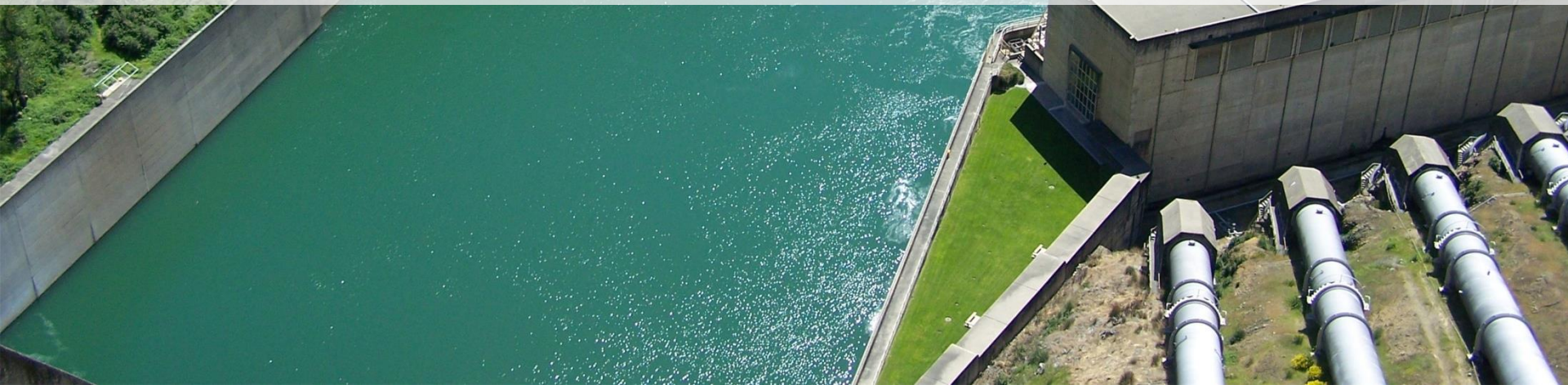
LMDM

CONSULTORIA EMPRESARIAL

Regulação de Utilidades Públicas | Avaliação & Gestão de Ativos | Auditoria & Riscos

Encontro Brasileiro de Regulação do Setor Elétrico



1 A escolha do Método

Formas de prestação de serviços públicos

	Privado	Estatal	
Construção	X		O estado é o poder concedente; cabe à iniciativa privada os riscos de construção e operação da concessão, assim como a alocação do capital necessário à prestação do serviço.
Operação	X		
Financiamento	X		

	Privado	Estatal	
Construção	X		O estado é o poder concedente e fonte financiadora - geralmente com juros subsidiados; cabe à iniciativa privada os riscos de construção e operação da concessão.
Operação	X		
Financiamento		X	

	Privado	Estatal	
Construção		X	O estado é responsável pela construção do empreendimento. Independente da fonte de financiamento, após concluído o empreendimento é licitado à iniciativa privada, que se exime de riscos de contrução, de regularizações fundiárias, direitos de passagem e licenças ambientais.
Operação	X		
Financiamento	X	X	

	Privado	Estatal	
Construção	X		O estado terceiriza a construção do empreendimento para empreiteiras privadas, porém elas não tem como objetivo explorar e/ou operar a concessão. Geralmente a contratação da empreiteira se dá por licitações públicas balizadas por projetos básicos realizados pelo estado.
Operação		X	
Financiamento		X	

	Privado	Estatal	
Construção		X	O estado é responsável pela construção do empreendimento e por sua operação; no entanto, capta recursos do mercado (por exemplo, na forma de ações preferenciais ou de participações minorotárias nos empreendimentos)
Operação		X	
Financiamento	X		

	Privado	Estatal	
Construção		X	O estado presta diretamente o serviço, verticalizando toda a operação. A iniciativa privada não é envolvida de nenhuma forma.
Operação		X	
Financiamento		X	

Interferência do Estado

LMDM
Consultoria Empresarial

Formas de prestação de serviços públicos

LMDM
Consultoria Empresarial

Formas de prestação de serviços públicos

Monopólio Natural	Regulação Discricionária	Concessão (por Contrato)	Contratação Direta
Característica principal	Não há previsibilidade quanto ao mercado e quanto ao valor a ser investido. A licitação é geralmente feita com base no maior valor de outorga, ou do menor retorno admitido sobre o investimento, ou por critérios de capacidade técnica definidos pelo concedente.	É possível estimar com certa precisão o valor a ser investido e o mercado a ser atendido. A licitação é geralmente feita com base no maior valor de outorga ou no menor valor do serviço prestado.	Não há regulação econômica, apenas regulação técnica (critérios mínimos de qualidade, regras setoriais, etc). Cada empresa pode entrar ou sair livremente do mercado, sujeita apenas às regras concorrenciais (no Brasil reguladas pelo CADE e pela CVM).
Definição da Tarifa	Regulada pela Agência	Regulada pelo contrato de concessão	Não regulada - preço de mercado
Forma de cálculo da tarifa	Em bases periódicas a tarifa é revista pelo agente regulador, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro e o retorno sobre o investimento.	A tarifa ofertada no momento da licitação é válida por todo o período de concessão, e não cabe revisá-la em bases periódicas posto que foi com ela que definiu-se o vencedor da disputa.	A lei da oferta e demanda dita o preço de mercado, que pode ou não ser suficiente para pagar os custos das empresas.
Como absorve a "eficiência" do operador	No momento das revisões tarifárias deve haver uma série de sinalizações tarifárias que estimulem o operador a ser eficiente, recompensando quem o for e penalizando quem não o for (simula a competição).	A disputa da licitação é o mecanismo de captura da eficiência, posto que diferentes operadores ofertam seus melhores preços possíveis para aquele serviço.	O mercado se encarrega de criar uma disputa que, naturalmente, elimina os menos eficientes - que não necessariamente são aqueles com maiores preços, já que há o julgamento qualidade-valor.
Assunção de Riscos pelo Operador	O operador não assume riscos de construção ou mercado, ressalvados aqueles considerados como "não eficientes", por erros de administração ou inaptidão operacional.	O operador assume todos os riscos de construção, operação e mercado, que devem ser medidos antes da licitação para balizar seu preço.	Como não é um mercado regulado, não há a garantia do mercado, tampouco da cobertura de seus custos ou o retorno sobre seus investimentos.
Exemplos de setores no Brasil que adotam a metodologia	Distribuição de energia elétrica; água encanada	Geração (energia nova) e transmissão de energia elétrica; rodovias pedagiadas.	Telecomunicações; aviação civil.

LMDM
Consultoria Empresarial

Conclusão

- A tarifa discricionária é um “mal necessário”, usada somente quando não é possível prever na licitação todos os riscos do negócio:

a) Risco de Construção;
b) Risco de Operação;
c) Risco de Mercado.

- Os segmentos de geração e de transmissão são competitivos por natureza; discricionarizar a tarifa não é o ideal pois:

a) O mercado consegue estimar melhor a eficiência máxima do que o concedente;
b) Empreende-se esforços periódicos para rediscutir regras que não seriam necessárias.

LMDM
Consultoria Empresarial

Mas, pelo menos para os
primeiros contratos……

2 | OPEX

Geração: Custos Operacionais

- A Nota Técnica 385/2012-SRE/ANEEL cita, sem detalhar, a metodologia aplicada. Desta forma, é possível verificar os resultados alcançados, não sendo possível verificar a aderência dos cálculos
- Define-se uma "função custo" para calcular quais seriam os custos operacionais das geradoras. O estudo leva em consideração os dados reais das empresas de geração, criando variáveis para definir uma função evolutiva destes custos conforme determinados produtos pré-estabelecidos. Por exemplo, considera-se como um destes "produtos" (ou uma das "variáveis") a potência instalada. Assim, quanto maior a capacidade instalada da usina, maior seriam seus custos operacionais.
- Assim, este seria um problema de pesquisa operacional considerando "n" variáveis, como por exemplo custos ambientais, controle da cheia, administração da área de proteção permanente, etc.
- Diferente das distribuidoras, a remuneração das geradoras será de 10% sobre os custos operacionais eficientes (não se pode comparar com o WACC!!)

Geração: Custos Operacionais

- Notas como "É importante ressaltar que essa função possui uma série de premissas implícitas que sugerimos que sejam avaliadas" e "caso seja feita opção por utilizar função de custo (…)" indicam que a NT não deveria ser conclusiva, sendo apenas a opinião de alguns técnicos da ANEEL para o MME.

- A base de dados foi informada pelas geradoras como resposta ao OC 08/2012:

ELENCO DE CONTAS
Pessoal - NG 01
Remuneração
Encargos
Previdência Privada / Complementar
Previdência - Fundação - Mantenedora
Participação nos Lucros e Resultados – PLR
Outros[4]
Administradores - NG 02
Materiais - NG 11
Matéria-Prima e Insumos p/ Produção de Energia Elétrica - NG 12
Serviços de Terceiros - NG 21
Arrendamento e Aluguéis - NG 91
Seguros - NG 92
Tributos - NG 93
Outros Custos e Despesas Operacionais - NG 99
Contribuição Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Despesas com Comunicação Interna, Reprografia.
Taxas Bancárias

- 169 usinas analisadas (diz que foi **amostra**; quantas mais informaram, e por que foram desconsideradas?)
- 65,8 GW de potência instalada
- 33,7 GW de garantia física

Mas….

- Se a concessionária não sabe a razão para a qual os dados serão utilizados, pode informar dados não consistentes (como os custos foram rateados?)

LMDM Consultoria Empresarial

Geração: Custos Operacionais

35. A forma funcional que propomos é a seguinte[3]:

$$O\&M = e^{\partial} CI^{\alpha} FP^{\beta} \quad (1)$$

Onde,

$O\&M$ = *Custos Operacionais*

CI =*Capacidade Instalada*

FP= *Fator de Potência*

e^{∂}= *Constante*

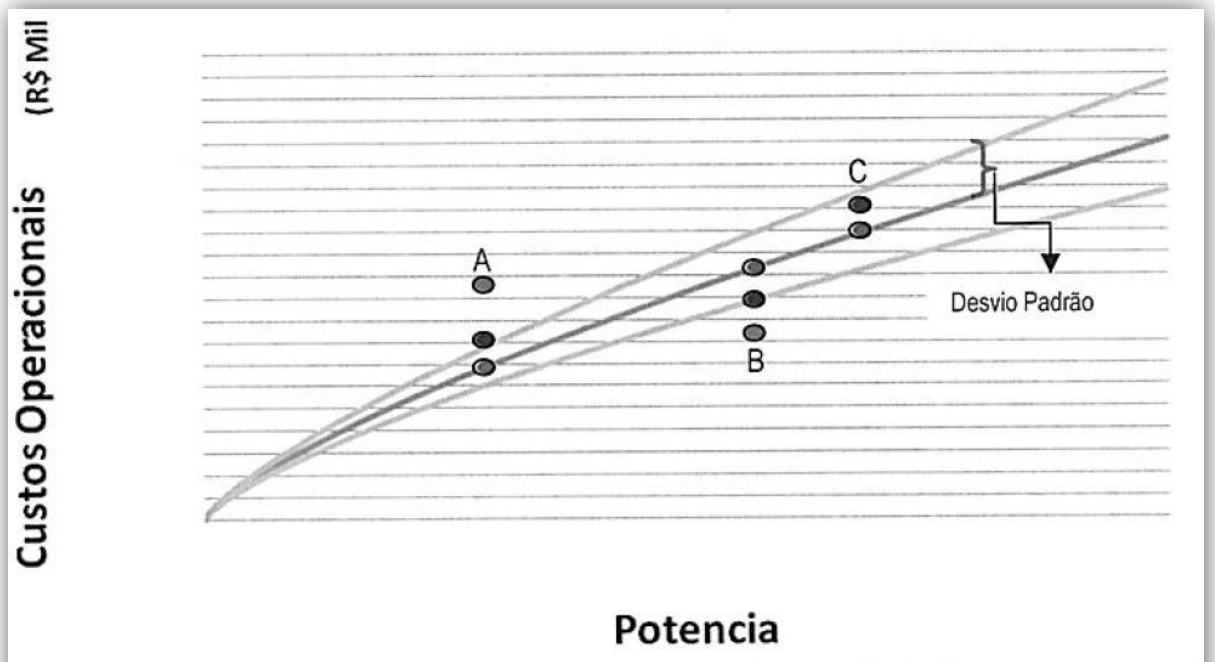


Figura 1: Gráfico que Ilustra a Metodologia a ser Aplicada

LMDM Consultoria Empresarial

Parque Gerador Nacional x Usinas Patrocinadoras do P&D

Parque gerador Nacional

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	487	302.793	304.428	0,23
EOL	238	5.226.601	5.139.489	3,83
PCH	472	4.774.642	4.753.509	3,54
UFV	317	19.179	15.179	0,01
UHE	201	87.308.965	84.319.838	62,76
UTE	1.893	39.355.039	37.819.954	28,15
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,48
Total	**3.610**	**138.977.219**	**134.342.397**	**100**

Fonte: Banco de Informações de Geração ANEEL, Fev/15

35,98% do parque total
54,12% da potência hídrica instalada

Patrocinadoras do P&D

Total em Construção	16	1.275.200
Total em Operação	115	50.003.258
Total em Geral	**131**	**51.278.458**

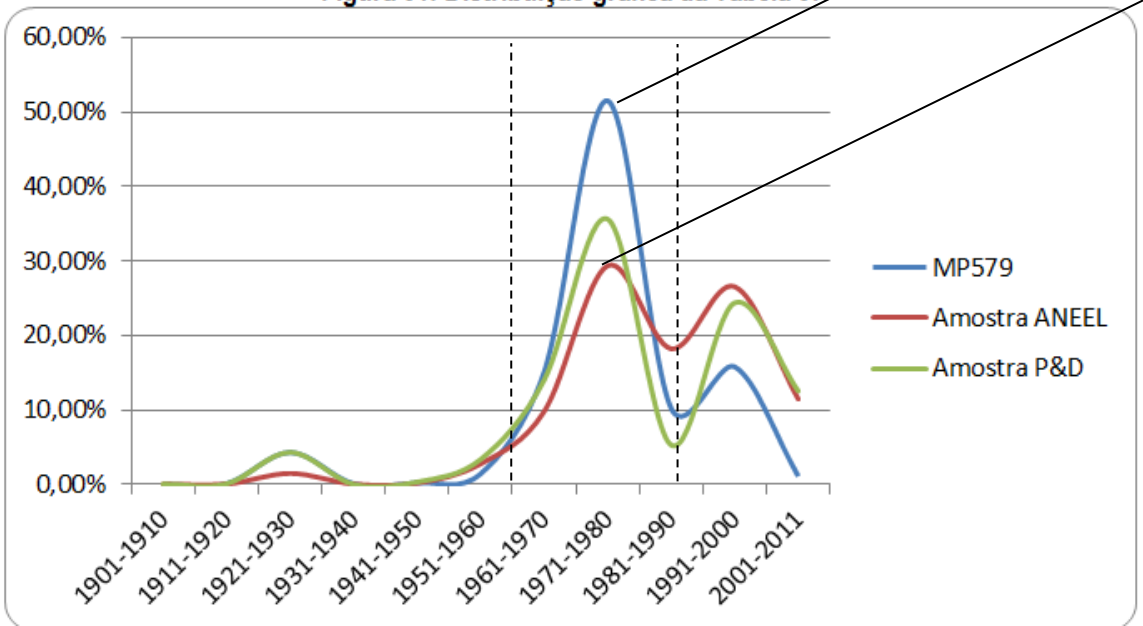
LMDM
Consultoria Empresarial

Amostra ANEEL x Amostra P&D

Tabela 07: Comparativo (em % da potência instalada total) das usinas atingidas pela MP 579, das usinas utilizadas pela ANEEL em seu benchmarking de eficiência e pelo presente projeto de P&D

Entrada em operação	MP579	Amostra ANEEL	Amostra P&D
1901-1910	0,01%	0,04%	0,05%
1911-1920	0,10%	0,04%	0,08%
1921-1930	4,31%	1,49%	4,31%
1931-1940	0,10%	0,05%	0,00%
1941-1950	0,23%	0,17%	0,32%
1951-1960	1,43%	2,77%	3,36%
1961-1970	15,10%	9,79%	14,01%
1971-1980	51,54%	29,40%	35,64%
1981-1990	10,22%	18,22%	5,29%
1991-2000	15,81%	26,57%	24,39%
2001-2011	1,10%	11,46%	12,54%

Figura 01: Distribuição gráfica da Tabela 07



Verifica-se que mais de 50% das usinas atingidas pela MP 579 foram construídas entre 70 e 80…

…mesmo assim, a ANEEL utilizou uma amostra concentrada em usinas mais modernas para definir o benchmarking

No cálculo do OPEX, *clusters* poderão ser utilizados, restringindo as amostras comparativas à idade similar das usinas

LMDM Consultoria Empresarial

Critérios ANEEL – NT 385/2012

7. O art. 17 do Decreto 7.805 estabeleceu que o Ministério de Minas e Energia – MME - é o responsável por representar o Poder Concedente para os fins do próprio Decreto e da MPv 579. Dessa forma, o objetivo desta Nota Técnica é apenas apresentar uma contribuição ao MME para que este exerça suas competências.

8. A competência da ANEEL para definição das tarifas de geração se restringe as hipóteses de não antecipação de efeitos da prorrogação ou de realização dos processos de revisão tarifária da geração estipulados em contrato, sendo conduzidos com observância do Capítulo V, Seção II, da Estrutura Regimental da Agência Nacional de Energia Elétrica, Anexo I do Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, que prevê a realização de audiência pública prévia a processos decisórios que impliquem efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores.

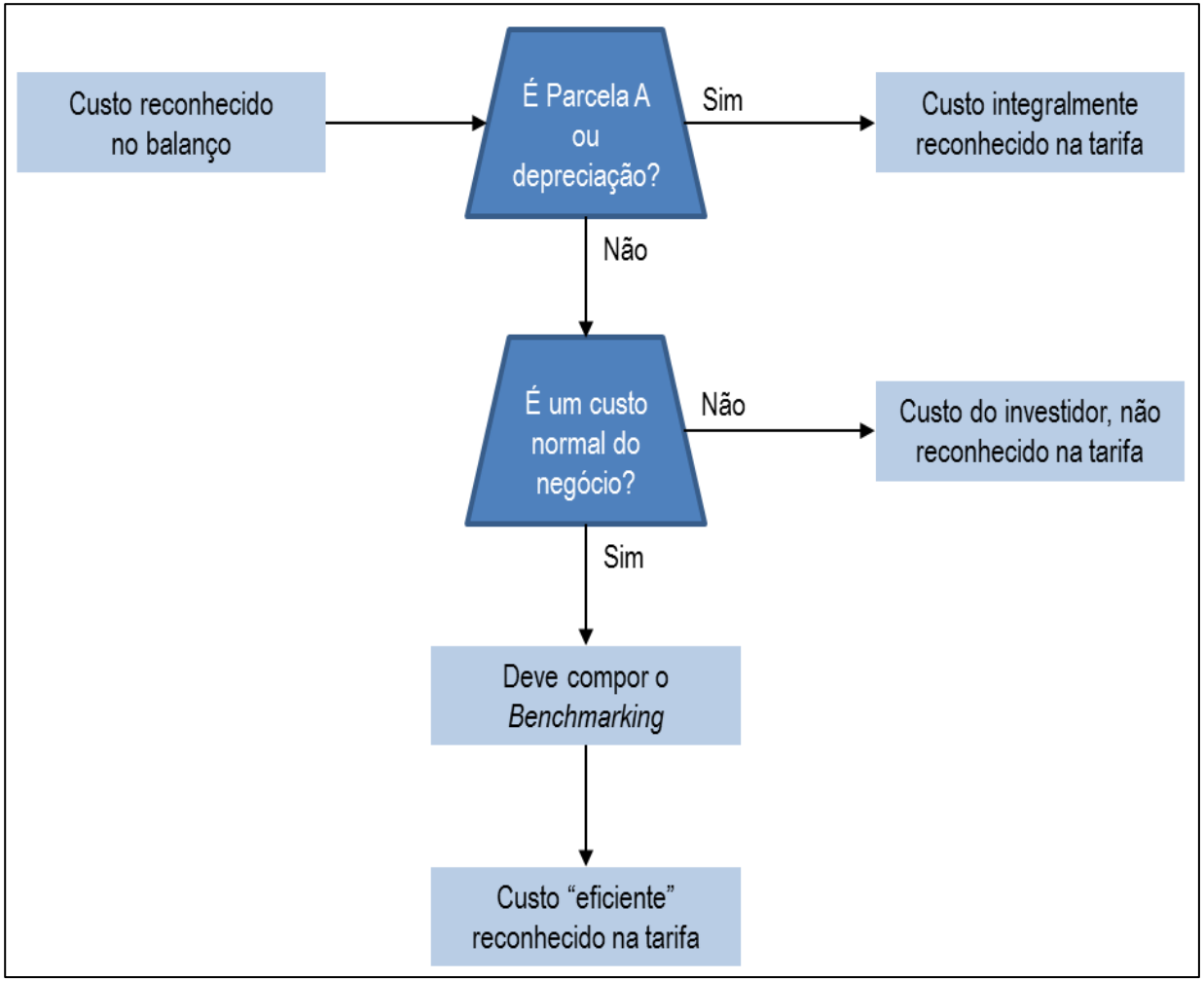
40. Os custos operacionais contábeis de cada usina foram encaminhados pelas geradoras como resposta ao Ofício Circular 008/2012 SRE/SFF/ANEEL, de 30 de maio de 2012. Nesse Ofício foi solicitado o detalhamento dos custos operacionais da atividade de geração por usina, referentes à 2011. Esses custos são aqueles relativos à atividade exclusiva de geração de energia e os custos administrativos associados a essa atividade. O elenco de contas considerado é detalhado na tabela abaixo.

Tabela 1: Elenco de Contas Considerado no Cálculo dos Custos Operacionais de Geração

ELENCO DE CONTAS
Pessoal - NG 01
Remuneração
Encargos
Previdência Privada / Complementar
Previdência - Fundação - Mantenedora
Participação nos Lucros e Resultados – PLR
Outros[4]
Administradores - NG 02
Materiais - NG 11
Matéria-Prima e Insumos p/ Produção de Energia Elétrica - NG 12
Serviços de Terceiros - NG 21
Arrendamento e Aluguéis - NG 91
Seguros - NG 92
Tributos - NG 93
Outros Custos e Despesas Operacionais - NG 99
Contribuição Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Despesas com Comunicação Interna, Reprografia.
Taxas Bancárias

LMDM
CONSULTORIA EMPRESARIAL

Quais classes deveriam ser consideradas?



LMDM
Consultoria Empresarial

Quais classes deveriam ser consideradas?

Lembrando que:

$$RAG_t = GAG_{t-1} \times (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm AjI_{t-1}$$

RAG_t: Receita Anual de Geração reajustada, a ser praticada no ano seguinte (R$/ano);
GAG_{t-1}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração, incluídos os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (R$/ano);
IVI_{GAG}: Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração, definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o índice que vier a sucedê-lo (%);
X: Percentual a ser definido pela ANEEL no processo de revisão tarifária de que trata a Cláusula Sétima, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído do IVI_{GAG} (%);
EU_t Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R$/ano);
EC_t: Encargo de Conexão de responsabilidade da Concessionária para o ano seguinte (R$/ano);
AjI_{t-1}: Ajuste pela indisponibilidade apurada ou pelo desempenho apurado (R$/ano), conforme a modalidade de operação definida pelo ONS (ver Resolução Normativa ANEEL 541/2013).

Sobre a composição da GAG, cumpre ressaltar que ela é composta por uma parcela de Operação e Manutenção ($GAG_{O\&M}$), dada pela Nota Técnica ANEEL 385/2012 – SRE/SRG e por uma parcela referente à administração dos ativos não indenizados (GAG_{AdB}), dada pela Resolução Normativa ANEEL 642/2014. A parcela-alvo do presente estudo é, portanto, apenas a $GAG_{O\&M}$ – que demonstra o comportamento do OPEX da concessionária.

LMDM
Consultoria Empresarial

Quais classes deveriam ser consideradas?

Portanto, deveriamos incluir:

- "Programa de Aposentadoria / Demissão Voluntária", dentro da Natureza de Gasto 01 – Pessoal, por entendermos que este é um custo inerente ao negócio, que não pode ser dissociado da atividade de operação de uma usina. Ressalta-se que, mesmo que estes programas possam ser eventualmente mais caros do que a simples demissão causada por uma concessionária privada, ele elimina o risco de processos trabalhistas futuros, classe de custo esta que a ANEEL aceitou, para as distribuidoras de energia elétrica – durante a Audiência Pública 023/2014 – incluir no Benchmarking.

- "Previdência – Déficit ou Superávit Atuarial", dentro da Natureza de Gasto 01 – Pessoal, por entendermos que tal rubrica origina-se de décadas atrás, quando a expectativa de vida era menor, quando o país vivenciava uma realidade econômica totalmente diversa e quando os cálculos atuariais poderiam não ser tão precisos quanto os atuais. Independente da origem, a questão que se coloca é que as concessionárias, hoje, são obrigadas a gerir estes fundos, que trazem vícios do passado. Mesmo as concessionárias privadas herdaram este passivo, e são obrigadas a lidar com eles.

GAG_{ANEEL} x GAG_{real}

Nenhuma das usinas analisadas teve custos reais abaixo da GAG calculada pela ANEEL

Maior índice de cobertura dos custos reais: 97,61%
Menor índice de cobertura dos custos reais: 14,35%

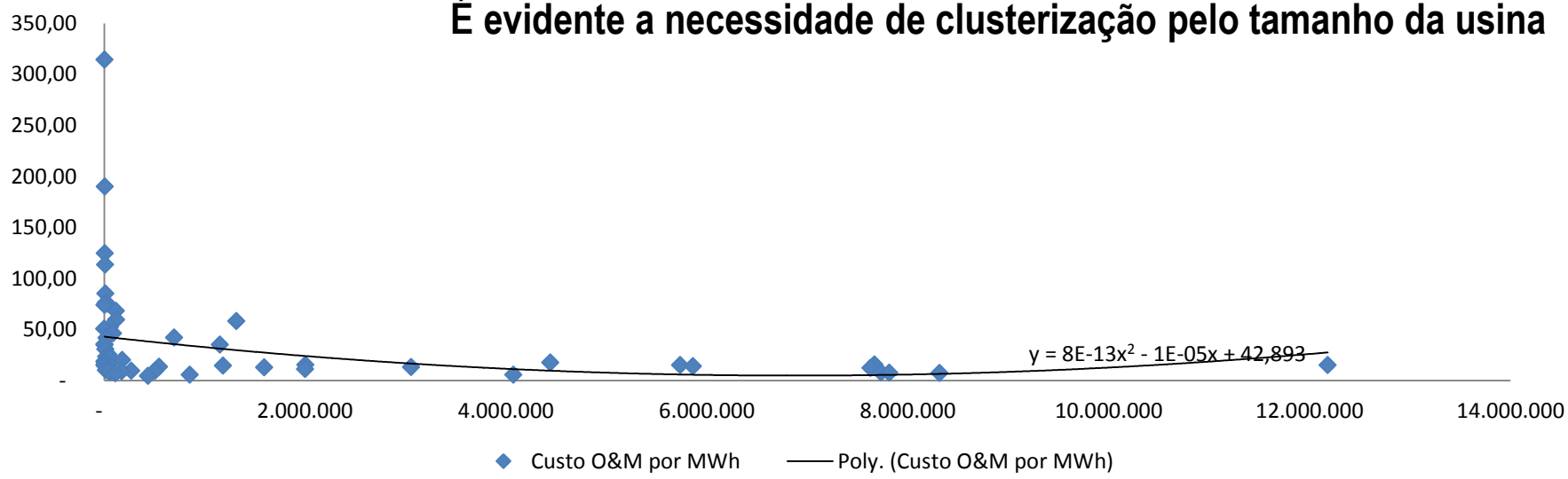
Média ponderada: 62,69%

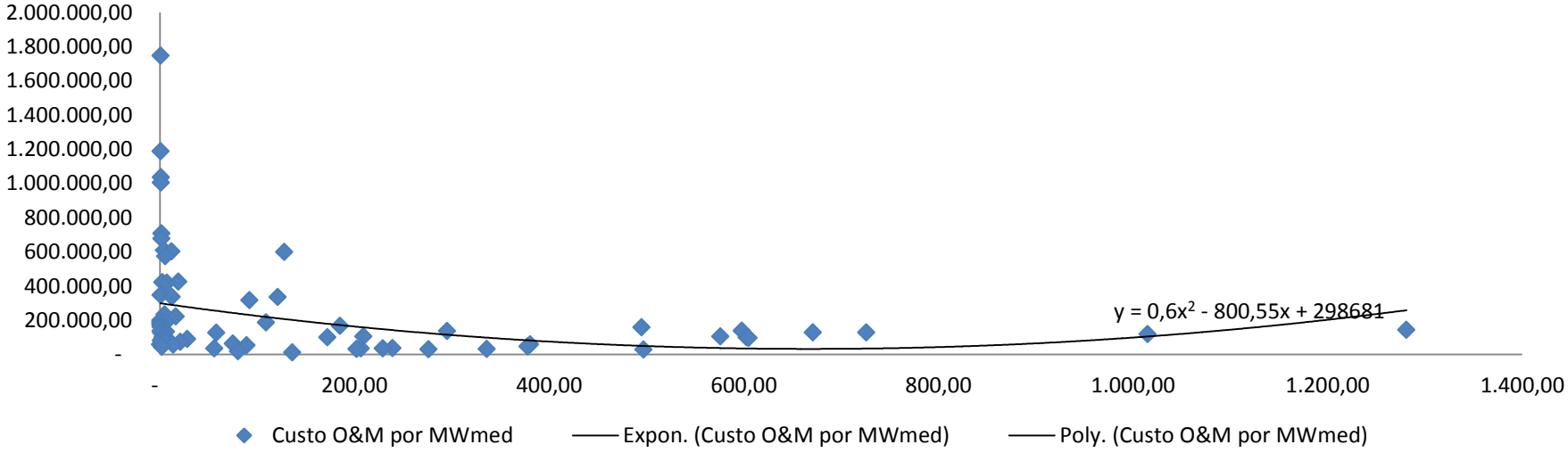
Será investigada a razão pela qual não houve cobertura dos custos; porém, possivelmente, houve contaminação da amostra utilizada pela ANEEL, que não seria aderente à população de usinas atingidas pela MP 579.

LMDM
Consultoria Empresarial

Variação R$ / Produtos

É evidente a necessidade de clusterização pelo tamanho da usina





LMDM
Consultoria Empresarial

3 CAPEX Incremental

REN 642/2014 / Proret 12.4

Objetivo

Estabelecer critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos que renovaram as concessões ou foram licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Aplica-se às concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, quando da realização de ampliações e melhorias em aproveitamentos hidrelétricos conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

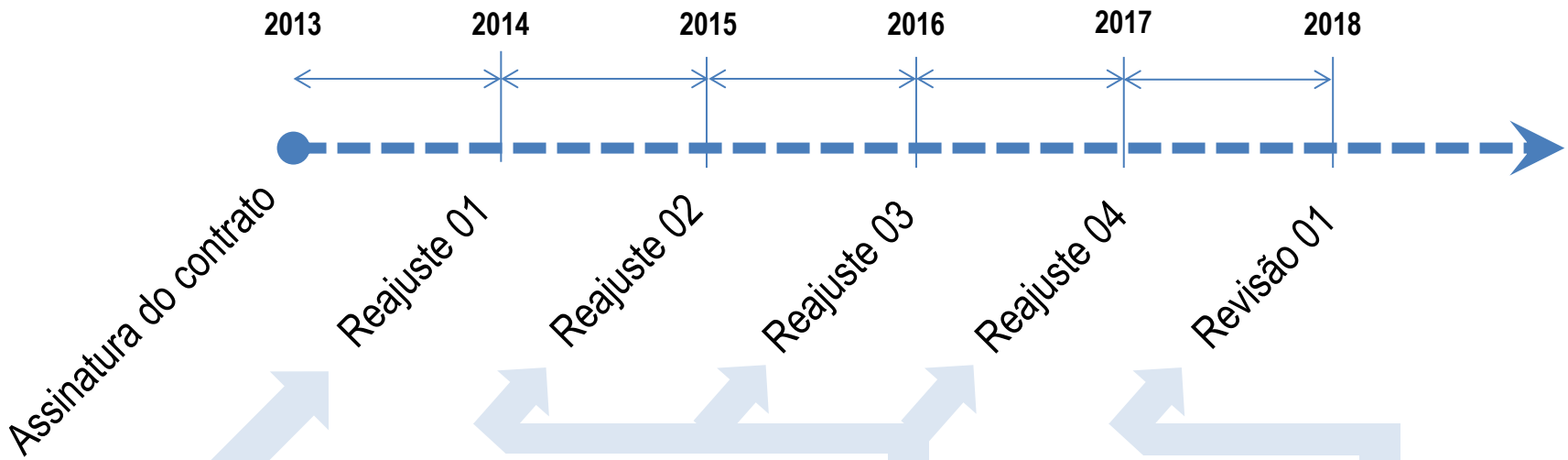
Conceitos

Melhoria: Investimento* sem aumento de potência instalada
Ampliação: Investimento* com aumento de potência instalada

* "Investimento" é um conceito contábil que implica, obrigatoriamente, a aplicação de uma UAR ou a reforma que impacte na vida útil do ativo.

LMDM
Consultoria Empresarial

REN 642/2014 / Proret 12.4



ADITIVO CONTRATUAL – RENOVAÇÃO:
Os custos de Gestão dos Ativos de Geração da Concessionária terão seu primeiro reajuste no ano de 2014 considerando o IPCA, ou índice sucedâneo, dos 12 meses anteriores.
(...)
para os reajustes anuais que antecederem à primeira revisão, o valor do Fator X será zero.

REN 642/2014:
A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração farão jus ao recebimento de adicionais de receitas (valor contábil do investimento)

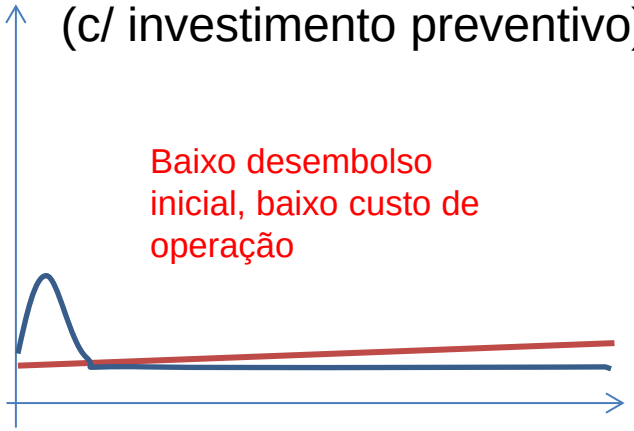
REN 642/2014:
Avaliação de todos os ativos pelo VNR com eventuais ajustes positivos ou negativos de efeito retroativo. Ainda, haverá o cálculo do Fator X

LMDM
Consultoria Empresarial

Como ocorrem os investimentos no tempo?

Projetos Greenfield

Projetos Brownfield (c/ investimento preventivo)



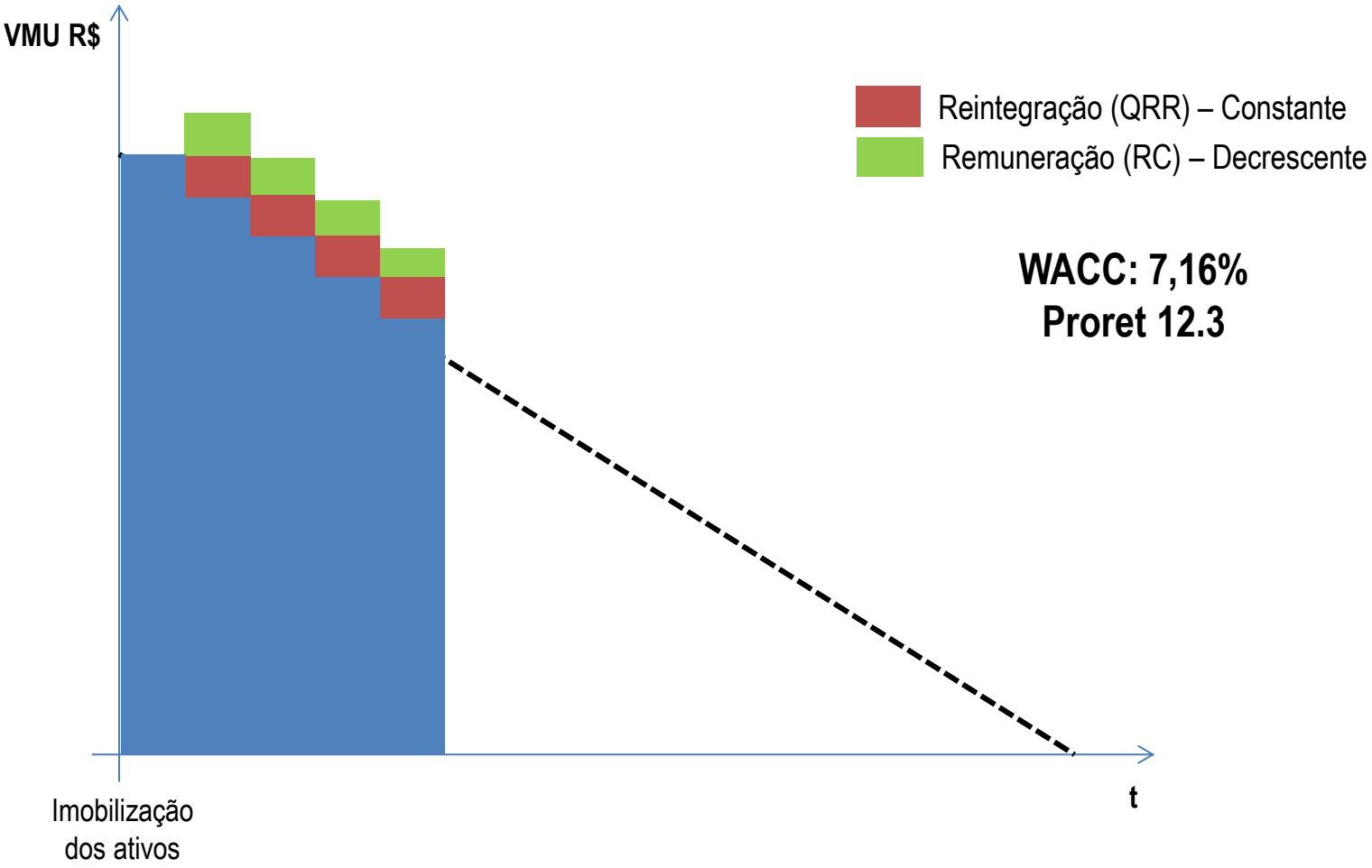
CAPEX OPEX

Projetos Brownfield (s/ investimento preventivo)

A partir de agora:
- O OPEX é fixo – salvo aumento de potência intalada – e o CAPEX é integralmente reconhecido; Assim, há incentivo ao investimento, desde que prudente.

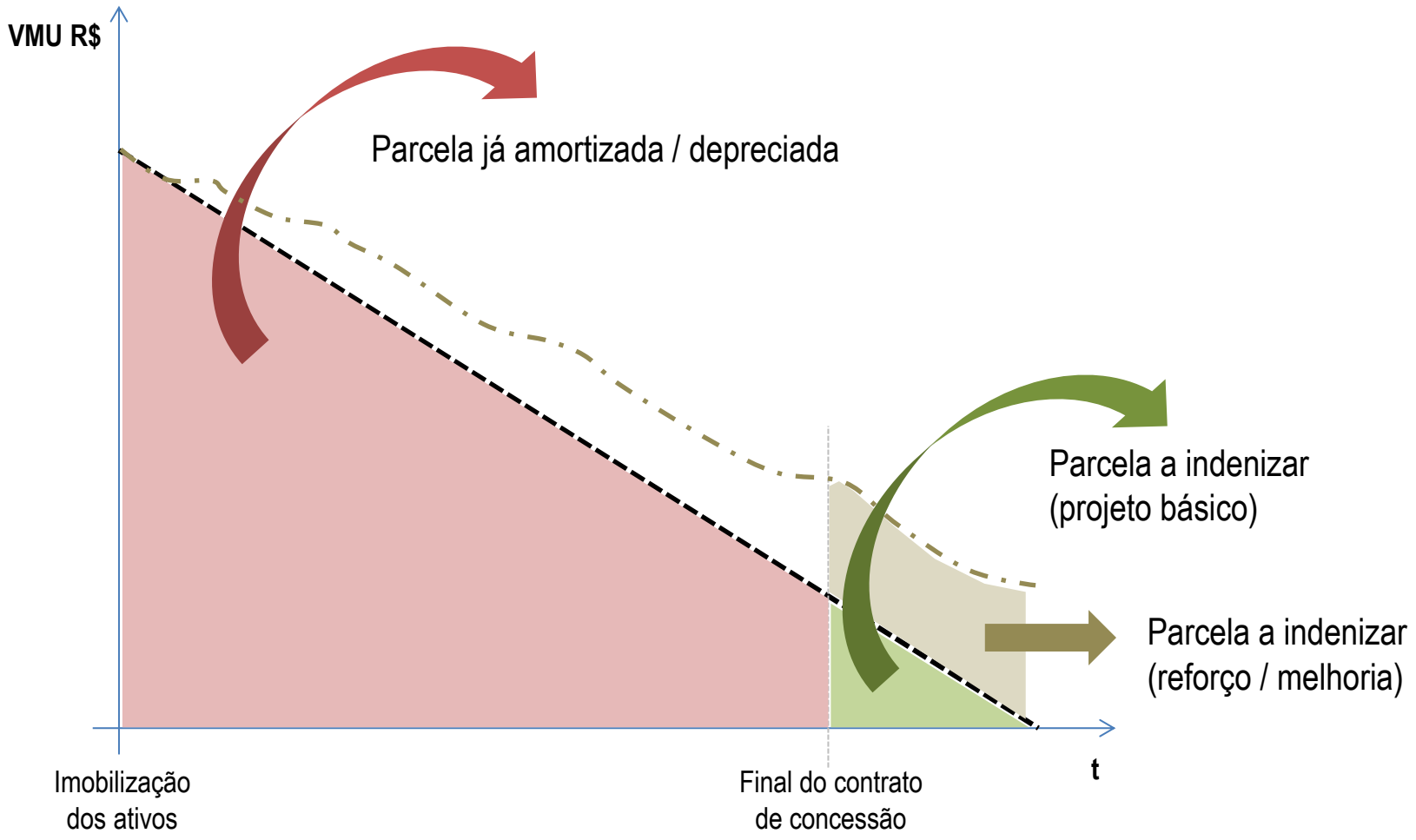
LMDM Consultoria Empresarial

REN 642/2014 / Proret 12.4



LMDM
Consultoria Empresarial

REN 642/2014 / Proret 12.4



LMDM
Consultoria Empresarial

REN 642/2014 / Proret 12.4

Método proposto

Ano	VOC	DEP	RES	QRR	REM	TOTAL
1	1.000.000,00	50.000,00	950.000,00	50.000,00	85.025,00	135.025,00
2	1.000.000,00	100.000,00	900.000,00	50.000,00	80.550,00	130.550,00
3	1.000.000,00	150.000,00	850.000,00	50.000,00	76.075,00	126.075,00
4	1.000.000,00	200.000,00	800.000,00	50.000,00	71.600,00	121.600,00
5	1.000.000,00	250.000,00	750.000,00	50.000,00	67.125,00	117.125,00
6	1.000.000,00	300.000,00	700.000,00	50.000,00	62.650,00	112.650,00
7	1.000.000,00	350.000,00	650.000,00	50.000,00	58.175,00	108.175,00
8	1.000.000,00	400.000,00	600.000,00	50.000,00	53.700,00	103.700,00
9	1.000.000,00	450.000,00	550.000,00	50.000,00	49.225,00	99.225,00
10	1.000.000,00	500.000,00	500.000,00	50.000,00	44.750,00	94.750,00
11	1.000.000,00	550.000,00	450.000,00	50.000,00	40.275,00	90.275,00
12	1.000.000,00	600.000,00	400.000,00	50.000,00	35.800,00	85.800,00
13	1.000.000,00	650.000,00	350.000,00	50.000,00	31.325,00	81.325,00
14	1.000.000,00	700.000,00	300.000,00	50.000,00	26.850,00	76.850,00
15	1.000.000,00	750.000,00	250.000,00	50.000,00	22.375,00	72.375,00
16	1.000.000,00	800.000,00	200.000,00	50.000,00	17.900,00	67.900,00
17	1.000.000,00	850.000,00	150.000,00	50.000,00	13.425,00	63.425,00
18	1.000.000,00	900.000,00	100.000,00	50.000,00	8.950,00	58.950,00
19	1.000.000,00	950.000,00	50.000,00	50.000,00	4.475,00	54.475,00
20	1.000.000,00	1.000.000,00	-	50.000,00	-	50.000,00

LMDM
Consultoria Empresarial

REN 642/2014 / Proret 12.4

Base de Remuneração Regulatória – BRR

- Como calcula-se o Valor Novo de Reposição (VNR)?

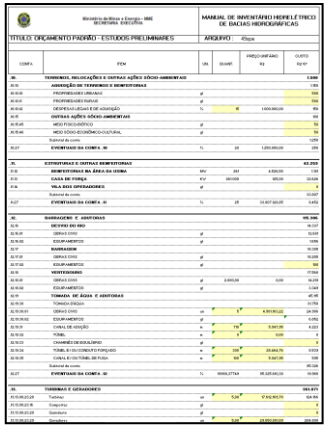
Valor de Fábrica + COM + CA + JOA = VNR

Deve refletir um registro no AIS…

…com este preço

A diferença entre o VNR e o $VOC_{atualizado}$ deve ser considerada como OPEX

Ou… OPE



Não há metodologia de avaliação de ativos de Geração!!

LMDM Consultoria Empresarial

4 Fator X

Boa Pergunta!

Para o ano que vem...

LMDM
CONSULTORIA EMPRESARIAL

Regulação de Utilidades Públicas | Avaliação & Gestão de Ativos | Auditoria & Riscos

OBRIGADO!

Diogo Mac Cord de Faria

Sócio de Regulação Econômica

Diogo.MacCord@lmdm.com.br