



**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA - GCR**

**UTILIZAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO COM SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DE EVENTOS DO
MERCADO DE CURTO PRAZO COM ANÁLISE DE RISCOS PARA COMPONENTES DA CONTA DE
COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO DE VALORES DE ITENS DA “PARCELA A” – CVA**

**MATHEUS GUARANY DE ARAUJO(1); FELIPE RIBEIRO MIRANDA(1); MARCELO APARECIDO
PELEGRINI(1); ADRIANO GUEDES MARTINS(2)
SINAPSIS(1); CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.(2)**

RESUMO

Este trabalho visa desenvolver uma metodologia e ferramenta para a simulação e projeção do CVA para diferentes períodos e cenários de condições sistêmicas, com o cálculo de métricas de risco e estimativa de eventos no mercado de curto prazo. Para tanto, será realizada uma pesquisa inicial para identificar o fluxo contábil e as bases tarifárias utilizadas pela ANEEL, a fim de identificar os documentos envolvidos e realizar uma modelagem matemática do sistema de cálculo das tarifas. Na sequência, é criada uma estrutura de importação, resultando em um banco de dados que servirá de entrada para o mecanismo responsável pela projeção dos custos associados à CVA.

PALAVRAS-CHAVE

CVA – Parcela A – Análise de Riscos – Base de Dados – Tarifa – Custos não-gerenciáveis – Previsão

1.0 INTRODUÇÃO

Considerando um operador do sistema de distribuição, é essencial que a gestão empresarial tenha um bom entendimento do ecossistema do mercado em que está inserido. O marco regulatório e os fluxos comerciais são muitas vezes complexos e são de responsabilidade exclusiva da ANEEL. Um item de destaque entre os de responsabilidade da ANEEL é a Conta de Variação de Valores de itens da Parcela "A" (CVA). A CVA tem mostrado valores significativos para as distribuidoras, principalmente devido ao aumento da participação dos contratos de disponibilidade em suas carteiras e às condições sistêmicas apresentadas nos últimos anos, com um aumento significativo no despacho de usinas termoeletricas. Em alguns meses, os valores da CVA superam até mesmo a remuneração da empresa por meio da Parcela "B". A parcela "A" da Receita Requerida das Distribuidoras tem uma característica neutra do ponto de vista tarifário, ou seja, a distribuidora não possui remuneração adicional com esse item. Assim, devido a essa característica, esse tema não é comumente abordado em projetos de pesquisa, o que deixa amplo espaço para inovações. Nesse sentido, este projeto busca preencher um "gap" tecnológico com o desenvolvimento de uma metodologia robusta com bases científicas para realizar a projeção de itens considerados não gerenciados pelo operador do sistema de distribuição. Só esse aspecto, de utilizar bases científicas para a projeção de um componente tarifário que se tornou extremamente relevante para a gestão financeira da empresa já caracteriza o projeto com originalidade, mas o modelo será ainda mais robusto e original, com o uso de métodos de simulações de cenário e métricas de risco para avaliação dos resultados da projeção.

Os seguintes produtos serão fornecidos após a conclusão do projeto:

- a) Metodologia para projeção da CVA das Distribuidoras, considerando cenários de componentes em condições de incerteza.

- b) Ferramenta computacional que automatize o cálculo e a projeção do CVA, com os respectivos manuais de operação. Essa ferramenta também comparará os resultados do cálculo da empresa ao final do período com os realmente calculados pela ANEEL, apontando os itens discretos para posterior discussão.

Os resultados serão calculados para a base da Neo Energia Distribuição Brasília (NDB), mas o resultado do trabalho pode ser utilizado por todas as operadoras de distribuição de energia, aumentando a confiabilidade dos cálculos realizados e utilizando as projeções em risco para planejar desembolsos financeiros e receber investimentos.

2.0 METODOLOGIA

Em um primeiro momento, identificam-se as principais partes e os documentos necessários para a modelagem, a fim de compreender o processo tarifário envolvido na criação da parcela "A". Em seguida, são identificados e mapeados os resultados das tarifas públicas, resoluções e arquivos fornecidos pelo NDB que compõem o CVA. Com esses dados em mãos, os cálculos utilizados na projeção são modelados e uma estrutura para importar e formar o banco de dados que serve como entrada para esta ferramenta de cálculo é desenvolvida. Por fim, é realizada uma projeção simples, que será complementada com dados do mercado futuro para que os resultados possam ser comparados e calculados.

2.1 Desenvolvimento

2.1.1 Identificação dos principais agentes envolvidos:

Os principais agentes envolvidos nos cálculos da CVA, incluindo o distribuidor, são:

- NDB: A Neoenergia Distribuição Brasília, empresa de economia mista, concessionária de distribuição de energia elétrica, com sede em Brasília – DF, possui uma área de concessão de 5.780 km², abrangendo todo o Distrito Federal.
- ANEEL: A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, regime especial de autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, foi criada para regulamentar o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.
- Operador Nacional do Sistema: Instituído como pessoa jurídica regida pelo direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentadas pelo Decreto nº 5.081/2004.
- CCEE: A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é uma entidade sem fins lucrativos que é responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia elétrica no país.

2.2 Regulamentos Atuais de CVA

A receita exigida das concessionárias de distribuição é composta por duas parcelas: Parcela "A" e Parcela "B".

A parcela "A" é chamada de custos não gerenciáveis, pois seus valores, quantidades e variação ao longo do tempo são independentes do controle da concessionária ou porque se referem a encargos e impostos legalmente estabelecidos.

A parcela "B" é chamada de custos gerenciáveis, pois a distribuidora tem plena capacidade de gerenciá-los diretamente, tais como: despesas de administração, operação e manutenção (funcionários, material, serviços de terceiros, despesas gerais etc.), cotas de depreciação e remuneração do capital.

Em um processo tarifário, os custos regulatórios são determinados pela previsão e estão sujeitos a variações durante o período de duração do novo período tarifário. Alguns custos possuem mecanismo de captação de desvios entre a

previsão e o valor realizado, instituído pela Portaria Interministerial PI MF/MME nº 025, de 2002. Assim, durante o ciclo tarifário, os desvios desses custos em relação ao valor previsto na tarifa fixada no início de cada ciclo tarifário, estes são compensados no próximo processo tarifário. Para os itens da Parcela "A" foi criada uma conta contábil específica, denominada "Conta de Compensação por Variação de Valores de Itens de Parcela "A" - CVA", e sub-contas relacionadas a ela, com a finalidade de controlar e registrar os respectivos valores e suporte para o cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, cuja variação não foi incluída na tarifa.

O CVA destina-se a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios dos seguintes itens de custo da Parcela "A".

- Contribuição para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
- Tarifa para o Uso de Instalações de Transmissão Integrando a Rede Básica
- Custo de Aquisição de Energia Elétrica
- Tarifa de Transporte de Energia Elétrica de Itaipu
- Cotas de energia e custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)
- Taxas de Serviço do Sistema - ESS
- Carga de Energia de Reserva – ERR
- Conta de Compensação por Variação dos Valores de Compensação Financeira para o Uso de Recursos Hídricos - CFURH

A CVA reflete a variação de custo unitário (utilização de instalações de transmissão que fazem parte da Rede Básica, transporte de energia de Itaipu, transferência de energia de Itaipu, compensação financeira pelo uso de recursos hídricos e aquisição de energia elétrica) ou variação no custo total (CCC, CDE, ESS, Proinfa e ajustes financeiros decorrentes dos processos de determinação dos custos reais). Quando a CVA se refere às variações de custo unitária, o saldo é calculado pelo diferencial de preço real e previsto, aplicado ao valor associado ao mês atual para o respectivo custo, e quando a CVA se refere às variações totais de custos, o saldo é calculado pela diferença de custo, real e previsão, do mês para o respectivo custo. Para fins de cálculo do saldo, a CVA é dividida em duas partes: CVA do 5º Dia útil e CVA Processamento.

- A CVA do 5º Dia Útil refere-se à diferença entre a soma das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário aprovado pela concessionária, mais a remuneração financeira, taxa de juros, Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em andamento.
- A CVA Processamento é obtida mediante a aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses sobre o saldo do 5º dia útil da CVA e seu valor deve ser considerado como componente financeiro no processo tarifário, conforme Portaria Interministerial PI MF/MME 025, 2002, art. 3º, §2º.

3.0 Estrutura e Composição do Banco de Dados:

Para a criação do banco de dados, são utilizadas três fontes de dados: dados contábeis (envolvendo cobertura tarifária), documentos oficiais da CCEE (envolvendo contratos de energia e liquidação) e informações de mercado (compreendendo os pagamentos que a distribuidora faz às empresas de transmissão de rede básica, contratos de compra de energia e outros encargos). Para ambos os modelos, é necessário apresentar as partes envolvidas na transação, além de um ambiente onde a interação entre eles seja possível. Os agentes envolvidos são:

Contabilidade: Os seguintes arquivos compõem os dados contábeis da empresa:

- PCAT: Planilha de Abertura tarifária (ANEEL)
- SAMP: Sistema de Monitoramento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (ANEEL)
- BMP: Balancete Mensal Padronizado (ANEEL)
- SPARTA: Sistema de Apoio ao Reajuste Tarifário Anual (ANEEL)

Mercado: Os dados de mercado, referentes a encargos, pagamentos pela utilização da rede básica e pagamentos para os contratos de energia da distribuidora são utilizados para gerar um arquivo XML mensal, que é enviado à ANEEL. Este arquivo xml gerador consiste em:

- ARQUIVOS PARADIGMA: arquivos de pagamento comercial (distribuidor)
- ARQUIVOS AVD: Avisos de débito. Contas de empresas de transmissão que operam na rede básica para o distribuidor (ONS)
- EXPORT_SAP: histórico de pagamento do distribuidor (distribuidor)

Além disso, são utilizadas uma lista de resoluções de fornecedores (distribuidoras) e ANEEL referentes aos valores utilizados pela distribuidora para o pagamento dos encargos.

CCEE: Todos os pagamentos referentes às parcelas são contabilizados centralmente e liquidados pela CCEE. Esses pagamentos são disponibilizados em relatórios padrão da Câmara de Comércio. A lista de relatórios e siglas são apresentadas nos seguintes documentos:

- ARCGF002: Cálculo por Regime de Cota de Garantia Física
- ARVEN003: Cálculo da receita de vendas de energia nuclear
- BDG001 (BEG): Equilíbrio energético
- CSR001: Efeitos da Contratação por Disponibilidade
- CTO001: Contratos de ACR e ACL
- LFRCGF001: Liquidação do Regime de Cotas de Garantia Física
- RES005: Ajustes de energia de reserva
- LFMCS002: Cálculo da Liquidação Financeira das Atribuições mcsd EE – Distribuidor
- LFMCS004: Atribuições a serem liquidadas pelo Produto MCS00 EE – Assignee
- EC001: Re-contabilidade
- RRH001: ACR e geração de transferência de risco hidrológico
- RESUMO.

Base de dados

Analisando o aplicativo do SisCVA, é possível dividir o processo de geração tarifária em dezenas de cálculos envolvendo todos os documentos mencionados acima. Para alimentar esses cálculos, desenvolve-se uma estrutura computacional de importação, que recebe cada tabela apresentada nos arquivos descritos, identifica os campos relevantes para o cálculo do CVA e preenche uma base de dados SQL. Esse banco de dados é a chave para a projeção tarifária, pois representa a base contábil por trás do aplicativo Excel utilizado pela ANEEL.

4.0 RESULTADOS

Com a formação do banco de dados, o simulador utiliza os cálculos emulados da aplicação ANEEL para determinar os valores da CVA.

Tabela 1. Comparação Entre os resultados dos itens que compõem o CVA TE para 2019 e 2020

SUB	MODALIDADE	POSTO	MERC.	TE CVA							RESULTADO ANEEL PCAT 2019	DIFERENÇA (ANE-APL)/ANE%
				TE								
				ENCARGO ESS/E	CDE	ENERGIA ENERGIA REV	FIO A ITAIPU	TUST IT.	PERDAS PERDAS RB	SUBTOTAL APLICATIVO		
A2	Energia horária	EP	6.047,55	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		FFP	96.497,21	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
A3a	Energia horária	EP	3.238,76	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		FFP	31.373,34	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
A4	Energia horária	EP	93.335,02	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		FFP	945.967,33	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
AS	Energia horária	EP	37.182,88	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		FFP	384.349,93	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
B1	Energia horária	EP	121,54	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		EINT	83,68	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
	Energia convencional	FFP	1.244,82	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
		E	2.230.389,56	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	3.044,28	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	6.309,09	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	5.834,72	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	1.988,70	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
	Energia convencional	E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
B2	Energia horária	EP	0,50	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		EINT	0,29	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
		FFP	0,00	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
	Energia convencional	E	84.093,34	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		EP	0,00	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
	Energia horária	EINT	0,00	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
		FFP	0,00	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
	Energia convencional	E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		EP	0,00	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
	Energia horária	EINT	0,00	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
		FFP	0,00	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
	Energia convencional	E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
	Energia convencional	E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
B3	Energia horária	EP	220,61	-12,7	-4,34	60,84	0,72	-0,03	0,93	45,47	45,52	0,11%
		EINT	170,13	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
	Energia convencional	FFP	2.778,63	-12,7	-4,34	35,37	0,72	-0,03	0,93	20,00	20,02	0,10%
		E	1.169.209,88	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
B4	Energia convencional	E	0,00	-12,7	-4,34	37,50	0,72	-0,03	0,93	22,12	22,15	0,14%
		E	446.867,09	-6,96	-2,39	20,62	0,4	-0,01	0,51	12,17	12,18	0,08%
		E	0,00	-7,6	-2,6	22,50	0,43	-0,02	0,56	13,27	13,29	0,15%

Tabela 2. Comparação Entre os resultados dos itens que compõem o TCVA TUSD para 2019 2020

SUB	MODALIDADE	SUBCLASSE	MERC.	TUSD CVA									RESULTADO	DIFERENÇA
				TUSD										
				ENCARGO		FIO A		PERDAS	PERDAS	PERDAS	SUBTOTAL			
		CDE	PROINFA	TUSD RB	TUST FR	TÉC.	RB	NÃO TÉC.	APLICATIVO	ANEEL 2019	(ANE-APL)/ANE			
B	Geração	Não se aplica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	
B1	Branca	Residencial	121,54	6,33	0,86	-0,49	-0,13	3,33	0,15	1,86	12,50	12,50	0,00%	
			83,68	6,33	0,86	-0,29	-0,08	3,33	0,15	1,86	12,75	12,75	0,00%	
			1.244,82	6,33	0,86	-0,10	-0,03	3,33	0,15	1,86	12,99	13,00	0,08%	
	Convencional	Residencial	2.230.389,56	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
		Residencial baixa re	3.044,28	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	6.309,09	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	5.834,72	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	1.988,70	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
	Convencional	Residencial baixa re	0,00	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	0,00	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	0,00	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	0,00	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
		Residencial baixa re	0,00	0,00	0,00	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	5,72	5,72	0,00%	
Branca	Não se aplica	0,50	6,33	0,86	-0,55	-0,15	3,33	0,15	1,86	12,42	12,42	0,00%		
		0,29	6,33	0,86	-0,33	-0,09	3,33	0,15	1,86	12,70	12,71	0,08%		
		0,00	6,33	0,86	-0,11	-0,03	3,33	0,15	1,86	12,98	12,99	0,08%		
Convencional	Não se aplica	84.093,34	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%		
			0,00	6,33	0,86	-0,55	-0,15	3,33	0,15	1,86	12,42	12,42	0,00%	
B2	Branca	Cooperativa de elet	0,00	6,33	0,86	-0,33	-0,09	3,33	0,15	1,86	12,70	12,71	0,08%	
			0,00	6,33	0,86	-0,11	-0,03	3,33	0,15	1,86	12,98	12,99	0,08%	
	Convencional	Cooperativa de elet	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
			0,00	6,33	0,86	-0,55	-0,15	3,33	0,15	1,86	12,42	12,42	0,00%	
	Branca	Serviço público de il	0,00	6,33	0,86	-0,33	-0,09	3,33	0,15	1,86	12,70	12,71	0,08%	
			0,00	6,33	0,86	-0,11	-0,03	3,33	0,15	1,86	12,98	12,99	0,08%	
	Convencional	Serviço público de il	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
			0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
	Convencional	Não se aplica	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
			0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
Convencional	Cooperativa de elet	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%		
		0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%		
B3	Branca	Não se aplica	220,61	6,33	0,86	-0,55	-0,15	3,33	0,15	1,86	12,42	12,42	0,00%	
			170,13	6,33	0,86	-0,33	-0,09	3,33	0,15	1,86	12,70	12,71	0,08%	
			2.778,63	6,33	0,86	-0,11	-0,03	3,33	0,15	1,86	12,98	12,98	0,00%	
	Convencional	Não se aplica	1.169.209,88	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%	
Convencional	Não se aplica	0,00	6,33	0,86	-0,17	-0,05	3,33	0,15	1,86	12,90	12,91	0,08%		
B4	Convencional	Iluminação pública	446.867,09	3,48	0,47	-0,09	-0,03	2,16	0,08	1,02	7,10	7,10	0,00%	
		iluminação pública	0,00	3,80	0,51	-0,10	-0,03	2,36	0,09	1,11	7,74	7,74	0,00%	

A Tabela 1 mostra os resultados obtidos pela simulação e pelos dados da ANEEL para os itens que compõem a TE (Tarifa de Energia) do saldo da CVA, enquanto a Tabela 2 apresenta a mesma comparação, mas para o Sistema de Distribuição Tarifária tUSD (Tarifa de Uso do sistema de distribuição) do saldo da CVA. Para 54% dos itens da Parcela A, os valores tarifários tUSD CVA (Tabela 1) para a concessão do reajuste de 2019 calculados pela aplicação não diferem dos calculados pela ANEEL em arquivo 5160_PCAT_CEB-DIS_2019, e para 46% as diferenças foram de 0,01 R\$/kW ou 0,01 R\$/MWh, positivo ou negativo. As tarifas TE CVA (Tabela 2) para o reajuste de 2019 calculadas pela ANEEL apresentaram valores 0,11% ou 0,12% superiores aos calculados pela aplicação.

5.0 CONCLUSÕES

Assim, é necessária a criação de um banco de dados que agrega todos os itens contábeis para o cálculo da Parcela A, identificando quais são as fontes de dados relevantes e a forma de adubá-los para sua construção. Essa base incluirá todos os arquivos contábeis relacionados à cobertura tarifária, pagamentos e contratos com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A ferramenta desenvolvida serve para calcular o CVA e validar as projeções feitas, proporcionando um ambiente que represente de forma realista o ambiente regulatório/comercial em que a empresa atua.

Para o futuro, espera-se que, com a completude dos arquivos, e adicionando mais períodos e mais concessionárias de distribuição, será possível refinar o algoritmo e as estruturas de importação, a fim de se tornarem mais

abrangentes. Também está prevista a implantação de um painel adequado para interação com o banco de dados e apresentação de resultados, capaz de fazer consultas ao banco e apresentar os resultados diretamente.

6.0 REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Procedimentos de Regulação Tarifária no Sistema Elétrico Nacional - Módulo PRORET 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Procedimentos de Regulação Tarifária no Sistema Elétrico Nacional - Módulo PRORET 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo PRODIST 6 - Informações e Obrigações Necessárias, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF. Instruções para envio de dados de pagamento para custos associados ao cálculo do saldo da CVA e despesas com garantias financeiras na contratação de energia regulamentada, 2017.

DADOS BIOGRÁFICOS

(2) **FELIPE RIBEIRO MIRANDA**
Possui graduação em Engenharia Elétrica - Ênfase em Sistemas de Energia e Automação pela Universidade de São Paulo (2013). Atualmente é engenheiro pesquisador na Sinapsis Inovação em Energia. Tem experiência na área de Engenharia de Energia, com ênfase em Planejamento Energético, Regulação e Cálculo de Perdas. Participou de diversos projetos de consultoria e P&D. Aluno de mestrado na escola politécnica desde de 2018, no tema Viabilidade econômica para substituição de ativos e expansão da rede elétrica.

(3) **MARCELO APARECIDO PELEGRINI**
Marcelo Aparecido Pelegrini é graduado, mestre e doutor em Sistemas de Potência pela USP (2003). Membro do IEEE e Cigré. É sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia, onde coordenou mais de trinta projetos de consultoria e P&D nas áreas de Distribuição de Energia Elétrica, Comercialização de Energia, Redes Subterrâneas, Planejamento da Distribuição, Eletrificação Rural, Regulação Técnica e Econômica do setor de energia elétrica e gás canalizado e Redes Elétricas Inteligentes, para organizações públicas e privadas, como ENEL, EDP Brasil, FECOERGS, OCB/SESCOOP, Cemig, Celesc, CPFL, Neoenergia, Equatorial, Energisa, Eletrobras, CTG, AES Brasil, ARSESP, ANEEL, BID, LuxDev, Banco Mundial.

(4) **ADRIANO GUEDES MARTINS**
Adriano Guedes Martins: Graduado e Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Católica de Brasília - UCB (2007). Mestrando do curso de Engenharia Elétrica/PPGEEL pela Universidade Federal do ABC (UFABC). Possui MBA-BUSINESS PROCESS MANAGEMENT - Faculdade IBMEC (2017); Pós-graduado em Gestão de Finanças - Mercado de Capitais pelo Instituto de Ciências Sociais Aplicadas UNEB (2013). Atualmente trabalha na Neoenergia Distribuição Brasília, no Departamento de Regulação como Especialista em Regulação. Atuação na coordenação dos processos tarifários desde 2015; Na mesma empresa, desempenhou trabalhos de projeção de mercado de energia elétrica do Distrito Federal.