sobre o risco hidrológico. Sendo assim, no TRF 1 foram considerados para análise apenas 18 acórdãos.

No TRF 4, ainda, foram filtrados 205 acórdãos, dos quais 194 foram excluídos. Desse valor, 17 foram excluídos porque eram repetidos e 177 foram eliminados porque não versavam sobre o risco hidrológico e sim sobre questões alheias ao tema, como reajuste do subsídio de professor

<sup>48</sup> Disponível em: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/13xKnyTXP39CMbRZf8J77zHn-jquBNBlmAYpr5LGDDc8/edit?usp=sharing>

<sup>49</sup> Isso porque, como eu pesquisei vários termos, foi comum que se repetissem decisões que já apareceram em outros termos. Então eliminei os repetidos.

<sup>50</sup> Foi considerada a soma de todos os acórdãos filtrados a partir da busca de todos os termos.

universitário. Portanto, no TRF 4 foram considerados para análise apenas 11 acórdãos.

Apenas para fins de organização e transparência, cumpre salientar que as decisões que não versam sobre o risco hidrológico tratam ou do que denominei de "*questões processuais*" ou de "*questões técnicas*". Considerando esse fato, elaborei uma tabela a fim de discriminar a quantidade de acórdãos excluídos e o motivo para tanto.

Ao referir-me a "*questões processuais*", deve-se entender que a exclusão se deu em decorrência do mérito do litígio não versar materialmente sobre o setor elétrico<sup>51</sup> ou por haver conflito de competência, discussão sobre honorários advocatícios ou cabimento ou não de algum recurso, geralmente embargos de declaração, pois a parte alegava obscuridade da decisão do juiz *a quo*<sup>52</sup>.

Já as "*questões técnicas*" lidam com temas que, ainda que versem sobre o setor de energia, em nada se conectam com tema desta pesquisa, como o cancelamento de registro na CCEE<sup>53</sup>, venda de volume de energia superior à compra, recálculo da garantia física de usinas, acréscimo de potência instalada e garantia física, dentre outros.

Importante destacar que, quanto às "*questões técnicas*" só serão estudadas as decisões que abordarem tão somente a alocação de energia decorrente do risco hidrológico, de modo que se o acórdão abordar sobre a alocação de energia juntamente com o recálculo da garantia financeira ou outro tema, ele não será analisado. Isso se deve porque o propósito da Escola

---

<sup>51</sup> Algumas decisões versavam sobre gratificação de servidores públicos (BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região, 5ª Turma, BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação Cível 0055280-24.2010.4.01.3400, Rel. Gilda Sigmaringa Seixas, j. 09/11/2020) ou ainda sobre doenças tais como Síndrome Hemolítica-Urêmica atípica (BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região, 2ª Turma, Apelação Cível nº 0040622-19.2015.4.01.3400, Rel. Jirair Aram Meguerian, j. 05/10/2020), por isso foram excluídas.

<sup>52</sup> A título de exemplo, vale citar o agravo interno no mandado de segurança nº 1016346-77.2019.4.01.0000 (BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região, 6ª Turma, BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno no Mandado de Segurança nº 1016346-77.2019.4.01.0000, Rel. Kassio Nunes Marques, j. 17/10/2019) e a Apelação em Mandado de Segurança nº 1002463-05.2015.4.01.0000 (BRASIL. Tribunal Regional Federal 1, 2ª Turma, Apelação em Mandado de Segurança nº 1002463-05.2015.4.01.0000, Rel. Jirair Aram Meguerian, j. 27/06/2016).

<sup>53</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1, 1ª Turma, Conflito De Competência, 0052404-09.2013.4.01.0000, Rel. Néviton Guedes, j. 18/06/2015.

de Formação é a elaboração da presente monografia em um curto período, de modo que analisar todas as situações se tornaria inviável.

Os motivos da exclusão dos acórdãos de cada tribunal regional serão apontados na tabela abaixo de forma não exaustiva, de modo que é possível conferir a justificativa da exclusão de cada processo no **ANEXO I**<sup>54</sup>.

**TABELA 03 – ACÓRDÃOS EXCLUÍDOS**

Tribunal	Quantidade	Motivo da exclusão
TRF 1	166	Nesse tribunal 82 acórdãos foram excluídos porque eram repetidos e 84 por questões técnicas e processuais, tais como venda de volume de energia superior à compra, recálculo da garantia física de usinas, acréscimo de potência instalada, conflito de competência, honorários advocatícios e cabimento ou não de algum recurso.
TRF 2	51	Foram excluídos todos os acórdãos, pois abordavam ou questões técnicas ou questões processuais que não diziam respeito ao risco hidrológico. Vale citar, a título de exemplo, a discussão sobre contrato de cessão de créditos, multa administrativa imposta pela ANATEL à concessionária de serviço de telefonia, prescrição, ilegitimidade passiva etc.
TRF 3	7	Nesse tribunal foram excluídos todos os acórdãos porque eles divergiam totalmente do objeto de estudo desta pesquisa, abordando aposentadoria de servidor público, pedido de autorização de residência em país estrangeiro, uso fraudulento por terceiro cadastro de pessoas físicas e frete para renovação da marinha mercante.
TRF 4	194	Foram excluídos 194 acórdãos, dos quais 17 eram repetidos. Sendo assim, 177 foram eliminados porque não versavam sobre o risco hidrológico. Vale destacar uma peculiaridade desse tribunal, qual seja, 144 dos acórdãos excluídos julgavam embargos à execução de sentença opostos por professores a fim de obter o reajuste de 28,86% do subsídio.
TRF 5	1.283	Todos os acórdãos foram excluídos, pois versavam majoritariamente sobre questões tributárias, tais como: execução fiscal, PIS e COFINS, base de cálculo, exclusão da parcela do ICMS, arrolamento administrativo de bens etc. Outra parcela das decisões abordava questões previdenciárias, principalmente sobre previdência privada e recebimento de benefício previdenciário de forma fraudulenta.

Fonte: elaboração própria.

<sup>54</sup> Disponível em: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/13xKnyTXP39CMbRZf8J77zHn-iquBNBlmAYpr5LGDDc8/edit?usp=sharing>



Ao final, obtive o número total de 29 acórdãos, dos quais 18 eram do TRF1 e 11 do TRF4. Todos versavam, necessariamente, sobre o risco hidrológico. Dos 18 acórdãos do TRF1, 9 eram agravos de instrumento<sup>55</sup>, 5 eram apelações<sup>56</sup> (sendo que um era apelação em mandado de segurança) e

---

<sup>55</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0012558-43.2017.4.01.0000/DF, 6ª Turma, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017, Dje: 10/11/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0020976-67.2017.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017, Dje: 10/11/2017.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0061566-57.2015.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. J. 11/09/2017, Dje: 10/11/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Kassio Nunes Marques. J. 25/04/2016, Dje: 29/04/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0005724-58.2016.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Federal Jirair Aram Meguerian. J. 04/04/2016, Dje: 18/04/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0053747-69.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. J. 27/04/2016, Dje: 06/05/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0046059-56.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. Julgamento: 18/10/2017, Dje: 19/12/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0048693-25.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. Julgamento: 18/10/2017, Dje: 19/12/2017.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 1002463-05.2015.4.01.0000, 6ª TURMA, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian, J. 16.12.2019. Dje: 18/12/2019.

<sup>56</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação Cível nº 1005842-02.2016.4.01.3400, 5ª Turma, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 06/07/2016, Dje: 30/07/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1, 2ª Turma, Apelação Cível nº 0065208-86.2016.4.01.3400, Rel. Jirair Aram Meguerian, j. 05/10/2020;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação nº 0036282-95.2016.4.01.3400, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Jirair Aram Meguerian. J. 05/10/2020, Dje: 16/07/2021;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Apelação Cível nº 0036237-91.2016.4.01.3400, 6ª Turma, Relator Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 04/11/2019, Dje: 08/11/2019;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1, 2ª Turma, Apelação Cível nº 1007042-78.2015.4.01.3400, Rel. Daniel Paes Ribeiro, j. 25/01/2021.

4 eram agravos internos<sup>57</sup>. No TRF4, foram filtradas 4 apelações<sup>58</sup> e 7 agravos de instrumento<sup>59</sup>, de modo que não houve agravo interno.

A partir desses 29 acórdãos, conforme será visto a seguir, a descrição e análise da judicialização do risco hidrológico foi dividida em três fases. Todas elas são interdependentes, de modo que a segunda apenas ocorreu em razão da primeira e a terceira apenas ocorreu em virtude da segunda.

Contudo, apenas na segunda e na terceira fases as decisões judiciais foram traduzidas em acórdãos do TRF-1 e TRF-4. A primeira, por sua vez, foi marcada por três decisões monocráticas de um mesmo desembargador que, ao proferi-las, ensejou uma onda de judicialização.

Quando se analisa os acórdãos da segunda fase, percebe-se que são essas três decisões monocráticas as “combatidas”. Desse modo, dada a sua importância para o entendimento do tema desta pesquisa, elas foram

---

<sup>57</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1008229-68.2017.4.01.0000, 5ª turma, Relator Des. Fed. Souza Prudente. J. 05/05/2021, DJe: 101/05/2021.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1016346-77.2019.4.01.0000, Corte Especial, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 17/10/2019, DJe: 19/10/2019.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1030992-29.2018.4.01.0000, 5ª turma, Relator Des. Fed. Souza Prudente. J. 14/07/2021, DJe: 16/07/2021.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 0039247-61.2016.4.01.0000, 5ª turma, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro, J. 11/11/2019, DJe: 13/11/2019.

<sup>58</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Apelação Cível nº 5000806-54.2017.4.04.7000, Rel. Vânia Hack De Almeida, j. 08/06/2021;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Apelação Cível nº 5066962-83.2015.4.04.7100, Rel. Vânia Hack De Almeida, j. 02/06/2020;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 4ª Turma, Apelação Cível nº 5033160-60.2016.4.04.7100, Rel. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 20/05/2020;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Apelação Cível nº 5057405-72.2015.4.04.7100, Rel. Gabriela Pietsch Serafin, j. 26/09/2017.

<sup>59</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 4ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5035403-34.2016.4.04.0000, Rel. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 17/05/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 4ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5029116-55.2016.4.04.0000, Rel. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 17/05/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5041582-18.2015.4.04.0000, Rel. Fernando Quadros da Silva, j. 24/02/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5039895-06.2015.4.04.0000, Rel. Fernando Quadros da Silva, j. 24/02/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5038988-31.2015.4.04.0000, Rel. Fernando Quadros da Silva, j. 24/02/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 4ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5036921-93.2015.4.04.0000, Rel. Vivian Josete Pantaleão Caminha, j. 01/12/2015;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4, 3ª Turma, Agravo de Instrumento nº 5050109-56.2015.4.04.0000, Rel. Fernando Quadros da Silva, j. 30/03/2016.

consideradas, visto que foram as responsáveis por desencadear a onda de judicialização do risco hidrológico.

Dito em outras palavras, sem a análise dessas três decisões monocráticas, os argumentos empregados pelos agentes do setor que ensejaram a judicialização não poderiam ser compreendidos. Assim, diante da essencialidade do estudo dessas decisões para compreender o objeto desta pesquisa, elas serão inseridas na análise jurisprudencial.

Em verdade, não há qualquer contradição com a metodologia utilizada, eis que essas decisões monocráticas não foram filtradas pelas buscas indicadas acima, mas, sim, são citadas no bloco de decisões de segunda fase e, portanto, podem ser consideradas *precedentes judiciais*<sup>60</sup>.

Importante destacar que as decisões monocráticas foram citadas na argumentação apresentada pelas usinas hidrelétricas pleiteantes na segunda fase de judicialização, como forma de apontar a origem dos efeitos econômico-financeiros que as oneravam.

Ademais, o fato de analisar essas três decisões monocráticas não prejudica o argumento de que na segunda e na terceira fase irei estudar apenas acórdãos, como exposto acima.

Assim, a amostra passa a ter 32 decisões, sendo 29 acórdãos e 3 decisões monocráticas. Os tópicos a seguir consideraram os seguintes aspectos de cada uma delas: **(i)** o pedido formulado; **(ii)** a decisão do Tribunal, seja monocrática, seja acórdão; **(iii)** e o fundamento utilizado para a decisão.

---

<sup>60</sup> CURIATI, André Peron Pereira. Controle Judicial da Atividade Sancionatória da ANEEL: o papel do Poder Judiciário na efetividade das sanções regulatórias. Acesso em: 19/05/2021. Disponível em <<http://sbdp.org.br/publication/controle-judicial-da-atividade-sancionatoria-da-aneel-o-papel-do-poder-judiciario-na-efetividade-das-sancoes-regulatorias/>>. p. 15 e 16.

### **PARTE III – ANÁLISE QUALITATIVA**

Esta parte da pesquisa visa descrever os argumentos empregados pelos Tribunais para alocar ou não o risco hidrológico. Para tanto, a análise das decisões foi dividida considerando o pedido requerido pelo agente do setor elétrico, de modo que cada fase de judicialização buscou responder a um pedido. Sendo assim, observei que houve três fases de judicialização do risco hidrológico.

Além do pedido, observei que cada fase pode ser distinguida em decorrência do agente do setor elétrico que propôs a ação. A primeira e segunda fases têm como polo ativo apenas usinas hidrelétricas. A diferença entre essas duas fases é que, na primeira, a hidrelétrica busca a tutela jurisdicional para, em síntese, entregar uma quantidade de energia menor do que se obrigou e não responder pelas penalidades. Já na segunda fase as outras hidrelétricas, que não foram parte na primeira fase, buscam não ter que pagar pelo ônus financeiro oriundo desse inadimplemento.

Já na terceira fase, o polo ativo era ocupado por qualquer agente do setor elétrico, podendo ser um gerador solar, de biomassa ou uma eólica, ou um comercializador de energia. Cada fase será explicada no seu respectivo tópico juntamente com os fundamentos jurídicos empregados pelo Poder Judiciário para resolver o litígio.

#### **1. Primeira Fase de Judicialização**

Conforme destacado na **Parte II** desta pesquisa, as decisões a serem tratadas neste item dizem respeito àquelas que foram mencionadas pelas hidrelétricas que figuram no polo ativo das ações judiciais constantes da 2ª fase de judicialização.

Apesar de não serem acórdãos, a análise dessas decisões é de extrema relevância por representarem o marco inicial da judicialização do GSF, dando

ensejo à 2ª fase. Vale dizer, são elas que motivaram a propositura das ações da 2ª fase e, por consequência, da 3ª fase.

Com efeito, constam da 1ª fase três decisões monocráticas proferidas pelo Des. Souza Prudente, do TRF-1, motivadas por pedidos de medida liminar (pedido de efeito suspensivo/antecipação dos efeitos da tutela recursal) nos autos de três agravos de instrumento, todos interpostos pela concessionária de geração de energia elétrica Santo Antônio Energia S/A (SAESA), titular da hidrelétrica Santo Antônio (UHE Santo Antônio) <sup>61</sup>.

Em linhas gerais, a SAESA, com esses pedidos de medida liminar, desejava obter duas tutelas judiciais: **(i)** afastar qualquer ônus decorrente da aplicação do Fator de Indisponibilidade (duas decisões); e **(ii)** limitar a aplicação do risco hidrológico sobre a UHE Santo Antônio em, no máximo, 5%, lhe assegurando um montante de energia em 95% de sua garantia física (uma decisão).

Eles serão detalhados e explicados a seguir.

### **1.1 Fator de Indisponibilidade**

A compreensão das duas decisões liminares proferidas pelo Des. Souza Prudente sobre o tema em referência exige o esclarecimento de algumas premissas.

O **Índice de Disponibilidade de Referência (IDR)**, aferido e fixado nos editais de comercialização de energia segundo informações prestadas pelas hidrelétricas, representa a fração de tempo que as turbinas – ou unidades geradoras de energia elétrica –, a partir do despacho do ONS (isto

---

<sup>61</sup> São eles: BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0025473-32.2014.4.01.0000, Rel. Des. Souza Prudente. Brasília, DF, j. 12/05/2014; BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0036475-62.2015.4.01.0000, Rel. Des. Souza Prudente, Brasília, DF, j. 31/07/2015; e Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0023052-35.2015.4.01.0000, Rel. Des. Souza Prudente, Brasília, DF, j. 06/05/2015.

é, a autorização de produção de energia), devem operar para que a hidrelétrica consiga atingir sua garantia física.

Desse modo, se uma hidrelétrica possui 99,5% de IDR, como é o caso da UHE Santo Antônio, ela deve estar apta a gerar energia em 99,5% do tempo, a fim de que gere a quantidade de energia correspondente à sua garantia física.

O **Fator de Indisponibilidade (FID)**, por sua vez, tem por finalidade aferir mensalmente o cumprimento do IDR, vale dizer, avalia a porcentagem de tempo em que a hidrelétrica operou e ficou indisponível, em razão, por exemplo, de reparos mecânicos nas unidades geradoras. No caso da UHE Santo Antônio, a indisponibilidade admitida é de apenas 0,5%.

Caso o IDR fique abaixo de 99,5%, no caso da SAESA, a hidrelétrica ficará sujeita ao **Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA)**, cuja aplicação reduz a sua energia assegurada, proporcionalmente ao inadimplemento, para fins de alocação de energia no MRE.

Em outras palavras, o MRA faz com que a hidrelétrica deficitária, quando da aplicação do MRE, não tenha a si destinada energia suficiente para cobrir sua garantia física, obrigando-a a liquidar a energia faltante no MCP, de acordo com o PLD vigente, a fim de honrar seus contratos, algo que a onera sobremaneira em um cenário de escassez hídrica.

Diante desse contexto, a SAESA, nos autos do **Agravo de Instrumento nº 0025473-32.2014.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente, j. 12/05/2014, alegou que a UHE Santo Antônio passava por um período de motorização, no qual suas turbinas de geração de energia estavam sendo instaladas. Até então, 26 (vinte e seis) já estariam em operação comercial, remanescendo outras 24 (vinte e quatro).

Em razão desse quadro, em que algumas das turbinas ainda não estariam em pleno funcionamento, a SAESA requereu a inaplicabilidade de qualquer ônus decorrente da apuração do FID sobre esse período, algo que até então vinha sendo feito pela ANEEL.

Isso porque, segundo alegou, a metodologia utilizada pela SAESA para aferir o IDR considerou sua aplicabilidade em momento posterior ao período de motorização, em que todas as turbinas já estariam operando, de modo que o revezamento entre elas ensejasse o atingimento do IDR em 99,5%.

Como no período de motorização não são todas as turbinas que estão em operação, a SAESA não estaria conseguindo cumprir seu IDR, visto que, na média histórica de operação, o valor do IDR era de 81%, ou seja, bem abaixo do valor de 99,5%.<sup>62</sup>

Em decisão liminar, o juiz de 1ª instância entendeu que a argumentação da SAESA seria improcedente, eis que o Edital nº 005/2007, por meio do qual foi comercializada a energia produzida pela UHE Santo Antônio, prevê diferentes garantias físicas de acordo com o número de turbinas autorizadas a operar na hidrelétrica.

Assim, à medida em que as unidades geradoras são instaladas, o valor da garantia física aumenta, uma vez que mais energia pode ser produzida.

Essas circunstâncias, contudo, não teriam o condão de reduzir ou suspender a aplicação do IDR no período de monitoração – e, por consequência, afastar os ônus decorrentes da aplicação do FID –, eis que a hidrelétrica teria de produzir energia em 99,5% do tempo para que sua garantia física seja atingida:

Observo, no entanto, conforme a Nota Técnica nº 257/2007-SEM/ANEEL, que o item 6.1 do Anexo II do Edital do Leilão nº 05/2007 já previa a garantia física ainda durante o período de motorização, de maneira crescente, à medida que novas turbinas fossem instaladas. Vale dizer, a exigência da produção de energia nos patamares fixados indiretamente pelo percentual de disponibilidade das turbinas é crescente, na proporção em que novas turbinas são instaladas. **Não obstante, o índice de disponibilidade calculado mês a mês deve permanecer o mesmo para garantir a produção de energia contratada.**

---

<sup>62</sup> São informações trazidas pela ANEEL aos autos: "Se analisarmos a disponibilidade média da UHE Santo Antônio de todo o histórico de operação comercial da usina até o mês de março de 2014 (25 meses), verifica-se que esse valor corresponde a 81%".

O que o juiz sustentou, portanto, é que não existe uma correlação entre IDR e número de turbinas operantes, mas, sim, entres estas e a garantia física. Em verdade, o IDR apenas se presta a aferir em quanto tempo uma hidrelétrica deve produzir para que sua garantia física seja atingida.<sup>63</sup>

Discordando da decisão do juízo *a quo*, a SAESA interpôs agravo de instrumento, nos autos do qual o Des. Souza Prudente deferiu o pedido de antecipação dos efeitos da tutela recursal.

Para o desembargador, em decisão bastante sucinta, que desconsiderou a argumentação feita pelo juiz de 1º grau, a fixação do IDR pela SAESA levou em consideração o momento posterior ao período de motorização, em que todas as unidades geradoras da UHE Santo Antônio estão em operação.

E, assim, suspendeu

a exigência e a oponibilidade à Autora de qualquer contabilização, depósito, oneração, pagamento, liquidação ou garantia, imputação de multa, débito ou inadimplência, e/ou restrição de direitos da Autora em decorrência da apuração de Fator de Indisponibilidade (FID) relativo ao período de motorização da UHE Santo Antônio (que se estenderá até a operação comercial de todas as suas 50 turbinas), dispensando a Autora de sofrer quaisquer efeitos ou impactos da distorcida apuração do Fator de Indisponibilidade relativo ao referido **período de motorização do empreendimento**.

Em decisão posterior, ratificou que a referida liminar abrangia não apenas os atos futuros a serem praticados por CCEE e ANEEL, mas, também, as contabilizações já feitas.

---

<sup>63</sup> Corroborando a decisão do juiz de 1º grau, o art. 3º, §2º, da Resolução ANEEL nº 688/2003, dispõe que "as usinas em fase de motorização estarão sujeitas à aplicação do MRA apenas para as unidades geradoras em operação comercial". O Edital, por sua vez, estabelece, em seu Item nº 12.8.4.1, o seguinte: "Caso o índice de disponibilidade verificada da UHE Santo Antônio seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo da respectiva garantia física, a usina estará sujeita à aplicação de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada (MRA). **Durante a fase de motorização estarão sujeitas à aplicação do MRA apenas as unidades geradoras em operação comercial, ressaltando-se que uma usina hidrelétrica em fase de motorização é aquela cujo quantitativo de unidades em operação comercial é inferior ao número da unidade base**". Assim, se o MRA se aplica em caso de não cumprimento do IDR pela hidrelétrica, torna-se natural a observância deste último também no período de monitoração.



Nos autos do **Agravo de Instrumento nº 0036475-62.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente, j. 31/07/2015, por sua vez, a SAESA requereu que, para fins de apuração de cumprimento de seu IDR, por meio do FID, fossem expurgadas as manutenções nas turbinas da UHE Santo Antônio realizadas antes de seu acionamento pelo ONS, algo que, até então, não estava sendo feito pela ANEEL.

Assim, caso, por exemplo, 10 (dez) de suas 50 (cinquenta) turbinas estivessem em manutenção antes do despacho do ONS, a indisponibilidade de energia decorrente da não operação dessas 10 (dez) turbinas após o despacho seria expurgada para fins de atingimento do IDR e, por consequência, de apuração do FID.

Para tanto, a SAESA respaldou sua pretensão em resposta da ANEEL a pedido de esclarecimento feito ao Edital nº 005/2007:

Cabe ressaltar que, para esta UHE, somente serão computadas pelo ONS para efeitos de apuração da taxa de indisponibilidade, as manutenções realizadas durante o período em que a unidade geradora estiver despachada pelo Operador em função de sua necessidade para o Sistema Interligado Nacional.

Em decisão de cognição sumária, o juiz de primeiro grau indeferiu o pedido de medida liminar, sob a alegação de inexistência de *periculum in mora*, ante a demora da SAESA em pleitear a tutela judicial, visto que, segundo se extrai dos autos, o cálculo do FID estava sendo feito sem considerar os expurgos há mais de três anos.

Contudo, interposto agravo de instrumento, a SAESA obteve decisão liminar favorável. O Des. Souza Prudente entendeu que o esclarecimento prestado pela ANEEL na ocasião do leilão de energia da UHE Santo Antônio integraria o edital e, assim, seria vinculante à Agência durante toda a

execução contratual, nos termos do art. 41, *caput*, da Lei Federal nº 8.666/93<sup>64-65</sup>.

E, ao final, determinou a suspensão de qualquer ônus atribuído à Agravante em razão da consideração, pela ANEEL, do período de indisponibilidade de suas turbinas em virtude de manutenções iniciadas antes do despacho do ONS para fins de apuração do FID e, ainda, que

**não se incluam no cômputo do FID da Agravante as manutenções realizadas nos períodos em que as unidades geradoras não estiverem despachadas pelo ONS, *restando insubsistentes, por conseguinte, os efeitos de todo e qualquer ato de contabilização e/ou liquidação que já tiverem sido efetuados pela referida Agência, em desacordo com os aludidos Esclarecimentos, até o pronunciamento definitivo da Turma julgadora.***

Assim, o desembargador determinou que o expurgo fosse considerado não apenas nas futuras aferições do FID, mas, também, em todas aquelas que já haviam ocorrido, e que, em razão do não atingimento do IDR pela SAESA, ensejaram o não cumprimento dos contratos de comercialização por ela celebrados.

É importante destacar, ainda, que, após a prolação dessa decisão, outras relevantes foram proferidas nos mesmos autos:

**1)** Após a intimação de ANEEL e CCEE do conteúdo da decisão liminar, a SAESA comunicou ao desembargador o seu descumprimento, fator que ensejou nova decisão, na qual foi determinado às Agravadas que notifiquem todas as compradoras de energia da UHE Santo Antônio de que todos os efeitos do eventual inadimplemento da SAESA na entrega de energia estariam desconstituídos, devendo ela ser tratada como adimplente para todos os fins.

**2)** A ANEEL opôs embargos de declaração contra a decisão última, alegando que o esclarecimento prestado se referiria exclusivamente às indisponibilidades programadas nos períodos de baixa afluência, não

---

<sup>64</sup> Art. 41. A Administração não pode descumprir as normas e condições do edital, ao qual se acha estritamente vinculada.

<sup>65</sup> Destaca-se que, como não houve oitiva da ANEEL antes da prolação da decisão monocrática, o desembargador não considerou qualquer regulamentação setorial editada pela Agência, conforme será retomado adiante.

abrangendo a indisponibilidade forçada ou qualquer outro tipo de indisponibilidade.<sup>66</sup>

O desembargador, contudo, os rejeitou, ante, segundo argumentou, a clareza no esclarecimento prestado pela ANEEL, que abrangeria qualquer indisponibilidade, indistintamente.

## 1.2 Limitação da aplicação do risco hidrológico

Conforme visto acima, a produção de energia hidráulica, nos idos de 2014 e 2015, passava por um contexto de grave escassez hidrológica e de severas estiagens, em que a totalidade da energia produzida não atingia ou superava a garantia física total das hidrelétricas.

Como consequência, estas usinas tiveram de liquidar a diferença no MCP, por meio de um PLD extremamente alto, algo que ensejou diversos prejuízos financeiros a elas.

Diante de todo esse quadro, a SAESA, nos autos do **Agravo de Instrumento nº 0023052-35.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente, j. 06/05/2015, requereu judicialmente que a ANEEL fosse coibida a enviar comando à CCEE para que esta limitasse a aplicação do risco hidrológico sobre a UHE Santo Antônio em, no máximo, 5%, lhe assegurando um montante de energia em 95% de sua garantia física.

Para tanto, sustentou que, nos termos da Portaria MME nº 303/2004, o risco hidrológico constituiria um *risco ordinário*, vale dizer, um risco do negócio, incidente sobre a garantia física da hidrelétrica em apenas 5%.<sup>67</sup> Superada essa porcentagem, estar-se-ia diante do risco hidrológico

---

<sup>66</sup> **Indisponibilidade Programada (IP)** é o percentual do impacto na produção de energia devido a paradas programadas para manutenção. Já a taxa de **Indisponibilidade Forçada (TEIF)** diz respeito ao percentual do impacto na produção de energia devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas. Disponível em: Microsoft Word - EPE\_DEE\_NT\_044\_2016\_r0.docx. Acesso em: 21/11/2021.

<sup>67</sup> 2.1. A metodologia de cálculo da energia assegurada dos aproveitamentos do Sistema Interligado Nacional – SIN foi estabelecida considerando as seguintes diretrizes básicas: [...] – **risco de déficit de energia de, no máximo, 5% ao ano**, compatível com o critério de garantia de suprimento definido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

*extraordinário*, que não seria assumido pelas hidrelétricas, tampouco compartilhado entre elas por meio do MRE.

Ainda, alegou que os prejuízos decorrentes do período de estiagem, que naturalmente ensejam uma geração de energia hidráulica insuficiente, não poderiam ser atribuídos às geradoras de energia elétrica, visto que constituem medidas imprevisíveis e extraordinárias do Poder Público, ocasionadas especialmente pela realização de despachos fora da ordem de mérito<sup>68</sup> e pela não decretação de racionamento de energia elétrica.

Seriam, portanto, *atos do príncipe* que não poderiam ser arcados pelas concessionárias.

O juiz de 1º grau, diante dessas informações, negou o pedido de medida liminar formulado pela SAESA. Segundo sustentou, a Portaria MME nº 303/2004 – e, em igual medida, a Resolução CNPE nº 01/2004<sup>69</sup> – não teria limitado a aplicação do risco hidrológico em 5% às hidrelétricas, tal como alegado pela SAESA.

Em verdade, esse limite percentual diria respeito ao máximo de déficit na produção de energia que o sistema elétrico como um todo poderia suportar e, ainda assim, a demanda de energia seria atendida.

Vale dizer: seria um *risco sistêmico* a que o SIN estaria continuamente sujeito. Ainda, por envolver toda a produção de energia do país, se referiria não apenas à produção hidráulica, mas, também, termoelétrica, solar, eólica etc.

A seguinte passagem colacionada pelo magistrado, citando informações trazidas pela ANEEL, é esclarecedora:

---

<sup>68</sup> Em cenários de escassez hídrica, o ONS tende a despachar usinas termelétricas, cujo produção de energia, como visto acima, é mais cara. Contudo, esse despacho, em regra, é “na ordem de mérito”, vale dizer, despacha-se, prioritariamente, as termelétricas que produzem energia a um preço mais baixo. O preço de produção, por sua vez, representará o PLD daquele período. Caso, contudo, em momento posterior, o ONS decida, por razões variadas, despachar termelétricas com valor de produção maior, diz-se que ele despachou “fora da ordem de mérito”, resultando disso, assim, um preço de produção acima do PLD. Isso é prejudicial aos agentes do MCP que, na liquidação financeira, ficaram em posição devedora, pois eles terão de comprar energia para honrar seus contratos por um valor ainda mais elevado.

<sup>69</sup> Art. 2º Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem.

Ocorre que **o risco previsto no artigo 2º da Resolução n. 01, de 17 de novembro de 2004, do Conselho Nacional de Política Energética difere do risco inerente às geradoras de energia integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [...]. Com efeito, o risco energético estrutural de déficit de energia** relaciona-se ao atendimento físico da carga de energia, ou seja, **indica qual a probabilidade do Sistema não ter oferta de energia elétrica suficiente para o atendimento da demanda.** Nos termos do artigo 1º da Resolução nº 001, de 2004, o CNPE deixa claro que o objetivo da norma é estabelecer um critério geral de garantia de suprimento baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia.

Desse modo, para o juiz de 1º grau, o risco hidrológico estaria integralmente dissociado do risco estrutural do sistema elétrico nacional. Enquanto este seria regulado pelas normas acima citadas – Portaria MME nº 303/2004 e Resolução CNPE nº 01/2004 –, aquele estaria submetido ao MRE, nos termos do Decreto Federal nº 2.655/98, no qual as hidrelétricas compartilham o risco hidrológico.<sup>70</sup>

Para além desse argumento, de análise da legislação setorial, o magistrado sustentou que não seria possível conceder a liminar em razão da presunção de legitimidade/legalidade dos atos praticados pela ANEEL e CCEE, a qual a SAESA não teria obtido êxito em afastar.

E, ao final, ponderou que deferir o pedido da SAESA ensejaria um *periculum in mora* inverso, eis que atribuiria ônus às demais hidrelétricas, que, por estarem sujeitas ao MRE, teriam de arcar com o déficit de energia da UHE Santo Antônio que superasse 5%:

Assim, a redução da garantia física, nos termos em que pleiteado, importa na redução dos riscos hidrológicos, de forma que **os riscos hidrológicos superiores a 5% seriam assumidos pelos consumidores de energia ou a referida alocação às demais usinas hidrelétricas também integrantes no MRE**, conforme sustentado pela ANEEL às fls. 606-verso/617.

---

<sup>70</sup> Art. 20. As regras do MAE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

Contudo, interposto agravo de instrumento, novamente o Des. Souza Prudente reformou a decisão liminar proferida em 1º grau, deferindo a antecipação da tutela recursal.

Para ele, apesar de o assunto ser técnico, a natureza eminentemente cautelar do pedido da SAESA autorizaria a limitação do déficit da UHE Santo Antônio em 5%, especialmente em virtude dos valores a serem arcados pela Agravante a título de liquidação do MCP, em caso de não concessão de medida liminar (R\$ 156.880.924,36).

Ainda, o Des. Souza Prudente mostrou-se sensibilizado com o argumento de risco hidrológico extraordinário, no sentido de que o Poder Público não teria tomado as medidas necessárias para evitar o contexto de crise hídrica que motivou a SAESA a propor a ação judicial.

### **1.3 Consequências das decisões judiciais**

As decisões judiciais, sob um pretexto de favorecerem apenas a SAESA, que constava do polo ativo, acabaram por prejudicar todo o MRE.

Como explicado alhures, o MRE é composto apenas por hidrelétricas e tem por fundamento, apenas, diminuir o risco hidrológico, ou seja, o déficit na produção de energia em decorrência de eventos da natureza, como escassez hídrica.

Para isso, ele viabiliza a transferência do excedente de produção de algumas geradoras que produziram energia acima de suas garantias físicas para outras geradoras, que não conseguiram atingir a garantia física que contrataram.

Todavia, quando as usinas, em conjunto, não produzem energia suficiente para superar a soma das garantias físicas de todas as geradoras inseridas nesse mecanismo, o MRE distribui o déficit decorrente do risco hidrológico, de modo proporcional à garantia física de cada um de seus

participantes. Assim, é possível que uma hidrelétrica que obteve êxito em atingir sua garantia física torne-se deficitária após o rateamento.

Contudo, ao deferir os pleitos da SAESA acima indicados, o Des. Souza Prudente quebrou esse mecanismo.

No caso das duas primeiras decisões judiciais, ao afastarem a incidência do FID ao período de motorização e às turbinas em manutenção antes do despacho do ONS, na prática, permitiram que a UHE Santo Antônio se tornasse indisponível na produção de energia – seja no período de motorização, seja após, bastando que suas turbinas estivessem em manutenção –, inclusive de modo voluntário, incentivando sua ineficiência.

Ao mesmo tempo, a impossibilidade de que quaisquer ônus recaíssem sobre a SAESA durante essa indisponibilidade na geração de energia obrigou a CCEE a compensar essa perda de energia à UHE Santo Antônio por meio do MRE, alocando à hidrelétrica energia produzida pelas demais hidrelétricas.

Isso porque, esses ônus significariam, na prática, a aplicação do MRA, diminuindo a energia assegurada no âmbito do MRE. Como, contudo, ele não pôde ser aplicado, a decisão judicial foi recebida pela CCEE no sentido de que todo o déficit da UHE Santo Antônio decorreu do risco hidrológico, e não de fatores outros, como questões de eficiência na produção de energia.

Em relação à terceira decisão, o cenário foi ainda mais grave: ao declarar judicialmente que o déficit da UHE Santo Antônio não poderia superar 5% de sua garantia física, o Des. Souza Prudente literalmente determinou à ANEEL e à CCEE a alocação de energia à hidrelétrica, a fim de atingir, sempre, 95% de sua garantia física.

Essa alocação ocorreria, inclusive, nas situações em que o déficit não decorresse do risco hidrológico, o real fator ensejador da realocação de energia no MRE, visto que não há qualquer especificação da decisão neste sentido.

Diante de todo esse contexto, portanto, as demais hidrelétricas constantes do MRE foram obrigadas a transferir à UHE Santo Antônio energia suficiente para cobrir sua garantia física em, no mínimo, 95%. Isso, contudo,

gerou a elas um déficit maior do que já estavam suportando em virtude do  $GSF < 1$ , obrigando-as a liquidar a energia faltante, para honrar seus contratos, no MCP, de acordo com o PLD do dia.

Além dessa ruptura no MRE, em que as demais hidrelétricas tiveram que, sozinhas, lidar com o déficit da UHE Santo Antônio, as decisões judiciais também prejudicaram o MRE na medida em que desvirtuaram as “regras do jogo”, eis que o déficit já não era mais proporcionalmente distribuído por todas as hidrelétricas, visto que a UHE Santo Antônio, por força de decisão judicial, teria, sempre, sua garantia física atingida em 95%, independentemente do cenário.

Como decisões judiciais não têm o condão de gerar energia, senão ficcional, o sistema elétrico sentiu o *baque*. Foi o cenário perfeito para uma nova onda de judicializações, como destacarei abaixo.

## **2. Segunda Fase de Judicialização**

As demais hidrelétricas do MRE, prejudicadas pelas decisões judiciais que favoreceram unicamente à SAESA, decidiram por agir. Ironicamente, o mecanismo escolhido foi o mesmo que ensejou todo o problema: o Poder Judiciário.

Assim, na 2ª fase de judicialização, as hidrelétricas almejavam que o Poder Judiciário afastasse os ônus que estavam passando por terem de arcar, sozinhas, com o déficit na produção de energia da UHE Santo Antônio.

Foram proferidas 8 decisões judiciais cujos pedidos tinham fundamento nesta fase, das quais 4 eram sentenças, 3 eram liminares e 1 decisão



monocrática. À vista disso, foram interpostos 3 agravos de instrumento, 4 apelações e 1 agravo interno. Todos os acórdãos são do TRF-1.<sup>71</sup>

Os três agravos de instrumento e uma das apelações foram interpostos pela ANEEL e/ou CCEE. Três apelações e um agravo interno foram interpostas por hidrelétricas. Isso significa que em quatro decisões o juízo *a quo* decidiu favoravelmente às hidrelétricas e em quatro decisões decidiu favoravelmente à ANEEL e/ou CCEE.

Em termos gerais, as hidrelétricas requereram: **(i)** a declaração de nulidade da decisão da CCEE que imputou aos demais agentes do MRE os efeitos da proteção econômico-financeira obtida pela SAESA na 1ª fase da judicialização; **(ii)** não imputação, aos demais integrantes do MRE, de quaisquer ônus de decisões judiciais proferidas em processos nos quais não figuraram como parte; **(iii)** a condenação da CCEE a não aplicar qualquer sanção às hidrelétricas em virtude do não aporte de garantias financeiras ou não pagamento na liquidação financeira no MCP que estava prestes a ocorrer; e **(iv)** condenação da ANEEL para que determinasse à CCEE que recontabilizasse em relação às hidrelétricas eventuais liquidações financeiras realizadas em desconformidade com os pedidos anteriores. Tais pedidos serão detalhados e explicados a seguir.

Em relação ao **primeiro pedido**, no dia 06.05.2015 a CCEE recebeu ofício do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, por meio do qual foi

---

<sup>71</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação nº 0036282-95.2016.4.01.3400, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Jirair Aram Meguerian. J. 05/10/2020, Dje: 16/07/2021; BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação nº 0065208-86.2016.4.01.3400, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Jirair Aram Meguerian. J. 05/10/2020, Dje: 09/10/2020; BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Apelação Cível nº 0036237-91.2016.4.01.3400, 6ª Turma, Relator Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 04/11/2019, Dje: 08/11/2019; BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação no Mandado de Segurança nº 1007042-78.2015.4.01.340, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Jirair Aram Meguerian, J. 25/01/2021, Dje: 09/02/2021; BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0046059-56.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. Julgamento: 18/10/2017, Dje: 19/12/2017; BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0048693-25.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. Julgamento: 18/10/2017, Dje: 19/12/2017. BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 1002463-05.2015.4.01.0000, rel. Jirair Aram Meguerian, j. 27/06/2016. BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 0039247-61.2016.4.01.0000, 5ª turma, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro, J. 11/11/2019, Dje: 13/11/2019.

cientificada e instada a dar cumprimento à decisão proferida nos autos do Agravo de Instrumento nº 0023052-35.2015.4.01.0000, Rel. Des. Souza Prudente, j. 06/05/2015,<sup>72</sup> interposto pela SAESA em face da União Federal e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

1. Decisão judicial Santo Antônio Energia S.A. (SANTO ANTÔNIO) – Agravo de Instrumento nº 0023776-24.2015.4.01.3400/DF – Providências Operacionais no âmbito da CCEE. Relatada a matéria pelo conselheiro Rui Guilherme Altieri Silva, nos termos do inciso I do art. 28 da Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, e do inciso II do art. 22 do Estatuto Social da CCEE, e considerando que (i) em 06.05.2015, a CCEE recebeu ofício do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, por meio do qual foi cientificada e instada a dar cumprimento à decisão proferida nos autos do Agravo de Instrumento nº 0023776-24.2015.4.01.3400/DF, interposto em face de decisão proferida em Ação de Rito Ordinário nº 0023776-24.2015.4.01.3400, ajuizada por Santo Antônio Energia S.A. (SANTO ANTÔNIO) em face da União Federal e da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em trâmite na 1ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal; (ii) a decisão mencionada no considerando “i” determina a limitação da “aplicação do Fator GSF sobre a UHE Santo Antônio, considerando a redução máxima da Garantia Física da UHE Santo Antônio em 5%, e contabilização por meio do Mecanismo Auxiliar de Cálculo dos valores referentes aos ajustes na Garantia Física da UHE Santo Antônio que superarem 5%”, até o pronunciamento definitivo da Turma julgadora”; (iii) os resultados da contabilização do mês de março/2015 já foram finalizados, certificados pela empresa de auditoria independente e divulgados aos agentes do mercado em 30.04.2015 (Comunicado CO 223/15), e a liquidação financeira relativa às operações realizadas no âmbito da Câmara em março/2015 ocorrerá nos dias 11 (débitos) e 12 (créditos) de maio/2015, sendo que os ajustes necessários ao cumprimento da r. decisão judicial serão inseridos na primeira contabilização possível, realizada imediatamente após o recebimento da r. decisão; **os conselheiros decidiram, por unanimidade, determinar a adoção das seguintes providências operacionais pela Superintendência: (a) inserção de ajuste, via Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, na contabilização de abril/2015, processada em maio/2015, nos termos do art. 49 da Convenção de Comercialização, na contabilização das operações realizadas no âmbito da Câmara em abril/2015, para fins de delimitar a aplicação do Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE vigente nas Regras de Comercialização, que representa o GSF (Generation Scaling Factor), sobre a UHE Santo Antônio, considerando a redução máxima da Garantia Física da UHE Santo Antônio em 5%, a partir da contabilização de março/15 em diante; e (b) envio de comunicação à SANTO ANTONIO, ao Ministério de Minas e Energia – MME, ANEEL e ao Poder Judiciário, relatando as medidas ora deliberadas.** Nada mais havendo a tratar, o Presidente agradeceu a presença de todos, dando por encerrados os trabalhos, sendo lavrada a presente ata, aprovada e assinada pelos conselheiros presentes.

---

<sup>72</sup> Importante esclarecer que a decisão da CCEE, ao se referir ao agravo de instrumento, utiliza a numeração dos autos de 1º grau (Autos nº 0023776-24.2015.4.01.3400/DF). Contudo, ao se referir à decisão do TRF-1, fica claro que se trata daquela proferida pelo Des. Souza Prudente, descrita acima.

O cenário era de instabilidade, pois diante da proteção conferida à SAESA na 1ª fase, a CCEE deveria adotar alguma medida para atender a determinação judicial. O caminho encontrado pelo Conselho de Administração da CCEE foi, na contabilização de abril de 2015, transferir, do ponto de vista contábil, energia suficiente para cobrir a garantia física da UHE Santo Antônio em, no mínimo, 95%. Conseqüentemente a isso, as demais hidrelétricas teriam um déficit maior do que o comum, sendo obrigadas a comprar a energia faltante, para honrar seus contratos, no MCP, de acordo com o PLD do dia.

Contudo, na visão das demais hidrelétricas integrantes do MRE, as decisões liminares concedidas na 1ª fase e a medida adotada pela CCEE estariam equivocadas, eis que consideraram que o déficit na produção de energia da UHE Santo Antônio decorreria apenas do risco hidrológico – vale dizer, escassez hídrica –, quando, em verdade, ele foi ocasionado em razão da materialização de risco financeiro da atividade de exploração de energia hidráulica (risco do negócio). Ainda, entenderam que esse déficit deveria ser arcado pelo MCP, ambiente no qual prevalece a isonomia entre as partes.

O argumento quanto ao **risco financeiro** foi trazido nos autos da **Apelação Cível nº 0036282-95.2.016.4.01.3400**, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian, j. 05/10/2020 e envolve o FID, descrito na 1ª fase. Como visto, ele tem por finalidade aferir mensalmente o cumprimento do IDR, vale dizer, avalia a porcentagem de tempo em que a hidrelétrica operou e ficou indisponível, em razão, por exemplo, de reparos mecânicos nas unidades geradoras ou não finalização da construção do empreendimento.

Caso a hidrelétrica não tenha êxito em atingir seu IDR, aplicar-se-á o MRA, reduzindo-se, por conseguinte, a energia assegurada, proporcionalmente ao inadimplemento, para fins de alocação de energia no MRE.

Em outras palavras, o MRA faz com que a hidrelétrica deficitária, quando da aplicação do MRE, não tenha a si destinada energia suficiente para cobrir sua garantia física, obrigando-a a buscar a energia faltante no MCP, de acordo com o PLD vigente, a fim de honrar seus contratos, algo que a onera sobremaneira em um cenário de escassez hídrica. E isso ocorre porque o não

atingimento do IDR diz sobre a eficiência na produção da energia da hidrelétrica, e não sobre o risco hidrológico.

Para as hidrelétricas pleiteantes<sup>73</sup> da 2ª Fase, nesse contexto, as decisões que limitaram a aplicação do FID – e, assim, do MRA – estariam incorretas na medida em que os argumentos da SAESA para o não atingimento, por UHE Santo Antônio, do IDR não procederiam, visto que o FID deveria ser aplicado ao período de motorização e, também, às turbinas que não estiverem operando quando do despacho do ONS, ressalvado o caso de indisponibilidade planejada, tal como defendido pelos juízes de 1º grau, visto acima.

Portanto, sustentaram que parcela do déficit da UHE Santo Antônio decorreria, em verdade, de sua ineficiência em produzir a energia necessária para atingir sua garantia física e, assim, apenas ela deveria arcar com esse *risco do negócio*, por meio de liquidação das diferenças no MCP.

Já o argumento quanto a **isonomia do MCP** foi apresentada na **Apelação Cível nº 0065208-86.2016.4.01.3400**, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian, j. 05/10/2020, no qual a Enel Green Power Fazenda S.A apontou que os ônus das decisões judiciais devem ser suportados pelos credores do MCP de energia elétrica, em observância à isonomia que deve permear a relação entre todos os agentes que participam do MCP em decorrência da regra do compartilhamento da inadimplência, a qual será explicada na terceira fase de judicialização<sup>74</sup>.

Ademais, explicou que se os integrantes do MRE assumem os custos das liminares, tais custos, necessariamente, deixam de impactar os credores do MCP, pois seriam equacionados no âmbito do MRE, sem nem mesmo chegarem à liquidação financeira, que é etapa posterior.

Portanto, o primeiro pedido das hidrelétricas foi a declaração de nulidade da decisão da CCEE que imputou aos demais agentes do MRE os

---

<sup>73</sup> Baesa Energética Barra Grande S/A, Paulista Lajeado Energia S/A, Serra do Facão Energia S.A, Corumba Concessões S.A, Energest S.A, Costa Rica Energética LTDA, Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A, Lasa Lago Azul S.A.

<sup>74</sup> Ver página 62 desta monografia.

efeitos da proteção econômico-financeira obtida pela SAESA na 1ª fase da judicialização.

Na prática, o efeito causado pela decisão da CCEE para atender a determinação do Tribunal foi a transferência, em termos contábeis, da energia do MRE a fim de fazer com que a UHE Santo Antônio atinja 95% de sua garantia física. Conseqüentemente a isso, a UHE Santo Antônio não teve que entregar energia para cooperar com o MRE, mas, ainda assim, recebeu energia sem ter que comprar no MCP.

Logo, a partir daquele momento haveria uma quantidade menor de energia para ser compartilhada entre os outros integrantes do MRE que não foram beneficiados pela liminar.

O **segundo pedido**, por sua vez, consistiu na não imputação, aos integrantes do MRE que propuseram as ações judiciais de 2ª fase, de quaisquer ônus de decisões judiciais proferidas em processos nos quais não figuraram como parte. Esse pedido decorre diretamente da 1ª fase da judicialização, visto que os "processos nos quais não figuraram como parte" dizem respeito às decisões decorrentes das ações ajuizadas pela SAESA e que, para serem efetivadas pela CCEE, necessariamente iriam gerar um ônus para as demais hidrelétricas presentes no MRE.

Esse pedido tem cunho de natureza processual, fundamentando-se no art. 506 do CPC, o qual prevê que as decisões somente geram efeito entre as partes<sup>75</sup>.

Como decorrência disso, as hidrelétricas apontaram, ainda, a violação ao princípio da ampla defesa e do devido processo legal, pois não tiveram a oportunidade de se defender nos autos das ações propostas pela SAESA.

O **terceiro pedido**, ainda, diz sobre a condenação da CCEE a não aplicar qualquer sanção às hidrelétricas em virtude do não aporte de garantias financeiras ou não pagamento na liquidação financeira no MCP que estava prestes a ocorrer.

---

<sup>75</sup> Art. 506, do CPC. A sentença faz coisa julgada às partes entre as quais é dada, não prejudicando terceiros.

Como explicado na **Parte I** desta pesquisa, a liquidação financeira no MCP é realizada mensalmente pela CCEE e consiste no pagamento e recebimento dos débitos e créditos apurados pelo processo de contabilização.

Para ser agente da CCEE é indispensável o depósito de garantia financeira em conta corrente destinada à liquidação do MCP, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004. A garantia financeira visa assegurar o cumprimento de obrigação de pagamento no âmbito da liquidação financeira.

Todo mês a CCEE informa os montantes de garantias financeiras que cada agente deve constituir, com base em suas operações de compra e venda de energia no período contabilizado. Esse valor é depositado em uma instituição financeira e debitado automaticamente pela CCEE<sup>76</sup> quando o agente fica em posição devedora no MCP.

A título de ilustração, imagine que uma hidrelétrica "A" celebrou contrato de venda de energia no montante de 100 MWm com uma distribuidora "B". A energia vendida é registrada na CCEE, de modo que o montante de garantia financeira que essa hidrelétrica deve aportar é o valor correspondente a 100 MWm.

Caso ela não efetue o aporte dentro do prazo determinado ou o constitua parcialmente<sup>77</sup>, a CCEE realiza o ajuste no contrato de venda e compra na proporção dos valores não aportados.

Ou seja, em uma situação em que apenas 80% do aporte fora constituído, a CCEE reduz a energia fornecida, de modo que, se o contrato previa que a hidrelétrica "A" vende 100 MWm para a distribuidora "B", esta vai receber apenas 80 MWm, estando a primeira inadimplente em 20 MWm porque não aportou a integralidade da garantia financeira.

Se o agente tiver três ajustes consecutivos ou quatro ajustes alternados em um prazo de 12 meses, a CCEE iniciará o processo de desligamento e o agente ficará inviabilizado de comercializar energia.

---

<sup>76</sup> Ou seja, o valor é debitado para pagar os credores do MCP.

<sup>77</sup> A não realização do aporte do valor dentro do prazo pode se dar por diversos motivos, dentre eles: porque o agente está passando por uma situação financeira complicada ou porque o setor responsável por fazer isso se esqueceu. No caso da judicialização do GSF chegou a um ponto que os agentes do MCP não tinham condições financeiras para fazer o aporte exatamente porque, em decorrência do rateio da inadimplência (explicado na 3ª fase), já não estava auferindo lucros.

Assim sendo, o que as hidrelétricas buscavam com esse pedido era não ter os seus contratos reduzidos pela CCEE em decorrência do não aporte das garantias financeira, pois isso levaria a duas consequências: primeira, o possível inadimplemento de suas obrigações contratuais e, segunda, o seu desligamento da CCEE, o que impossibilitaria que continuasse a atuar na comercialização de energia.

Esse pedido foi formulado a fim de evitar maiores prejuízos às hidrelétricas que estavam arcando com o ônus financeiro decorrente da 1ª fase, pois algumas delas já não tinham condições financeiras de alocar garantias financeiras, uma vez que, em decorrência do rateio da inadimplência no MCP, não estavam conseguindo produzir energia suficiente para cobrir suas garantias físicas individuais e, ainda, da UHE Santo Antônio e, assim, já não estavam auferindo lucros.

O **quarto pedido**, por fim, consistiu na condenação da ANEEL para que determinasse à CCEE que recontabilizasse em relação às hidrelétricas eventuais liquidações financeiras realizadas em desconformidade com os pedidos anteriores.

## **2.1 Argumentos do Tribunal**

Em respostas a esses pedidos, conforme visto acima, foram proferidas 8 decisões judiciais, das quais 4 eram sentenças e 3 eram liminares e 1 era decisão monocrática proferida no Tribunal. Por consequência, foram interpostos 3 agravos de instrumento, 4 apelações e 1 agravo interno.

Os três agravos de instrumento e uma das apelações foram interpostas pela ANEEL e/ou CCEE. Três apelações e um agravo interno foram interpostos por hidrelétricas. A partir disso, foram proferidos 8 acórdãos, dos quais 5 favoreceram as hidrelétricas e 3 a ANEEL e/ou a CCEE.

Os acórdãos favoráveis aos agentes do MRE são: Apelação Cível nº 0065208-86.2016.4.01.3400, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian, j. 05/10/2020; Apelação Cível nº 0036282-95.2016.4.01.3400, Rel. Des.

Daniel Paes Ribeiro, j. 05/10/2020; Apelação Cível nº 0036237-91.2016.4.01.3400, Rel. Des. Daniel Paes Ribeiro, j. 04/11/2019; Apelação Cível nº 1007042-78.2015.4.01.3400, Rel. Des. Daniel Paes Ribeiro, j. 25/01/2021; Agravo Interno nº 0039247-61.2016.4.01.0000, Rel. Des. Daniel Paes Ribeiro, J. 11/11/2019.

Neles, o TRF-1 declarou nula a decisão da CCEE acima indicada e determinou à ANEEL e à CCEE que deixassem de imputar às *hidrelétricas pleiteantes* o ônus da proteção econômico-financeira obtida pela SAESA na 1ª fase da judicialização, vale dizer, que elas deixassem de arcar com o déficit da UHE Santo Antônio.

Para tanto, foi acolhido o argumento no sentido de que o risco a ser compartilhado entre as hidrelétricas no MRE seria apenas o hidrológico, e não o financeiro, nos termos do art. 24, do Decreto 2.655/1998, art. 14, §1º, alínea "b", da Lei n. 9.648/1998,<sup>78</sup> e art. 1º, §5º, inciso II, da Lei n. 10.848/2004.<sup>79</sup>

Assim, entendeu o Tribunal que o fato de a UHE Santo Antônio não ter atendido à sua garantia física no período de motorização e no momento subsequente nada tinha a ver com escassez hídrica, mas, sim, com sua ineficiência, uma vez que, conforme destacado acima, a garantia física a ser atingida no período de monitoração varia a depender do número de turbinas em operação comercial e, além do mais, a indisponibilidade de unidades geradoras decorreria da ineficiência da hidrelétrica, que não foi diligente a fim de permitir o seu funcionamento, razão pela qual deveriam ser assumidos por ela individualmente e, assim, não consideradas no MRE.

Os acórdãos favoráveis à ANEEL e/ou CCEE, por sua vez, são os seguintes: agravo de instrumento nº 0048693-25.2015.4.01.0000/DF, rel.

---

<sup>78</sup> Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento. §1º A regulamentação prevista neste artigo abrangerá, dentre outros, os seguintes aspectos: [...] b) **a definição de mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico.**

<sup>79</sup> Art. 1º [...] §5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores: [...] II - **o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico.**



des. Souza Prudente, j. 18/10/2017, o agravo de instrumento nº 0046059-56.2015.4.01.0000, Rel. Souza Prudente, j. 18/10/2017 e o agravo de instrumento nº 1002463-05.2015.4.01.0000, rel. Jirair Aram Meguerian, j. 27/06/2016.

Em síntese, nesses casos, o TRF-1 sustentou que não procederia o argumento das hidrelétricas de que não poderiam ser prejudicadas por decisões judiciais proferidas em processos nos quais não figuraram como parte.

Isso porque, vigora no setor elétrico, nos termos da Resolução ANEEL nº 552/2002, regra segundo a qual, sempre que determinado agente obtém êxito judicial em suspender débito perante o MCP, os demais "*agentes de mercado credores afetados*" devem rateá-lo:

Art. 10. Observando-se os limites da medida judicial citada no artigo anterior, **o MAE deverá proceder à apuração provisória dos valores controversos, cuja exigibilidade ficará suspensa, para o que poderá utilizar mecanismo auxiliar de cálculo e efetuar a apuração final dos valores quando da decisão judicial transitada em julgado ou quando tal medida for suspensa.**

§1º Os valores apurados nos termos deste artigo deverão ser: I – lançados em registro escritural especial a ser mantido pelo MAE em nome dos Agentes de Mercado impactados pela medida;

**II – rateados entre os Agentes de Mercado credores afetados, na proporção da respectiva energia comercializada, no caso de débitos não relacionados a Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs; e**

III – atribuídos, previamente ao processamento da contabilização mensal, às distribuidoras signatárias, no caso de débitos relacionados a CCEARs.

**§2º Na hipótese de impossibilidade da identificação dos credores afetados de que trata o inciso II do §1º, o rateio dos valores controversos será efetuado conforme as disposições do art. 7º desta Resolução.**

Conforme visto acima, as decisões judiciais indicadas na 1ª fase limitaram a incidência do risco hidrológico na UHE Santo Antônio em 5%, decorrendo disso que qualquer produção de energia abaixo de 95% de sua garantia física deveria ser compensada mediante energia produzida pelas demais hidrelétricas.

Como consequência disso, todo o eventual débito, a ser liquidado no MCP, pela UHE Santo Antônio foi, também, suspenso. Ora, se a usina sempre lhe terá assegurada energia para cobrir quase que integralmente sua garantia física, ela sempre honrará com seus contratos de comercialização e, assim, nada terá de liquidar no MCP.

Ou seja: a limitação do déficit na produção de energia da UHE Santo Antônio ensejou, também, a suspensão de quaisquer débitos perante o MCP.

Contudo, ao fazê-la, as demais hidrelétricas do MRE, na condição de "*agentes de mercado credores afetados*", tiveram que ceder parte de sua energia produzida, detendo, portanto, menos energia para atingir sua garantia física. E, nesse cenário, tornam-se *inadimplentes perante o MCP*.

Foi por essa razão que o Tribunal manteve o ônus atribuído às hidrelétricas pleiteantes de arcarem com as decisões proferidas na 1ª fase de judicialização do GSF.

## **2.2 Consequências das decisões judiciais**

Apesar de um tom aparentemente reativo do Poder Judiciário às consequências que as decisões da 1ª fase causaram para o mercado de comercialização de energia elétrica, fato é que, ainda assim, muitas foram as decisões que determinaram à ANEEL e à CCEE que deixassem de atribuir às hidrelétricas pleiteantes os ônus oriundos das decisões de 1ª fase.

Na prática, portanto, ao proibir que essas hidrelétricas ditas "vencedoras" tivessem de alocar sua energia produzida à SAESA, a fim de que esta atingisse sua garantia física em 95%, as decisões judiciais, mesmo que sem a intenção, cometerem uma nova alocação: agora, quem não tivesse proposto as ações de 2ª fase – ou tivesse, mas sem sucesso – teria de arcar com o déficit de UHE Santo Antônio com "menos auxílio".<sup>80</sup>

---

<sup>80</sup> "Menos auxílio" porque as hidrelétricas "vencedoras" nas ações de 2ª fase deixaram de ter de alocar sua energia para garantir o atingimento, pela UHE Santo Antônio, de sua garantia física.

A consequência disso? As hidrelétricas, forçadas não apenas a atingir sua garantia física, mas, também, a gerar energia suficiente para cobrir o déficit da UHE Santo Antônio, não obtinham êxito em fazer nem um nem outro.

Seria necessário, então, liquidar a energia faltante, para honrar seus contratos, no MCP. Contudo, dado o tamanho do débito, isso passou a ser impossível. Inicia-se, aí, uma nova onda de judicializações: existente escassez de recursos, os credores do MCP passaram a propor ações para terem preferência no recebimento de seus créditos.

### **3. Terceira Fase de Judicialização**

Diferentemente da 1ª e 2ª fases da judicialização do GSF, em que apenas hidrelétricas constavam do polo ativo das ações, a 3ª fase tem por característica a presença de credores do MCP de diversos tipos – como produtores de energia por meio de diversas fontes, tais como biomassa, cana-de-açúcar, eólica e solar – , vale dizer, aqueles a quem serão destinados os valores, calculados pelo PLD do dia, a serem pagos, primordialmente, pelas hidrelétricas que venderam mais energia do que efetivamente entregaram.

Como consequência disso, essa foi a fase com maior número de agentes pleiteando no judiciário. O principal argumento deles era a injustiça de que tivessem seus créditos reduzidos em razão do inadimplemento das hidrelétricas. As demais produtoras de energia solicitaram ao Judiciário, literalmente, o resguardo de seu crédito, conforme será explicado no pedido *(i)*.

Assim, foram proferidas 21 decisões judiciais, sendo 13 liminares, 5 sentenças e 3 decisões monocráticas. Conseqüentemente, foram interpostos 13 agravos de instrumento e 5 apelações e 3 agravos internos.

Dentre os 13 agravos de instrumento, 8<sup>81</sup> foram interpostos pela ANEEL, CCEE ou União e 5<sup>82</sup> por agentes do MCP. Isso significa que em 8 decisões o juízo *a quo* decidiu favoravelmente aos agentes do MCP e em 5 decisões decidiu desfavoravelmente aos agentes do MCP. Todos os agravos internos foram interpostos pela ANEEL e foram favoráveis aos agentes do MCP<sup>83</sup>.

---

<sup>81</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5029116-55.2016.4.04.0000, 4ª Turma, Relator Des. Fed. Cândido Alfredo Silva Leal. J. 17/05/2017, Dje: 24/04/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5035403-34.2016.4.04.0000, 4ª Turma, Relator Des. Fed. Cândido Alfredo Silva Leal. J. 17/05/2017, Dje: 24/04/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5038988-31.2015.4.04.0000/RS, 3ª Turma, Relator Juiz Convocado Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015, Dje: 03/12/2015;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5039895-06.2015.4.04.0000/RS, 3ª Turma, Relator Juiz Convocado Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015, Dje: 03/12/2015;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5041582-18.2015.4.04.0000/RS, 3ª Turma, Relator Juiz Convocado Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015, Dje: 03/12/2015;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Agravo de Instrumento nº 5050109-56.2015.4.04.0000, 3ª Turma, Relator Juiz Convocado Fernando Quadros da Silva. J. 20/03/2016, Dje: 09/03/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Kassio Nunes Marques. J. 25/04/2016, Dje: 29/04/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0053747-69.2015.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. J. 27/04/2016, Dje: 06/05/2016;

<sup>82</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0005724-58.2016.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Federal Jirair Aram Meguerian. J. 04/04/2016, Dje: 18/04/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0061566-57.2015.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Federal Souza Prudente. J. 11/09/2017, Dje: 10/11/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0012558-43.2017.4.01.0000/DF, 6ª Turma, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017, Dje: 10/11/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0020976-67.2017.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017, Dje: 10/11/2017.

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 5031478-30.2016.4.04.0000, 4ª Turma, Rel. Sérgio Renato Tejada Garcia. J. 01/02/2017, Dje: 08/02/2017.

<sup>83</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1008229-68.2017.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Fed. Souza Prudente. J. 05/05/2021, Dje: 10/05/2021;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1016346-77.2019.4.01.0000, Corte Especial, Relator Des. Kassio Nunes Marques. J. 17/10/2019, Dje: 19/10/2019;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo Interno nº 1030992-29.2018.4.01.0000, 5ª Turma, Relator Des. Fed. Souza Prudente. J. 14/07/2021, Dje: 16/07/2021.

Dentre as 5 apelações, 3<sup>84</sup> foram interpostas pela ANEEL, CCEE ou União e 2<sup>85</sup> por agentes do MCP; de modo que 3 sentenças foram favoráveis aos agentes do MCP e 2 desfavorável aos agentes do MCP.

Em todo esse bloco de ações judiciais, foram formulados três pedidos, de modo que o *(ii)* e *(iii)* são idênticos aos da 2ª fase de judicialização, sendo apenas o *(i)* diferente. Diante desse fato, irei tecer explicações apenas quanto ao primeiro pedido, visto que os outros já foram explicados na 2ª fase.

Desse modo, os integrantes do MCP requereram **(i)** a exclusão de seus créditos do rateio decorrente das decisões judiciais de 1ª e 2ª fases; **(ii)** que não lhes fosse imputado o ônus de decisões judiciais de processos nos quais não figuraram como parte, com fundamento no art. 506, do CPC; e **(iii)** a condenação da CCEE a não aplicar qualquer sanção aos agentes do MCP em virtude do não aporte de garantias financeiras ou não pagamento na liquidação financeira que estava prestes a ocorrer.

A compreensão do primeiro pedido exige o esclarecimento de algumas premissas.

Os agentes do MCP recorreram ao poder judiciário argumentando que a forma pela qual estava ocorrendo as liquidações financeiras no MCP estava comprometendo a saúde financeira deles.

Em síntese, relataram que hidrelétricas devedoras no MCP, mas que foram beneficiadas por provimentos liminares, foram dispensadas de pagar parte dos respectivos valores devidos, correspondentes às liminares. Todavia, referido déficit, pelas regras vigentes, será alocado entre os credores deste

---

<sup>84</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Apelação nº 5033160-60.2016.4.04.7100, 4ª Turma, Relator Des. Federal Cândido Alfredo Silva Leal. J. 20/5/2020, Dje: 30/04/2020; BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Apelação nº 5057405-72.2015.4.04.7100, 3ª Turma, Relator Juíza Convocada Federal Gabriela Pietsch Serafin. J. 26/09/2017, Dje: 29/08/2017;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 4ª Região. Apelação nº 5066962-83.2015.4.04.7100, 3ª Turma, Relator Desembargadora Federal Vânia Hack De Almeida. J. 02/06/2020, Dje: 14/05/2020;

<sup>85</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação Cível nº 1005842-02.2016.4.01.3400, 5ª Turma, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 06/07/2016, Dje: 30/07/2016;

BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Apelação Cível nº 5000806-54.2017.4.04.7000, 3ª Turma, Rel. Des. Vânia Hack de Almeida. J. 08/06/2021, Dje: 10/06/2021.

mercado, em proporção aos respectivos créditos, isto é, os agentes credores receberão apenas uma parcela dos valores devidos à liquidação do MCP.

Essa redistribuição de custos, ainda que temporária, tem o potencial de afetar significativamente a saúde financeira dos agentes do MCP. Importante esclarecer que é temporária porque nas liquidações seguintes esses valores seriam ressarcidos aos agentes credores quando o MCP tivesse uma liquidação em que o crédito fosse superior ao débito. Entretanto, como o MCP estava instável em decorrência das interferências do Judiciário, não se tinha previsão de quando esse mercado iria se normalizar, logo, não se sabia quando os credores iriam receber o valor devido.

Assim, no pedido **(i)** os agentes do MCP desejam que dos seus créditos não seja debitado o valor correspondente ao débito ocasionado pela concessão de liminares às hidrelétricas. Ou seja, alguns agentes do MCP compraram mais energia do que venderam em contratos. Logo, eles ainda tinham energia para vender no MCP e iriam aferir lucros na venda, pois o preço no megawatt correspondia ao do PLD do dia, que na época estava elevado<sup>86</sup>. Eles tinham a expectativa de receber um valor muito elevado, contudo a CCEE entregava a eles apenas uma pequena parte do valor, em decorrência do rateio da inadimplência.

Rateio significa divisão proporcional. Então “rateio da inadimplência” consiste na divisão proporcional do débito presente no MCP. A primeira indagação que podemos fazer é: de onde vem esse débito? A resposta para tal indagação é que esse débito tem origem na concessão de liminar na 1ª e 2ª fase da judicialização.

A segunda indagação é: porque a CCEE realizava a divisão proporcional do débito, onerando os agentes do MCP? Porque essa é uma norma do setor prevista nos **artigos 17, IV e 47, §1º, da Convenção de Comercialização de Energia**. O conteúdo da norma é o seguinte:

---

<sup>86</sup> O preço estava elevado porque, como explicado na Parte I, o PLD corresponde ao preço da energia que teve de ser gerada, mediante despacho do ONS, para cobrir a não entrega de energia que fora contratualizada pelas hidrelétricas.

**Art. 17.** Os Agentes da CCEE deverão cumprir as seguintes obrigações, sem prejuízo de outras estabelecidas na legislação e em regulação específica da ANEEL:

(...)

IV – **Suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no Mercado de Curto Prazo**, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado;

(...)

**Art. 47.** Serão executadas as garantias financeiras dos agentes da CCEE inadimplentes no processo de Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo, incluindo penalidades.” (Redação dada pela Resolução Normativa nº 348 de 06.01.2009)

§ 1º Caso as Garantias Financeiras executadas não sejam suficientes para a cobertura dos compromissos financeiros dos agentes inadimplentes, os demais Agentes da CCEE responderão pelos efeitos de tal inadimplência, na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no Mercado de Curto Prazo no mesmo período de Contabilização”.

Para compreender essa norma é preciso explicar alguns pontos.

Todos os participantes do MCP são agentes da CCEE. Para ser agente da CCEE é indispensável o depósito mensal de garantia financeira em conta corrente destinada à liquidação do MCP, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004. A **garantia financeira** visa assegurar o cumprimento de obrigação de pagamento no âmbito da liquidação financeira.

Ou seja, depois da contabilização realizada pela CCEE<sup>87</sup> separa-se os agentes em dois grandes blocos: aqueles que estão na posição credora (gerou mais energia do que negociou em contratos) daqueles que estão em posição devedora (consumiu mais energia ou vendeu mais do que negociou em contratos).

Todo mês a CCEE informa os montantes de garantias financeiras que cada agente devedor deve depositar em conta corrente destinada à liquidação do MCP, de modo que na data da liquidação (pagamento) a CCEE faz um “débito automático” na conta dos agentes.

---

<sup>87</sup> A contabilização realizada pela CCEE consiste na coleta dos dados de geração ou de consumo dos agentes da CCEE por meio de sistema de medição.

Assim, o valor é descontado da conta do agente sem espaço para contestação. Como havia uma inadimplência no MCP, a CCEE dividia o valor desse débito entre a quantidade de credores. Da conta desses credores ela executava primeiro a garantia financeira (art. 47, caput da Convenção de Comercialização de Energia). Quando essa não era suficiente para pagar o débito do MCP, a CCEE executa também o crédito que o agente tinha para receber, de modo que se antes ele iria aferir lucros, agora ele receberá um valor muito menor que pode comprometer a sua própria manutenção.

A relação entre a garantia financeira e o rateio da inadimplência previsto nos artigos 17, IV e 47, §1º, da Convenção de Comercialização de Energia é que em decorrência do rateio da inadimplência o agente da CCEE sofre prejuízos financeiros notórios e aparentemente injustos, pois são executados valores da sua garantia financeira e de seu crédito.

O detalhe é que, em regra, no direito contratual, uma garantia financeira só é executada quando o devedor incorre em um inadimplemento. No caso da judicialização do GSF os agentes do MCP não incorreram em inadimplemento, mas a garantia financeira foi executada em decorrência de uma regra específica do setor elétrico.

Em resposta a esses pedidos, foram proferidos 14 acórdãos favoráveis à ANEEL, CCEE e União, que negaram os pedidos dos agentes do MCP, são eles: **Agravo de Instrumento nº 5029116-55.2016.4.04.0000**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal. J. 17/05/2017; **Agravo de Instrumento nº 5035403-34.2016.4.04.0000**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal. J. 17/05/2017; **Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques. J. 25/04/2016; **Apelação nº 5033160-60.2016.4.04.7100**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal. J. 20/5/2020; **Apelação nº 5057405-72.2015.4.04.7100**, Rel. Gabriela Pietsch Serafin. J. 26/09/2017; **Apelação nº 5066962-83.2015.4.04.7100**, Rel. Des. Vânia Hack De Almeida. J. 02/06/2020; **Agravo de Instrumento nº 0061566-57.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente. J. 11/09/2017; **Agravo de Instrumento nº 0012558-43.2017.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017; **Agravo de Instrumento nº**



**0020976-67.2017.4.01.0000**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques. J. 04/09/2017; **Agravo de Instrumento nº 5031478-30.2016.4.04.0000**, Rel. Sérgio Renato Tejada Garcia. J. 01/02/2017; **Agravo de Instrumento nº 1005842-02.2016.4.01.3400**, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 06/07/2016; **Agravo de Instrumento nº 5000806-54.2017.4.04.7000**, Rel. Des. Vânia Hack de Almeida. J. 08/06/2021; **Agravo Interno nº 1016346-77.2019.4.01.0000**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques. J. 17/10/2019; **Agravo de Instrumento nº 0005724-58.2016.4.01.0000**, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian. J. 04/04/2016.

Vale destacar que os acórdãos favoráveis à ANEEL, CCEE e União tinham apenas um argumento, o qual será tecido a seguir na análise dos acórdãos.

### **3.1 Compartilhamento da inadimplência no MCP – ou *loss sharing*.**

Os acórdãos favoráveis à ANEEL, CCEE e União tinham como principal argumento a regra do ***compartilhamento da inadimplência no MCP – também conhecido como *loss sharing****. Essa regra está prevista nos arts. 17, IV, e 47, §1º, da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e estatui que, quando um devedor não adimple, no âmbito do MCP, seu débito, o sistema impõe que todos os credores do MCP arquem, de modo proporcional ao seu crédito, com esse inadimplemento.

Essa foi a forma pela qual a regulação do setor buscou preservar a isonomia entre os credores: acomodando, de modo isonômico, o impacto financeiro provocado pela inadimplência dos devedores, a fim de que uns não sofram mais do que os outros<sup>88</sup>. No TRF 1ª Região, tal regra foi explicada da seguinte forma:

---

<sup>88</sup> Cid. P. 88.

Quando o saldo financeiro disponível no MCP é direcionado ao pagamento integral do crédito de um determinado agente – em cumprimento a determinação judicial –, outros agentes deixaram de receber, proporcionalmente, o valor que lhes seria endereçado.

Quando esse procedimento se multiplica, apenas os grupos de agentes amparados por decisão judicial passam a receber os seus créditos de forma integral (enquanto são poucos), e, com a reiteração ilimitada dessa solução judicial, os recursos financeiros do MCP não serão suficientes para o pagamento, sequer, dos agentes amparados por liminares. Ou seja, se todos os agentes estiverem amparados judicialmente para o recebimento integral de seus créditos, nenhum agente receberá, porque o Mercado estará paralisado<sup>89</sup>.

O contexto por detrás dessa decisão é a concessão de liminares para os agentes do MCP. Diante da aplicação do rateio da inadimplência explicado acima, algumas usinas térmicas, eólicas, de biomassa, entre outras, buscaram o Poder Judiciário pleiteando que o rateio da inadimplência não fosse aplicado a elas pois era uma regra injusta e tais usinas não poderia ser prejudicada por decisões proferidas em ações nas quais não foram parte.

Ao deferir a liminar o Tribunal impedia que a usina pleiteante participasse do rateio, de modo que essas recebam os seus créditos de forma integral. Logo, o débito era dividido proporcionalmente entre uma menor quantidade de agentes, sendo que ao final poucos agentes estavam pagando a conta de todos dos integrantes do MCP.

Tal situação proporcionava condição especial de determinados agentes em relação aos outros o que violava a isonomia buscada pelo rateio da inadimplência, segundo o qual os agentes do MCP devem suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no MCP na proporção de seus créditos líquidos.

Essa situação ocorreu com a **Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE)** que alegou nos autos do **Agravo de Instrumento nº 5035403-34.2016.4.04.0000/RS**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 27/10/2016, **Agravo de Instrumento nº**

---

<sup>89</sup> BRASIL. Tribunal Regional Federal 1ª Região. Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000, 6ª Turma, Relator Des. Fed. Kassio Nunes Marques. J. 25/04/2016, Dje: 29/04/2016;

**5029116-55.2016.4.04.0000**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 17/05/2017, **Apelação Cível nº 5033160-60.2016.4.04.7100**, Rel. Des. Cândido Alfredo Silva Leal Junior, j. 20/05/2020 estar desamparada de qualquer provimento judicial e, sendo credora no MCP, acumula **prejuízos na ordem de R\$ 68.683.325,33** ao ponto de nada ter recebido na liquidação promovida pela CCEE em abril de 2016.

No caso, acumular prejuízo nesse valor significa que ela está entregando energia, mas em decorrência do rateio do débito, tem o seu crédito suspenso até que o MCP tenha condições de realizar o pagamento de todos os credores<sup>90</sup>.

De plano, o Tribunal reconheceu que a situação fática trazida pela **CGTEE** realmente impressiona num primeiro momento, pois dá a sensação de que se estaria diante de manifesta situação de injustiça. É importante destacar isso porque se os valores convencem desembargadores que atuam cotidianamente com o tema, quiçá um cidadão comum que não tem contato com tais dados. Todavia, ao analisar a situação melhor reconhece que não há injustiça. Na verdade, há uma regulamentação específica para o setor que tem como foco a manutenção do sistema elétrico no longo prazo.

Alude ao dever de obediência às regras convencionadas pela CCEE e ANEEL, especialmente o rateio da inadimplência previsto nos **artigos 17, IV e 47, §1º, da Convenção de Comercialização de Energia**. Primeiro porque a ANEEL é autarquia de regime especial e, assim sendo, possui privilégios, dentre os quais o poder normativo, o qual consiste na possibilidade de expedir atos que regulamentam as matérias de sua competência.

Argumentou também que não se trata de imposição de obrigações apenas por força de lei aos agentes do MCP. Isso porque o regime de exploração da energia elétrica não é de direito privado, visto que há uma delegação feita pelo Poder Público de bens que a todos pertencem, como prevê a Constituição. Portanto, o Poder Público poderia explorá-la

---

<sup>90</sup> De certa forma isso representa um prejuízo para a CGTEE, pois o seu pagamento é postergado e ela precisa honrar com as suas dívidas atuais, não possuindo dinheiro para tanto.

diretamente ou realizar concessões, delegações ou permissões para que a iniciativa privada explore.

Sendo assim, aos agentes da CCEE não foi imposta a exploração de energia, mas, ao contrário, foi-lhes dada a liberdade de comercializar energia elétrica ou não. Entretanto, se escolheram comercializar devem aderir às regras que regulam esse mercado, logo, “*suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no Mercado de Curto Prazo*”.

Portanto, o Tribunal cassou a tutela provisória deferida em primeiro grau e, em termos que muito me chamaram a atenção, *devolveu às partes sua submissão às regras disciplinadoras da questão no âmbito administrativo, resolvendo-se as eventuais injustiças momentâneas ocorridas segundo as regras do próprio sistema*. Ou seja, a continuidade da aplicação do rateio da inadimplência.

Como continuidade desse argumento, o Tribunal consolidou o entendimento de que os agentes do setor elétrico devem seguir as regras setoriais, ainda que elas possam ser momentaneamente injustas, visto que é preciso priorizar o bom funcionamento do MCP no longo prazo.

O **Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques, j. 25/04/2016, foi interposto pela Associação Brasileira de Energia Eólica - **ABEEÓLICA** em face da CCEE e ANEEL, e representou um acórdão paradigma no TRF 1ª região.

Tal acórdão é paradigma porque o seus argumentos foram reproduzidos na integralidade no **Agravo de Instrumento nº 0012558-43.2017.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques, j. 04/09/2017 interposto pela **Central Hidrelétrica Sirivera Ltda**; no **Agravo de Instrumento nº 0020976-67.2017.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques, j. 04/09/2017 pela **Libra Ligas do Brasil S/A**; no **Agravo de Instrumento nº 0061566-57.2015.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques, j. 11/9/2017 pela **Central Energética Guáira Ltda**.

Somado a isso, esse argumento foi desenvolvido na **Apelação Cível nº 5057405-72.2015.4.04.7100/RS**, Rel. Juíza Gabriela Pietsch Serafin,

J. 27/09/2017 seguido na sua integralidade pela **Apelação/Remessa Necessária nº 5066962-83.2015.4.04.7100/RS**, Rel. Des. Vânia Hack De Almeida, j. 02/06/2020; **Agravo de Instrumento nº 5031478-30.2016.4.04.0000**, Rel. Sérgio Renato Tejada Garcia. J. 01/02/2017; e **Agravo de Instrumento nº 5000806-54.2017.4.04.7000**, Rel. Des. Vânia Hack de Almeida. J. 08/06/2021; **Agravo de Instrumento nº 1005842-02.2016.4.01.3400**, Rel. Des. Federal Daniel Paes Ribeiro. J. 06/07/2016; **Agravo Interno nº 1016346-77.2019.4.01.0000**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques. J. 17/10/2019; **Agravo de Instrumento nº 0005724-58.2016.4.01.0000**, Rel. Des. Jirair Aram Meguerian. J. 04/04/2016.

O cerne do argumento empregado no **Agravo de Instrumento nº 0064291-19.2015.4.01.0000/DF**, Rel. Des. Kassio Nunes Marques, j. 25/04/2016, foi de que a concessão de liminares a alguns agentes do MCP prioriza o cumprimento de obrigação de uns em detrimento de outros, violando a isonomia que deve permear a relação entre todos os agentes do MCP, viabilizada por meio do rateio da inadimplência.

Assim, na terceira fase, foi possível verificar que a maior parte dos acórdãos julgados tinham argumentos favoráveis à **ANEEL** e **CCEE**. Em relação a esses argumentos foi possível observar que só havia um argumento, qual seja: o compartilhamento da inadimplência no MCP deve ser observado pelos agentes do setor a fim de privilegiar a isonomia no MCP. Pude verificar que o argumento se repetia tanto no TRF 1 como no TRF 4, e isso se deve porque nessa última fase já havia um acórdão paradigma seguido na integralidade pelos Tribunais.

### **3.2 Indevido repasse dos ônus aos agentes do MCP**

Analisando os acórdãos favoráveis aos agentes do MCP, pude filtrar 7 acórdãos, são eles: **Agravo de Instrumento nº 5038988-31.2015.4.04.0000/RS**, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015;

**Agravo de Instrumento nº 5039895-06.2015.4.04.0000/RS**, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015; **Agravo de Instrumento nº 5041582-18.2015.4.04.0000/RS**, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015; **Agravo Interno nº 1008229-68.2017.4.01.0000**, Rel. Des. Fed. Souza Prudente. J. 05/05/2021; **Agravo Interno nº 1030992-29.2018.4.01.0000**, Rel. Des. Fed. Souza Prudente. J. 14/07/2021, **Agravo de Instrumento nº 5050109-56.2015.4.04.0000**, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 20/03/2016; **Agravo de Instrumento nº 0053747-69.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente. J. 27/04/2016.

Os três primeiros agravos citados tiveram iguais teores argumentativos, visto que interpostos separadamente pela **ANEEL**, **CCEE** e **União** contra a mesma decisão do *juízo a quo*. De plano, o Tribunal não se preocupou em tecer uma nova argumentação jurídica, reproduzindo e reafirmando a integralidade os argumentos da decisão do *juízo a quo*, o qual tinha por fundamento o indevido repasse dos ônus aos agentes do MCP.

Segundo esse argumento, a CCEE havia informado nos autos que parcela significativa do inadimplemento decorreu de decisões liminares, o qual foi imputado aos demais agentes da Câmara e não aos réus das referidas ações (União e Aneel conforme a maioria das liminares juntadas aos autos).

Nesses agravos o Tribunal entendeu que o impacto de decisões liminares concedidas em favor de outros componentes do MRE e do MCP não se equipara a inadimplência, razão pela qual a ANEEL e a União não podem simplesmente repassá-lo aos demais geradores de energia. A inadimplência que esse argumento se refere diz respeito ao conceito previsto no direito contratual, segundo o qual o inadimplemento surge com o não cumprimento da obrigação. Assim, entendeu que os agentes da CCEE não haviam descumprido obrigações, motivo pelo qual não deveria arcar com os ônus.

Argumentou ainda que as hidrelétricas integrantes do MCP e que não são beneficiadas por liminares que suspendam ou limitem o GSF são indevidamente oneradas, uma vez que resultam obrigadas a responder pelo déficit decorrente de decisões judiciais em processos em que sequer são partes.

### **3.3 Riscos extraordinários dos agentes no MCP**

Os **Agravos de Instrumento nº 5050109-56.2015.4.04.0000**, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 20/03/2016; **Agravo de Instrumento nº 0053747-69.2015.4.01.0000**, Rel. Des. Souza Prudente. J. 27/04/2016 apresentaram o argumento do risco extraordinário, não previsto, que não deve recair sobre os agentes do MCP.

Para tanto, o Tribunal apontou que há fatores externos (decisões judiciais sobre GSF) que interferem no ambiente regulado, causando desequilíbrio aos integrantes do setor, acarretando prejuízos elevados a quem não foi amparado pelas decisões.

Assim, entendeu que a inadimplência no MCP não deve ser suportada pelos representados da ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas, pois, caso se entenda em sentido contrário, ela estaria arcando com riscos extraordinários em sua atividade econômica, que não tinham como ser previstos, qual seja: as decisões judiciais do GSF.

Nos **Agravos Interno nº 1008229-68.2017.4.01.0000**, Rel. Des. Fed. Souza Prudente. J. 05/05/2021; **Agravo Interno nº 1030992-29.2018.4.01.0000**, Rel. Des. Fed. Souza Prudente. J. 14/07/2021 o Tribunal negou provimento porque a CCEE e a ANEEL não conseguiram refutar as razões em que se aparam as decisões agravadas, de modo que não havia motivos para a reforma.

### **3.4 Consequências das decisões judiciais**

Considerando que na terceira fase a maior parte das decisões foram favoráveis aos argumentos da ANEEL, CCEE e União foi possível verificar um gradual retorno na estabilidade do MCP. Isso porque os Tribunais começaram

a indeferir os pedidos de exclusão dos créditos do rateio no MCP decorrente das decisões judiciais de 1ª e 2ª fases.

Alguma atitude deveria ser tomada para atenuar a judicialização do GSF e, por parte do judiciário, essa atitude estaria diretamente relacionada a deixar que o mercado se autorregulasse, aplicando-se as regras que lhe são típicas, como o rateio da inadimplência no MCP. É inevitável que alguém teria que arcar com esses custos e, no âmbito do judiciário, isso deveria ser feito pela aplicação das próprias regras do setor.

Todavia, como se verá no tópico seguinte, a solução final não foi encontrada no Poder Judiciário, mas sim no Legislativo em atuação conjunta com o Executivo, dado que a esses dois poderes é dado o dever de gerir e disciplinar o setor elétrico.



### **Conclusão – A alocação do risco hidrológico pelo Poder Judiciário: consequências práticas.**

A presente pesquisa teve por objetivo descrever o comportamento do Poder Judiciário em decisões sobre a alocação do risco hidrológico. A pergunta de pesquisa proposta foi: *Como o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico?* Ao longo da pesquisa foi constatado que o Poder Judiciário aloca o risco hidrológico alterando a quantidade de energia que um agente irá receber em decorrência de eventos relacionados ou não a fenômenos da natureza. Tal situação teve como pivô as ações ajuizadas pela UHE Santo Antônio em maio de 2014.

Na primeira fase de judicialização a alteração da quantidade de energia a ser fornecida às hidrelétricas beneficiadas por liminares teve como parâmetro o atingimento de sua garantia física. Isso foi muito bem ilustrado nas duas primeiras decisões judiciais que, ao afastarem a incidência do FID ao período de motorização e às turbinas em manutenção antes do despacho do ONS, na prática, permitiram que a UHE Santo Antônio se tornasse indisponível na produção de energia e, ao mesmo assim, tivesse alocado para si a energia produzida pelas demais hidrelétricas.

Na segunda e terceira fase a alteração da quantidade de energia a ser fornecida ocorre toda vez que é concedida uma liminar para um agente do setor. Por exemplo, na segunda fase quando uma hidrelétrica é beneficiada por uma liminar, ela tem alocado para si uma quantidade de energia correspondente a sua garantia física, em consequência a isso diversas hidrelétricas deixam de receber ou recebe em uma quantidade muito inferior ao que lhes era devido.

De igual forma ocorreu na terceira fase, visto que os agentes do MCP beneficiados por liminares tiveram alocado para si uma quantidade de energia compatível com o que havia comercializado em contratos, de modo que outros agentes deixaram de receber ou receberam em uma quantidade muito inferior ao que lhes era devido.

Foi possível verificar a confirmação, na integralidade, da hipótese que estabeleci na metodologia (Parte II), pois de fato os Tribunais não alocam o risco hidrológico tal como objetiva o MRE – de modo equânime e proporcional à garantia física individual – mas, sim, privilegiam as pleiteantes, limitando artificialmente sua garantia física e, por consequência, mesmo que sem indicação expressa nas decisões, atribuem todo o risco hidrológico às demais hidrelétricas.

Da análise jurisprudencial, o primeiro comportamento que se pôde verificar é a ausência de uma análise consequencialista do julgador diante do caso concreto. Ou seja, quando do julgamento do caso, a autoridade julgadora deveria considerar as consequências práticas da decisão adotada e expô-las na decisão prolatada.

Tal situação ganha maior relevância quando se trata de concessão ou não de tutelas provisórias, pois mesmo o legislador de 1973 previa que era preciso uma atenção do julgador para as consequências da concessão daquela tutela, de modo que se houvesse perigo de irreversibilidade do provimento, não deveria ser concedida (art. 273, § 2º do CPC/1973).

Inclusive, posteriormente as decisões, a LINDB foi alterada pela Lei nº 13.655/2018, de modo que o seu art. 20 passou a prever que *nas esferas administrativa, controladora e judicial, não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão*. Esse dispositivo expressa o desejo do legislador de que quando do julgamento do caso concreto, a autoridade julgadora considere as consequências práticas da decisão adotada.

No mesmo sentido, em 2018 foi realizado o II Fórum Nacional da Concorrência e da Regulação realizado pela Associação dos Juízes Federais do Brasil - AJUFE no qual foi anunciada a recomendação no sentido de que *os juízes possam deferir tutelas que restabeleçam a juridicidade violada com o menor grau de impacto interventivo possível nos setores regulados*, tal como o elétrico, de modo a estarem atentos para as consequências políticas, econômicas e concorrenciais que a decisão pode provocar.

Assim, na primeira fase da judicialização foi possível verificar que o desembargador não considerou as consequências práticas da sua decisão ao conceder a liminar. Isso porque ao limitar a aplicação do risco hidrológico (GSF) sobre a UHE Santo Antônio em, no máximo, 5%, lhe assegurando um montante de energia em 95% de sua garantia física, descaracterizou toda a lógica do MRE.

O resultado prático da decisão do desembargador provocado pela concessão das liminares nos AI nº 0025473-32.2014.4.01.0000 e AI nº 0036475-62.2015.4.01.0000 foi a chancela judicial para que a UHE Santo Antônio se tornasse indisponível na produção de energia – seja no período de motorização, seja após, bastando que suas turbinas estivessem em manutenção –, inclusive de modo voluntário, incentivando sua ineficiência. Somado a isso, reconheceu a impossibilidade de que qualquer ônus recaísse sobre a SAESA durante essa indisponibilidade na geração de energia.

Consequentemente, a CCEE foi obrigada a compensar essa perda de energia à UHE Santo Antônio por meio do MRE, alocando à hidrelétrica energia produzida pelas demais hidrelétricas, dando ensejo aos pedidos da segunda fase de judicialização e, por conseguinte, da terceira fase.

O segundo comportamento verificado foi a incompreensão do funcionamento do setor elétrico pelo Tribunal. Isso foi verificado nas três fases por meio de diversos aspectos. O primeiro aspecto diz respeito a presença de diversos acórdãos com conteúdo decisório contraditório, que não apresentam as normas que fundamentam a decisão ou não explicam a aplicação dessas normas<sup>91</sup>. O segundo aspecto refere-se ao fato de o Tribunal ter apresentado decisão unânime na maior parte dos acórdãos, seguindo na integralidade os argumentos do relator. Isso chama a atenção porque observa-se que não era comum haver um debate entre os desembargadores para compreender qual o melhor voto a ser seguido.

---

<sup>91</sup> Tal situação foi verificada principalmente nos acórdãos do TRF 4, especialmente no agravo de instrumento nº 5038988-31.2015.4.04.0000/RS, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015; agravo de instrumento nº 5039895-06.2015.4.04.0000/RS, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015; agravo de instrumento nº 5041582-18.2015.4.04.0000/RS, Rel. Fernando Quadros da Silva. J. 16/12/2015.

A premissa da decisão colegiada é submeter os diversos argumentos ao debate qualificado e propositura de novas soluções. Entretanto, quando isso não acontece, há apenas o conformismo com o primeiro argumento proposto. O resultado disso foi que o Tribunal ignorou diversas normas setoriais que resolveriam o litígio.

A título de exemplo, vale citar a interpretação dada a Portaria MME nº 303/2004. Por meio dela a UHE Santo Antônio buscou transparecer que o risco hidrológico constituiria um risco do negócio, incidente sobre a garantia física da hidrelétrica em apenas 5%, de modo que superada essa porcentagem, estar-se-ia diante do risco hidrológico *extraordinário*, que não seria assumido pelas hidrelétricas.

Todavia, diferentemente do que a UHE Santo Antônio buscou tecer, referida portaria trata de um risco estrutural, sendo que o percentual de 5% diz respeito ao máximo de déficit na produção de energia que o sistema elétrico como um todo poderia suportar e, ainda assim, a demanda de energia seria atendida. Essa foi uma situação em que o desembargador ignorou ou não buscou a correta interpretação da Portaria MME nº 303/2004.

Já na *terceira fase* foi possível verificar que o Tribunal, em alguns acórdãos do TRF 4, desconsiderou a regra do *compartilhamento da inadimplência* no MCP – ou *loss sharing* –, prevista no art. 47, §1º, da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

Segundo essa regra, quando um devedor não adimple, no âmbito do MCP, seu débito – vale dizer, não adquire a energia necessária para honrar com seus contratos de comercialização –, o sistema impõe que todos os credores recebam os valores na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado. Logo, é normal que os agentes que têm mais crédito (adquiriu mais energia do que negociou em contratos para vender) sofrerão maior impacto. Entretanto, em diversos casos no TRF 4, o Tribunal considerou que, diante da instabilidade a que passava o MCP, tal regra não poderia ser aplicada, pois era injusta.

Diante de tais fatos, a pesquisadora chega à conclusão de que o Tribunal não compreendia o setor quando da prolação da decisão. Daí a

comprovação de que a alocação do risco hidrológico feita pelo Poder Judiciário acabou por desorganizar o funcionamento do setor, especificamente do MCP, que acumulou um inadimplemento de 8 bilhões em 2018, segundo dados do Canal energia<sup>92</sup>.

Uma possível solução para essa situação seria, por exemplo, a criação de câmaras especializadas no Poder Judiciário que cuidassem tão somente dos setores regulados. Essa câmara teria uma visão interdisciplinar para tratar os temas regulados sob o ponto de vista legal, econômico e contábil.

Apesar de todas as idas e vindas de ações no judiciário, o GSF só foi resolvido definitivamente pela via legislativa com a promulgação da Lei nº 14.052 de 2020. A solução trazida por essa lei foi a compensação dos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos, concedendo-lhes extensão de outorga e prioridade de licitação (art. 2-A da Lei nº 14.052 de 2020).

Com a promulgação desta nova lei, a ANEEL cuidou de elaborar em dezembro de 2020 a Resolução Normativa nº 895 para estabelecer a metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. A referida Resolução foi alterada em setembro de 2021 pela Resolução Normativa nº 945.

Da leitura do art. 2-A e seguintes da Lei nº 14.052 de 202 e das resoluções citadas, é possível perceber que, apesar de a compensação das hidrelétricas a que a Lei nº 14.052/2020 faz referência não prever expressamente o repasse ao consumidor ou o ganho monetário aos agentes do MRE, a extensão do prazo das outorgas traz ganhos financeiros significativos às hidrelétricas.

Isso porque a extensão da outorga implica o direito de exploração do empreendimento por um período adicional, o que inclui os benefícios financeiros que dele advém. Não fosse essa extensão de outorga, a União poderia licitar nova concessão, resultando em bônus de outorga, ou seja,

---

<sup>92</sup> Disponível em: CCEE: Liquidação do MCP de março tem R\$ 8,44 bilhões em aberto por GSF | CanalEnergia. Acesso em: 17/11/2021.

poderia receber uma remuneração paga pelo concessionário pela exploração do serviço.

Os recursos financeiros resultantes do bônus de outorga, tal como geralmente é feito pelo governo federal, com base em normativo próprio, poderiam ser destinados integralmente para a União ou compartilhados com consumidores via redução de suas tarifas ou de encargos dele cobrados. Logo, é possível concluir que há um prejuízo para os cofres públicos e para o consumidor final.

A partir da análise dos litígios que se estabeleceram no judiciário, é possível constatar que a alteração das regras que versam sobre a comercialização de energia elétrica é uma tarefa delicada, em decorrência de seus efeitos sistêmicos que repercutem sobre todos os agentes do setor, inclusive o consumidor final. Por isso, tal alteração demanda cuidados por parte do Poder Judiciário.

## BIBLIOGRAFIA

ARAGÃO, Cid Arruda. CONTROLE JUDICIAL SOBRE A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: uma análise crítica a partir do estudo do caso do GSF. Centro Universitário de Brasília – UniCEUB Instituto CEUB de Pesquisa e Desenvolvimento Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu Curso de Mestrado em Direito.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05 out. 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicaocompilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm). Acesso em: 28/06/2021.

BRASIL. Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 de jul. 1995. Disponível em: L9074CONSOL (planalto.gov.br). Acesso em: 28/08/2021.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 de jul. 2004. Disponível em: D5163 (planalto.gov.br). Acesso em: 28/08/2021.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 02 de jul. 1998. Disponível em: D2655 (planalto.gov.br). Acesso em: 28/08/2021.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 de mar. 2004. Disponível em: L10848 (planalto.gov.br). Acesso em: 28/03/2021.

CURIATI, André Peron Pereira. Controle Judicial da Atividade Sancionatória da ANEEL: o papel do Poder Judiciário na efetividade das sanções regulatórias. Acesso em: 19/05/2021. Disponível em <<http://sbdp.org.br/publication/controle-judicial-da-atividade-sancionatoria-da-aneel-o-papel-do-poder-judiciario-na-efetividade-das-sancoes-regulatorias/>>.