

GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

O IMPACTO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO METODOLOGIA REGULATÓRIA PARA CÁLCULO DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE SUBESTAÇÃO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

ALESSANDRO FERREIRA LIMA(1);HERNANE SALVADOR BRAGA(2);SERGIO DOS ANJOS ROSA(2)
CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S.A(1);CEMIG(2)

RESUMO

Uma Base de Ativos superdimensionada pode estimular os investidores a comprometerem recursos em investimentos de longo prazo configurando uma situação de ineficiência alocativa. Dentre os critérios de avaliação dos investimentos definidos pela ANEEL, é regulamentada a metodologia do Índice de Aproveitamento (IA). Observa-se a necessidade de aprimoramentos para se adequar definitivamente essa metodologia aos critérios de planejamento da expansão do sistema elétrico da distribuidora, às novas tecnologias, às variações de mercado e, mais recentemente, ao advento da mini e micro Geração Distribuída (GD) e seu crescimento em função dos incentivos e da diminuição dos custos dos equipamentos

PALAVRAS-CHAVE

Índice de Aproveitamento
Mini e micro Geração Distribuída
Prudência nos investimentos
Planejamento do sistema elétrico
Novas tecnologias
Padrões de Subestação

1.0 INTRODUÇÃO

Em junho de 2002, foi aberta a Audiência Pública - AP nº 005/2002, para estabelecer a metodologia para definição da base de remuneração de ativos a ser aplicada nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. As discussões foram norteadas pelo conceito de "Eficiência Econômica". Tal conceito sugere que a regulação de tarifas deve estimular uma maior eficiência econômica na indústria de energia elétrica - o que significa que o nível de investimento a ser remunerado mediante cobertura tarifária não deve incentivar o excesso de investimentos no setor, nem tampouco o atraso ou a interrupção dos projetos. Uma base de remuneração superdimensionada pode estimular os investidores a comprometerem recursos em investimentos de longo prazo acima do que seria necessário para o atendimento da demanda, configurando uma situação de ineficiência alocativa. Nesse sentido, a preocupação do regulador era de se estimular maior eficiência produtiva nas empresas que participam nos segmentos monopolistas da indústria, através de um desenvolvimento eficiente da rede de distribuição.

Sendo assim, dentre os critérios de avaliação dos investimentos definidos pela ANEEL, foi regulamentada a metodologia do Índice de Aproveitamento - IA através do "Anexo IV - Critérios para determinação do índice de aproveitamento" da ReN nº 493/2002 que apresentava pela primeira vez a aplicação do IA sobre terrenos, subestações e edificações. Esse primeiro texto apresentou as bases do IA que são utilizadas até os dias de hoje.

Desde então, nas oportunidades de discussão da metodologia para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica, várias foram as tentativas das distribuidoras no sentido de demonstrar para a ANEEL o descompasso entre a metodologia **simplificada** do IAS com a eficiência dos investimentos e os critérios de planejamento e engenharia de subestações.

O IAS incide como redutor na avaliação dos ativos que compõem o "bay" do transformador da subestação. Ele resulta da aplicação de um índice que considera um fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma:

$$IAS(\%) = FUS * ECC * 100$$

$$FUS = DM/PTI$$

$$ECC = (1 + TCA_1) * (1 + TCA_2) * \dots * (1 + TCA_{10})$$

IAS: Índice de Aproveitamento para Subestação (%);

FUS: Fator de Utilização da Subestação (%);

DM: Demanda Máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;

PTI: Potência Total Instalada em MVA (ONAF - ventilação forçada, quando houver);

TCA: Estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação;

ECC: Expectativa de crescimento % da carga atendida pela subestação no período de 10 anos.

A regulação também estabelece que a Demanda Máxima (DM) multiplicada pela expectativa de crescimento da subestação, deverá levar em consideração o valor comercial imediatamente superior. Os valores comerciais de potência dos transformadores considerados são os valores constantes na tabela IIIB do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

A questão discutida nesse artigo é se, a despeito de toda a complexidade que norteia as projeções de mercado e os estudos de planejamento, nos quais são analisados cenários de carga, projeções de demanda e alternativas de expansão que atendam critérios técnicos e econômicos de mínimo custo global, pode uma formulação tão simplificada garantir, em qualquer condição, a expansão ótima e o investimento eficiente? Não nos parece razoável aplicar uma metodologia de IAS, que para mitigar os riscos de glosas dos investimentos planejados e realizados anteriormente, as distribuidoras são “forçadas” a intervir em suas subestações, com novos gastos visando adequá-las à regra da metodologia.

Sendo assim, esse artigo busca apresentar o impacto da inserção da GD no cálculo do IAS e, conseqüentemente, na definição da BRR da distribuidora. Além disso, irá mostrar como a metodologia do IAS está metodologicamente desalinhada com os critérios de planejamento de expansão do sistema elétrico e com os padrões de engenharia de subestações adotados pela Cemig Distribuição, bem como não tem nenhum mecanismo que mitigue as oscilações econômicas nacionais e regionais.

3. O IMPACTO NO IAS DEVIDO À INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As figuras 1 e 2 a seguir apresentam, respectivamente, a curva de carga diária anual do transformador de uma subestação com capacidade de 25 MVA e a curva de injeção diária anual de uma Usina Solar Fotovoltaica de 4 MW conectada no SDMT.

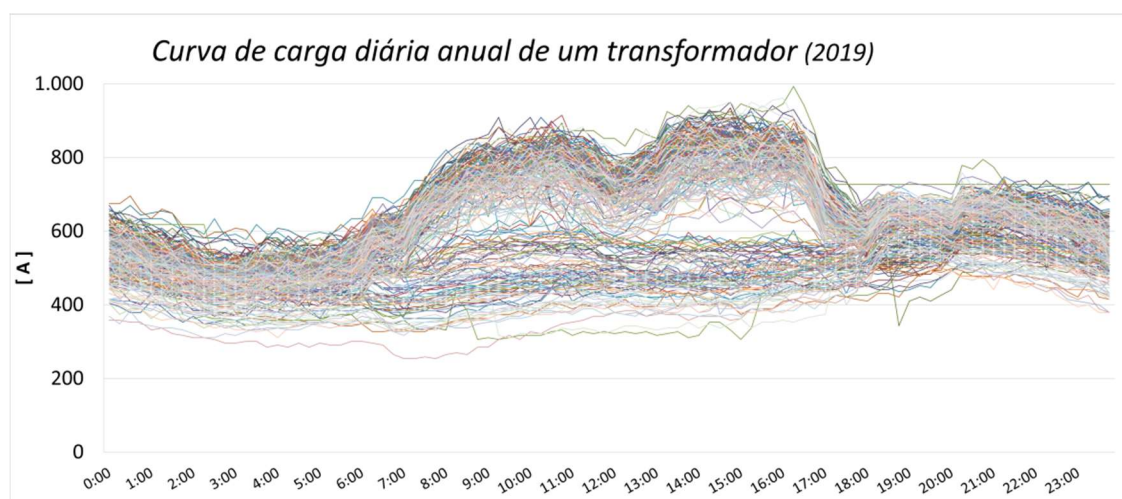


Figura 1 - Curva de carga diária anual de um transformador de subestação

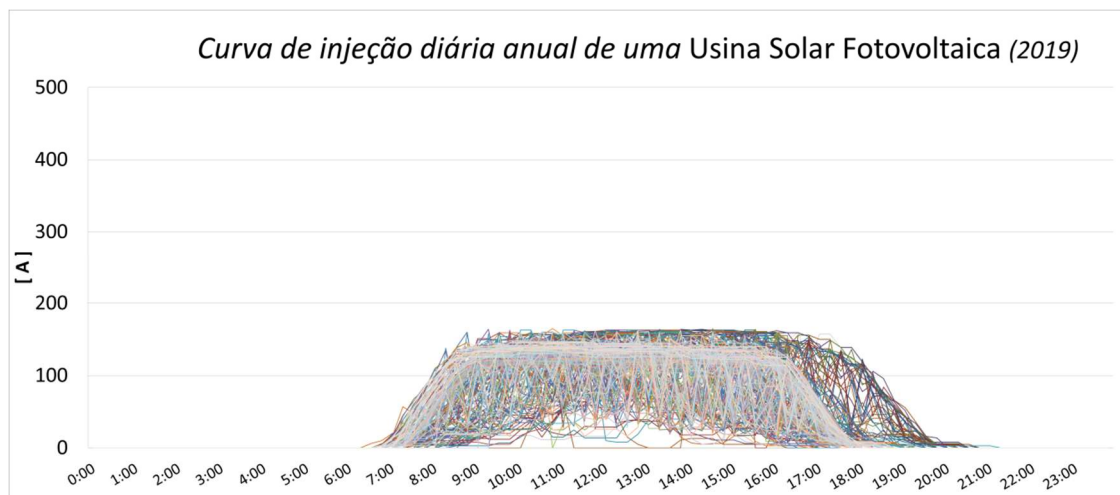


Figura 2 - Curva de injeção diária anual de uma Usina Solar Fotovoltaica

Conforme pode ser observado na figura 1, o transformador da subestação apresenta maior valor de carregamento no horário comercial, portanto seu dimensionamento considerou a perspectiva de crescimento da demanda máxima ocorrida neste período. Essa curva de carregamento é considerada típica para subestações que atendem regiões com maior concentração de consumidores comerciais e industriais.

A figura 2 apresenta a curva diária anual de injeção de uma usina solar fotovoltaica, conforme esperado observa-se que os maiores valores de injeção no SDMT também ocorrem no horário comercial, período de maior índice de radiação solar.

A figura 3 a seguir apresenta a curva de carga diária anual do mesmo transformador apresentado anteriormente, porém considerando a injeção de 03 unidades da GD citada anteriormente.

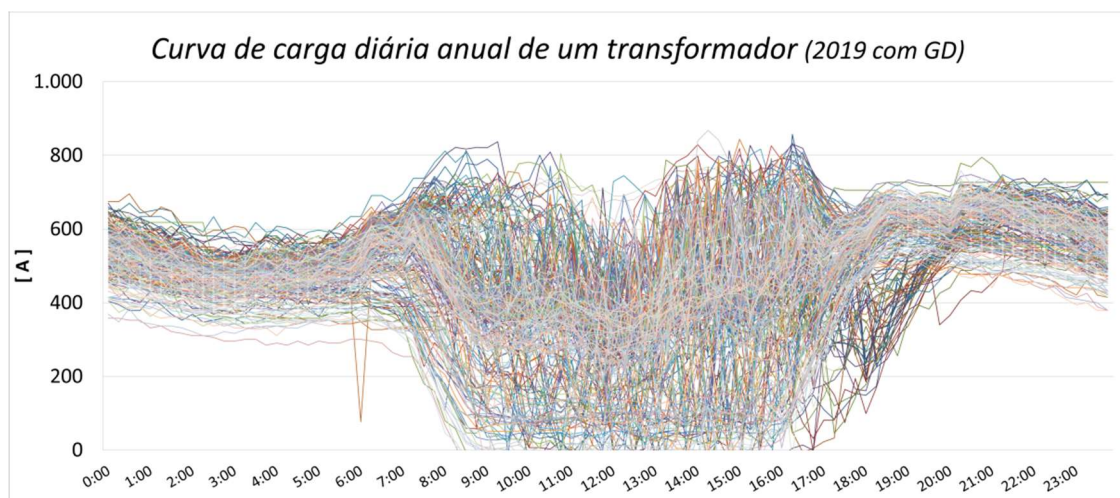


Figura 3 - Curva de injeção diária anual de uma Usina Solar Fotovoltaica

Observa-se que o carregamento máximo da transformação reduziu aproximadamente 7% após considerar os valores de injeção das GDs no SDMT. Portanto, no momento do cálculo do IAS para fins de Revisão Tarifária Periódica (RTP) da distribuidora haveria uma penalização desse índice proveniente da entrada de GD em seu sistema e, consequentemente, o não reconhecimento integral dos ativos instalados, ocasionando perda financeira para a distribuidora.

Além do impacto da entrada da GD em instalações existentes conforme apresentado anteriormente, há também situações em que a região atendida pela subestação apresenta baixa densidade de carga e um número elevado de solicitações de novos acessos de GD. Para possibilitar a conexão desses montantes significativos de geração são necessários reforços sistêmicos, através de investimentos em obras de ampliação e até mesmo na construção de novas subestações.

Nesse caso, o dimensionamento da transformação a ser instalada é feito de acordo com o montante total de GD a ser conectado e o seu carregamento máximo, aquele considerado no cálculo do IAS, é obtido em função do retorno do excedente de geração conectada no SDMT. O que ocorre é que ao longo dos anos a carga atendida por essa subestação, mesmo que pequena, apresenta crescimento, reduzindo o retorno de excedente de geração

transformação e, conseqüentemente, o carregamento máximo da transformação. A redução do carregamento neste caso também implicará no não reconhecimento integral dos investimentos realizados pela distribuidora para atendimento à GD.

As situações apresentadas acima, por si só, já evidenciariam a necessidade de se rever a atual metodologia do cálculo do IAS e até mesmo a avaliar sua manutenção nos processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) uma vez que a redução do índice, proveniente do crescimento da conexão de GD, poderá ocasionar prejuízos financeiros para a distribuidora.

Além disso, há de se avaliar a coerência da metodologia do IAS diante dos procedimentos adotados no planejamento da expansão do sistema elétrico, para projeção do mercado consumidor, bem como com os padrões de engenharia de subestações e potência de transformadores atualmente adotados pela distribuidora.

A necessidade de reavaliação da atual metodologia de cálculo do IAS já foi indicada por diversos agentes do setor elétrico em diversas ocasiões antes mesmo do crescimento acentuado da GD no Brasil.

4. OS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico são elaborados conforme critérios estabelecidos no módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), logo consideram a previsão de crescimento de demanda para o horizonte de 5 e 10 anos. A figura 4 a seguir apresenta as etapas dos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico da CEMIG Distribuição.

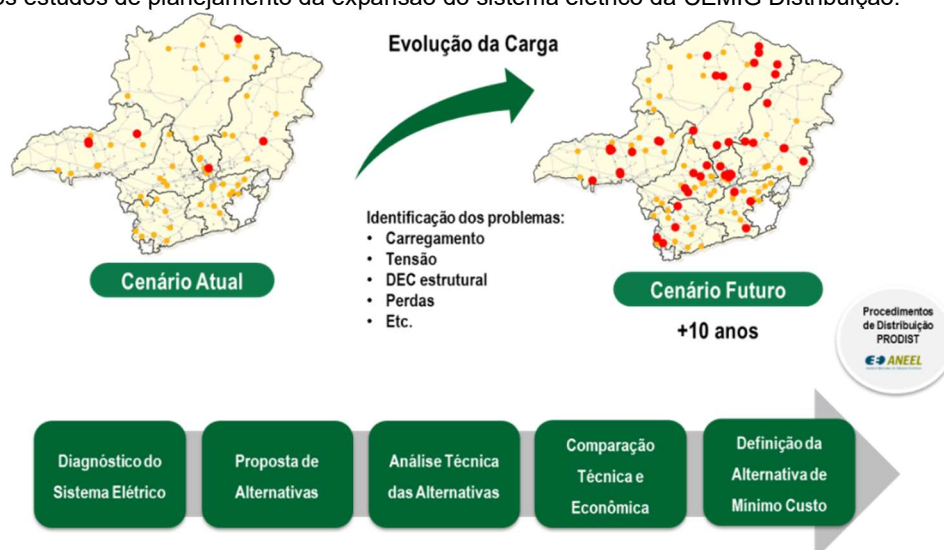


Figura 4 - Etapas do Planejamento da Expansão da CEMIG Distribuição

A partir dos estudos de planejamento são elaborados planos de obras que compõem o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) que visa adequar o sistema existente às melhores condições operativas e atender às necessidades do crescimento da geração e do consumo de energia elétrica.

A definição da capacidade de transformação a ser instalada nas subestações é feita na etapa dos estudos de planejamento e leva em consideração a expectativa de crescimento da demanda no horizonte de 10 anos e os padrões de potências de equipamentos definidos nos padrões de engenharia da distribuidora.

Devido à complexidade e prazo de implantação das obras de expansão da alta tensão ser relativamente elevado, é necessário que os estudos sejam iniciados com a devida antecedência, para que a implantação seja coincidente com crescimento do mercado consumidor. Logo uma variação significativa do mercado compromete os resultados esperados da obra, tanto do ponto de vista de horizonte de atendimento quanto do reconhecimento integral do investimento realizado.

5. INFLUÊNCIA MACROECONÔMICA NA REALIZAÇÃO DO MERCADO

O consumo de energia no setor residencial depende de variáveis demográficas, como o tamanho da população, o número de domicílios, o número de habitantes por domicílios, e de variáveis relativas à expansão da renda e do PIB. Já o setor industrial mantém uma relação não só com a economia nacional, mas também com a economia mundial, em função dos segmentos exportadores.

Na busca da assertividade e de valores confiáveis, o desenvolvimento de uma projeção leva em consideração diversos fatores que possam influenciar o consumo de energia. Para tal, estudos estão sempre sendo conduzidos no intuito de encontrar variáveis que apresentem correlações significativas com o consumo e que tornem o modelo de projeção cada vez mais preciso.

A projeção de mercado elaborada pela Cemig Distribuição, em linhas gerais, considera os seguintes aspectos:

- O histórico de consumo por classe;
- Projeção de variáveis macroeconômicas;
- Análise de grandes clientes.

A figura 5 apresenta a projeção de crescimento de mercado de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) da CEMIG Distribuição prevista no 3º CRTP considerada nos estudos de planejamento e o valor verificado nos últimos anos. Observa-se que havia uma expectativa otimista de crescimento que não se concretizou. Esse baixo crescimento realizado do mercado se deve principalmente à crise econômica de âmbito nacional iniciada em 2014.

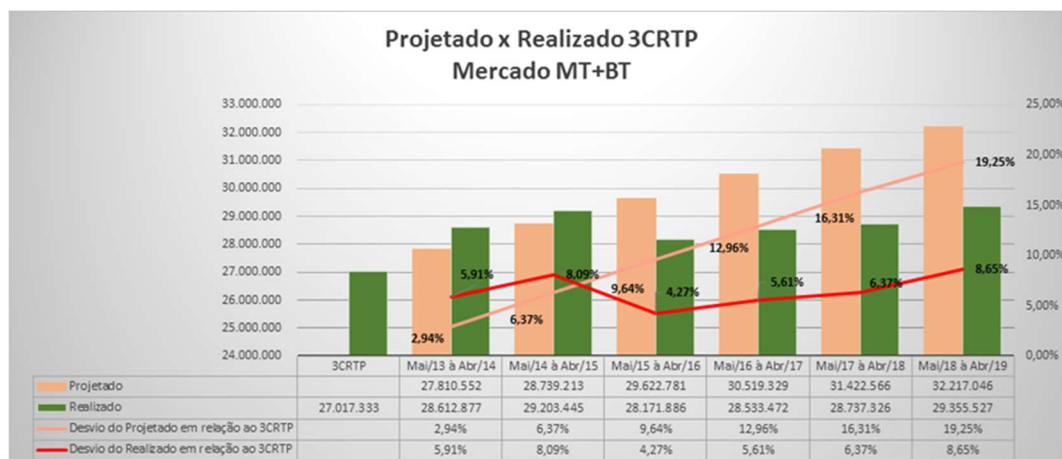


Figura 5: Mercado MT+BT: Projeção x Realidade - Fonte: CEMIG

No âmbito nacional, os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico são elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE também elabora o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que tem como objetivo indicar as perspectivas, sob a ótica do Governo Federal, da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, contribuir para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do País a serem traçadas pelo Governo Federal e subsidiar o planejamento do setor de energia.

As tabelas 1 e 2 abaixo apresentam, respectivamente, a perspectiva de projeção de crescimento da economia e do consumo de energia elétrica indicada pela EPE no relatório do Plano Decenal de Energia Elétrica 2019, elaborado em 2010.

Tabela 1 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)				
Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	1999–2003	2004–2008	2010–2014	2015–2019
PIB mundial (% a.a.)	3,4	4,6	4,2	4,0
Comércio mundial (% a.a.)	5,4	7,4	7,1	6,5
PIB nacional (% a.a.)	1,9	4,7	5,2	5,0

Tabela 1 - Projeção de crescimento da economia - EPE 2010

Tabela 16 – Brasil: Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)							
Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2010	28.813	59.015	250.503	71.024	409.355	6.510	415.865
2014	43.318	72.372	306.125	83.737	505.552	1.239	506.791
2019	58.152	92.561	377.355	103.162	631.229	1.805	633.033
Variação (% ao ano)*							
2010-2014	10,5	5,9	5,6	4,7	5,9	-31,2	5,5
2015-2019	6,1	5,0	4,3	4,3	4,5	7,8	4,5
2010-2019	8,2	5,4	5,0	4,5	5,2	-13,9	5,0

Tabela 2 - Projeção de crescimento do consumo - EPE 2010

A figura 6 abaixo apresenta o histórico da taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro e do consumo nacional de energia elétrica de 2009 a 2018 disponibilizados pela EPE.

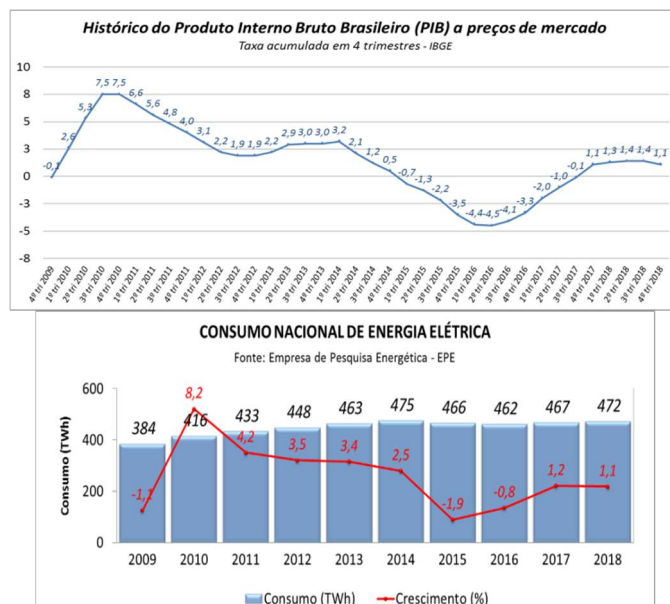


Figura 6 - Histórico da taxa de crescimento do PIB e consumo de energia elétrica

Ao contrário do que foi previsto por todos os agentes do setor elétrico, a retomada do crescimento econômico do país iniciada em 2010 não se sustentou e a partir de 2014 iniciou-se nova queda na taxa de crescimento econômico do país. Observa-se que o consumo nacional de energia elétrica também foi muito inferior à previsão elaborada em 2010 e reflete o comportamento da taxa de crescimento do PIB.

Assim como a CEMIG Distribuição, a EPE também realizou os estudos de expansão do Sistema Elétrico Nacional considerando um cenário otimista de crescimento da economia e consumo de energia elétrica para os próximos 10 anos, porém o que se verificou de fato foi um crescimento muito inferior ao previsto inicialmente, o qual afetou significativamente o reconhecimento dos investimentos realizados.

A figura 7 apresenta um exemplo no qual a não realização do mercado previsto afetou o IAS previsto para SE Central de Minas e, consequentemente, ocasionou o não reconhecimento integral dos reforços realizados.

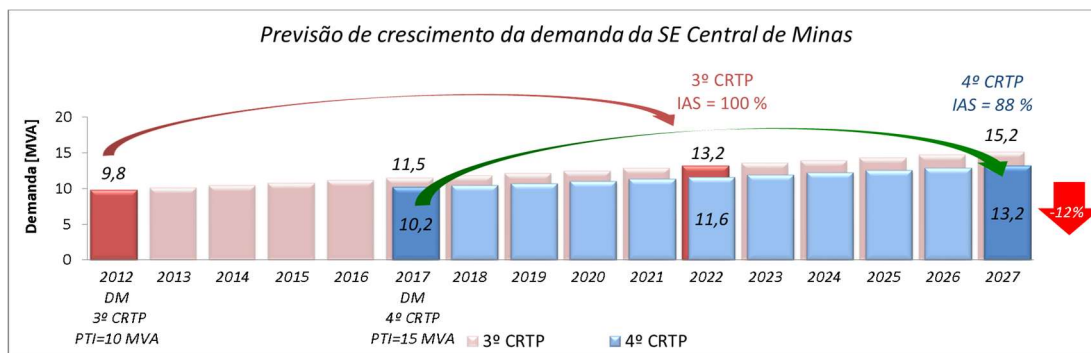


Figura 7 - Previsão de crescimento da SE Central de Minas

Da mesma forma que a não realização da previsão do mercado impacta no reconhecimento dos investimentos realizados pela distribuidora, o crescimento acima do previsto também compromete o desempenho das soluções planejadas, acarretando em novos investimentos se observada a aplicação do IAS.

Mesmo com a retração econômica, observa-se que alguns setores apresentaram crescimento econômico e aumento da demanda de energia elétrica acima do previsto. Esse fato deve-se, principalmente, à desvalorização da moeda nacional, que favorece os setores exportadores de produtos, e às políticas de incentivo e desoneração de impostos de setores específicos.

6. A METODOLOGIA DO IAS E OS NOVOS PADRÕES DE ENGENHARIA DE SUBESTAÇÕES

A padronização de instalações de subestações está fortemente associada às características do sistema elétrico da distribuidora e ao atendimento de maior número de situações possíveis sem, no entanto, resultar em um dimensionamento excessivo de soluções. Este processo garante uma quantidade equilibrada de tipos de configurações e equipamentos.

Os principais benefícios advindos da padronização de equipamentos são apresentados a seguir:

- ✓ Simplificação e racionalização de projetos elétricos e civis;
- ✓ Escalabilidade nas aquisições de equipamentos e materiais
- ✓ Menor custo em função da aquisição em escala;
- ✓ Otimização do processo de aquisição e instalação de equipamentos;
- ✓ Redução do estoque;
- ✓ Facilidade para treinamento das equipes operacionais.

A atual metodologia de cálculo do IAS vai de encontro aos benefícios advindos da padronização de equipamentos adotados pelas distribuidoras, uma vez que considera os valores comerciais de potência dos transformadores constantes na tabela IIIB do MCPSE que contém uma quantidade expressiva de equipamentos.

Como exemplo, a tabela 3 apresenta a correspondência entre os valores de capacidade de transformação atualmente padronizados pela CEMIG Distribuição e os valores estabelecidos no MCPSE. Enquanto a CEMIG Distribuição adota 3 potências de transformadores, o MCPSE estabelece 25 equipamentos para cobertura da mesma faixa de potência.

VALORES COMERCIAIS MCPSE	2	2,3	2,75	3,12	3,75	4,2	4,5	5	6,25	7	7,5	7,8	10	12,5	13,3	15	18,75	20	25	27	30	33	40	45	50
PADRÕES CONSTRUTIVOS CEMIG DISTRIBUIÇÃO	1 x 10 MVA																								
	1 x 15 MVA																								
	1 X 25 MVA																								
	2 x 15 MVA																								
	2 X 25 MVA																								

Tabela 3 - Potência padronizadas CEMIG Distribuição x MCPSE

Essa simplificação no número de equipamentos padronizados pela CEMIG Distribuição é corroborada pela diferença de custo dos equipamentos de potências próximas.

A figura 8 a seguir apresenta a diferença de custo de transformadores de diferentes potências considerando como referência o custo médio de compra da transformação de 15 MVA. Os valores foram obtidos a partir de uma consulta realizada com 02 fabricantes nacionais de transformadores de potência.

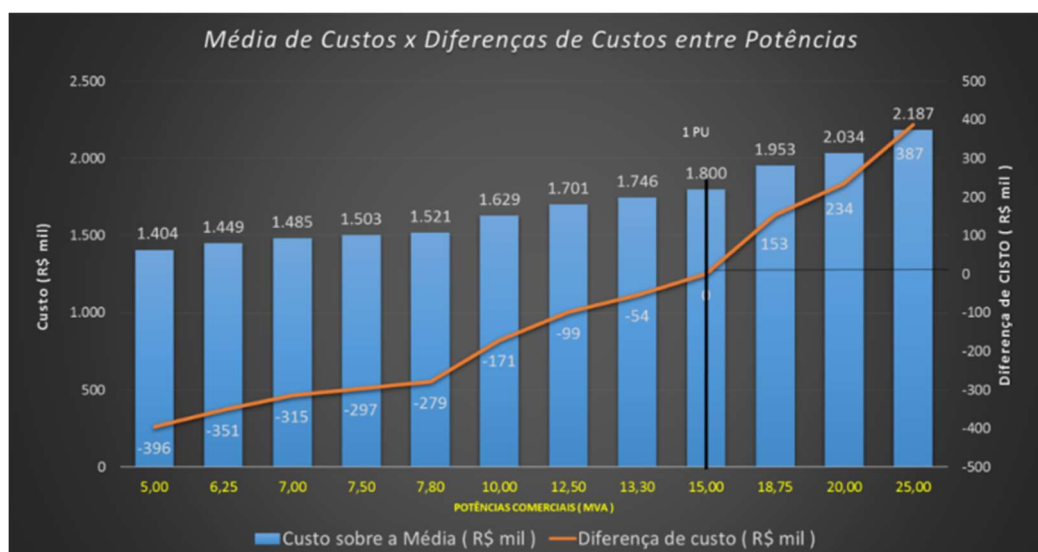


Figura 8 - Comparação de custo de transformadores

Segundo os fabricantes, a diferença de custo de transformadores de diferentes potências está relacionada, principalmente, à quantidade de materiais utilizados na fabricação do equipamento. Os outros custos associados à fabricação dos equipamentos, como projetos, mão de obra, ensaios e transporte praticamente não variam.

7. A METODOLOGIA DO IAS NÃO ESTIMULA NOVOS PADRÕES DE ENGENHARIA DE SUBESTAÇÕES

Estudos de planejamento realizados pela CEMIG Distribuição evidenciaram a necessidade da implantação de um maior número de subestações de Alta Tensão (AT) em detrimento da extensão do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT).

Para viabilizar a implantação de maior número de subestações, foi necessário desenvolver novas tecnologias com menor custo e prazo de implantação, que resultou a definição de um novo padrão construtivo denominado Subestação Compacta Integrada - SECI 138-13,8 kV de 15 MVA. Esse tipo de subestação compreende a montagem de todos os equipamentos sobre um chassi, de forma que possa ser instalada em diferentes regiões da concessão.

Além dos benefícios advindos da padronização de equipamentos já mencionados no item 5, a aplicação das SECIs apresenta os seguintes ganhos:

- ✓ Aquisição em escala;
- ✓ Montagem e comissionamento em fábrica;
- ✓ Menor custo e prazo de implantação da subestação;
- ✓ Menor área e infraestrutura necessária para implantação;
- ✓ Redução do volume de obras civis;
- ✓ Menor impacto ambiental;
- ✓ Aplicação de tecnologia com maior confiabilidade;
- ✓ Menor custo de manutenção.

As fotos a seguir apresentam dois exemplos de subestações 138-13,8kV/1x15MVA recentemente construídas pela CEMIG Distribuição, sendo uma construída no modelo convencional e a outra no atual modelo de Subestação Compacta Integrada (SECI).



Subestação Convencional x Subestação Compacta Integrada

Na figura 9 estão apresentados o Valor Novo de Reposição (VNR) dessas subestações constantes no laudo de avaliação elaborado para fins de formação da Base de Remuneração do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da CEMIG Distribuição.

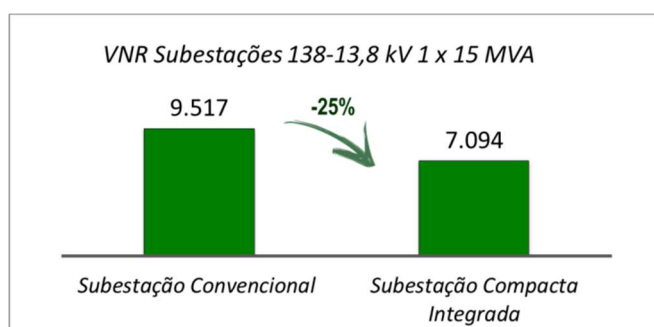


Figura 9 - VNR das subestações 138-13,8 kV 1x 15 MVA - valores em R\$ mil

Conforme apresentado, embora novo padrão construtivo de subestações apresente menor custo de implantação, a atual metodologia de cálculo do IAS penaliza o reconhecimento do investimento pelo fato de a SECI ser considerada uma Subestação Unitária, conforme definição do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

Neste caso, o índice de aproveitamento é aplicado sobre o valor total do equipamento e não apenas sobre o valor do transformador e equipamentos que compõe o seu bay, conforme aplicado nos padrões convencionais e estabelecido no PRORET.

A figura 10 apresenta o detalhamento do valor total dos equipamentos que são submetidos à aplicação do IA para os dois modelos de subestação. Observa-se que 27% do valor total de uma subestação convencional é submetido à aplicação do IAS, enquanto nas SECIS o valor é de 66%.

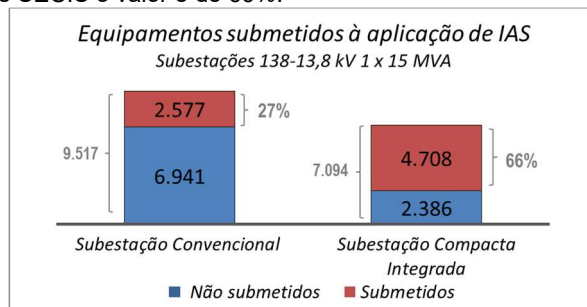


Figura 10 - Detalhamento do VNR das subestações - valores em R\$ mil

8. CONCLUSÃO

O trabalho discorreu sobre os impactos que a introdução da Geração Distribuída irá causar no IAS, sobretudo na medida que o uso da GD seja cada vez mais recorrente. Também apresentou como a atual metodologia de cálculo do índice tem sido ineficaz como sinal de eficiência do investimento quando confrontado com de questões importantes como os critérios de planejamento, o comportamento da projeção versus realização do mercado de energia, bem como dos padrões de transformação e de construção de subestações.

À título de destaque, em casos de aplicação de novos padrões de subestações desenvolvidos apresente menor custo de implantação, a atual metodologia de cálculo do IAS pode agravar a glosa no reconhecimento dos investimentos. Diante do exposto, ainda que fosse mantida a metodologia atual, sugere-se ajustes de forma a alinhá-la aos procedimentos de planejamento da expansão da distribuidora, bem como aos padrões técnicos da distribuidora. Nesse sentido, sugere-se:

- Considerar o IAS em 100% das subestações que haja GD conectada diretamente;
- Prolongar o horizonte de cálculo considerado para o IAS;
- Reduzir o número de potências de transformadores consideradas no cálculo do IAS;
- Estabelecer novos critérios de aplicação de IAS aderentes às novas soluções e tecnologias.

9. REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, Resolução Normativa - ReN nº 493, de 03 de setembro de 2002.
- [2] ANEEL, Audiência Pública ANEEL nº 005/2002 - Nota Técnica nº 148/2002-SRE/SFF/ANEEL, www.aneel.gov.br/audienciaspublicas-antigas.
- [3] ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Submódulo 2.3 revisão 2.0.
- [4] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.
- [5] MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO - MCPSE, Resolução Normativa - ReN nº 674/2015.
- [6] EMPRESA PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2029.
- [7] INSTITUTO BRASILEIRO GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE, www.ibge.gov.br.
- [8] COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, Contribuição à Consulta Pública ANEEL nº 025/2019, www.aneel.gov.br/consultas-publicas.

DADOS BIOGRÁFICOS:



(1) ALESSANDRO FERREIRA LIMA

Nome: Alessandro Ferreira Lima

Idade: 46 anos

Pós-Graduado em Gestão de Negócios pela Fundação Dom Cabral

Pós-Graduado em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas

Bacharelado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora

Emprego atual: Companhia Energética de Minas Gerais S.A

Ocupação atual: Analista de Regulação Sênior na Gerência de Modelagem e Regulação Econômica

(2) HERNANE SALVADOR BRAGA

Nome: Hernane Salvador Braga

Idade: 39 anos

Nacionalidade: Brasileiro

Formação: Graduação em Engenharia Elétrica na Pontícia Universidade Católica de Minas Gerais - PUC Minas

MBA Em gestão Executiva pelo IBMEC - Belo Horizonte.

Emprego atual: Cemig Distribuição - Início: 07/2000

Ocupação Atual: Engenheiro de Planejamento do Sistema Elétrico de Distribuição - Início: 10/2009

(3) SERGIO DOS ANJOS ROSA

Nome: Sérgio dos Anjos Rosa

Idade: 43 anos

Nacionalidade: Brasileiro

Formação: Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais

Graduação em Matemática na Universidade Federal de Minas Gerais

Emprego atual: Cemig Distribuição – início: 03/2007

Ocupação Atual: Engenheiro de Planejamento do Sistema Elétrico de Distribuição