



## International Energy Initiative - Brasil

### **Guia de Utilização do Simulador de Projeção de Tarifas de Energia Elétrica por Simulação Técnico- contábil da Concessionária de Distribuição**

Eng. Raphael B. Heideier, Dr.

Eng. Izana R. Vilela, M.a

Eng. Luan G. M. dos Santos, M.e

Campinas

2018



## **Ressalva**

As fontes aqui referenciadas (sobretudo os arquivos SPARTA e PCAT) podem sofrer alterações ou ficar indisponíveis. Desse modo, as instruções que damos em relação a tais fontes são exemplos, e alguns dados de entrada para o simulador podem eventualmente estar disponíveis em outros meios.

### *Nomenclatura usada no texto:*

- Arquivo ou Pasta de Trabalho: conjunto de planilhas em um mesmo arquivo eletrônico.
- Planilha: cada aba que presente em uma pasta de trabalho.
- Simulador: arquivo “Modelo de Projeção de Tarifas”, objeto de que trata este guia.



## Sumário

1	Introdução.....	7
2	Inserção de dados .....	9
2.1	Projeção da Energia Distribuída .....	13
2.2	Índices de Inflação .....	15
2.3	Perdas.....	16
2.4	Projeção de preços de contratos de energia firmados pela empresa distribuidora	16
2.4.1	Verificação do Total de Volume Energético e Preço Médio da Energia	24
2.4.2	Ajuste de Compra de Energia Nova e Energia Existente.....	24
2.5	Custos de Transmissão.....	25
2.5.1	TE Transmissão.....	25
2.5.2	TUSD Fio A .....	25
2.6	Custos de Distribuição .....	25
2.7	Fator X .....	26
2.8	Encargos.....	29
2.8.1	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.....	43
2.8.2	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	44
2.8.3	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS .....	44
2.8.4	Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética	45
2.9	Impostos.....	30
2.10	GEE.....	31
3	Modelo de contabilização da inserção de GD FV.....	31



4	Modelo de contabilização da inserção de EE.....	31
5	Cálculo das Tarifas pela PCAT .....	34
5.1	Ajuste na macro da PCAT .....	36
6	Análise dos resultados .....	38
	Referências Bibliográficas.....	39



## 1 INTRODUÇÃO

O objetivo do simulador descrito neste tutorial é calcular os seguintes indicadores, considerando uma Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica específica, mediante adoção de ações de *eficiência energética* (EE) e *geração distribuída fotovoltaica* (FV) em sua região de concessão:

1. tarifa residencial;
2. arrecadação fiscal;
3. receita da distribuidora;
4. emissões de gases de efeito estufa (GEE); e
5. geração líquida de empregos.

Estes indicadores são calculados de forma relativa ao caso em que não há nem inserção de EE, nem de GD FV, para os casos de cenários de adoção de: i) EE apenas; ii) GD FV (na baixa tensão) apenas; e iii) EE e GD FV na baixa tensão conjuntamente.

Cada cenário é definido pelos seguintes parâmetros, projetados ao longo do horizonte de análise:

- Macroeconômicos: Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), *weighted average cost of capital* (WACC) anual para a respectiva distribuidora e câmbio para a conversão do dólar americano em reais.
- Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica: crescimento do número de consumidores e crescimento de consumo de eletricidade por setor (Residencial, Comercial, Industrial e Outros) na referida região de concessão.
- Oferta de Energia Elétrica: Custo Variável Unitário (CVU) das usinas térmicas contratadas por disponibilidade, custo da energia proveniente de novos empreendimentos e custo da energia proveniente de empreendimentos existentes.
- Encargos: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER), Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição ao Operador Nacional



do Sistema, Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética.

- Tributação: evolução dos tributos PIS e COFINS (federais), e ICMS (estadual).

O simulador também recebe dados históricos reais referentes à distribuidora analisada, nos primeiros anos de análise, para permitir avaliar a coerência dos valores utilizados como ponto de partida para as projeções – utilizam-se valores referentes ao ano imediatamente anterior aos anos de projeção.

## 2 INSERÇÃO DE DADOS

Este tópico descreve como preparar o Simulador (arquivo “Modelo de Projeção de Tarifas”) com as informações de uma distribuidora, a fim de tecer projeções de indicadores econômicos e socioambientais decorrentes da inserção de GD e EE em uma região de concessão.

Para executar a simulação, serão necessários dados e premissas que servirão de entrada para o simulador. São listados a seguir os parâmetros e fontes de dados utilizados.

### Parâmetros necessários ao longo do horizonte de análise:

- taxa anual de inserção de EE e GD FV;
- projeção de custo e fator de capacidade do sistema de GD FV;
- projeção de custo médio de EE por MWh conservado por setor (Residencial, Comercial, Industrial e Outros);
- projeção de crescimento do consumo e do número de consumidores;
- relação de consumo industrial, comercial e outros na Alta, Média e Baixa tensões;
- perdas TE, TUSD e evitadas com EE ou GD FV;
- valores dos tributos PIS, COFINS e ICMS;
- projeção *weighted average cost of capital* (WACC) anual para a respectiva distribuidora;
- projeção do Custo Variável Unitário (CVU) das térmicas contratadas por disponibilidade;
- projeção do custo da energia proveniente de novos empreendimentos;
- projeção do custo da energia proveniente de empreendimentos existentes;
- projeção da variação dos índices IPCA e IGP-M; e
- projeção do dólar americano.

### Arquivos e Fontes de dados necessários:

- **Arquivos SPARTA** (Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários) mais recentes (pele menos os últimos 3 anos) da empresa distribuidora considerada.

Disponível no site da ANEEL (ANEEL, 2017a):

<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

- No referido website, o usuário deve informar “Categoria do Agente” (Concessionária ou Permissionária – depende da empresa), “Agente” (i.e., nome da distribuidora), “Tipo de Processo” (Reajuste, Revisão ou Revisão Extraordinária). Em “Resultado”, coluna “Nível Tarifário”, baixar arquivo SPARTA.

----- ATENÇÃO -----

Ao abrir arquivos SPARTA, recomenda-se não pressionar a tecla ENTER do teclado do computador nos casos em que mensagens de aviso apareçam, para evitar que acidentalmente fórmulas ou dados da pasta de trabalho sejam comprometidos. Nesses casos, deve-se clicar em “OK” em todas as notificações que aparecerem.

- **Arquivo PCAT** mais recente da empresa distribuidora considerada.

Disponível no site da ANEEL (ANEEL, 2017a):

<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

- No referido website, o usuário deve informar “Categoria do Agente” (Concessionária ou Permissionária – depende da empresa), “Agente” (i.e., nome da distribuidora), “Tipo de Processo” (Reajuste, Revisão, Revisão Extraordinária?). Em

“Resultado”, coluna “Nível Tarifário” ou “Estrutura Tarifária”, baixar arquivo PCAT.

- Os **Dados dos CCEAR** (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) são disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2017), atualizados mensalmente, publicados no endereço abaixo (em um arquivo geralmente intitulado “Resultado\_Consolidado\_Publicacao\_<mês><ano>”). Deve-se baixar o arquivo mais recente, o qual é suficiente para a realização da simulação.

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&\\_afLoop=233986319782011#!%40%40%3F\\_afLoop%3D233986319782011%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26\\_adf.ctrl-state%3D6tibsui2b\\_69;](https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=233986319782011#!%40%40%3F_afLoop%3D233986319782011%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D6tibsui2b_69;)

- No referido website, o usuário deve verificar se os filtros estão corretos (“Leilão” na categoria “Assunto do Documento” e “Resultado Consolidado” na categoria “Tipo de documento”).
- **RelSAMPClasseConsNivel.xlsx**: arquivo online de onde podem ser obtidos dados de consumo anual de energia por classe (Residencial, Industrial, Comercial e Outros) e por nível de tensão (ANEEL, 2017b). Disponível em:  
[http://relatorios.aneel.gov.br/\\_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPClasseConsNivel.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1](http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPClasseConsNivel.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1)
- **Observação**: esse arquivo pode ser baixado em formato *.xlsx*. Há filtros de busca na parte superior da planilha do website, para que o usuário delimite as classes de consumo e o ano, para coletar os dados de “Consumo de Energia Elétrica em MWh”.
- **Arquivo Simulador**, desenvolvido pelo IEI para simulação dos indicadores.



**Colocar endereço com simulador ou com formulário pelo qual a pessoa poderá solicitar o simulador, para nosso controle.**

De posse dos arquivos listamos acima, pode-se iniciar a simulação. A Figura 1 mostra o fluxograma das etapas de cálculo em que se baseia o simulador aqui tratado.

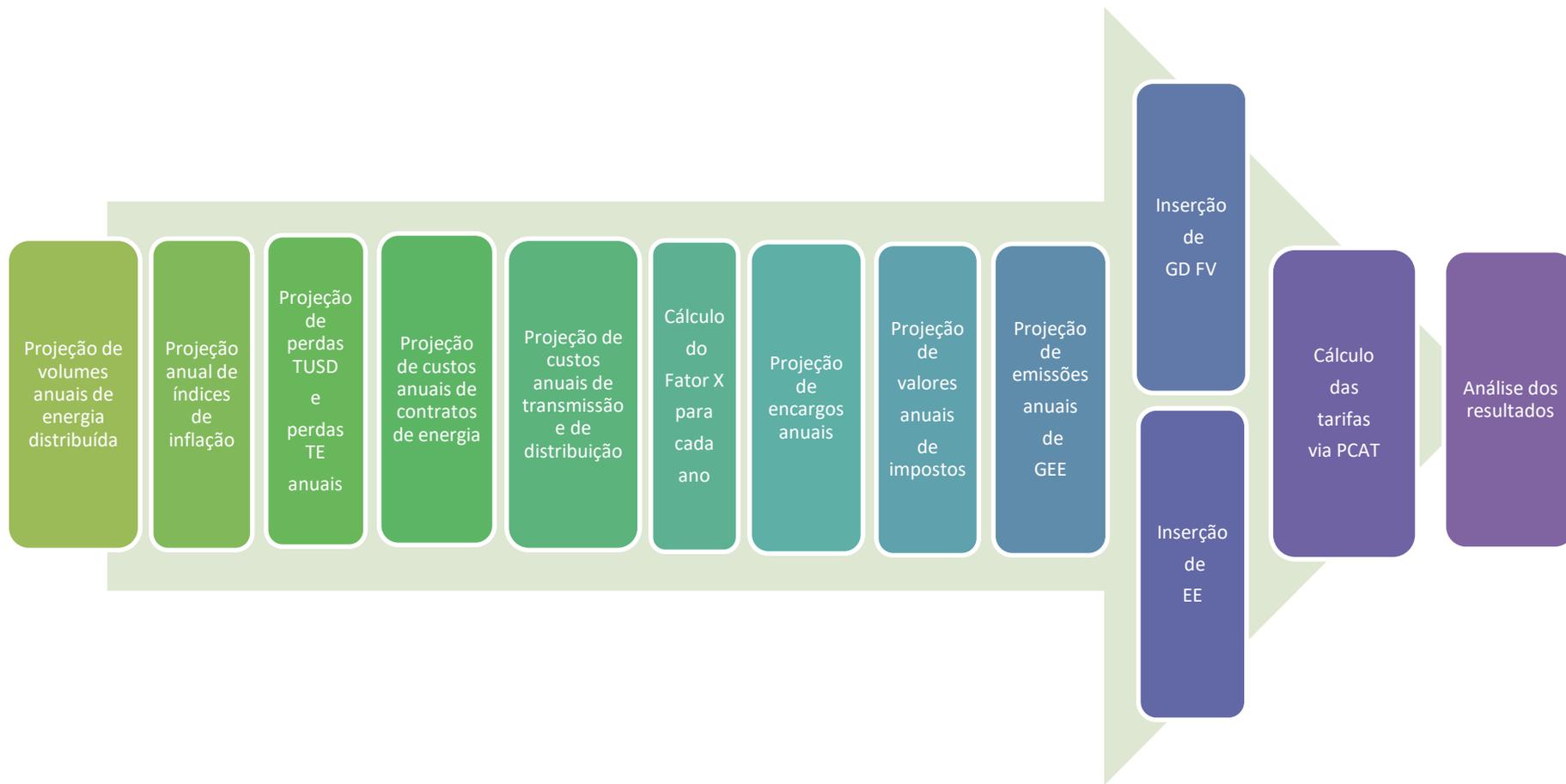


Figura 1 - Fluxograma das etapas de cálculo do simulador.

## 2.1 Projeção da Energia Distribuída

*[Arquivos de trabalho desta etapa: SPARTA e simulador]*

Uma vez aberto o simulador, o primeiro passo é calcular os montantes anuais de energia distribuída pela distribuidora. Isso é realizado na planilha “Demanda” do simulador.

Para os anos anteriores e para o ano presente (desde que após a data de reajuste/revisão tarifária), o valor da energia distribuída pode ser obtido diretamente do arquivo SPARTA.

Na aba “Mercado” do arquivo SPARTA de cada ano, deve-se copiar os valores de energia (coluna “MERCADO (MWh)”) das faixas de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4, As e BT) para a planilha “Demanda” do simulador. Tais valores devem ser organizados, nas colunas referentes a cada ano, nas linhas 13 a 17 da planilha “Demanda”, conforme descrito a seguir:

- O valor (em MWh) de BT da planilha “Demanda” (linha 13) deve corresponder ao valor de BT da planilha “Mercado” (célula C16).
- O valor MT da planilha “Demanda” (linha 14) deve ser igual à soma dos valores de A3, A3a, A4 e AS da planilha “Mercado” (células C12 a C15).
- O valor AT da planilha “Demanda” (linha 15) deve corresponder à soma dos valores de A1 e A2 da planilha “Mercado” (células C10 a C11).
- O valor intitulado “livre” da planilha “Demanda” (linha 16) corresponde à soma dos valores LIVRES A1 e DEMAIS LIVRES da planilha “Mercado” (células C18 e C19).

Deve-se realizar o procedimento acima descrito para todos os anos anteriores e para o ano presente. O procedimento acima é adotado para possibilitar o cálculo do Fator X da distribuidora, que será descrito na seção 2.7 deste guia.

O próximo passo consiste em preencher os valores de demanda de energia anuais desagregados por setor de consumo (Residencial, Industrial, Comercial e Outros) e por nível de tensão (Alta, Média e Baixa). Para os anos futuros, os valores de consumo são projetados considerando-se o valor do último ano, corrigido à taxa anual de crescimento de mercado adotada. Embora haja uma taxa pré-definida como padrão no simulador, o valor considerado é de decisão do usuário, na seção “Taxas de crescimento de mercado” do simulador.

A demanda de energia total do mercado cativo atendido pela distribuidora, para cada ano, é então automaticamente calculada e apresentada na linha 17 da planilha “Demanda”. Tais valores devem ser copiados para a linha 24 da planilha “Resumo” (Energia Distribuída [MWh]), nas colunas correspondentes aos anos analisados, conforme mostra a Figura 2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Indicador	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
17 Tarifa média Energia Nova [R\$/MWh]	-	184,26	199,20	214,83	219,43	219,15	227,85	251,73	281,85
18 Compra de Energia Nova	-	202,15	253,09	241,78	256,20	4.263.249,58	5.771.487,88	6.975.838,35	7.906.016,75
19 Tarifa média Energia Existente [R\$/MWh]	-	202,15	253,09	241,78	256,20	227,85	251,78	251,78	281,85
20 Compra de energia Existente	-	140	120	10	10	157,50	157,50	157,50	171,00
21 CVU médio [R\$/MWh]	-	140	120	10	10	157,50	157,50	157,50	171,00
22 WACC	-	4,00%	-1,97%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%
23 Delta da Energia Distribuída	-	4,00%	-1,97%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%	-1,73%
24 Energia Distribuída [MWh]	25.348.298,59	26.425.374,38	25.984.974,63	25.457.574,79	18.813.986,36	19.896.115,16	19.868.998,61	20.259.868,57	20.266.240,63
25 Tarifa média contratos [R\$/MWh]	-	116,01	151,89	142,65	142,65	226,66	248,92	267,73	283,24
26 Energia Contratos [MWh]	-	28.846.829,94	29.725.389,91	30.167.808,79	30.983.131,98	39.222.936,88	29.222.936,88	30.899.824,90	31.892.813,85
27 Perdas TUSD	-	37,06%	37,43%	35,05%	35,05%	20,50%	20,50%	20,80%	20,80%
28 Perdas TE	-	1,90%	1,97%	2,13%	1,74%	1,74%	1,74%	1,74%	1,74%
29 Sobra (+) / Exposição (-) [MWh]	-25.348.209	-7.874.079	-6.388.145	-4.757.398	7.009.171	5.822.557	5.997.234	6.177.151	6.382.466
30 Valor de venda/compra [R\$/MWh]	-	204.009.847,42	252.235.396,96	289.573.796,68	679.320.056,50	723.680.202,61	754.798.451,33	787.254.784,73	820.319.485,69

Figura 2 - Posicionamento dos valores anuais de energia distribuída.

Após a projeção das demandas energéticas, a próxima etapa é definir os índices de inflação e demais parâmetros a serem considerados na análise.

## 2.2 Índices de Inflação

No arquivo SPARTA do ano corrente (no simulador, esse ano corresponde a 2017, como default), deve-se identificar o mês relativo ao “Período de Referência Inicial” na aba CAPA. De posse dessa informação, na aba “Índices” do mesmo arquivo, identificam-se os valores de IGP-M e IPCA correspondentes a esse mesmo mês. Então, deve-se inserir na planilha “Resumo” do simulador os valores de IPCA (Linha 7) e IGP-

M (Linha 9) até o ano corrente. Os índices dos anos futuros são determinados com base nas projeções inseridas pelo usuário nas linhas 6 para o IPCA e 8 para IGP-M.

### 2.3 Perdas

Na planilha “Resumo” do simulador, deve-se preencher as linhas 27 e 28, “Perdas TUSD” e “Perdas TE”. Tais valores são obtidos a partir dos arquivos SPARTA dos anos considerados na análise para os quais essa planilha já foi publicada.

Consultando-se a planilha “Energia” do arquivo SPARTA de determinado ano, identificam-se no quadro “Resultado” as variáveis “Perdas Regulatórias”, “Fornecimento + Suprimento” e “Perda Rede Básica sobre Mercado Cativo”. Essas variáveis, respectivamente representadas nas equações 1 e 2 por  $P_{reg}$ ,  $FS$  e  $P_{RBC}$  neste manual, são empregadas para calcular as parcelas percentuais de perda conforme segue:

- Perdas TE ( $P_{TE}$ ):

$$P_{TE} = \left( \frac{P_{RBC}}{FS} \right) \quad \text{Equação 1}$$

- Perdas TUSD ( $P_{TUSD}$ ):

$$P_{TUSD} = \left( \frac{P_{reg}}{FS} \right) - P_{TE} \quad \text{Equação 2}$$

Esses valores devem ser calculados pelo usuário de forma independente. Posteriormente, devem ser inseridos manualmente nos campos correspondentes a Perdas TE e Perdas TUSD no simulador, conforme referido anteriormente.

### 2.4 Projeção de preços de contratos de energia firmados pela empresa distribuidora



O primeiro passo na elaboração da projeção dos preços de volumes de energia contratada pela distribuidora é incluir, na aba “Contratos\_volume” do simulador, os valores de quantidade de energia contratados pela distribuidora em análise. As colunas que compõem a tabela contida em “Contratos\_volume” são:

- *Descrição* – classificação de cada fonte contratada segundo os seguintes tipos: Quota Itaipu, PROINFA, Cota Angra I / Angra II e Cota Lei n ° 12783/2013 (as fontes mencionadas até aqui constituem a chamada “Energia de Base”); Energia Nova, Energia Existente, Contratos de Disponibilidade, UHE Jirau e UHE Belo Monte (também classificados como Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR); e Contratos Bilaterais (i.e., demais usinas celebrando contratos com a distribuidora tratada).
- *Início* – mês e ano em que começa a vigência de cada contrato.
- *Fim* – mês e ano em que termina a vigência de cada contrato.
- *IPCA data contrato* – IPCA referente à data de início da vigência de cada contrato.
- *Fonte* – UHE (usina hidrelétrica); UTE (usina termelétrica); PCH (pequena central hidrelétrica); UFV (usina solar fotovoltaica); e UEE (usina eólica).
- *Tipo* – QTD – contrato de quantidade; DIS – contrato de disponibilidade.
- *Montante* – valor financeiro total negociado por contrato, em milhões de reais.
- *Energia Total* – total de Energia negociada por contrato, em MWh.
- *Energia Anual* – quantidade anual de energia contratada, em MWh.

Há dois grupos de contratos a serem considerados: os contratos padrão e os contratos de leilões. Os dados de contratos padrão podem ser consultados no arquivo SPARTA, aba “Energia”, onde se encontram todos os contratos vigentes no ano base desse arquivo. Já os contratos de leilões podem ser extraídos via “Dados dos CCEARs”, disponibilizados pela CCEE.

## Contratos padrão

SPARTA

## Contratos de leilões

CCEAR

### 2.4.1 Contratos padrão

Uma vez em posse dessas fontes de dados, deve-se, primeiramente, a partir do arquivo SPARTA, “planilha Energia”, incluir os valores de volume e preço da energia para os contratos padrão. Há dois tipos de procedimentos a serem adotados para esta etapa:

#### 1. Cota Itaipu e Proinfa:

1.1. COTA ITAIPU – os volumes de energia contratada devem ser preenchidos manualmente na planilha “Contratos\_volume”, e os custos (disponíveis na coluna intitulada “Despesa”) da energia contratada de Itaipu devem ser preenchidos também manualmente na planilha “Resumo”, linha 4 (“Tarifa Itaipu (R\$/MWh)”).

1.2. PROINFA – apenas os volumes de energia contratada devem ser preenchidos manualmente na planilha “Contratos\_volume”, em Energia Total (célula I5). O custo dessa energia é nulo, pois ela é financiada por encargos.

#### 2. Cotas Angra e Cotas Lei n° 12783/2013:

2.1. Cota Angra I/Angra II – os volumes de energia e os custos da energia contratada são calculados pelo simulador. Para tanto, deve-se inserir

manualmente, na planilha “Contratos\_volume”, os valores IPCA (célula E7), Custo (célula H7) e Energia Total (célula I7) disponíveis na tabela da planilha.

2.2. Cotas Lei n ° 12783/2013 – o volume de energia e o custo da energia contratada são calculados pelo simulador. Para isto, deve-se inserir manualmente, na planilha “Contratos\_volume”, os valores IPCA (célula E8), Custo (H8) e Energia Total (I8).

#### **2.4.2 Contratos de leilões**

Quanto aos dados de contratos advindos de leilões, deve-se acessar a Biblioteca Virtual da CCEE e aplicar os filtros de seleção “Leilão” (no campo “Assunto do documento”) e “Resultado Consolidado” (no campo “Tipo do documento”) para se obter o arquivo “Resultado Consolidado” mais recente. Tal acesso se dá através do no endereço abaixo:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&\\_afLoop=233986319782011#!%40%40%3F\\_afLoop%3D233986319782011%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26adf.ctrl-state%3D6tibsui2b\\_69](https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=233986319782011#!%40%40%3F_afLoop%3D233986319782011%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26adf.ctrl-state%3D6tibsui2b_69)

Na pasta de trabalho “DOC01 - Resultado Consolidado”, na aba “Resultado Consolidado” (note-se que o nome da aba é idêntico ao nome da pasta), selecionam-se:

- A empresa distribuidora (coluna “Razão social do comprador”);
- Apenas contratos sem pendências (coluna “Situação”);
- Anos de fim de suprimento iguais ou superiores ao ano atual (coluna “Data do Fim de Suprimento”).

Em seguida, o usuário deve montar uma tabela dinâmica com os dados de interesse a serem extraídos do arquivo “Resultado Consolidado”. Os dados (e correspondentes colunas a serem criadas na tabela dinâmica) são:



- Descrição do Leilão (dados correspondentes à coluna “Leilão (1)” da planilha “Resultado Consolidado”);
- Início da vigência do contrato;
- Fim da vigência do contrato (*as vigências dos CCEAR estão as informações da base de dados da CCEE; os demais contratos devem ser analisados um a um, para que se defina a sua vigência*);
- IPCA na data do leilão;
- Tipo de usina;
- Tipo de contrato;
- Montante financeiro negociado por contrato (não atualizado), em R\$ (o valor na base de dados está em milhões de reais; logo, deve ser multiplicado por 1.000.000, para que esse valor seja expresso em R\$);
- Energia negociada por contrato (em MWh)<sup>1</sup>;

A Figura 3 ilustra um exemplo de tabela dinâmica elaborada a partir dos dados de CCEAR, criada em uma aba da pasta de trabalho “Resultado Consolidado”.

---

<sup>1</sup> No caso de grandes hidrelétricas, os autores observaram que, nos primeiros anos de vigência de contrato, os empreendimentos podem eventualmente entregar menos energia do que a média anual prevista. Desse modo, o usuário do simulador pode descontar os montantes de energia já entregues em anos anteriores e, então, projetar a quantia média anual a ser entregue pela usina a partir da quantidade de energia restante contratada. Contudo, para fins de projeção de longo prazo, esse procedimento não é necessário e tampouco recomendado, tendo em vista que o impacto de desvios iniciais de energia anual entregue em relação à média anual inicialmente prevista é usualmente pequeno.

Leilão(1)	Data do início de Suprimento	Data do Fim de Suprimento	IPCA na data do leilão	Tipo de usina	Tipo de contrato	Soma de Montante final	Soma de Energia negociada	Soma de
01ºLEE	01/01/2005	31/12/2012	2.398,92	-	QTD	2138,054306	37180042,29	
	01/01/2006	31/12/2013	2.398,92	-	QTD	4340,121366	64457335,06	
	01/01/2007	31/12/2014	2.398,92	-	QTD	0	0	
01ºLEN	01/01/2008	31/12/2022	2.535,40	UTE	DIS	537,9187572	4080206,935	
		31/12/2037	2.535,40	UHE	QTD	123,7712991	1158679,464	
	01/01/2009	31/12/2023	2.535,40	UTE	DIS	987,6169952	7637403,075	
		31/12/2038	2.535,40	UHE	QTD	92,93931868	813525,466	
	01/01/2010	31/12/2024	2.535,40	UTE	DIS	1425,363302	11701126,04	
		31/12/2039	2.535,40	PCH	QTD	75,97165517	760096,6	
				UHE	QTD	2663,834237	23155799,68	
01ºLFA	01/01/2010	31/12/2024	2.669,38	UTE	DIS	854,8565261	6153679,661	
		31/12/2039	2.669,38	PCH	QTD	714,1814947	5290531,472	
02ºLEE	01/01/2008	31/12/2015	2.463,11	-	QTD	614,4211164	7391222,528	
02ºLEN	01/01/2009	31/12/2023	2.574,39	UTE	DIS	668,9953851	5053058,735	
		31/12/2038	2.574,39	PCH	QTD	169,5681585	1359968,68	
				UHE	QTD	1844,362472	14526938,11	
03ºLEN	01/01/2011	31/12/2025	2.594,52	UTE	DIS	419,9448288	3055473,769	
		31/12/2040	2.594,52	UHE	QTD	785,5708501	6499306,878	

Figura 3 - Visão parcial da tabela dinâmica criada para exportar dados de contratos de leilões ao simulador.

Uma vez finalizada a tabela dinâmica, deve-se proceder conforme as diretrizes do Quadro 1, que elenca os procedimentos para a transferência de dados de leilão dessa tabela ao simulador de projeção de tarifas.

**Quadro 1 – Transferência dos dados de leilão para o simulador**

- Copiar dados da tabela dinâmica criada a partir dos dados dos CCEAR – colunas A:H da tabela de dinâmica para as colunas B:I (a partir da linha 11) da planilha “Contratos\_volume” do simulador.
 

**IMPORTANTE:** Contratos nulos não são considerados, i.e., não se deve selecionar contratos com energia e/ou preço nulos. Deve-se observar a situação do contrato e não selecionar contratos revogados, rescindidos etc. Recomenda-se ao usuário que não deixe para verificar se há linhas com valores de energia ou de preço nulos após colá-los na planilha “Contratos\_volume”. A exclusão de linhas intermediárias do simulador pode ocasionar problemas em outras abas do arquivo, cujas fórmulas podem perder referências.
- Ainda com os dados copiados selecionados na planilha do simulador, preencher em branco (F5, Especial..., Em branco, =”célula de cima”, Ctrl+enter) – *comando válido para as versões 2013 e anteriores do Excel, não havendo certeza sobre sua funcionalidade para as versões mais recentes;*
- Clicar em uma célula não selecionada;
- Copiar todas as células em branco preenchidas no passo 2 e colar como valor;
- Clicar em uma célula não selecionada;
- Rodar a macro distvol(), inserida no simulador. A coluna H não pode ter valores vazios; antes de rodar a macro, verificar a ocorrência de valores vazios e caso haja, inserir o número zero, pois a macro funciona até a primeira célula vazia da coluna H.

Em seguida, preenche-se a planilha “Contratos\_preço” do simulador, na qual é calculado o preço da energia contratada,  $PE$ , de cada fonte, em R\$/MWh. Para cada contrato (exceto *Itaipu*, *Contratos de Disponibilidade*, *Energia Nova* e *Energia Existente*), a Tarifa Base ( $TB$ ), isto é, o valor de  $PE$  na coluna B da planilha “Contratos\_preço”, é calculada automaticamente no simulador conforme a Equação 3, sendo  $M_{total}$  o Montante Total Correspondente à Energia Contratada (em R\$),  $E_{total}$ , a Energia Total Contratada (em MWh). Embora o simulador já inclua a fórmula correspondente à Equação 3 nas devidas células da planilha “Contratos\_preço”, porventura pode ser necessário arrastar a fórmula para linhas abaixo ou excluir linhas restantes, caso o número de contratos listados na planilha “Contratos\_volume” seja diferente da quantidade de contratos inclusos no modelo (*template*) do simulador disponibilizado para download.

$$TB = \left( \frac{M_{total}}{E_{total}} \right) \quad \text{Equação 3}$$

Seguidamente, a atualização anual do valor de  $PE$  é realizada automaticamente no simulador conforme a Equação 4, levando-se em conta o valor do IPCA vigente na data de início da vigência de cada contrato ( $IPCA_{contrato}$ ) e o valor do IPCA em cada ano  $i$  do período de análise é o ( $IPCA_{ano,i}$ ), avaliado no mesmo mês correspondente à data de início da vigência de cada contrato.

$$PE = TB \times \left( \frac{IPCA_{ano,i}}{IPCA_{contrato}} \right) \quad \text{Equação 4}$$

Portanto, a Equação 4 também se encontra embutida na planilha “Contratos\_preço”, bastando arrastá-la para que cubra todas as linhas correspondentes àquelas presentes na planilha “Contrato\_volume”. Cabe sublinhar que os valores de  $PE$  de “energia nova” e de “energia existente” são agregados nas correspondentes linhas da planilha “Contratos\_preço”. Os valores agregados de energia nova são calculados na planilha “Resumo”, na linha “Tarifa Média Energia Nova (R\$/MWh)” (linha 17), sendo expressos pela soma das razões entre o *Montante Anual Correspondente à Energia*

*Contratada* (em R\$),  $M_{ano}$ , e a *Energia Contratada Distribuída ao Longo dos Anos* (em MWh),  $E_{ano}$ , de todos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova (LEN). O mesmo método é empregado para o cálculo de *PE* para energia existente, sendo os valores  $M_{ano}$  e  $E_{ano}$  correspondentes àqueles advindos de Leilões de Energia Existente (LEE).

Quanto à tarifa correspondente a Itaipu, vale lembrar que já ocorreu seu cálculo no momento da definição de contratos padrão (item 2.4.1). Tal quociente é calculado e reajustado pela variação do câmbio do dólar estadunidense, já que esse contrato é negociado a essa moeda.

Quando energia contratada por disponibilidade é despachada (ou seja, é de fato usada), soma-se ao preço de cada contrato de disponibilidade o Custo Variável Unitário (CVU) médio anual das usinas termelétricas. Para isto é que existe a soma dos contratos de disponibilidade na planilha “Contratos\_volume”.

Na planilha “Contratos\_preço” (linha 5), devem-se colar os valores do CVU copiados da planilha “Resumo” (linha 21 “CVU médio [R\$/MWh]”). É importante ressaltar que, para os anos futuros, a partir da premissa de que toda a energia contratada será distribuída, basta considerar um valor teórico de CVU (por exemplo, o custo do MWh de gás natural) como preço fixo em dólar estadunidense e multiplicado pela taxa de câmbio. Para os anos anteriores, o usuário deve fixar valores de acordo com suas próprias premissas. Se desejar, o usuário pode considerar os valores que já incluem o CVU médio de cada contrato no arquivo SPARTA. Todos os contratos de disponibilidade listados na planilha Energia do arquivo SPARTA podem então ser utilizado, uma vez ajustados ano a ano.

Por fim, os Contratos Bilaterais têm seus valores de *PE* calculados analogamente a como expresso pelas equações 3 e 4, sendo, contudo, calculados e reajustados com base nos índices indicados na planilha “Energia” do arquivo SPARTA. Usualmente são indexados ao IGP-M, e não do IPCA. Desse modo, os valores de Tarifa Base e Preço da Energia de Contratos Bilaterais são expressos, respectivamente, pelas equações 5 e 6.

$$TB_{bilateral} = \left( \frac{M_{total}}{E_{total}} \right) \left( \frac{IGPM_{ano}}{IGPM_{contrato}} \right) \quad \text{Equação 5}$$

$$PE_{bilateral} = TB_{bilateral} \times \left( \frac{IGPM_{ano}}{IGPM_{ano1}} \right) \quad \text{Equação 6}$$

As equações 5 e 6 já se encontram inseridas no simulador. Assim como o IPCA, os valores anuais de IGP-M e sua taxa de variação em cada ano (“Delta IGP-M”) são também organizados na planilha “Resumo” do simulador, na linha 9.

Todos os valores *PE* são reajustados conforme exposto anteriormente para cada caso até o ano final do período de análise.

### **2.4.3 Verificação do Total de Volume Energético e Preço Médio da Energia**

Uma vez consolidada a projeção de preços, deve-se verificar se os valores de volume e preço médio da energia contratada, por categoria contratual (Energia de Base, Contratos Bilaterais e CCEAR), apresentados no arquivo SPARTA de cada ano (dentro os considerados na análise e para os quais arquivos SPARTA estejam disponíveis) e calculados no simulador são coincidentes. Isso é realizado consultando-se a seção “Resumo das despesas de energia em processamento” da planilha “Energia” de cada arquivo SPARTA, de modo a se confirmar se os valores de “Montante” (em MWh) e de “Custo médio” (em R\$/MWh) correspondem àqueles calculados no simulador. Caso os valores não sejam próximos, deve-se revisar todos os valores de volume e preço dos contratos.

### **2.4.4 Ajuste de Compra de Energia Nova e Energia Existente**

Na planilha “Resumo” do simulador, deve-se atribuir zero a todos valores da linha 29 – “Sobra (+) / Exposição (-) [MWh]” –, pois o simulador considera que a contratação de energia é exata, ou seja, não se contrata mais energia que o necessário.

A macro “contratatoEN()” insere o valor de exposição na linha 18 (“Compra de Energia Nova”), para garantir que a simulação considere que a distribuidora compra toda a energia que deve distribuir ao longo do período de análise.



## 2.5 Custos de Transmissão

Os valores intitulados “TUSD Fio A” (linha 31) e “TE\_T” (TE Transmissão, linha 43) na planilha “Resumo” do simulador são obtidos a partir de informações consultadas no arquivo SPARTA, planilha “Resultado”, seção “TRANSPORTE”.

O usuário deve calcular tais valores separadamente e inseri-los na planilha. A seguir, apresentam-se os procedimentos para a definição e cálculo.

### 2.5.1 TE Transmissão

*Montante (em R\$) relativo à energia adquirida de Itaipu em cada ano.* Esse montante é calculado conforme a Equação 7, em que  $MUST_{Itaipu}$  corresponde ao valor (em R\$) intitulado “MUST Itaipu” no arquivo SPARTA, e  $Transp_{Itaipu}$  é aquele nomeado “Transporte de Itaipu” na mesma planilha.

$$TE\_T = MUST_{Itaipu} + Transp_{Itaipu} \quad \text{Equação 7}$$

### 2.5.2 TUSD Fio A

*Parcela TUSD Fio A.* Essa parcela se refere aos custos de transporte de energia da Parcela A da distribuidora (incluindo transmissão e uso de redes de distribuição de outras empresas). Deve ser calculada conforme a Equação 8, em que  $T_{TRANSPORTE}$  correspondem ao valor (em R\$) intitulado “TRANSPORTE” no arquivo SPARTA.

$$TUSDFioA = T_{TRANSPORTE} - TE\_T \quad \text{Equação 8}$$

## 2.6 Custos de Distribuição

Os custos incorridos na distribuição local de energia pela empresa concessionária são expressos através da chamada *Parcela B* da distribuidora. O valor

“TUSD Fio B” (linha 33) da planilha “Resumo” do simulador corresponde ao valor dessa parcela. Assim, para os anos anteriores à data atual, seu valor deve ser copiado do arquivo SPARTA (planilha “Resultado”, valor denominado “VPB1”).

Para os anos de reajuste tarifário, deve-se sempre reajustar o valor total da Parcela B do ano anterior por “IGPM *menos* fator X”. O simulador aqui tratado considera apenas a parcela de produtividade, *Pd* (descrita adiante), no fator X. Nos anos de revisão tarifária, a projeção da Parcela B pode ser feita de 2 formas:

1. Caso possua os dados de custos da distribuidora analisada, o usuário pode seguir as instruções do **Apêndice 1**.
2. Caso não possua, é recomendado usar uma regressão dos custos em função do número de consumidores e volume de energia distribuída. A própria fórmula do *Pd* é uma regressão deste tipo feita para o histórico de todas as distribuidoras e pode ser consultado na nota técnica número 67 da ANEEL (ANEEL, 2015).

## 2.7 Fator X

Na planilha “Resumo” do Simulador, são listadas 3 parcelas aplicáveis ao cálculo do Fator X: *Pd*, *Q* e *T*.

Para os anos anteriores e para o ano presente (desde que após a data de reajuste tarifário), todas essas componentes são obtidas através dos correspondentes arquivos SPARTA publicados.

Para os anos futuros, cujos arquivos SPARTA ainda não existem, será calculada apenas a componente de produtividade *Pd* do Fator X, parcela influenciada diretamente pela variação de consumo e número de consumidores. As demais componentes, *Q* e *T* serão consideradas nulas, pois devem ser iguais nos casos com e sem EE ou GD FV.

A componente *T* (Tornqvist) poderia sofrer impacto da inserção de EE e GD FV uma vez que esta inserção impacta nos custos operacionais. No entanto, o simulador considera que este efeito pode ser anulado com a adequada fixação pela ANEEL da meta de custos operacionais a ser alcançada pela distribuidora.

### 2.7.1.1 Componente de Produtividade (Pd)

A nota técnica número 67 da ANEEL (ANEEL, 2015) define o cálculo do fator X a ser aplicado às distribuidoras a partir do quarto ciclo de revisão tarifária. O cálculo da componente Pd para todas as concessionárias, a partir do quarto ciclo, é feito pela Equação 15. Reitera-se que esse cálculo deverá ser feito pelo usuário para os anos futuros, aqueles que ainda não foram publicados pela SPARTA.

$$Pd = A+B*(DMWh-C)-D *(DUC-E) \quad \text{Equação 9}$$

Na Equação 15, que DMWh é a variação anual média de mercado da distribuidora segundo a equação de variação de produto utilizada no cálculo do índice de Tornqvist:

$$DMWh = \sqrt[n]{1 + \left[ \ln \left( \frac{MWh_F^{AT}}{MWh_I^{AT}} \right) \cdot p_{AT} + \ln \left( \frac{MWh_F^{MT}}{MWh_I^{MT}} \right) \cdot p_{MT} + \ln \left( \frac{MWh_F^{BT}}{MWh_I^{BT}} \right) \cdot p_{BT} \right] \frac{UC_F}{UC_I}} - 1 \quad \text{Equação 10}$$

onde:

n é o número de anos do ciclo tarifário.

MWh<sub>F</sub> é o consumo do respectivo nível de tensão no final do período tarifário.

MWh<sub>I</sub> é o consumo do respectivo nível de tensão no início do período tarifário.

p é a participação do respectivo nível de tensão na receita da parcela B.

DUC é a variação média anual de unidades consumidoras no último ciclo tarifário:

$$DUC = \sqrt[n]{\frac{UC_F}{UC_I}} - 1 \quad \text{Equação 11}$$

sendo:

n é o número de anos do ciclo tarifário.

UC<sub>F</sub> é o número de unidades consumidoras no final do período tarifário.

UC<sub>I</sub> é o número de unidades consumidoras no início do período tarifário.

No simulador, para calcular a variação de mercado por nível de tensão, necessário para o cálculo de Pd, utiliza-se a planilha “Demanda” como apoio. Consultando-se a planilha “Mercado” do arquivo SPARTA, deve-se preencher as células C2:F6, C8:F11 e C15:F18, tomadas como referência.

Analisando-se as células C20:F24, deve-se preencher as células G21:AC24 que representam o crescimento de mercado por nível de tensão para cada ano da projeção.

Analogamente, analisando-se as células C25:F27, deve-se preencher as células G25:AC25, que representam o crescimento de unidades consumidoras para cada ano da projeção.

Analisando as células J17:M21, deve-se preencher as células N17:N21 que representam a participação dos setores Industrial e Comercial na média e baixa tensão.

O simulador está configurado para recalcular o valor de Pd a cada 5 anos. Assim, uma vez calculado, Pd é mantido inalterado nos 4 anos subsequentes. Então, sua fórmula deve ser inserida no ano correto da revisão tarifária da distribuidora analisada, e caso o período tarifário da distribuidora seja de 4 anos, as fórmulas devem ser ajustadas para esse ciclo. Esse ajuste deve ser feito nas linhas 11, 106, 138 e 155.

Por exemplo, na distribuidora Light, as revisões ocorrem nos anos 2023, 2028, 2033... Logo, no ano 2023 (coluna L) a parcela Pd é calculada nas linhas indicadas, e seu valor é repetido nas colunas M, N, O e P; então, a parcela Pd é calculada novamente. Se a revisão tarifária da distribuidora analisada fosse no ano 2021, bastaria copiar a célula contendo a fórmula de cálculo da parcela Pd (no exemplo da Light, poderia ser a célula L11), e colá-lo na célula J11 e nas demais células correspondentes ao ano de revisão dessa linha. As fórmulas que inseridas anteriormente devem ser então substituídas pelo valor da parcela Pd correta do respectivo período.

É importante reconhecer que a fórmula de uma linha não pode ser colada em outra linha. As fórmulas da linha 11, por exemplo, são coladas apenas na linha 11, as da linha 106, apenas na linha 106, e assim, sucessivamente.

Os parâmetros A, B C, D e E são constantes definidas por uma regressão linear que explica a variação de investimentos em função de DMWh e DUC para os dados históricos de todas as distribuidoras do Brasil. Para o quarto período tarifário, os

parâmetros aplicáveis a todas as concessionárias de distribuição estão definidos. A saber:

A = 1,53%;

B= 0,14;

C= 4,65%;

D= 0,04; e

E= 3,39%.

Para efeitos de projeção para os anos futuros, adotam-se os valores dos parâmetros de A a E disponíveis como sendo constantes para o horizonte todo de análise.

A definição da ANEEL para classe de tensão, segundo a Nota Técnica nº 0189/2012-SRD/ANEEL, parágrafo 14 (ANEEL, 2012) é: “Com a segregação do sistema de distribuição, conforme apresentado, as perdas técnicas são obtidas pela adoção de modelos específicos segundo a classificação: redes do SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão (A1, A2, A3), transformadores de potência (AT/AT e AT/MT), redes do SDMT – Sistema de Distribuição de Média Tensão (A3a e A4), transformadores de distribuição (MT/MT e MT/BT), redes do SDBT – Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (BT e AS), ramais e medidores”.

## 2.8 Encargos

Os seguintes encargos são incluídos nos cálculos da planilha “Resumo” do arquivo do simulador:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): no simulador, esse encargo é reajustado pela inflação utilizando o IPCA apenas, pois considera-se que esse gasto não deve ser acrescido de novas despesas.
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
- Compensação financeira (CFURH)
- Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER)

- PROINFA
- P&D e Eficiência Energética: no simulador, considera-se que esse encargo corresponde a 1% da receita requerida pela distribuidora no ano anterior.
- Contribuição ONS: no simulador, esse encargo é reajustado pela inflação utilizando o IPCA apenas, pois considera-se que esse gasto não deve ser acrescido de novas despesas.

Todos os valores (em R\$) acima são recuperáveis a partir do arquivo SPARTA de cada ano em que se realizou reajuste tarifário (planilha “Resultado”, seção “Encargos”, coluna “DRP”).

Os valores pagos pela distribuidora analisada na SPARTA mais recente devem ser copiados nas linhas de 47 a 53 da planilha “Resumo” para o respectivo encargo e ano. Esses valores serão a referência para sua projeção. Para a projeção dos encargos, os procedimentos são descritos a seguir.

Para auxiliar o cálculo da CDE, ESS e ERR, a planilha “Encargos” no simulador permite projetar cada parcela presente nesses encargos separadamente, e calcula, ainda, a sua variação anual.

Os métodos de reajuste dos encargos aqui considerados se encontram descritos no Apêndice 2.

## **2.9 Impostos**

A arrecadação fiscal é calculada para tributos federais (PIS/COFINS, por exemplo), estaduais (ICMS) e municipais (ISS) sobre a receita da distribuidora.

Na planilha “Resumo”, as linhas 66, 67, 103, 104, 134, 135, 151 e 152 possuem nas suas fórmulas os valores de 5,0% de tributos federais e 18,0% de impostos estaduais apenas. Pois sobre a energia elétrica distribuída incide apenas PIS/COFINS e ICMS.

Sobre o valor investido em GD FV, na planilha “Resumo”, somam-se as arrecadações fiscais 21,0% de tributos federais (célula B134), considerando o cálculo ponderado dos impostos IRPJ, CSLL II, IPI, PIS/PASEP e COFINS (verificar apêndice 3); 12,7% de impostos estaduais (célula B135), considerando apenas ICMS

considerando a isenção (subsídio) para módulos; e 5,0% de impostos municipais (célula B136), considerando apenas ISS.

Sobre o valor investido em EE, somam-se as arrecadações fiscais 4% de tributos federais considerando apenas PIS/PASEP e COFINS; 18% de impostos estaduais, considerando apenas ICMS; 3,9% de impostos municipais, considerando apenas ISS. Estes valores estão fixados nas células B88:E91 da planilha “Resumo”.

No arquivo do simulador, planilha “Impostos”, células C32:C33, considera-se os impostos federais INSS (9%) e IRPF (7,5%) sobre os empregos líquidos gerados por EE e GD FV, considerando um salário médio de R\$ 2.500,00.

Estes valores podem ser alterados de acordo com a atualização das alíquotas dos impostos ou recálculo da média ponderada caso incentivos deixem de existir ou sejam criados novos.

## **2.10 GEE**

O fator de emissão considerado foi de 0,224 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh, tanto para energia economizada via EE quanto para eletricidade gerada por GD. Destaca-se que esse é o valor correspondente ao fator de emissão das usinas térmicas a Gás Natural Liquefeito (GNL) (EPE, 2017). No simulador, na aba “Resumo”, esse valor está fixado na célula D101 para energia deslocada na Ponta, e na célula D102 para energia deslocada Fora de Ponta.

## **3 MODELO DE CONTABILIZAÇÃO DA INSERÇÃO DE GD FV**

A planilha “GD FV” supre as informações projetadas para o custo (linhas 12 a 15) e para o fator de capacidade (linha 16) do sistema FV. A projeção da inserção está fixada nas linhas 113 a 114 da planilha “Resumo” do simulador.

## **4 MODELO DE CONTABILIZAÇÃO DA INSERÇÃO DE EE**

A inserção de EE por setor (Residencial, Comercial, Industrial e Outros) está definida nas linhas 83 a 86 da planilha “Resumo” do simulador.

Na planilha “EE”, identificam-se as ações de EE (classificadas de A1 a A18) aplicáveis a cada grupo consumidor (Residencial, Comercial/Outros e Industrial). Copiam-se as colunas A (células A1 a A18), B (“Ação de EE”), C (“Classe”) e H (quantidade de energia poupada, em TWh), colando-as na aba denominada “Energia deslocada EE”.

Organizam-se as linhas de modo a agrupar as ações e seus respectivos potenciais de economia energética em blocos de acordo com cada classe de consumo.

Para cada classe de consumo, calcula-se o percentual de contribuição de cada ação na economia energética em relação a todas as ações aplicáveis à classe (“% Total EE”).

A planilha “Energia deslocada EE”, adicionam-se 24 colunas, uma correspondente a cada hora do dia, e atribui-se um peso de contribuição (0; 0,3; 0,5 ou 1) de cada ação na redução da demanda energética em cada hora. Abaixo, substitui-se os valores dos pesos de contribuição pelo cálculo do percentual efetivo de contribuição de cada ação EE em cada hora. Isso é realizado multiplicando-se “% Total EE” pela razão entre o peso de contribuição e a soma de todos os pesos de contribuição da ação (soma de todos os pesos da linha correspondente à referida ação). Ao final de cada bloco de classe de consumo, adiciona-se a linha “Total Setor”, que deve conter a soma dos percentuais efetivos de contribuição das ações de EE.

Verifica-se a curva de carga típica da distribuidora considerada, identificar o período de pico de demanda atendida (por exemplo, na CPFL Piratininga, o pico de demanda ocorre entre as 18h e as 21h) e avaliar o percentual total de contribuição das ações de EE nos períodos fora ponta (FP) e ponta (P), conforme Tabela 1 -.

Tabela 1 - Separação das contribuições de EE em ponta e fora ponta.

<b>Setor</b>	<b>FP</b>	<b>P</b>
<b>Outros</b>	86,40%	13,60%
<b>Residencial</b>	68,31%	31,69%
<b>Comercial</b>	86,06%	13,94%
<b>Industrial</b>	86,59%	13,41%

Na aba “Resumo”, seção “EE”, item “Distribuição de mercados”, colam-se os valores das contribuições FP e P no segundo bloco em que aparecem as categorias “Outros, Residencial, Comercial e Industrial”, ordem mostrada na Tabela 1 -.

À direita do título da seção “EE”, encontra-se a tabela de projeção dos volumes de energia economizada via EE, por setor, de 2020 a 2040. Para cada ano, nas duas linhas imediatamente acima dessa tabela, inserem-se, respectivamente, as distribuições dos volumes totais de energia economizados via EE nos períodos P e FP. Isso é realizado através da multiplicação, linha a linha, dos percentuais totais de contribuição das ações de EE pelos volumes de energia economizada via EE por setor. A função “somarproduto” do Excel agiliza esse cálculo.

Na aba “Resumo”, seção “Custo EE”, calculam-se o “Custo da energia Ponta [R\$/MWh]” e o “Custo da energia Fora Ponta [R\$/MWh]” para todos os anos entre 2020 e 2040. O custo na ponta corresponde à média ponderada dos custos de contratos de disponibilidade, tendo como pesos os volumes de energia contratada, somada ao CVU (Custo Variável Unitário), este tomado como o custo (em US\$/MWh) do combustível usado nas usinas termelétricas contratadas. A conversão dos valores em dólar para real é realizada de modo a acompanhar a variação do dólar ao longo do período de análise.

Na mesma seção, calcula-se, para cada custo de energia deslocada, a variação da  $T_d$  com EE conforme equação abaixo:

$$\Delta C_{ed} = \frac{\left\{ \left[ R_r - C_{EE} - (E_{eco}) \cdot (1 + p_{TUSD}) \cdot C_{ed} \cdot \left( \frac{IPCA}{IPCA_0} \right) + \Delta B_{EE} \cdot T_{FB} \right] / [E_d - E_{eco}] \right\}}{T_d - 1} \quad \text{Equação 12}$$

em que:

$\Delta C_{ed}$  é o custo da energia deslocada;

$R_r$ , a receita requerida pela distribuidora;

$C_{EE}$ , o custo total de implementação das ações de EE;

$E_{eco}$ , a energia total economizada via EE;

$p_{TUSD}$ , o percentual de perdas TUSD;

$C_{ed}$ , o custo total de deslocamento da demanda energética devido a ações de EE;

$IPCA$  e  $IPCA_0$ , os valores do IPCA no ano considerado e no ano inicial, respectivamente;

$\Delta B_{EE}$ , a variação da Parcela B mediante adoção das ações de EE;

$T_{FB}$ , o valor da tarifa TUSD Fio B;

$E_d$ , o montante de energia distribuída na área de concessão analisada; e

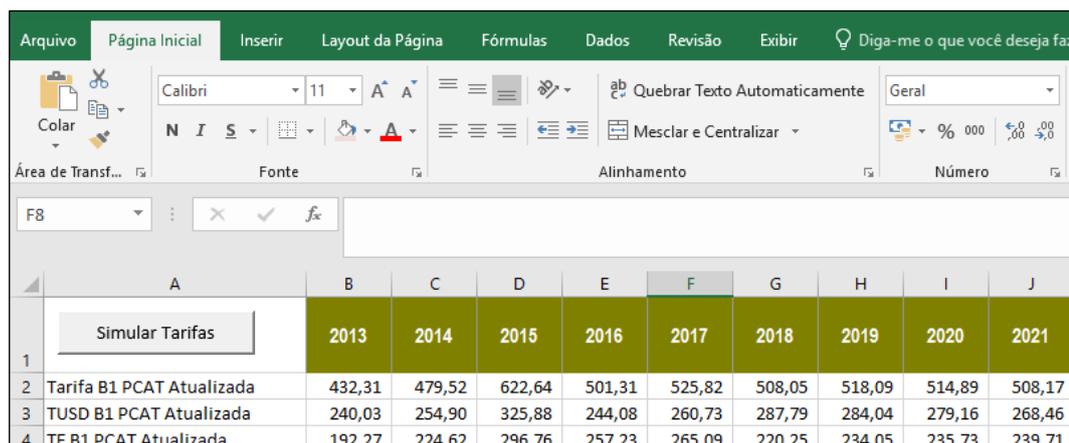
$T_d$ , a tarifa média da distribuidora.

Na mesma aba, mantendo-se os volumes de energia economizada via EE dos anos anteriores, calcula-se, para cada ano, o valor da Td com EE, em R\$/MWh, na linha intitulada “Eficiência Energética”.

## 5 CÁLCULO DAS TARIFAS PELA PCAT

A Planilha de Cálculo e Abertura das Tarifas (PCAT) é utilizada pela ANEEL para o rateio da receita requerida pela distribuidora entre as diversas classes de consumidores e modalidades tarifárias.

Para determinar a tarifa de energia dos subgrupos tarifários B1, A4 e A2 por meio do simulador, foi desenvolvido um programa em VBA (*Visual Basic for Applications*) para a inserção das informações necessárias na PCAT. Esse programa pode ser acessado pela macro “gtpcat()” ou pelo botão “Simular Tarifas”, presente na célula “A1” da planilha “PCAT” do simulador.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Simular Tarifas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2	Tarifa B1 PCAT Atualizada	432,31	479,52	622,64	501,31	525,82	508,05	518,09	514,89	508,17
3	TUSD B1 PCAT Atualizada	240,03	254,90	325,88	244,08	260,73	287,79	284,04	279,16	268,46
4	TE B1 PCAT Atualizada	192,27	224,62	296,76	257,23	265,09	220,25	234,05	235,73	239,71

Figura 4 - Botão "Simular Tarifas" na aba PCAT.

As projeções de gastos da distribuidora que compõem a receita requerida para cada ano do horizonte de análise são inseridas nos respectivos locais de CUSTOS do arquivo PCAT, por meio do programa desenvolvido em VBA.

Em seguida, as variações de consumo e de demanda são calculadas pelo programa e inseridas também na PCAT, a fim de ajustar os mercados. Esses dados são inseridos nos locais correspondentes a TUSD, MERCADO e TE MERCADO. Desse modo, as fórmulas da PCAT distribuem os custos para formar a TUSD e TE de cada subgrupo tarifário. Em seguida, o programa copia os valores de TUSD e TE para os subgrupos B1, A4 e A2.

A variação de consumo com a geração distribuída fotovoltaica se aplica apenas à baixa tensão residencial. Já a variação de consumo com a eficiência energética se aplica à baixa e à alta tensão, especificamente para os setores Residencial, Comercial, Industrial e Outros.

Para o programa em VBA funcionar, alguns ajustes no arquivo PCAT precisam ser implementados. Estes ajustes serão descritos tomando-se como exemplo a PCAT de 2017 da Light, disponível junto com o arquivo do simulador.

Na planilha "MERCADO TE", em uma coluna vazia (V) insere-se um fator multiplicador do mercado para alta (célula V2), média (célula V4) e baixa tensão (célula V13). A fórmula da coluna U deve ser multiplicada pelo fator da sua respectiva linha, em todas as linhas da tabela. Exemplo: =SOMA(I2:T2)\*V2. Os valores abaixo da célula V2 devem copiar o valor da célula V2 até a célula V3. Abaixo da V4, copiam-se os



valores da célula V4 até a célula V12, e abaixo da célula V13, copiam-se os valores da célula V13 até o final da tabela.

Na planilha “MERCADO TUSD”, em uma coluna vazia (V) insere-se um fator multiplicador do mercado para alta (célula V2), média (célula V28) e baixa tensão (célula V62).

A fórmula da coluna U deve ser multiplicada pelo fator da sua respectiva linha, em todas as linhas da tabela (Exemplo: =SOMA(I2:T2)\*V2). O valor da célula V2 é copiado da célula V2 da planilha “MERCADO TE”, e os valores das células V3 até V27 devem ser iguais ao valor da célula V2. O valor da célula V28 é copiado da célula V4 da planilha “MERCADO TE”, e os valores abaixo da V29 até V61 devem ser iguais ao valor da célula V28. O valor da célula V62 é inserido pelo programa, e os valores da célula V63 até V98 devem ser iguais ao valor da célula V62.

Na planilha “TUSD BE”, há referências circulares. Para eliminá-las, é necessário abrir a planilha “TR TUSD” do arquivo da PCAT, deve-se colocar os valores iguais a 0 (zero) da coluna AJ.

Caso as referências circulares tenham sido eliminadas, colocar o valor da coluna AN igual ao valor da respectiva linha da coluna AM.

Caso as referências circulares persistam, na planilha “TUSD BE” alterar a fórmula da coluna T, excluindo da soma a coluna N. Exemplo: =SOMA(\$O5:\$S5;L5:M5). A coluna N terá o valor de 1% do valor da coluna AM. Na coluna AN, deve-se somar o valor da coluna AM com o valor da coluna N.

## 5.1 Ajuste na macro da PCAT

Para editar as macros da planilha, primeiramente deve-se abrir o editor do *Microsoft Visual Basic For Applications* (deve-se, para isso, ter habilitado a guia “Desenvolvedor” da pasta de trabalho). Para tanto, pode-se utilizar o comando “Alt+F11”. Na pasta “Módulos”, deve-se então abrir o módulo “MacroTarifaPCAT” (duplo clique).

Os seguintes parâmetros devem ser ajustados:

mteA = 2: refere-se à linha em que a macro insere o valor de crescimento de mercado da alta tensão na planilha “MERCADO TE”. Neste exemplo, é a célula “V2”; logo, o valor é 2.

mteM = 4: refere-se à linha em que a macro insere o valor de crescimento de mercado da média tensão na planilha “MERCADO TE”. Neste exemplo, é a célula “V4”; logo, o valor é 4.

mteB = 13: refere-se à linha em que a macro insere o valor de crescimento de mercado da baixa tensão na planilha “MERCADO TE”. Neste exemplo, é a célula “V13”; logo, o valor é 13.

mtusdB = 62: refere-se a linha em que a macro insere o valor de crescimento de mercado da baixa tensão na planilha “MERCADO TUSD”. Neste exemplo, é a célula “V62”; logo, o valor é 62.

ter = 23: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TE B1 na planilha “TE BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA23”, pois se trata da tarifa TE do grupo Residencial convencional; logo, o valor é 23.

tusdr = 75: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD B1 na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AN75”, pois se trata da tarifa TE do grupo Residencial convencional; logo, o valor é 75.

teA4p = 10: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TE A4 ponta na planilha “TE BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA10”, pois se trata da tarifa TE ponta do grupo A4 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 10.

teA4fp = 11: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TE A4 fora de ponta na planilha “TE BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA11”, pois se trata da tarifa TE fora de ponta do A4 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 11.

tusdA4p = 39: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A4 ponta na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA39”, pois se trata da tarifa TUSD ponta do A4 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 39.

tusdA4fp = 40: refere-se à linha em que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A4 fora de ponta na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA40”, pois se trata da tarifa TUSD fora de ponta do A4 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 40.

tusdA4c = 41: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A4 energia na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA41”, pois se trata da tarifa TUSD consumo do A4 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 41.

teA2p = 5: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TE A2 ponta na planilha “TE BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA5”, pois se trata da tarifa TE ponta do A2 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 5.

teA2fp = 6: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TE A2 fora de ponta na planilha “TE BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA6”, pois se trata da tarifa TE fora de ponta do A2 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 6.

tusdA2p = 5: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A2 ponta na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA5”, pois se trata da tarifa TUSD ponta do A2 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 5.

tusdA2fp = 6: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A2 fora de ponta na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA6”, pois se trata da tarifa TUSD fora de ponta do A2 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 6.

tusdA2c = 7: refere-se à linha que a macro deve colar o valor da tarifa TUSD A2 energia na planilha “TUSD BE” da PCAT. Neste exemplo, é a célula “AA7”, pois se trata da tarifa TUSD consumo do A2 Horo-sazonal Azul; logo, o valor é 7.

## 6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A planilha “Resultados” sumariza a matriz dos resultados dos indicadores para cada caso: i) com EE; ii) com GD FV na baixa tensão; e iii) com EE e GD FV na baixa tensão.

A planilha “Gráficos” apresenta os gráficos que permitem analisar a evolução dos indicadores ao longo do período de análise.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**Brasil, 2004.
- \_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007**Brasil, 2007.
- \_\_\_\_. **Nota Técnica nº 0189/2012 - SRD/ANEEL**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/documento/perdas\\_tecnicas\\_celpe\\_\\_\\_2013.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/documento/perdas_tecnicas_celpe___2013.pdf)>.
- \_\_\_\_. **Nota Técnica nº 67/2015-SRM/SGT/SRD/ANEEL - METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FATOR X**Brasil, 2015.
- \_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016**Brasil, 2016.
- \_\_\_\_. **Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição - ANEEL**.
- \_\_\_\_. **Relatórios**.
- BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica e dá outras providências.26 De Abril De 2002**, 2002.
- BRASIL. **Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002**, 2002.
- BRASIL. **DECRETO Nº 5.025**Brasil, 2004.
- CCEE. **Biblioteca Virtual**.
- EPE. **Calculadora 2050**.

## APÊNDICE 1 - MÉTODO DE PROJEÇÃO DA PARCELA B (CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO) PROPOSTO

A Parcela B é calculada conforme as equações dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, da ANEEL, com algumas simplificações que não comprometem os resultados. Ao longo do horizonte de análise ocorrerão revisões e reajustes tarifários. Portanto, são consideradas duas equações.

Para a revisão tarifária, aplica-se a seguinte equação:

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - Pm - MIQ) - OR$$

Sendo:

*VPB*: Parcela B na revisão tarifária

*CAOM*: Custo de Administração, Operação e Manutenção

*CAA*: Custo Anual dos Ativos

- Remuneração do Capital (RC)
- Quota de Reintegração Regulatória (QRR)
- Custo Anual das Instalações móveis e imóveis (CAIMI)

*Pm* : Componente de produtividade do Fator X

*MIQ*: Componente de Qualidade do Fator X

*OR*: Outras Receitas

Para o reajuste tarifário, a equação é dada por:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - \text{"Fator X"})$$

Onde:

*VPB<sub>1</sub>*: Valor final da Parcela B

*VPB<sub>0</sub>*: Valor inicial da Parcela B

- $VPB_0 = RA_0 - VPA_0$
- *RA<sub>0</sub>*: Receita anual inicial
- *VPA<sub>0</sub>*: Valor da Parcela A
- IGPM*: Índice Geral de Preços - Mercado
- Fator X*: Índice fixado pela Aneel

### 6.1.1 Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Para o CAOM, considera-se o custo de 2017 reajustado, na revisão tarifária, pelo IPCA. E no reajuste tarifário, pelo IGP-M.

### 6.1.2 Custo Anual dos Ativos (CAA)

Nesta seção, apresentam-se pontos favoráveis e contrários à inserção de GD FV e EE, e que afetam os investimentos da parcela B.

A infraestrutura da rede de distribuição (formada por subestações/transformadores de potência, alimentadores de circuitos primários, transformadores de distribuição, circuitos secundários, ramais de serviço, medidores, equipamentos de controle e proteção) é dimensionada para atender, com alguma folga, às demandas máximas de energia elétrica dos seus consumidores.

#### 6.1.2.1 Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

A Quota de Reintegração Regulatória, no ano  $i$ , é calculada pela seguinte equação:

$$QRR = BRB_i \cdot TDM + \sum_1^i DNI_i$$

Onde:

$BRB_i$ : Base de Remuneração Bruta, no ano  $i$

$TDM$ : Taxa de Depreciação Média

$DNI_i$ : Depreciação dos Novos Investimentos, no ano  $i$

Para o estudo, assume-se a Base de Remuneração Bruta da última revisão tarifária ( $BRB_0$ ) e sua Taxa de Depreciação Média ( $TDM$ ). Considera-se a distribuição do valor dos bens, ao longo do horizonte de análise, que estarão totalmente depreciados naquele ano  $i$  ( $BTD_i$ ). Logo, a BRB no ano  $i$ , é calculada por:

$$BRB_i = BRB_{i-1} - BTD_i$$

A Depreciação dos Novos Investimentos, no ano  $i$ , é a somatória do produto dos investimentos, naquele ano  $i$ , pelo seu valor contábil. A somatória é considerada apenas no processo de revisão tarifária.

### 6.1.3 Remuneração do Capital (RC)

A remuneração do capital é determinada pelo produto da Base de Remuneração Líquida (BRL) e do WACC real, sem a incidência dos impostos da distribuidora. Utiliza-se a BRL da última revisão tarifária da distribuidora, como uma referência fixa ( $BRL_0$ ) e os Novos Investimentos no ano  $i$  ( $NI_i$ ). A BRL do ano  $i$  é dada por:

$$BRL_i = BRL_{i-1} + NI_i - BRL_0 \cdot TDM - \sum_1^i DNI_i$$

Onde:

$BRL_i$ : Base de Remuneração Líquida, no ano  $i$

$NI_i$ : Novos Investimentos, no ano  $i$

$TDM$ : Taxa de Depreciação Média

$DNI_i$ : Depreciação dos Novos Investimentos, no ano  $i$

O cálculo da BRL é feito apenas na revisão tarifária. Por isso, nos demais anos, esse valor é apenas corrigido dentro do reajuste da parcela B.

### 6.1.4 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

Neste estudo, o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) é calculado com remuneração de 50% do valor do WACC, aplicado sobre a Base de Anuidade Regulatória (BAR) (ANEEL, 2015c).

A BAR é composta por aluguéis, veículos e sistemas que não são considerados na Base de Remuneração Líquida (BRL). Desse modo, a BAR, do ano  $i$ , é dada por:

$$BAR_i = BAR_{i-1} + NI_i - \sum_{i-6}^i DNI_i$$

Este cálculo também é feito apenas na revisão tarifária. E para os demais anos, o valor da BAR é apenas corrigido dentro do reajuste da parcela B.

## **APÊNDICE 2 – CÁLCULOS DOS ENCARGOS CONSIDERADOS NO SIMULADOR**

### ***Conta de Desenvolvimento Energético – CDE***

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada pela Lei nº. 10.438/2002 (Brasil, 2002) a fim de custear: a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; os descontos nas tarifas concedidos às classes rural e residencial de baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE); e garantir a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. Hoje, esse encargo soma ainda as despesas com: Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), o custo com combustível subsidiado para regiões não conectadas ao SIN; Indenizações do SEB; Despesas com o MME; Reserva Global de Reversão – RGR; e RTE, que compreende o reembolso de despesas com Revisões Tarifárias Extraordinárias.

Do total de despesas acima citadas, abatem-se as receitas federais com o SEB, como multas e reservas. O restante é rateado entre os consumidores do SIN através de quotas calculadas pela ANEEL, e para cada distribuidora. Em 2017, a ANEEL definiu essa conta em 14,1 bilhões de reais. Subtraído de outras receitas, esse encargo ficou em R\$ 8,65 bilhões a ser rateado entre os consumidores.

No simulador aqui tratado, uma vez projetado o valor total esperado para esse encargo, calcula-se sua variação anual ao longo do horizonte de análise e aplica-se esta variação ao valor pago pela distribuidora analisada na SPARTA mais recente.

As principais premissas utilizadas para projeção desse encargo são:

1. Indenizações de transmissão de R\$ 60 bi em 8 anos a partir de julho/2017, ou seja, R\$ 3,75 bi em 2017, R\$ 7,5 bi até 2024 e R\$ 3,75 bi em 2025.
2. Adicionam-se encargos à CCC a partir de 2020, 1/15 progressivamente, ou seja, aumento de 3% ao ano para CCC, estimado em R\$ 7 bi.
3. A partir de 2017, o consumidor beneficiado pela TSEE ficou isento do pagamento da CDE. Essa despesa com a TSEE é estimada em R\$ 2 bi a mais na CDE, um aumento de 2,3% em relação à CDE de 2016.

4. A parcela de descontos da CDE, para garantir competitividade de fontes incentivadas, deve ser igual ao valor de 2017 reajustado pela inflação, pois, segundo a resolução normativa nº77/2004, alterada pelas resoluções 271/2007 e 745/2016 (ANEEL, 2004, 2007, 2016), os descontos valem para empreendimentos com início até 2017.
5. A TSEE deve ser igual ao valor de 2017 sem reajuste, pois espera-se que as unidades de consumo em condição de baixa renda deixem de participar desse enquadramento com o desenvolvimento do país.
6. Término da regionalização entre S/SE-CO e N/NE: a partir de 2030, não haverá mais distinção entre submercados. A parcela da CDE para distribuidoras do S, CO e SE ficará menor, e para NE e N, maior.

#### ***Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA***

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado pela Lei nº 10.438/2002 (BRASIL, 2002) e teve início em 2004, com o Decreto nº 5.025, de 2004 (Brasil, 2004). A energia produzida nesse programa tem garantia de contratação, pela Eletrobrás, por 20 anos. Anualmente, é feito um planejamento pela Eletrobrás visando ao cálculo das cotas do PROINFA, que serão atribuídas a cada distribuidora com base em seus respectivos mercados. O programa é pago por todos os consumidores finais do SIN (livres e cativos), exceto por aqueles que estão enquadrados na TSEE. Sua vigência é prevista pela lei até 2029. No entanto, considera-se, no simulador aqui tratado, o valor pago pela distribuidora no último ano reajustado pelo IPCA ao longo de todo horizonte de análise.

#### ***Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS***

No simulador, esses encargos são reajustados pela inflação utilizando o IPCA apenas, pois considera-se que esse gasto não deve ser acrescido de novas despesas.



### ***6.1.5 Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética***

No simulador, considera-se que esse encargo corresponde a 1% da receita requerida pela distribuidora no ano anterior.

### APÊNDICE 3 – CÁLCULOS DOS IMPOSTOS CONSIDERADOS NO SIMULADOR

Descrição	Valor	Alíquota
<b>Receita Bruta</b>	R\$1.922.000,00	100%
<b>Lucro Presumido Total</b>	R\$615.040,00	32%
<i>Lucro Presumido - Mercadorias</i>	R\$99.944,00	8%
<i>Lucro Presumido - Serviços</i>	R\$215.264,00	32%
Receita dos Módulos	R\$807.240,00	42,0%
Receita dos Inversores	R\$442.060,00	23%
Receita do Projeto e Instalação	R\$326.740,00	
Receita de Outros	R\$345.960,00	
<b>Tributos Federais</b>		<b>21%</b>
<b>IRPJ Total</b>	R\$92.256,00	15,00%
<i>IRPJ - Mercadorias</i>	R\$14.991,60	15,00%
<i>IRPJ- Serviços</i>	R\$32.289,60	15,00%
<b>CSLL</b>	R\$55.353,60	9,00%
<b>II</b>	R\$0,00	
Módulo	R\$0,00	0,00%
Inversor	R\$0,00	0,00%
<b>IPI</b>	R\$66.309,00	
Módulo	R\$0,00	0,00%
Inversor	R\$66.309,00	15,00%
Outros	R\$0,00	0,00%
<b>PIS/PASEP</b>	R\$12.574,74	0,65%
Módulo		0,00%
Inversor		0,00%
<b>Cofins</b>	R\$59.443,30	3,00%
Módulo		0,00%
Inversor		0,00%
<b>Tributos Estaduais</b>		<b>12,73%</b>
ICMS	R\$1.114.760,00	100%
ICMS a Recolher	R\$244.703,41	18,00%
<b>Tributos Municipais</b>		<b>5,00%</b>
ISS	R\$96.100,00	5,00%