

# Consulta Pública MME nº. 160

Minuta de Portaria com as Diretrizes para a realização do  
LRCAP de 2024

**Abril 2024**

# 1 Artigo 1º. – Objetivo da Contratação

*Art. 1o Estabelecer, nos termos desta Portaria Normativa, as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024".*

*Parágrafo único. O Leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração despacháveis centralizadamente.*

No âmbito das transformações no setor de energia elétrica dos anos 1980, o despacho das usinas passou a ser por oferta de preço, isto é, por leilões diários de preço e quantidade, onde as usinas dizem quanto tem para gerar e a que preço. Esses leilões definem o custo marginal de curto prazo, que é também o preço spot.

Outros países, como o Brasil, seguiram com a lógica do despacho por custo, onde o custo marginal de curto prazo é calculado por modelos matemáticos. A justificativa para isso, em 1998, quando da publicação da Lei 9.648, era o predomínio das usinas hidrelétricas (UHE).

A transformação seguinte, tão ou mais relevante que a primeira, surgiu no fim dos anos 1990 e foi determinada pelas mudanças climáticas. Se levar em conta apenas a eólica e solar, mais de 500 GW são adicionados anualmente na capacidade instalada de geração em todo o mundo. E são quase 30 GW no Brasil, cuja potência instalada total, em 2024, é 225 GW.

Junto a isso, veio também a geração distribuída (GD) com solar fotovoltaica, que, no Brasil, cresce muito mais que a geração centralizada.

Em tais circunstâncias, operar e manter a segurança do sistema é desafio extraordinário, e tudo isso acontece em ritmo muito acelerado, como pode ser verificado nos números acima.

A discretização da oferta e do preço pode ser diferente em alguns países. O padrão é que seja horário, mas já há inúmeros casos de 30 minutos e até menos.

É nessa fase que nos encontramos. No Brasil, num dia de elevada radiação, durante oito horas 90% da carga são atendidos por FRV e hidrelétricas, sendo pouco mais de 40% disso apenas por eólica e solar. É uma grande mudança em muito pouco tempo.

Num desses dias de elevada radiação, em março de 2024, entre 15 h e 17h30, quase 30 GW de solar desaparecem da oferta, sendo totalmente substituídos por hidrelétricas. Em dias de muito calor, excepcionalmente também são acionadas, nesse horizonte de tempo, termelétricas flexíveis. É de notar que, ademais, a performance da geração eólica, por razões climáticas, técnicas ou outras, não vêm correspondendo ao esperado em determinados períodos do ano (afora o déficit de energia, cita-se aqui a variabilidade intempestiva e brusca que impacta o atributo de capacidade do sistema elétrico).

Nota-se, assim, que o sistema elétrico brasileiro vem evoluindo na direção de uma matriz elétrica que tende a ter o predomínio de fontes inflexíveis, como as FRV. Cabe destacar a cada vez maior rigidez das regras ambientais para a operação de algumas hidrelétricas, bem como a projeção de séries hidrológicas críticas, combinação degradadora do atendimento aos requisitos de potência do sistema.

Dado o exposto, focando na configuração atual da matriz elétrica do SIN, fica muito claro que o MME, com esta contratação, objetiva atender ao SIN com reserva de **potência** adicional por conta da assimetria alcançada com a elevada inserção das FRV (Fontes Renováveis Variáveis) no mix de geração de energia do Sistema Elétrico, vis-à-vis as instalações que garantam requisitos de confiabilidade, segurança, inércia, modulação, estabilidade, bem como o enfrentamento da disfunção dos grandes reservatórios das hidroelétricas em face das mudanças climáticas extremas, uso múltiplo e prioridade dos usos dos recursos hídricos impostos por demandas da sociedade, impactando negativamente a energia natural afluente disponível das hidroelétricas.

Nesse tipo de cenário, o fator escasso é a **potência** (e a flexibilidade associada a maior celeridade na operação em tempo real), que de forma teórica é assegurada por hidrelétricas e seus reservatórios, baterias, resposta da demanda e por termelétricas flexíveis.

Observar que Operador Nacional do Sistema (ONS), em estudo do ano passado, indicou a probabilidade déficit de potência já em 2025.

**O atributo potência (MW), desse modo, é fator crítico para garantir a segurança e a confiabilidade da oferta.**

Outras medidas mitigadoras vêm sendo implementadas através da expansão da transmissão, resultando em custos bilionários ao consumidor decorrentes das RAP contratadas, bem como riscos e complexidade operacional do sistema, por exemplo: em função da elevada concentração de HVDC na direção da região elétrica do sudeste brasileiro. Urge, portanto, ancorar o sistema em geração firme e absolutamente controlada, independente de riscos naturais (vento, sol e hidrologia) como despacho rápido.

## 2 Artigo 4º e 12º. - Produto Potência Termelétrica 2027

*Art. 4o No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:*

***I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;***

*(...).*

*Art. 12. (...)*

*§ 1o No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:*

***I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4o;***

*(...);*

*§ 2o O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:*

***I - em 1o de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4o;***

*(...).*

Para o Produto Potência Termelétrica 2027, dado a data de entrada em operação e prazo do contrato, há uma percepção clara de que as térmicas existentes com combustível líquido teriam o maior potencial e aderência a este produto. Tais usinas, pela independência à cadeia econômica do gás e pela tecnologia de geração (grupos moto geradores), são mais confiáveis, disponíveis e *rampam* praticamente em tempo real, o que as tornam ferramenta fundamental para o operador do sistema. Em face da sua importância e peculiaridades positivas, deveriam ser ranqueadas de forma diferente, para que possam ter espaço competitivo no cardápio de opções a serem contratadas.

### Propomos:

1. Que seja definido fator *f* em valor inferior aos demais produtos.
2. Que seja estabelecido explicitamente um valor teto de CVU para este produto compatível com os custos de combustível dos potenciais participantes.
3. Que os valores de CVU teto sejam objeto de consulta pública.

### 3 Artigo 4º e 12º. - Produto Pot. Termelétrica 2028

*Art. 4o No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:*

*(...)*

***II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;***

*(...).*

*Art. 12. (...)*

*§ 1o No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:*

*(...);*

***II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4o; e***

*(...);*

*§ 2o O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:*

*(...);*

***II - em 1o de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4o; e***

*(...).*

#### Propomos:

1. Que para o Produto Potência Termelétrica 2028, seja indicado explicitamente um valor teto de CVU compatível com os custos de combustível (gás natural) aplicáveis a um fornecimento 100% flexível, assim como será o despacho do ONS, considerando todos os custos da sua cadeia de suprimento, incluindo, mas não se limitando, aos custos de transporte no mercado spot (mais onerosos), custos de distribuição, custos de reserva de capacidade de regasificação e armazenamento (aplicáveis também à RF), e aos custos da molécula de gás natural, acrescidos da respectiva tributação.
2. Que os valores de CVU teto sejam objeto de consulta pública.

Outro ponto importante relacionado ao Produto Potência Termelétrica 2028 é o prazo de início de operação, principalmente quando se tratar de projetos novos. Considerando a provável realização do leilão no último quadrimestre de 2024 e a data de início de operação comercial no início de 2028, teríamos um leilão A-3.

Os fornecedores de equipamentos, em especial de turbinas a gás já expressaram sua preocupação quanto a capacidade de atender esse prazo devido a uma grande demanda mundial, em especial oriundas do oriente médio, o que inevitavelmente impõe prazos de entrega mais alargados e preços mais elevados.

**Propomos:**

De forma a não limitar a participação de projetos novos e não reduzir a competitividade do certame, propomos que o prazo limite para início de operação comercial seja até 31/12/2028, podendo os empreendimentos anteciparem a sua entrada em operação automaticamente até a data de 01/01/2028.

Dado que será permitido, e é desejável que assim seja, a recontração de usinas existentes e considerando que há usinas existentes eficientes e não eficientes, há que se reconhecer que o consumidor não deveria pagar o mesmo preço das eficientes nas ineficientes, ou até mesmo não querer “comprar” tais usinas não eficientes.

**Propomos:**

Que seja discutido em consulta pública e determinado no certame mecanismo de eliminação ou penalização competitiva para usinas ineficientes - baixa disponibilidade, por exemplo.

### **3 Artigo 4º e 12º. - Produto Potência Termelétrica 2028**

*Art. 4o No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:*

*(...)*

***III - Produto Potência Hidrelétrica 2028***, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

*Art. 12. (...)*

*§ 1o No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:*

*(...);*

***III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4o.***

*§ 2o O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:*

*(...);*

***III - em 1o de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4o.***

## A valoração da potência de hidrelétricas

Uma importante característica dos sistemas cuja oferta tem elevada participação de FRV consiste na longa convivência com o custo marginal de curto prazo (CMCP) igual a zero. Isto não é surpresa no Brasil. Desde dezembro de 2021 o custo marginal é nulo. É assim em sistemas com muitas hidrelétricas e com custo calculado por modelos matemáticos.

Sempre houve divergências relevantes no cálculo do CMCP, mas eram negligenciadas. Conceitualmente, o CMCP é um parâmetro que mede a variação (derivada) do custo total em relação à quantidade, no caso, de energia. Isto seria o mesmo que medir como mudam os custos variáveis (O&M), que inclui o combustível, quando se adiciona 1 kWh.

No Brasil, no entanto, toda essa base conceitual é substituída, ou representada, pelo “valor marginal da água” ou “valor da água”. Se os reservatórios estão cheios e as perspectivas são favoráveis, não é necessário o acionamento de termelétricas. O valor da água, neste caso, é nulo, como também o CMCP.

Sucedem que o CMCP não é só isso. Em sistemas com preço formado por oferta, tal custo inclui o custo oportunidade de não gerar amanhã, e sim outro dia, porque as instalações não estão nas melhores condições ou o combustível está mais caro ou mesmo para aproveitar um melhor preço. Como se observa, são componentes com características variáveis, mas não contemplados no nosso sistema de formação de preço.

Mas não deveria ser assim. Recentemente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), ao mudar corretamente a lógica de operação da Bacia do Paraná, mostrou que a água pode ter valor diferente ao longo da cascata.

Ao preservar mais água nos reservatórios de montante (de Furnas, por exemplo), isto implica que, lá, os recursos hídricos valem mais. E isso é corretíssimo. Se o cenário era de um regime hidrológico não favorável, era prudente manter mais água nas cabeceiras dos rios, dada a produção de uma potência relativamente maior.

Entre o lago de Furnas e a UHE Itaipu há uma queda de mais de 500 m. Se a lâmina d'água é mais elevada a montante, maior é o desnível (a queda) e a potência resultante, dado a vazão medida em metros cúbicos por segundo.

*Este fenômeno é bem percebido numa caixa d'água residencial. Se ela é de 4.000 litros e tem 3 metros de altura, quando está totalmente cheia a "pressão" nas torneiras é mais elevada. É uma queda de 3 m. Quando a caixa fica pela metade, a "pressão" é menor, pois a queda também é menor. No caso, "pressão" é o mesmo que **potência**.*

Mas qual é o valor da água que, por estratégia de operação, foi preservada a montante? O valor da água, no caso, é igual ao valor do recurso termelétrico que seria acionado caso não fosse modificada a estratégia de operação. Este é o custo oportunidade de deixar para usar depois o recurso hidráulico que foi mantido num reservatório de cabeceira. É a aplicação exata do conceito de custo marginal.

Em outras palavras, a precificação da potência não pode ser meramente via serviços ancilares, e sim por uma regra específica de mercado, como o custo oportunidade destacado no parágrafo acima.

E não é apenas isso. A decisão do CMSE significa, também corretamente, que a **potência** é o recurso escasso (tanto que foi preservado a montante), como afirmado neste documento, daí a necessidade de alterar, excepcionalmente ou não, a lógica de operação da Bacia do Paraná.

## A oferta de potência hidrelétrica em leilões

Em 2019, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostrou de quanto seria o ganho com a repotenciação do parque hidrelétrico. Na época, esses ganhos eram medidos em energia. Seriam de 441 MW médios de energia firme e 520 MW médios de energia média. Os modelos utilizados pela EPE foram os mesmos aplicados para o cálculo das garantias físicas das UHEs. Não se imaginava que, em tão pouco tempo, o perfil da matriz elétrica seria tão modificado.

De qualquer forma, o estudo da EPE indicou que o acréscimo de **potência** poderia ser de 5.003 MW, se forem consideradas apenas aquelas UHEs com as principais infraestruturas total ou parcialmente já implantadas. É um número relevante e com viabilidade econômica e financeira.

Mas de qual tipo de leilões esse adicional de potência participaria? O governo, prudentemente, tem realizado leilões de reserva de capacidade (LRCAP). O montante contratado ainda é pouco em relação à necessidade da nova matriz elétrica, mas evolui positivamente.

Um LRCAP, no sentido clássico, é o formato mais adequado para contratação de termelétricas flexíveis, que respondem, de certa maneira, rápido e geram durante poucas horas num ano, em geral não mais que 1.000 horas. É o formato ideal para plantas que, devido ao elevado custo variável unitário, operam, por exemplo, nas horas das demandas máximas de alguns dias.

Mas este não é o caso do acréscimo de potência oferecido por hidrelétricas. A potência adicional das UHEs pode ser acionada nas demandas máximas, como sempre fizeram essas usinas. Mas também como potência adicional no período que se convencionou chamar de “curva do pescoço do pato” ou simplesmente “curva do pato”. Segundo previsão do ONS, em 2027, entre 15 h e 17h30, o período da “curva do pato”, já serão necessários mais de 50 GW de outras fontes para substituir a solar. E pode ser 80 GW em 2030.

A potência adicionada pelas UHEs é, assim, um produto diferente da reserva de capacidade oferecida pelas UTE. É uma reserva de potência com muito mais flexibilidade. O tempo de resposta é muito menor (instantaneamente, e não algumas horas) e é muito maior o período de produção depois que o recurso é acionado. E é também diferente das baterias, que respondem instantaneamente, mas a geração dura entre três e quatro horas, e, em geral, usa energia do sistema para recarregar.

Não é razoável, então, que o produto adicional de potência das UHE seja oferecido nos mesmos leilões (LRCAP) para as termelétricas ou para as baterias. **São produtos distintos, o que exige um leilão em separado.**

## Outras Considerações

A evolução da matriz elétrica no Brasil tem indicado a necessidade de dotar o sistema de mais flexibilidade. Da mesma forma, o ritmo de crescimento da participação das FRV na oferta de eletricidade é o fator determinante para a maior valoração do atributo potência.

A operação do sistema e os órgãos de monitoramento estão atentos a isto. A mudança recente na estratégia de operar alguns reservatórios e os LRCAP são bons exemplos.

Muito a propósito, os LRCAP são os instrumentos utilizados, nos sistemas elétricos mais organizados, para garantir a segurança do sistema, em especial com o uso de termelétricas a gás natural.

Porém, no Brasil, um sistema ainda com muitas hidrelétricas, há um adicional relevante de potência que pode vir dessas usinas, via a repotenciação clássica ou da montagem de máquinas onde a infraestrutura já foi total ou parcialmente construída.

Outrossim, como explicitado ao longo desta contribuição, uma série de questões precisam ser tratadas, expostas e discutidas em audiências públicas, antes de assumir de um compromisso de contratação, tais como: qual a cota de que barragem desloca, ou insere, uma usina termoeletrica no despacho por ordem de mérito econômico? Qual a prevalência da manobra do regime fluvial das bacias hidrográficas em favor de energia x potência, de uma barragem a jusante x outra a montante, na competição entre bacias? Qual o sinal e a tomada de risco que norteará tais questões?

### Propomos:

Que em face do exposto, esse tipo de produto, deve ser precificado como um custo oportunidade - e não como um serviço ancilar, por possuir características muito distintas da reserva de capacidade oferecida pelas UTE a gás natural/combustível líquido -, e **seja objeto de outro leilão em separado**, quando do amadurecimento da aplicabilidade desta bem vinda alternativa.

## 5 Artigo 5º. – Indisponibilidades Programadas

*Art. 5o Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.*

*(...);*

*§ 4o As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em **períodos previamente definidos pelo ONS**, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3o.*

Neste quesito cabe a observação que as indisponibilidades programadas pelos geradores são na maioria das vezes em função da necessidade da realização de manutenções mandatórias nos equipamentos, em função do tempo ou horas de utilização, e que na maioria das vezes não pode ser adiada sob risco de perda de garantia por parte do fabricante, risco de perda da cobertura do seguro e mesmo risco de dano aos equipamentos entre outros.

### Propomos:

1. Que a portaria considere que os períodos de indisponibilidade programados deverão ser coordenado entre o gerador e o ONS, de forma a se garantir a disponibilidade das unidades geradoras em períodos de maior necessidade assim como garantir a integridade dos equipamentos e o cumprimento das recomendações dos fabricantes quanto aos períodos de manutenção.
2. Que o texto da portaria considere que o empreendedor informará o ONS da indisponibilidade programada com um antecedência razoável, que por sua vez deverá confirmar a programação no prazo de uma semana, ou discutir com o gerador um cronograma alternativo que não implique em custo ou risco adicional para os empreendimentos.

*Art. 12. (...)*

*§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.*

O Parágrafo 5º impõe ao gerador o risco de preço na remuneração da geração (CVU x PLD) dentro de períodos de despacho motivados por mérito, em especial nos períodos de rampa das unidades geradoras até o horário que justificou o mérito do despacho.

Parece não fazer sentido imputar ao gerador um risco não gerenciável e imprevisível, o que é agravado pela expectativa de operação com várias partidas durante o ano, para o atendimento da demanda de ponta. Esse tipo de risco leva o empreendedor a fazer uma elevada previsão de recursos para sua mitigação, o que obviamente aumenta o custo final para o consumidor.

**Propomos:**

Que o LRCAP 2024 mantenha a mesma regra aplicada ao LRCAP 2021, onde a geração por UC é valorada pelo CVU da usina pela conta de encargo correspondente ao seu contrato.

## 7 Artigo 12º. – Disp. de Potência além do TEIF

Art. 12. (...)

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

***I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF);***

As taxas de TEIF e IP são índices de disponibilidade média, apurados em base anual, cuja indicação é requerida ao empreendedor no processo de cadastramento do empreendimento. Assim, as taxas de TEIF e IP refletem a disponibilidade média anual dos possíveis eventos de indisponibilidade forçada e/ou programada ocorridas no período.

Desta forma, não é coerente a aplicação de uma penalidade por indisponibilidade com apuração quase instantânea, em períodos de uma hora, quando já se é sabido, e cobrado do empreendedor, que ele apresente um valor médio anual da indisponibilidade prevista para o seu empreendimento, que por sua vez é baseado nos índices que o fabricante recomenda e garante.

Além disso, da mesma forma que o empreendimento entrega ao SIN, na maior parte do tempo, uma potência disponível superior àquela potência comercializada (que considera o desconto das taxas de TEIF e IP), sem que ocorra uma remuneração de Receita Fixa para essa potência adicional à contratada. Não há coerência, portanto, na aplicação de penalidade em uma apuração de indisponibilidade instantânea, sem considerar o cálculo da disponibilidade média do empreendimento no período de 12 meses.

### Propomos:

Que a apuração e cobrança de disponibilidade de potência dos empreendimentos se dê em período anual, considerando as taxas médias de TEIF e IP declaradas no cadastro.

*Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.*

*(...)*

*§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:*

*I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e*

*II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.*

*Art. 12. (...)*

*§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:*

*I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º;*

*II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;*

*III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e*

*IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.*

A penalidade apresentada no parágrafo 3º do artigo 5º, a depender da interpretação da ANEEL, poderá causar a aplicação de uma regra desproporcional, onde o empreendimento é penalizado de forma agressiva e imediata pela não entrega de potência e independente do volume de entrega.

A penalidade excessiva, sugerida pelo MME no artigo 5º, impede completamente o recebimento da Receita Fixa necessária à manutenção das obrigações básicas de uma termelétrica. Ou seja, ao invés de penalizar o agente, acaba por inviabilizá-lo, o que irá penalizar o sistema com a perda de capacidade de potência desejada.

Além disso, a penalidade proposta no parágrafo 3º do artigo 5º tem o mesmo fato motivador da penalidade indicada no inciso III do parágrafo 6º do artigo 12º, o que pode levar inclusive a questionamentos sobre sua legalidade.

**Propomos:**

Que devam ser aplicados apenas as penalidades indicadas no parágrafo 6º do artigo 12º, considerando na apuração da indisponibilidade para a aplicação das penalidades os índices médios calculados para o período de um ano, ou seja, utilizando-se o mesmo período de apuração dos índices informados pelos empreendedores no ato do cadastramento.