



Ministério de Minas e Energia



Empresa de Pesquisa Energética



Operador Nacional do Sistema Elétrico



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA



Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada - IP de Usinas Hidrelétricas

ABRIL/2015 – Revisão 1

Esplanada dos Ministérios Bloco “U”
CEP: 70.065-900 – Brasília-DF BRASIL
Fone: (61) 2032-5555

Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Departamento de Planejamento Energético – DPE

© 2015/DPE/SPE/MME

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada - IP de Usinas Hidrelétricas

30 de abril de 2015

Sumário

1 – Introdução.....	6
2 – Novas Análises Efetuadas.....	9
2.1 – Avaliação de TEIF e IP com base de dados atualizada até outubro de 2012	9
2.2 – Avaliação de TEIF e IP por faixas de potência	10
2.3 – Avaliação de TEIF e IP por unidade geradora	15
2.3.1 – Validação da ferramenta implementada pela EPE	16
2.3.2 – Comparação dos índices médios para cada faixa de potência obtidos por usina (ANEEL) e por unidade geradora (EPE).....	16
2.4 – Avaliação de TEIF e IP com base de dados atualizada até dezembro de 2012	17
2.5 – Atualização dos Índices de Referência com base de dados até dezembro de 2013	18
2.6 – Revisão dos Índices de Referência com alteração de faixa de potência.....	19
3 – Conclusões.....	20
4 – Equipe Técnica.....	21
5 – Anexos	22
5.1 – Anexo A – Indisponibilidades por usina – Mês de Referência: novembro/2012.....	22
5.2 – Anexo B – Distribuição das indisponibilidades para cada alternativa de faixas de potência	26
5.3 – Anexo C – Lista de usinas – base de dados do CNOS - Referência: janeiro/2007 – dezembro/2012	36
5.4 – Anexo D – Metodologia de cálculo das indisponibilidades forçada e programada apuradas	38
5.5 – Anexo E – Indisponibilidades por usina – Referência: PMO Maio/2013.....	40
5.6 - Anexo F – Lista de usinas excluídas do cálculo de indisponibilidades médias em cada faixa de potências – Referência: PMO Maio/2013.....	43
5.7 – Anexo G – Indisponibilidades por usina – Referência: PMO Maio/2014	44
5.8 - Anexo H – Lista de usinas excluídas do cálculo de indisponibilidades médias em cada faixa de potências – Referência: PMO Maio/2014.....	47

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de Referência de Indisponibilidades Forçada e Programada - Tabela BRACIER -	6
Tabela 2 – Valores Revistos de Indisponibilidades Forçada e Programada - Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -	6
Tabela 3 – Diferenças entre Valores de Referência e Revistos - Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -	7
Tabela 4 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos - Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -	7
Tabela 5 – Valores Revistos de Indisponibilidades Forçada e Programada - Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -	9
Tabela 6 – Diferenças entre Valores de Referência e Revistos - Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -	10
Tabela 7 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos - Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -	10
Tabela 8 - Faixas de Potências Unitárias (MW)	10
Tabela 9 – Índices médios - BRACIER	14
Tabela 10 – Índices médios – Alternativa I	14
Tabela 11 – Índices médios– Alternativa II	14
Tabela 12 – Erros absolutos médios – Faixas de Potência: BRACIER e Alternativas I e II	15
Tabela 13 – Indisponibilidades médias por Usina (ANEEL) X por UG (EPE).....	17
Tabela 14 – Disponibilidades médias – por Usina (ANEEL) X por UG (EPE)	17
Tabela 15 – Índices Revistos – Referência: PMO maio/2013	17
Tabela 16 – Índices de Referência (BRACIER)	18
Tabela 17 – Diferenças entre os Índices de Referência e Revistos (Referência: PMO maio/2013)	18
Tabela 18 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos (Referência: PMO maio/2013)	18
Tabela 19 – Índices Revistos – Referência: PMO maio/2014	19
Tabela 20 – Índices Revistos com Alteração de Faixa de Potência	19

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição de Potências Unitárias (MW) – BRACIER.....	11
Figura 2 – Distribuição de Potências Unitárias (MW) – Alternativa I.....	11
Figura 3 – Distribuição de Potências Unitárias (MW) – Alternativa II.....	11
Figura 4 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – BRACIER.....	12
Figura 5 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – Alternativa I.....	12
Figura 6 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – Alternativa II.....	13
Figura 7 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – BRACIER.....	13
Figura 8 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – Alternativa I.....	13
Figura 9 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – Alternativa II.....	13
Figura 10 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - BRACIER.....	26
Figura 11 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - Alternativa I.....	26
Figura 12 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - Alternativa II.....	26
Figura 13 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - BRACIER.....	27
Figura 14 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - Alternativa I.....	27
Figura 15 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - Alternativa II.....	27
Figura 16 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - BRACIER.....	28
Figura 17 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - Alternativa I.....	28
Figura 18 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - Alternativa II.....	28
Figura 19 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - BRACIER.....	29
Figura 20 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - Alternativa I.....	29
Figura 21 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - Alternativa II.....	29
Figura 22 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - BRACIER.....	30
Figura 23 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - Alternativa I.....	30
Figura 24 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - Alternativa II.....	30
Figura 25 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - BRACIER.....	31
Figura 26 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - Alternativa I.....	31
Figura 27 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - Alternativa II.....	31
Figura 28 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - BRACIER.....	32
Figura 29 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - Alternativa I.....	32
Figura 30 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - Alternativa II.....	32
Figura 31 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - BRACIER.....	33
Figura 32 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - Alternativa I.....	33
Figura 33 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - Alternativa II.....	33
Figura 34 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - BRACIER.....	34
Figura 35 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - Alternativa I.....	34
Figura 36 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - Alternativa II.....	34
Figura 37 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - BRACIER.....	35
Figura 38 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - Alternativa I.....	35
Figura 39 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - Alternativa II.....	35

1 – Introdução

Em 11 de setembro de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL encaminhou ao Ministério de Minas e Energia – MME, o Ofício nº 258/2012-SRG/ANEEL, sobre revisão dos valores de referência de indisponibilidades forçada e programada de usinas hidrelétricas – UHEs. Por meio desse ofício, a ANEEL informou que, no âmbito das contribuições recebidas para sua Agenda Regulatória Indicativa referente ao biênio 2012-2013, foi sugerida pelos agentes a revisão dos índices de indisponibilidades de referência de UHEs elaborados em 1986 pelo Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER) – BRACIER, a fim de assegurar sua aderência à atual realidade do parque gerador nacional.

Analisando o tema, a ANEEL elaborou a Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL “Avaliação da aderência dos índices de referência de indisponibilidade forçada e programada com a realidade do parque gerador nacional”, de 10 de setembro de 2012. Nessa nota técnica, encaminhada ao MME juntamente com o ofício referido anteriormente, a ANEEL observou que os valores de referência da Tabela BRACIER, definidos a partir de uma base de dados registrada no início da década de 1980, não correspondem aos atualmente observados nos aproveitamentos acompanhados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Nas Tabelas 1, 2 e 3 apresentam-se, respectivamente, os valores de referência de indisponibilidades forçada e programada até hoje utilizados (Tabela BRACIER), os valores médios obtidos pela ANEEL para cada faixa de potências e as diferenças entre eles. Os dados utilizados no estudo realizado pela ANEEL correspondem aos índices de indisponibilidades apurados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS no período de 60 (sessenta) meses findo em junho de 2012, nos termos da Resolução ANEEL Nº 688, de 24 de dezembro de 2003.

**Tabela 1 – Valores de Referência de Indisponibilidades Forçada e Programada
- Tabela BRACIER -**

Potência Unitária (MW)	TEIF referência	IP referência
até 29	2,33%	6,86%
30 -- 59	1,67%	5,40%
60 -- 199	2,53%	8,09%
200 -- 500	2,92%	12,12%
501 -- 699	6,00%	8,00%
700 -- 1300	0,21%	10,00%

**Tabela 2 – Valores Revistos de Indisponibilidades Forçada e Programada
- Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -**

Potência Unitária (MW)	TEIF Observado	IP Observado
até 29	1,34%	4,47%
30 -- 59	1,84%	5,42%
60 -- 199	1,57%	5,80%
200 -- 500	2,14%	4,07%
501 -- 699	3,28%	1,45%
700 -- 1300	2,77%	8,97%

**Tabela 3 – Diferenças entre Valores de Referência e Revistos
- Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -**

Potência Unitária (MW)	TEIF Diferença	IP Diferença
até 29	-42%	-35%
30 -- 59	10%	0%
60 -- 199	-38%	-28%
200 -- 500	-27%	-66%
501 -- 699	-45%	-82%
700 -- 1300	1221%	-10%

A partir das Tabelas 1, 2 e 3 podem-se observar diferenças importantes na maioria das faixas de potência, com exceção da faixa entre 30-59 MW, em que os resultados são próximos entre si.

Na Tabela 4 apresentam-se as diferenças entre os valores de indisponibilidade total de referência e os revistos pela ANEEL, observando-se que, para a maioria dos casos, os valores de referência são superiores aos que vêm sendo praticados pelos empreendimentos de geração monitorados pelo ONS.

Devido à complementaridade existente entre os parâmetros utilizados nos estudos e projetos de usinas hidrelétricas e os utilizados na definição de suas respectivas garantias físicas, a ANEEL interagiu com o MME no sentido de ser efetuada uma avaliação conjunta sobre a necessidade de revisão dos valores de referência de indisponibilidades programada e forçada de usinas hidrelétricas atualmente utilizados. A ANEEL considerou também que, nas revisões periódicas de garantia física, seria interessante considerar o histórico de 60 (sessenta) meses de indisponibilidades apuradas em cada aproveitamento, de forma a refletir o seu efetivo desempenho.

**Tabela 4 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos
- Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL -**

Potência Unitária (MW)	Indisponibilidade Total Referência	Indisponibilidade Total Observado	Diferença
até 29	9,03%	5,75%	-36,33%
30 -- 59	6,98%	7,17%	2,63%
60 -- 199	10,42%	7,27%	-30,21%
200 -- 500	14,69%	6,12%	-58,31%
501 -- 699	13,52%	4,68%	-65,41%
700 -- 1300	10,19%	11,49%	12,79%

Assim, o MME realizou uma reunião técnica com a ANEEL, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS visando à discussão dos valores de referência de indisponibilidades de UHEs e à avaliação quanto à necessidade de sua revisão. Nessa reunião, realizada em 16 de outubro de 2012, foi deliberado sobre a criação de um grupo de trabalho com representantes de cada uma dessas instituições, com o objetivo de revisar os índices da Tabela BRACIER de modo a deixá-los aderentes à realidade atual do parque gerador brasileiro.

O presente documento refere-se à primeira revisão, em 30 de abril de 2015, do relatório do grupo de trabalho sobre “Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada – IP de Usinas Hidrelétricas”, de 11 de julho de 2014, sendo incluído nesta revisão, em relação ao relatório original de 2014, o item 2.6 com a Tabela 20, revisada para a faixa de potências de unidades geradoras entre 200 e 699 MW.

2 – Novas Análises Efetuadas

2.1 – Avaliação de TEIF e IP com base de dados atualizada até outubro de 2012

Para a elaboração de novas avaliações, o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS disponibilizou para o grupo de trabalho, a base completa dos dados de estados operativos de cada unidade geradora das usinas que operam sob despacho e programação centralizada do ONS, contendo todos os eventos no período janeiro/2000-outubro/2012, por unidade geradora, bem como o histórico das indisponibilidades mensais de cada usina no mesmo período. Foi disponibilizada também, pelo CNOS, a Rotina Operacional “Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais – Revisão 17”.

Esses dados permitem execução de cálculo de várias modalidades de indisponibilidades, tanto daquelas inerentes ao empreendimento, quanto daquelas provenientes de ocorrências externas. Ou seja, todos os eventos que alteram o pleno despacho do aproveitamento estariam contemplados nas planilhas dessa base de dados, sendo desconsiderados, nas presentes avaliações, aqueles considerados como oriundos de eventos alheios à gestão do concessionário.

A partir da lista de usinas e respectivas indisponibilidades atualizada até outubro de 2012, apresentada no Anexo A, a ANEEL efetuou nova avaliação dos índices de indisponibilidade forçada e programada, considerando as UHEs com mais de 60 (sessenta) meses em operação (Resolução ANEEL Nº 688/2003). De modo a não contaminar os índices avaliados, foram excluídas da base de dados para esse estudo, usinas cujas unidades geradoras estariam em mais de uma faixa de TEIF e IP (Cachoeira Dourada), com menos de 5 anos de operação (Caçu, Baguari, Monjolinho, Retiro Baixo, Castro Alves, Barra dos Coqueiros, Salto do Rio Verdinho, Corumbá III, 14 de Julho, Salto, Salto Pilão, São Salvador, Foz do Chapecó) e com TEIF ou IP demasiadamente elevados (Espora, Rosal, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Apolônio Sales e Nova Avanhandava).

Assim, a partir dessa última base de dados, a ANEEL avaliou os índices TEIF e IP para cada faixa de potências unitárias definida pelo BRACIER, utilizando os valores médios de TEIF e IP apurados nos respectivos patamares.

Essa avaliação atualizada não apresentou diferenças significativas em relação ao trabalho apresentado na NT nº 068/2012-SRG/ANEEL, como pode ser observado nas Tabelas 5, 6 e 7.

**Tabela 5 – Valores Revisados de Indisponibilidades Forçada e Programada
- Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -**

Potência Unitária (MW)	TEIF Observado	IP Observado
até 29	1,45%	4,43%
30 -- 59	1,80%	5,53%
60 -- 199	1,63%	5,99%
200 -- 500	2,14%	3,88%
501 -- 699	3,31%	1,54%
700 -- 1300	2,81%	8,90%

**Tabela 6 – Diferenças entre Valores de Referência e Revistos
- Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -**

Potência Unitária (MW)	TEIF Diferença	IP Diferença
até 29	-38%	-35%
30 -- 59	8%	2%
60 -- 199	-35%	-26%
200 -- 500	-26%	-68%
501 -- 699	-45%	-81%
700 -- 1300	1236%	-11%

**Tabela 7 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos
- Avaliação ANEEL – mês de referência: novembro/2012 -**

Potência Unitária (MW)	Indisponibilidade Total Referência	Indisponibilidade Total Revisto *	Diferença	
			Avaliação atual *	Avaliação anterior**
até 29	9,03%	5,82%	-35,60%	-36,33%
30 -- 59	6,98%	7,23%	3,48%	2,63%
60 -- 199	10,42%	7,53%	-27,76%	-30,21%
200 -- 500	14,69%	5,94%	-59,56%	-58,31%
501 -- 699	13,52%	4,80%	-64,52%	-65,41%
700 -- 1300	10,19%	11,46%	12,45%	12,79%
Referência		* base de dados atualizada até outubro 2012	** NT 068/2012-SRG/ANEEL	

2.2 – Avaliação de TEIF e IP por faixas de potência

A EPE, no âmbito do grupo de trabalho sobre revisão dos índices de referência de indisponibilidade forçada e programada, realizou estudo referente à avaliação das faixas de potências unitárias. Nesse caso, foram analisadas duas alternativas de faixas de potência à atualmente utilizada, estabelecida pelo BRACIER, conforme mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Faixas de Potências Unitárias (MW)

BRACIER	Alternativa I	Alternativa II
até 29	até 44	até 39
30 – 59	45 - 89	40 - 59
60 – 199	90 - 175	60 - 99
200 – 500	176 - 500	100 - 159
501 – 699	501 - 699	160 - 289
700 - 1300	700 - 1300	290 - 1300

A base de dados utilizada nessa avaliação foi a mesma adotada na análise anterior (item 2.1)¹.

¹ Índices de indisponibilidade apurados no SIN até outubro de 2012, sendo também excluídas usinas com mais de uma faixa de TEIF e IP (Cachoeira Dourada), com menos de 5 anos de operação (Caçu, Baguari, Monjolinho, Retiro Baixo, Castro Alves, Barra dos Coqueiros, Salto do Rio Verdinho, Corumbá III, 14 de Julho, Salto, Salto Pilão, São Salvador, Foz do Chapecó) e com TEIF ou IP elevado (Espora, Rosal, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Apolônio Sales e Nova Avanhandava).

Para definição das alternativas de faixas de potências, foi utilizado o critério de distribuição uniforme de potências unitárias em cada faixa, ressaltando-se que, na alternativa I, as duas últimas faixas foram mantidas de forma a preservar as peculiaridades das máquinas de Xingó e Itaipu.

Nas Figuras 1, 2 e 3 apresentam-se as distribuições de potência obtidas pela EPE em cada faixa, correspondentes, respectivamente, aos casos da Tabela Bracier e das Alternativas I e II.

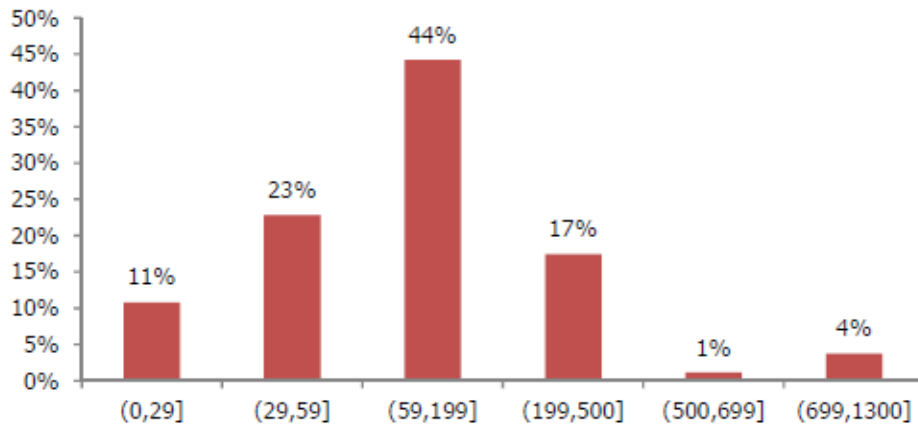


Figura 1 - Distribuição de Potências Unitárias (MW) – BRACIER

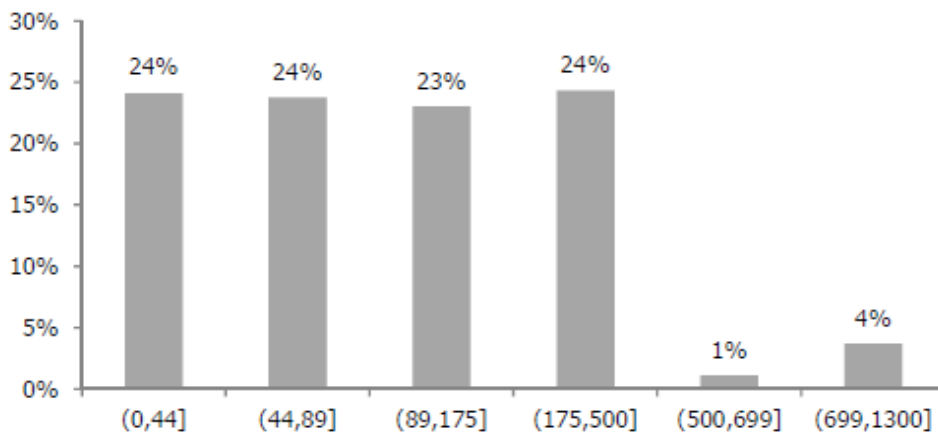


Figura 2 – Distribuição de Potências Unitárias (MW) – Alternativa I

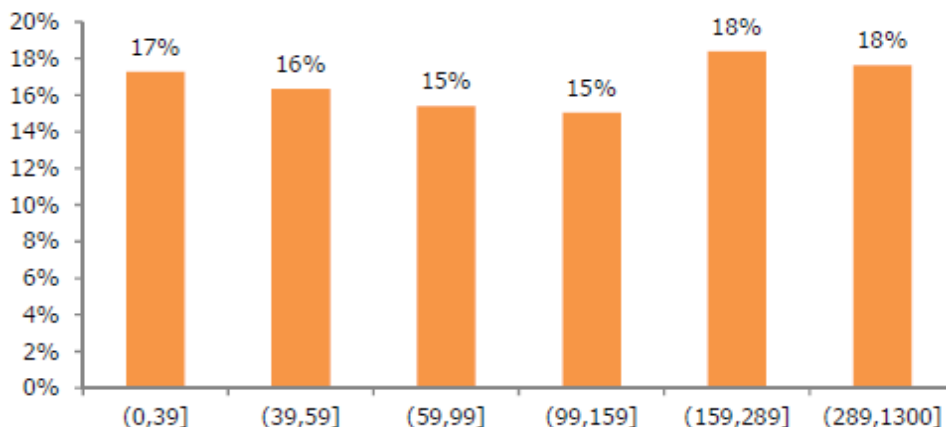


Figura 3 – Distribuição de Potências Unitárias (MW) – Alternativa II

Para o diagnóstico do comportamento dos índices em cada faixa de potência, em cada alternativa, são apresentadas, nas figuras a seguir, as distribuições observadas dos valores de TEIF (Figuras 4 a

6) e IP (Figuras 7 a 9), para a primeira faixa de potências da Tabela BRACIER e das Alternativas I e II. As figuras referentes às demais faixas são apresentadas no Anexo B. Em relação à disposição desses gráficos, esclarece-se que:

- nas figuras à esquerda, o eixo horizontal se refere ao índice de indisponibilidade;
- nas figuras à direita, ao contrário, é o eixo vertical que se refere ao índice de indisponibilidade;
- as linhas tracejadas das figuras à esquerda se referem aos limites inferior e superior dos valores atípicos.

Em virtude da presença de valores atípicos e, naturalmente, pelo fato de a média ser influenciada por esses valores, foram também verificados outros quantis. Após avaliação das metodologias, a proposta do grupo de trabalho foi a de utilização da média como representante das indisponibilidades em cada faixa.

Os pontos destacados nas figuras à direita se referem à média, com o correspondente percentil, e à mediana (percentil igual a 50%).

Assim, nesta avaliação, foram considerados, para cada alternativa de faixa de potências unitárias, os valores médios e seus percentis, utilizando, como critério para a escolha da melhor alternativa, a análise dos erros absolutos médios.

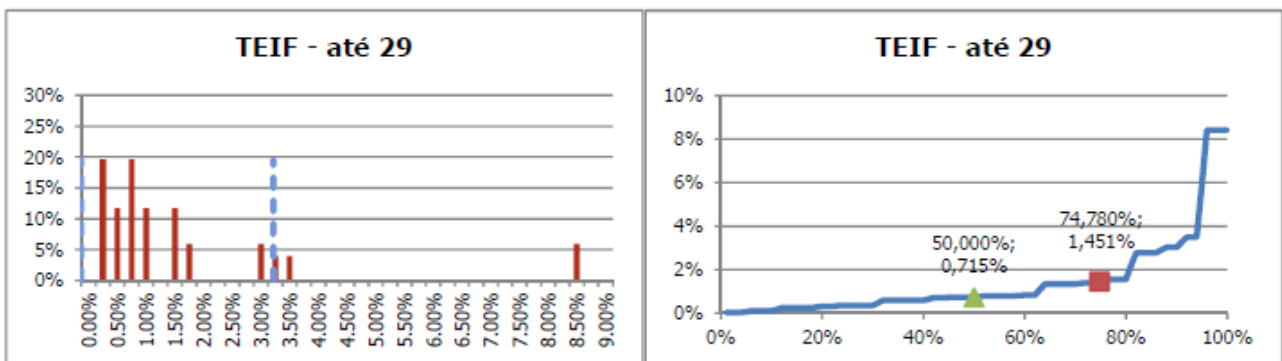


Figura 4 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – BRACIER

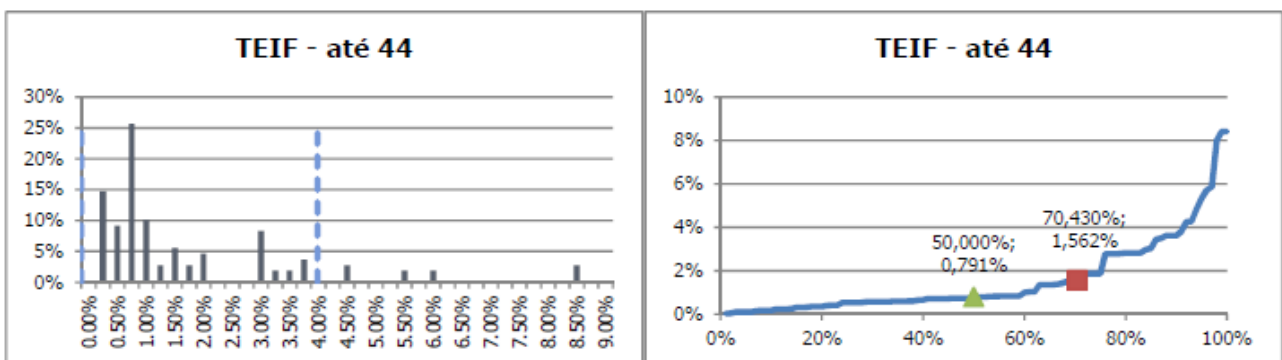


Figura 5 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – Alternativa I

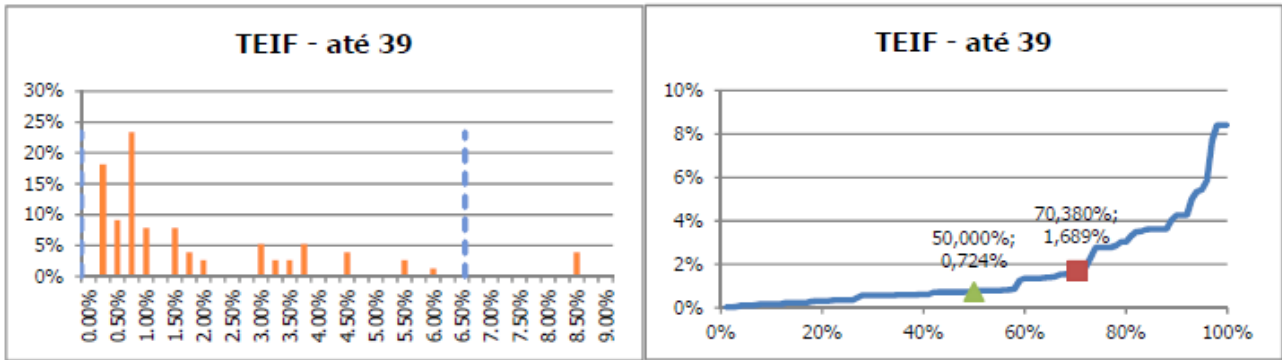


Figura 6 – Distribuição de TEIF – 1ª. Faixa – Alternativa II

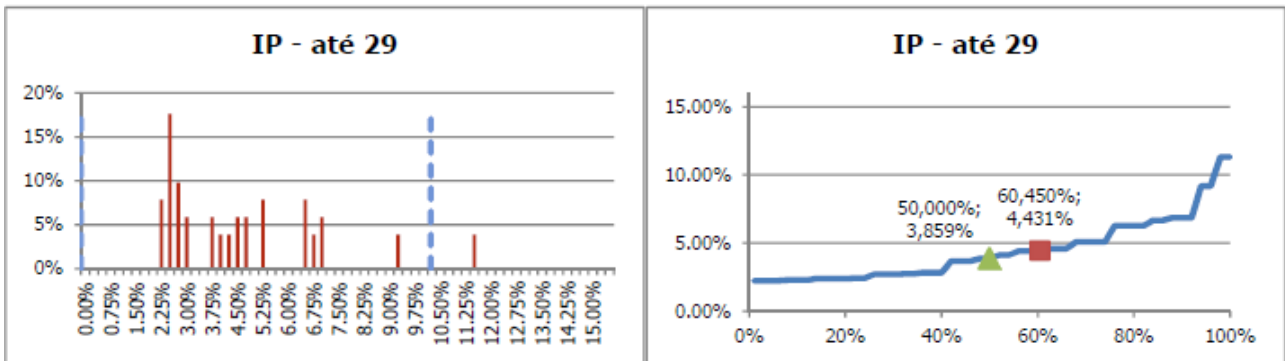


Figura 7 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – BRACIER

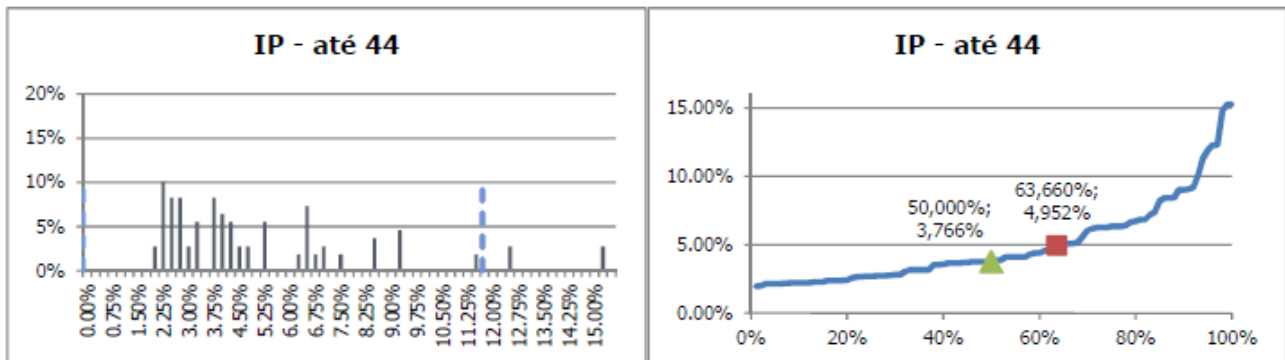


Figura 8 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – Alternativa I

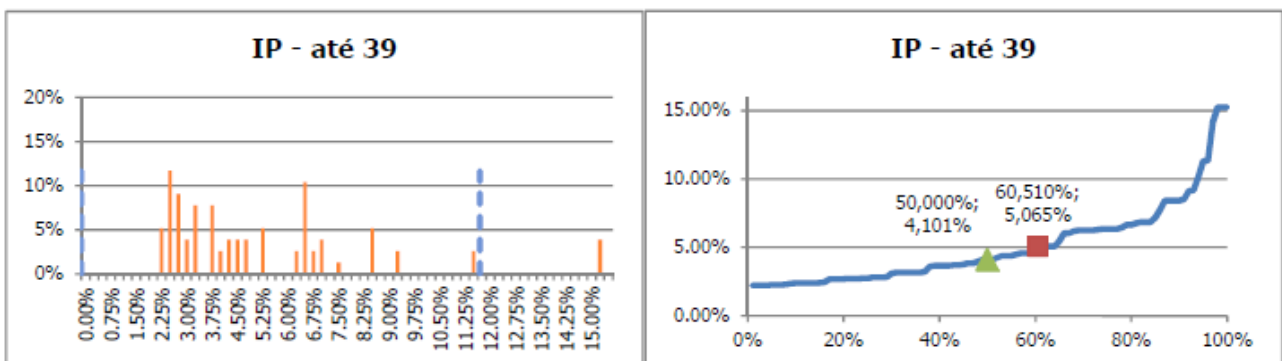


Figura 9 – Distribuição de IP – 1ª. Faixa – Alternativa II

Nas Tabelas 9 a 11 resumem-se os valores médios contabilizados, com seus respectivos percentis em cada alternativa de faixa de potências unitárias estudada.

Tabela 9 – Índices médios - BRACIER

Potência Unitária (MW)	TEIF média	Percentil TEIF médio	IP média	Percentil IP média
até 29	1,451%	74,78%	4,431%	60,45%
30 - 59	1,800%	65,46%	5,527%	54,99%
60 - 199	1,635%	69,35%	5,989%	52,16%
200 - 500	2,145%	53,23%	3,877%	56,39%
501 - 699	3,306%	0,00%	1,541%	0,00%
700 - 1300	2,807%	50,00%	8,901%	50,00%

Tabela 10 – Índices médios – Alternativa I

Potência Unitária (MW)	TEIF média	Percentil TEIF média	IP média	Percentil IP média
até 44	1,562%	70,43%	4,952%	63,66%
45 - 89	1,857%	71,03%	5,906%	49,20%
90 - 175	1,292%	72,15%	5,714%	55,32%
176 - 500	2,250%	56,14%	4,674%	53,80%
501 - 699	3,306%	0,00%	1,541%	0,00%
700 - 1300	2,807%	50,00%	8,901%	50,00%

Tabela 11 – Índices médios– Alternativa II

Potência Unitária (MW)	TEIF média	Percentil TEIF média	IP média	Percentil IP média
até 39	1,689%	70,38%	5,065%	60,51%
40 - 59	1,669%	70,52%	5,241%	57,38%
60 - 99	1,845%	67,88%	5,985%	51,23%
100 - 159	0,948%	63,27%	4,529%	63,01%
160 - 289	2,318%	64,98%	6,662%	50,25%
290 - 1300	2,177%	51,50%	4,770%	47,84%

Para escolha da melhor das três alternativas de faixas de potências unitárias, a EPE efetuou a análise dos erros absolutos médios, conforme a Equação 1.

$$EAM = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - \theta|}{n}$$

Equação 1 – Erro absoluto médio (EAM)

Onde n é o número de elementos da faixa de potência, x_i representa os índices da faixa e θ é um estimador.

Em cada faixa de potências unitárias foi calculado o erro absoluto médio considerando a média como estimador. A seguir, foi calculada a média dos erros absolutos médios, ponderada pelo número de

elementos de cada faixa. A Tabela 12 apresenta os erros absolutos médios de cada faixa, e a média de cada alternativa.

Tabela 12 – Erros absolutos médios – Faixas de Potência: BRACIER e Alternativas I e II

BRACIER			Alternativa I			Alternativa II		
Potência Unitária (MW)	EAM_TEIF média	EAM_IP média	Potência Unitária (MW)	EAM_TEIF média	EAM_IP média	Potência Unitária (MW)	EAM_TEIF média	EAM_IP média
até 29	1,292%	2,095%	até 44	1,366%	2,769%	até 39	1,539%	2,752%
30 - 59	1,655%	3,154%	45 - 89	1,686%	2,855%	40 - 59	1,555%	2,916%
60 - 199	1,363%	2,695%	90 - 175	1,001%	2,494%	60 - 99	1,502%	2,796%
200 - 500	1,529%	1,316%	176 - 500	1,713%	1,929%	100 - 159	0,639%	1,774%
501 - 699	0,000%	0,000%	501 - 699	0,000%	0,000%	160 - 289	2,084%	2,833%
700 - 1300	1,546%	1,816%	700 - 1300	1,546%	1,816%	290 - 1300	1,351%	2,159%
MÉDIA	1,437%	2,391%	MÉDIA	1,430%	2,430%	MÉDIA	1,468%	2,533%

Da análise dos erros absolutos médios, considerando-se as três alternativas de faixas de potências unitárias, conclui-se que a alternativa com as faixas adotadas pelo BRACIER é a que apresenta, de maneira geral, os menores erros.

2.3 – Avaliação de TEIF e IP por unidade geradora

A proposta da SRG/ANEEL encaminhada ao grupo de trabalho referiu-se ao cálculo dos índices de indisponibilidade representativos de cada faixa de potência, a partir dos valores apurados pelo CNOS por usina. A partir dessa proposta foram efetuadas as avaliações apresentadas nos itens 2.1 e 2.2.

Em virtude de o CNOS ter disponibilizado adicionalmente uma base de dados dos eventos operativos ocorridos de janeiro de 2007 até dezembro de 2012, cuja lista de usinas é apresentada no Anexo C, a EPE se propôs a desenvolver uma ferramenta de cálculo das indisponibilidades por UG para cálculo posterior das indisponibilidades por faixa de potências, conforme metodologia descrita no Anexo D.

O principal objetivo do cálculo das indisponibilidades por unidades geradoras foi efetuar uma comparação dos resultados com aqueles obtidos pela ANEEL, apresentados no item 2.1 deste relatório. A partir dessa comparação, torna-se possível verificar os eventuais impactos nos valores de indisponibilidade para cada faixa de potência, ao se considerar uma metodologia mais simplificada, que seria o cálculo dos valores de referência a partir dos índices de indisponibilidade de cada usina, em substituição a uma metodologia que se baseia nos valores de indisponibilidade de cada unidade geradora.

Esse estudo da EPE foi dividido em duas etapas:

1. Validação da ferramenta implementada pela EPE;

2. Comparação em cada faixa de potências dos índices médios obtidos a partir das indisponibilidades por usina (ANEEL) e por UG (EPE).

2.3.1 – Validação da ferramenta implementada pela EPE

Para validação da ferramenta de cálculo das indisponibilidades por UG, foi realizada uma comparação entre as disponibilidades por usina fornecidas pelo CNOS e as calculadas pela EPE (a partir das indisponibilidades por UG, utilizando a ferramenta em questão).

As premissas consideradas foram as seguintes:

- Período da base de dados do CNOS: 01/10/2007 a 30/09/2012;
- O valor das indisponibilidades no período, para cada UG, é igual à média aritmética dos valores mensais das indisponibilidades de cada UG;
- O valor por usina no período é obtido pela média das indisponibilidades de cada UG nesse mesmo período, ponderada pelas respectivas potências unitárias;
- Exclusão de todas as unidades geradoras com entrada em operação comercial de 2008 a 2012;
- Sem expurgos para unidades geradoras com mais de 5 anos de operação comercial.

As diferenças observadas não são muito significativas, concentrando-se em torno de 0,2%, portanto, a ferramenta para o cálculo dos índices de indisponibilidade por unidade geradora elaborada pela EPE pode ser considerada validada.

2.3.2 – Comparação dos índices médios para cada faixa de potência obtidos por usina (ANEEL) e por unidade geradora (EPE)

Uma vez validada a ferramenta de cálculo das indisponibilidades por UG, a etapa seguinte é a comparação em cada faixa de potências dos índices médios obtidos por usina (ANEEL) e por unidade geradora (EPE).

No cálculo das indisponibilidades por UG foram admitidas as seguintes premissas, consideradas também pela SRG/ANEEL:

- Período: 01/11/2007 a 31/10/2012;
- O valor das indisponibilidades no período para cada UG é a média aritmética dos valores mensais de cada UG;
- Exclusão de todas as UGs com entrada em operação comercial no período (Caçu, Baguari, Monjolinho, Retiro Baixo, Castro Alves, Barra dos Coqueiros, Salto do Rio Verdinho, Corumbá III, 14 De Julho, Salto, Salto Pilão, São Salvador, Foz do Chapecó);
- Exclusão de usinas com mais de uma faixa de TEIF ou IP (Cachoeira Dourada);
- Exclusão de usinas com TEIF ou IP elevado (Espora, Rosal, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Apolônio Sales e Nova Avanhadava);

As Tabelas 13 e 14 apresentam a comparação em cada faixa de potências dos índices médios obtidos por usina (ANEEL) e por unidade geradora (EPE).

Tabela 13 – Indisponibilidades médias por Usina (ANEEL) X por UG (EPE)

Potência Unitária (MW)	TEIF ANEEL	IP ANEEL	TEIF EPE	IP EPE	Diferença TEIF	Diferença IP
até 29	1,451%	4,431%	1,274%	4,465%	-0,18%	0,03%
30 - 59	1,800%	5,527%	2,040%	5,505%	0,24%	-0,02%
60 - 199	1,635%	5,989%	1,633%	6,087%	0,00%	0,10%
200 - 500	2,145%	3,877%	2,268%	3,949%	0,12%	0,07%
501 - 699	3,306%	1,541%	3,278%	1,573%	-0,03%	0,03%
700 - 1300	2,807%	8,901%	2,908%	8,869%	0,10%	-0,03%

Tabela 14 – Disponibilidades médias – por Usina (ANEEL) X por UG (EPE)

Potência Unitária (MW)	Disponibilidade ANEEL	Disponibilidade EPE	Diferença Disponibilidade
até 29	94,18%	94,32%	0,14%
30 - 59	92,77%	92,57%	-0,21%
60 - 199	92,47%	92,38%	-0,09%
200 - 500	94,06%	93,87%	-0,19%
501 - 699	95,20%	95,20%	0,00%
700 - 1300	88,54%	88,48%	-0,06%

As diferenças entre as metodologias de cálculo dos índices de indisponibilidade para as diferentes faixas de potência, por usina e por UG, são pouco significativas. Estas diferenças podem ser justificadas pela própria diferença no cálculo dos índices feitos pela EPE e pelo CNOS. Este resultado era esperado, uma vez que as metodologias são muito semelhantes, diferindo-se apenas pela ponderação pela potência unitária adotada no cálculo do índice global da usina.

2.4 – Avaliação de TEIF e IP com base de dados atualizada até dezembro de 2012

Com a atualização da configuração dos valores de indisponibilidade de usinas na configuração do PMO de maio de 2013, referenciada à base de dados dos eventos apurados no período janeiro/2008-dezembro/2012 (60 meses), a EPE, apoiando-se na metodologia apresentada no item 2.1, efetuou o cálculo dos valores de TEIF e IP para as faixas de potência do BRACIER. A Tabela 15 apresenta esses resultados atualizados.

Tabela 15 – Índices Revistos – Referência: PMO maio/2013

Faixa de Referência	TEIF	IP
até 29 MW	1,454%	4,967%
30 – 59 MW	2,117%	5,755%
60 – 199 MW	1,559%	5,902%
200 – 500 MW	2,502%	3,836%
501 – 699 MW	3,627%	1,534%
700 – 1300 MW	2,848%	8,728%

Para efeito de comparação, são apresentados os valores de TEIF e IP de referência (BRACIER), na Tabela 16, e as diferenças entre os valores desses índices e os revistos, na Tabela 17. Os valores de indisponibilidade total encontram-se na Tabela 18.

Tabela 16 – Índices de Referência (BRACIER)

Faixa de Referência	TEIF	IP
até 29 MW	2,333%	6,861%
30 – 59 MW	1,672%	5,403%
60 – 199 MW	2,533%	8,091%
200 – 500 MW	2,917%	12,122%
501 – 699 MW	6,000%	8,000%
700 – 1300 MW	0,210%	10,000%

Tabela 17 – Diferenças entre os Índices de Referência e Revistos (Referência: PMO maio/2013)

Faixa de Referência	TEIF Diferença	IP Diferença
até 29 MW	-38%	-28%
30 – 59 MW	27%	7%
60 – 199 MW	-38%	-27%
200 – 500 MW	-14%	-68%
501 – 699 MW	-40%	-81%
700 – 1300 MW	1256%	-13%

Tabela 18 – Valores de Indisponibilidade Total de Referência e Revistos (Referência: PMO maio/2013)

Faixa de Referência	Indisponibilidade Total Referência	Indisponibilidade Total Revista	Diferença
até 29 MW	9,03%	6,35%	-29,72%
30 – 59 MW	6,98%	7,75%	10,96%
60 – 199 MW	10,42%	7,37%	-29,27%
200 – 500 MW	14,69%	6,24%	-57,50%
501 – 699 MW	13,52%	5,11%	-62,24%
700 – 1300 MW	10,19%	11,33%	11,17%

O Anexo E apresenta a base de dados de TEIF e IP referente ao PMO Maio/2013 (eventos apurados no período janeiro/2008-dezembro/2012), e o Anexo F a lista de usinas excluídas do cálculo das indisponibilidades médias em cada faixa de potência.

2.5 – Atualização dos Índices de Referência com base de dados até dezembro de 2013

Este item atualiza a tabela de índices de referência apresentada no item 2.4 do presente relatório.

A referência adotada para os dados de indisponibilidades e configuração hidrelétrica nesta atualização foi o PMO de maio de 2014. Os índices de indisponibilidades apresentados nesse PMO se referem aos valores apurados no período janeiro/2009-dezembro/2013 (60 meses), compreendendo 5 anos de operação.

Os índices recalculados são apresentados abaixo:

Tabela 19 – Índices Revistos – Referência: PMO maio/2014

Faixa de Referência	TEIF	IP
até 29 MW	2,068%	4,660%
30 – 59 MW	1,982%	5,292%
60 – 199 MW	1,638%	6,141%
200 – 500 MW	2,196%	3,840%
501 – 699 MW	1,251%	1,556%
700 – 1300 MW	3,115%	8,263%

Nesta atualização foram consideradas as usinas existentes na configuração hidrelétrica do PMO de maio de 2014, excluindo-se aquelas com menos de 5 anos de operação comercial, as que possuem unidades geradoras em mais de uma faixa de potência e as oriundas dos sistemas isolados de Manaus e Macapá. Ressalta-se que nesta atualização nenhuma usina apresentou índices superiores a 20% e, portanto, nenhuma foi excluída do cálculo por apresentar índices demasiadamente elevados.

O Anexo E, referente ao item 2.4 deste relatório, foi atualizado conforme apresentado no Anexo G, no qual constam todas as usinas consideradas neste estudo e seus respectivos índices individuais referentes ao PMO de maio de 2014. O Anexo F também foi atualizado, sendo apresentadas no Anexo H as usinas excluídas na presente atualização.

2.6 – Revisão dos Índices de Referência com alteração de faixa de potência

Este item revisa a Tabela 19 apresentada no item 2.5 do presente relatório, para o caso das usinas com faixas de potência de suas unidades geradoras compreendidas nas faixas entre 200 e 500 MW e entre 501 e 699 MW.

A motivação desta revisão é o fato de, sendo a UHE Xingó a única usina representante da faixa de potências de unidades geradoras entre 501 e 699 MW, os valores de referência de TEIF e IP desta faixa, conforme apresentado na Tabela 19, podem não ser adequados para referência de novas usinas e mesmo restritivos para a própria UHE Xingó em sua operação futura. Assim, no âmbito deste grupo de trabalho foram definidos os valores de referência de TEIF e IP de usinas hidrelétricas apresentados na Tabela 20, recalculados para reunir em uma só faixa as duas faixas referidas da Tabela 19.

Tabela 20 – Índices Revistos com Alteração de Faixa de Potência

Faixa de Referência	TEIF	IP
até 29 MW	2,068%	4,660%
30 – 59 MW	1,982%	5,292%
60 – 199 MW	1,638%	6,141%
200 – 699 MW	2,133%	3,688%
700 – 1300 MW	3,115%	8,263%

3 – Conclusões

As avaliações efetuadas no âmbito do Grupo de Trabalho MME/ANEEL/EPE/ONS, sobre revisão dos valores de referência de indisponibilidades de usinas hidrelétricas adotados no setor elétrico brasileiro, permitiram observar reduções bastante significativas nos valores de TEIF e IP do atual parque gerador nacional comparativamente a Tabela Bracier.

Os valores de referência oriundos do BRACIER foram definidos com uma base de dados da década de 1980, tendo sido observado, no presente trabalho, que aquela base de dados não mais corresponde à realidade brasileira atual.

A análise efetuada considerando diferentes alternativas de faixas de potência, mostrou que a utilizada na Tabela Bracier apresenta os menores erros, sendo, portanto, a mais indicada. Como representante estatístico dos índices em cada faixa de potência foi escolhida a média.

A comparação entre a avaliação de índices de TEIF e IP por meio das indisponibilidades por usina e das indisponibilidades por unidade geradora, mostrou diferenças pouco significativas entre as duas metodologias. Assim, a metodologia definida no âmbito do grupo de trabalho, para as diferentes faixas de potência, foi a de cálculo dos índices de indisponibilidade por usina.

4 – Equipe Técnica

Ministério de Minas e Energia – MME

Adriano Jeronimo da Silva
Christiany Salgado Faria
Gustavo Cerqueira Ataíde
Paulo Cesar Magalhães Domingues
Tarita da Silva Costa
Vania Maria Ferreira

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Bruno Goulart de Freitas Machado
Mariana Sampaio Gontijo Vaz
Mateus Machado Neves
Vinicius Grossi de Oliveira

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Angela Livino
Fernanda Gabriela Batista dos Santos
Hermes Trigo Dias da Silva
Luis Paulo Scolaro Cordeiro
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Thiago Correa César

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Manoel Vieira Junior
Maria Aparecida Martinez
Vitor Silva Duarte
Wilkens Geraldês Filho

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Luiz Guilherme Barbosa Marzano
Maria Elvira Piñeiro Maceira

5 – Anexos

5.1 – Anexo A – Indisponibilidades por usina – Mês de Referência: novembro/2012

UF	Usina	TEIFa (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03	TEIP (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03
RS	14 DE JULHO	0,009398758	0,057846662
SP	AGUA VERMELHA	0,008510675	0,037466299
MG	AIMORES	0,01195589	0,039042789
MG	AMADOR AGUIAR I	0,005335383	0,021595409
MG	AMADOR AGUIAR II	0,01345446	0,03693448
BA	APOLONIO SALES	0,02274962	0,228184104
MG	BAGUARI	0,02054866	0,089498058
SP	BARIRI	0,001963484	0,074654952
SP	BARRA BONITA	0,001628978	0,08426936
SC	BARRA GRANDE	0,001337365	0,04417187
PI	BOA ESPERANÇA	0,001703089	0,077680513
GO	CACHOEIRA DOURADA	0,01503665	0,037806589
SP	CACONDE	0,005259742	0,05162356
GO	CAÇU	0,007313912	0,042154569
MG	CAMARGOS	0,03026771	0,113182902
GO	CANA BRAVA	0,002191725	0,032813959
SP	CANOAS I	0,00099801	0,068516918
SP	CANOAS II	0,000193266	0,026853381
SP	CAPIVARA	0,000540331	0,037124161
RS	CASTRO ALVES	0,009005751	0,04597551
SP	CHAVANTES	0,0040955	0,019817179
GO	CORUMBA	0,007800034	0,034849931
GO	CORUMBA III	0,01269185	0,033015151
GO	CORUMBA IV	0,01448901	0,040908448
PA	CURUA-UNA	0,005864784	0,02823218
RS	DONA FRANCISCA	0,001713563	0,01986514
MG	EMBORÇAÇÃO	0,007892825	0,03018094
GO	ESPORA	0,497073799	0,009341646
SP	EUCLIDES DA CUNHA	0,00350076	0,062520333
RJ	FONTE NOVA	0,01858481	0,041144431
PR	FUNDAO	0,01467967	0,05613507
RJ	FUNIL	0,006876854	0,060557678
MG	FUNIL GRANDE	0,01266952	0,038942691

UF	Usina	TEIFa (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03	TEIP (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03
MG	FURNAS	0,055379391	0,118367597
PR	GOV. BENTO MUNHOZ	0,027021131	0,051116131
PR	GOV. NEY AMINTHAS DE BARROS BRAGA	0,001515321	0,062808678
PR	GOV. PARIGOT SOUZA	0,009801531	0,037797879
MT	GUAPORE	0,007326783	0,019648289
MG	GUILMAN AMORIM	0,03621456	0,06357298
SP	HENRY BORDEN EXTERNA	0,058693841	0,073765106
SP	HENRY BORDEN SUBTERRANEA	0,04146855	0,086083502
SP	IBITINGA	0,01029593	0,090141051
MG	IGARAPAVA	0,02813632	0,021454411
RJ	ILHA POMBOS	0,00308042	0,041013841
SP	ILHA SOLTEIRA	0,008807209	0,079630129
MG	IRAPE	0,02229579	0,036830131
SC	ITA	0,001339099	0,01955428
PY	ITAIPIU 50 HZ	0,043525539	0,070846409
PR	ITAIPIU 60 HZ	0,01260744	0,107172698
BA	ITAPEBI US	0,001110868	0,044887029
RS	ITAUBA	0,0114579	0,042405799
MT	ITUIQUIRA I	0,00724152	0,027416971
MT	ITUIQUIRA II	0,01124054	0,048506979
MG	ITUMBIARA	0,01214227	0,051434301
MG	ITUTINGA	0,0134031	0,023802251
RS	JACUI	0,005646651	0,031693071
MG	JAGUARA	0,00865486	0,063865326
SP	JAGUARI	0,008169622	0,06654945
MT	JAURU	0,005261499	0,122855
GO	JLM.G.PEREIRA	0,018433981	0,037178699
SP	JUPIA	0,01736314	0,071641669
SP	JURUMIRIMM	0,001979169	0,03445692
TO	LAJEADO	0,01461979	0,059871551
SP	LIMOEIRO	0,01392155	0,091802001
SP	LUIZ CARLOS BARRETO	0,03675361	0,1134229
PE	LUIZ GONZAGA	0,032209419	0,030494081
SC	MACHADINHO	0,000600549	0,022051301
MT	MANSO	0,0155853	0,056227811
MG	MARIMBONDO	0,005764472	0,033650689
ES	MASCARENHAS	0,052746061	0,118965499
MG	MASCARENHAS DE MORAES	0,053326681	0,060409851

UF	Usina	TEIFa (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03	TEIP (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03
MG	MIRANDA	0,003040323	0,025040001
RS	MONJOLINHO	0,007933831	0,03196298
RS	MONTE CLARO	0,005118716	0,113482401
RJ	NILO PEÇANHA	0,00900831	0,066884443
SP	NOVA AVANHANDAVA	0,019888811	0,201998904
MG	NOVA PONTE	0,01249937	0,037086781
SP	OURINHOS	0,084148012	0,02280334
SP	PARAIBUNA	0,006473871	0,026433529
RS	PASSO FUNDO	0,001000908	0,027859
RS	PASSO REAL	0,003569566	0,062439289
BA	PAULO AFONSO I	0,02774653	0,345583886
BA	PAULO AFONSO II	0,007631009	0,362127692
BA	PAULO AFONSO III	0,02634082	0,290688992
BA	PAULO AFONSO IV	0,01303613	0,05828942
BA	PEDRA DO CAVALO	0,003442976	0,045118582
TO	PEIXE ANGICAL	0,008296398	0,063056208
RJ	PEREIRA PASSO	0,000878965	0,0226302
MG	PICADA	0,005910022	0,038585719
SP	PIRAJU	0,000933197	0,02202544
MT	PONTE DE PEDRA	0,004532709	0,03374806
MG	PORTO COLOMBIA	0,016424511	0,047177941
MG	PORTO ESTRELA	0,000835109	0,01355574
SP	PORTO PRIMAVERA	0,006733211	0,034989592
SP	PROMISSAO	0,00116476	0,064676248
SC	QUEBRA QUEIXO	0,004023705	0,035392229
MG	QUEIMADO	0,042655788	0,152429
MG	RETIRO BAIXO	0,01925528	0,042678021
MG	Risoleta Neves (Ex-Candongá)	0,001792478	0,03518616
ES	ROSAL	0,284385204	0,006679111
SP	ROSANA	0,003663848	0,02096756
GO	S.DO FACAO	0,033141099	0,052570961
GO	S.R.VERDINHO	0,009712295	0,038797811
MG	SA CARVALHO	0,027763329	0,036685839
GO	SALTO	0,016523371	0,04482726
PR	SALTO CAXIAS	0,000536063	0,029521439
MG	SALTO GRANDE I	0,007908859	0,050711341
SP	SALTO GRANDE	0,002297126	0,02219736
PR	SALTO OSORIO	0,003195625	0,04248653

UF	Usina	TEIFa (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03	TEIP (p.u) - Res. ANEEL 169/05 e Res. ANEEL 688/03
SC	SALTO PILAO	0,01127531	0,063096084
PR	SALTO SANTIAGO	0,01804788	0,05614344
RO	SAMUEL	0,00826890487	0,03765568882
SP	SANTA BRANCA	0,007080293	0,0241207
MG	SANTA CLARA I	0,01540895	0,045708779
PR	SANTA CLARA	0,004752776	0,050640129
TO	SÃO SALVADOR	0,01341002	0,102659702
MG	SÃO SIMAO	0,062265929	0,048346572
GO	SERRA DA MESA	0,03238555	0,048189379
BA	SOBRADINHO	0,07499145	0,086978883
MG	SOBRAGI	0,007146242	0,043902241
SP	TAQUARUCU	0,003063229	0,048613451
SP	TRES IRMAOS	0,000946578	0,078358553
MG	TRES MARIAS	0,02909757	0,111150898
RS	U.FOZ CHAPECO	0,01875481	0,074418187
GO	UH BCOQUEIROS	0,059846051	0,0650566
PA	US TUCURUI	0,03497079	0,02720717
AL	USINA XINGO	0,033063799	0,01540878
SC	USINAS CAMPOS NOVOS	0,009065487	0,04911406
MG	VOLTA GRANDE	0,03111692	0,05300156

5.2 – Anexo B – Distribuição das indisponibilidades para cada alternativa de faixas de potência

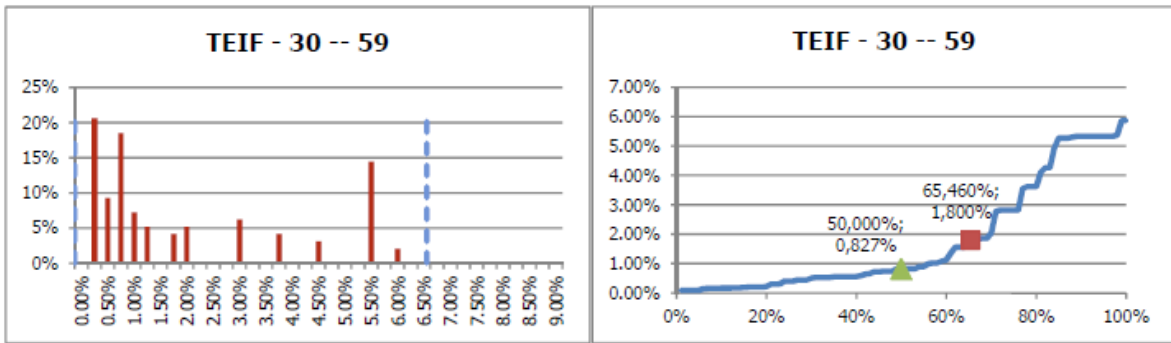


Figura 10 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - BRACIER

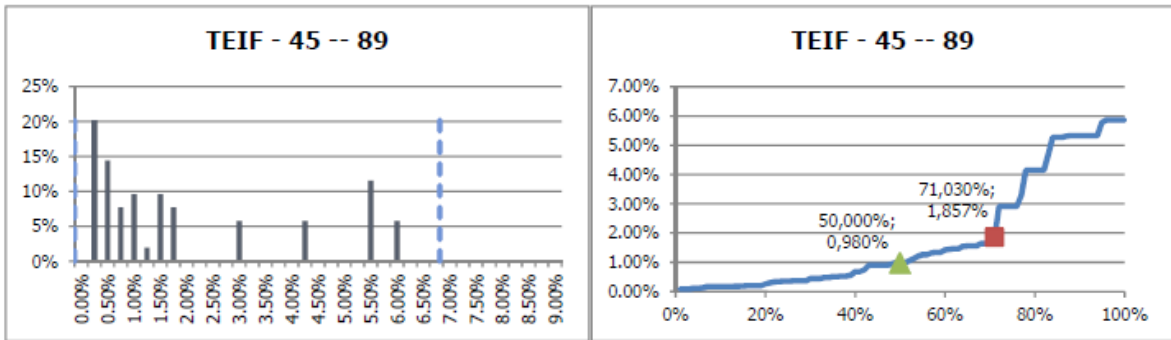


Figura 11 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - Alternativa I

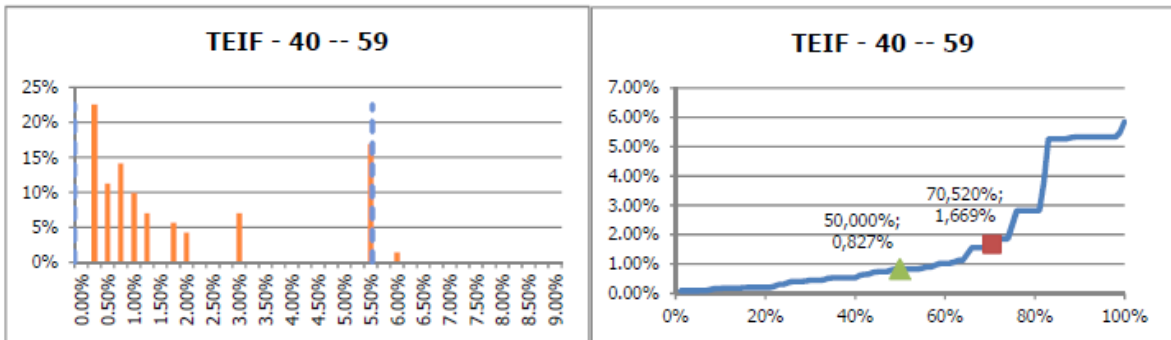


Figura 12 – Distribuição de TEIF – 2ª Faixa - Alternativa II

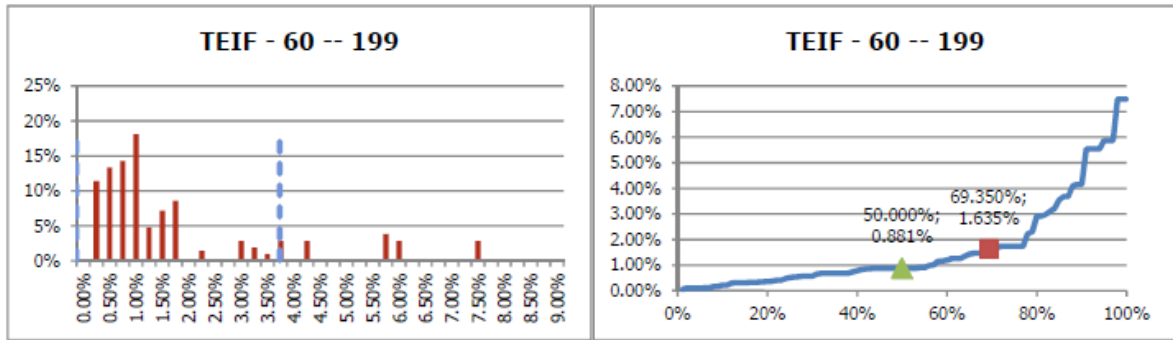


Figura 13 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - BRACIER

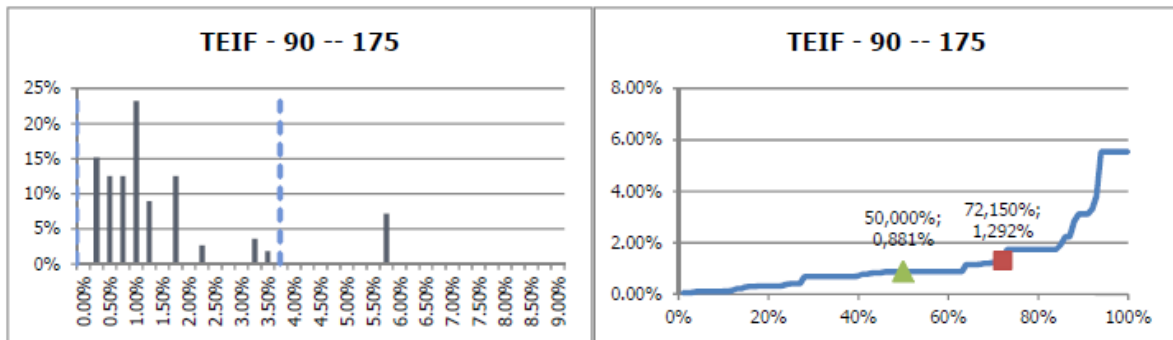


Figura 14 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - Alternativa I

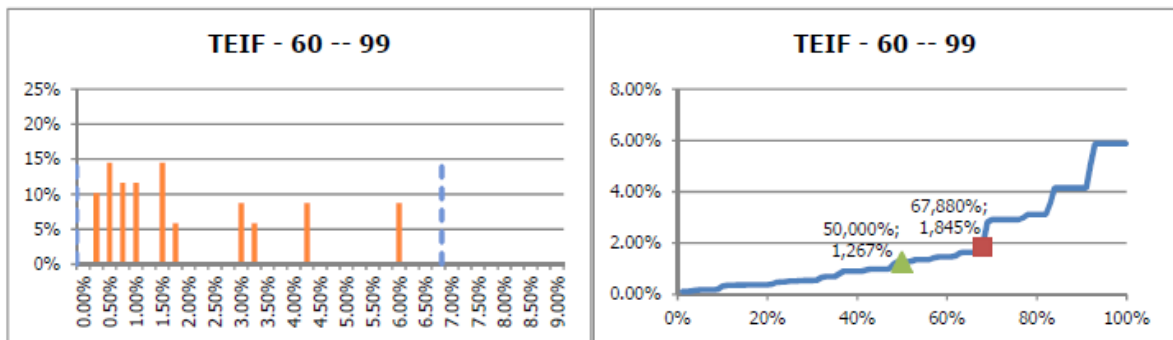


Figura 15 – Distribuição de TEIF – 3ª Faixa - Alternativa II

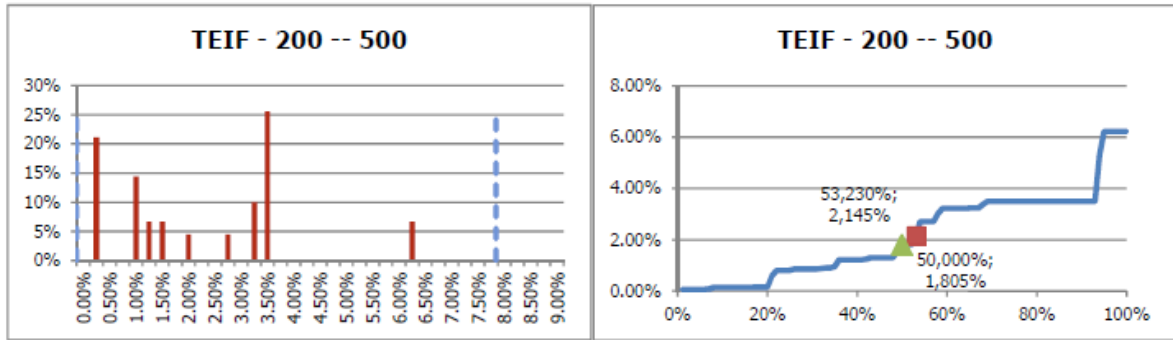


Figura 16 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - BRACIER

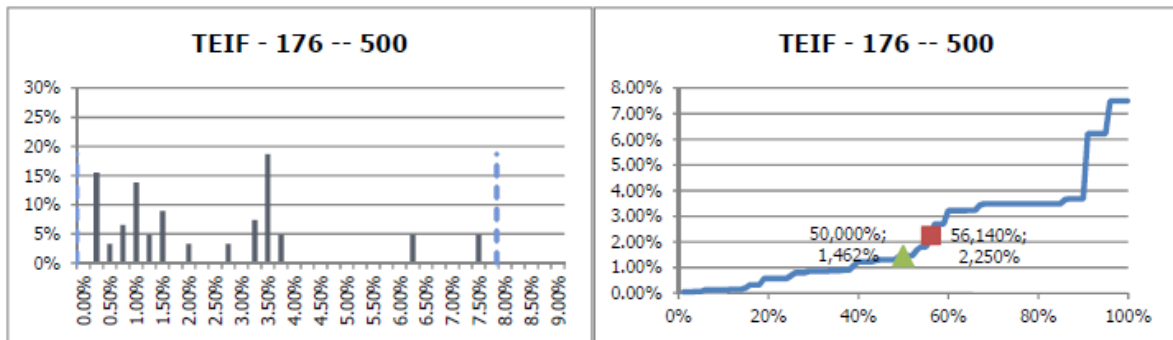


Figura 17 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - Alternativa I

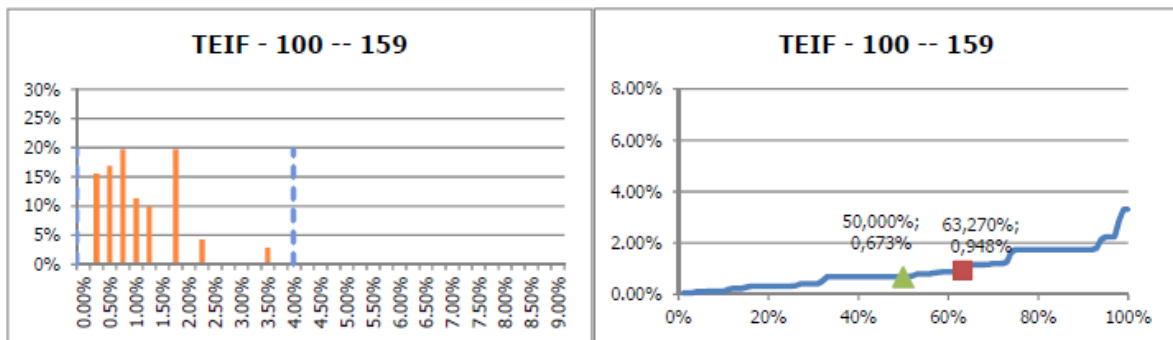


Figura 18 – Distribuição de TEIF – 4ª Faixa - Alternativa II

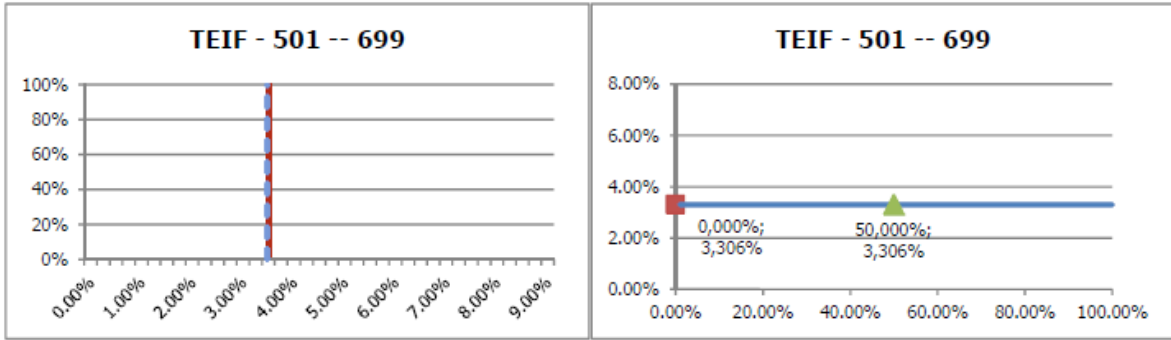


Figura 19 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - BRACIER

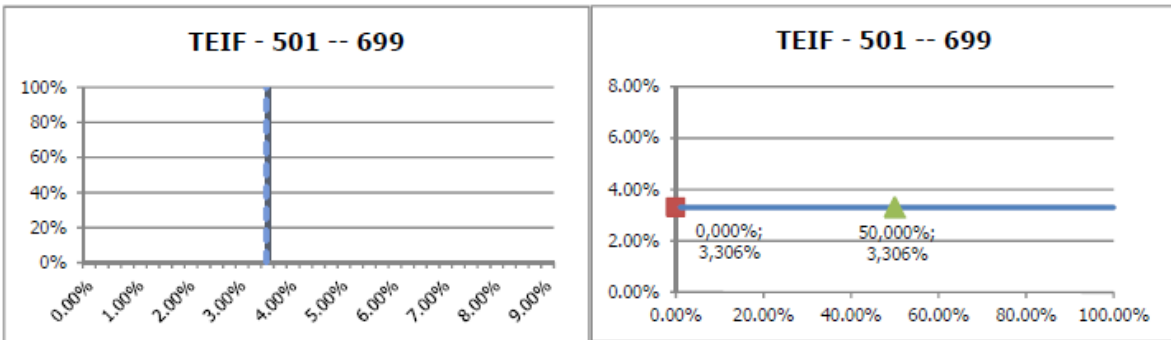


Figura 20 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - Alternativa I

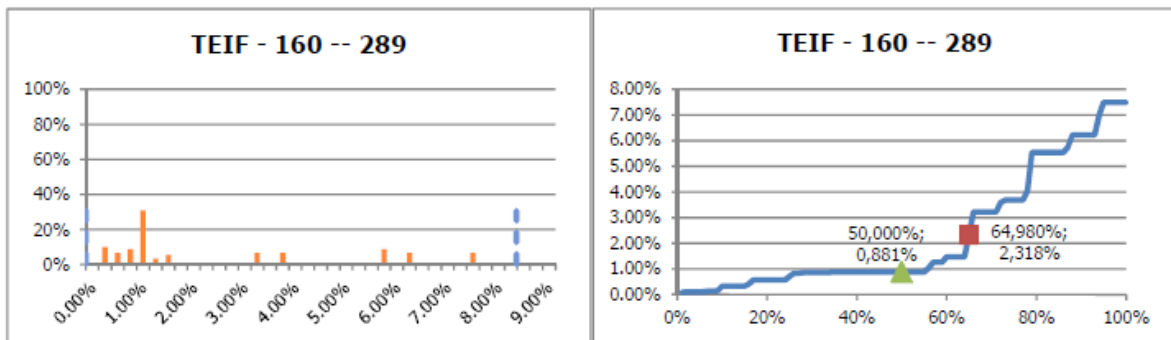


Figura 21 – Distribuição de TEIF – 5ª Faixa - Alternativa II

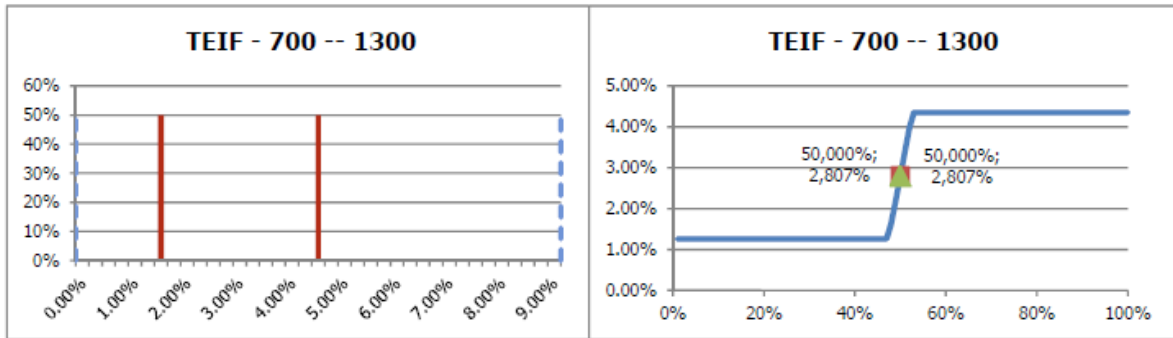


Figura 22 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - BRACIER

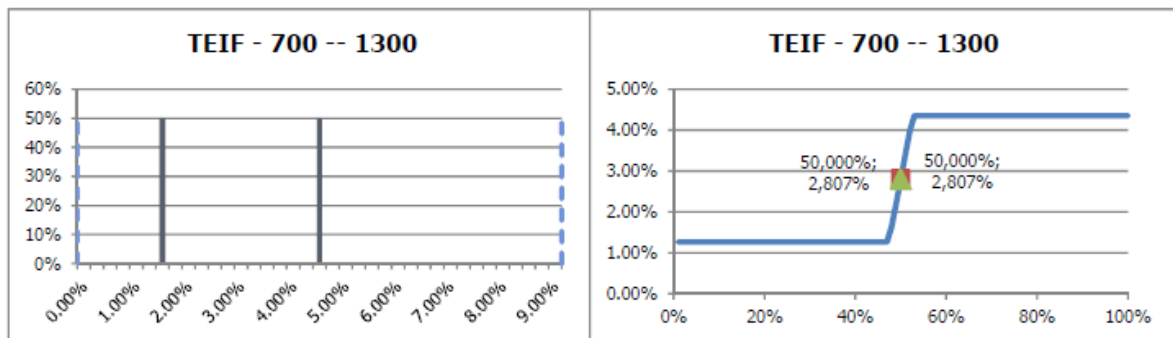


Figura 23 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - Alternativa I

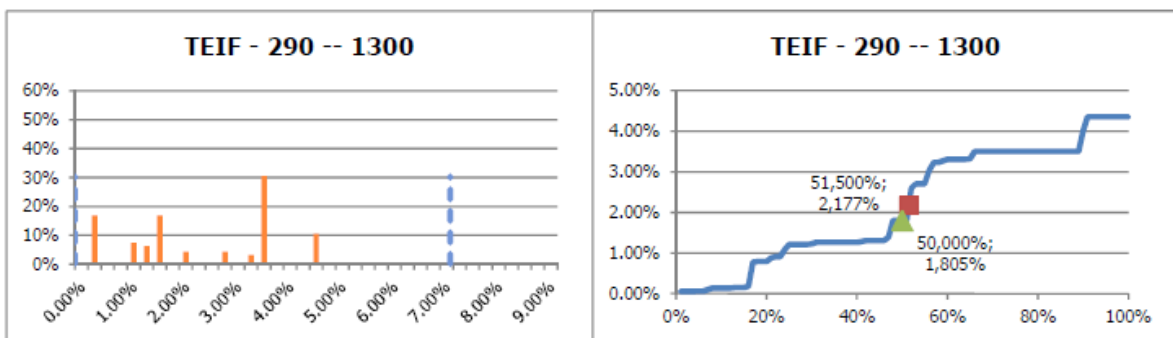


Figura 24 – Distribuição de TEIF – 6ª Faixa - Alternativa II

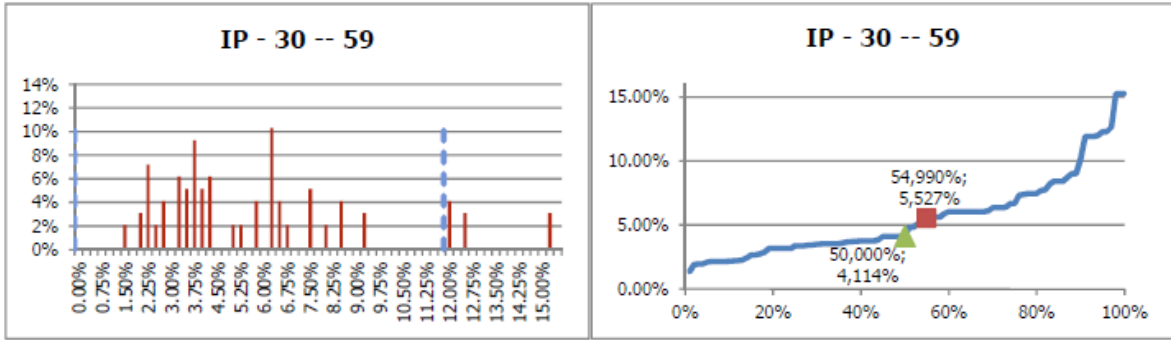


Figura 25 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - BRACIER

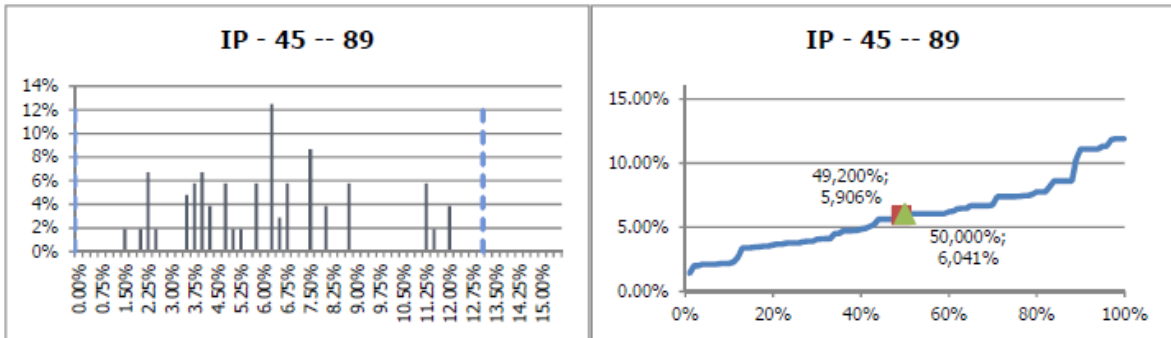


Figura 26 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - Alternativa I

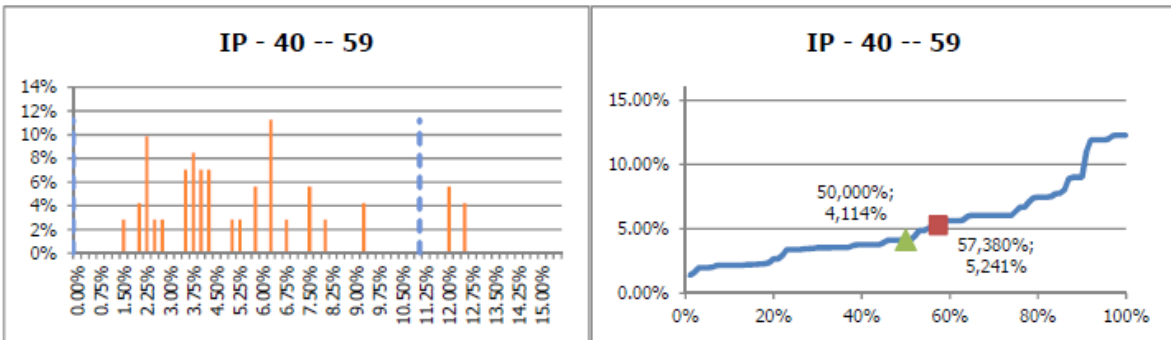


Figura 27 – Distribuição de IP – 2ª Faixa - Alternativa II

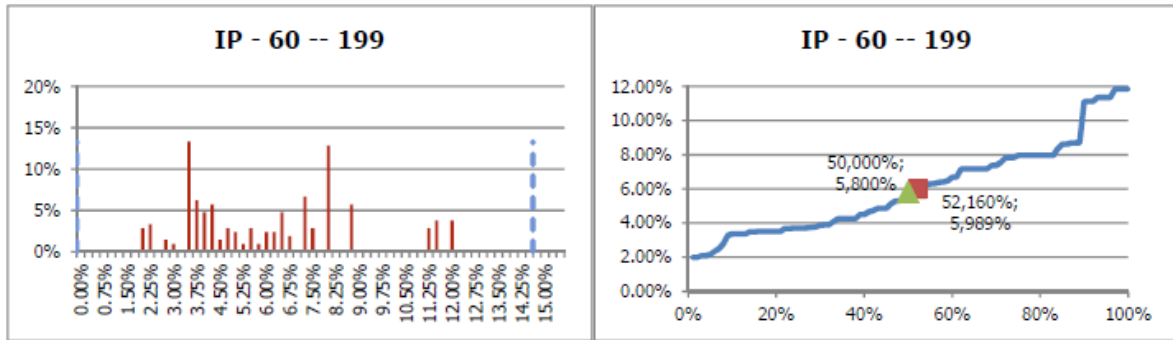


Figura 28 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - BRACIER

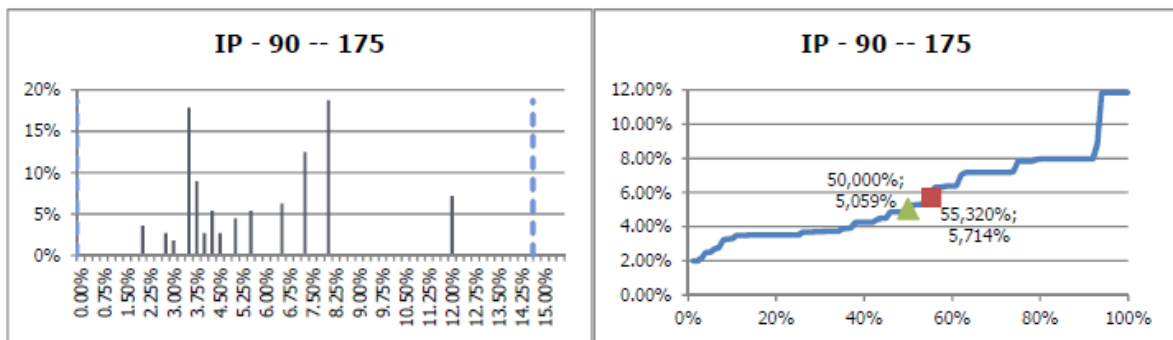


Figura 29 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - Alternativa I

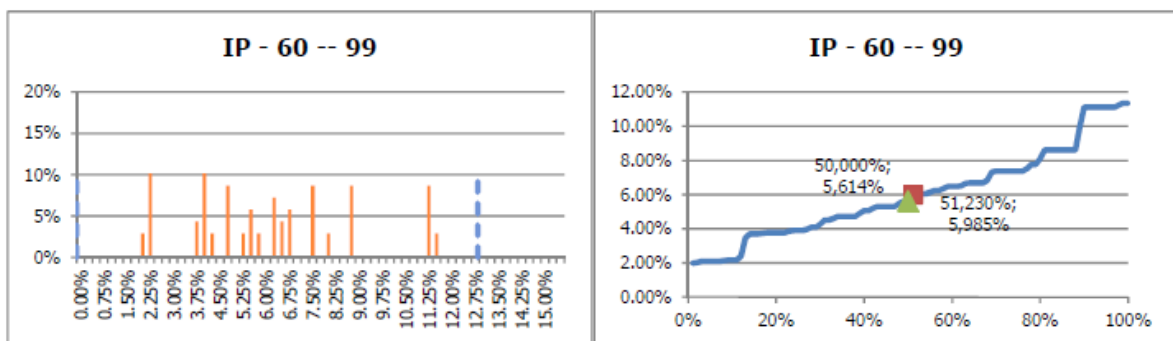


Figura 30 – Distribuição de IP – 3ª Faixa - Alternativa II

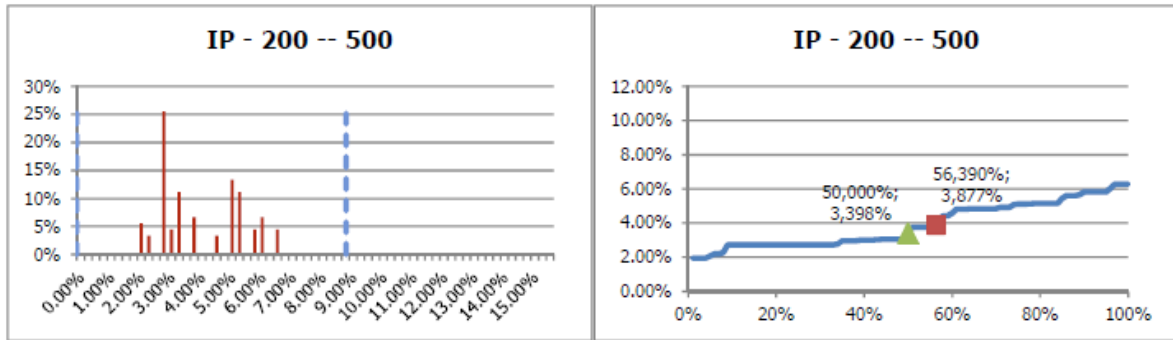


Figura 31 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - BRACIER

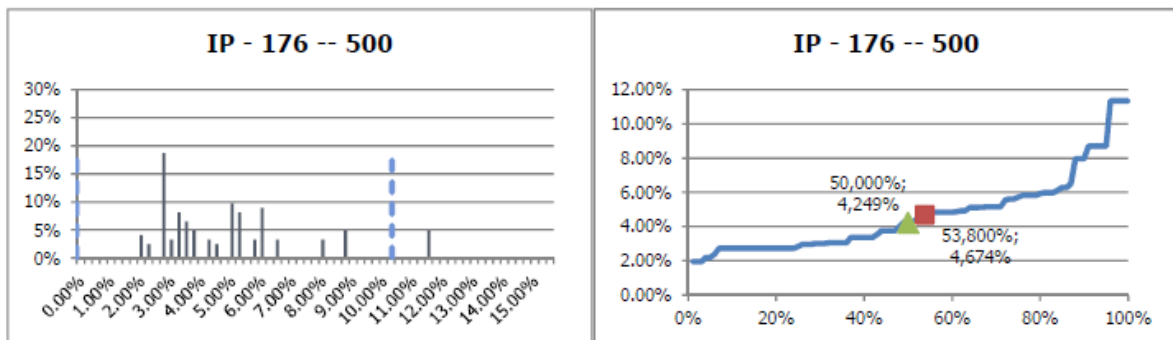


Figura 32 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - Alternativa I

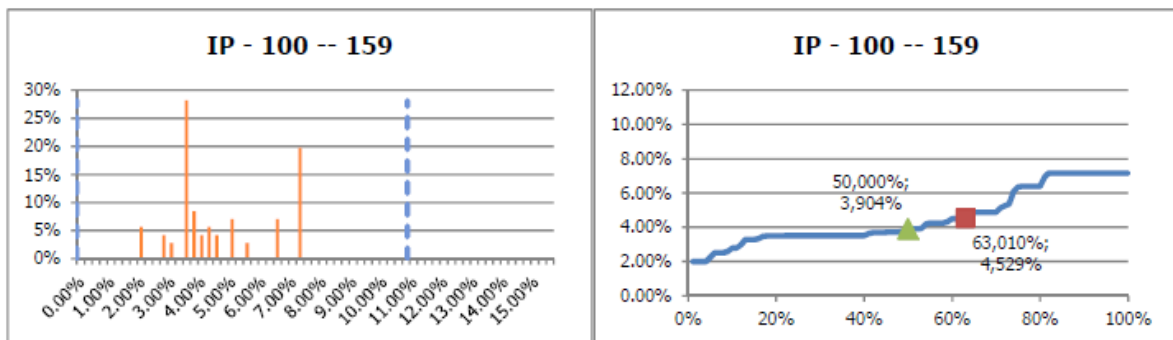


Figura 33 – Distribuição de IP – 4ª Faixa - Alternativa II

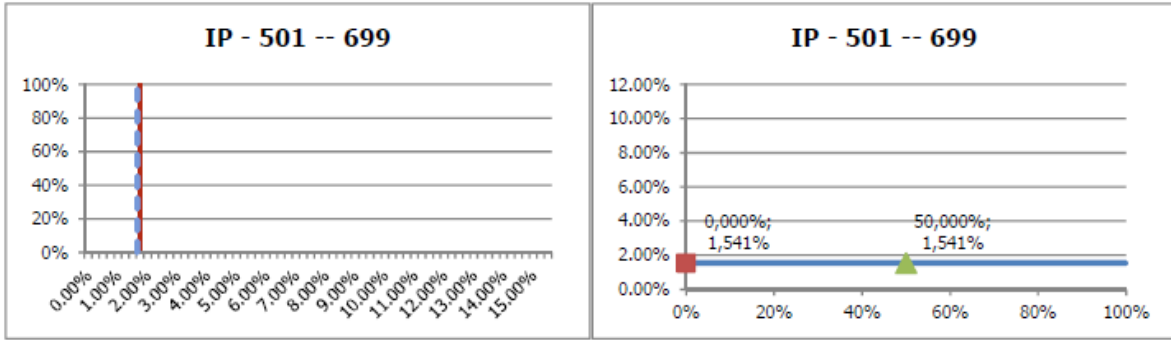


Figura 34 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - BRACIER

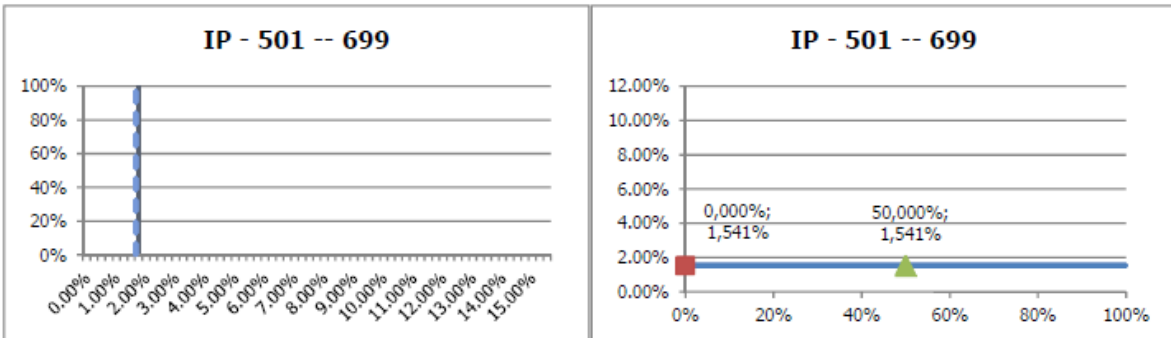


Figura 35 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - Alternativa I

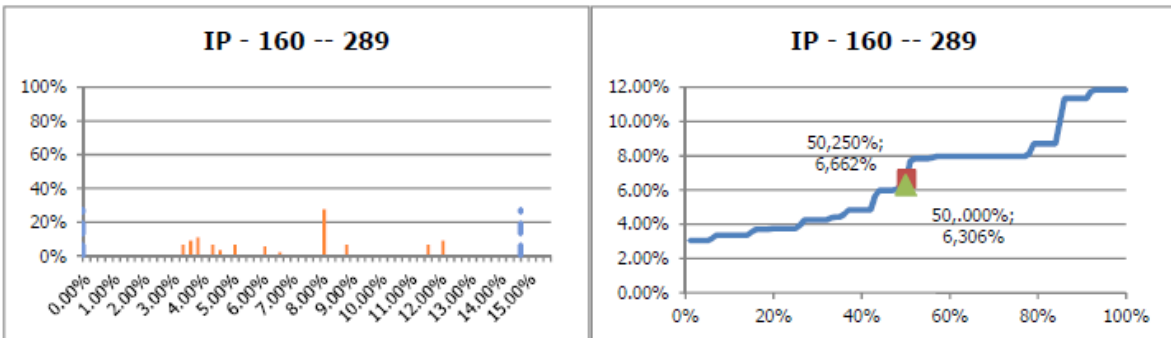


Figura 36 – Distribuição de IP – 5ª Faixa - Alternativa II

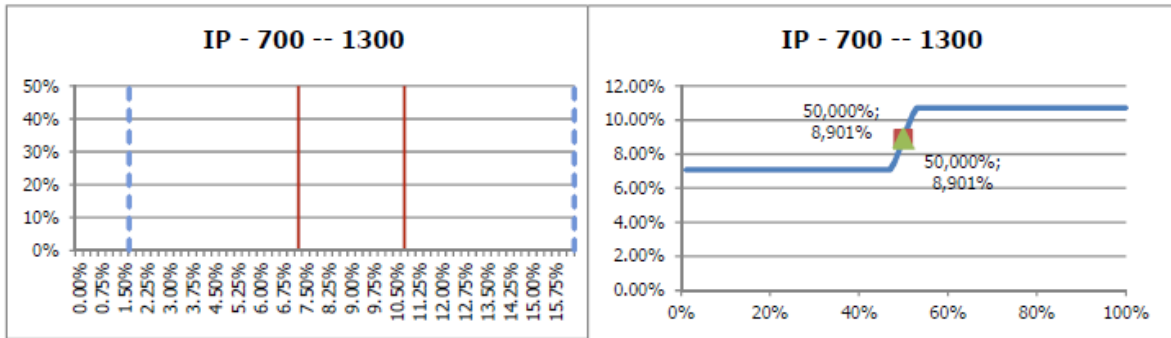


Figura 37 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - BRACIER

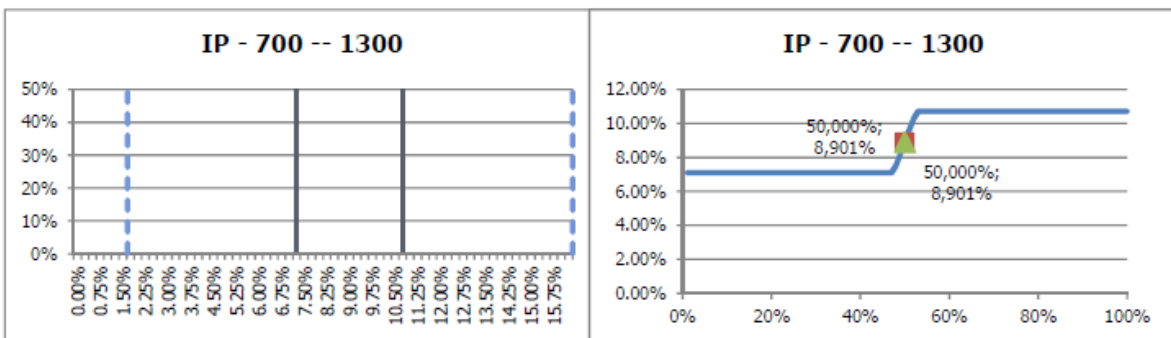


Figura 38 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - Alternativa I

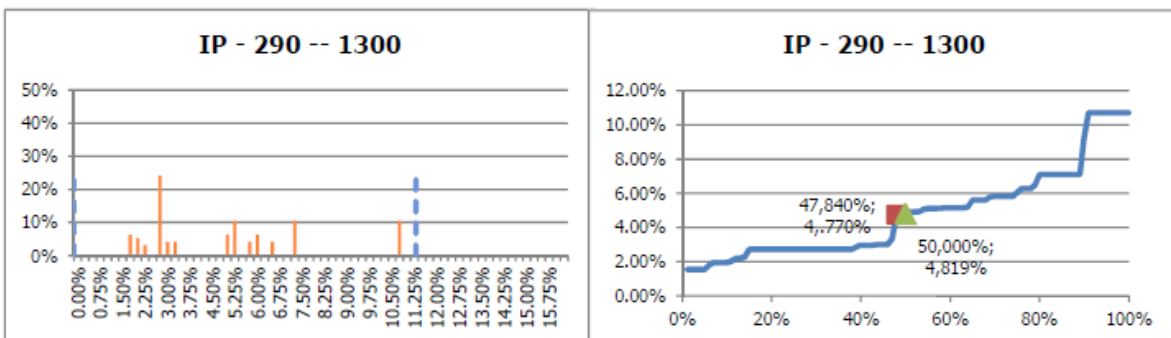


Figura 39 – Distribuição de IP – 6ª Faixa - Alternativa II

5.3 – Anexo C – Lista de usinas – base de dados do CNOS - Referência: janeiro/2007 – dezembro/2012

Sudeste / Centro-Oeste / Acre / Rondônia			
A. VERMELHA	E. DA CUNHA	JUPIA	QUEIMADO
A.A. LAYDNER	EMBORCACAO	L.N. GARCEZ	RETIRO BAIXO
A.S. LIMA	ESPORA	LAJEADO	RONDON 2
A.S.OLIVEIRA	ESTREITO	LAJES	ROSAL
AIMORES	FONTES	M. DE MORAES	ROSANA
B. COQUEIROS	FOZ R. CLARO	MANSO	SA CARVALHO
BAGUARI	FUNIL	MARIMBONDO	SALTO
BARRA BONITA	FUNIL-GRANDE	MASCARENHAS	SALTO GRANDE
CACH.DOURADA	FURNAS	MIRANDA	SAMUEL
CACONDE	GUAPORE	N. AVANHANDAVA	SANTA BRANCA
CACU	GUILMAN-AMOR	NILO PECANHA	SANTOANTONIO
CAMARGOS	HENRY BORDEN	NOVA PONTE	SAO SALVADOR
CANA BRAVA	IBITINGA	OURINHOS	SAO SIMAO
CANDONGA	IGARAPAVA	P. COLOMBIA	SERRA FACAO
CANOAS I	ILHA POMBOS	P. ESTRELA	SERRA MESA
CANOAS II	IRAPE	P. PASSOS	SLT VERDINHO
CAPIM BRANC1	ITAIPU	P. PRIMAVERA	SOBRAGI
CAPIM BRANC2	ITIQUIRA I	PARAIBUNA	STA CLARA MG
CAPIVARA	ITIQUIRA II	PEIXE ANGIC	TAQUARUCU
CHAVANTES	ITUMBIARA	PICADA	TRES MARIAS
CORUMBA I	ITUTINGA	PIRAJU	VOLTA GRANDE
CORUMBA III	JAGUARA	PONTE PEDRA	ILHA SOLTEIRA
CORUMBA IV	JAGUARI	PROMISSAO	TRES IRMAOS
DARDANELOS	JAURU		

Sul			
14 DE JULHO	G.B. MUNHOZ	MONJOLINHO	SALTO OSORIO
BARRA GRANDE	G.P. SOUZA	MONTE CLARO	SALTO PILAO
CAMPOS NOVOS	ITA	PASSO FUNDO	SAO JOSE
CASTRO ALVES	ITAUBA	PASSO REAL	SEGREDO
D. FRANCISCA	JACUI	PASSO S JOAO	SLT.SANTIAGO
FOZ CHAPECO	MACHADINHO	QUEBRA QUEIXO	STA CLARA PR
FUNDAO	MAUA	SALTO CAXIAS	
Nordeste			
B. ESPERANCA	P. CAVALO	P.AFONSO I	P.AFONSO IV
ITAPARICA	SOBRADINHO	P.AFONSO II	MOXOTO
ITAPEBI	XINGO	P.AFONSO III	
Norte / Manaus / Belo Monte			
CURUA-UNA	ESTREITO TOC	TUCURUI	

5.4 – Anexo D – Metodologia de cálculo das indisponibilidades forçada e programada apuradas

A metodologia de cálculo das indisponibilidades forçada e programada apuradas é estabelecida no Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.15, “Apuração das mudanças de estados operativos de unidades geradoras, usinas e interligações internacionais”, número RO-AO.BR.04, revisão 17.

Segundo a qual, os índices TEIFa e TEIP são definidos como:

$$TEIFa = \frac{HDF+HEDF}{HS+HDF+HRD+HDCE} \qquad TEIP = \frac{HDP+HEDP}{HP}$$

Onde:

HDF – Horas de desligamento forçado

Número de horas em que a Unidade Geradora permaneceu desligada em decorrência de um desligamento de emergência ou automático (estado operativo DEM ou DAU, respectivamente), associado a uma indisponibilidade de responsabilidade do empreendimento, identificada entre as origens GUM, GGE, GTR, GOT, GAC e GAG , no mês de apuração.

HEDF – Horas equivalentes de desligamento forçado

A unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada. A HEDF é composta da multiplicação do número de horas que a UG permaneceu sincronizada ao sistema operando com limitação da potência nominal causada por uma condição forçada (estados operativos LIG, LCC, LCI, LCS e DCO, condição operativa RFO e classificação de origem GUM, GGE, GTR, GOT, GAC, GAG) pelo grau percentual da limitação da potência nominal.

HS – Horas em serviço

Número de horas em que a UG operou ligada ao sistema. Foram contabilizadas as horas em que a UG permaneceu com os estados operativos LIG, LCS, LCI e LCC, independentemente de qualquer limitação de potência nominal.

HRD – Horas de reserva desligada

A UG está disponível para a operação e, no entanto, não está em serviço por interesse sistêmico. São contabilizadas as horas em que a unidade permaneceu desligada por conveniência operativa ou reserva de prontidão. Dois conjuntos de estados operativos contribuem para a contabilização das horas da parcela HRD:

- ✓ DCO e RDP, independentemente de qualquer limitação de potência nominal

- ✓ DPR, DPA, DUR, DEM, DAU e DAP, com a origem do desligamento sendo GIS, GIC, GIM, GVO, GMP ou GMT.

HDCE – Horas de desligamento por condições externas

A unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações. Representa o número de horas que a unidade permaneceu desligada em aproveitamento a causas externas, ou desligada em decorrência de indisponibilidades não consideradas como de responsabilidade do empreendimento. Para essa parcela são consideradas três possibilidades de eventos operativos:

- ✓ Estado operativo DAP
- ✓ Estados operativos DPR, DUR, DEM, DPA ou DAU com origem de desligamento GHN, GHT, GHI, GHC, GRE, GRB, GOU, GOO ou GHM.
- ✓ Estado operativo DCA com origem de desligamento GCI

HDP – Horas de desligamento programado

A unidade permaneceu desligada em intervenção programada por indisponibilidades de responsabilidade do empreendimento (estados operativos DPR, DUR, DPA ou DCA), identificadas entre as origens GUM, GGE, GTR, GOT, GAC e GAG , no mês de apuração.

HEDP – Horas equivalentes de desligamento programado

A unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada. A HEDP é composta da multiplicação do número de horas que a UG permaneceu sincronizada ao sistema operando com limitação da potência nominal causada por uma restrição programada (estados operativos LIG, LCC, LCI, LCS e DCO, condição operativa RPR e classificação de origem GUM, GGE, GTR, GOT, GAC, GAG) pelo grau percentual da limitação da potência nominal.

HP – Total de horas do período de apuração considerado

Número de horas de operação comercial da unidade geradora no mês de apuração. Dessa forma, se um equipamento ou instalação iniciou a operação comercial a partir do segundo dia do mês de apuração, o resultado de HP será diferente do total de horas do mês.

5.5 – Anexo E – Indisponibilidades por usina – Referência: PMO Maio/2013

Usina	TEIF (%)	IP (%)
CURUA-UNA	0,569	2,787
ITUTINGA	1,607	2,393
JAGUARI	1,649	6,669
OURINHOS	9,002	2,301
A.S.OLIVEIRA	0,61	10,233
L.N. GARCEZ	0,256	2,342
SOBRAGI	0,809	4,41
STA CLARA MG	1,556	4,571
CAMARGOS	3,036	15,234
CANOAS II	0,062	3,902
SALTO GRANDE	0,803	5,408
PICADA	0,677	3,893
E. DA CUNHA	0,519	6,651
CANOAS I	0,116	6,854
SANTA BRANCA	1,471	2,428
JACUI	0,562	3,03
ITIQUIRA I	0,688	2,739
BARRA BONITA	0,184	8,218
QUEIMADO	4,119	15,036
GUILMAN-AMOR	3,639	6,339
M. DE MORAES	5,192	5,977
CACONDE	0,621	5,121
JAUURU	0,598	12,286
PIRAJU	0,099	2,397
QUEBRA QUEIX	0,533	4,088
GUAPORE	1,682	1,965
IGARAPAVA	5,917	5,089
PARAIBUNA	0,707	2,788
SAMUEL	0,435	1,784
IBITINGA	1,089	9,932
FONTES	1,876	4,11
CANDONGA	0,606	3,519
A.S. LIMA	0,201	7,64
ITIQUIRA II	1,149	4,839
MASCARENHAS	5,835	14,376
P. PASSOS	0,256	2,263
A.A. LAYDNER	0,198	3,446
MANSO	3,323	5,572

Usina	TEIF (%)	IP (%)
P. ESTRELA	0,072	1,356
PONTE PEDRA	0,434	4,399
FUNIL-GRANDE	1,578	3,913
STA CLARA PR	0,664	5,808
FUNDAO	2,217	5,622
D. FRANCISCA	0,184	1,978
CORUMBA IV	1,604	4,036
MONTE CLARO	0,633	8,116
G.P. SOUZA	1,367	3,771
TRES MARIAS	2,915	11,47
CAPIM BRANC2	1,324	4,602
FUNIL	0,919	6,091
PASSO REAL	0,54	6,243
CAPIM BRANC1	0,244	2,149
P. CAVALO	1,115	4,512
P. COLOMBIA	1,735	4,753
PROMISSAO	0,237	6,311
ROSANA	0,52	2,09
VOLTA GRANDE	3,201	5,54
CHAVANTES	0,541	1,975
JAGUARA	0,908	5,962
P. PRIMAVERA	0,68	3,608
AIMORES	1,924	3,921
JUPIA	1,759	7,359
TAQUARUCU	0,355	4,884
PASSO FUNDO	0,098	3,054
IRAPE	2,312	3,599
CORUMBA I	1,034	3,485
ITAUBA	1,2	4,266
MIRANDA	0,455	2,492
CANA BRAVA	0,282	3,285
CAPIVARA	0,058	4,117
ITAPEBI	0,614	4,493
TRES IRMAOS	0,292	10,647
FURNAS	5,98	11,827
PEIXE ANGIC	0,913	6,111
NOVA PONTE	1,217	3,681
I. SOLTEIRA	0,769	7,714
SOBRADINHO	8,087	8,423
SALTO OSORIO	0,321	4,278

Usina	TEIF (%)	IP (%)
LAJEADO	1,551	5,996
ESTREITO	3,973	11,355
MARIMBONDO	0,597	3,399
A. VERMELHA	0,844	3,746
BARRA GRANDE	0,15	4,504
ITAPARICA	3,351	3,068
SAO SIMAO	6,285	4,553
ITA	0,135	2,116
CAMPOS NOVOS	0,911	5,008
EMBORCACAO	1,207	3,019
SALTO CAXIAS	0,059	2,936
SEGREDO	0,171	6,344
TUCURUI	4,035	2,646
SLT.SANTIAGO	1,852	5,215
ITUMBIARA	1,242	5,155
MACHADINHO	0,055	2,094
P.AFONSO 4	1,493	5,832
G.B. MUNHOZ	6,412	5,075
SERRA MESA	3,427	4,823
XINGO	3,627	1,534
ITAIPU	2,848	8,728

5.6 - Anexo F – Lista de usinas excluídas do cálculo de indisponibilidades médias em cada faixa de potências – Referência: PMO Maio/2013

Usinas com UG em mais de uma faixa de potências			
BOA ESPERANÇA	NILO PEÇANHA	CACHOEIRA DOURADA	SÁ CARVALHO
HENRY BORDEN	TUCURUÍ ²		
Usinas com menos de 5 anos completos de operação comercial (referência: agosto/2013)			
CASTRO ALVES	SALTO PILÃO	BARRA DOS COQUEIROS	DARDANELOS
14 DE JULHO	RETIRO BAIXO	FOZ DO CHAPECÓ	SANTO ANTÔNIO
SÃO SALVADOR	SALTO	FOZ DO RIO CLARO	PASSO SÃO JOÃO
MONJOLINHO	SERRA DO FACÃO	SÃO JOSÉ	MAUÁ
BAGUARI	SALTO DO RIO VERDINHO	RONDON II	ESPORA
CORUMBÁ III	CAÇU	ESTREITO TOCANTINS	
Usinas com TEIF e/ou IP acima de 20%			
NAVANHANDEVA	MOXOTO	P.AFONSO 123	ROSAL
Usinas do Sistema Isolado			
BALBINA	COARACY NUNES		

² Apenas as 2 unidades geradoras de 22,5 MW.

5.7 – Anexo G – Indisponibilidades por usina – Referência: PMO Maio/2014

Usina	TEIF (%)	IP (%)
CURUA-UNA	0,974	2,762
ITUTINGA	1,745	2,497
JAGUARI	1,21	6,964
OURINHOS	9,189	2,736
A.S.OLIVEIRA	0,52	10,117
L.N. GARCEZ	0,172	3,009
SOBRAGI	0,939	4,51
STA CLARA MG	0,193	4,956
CAMARGOS	3,253	11,766
CANOAS II	0,069	3,654
SALTO GRANDE	0,963	5,409
PICADA	0,331	4,781
E. DA CUNHA	0,456	3,697
CANOAS I	0,103	6,836
SANTA BRANCA	0,639	4,666
JACUI	0,713	2,952
ITIQUIRA I	0,906	3,819
BARRA BONITA	0,384	7,637
GUILMAN-AMOR	3,926	6,497
M. DE MORAES	5,879	4,768
CACONDE	0,549	11,202
JURU	0,285	10,34
PIRAJU	0,602	2,486
QUEBRA QUEIX	0,505	4,087
GUAPORE	1,332	1,693
IGARAPAVA	4,448	0,733
PARAIBUNA	1,419	3,203
SAMUEL	0,351	2,052
IBITINGA	0,647	5,913
FONTES	2,037	4,257
CANDONGA	0,403	2,49
A.S. LIMA	0,341	8,91
ITIQUIRA II	1,21	5,453
MASCARENHAS	5,526	12,998
P. PASSOS	0,173	1,958
A.A. LAYDNER	0,19	2,482
MANSO	2,019	6,294
P. ESTRELA	0,066	1,451

Usina	TEIF (%)	IP (%)
PONTE PEDRA	0,318	2,757
FUNIL-GRANDE	1,141	4,844
STA CLARA PR	2,536	5,808
FUNDAO	0,712	7,173
D. FRANCISCA	0,177	2,302
CORUMBA IV	1,393	3,296
MONTE CLARO	0,495	7,391
G.P. SOUZA	2,022	3,179
TRES MARIAS	1,727	14,199
CAPIM BRANC2	1,269	3,417
FUNIL	1,606	5,628
PASSO REAL	0,833	6,411
CAPIM BRANC1	0,216	2,006
P. CAVALO	0,314	5,25
P. COLOMBIA	2,223	6,001
PROMISSAO	0,194	5,127
ROSANA	0,528	2,214
VOLTA GRANDE	3,893	3,744
CHAVANTES	0,323	2,47
JAGUARA	0,405	2,753
P. PRIMAVERA	0,715	4,443
AIMORES	1,218	4,628
JUPIA	2,073	7,248
TAQUARUCU	0,354	5,309
PASSO FUNDO	0,06	3,256
IRAPE	2,383	3,796
CORUMBA I	0,94	2,356
ITAUBA	0,899	2,237
MIRANDA	0,61	2,188
CANA BRAVA	0,259	3,523
CAPIVARA	0,124	6,624
ITAPEBI	0,104	4,746
TRES IRMAOS	0,178	7,437
FURNAS	9,081	12,571
PEIXE ANGIC	0,44	6,002
NOVA PONTE	1,451	4,154
I. SOLTEIRA	0,802	7,233
SOBRADINHO	6,064	9,269
SALTO OSORIO	0,335	3,776
LAJEADO	1,522	6,244

Usina	TEIF (%)	IP (%)
ESTREITO	4,221	11,997
MARIMBONDO	0,984	3,873
A. VERMELHA	0,59	3,569
BARRA GRANDE	0,804	4,951
ITAPARICA	3,047	3,229
SAO SIMAO	6,015	4,682
ITA	0,123	2,29
CAMPOS NOVOS	1,312	4,896
EMBORCACAO	1,051	3,092
SALTO CAXIAS	0,069	3,284
SEGREDO	0,444	6,907
TUCURUI	3,143	2,763
SLT.SANTIAGO	2,407	4,946
ITUMBIARA	1,29	5,414
MACHADINHO	0,07	2,673
G.B. MUNHOZ	3,396	6,04
SERRA MESA	3,293	3,853
XINGO	1,251	1,556
ITAIPU	3,115	8,263
14 DE JULHO	0,621	5,253
CASTRO ALVES	0,632	4,192
QUEIMADO	4,311	18,248
NAVANHANDEVA	1,965	19,657
ROSAL	17,728	1,475

5.8 - Anexo H – Lista de usinas excluídas do cálculo de indisponibilidades médias em cada faixa de potências – Referência: PMO Maio/2014

Usinas com UG em mais de uma faixa de potências			
BOA ESPERANÇA	NILO PEÇANHA	CACHOEIRA DOURADA	SÁ CARVALHO
HENRY BORDEN	TUCURUI ³	COMP PAF-MOX ⁴	ILHA DOS POMBOS
Usinas com menos de 5 anos completos de operação comercial (referência: dezembro/2013)			
BAGUARI	ESTREITO TOCANTINS	MONJOLINHO	SALTO PILÃO
BARRA DOS COQUEIROS	FOZ DO CHAPECÓ	PASSO SÃO JOÃO	SANTO ANTÔNIO
CAÇU	FOZ DO RIO CLARO	RETIRO BAIXO	SÃO JOSÉ
CORUMBÁ III	GARIBALDI	RONDON II	SÃO SALVADOR
DARDANELOS	JIRAU	SALTO	SERRA DO FACÃO
ESPORA	MAUÁ	SALTO DO RIO VERDINHO	SIMPLÍCIO
Usinas do Sistema Isolado			
BALBINA	COARACY NUNES		

³ Apenas as 2 unidades geradoras de 22,5 MW.

⁴ No PMO de maio de 2014 as usinas do Complexo Paulo Afonso-Moxotó (Paulo Afonso 1, 2, 3 e 4 e Moxotó) estão cadastradas com a mesma disponibilidade, igual àquela atribuída ao próprio complexo.