

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
ESPECIALIZAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

LUIZ FELIPE ROCHA GARCIA

**MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE FATURAMENTO DE CONSUMIDORES
CATIVOS NO SUBGRUPO A COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

CURITIBA
2021

LUIZ FELIPE ROCHA GARCIA

**MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE FATURAMENTO DE CONSUMIDORES
CATIVOS NO SUBGRUPO A COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão do Curso de
Especialização em Eficiência Energética e
Geração Distribuída, Setor de
Tecnologia da Universidade Federal
do Paraná.
Orientador: Prf. Phd. André Augusto
Mariano

CURITIBA
2021



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA - 40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de LUIZ FELIPE ROCHA GARCIA intitulada: MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE FATURAMENTO DE CONSUMIDORES CATIVOS NO SUBGRUPO A COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 10 de fevereiro de 2022.

Prof. André A. Mariano, Ph.D.
Depo. Engenharia Elétrica - UFPR
Mat.: 202395 / 1847807

André Augusto Mariano
Presidente da Banca Examinadora

Clodomiro Unsihuay-Vila
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

RESUMO

Um novo modelo de negócio de geração de energia surgiu nos últimos anos e vem tomando protagonismo no setor elétrico, a geração distribuída. Com a possibilidade de gerar sua própria energia e ainda ser compensado pelos excedentes, os investidores buscam cada vez mais os ativos de geração de energia como forma de redução de custos. Com esse segmento em ascensão, um modelo de gestão destes ativos se faz necessário. Neste trabalho desenvolveu-se uma metodologia para cálculo dos elementos faturáveis da fatura de energia de uma unidade consumidora com geração própria. Foi possível emular com precisão os valores das faturas reais e com isso realizar simulações confiáveis de diferentes cenários cujas análises permitiram novos entendimentos sobre as relações causais das energias geradas e consumidas sobre os valores apresentados nas faturas. Estes novos *insights* colaboram com a gestão energética da organização que utilizar o algoritmo e também com o aprendizado sobre a estrutura tarifária elétrica brasileira.

Palavras-chave: geração distribuída; fatura de energia elétrica; estrutura tarifária.

ABSTRACT

A new energy generation business model has emerged over the last few years and has gained protagonism in the electric sector, distributed generation. With the possibility of generating their own energy and being compensated for surpluses, investors are more and more seeking these new energy generation assets as a way of cost reduction. With this segment on the rise, a management model for these assets is necessary. On this paper was developed a new methodology to calculate the billables of an electric bill of a consumer unity with distributed generation. It was possible to emulate with precision the values of the real bills and with them create reliable simulations of different scenarios whose analysis allowed new understandings about the cause relations between produced and consumed energies and the values shown on the bills. These new insights go along with energy management of the organization that uses the algorithm and with the learning of the Brazilian electric billing structure.

Keywords: distributed generation; electric bill; bill structure.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, pais Tânia Marli Rocha Garcia e Mauro Luiz Rocha Garcia, irmão Mauro Victor Rocha Garcia e a todos que me acolheram e me apoiaram durante esta empreitada em minha carreira. Muito estudantes se formam e não tem a possibilidade de voltar a estudar por falta de oportunidades e apoio o que representa um grande volume de conhecimentos e aprendizados de suas carreiras que acabam não sendo compartilhados ou desenvolvidos. Aos que me incentivaram, meus sinceros agradecimentos.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná por tomarem a iniciativa de tornar o projeto desta especialização uma realidade e por terem me concedido esta oportunidade. A jornada não teria sido a mesma sem as vossas experiências e ímpeto de manter os alunos engajados e comprometidos com o curso.

Ao meu orientador Prof. PhD. André Augusto Mariano, pelas valiosas orientações durante a elaboração deste documento, impedindo o desvio de foco que por vezes ocorre e permitindo que o estudo pudesse se tornar real. Também ao Prof. Dr. Rogers Demonti, também pelas orientações e pelo comprometimento em ajudar os alunos na produção científica.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS	13
2.1 Objetivo geral.....	13
2.2 Objetivos específicos.....	13
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
3.1 Tensão elétrica	14
3.2 Potência elétrica	15
3.3 Demanda	15
3.1.1 Demanda contratada	15
3.1.2 Demanda faturável.....	16
3.1.3 Demanda medida	16
3.3 Sistema Interligado Nacional	16
3.4 Distribuidora de energia	18
3.5 Comercialização de Energia	19
3.5.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	19
3.5.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR).....	19
3.5.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	19
3.6 Geração Distribuída	19
3.6.1 Histórico da Regulamentação do Segmento	19
3.6.2 Balanço Energético	20
3.6.2 Fator de simultaneidade	20
3.6.3 Sistema de compensação.....	21
3.6 Tarifas	22
3.6.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	23
3.6.2 Tarifa de energia (TE)	23
3.6.3 Tarifa de disponibilidade	24
3.6.4 Impostos	24
3.7 Grupos de Faturamento	24
3.8 Modalidades tarifárias	25
4 METODOLOGIA	26
5 DESENVOLVIMENTO	28
5.1 Base de dados	28
5.1.1 Caso base	28

5.1.2 Casos de validação.....	30
5.2 Definição de variáveis e parâmetros.....	32
5.3 Formulação matemática e algoritmos	38
5.3.1 Balanço energético	38
5.3.2 Sistema de compensação.....	41
5.3.3 Compensação fora ponta-ponta	43
5.3.4 Demanda	45
5.3.5 Faturamento.....	46
5.3.6 Principal	58
5.3.7 Variáveis de entrada.....	59
5.3.8 Variáveis de saída.....	60
5.3.9 Variáveis internas.....	61
5.4 Validação.....	62
6 RESULTADOS E ANÁLISES.....	66
6.1 Valor mínimo.....	66
6.2 Simultaneidade e custo evitado.....	67
6.3 Energia reativa excedente	68
6.4 Créditos de ICMS.....	69
6.5 Composição da fatura.....	69
7 CONCLUSÃO.....	70
REFERÊNCIAS.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Variáveis de entrada.....	59
Tabela 2 - Variáveis de saída	61
Tabela 3 - Variáveis internas	61
Tabela 4 - Balanço energético das faturas A, B e C.....	62
Tabela 5 - Valores aplicados às variáveis de entrada do algoritmo para as faturas A, B e C.....	63
Tabela 6 - Valores obtidos das variáveis de saída do algoritmo para as faturas A, B e C.....	65
Tabela 7 - Erro percentual absoluto entre o valor calculado e o real	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Níveis de tensão do SEP brasileiro	14
Figura 2 - Demanda	16
Figura 3 Sistema Interligado Nacional	17
Figura 4 - Mapa de distribuidoras do Brasil	18
Figura 5 - Balanço energético.....	20
Figura 6 - Fator de simultaneidade	21
Figura 7 - Sistema de compensação	22
Figura 8 - Compensação em postos tarifários diferentes	22
Figura 9 - Composição da TUSD.....	23
Figura 10 - Composição da TE	24
Figura 11 - Metodologia de desenvolvimento do modelo	26
Figura 12 - Diagrama de blocos ACL.....	27
Figura 13 - Diagrama de blocos ACR	27
Figura 14 - Fatura A out/2021.....	29
Figura 15 - Fatura B set/2021	30
Figura 16 - Fatura C ago/2021.....	31
Figura 17 - Algoritmo do balanço energético da UC.....	41
Figura 18 - Algoritmo do sistema de compensação.....	43
Figura 19 - Algoritmo da compensação fora ponta-ponta	45
Figura 20 - Algoritmo da demanda	46
Figura 21 - Cálculo dos tributos incidentes na tarifa.....	47
Figura 22 - Algoritmo do faturamento	54
Figura 23 - Tarifas aplicadas pela COPEL em 16/01/2022	55
Figura 24 - Algoritmo dos impostos	57
Figura 25 - Algoritmo principal	58
Figura 26 - Valor final em função da energia gerada fora ponta	67
Figura 27 - Receita em função da simultaneidade	68
Figura 28 - Reativo excedente em função da simultaneidade.....	68
Figura 29 - Custo ICMS em função da energia gerada	69
Figura 30 - Composição da fatura sem e com compensação máxima respectivamente	70

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico é um dos principais pilares do planejamento de infraestrutura de qualquer organização. Seja um país, estado, cidade, indústria ou até mesmo uma residência, o investimento em energia elétrica afeta diretamente o desenvolvimento daquela organização. Ao ver o exemplo de uma pequena indústria, a sua capacidade instalada de consumo de eletricidade está diretamente ligada com sua capacidade produtiva. Por outro lado, uma residência com baixa disponibilidade de energia elétrica não atende às necessidades básicas dos seus moradores e o mesmo se aplica nas esferas nacional e global.

É necessário investimento contínuo em melhorias e ampliações para atender às demandas crescentes. Contudo, esses investimentos devem ser criteriosamente planejados, deixando claro para o investidor quais são as possíveis alternativas e como compará-las. Cada cenário deve ser descrito em números de modo a se determinar os fluxos de caixa daquele investimento e assim realizar a sua análise financeira. Conforme realizado por [1], análises financeiras de diferentes cenários produzem informações relevantes na tomada de decisões para investimentos em energia.

Atualmente, os investimentos que têm ganhado maior notoriedade são os que envolvem geração distribuída e fontes renováveis. A possibilidade de se gerar energia mais próxima dos centros consumidores é extremamente atrativa do ponto de vista estratégico do planejamento do sistema elétrico pois evita uma série de investimentos em geração centralizada e transmissão. Além disso, a busca por fontes renováveis e de preferência não poluentes é crescente devido à conscientização do mercado consumidor de energia.

O marco regulatório da Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL permitiu que os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) de energia elétrica pudessem produzir a própria energia e ainda acumular os excedentes para utilização futura [2]. Isso permitiu que diversos consumidores, sejam eles grandes ou pequenos, pudessem instalar seus próprios geradores de energia junto à suas cargas, o que impactou diretamente nos custos energéticos das suas operações.

Contudo, desde 1997 a Lei 9.427/97 prevê a modalidade autoprodução de energia com comercialização de excedente. O consumidor do Ambiente de Contratação Livre (ACL) pode produzir sua própria energia e ainda comercializar o seu excedente [3]. Dentro do mercado de Geração Distribuída (GD) há ainda uma gama de clientes que compram sua energia no mercado cativo e que podem se beneficiar da migração para o ACL com autoprodução. Porém, como demonstrar esse benefício a esse cliente consumidor? Ou ainda, implementada essa solução, como gerir todos os fluxos de caixa

de cada um dos envolvidos? Como determinar a fonte mais adequada para cada tipo de carga/operação?

Desta forma, visando contribuir para a tomada de decisões no gerenciamento energético das organizações e incentivar os investimentos em geração distribuída de fontes renováveis, este trabalho propõe uma modelagem que forneça dados numéricos da estrutura tarifária de uma unidade consumidora com geração de energia junto à carga.

Serão apresentadas as regras que determinam as distribuições dos recursos

produzidos pela atividade de autoprodução de energia elétrica junto à carga e quem são as organizações e entidades envolvidas (*stakeholders*) do processo e como se organizam os fluxos de caixa entre si. Com essas informações, baseando-se em um caso real de um autoprodutor de energia elétrica junto à carga, será modelado matematicamente os valores observados nas faturas de energia deste cliente.

Devido à complexidade e volume de cálculos envolvidos, essa modelagem será realizada também computacionalmente em um ambiente de programação com a linguagem Python 3. Tendo um modelo computacional, um segundo caso será aplicado ao modelo para verificar o seu funcionamento e com isso validar o algoritmo.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é obter um modelo matemático e computacional da estrutura tarifária de uma unidade consumidora no ACR, do subgrupo A4 e com geração distribuída.

2.2 Objetivos específicos

De maneira mais específica, os objetivos desta pesquisa serão os seguintes:

- Determinar as leis e regras vigentes do caso proposto, geração junto à carga com comercialização de excedente;
- Determinar todas as entidades e organizações envolvidas (*stakeholders*). Ex.: gerador, distribuidora, comercializadora etc.;
- Escolher um caso base real para embasar a modelagem matemática e um caso real diferente do caso base para validação do modelo;
- Desenvolver o modelo matemático do faturamento de cada um dos envolvidos no caso base;
- Implementar computacionalmente o modelo matemático desta estrutura tarifária;
- Validar o modelo computacional com o caso de validação;

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Conforme os objetivos citados no capítulo anterior, a natureza deste trabalho é de cunho financeiro, comercial e legislativo. Desta forma, não convém definir as grandezas elétricas do ponto de vista científico. Serão definidas do ponto de vista aplicado à realidade brasileira, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e suas implicações no mercado brasileiro de energia elétrica.

3.1 Tensão elétrica

O sistema elétrico brasileiro (SEB) é composto por diversos tipos de geradores de variadas fontes, linhas de transmissão de variadas distâncias e capacidades de transmissão, além de uma carga também diversificada. Devido à essa grande diversidade de elementos interconectados em um mesmo sistema elétrico, vários níveis de tensão são utilizados para diferentes aplicações.

De acordo com o curso “Fundamentos do Setor Elétrico” disponibilizado pela ANEEL [4], a geração de energia usualmente ocorre em níveis baixos e médios até 25kV, transmissão em níveis altos de 138kV a 500 kV, distribuição de 13kV a 138 kV, e utilização até 1 kV, conforme a Figura 1. Logo, a tensão elétrica delimita as quatro instâncias do SEP: geração, transmissão, distribuição e utilização.

Existem ainda consumidores atendidos diretamente em tensões de distribuição devido ao seu elevado nível de solicitação de potência da rede elétrica. A tensão de atendimento é um dos determinantes para o tipo de cobrança que será efetuada àquele consumidor conforme será apresentado no tópico 3.8.

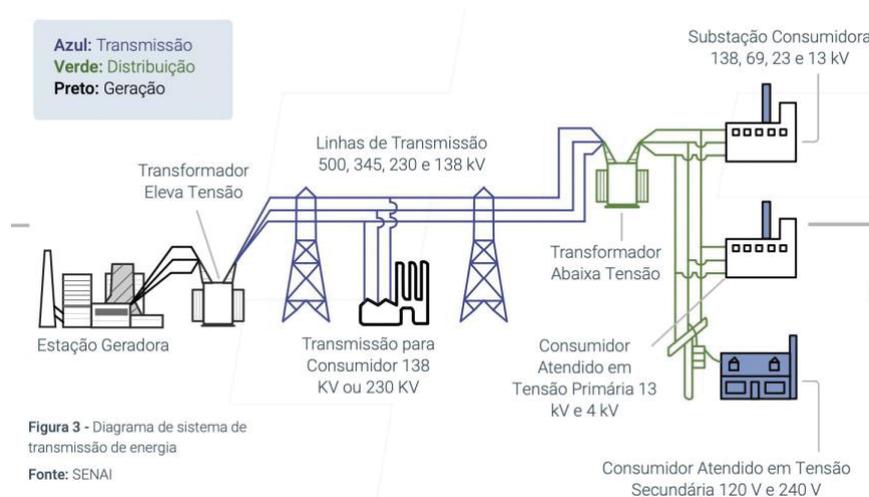


Figura 1 - Níveis de tensão do SEP brasileiro

Fonte: [4]

3.2 Potência elétrica

O espectro de tensões do sistema elétrico existe devido às também variadas potências elétricas que fluem por ele. Cada elemento, seja gerador, carga ou transmissor possui um nível de potência atrelado e proporcional ao nível de tensão ao qual este elemento está conectado.

De acordo com o [5], a definição de potência elétrica é:

“É a quantidade de energia elétrica que cada equipamento elétrico pode consumir, por unidade de tempo, expressa em Watt (W) e seus múltiplos.”

Evidentemente que o conceito não se aplica apenas à equipamentos consumidores, cargas, mas também a geradores e transmissores. A exemplo dos geradores, sua potência determina sua classificação como microgerador, minigerador ou central geradora, todos conectados em níveis de tensão determinados e proporcionais à suas potências instaladas [2]

3.3 Demanda

O termo demanda, tratado dentro do âmbito do setor elétrico, refere-se necessariamente à um valor de potência elétrica, expressa em watts (W) ou volt-ampère-reativo (VAr). Efetivamente, demanda é uma solicitação de potência da rede elétrica, ou seja, algo a ser fornecido. Nos termos da REN ANEEL 414 [6]:

“demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reativo (kvar), respectivamente;”

A mesma resolução normativa define três tipos de demanda: demanda contratada, demanda faturável e demanda medida.

3.1.1 Demanda contratada

De acordo com [6]:

“demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);”

Em outros termos, a demanda contratada pode ser interpretada como a espessura do canal por onde a energia elétrica irá fluir da rede elétrica para o consumidor. Espessura esta que deve ser garantida pelo fornecedor ao consumidor em qualquer instante. Ou seja, dada a capacidade de fornecimento de potência de um determinado ramal da rede elétrica, uma parcela desta capacidade, a demanda contratada, deve ser garantida ao consumidor que a contratou, durante a vigência do contrato.

De acordo com a REN ANEEL 714 [7] os contratos de demanda têm vigência de 12

meses, com renovação automática por igual período caso o consumidor não se manifeste em contrário com antecedência mínima de 180 dias. Os períodos de contratação de demanda são necessários para que o fornecedor da energia elétrica tenha previsibilidade no planejamento de utilização e expansão de suas redes.

3.1.2 Demanda faturável

Ainda nas definições da REN ANEEL 414 [6]:

“demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW);”

Entre a demanda contratada pelo consumidor e a demanda efetivamente utilizada, existe a demanda faturável que é a que será utilizada para cálculo da remuneração do fornecedor da energia elétrica. Esta definição é necessária pois o consumidor pode solicitar uma potência maior ou menor do que a contratada. Seu valor é igual à demanda máxima, sendo a parcela ultrapassada faturada de forma diferente da parcela não ultrapassada. O mesmo se aplica no caso de subutilização, a parcela não utilizada é faturada de forma diferenciada da utilizada. Dessa forma, o faturamento por parte do fornecedor da energia se dará conforme o acordado na contratação para os casos de ultrapassagem ou subutilização.

Definido o período de integralização e amostragem de 15 minutos, a demanda considerada como medida será a maior registrada dentro de um mesmo período de faturamento. Efetivamente não faz diferença se durante a maior parte do período de faturamento o consumidor solicitou apenas 10% da demanda contratada. Se em um instante deste período foi solicitado 110% do contratado, a demanda medida considerada será de 110% do contratado conforme pode-se observar na Figura 2.

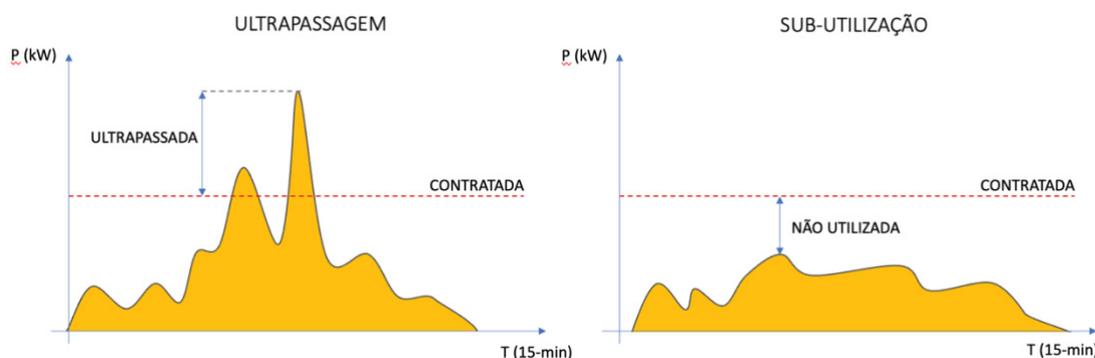


Figura 2 - Demanda

3.3 Sistema Interligado Nacional

O Brasil é um país com território de dimensões continentais. Seu potencial energético é amplo e variado com fontes hidroelétricas, termoeletricas, eólicas, entre outras. Contudo, estas fontes estão espalhadas pelo território nacional e muitas delas em locais remotos. Mais ainda, as usinas com maior potencial de geração, usualmente as hidroelétricas, estão longe dos centros consumidores. Devido à essa diversidade e desbalanço geográfico entre potencial de geração e centros de carga, ao longo da história do setor elétrico brasileiro se desenvolveu o Sistema Interligado Nacional (SIN).

A definição do Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão responsável por operar e controlar as instalações de geração e transmissão, o SIN é o um sistema de produção

e transmissão de energia elétrica hidro-termo-eólico de grande porte, sendo majoritariamente hidroelétrico de diversos proprietários. É subdividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a região Norte com exceção do estado de Roraima [8].

A Figura 3 demonstra a vastidão do SIN e onde os submercados se interligam. É notável a maior concentração de linhas de transmissão nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste enquanto a região Norte possui uma menor concentração. Pode-se observar também o ponto de interligação do estado de Roraima com a Venezuela, quem fornece energia ao estado.

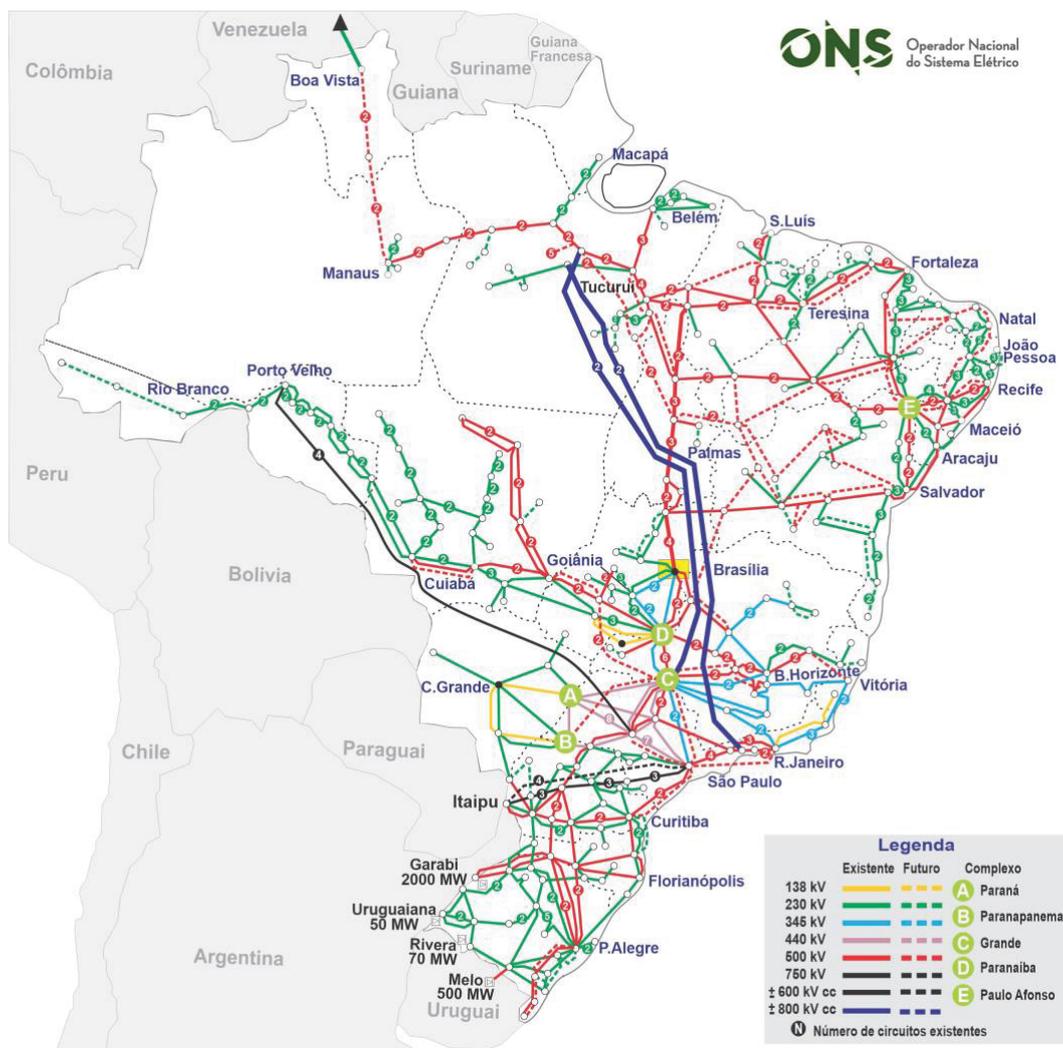


Figura 3 Sistema Interligado Nacional

Fonte: [8]

3.4 Distribuidora de energia

A distribuidora de energia é uma empresa à qual é concedida o direito de operar, manter e expandir o sistema de distribuição de energia. São responsáveis por fornecer a disponibilidade e a energia elétrica ao consumidor, manter a estabilidade da rede e a qualidade da energia entregue. Através dos leilões de energia promovidos pela ANEEL no ACR as distribuidoras negociam a compra da energia enquanto as geradoras negociam a venda. Também são as responsáveis pelo atendimento ao consumidor, faturamento da energia consumida e a sua cobrança cujos preços praticados são determinados pela ANEEL [9].

Na década de 1990 iniciou-se as primeiras de privatizações no setor elétrico, onde percentuais das empresas de geração, transmissão e distribuição, até então completamente estatais, foram vendidos ao setor privado tornando-se empresas de capital misto [10]. Hoje, a maioria das distribuidoras possuem capital da iniciativa privada o que trouxe melhoras aos serviços de atendimento e fornecimento. Um exemplo de distribuidora que passou por privatizações é a Light cuja maior parte de seu capital, 51%, é da iniciativa privada [10].

A Figura 4 demonstra as distribuidoras existentes no Brasil e suas áreas de atuação.

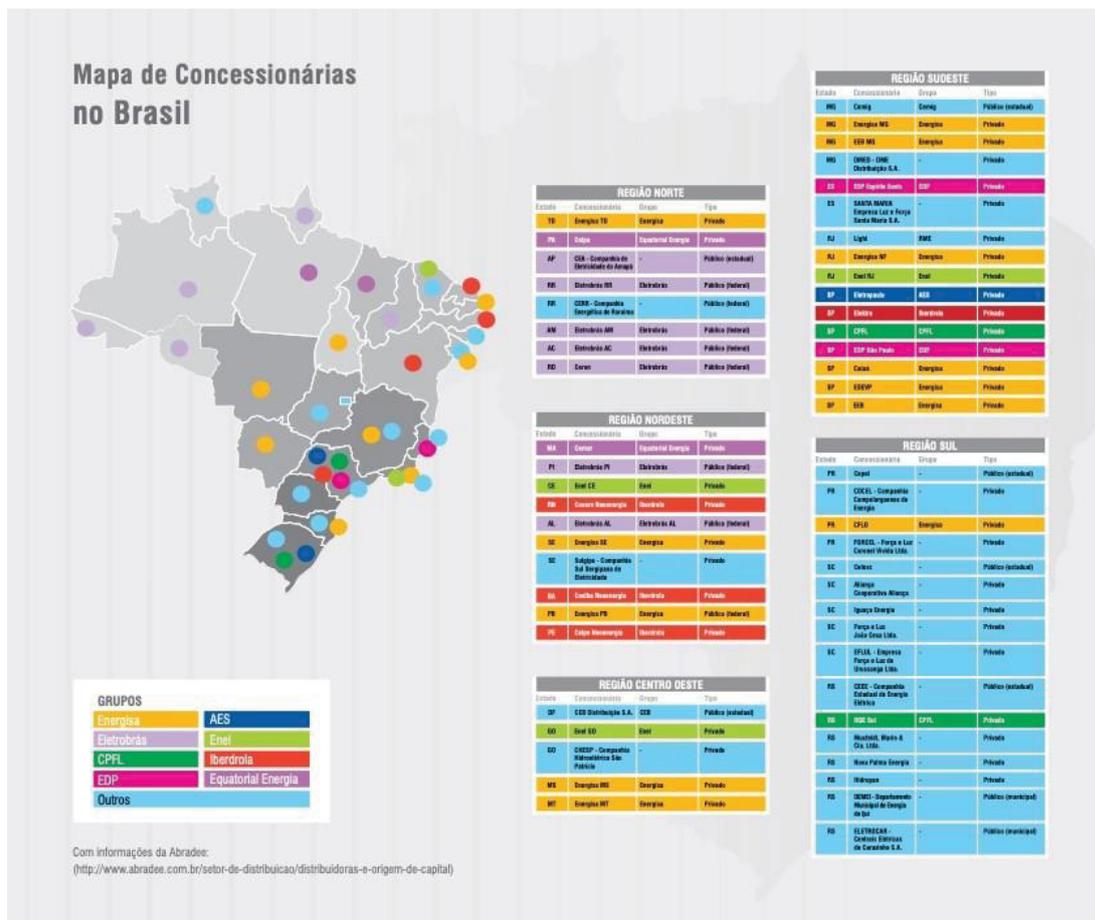


Figura 4 - Mapa de distribuidoras do Brasil

Fonte:[11]

3.5 Comercialização de Energia

3.5.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é o agente do setor elétrico responsável por viabilizar as atividades de compra e venda de energia no país. Atua desde a medição da energia gerada e energia efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e venda no curto prazo, fornecendo o mecanismo e as regras destas atividades. Por delegação da ANEEL, a CCEE promove os leilões de energia elétrica no ACR e a celebração de contratos de compra em venda no ACL. Existe também o Mercado de Curto Prazo no qual a CCEE contabiliza e liquida as diferenças entre os montantes de energia gerados, contratados e consumidos [9].

3.5.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

No ACR ocorrem os leilões de compra e venda de energia onde os geradores fazem suas ofertas de venda e as distribuidoras fazem suas ofertas de compra. A distribuidora deve prever sua demanda de energia e de potência a ser disponibilizada para realizar o planejamento de sua próxima contratação de fornecimento dos geradores, estes que por sua vez devem cumprir as exigências contratuais no que tange a esses dois produtos. Em meio a esta negociação, uma outra ocorre em paralelo que é o leilão da transmissão da energia do gerador até os centros consumidores, na qual as empresas realizam suas propostas para construir e/ou manter as linhas de transmissão [9].

3.5.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL os agentes de compra e venda podem negociar livremente, sem a intervenção da CCEE ou ANEEL, cabendo a estes apenas o registro das negociações, da medição e liquidação por parte da CCEE. Neste ambiente o preço da energia é acordado diretamente entre as duas partes envolvidas. A distribuidora de energia, neste caso, não é a fornecedora da energia, mas apenas sua transportadora uma vez que, mesmo que a energia não tenha de fato trafegado o caminho físico do gerador, através das linhas de distribuição, até o consumidor, ambos utilizaram do sistema de distribuição para realizar essa transação. Dessa forma, a distribuidora participa desse mercado de modo secundário e sendo remunerada apenas pelo uso do sistema de distribuição [9].

3.6 Geração Distribuída

3.6.1 Histórico da Regulamentação do Segmento

Em abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa 482, publicada pela ANEEL, qual estabelece e regulamenta a atividade de geração distribuída no Brasil. Este primeiro marco regulatório define os conceitos básicos como micro e minigeração, determina alguns processos administrativos como o sistema de compensação e faturamento além de atribuir as responsabilidades destes processos. Ainda no mesmo ano foi publicada a Resolução Normativa 517, que faz alterações na 482, insere alguns parágrafos mas nenhuma revoga [2][12].

Apenas em 2015 é liberada a Resolução Normativa 687 a qual faz uma série de alterações estruturais na ANEEL 482/2012 alterando definições como os limites entre micro e minigeração, determinando novas responsabilidades aos envolvidos, distribuidora e consumidor, e trazendo novos requisitos técnicos de implementação como proteções mínimas para minigeradores. Este marco impactou muito as atividades no passado pois

trouxe grandes mudanças nas regras e nos processos, porém, trouxe mais organização ao segmento permitindo o mercado trabalhar de forma mais transparente [13].

Em 2017 a resolução 786 faz pequenas alterações na ANEEL 482/2012 mas nada significativamente impactante como da 687 [14].

Em 06 de janeiro de 2022 a atividade de geração distribuída deixa de ser apenas uma atividade regulada pela ANEEL e passa a ser permitida e também regulada pela Lei 14.300, instituindo o marco legal da micro e minigeração distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). As principais alterações práticas instituídas por esta lei foram com relação aos custos de disponibilidade de rede, valoração dos créditos e formas de distribuição de créditos. Vale dizer que a Lei 14.300 não revoga as resoluções normativas da ANEEL, contudo prevalece sobre elas [15].

3.6.2 Balanço Energético

Em uma unidade consumidora com geração distribuída, a instalação elétrica possui duas fontes de entrada de energia e duas saídas: o gerador e a distribuidora são fornecedoras de energia para a instalação e portanto são consideradas fontes de entrada enquanto que as cargas e a distribuidora são uma fonte de saída, já que esta pode receber energia da unidade consumidora e contabilizar o crédito. Neste trabalho não está sendo considerado a possibilidade de armazenamento o que adicionaria uma terceira fonte de entrada e saída. Desta forma, a somatória das energias que entram na UC deve ser igual a somatória das energias que saem da UC. O equacionamento deste balanço e suas implicações serão desenvolvidos em 5.3.1.

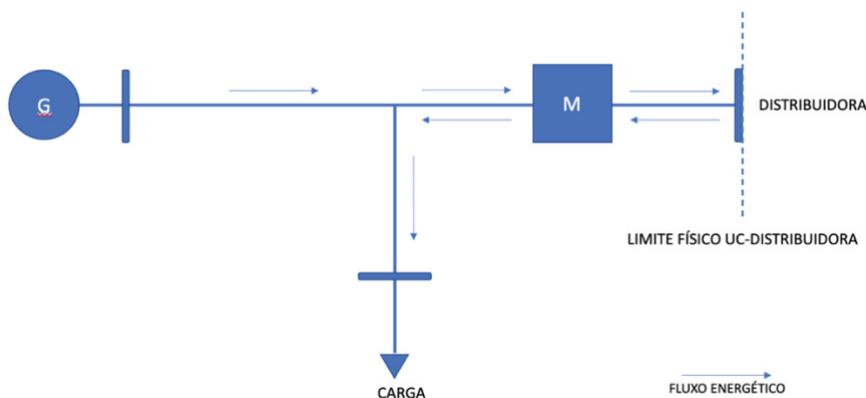


Figura 5 - Balanço energético

3.6.2 Fator de simultaneidade

Nem toda a energia gerada na unidade consumidora é consumida pelas cargas, uma parcela é injetada no sistema de distribuição nos instantes em que a potência do gerador for maior que a potência da carga instantânea. Logo, existe uma parcela da energia que é consumida pela carga simultaneamente à geração. Assim, cabe a definição de um fator de simultaneidade o qual quantifica essa energia.

Vale observar que o fator de simultaneidade pode ser referenciado tanto a energia gerada quanto a energia consumida na carga, sendo seus limites determinados por esta escolha conforme 5.3.1.

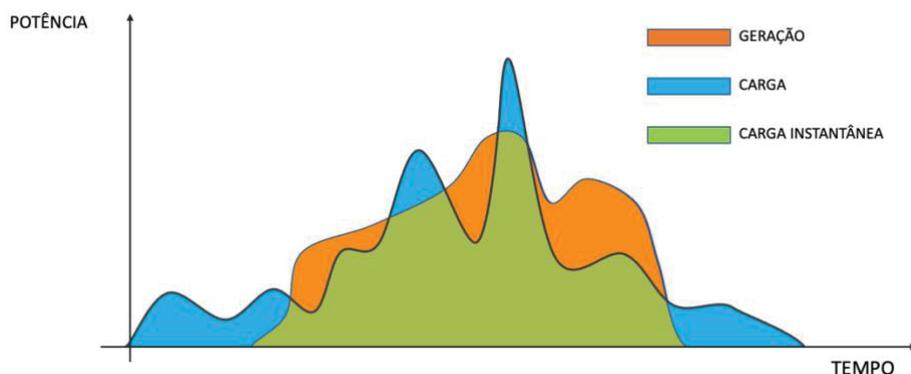


Figura 6 - Fator de simultaneidade

3.6.3 Sistema de compensação

O sistema de compensação praticado nos dias de elaboração deste texto não é o mesmo que o que foi instituído pela ANEEL 482/2012. As alterações ocorreram gradualmente através da publicação das demais resoluções normativas citadas em 3.6.1. Neste trabalho o sistema de compensação está sendo apresentado sob a ótica das regras vigentes até o final 2021, antes da publicação da Lei 14.300.

Nos termos da ANEEL 687/2015 [13] e ANEEL 482/2012 [2], a definição de sistema de compensação é:

“ sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; “

Limitado aos consumidores do ACR, conforme:

“A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. “

E com a possibilidade de compensação em postos tarifários diferentes, conforme:

“em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;”

A Figura 7 exemplifica o ponto de vista de uma unidade consumidora com geração distribuída nas duas situações possíveis: compensação parcial ou total. Para o caso de a

unidade consumidora possuir mais de um posto tarifário, é possível a utilização de saldo de um posto para compensar em outro, observando a proporcionalidade da tarifa de energia, ocorrendo um ágio ou deságio na compensação. Este é o caso da Figura 8 em que ocorreu compensação parcial no posto tarifário ponta e compensação total no posto fora ponta. O saldo fora ponta resultante é utilizado com um deságio para compensar a energia ponta restante que não pode ser compensada com a energia ponta disponível.

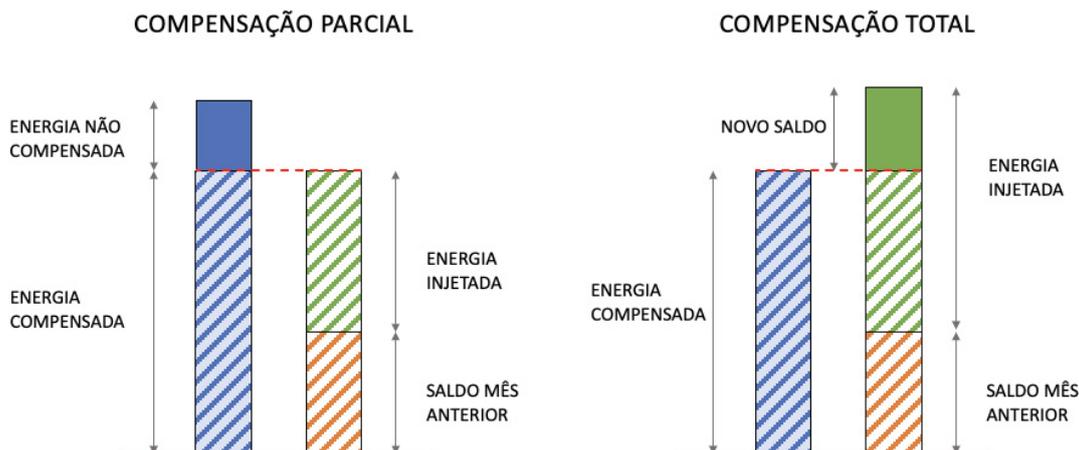


Figura 7 - Sistema de compensação

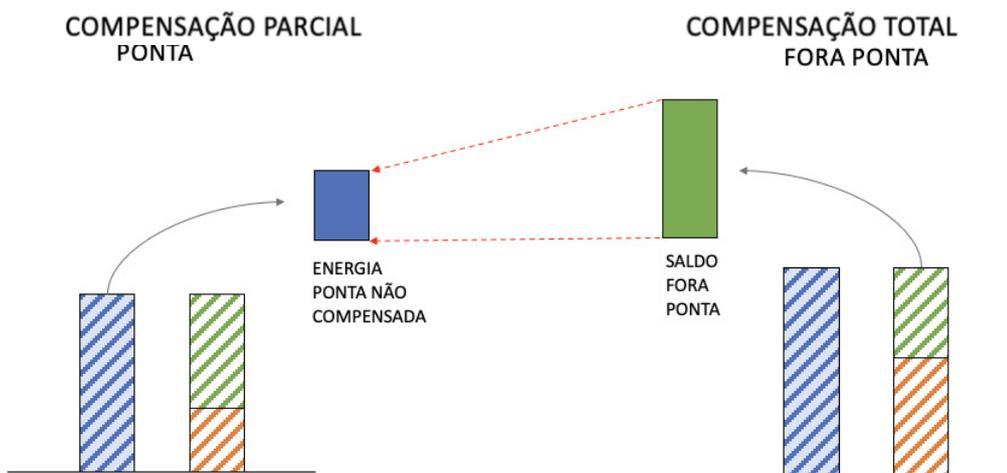


Figura 8 - Compensação em postos tarifários diferentes

3.6 Tarifas

O custo da energia elétrica ao consumidor final é composto de muito mais que apenas o valor da energia em si. No processo de geração, transmissão e distribuição desta energia, vários envolvidos necessitam serem remunerados por suas atividades e investimentos no sistema elétrico (SE) de modo a manter a suas atividades de operação, manutenção e ampliação.

Ao receber uma fatura de energia, o consumidor está efetivamente sendo cobrado por quatro parcelas: energia elétrica consumida, uso do sistema de distribuição, disponibilidade e impostos. À parcela da energia elétrica consumida dá-se o nome de

Tarifa de Energia (TE), para remunerar a concessionária pelo serviço de distribuição a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), os custos de disponibilidade dependem do tipo de conexão e nível de tensão de atendimento, e ainda há os impostos das três esferas: federal, estadual e municipal [16]

3.6.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A parcela TUSD é composta pelos custos relacionados ao transporte da energia. Esta saída fonte geradora, trafega pela Rede Básica, a qual é formada pelas linhas de transmissão de tensão igual ou acima de 230kV e pelas subestações conversoras de tensão, antes de chegar até a rede de distribuição. Uma vez entregue à distribuidora, esta tem custos para levar a energia até o consumidor, logo a TUSD também engloba esta remuneração. Em todas as etapas do sistema elétrico ocorrem perdas da energia produzida. Os custos destas perdas estão rateados e fazem parte da TUSD. Além disso, o SE possui custos de operação, manutenção e desenvolvimento e para cobri-los existem os chamados encargos da TUSD [16]. A Figura 9 ilustra a composição desta parcela da tarifa de energia elétrica.

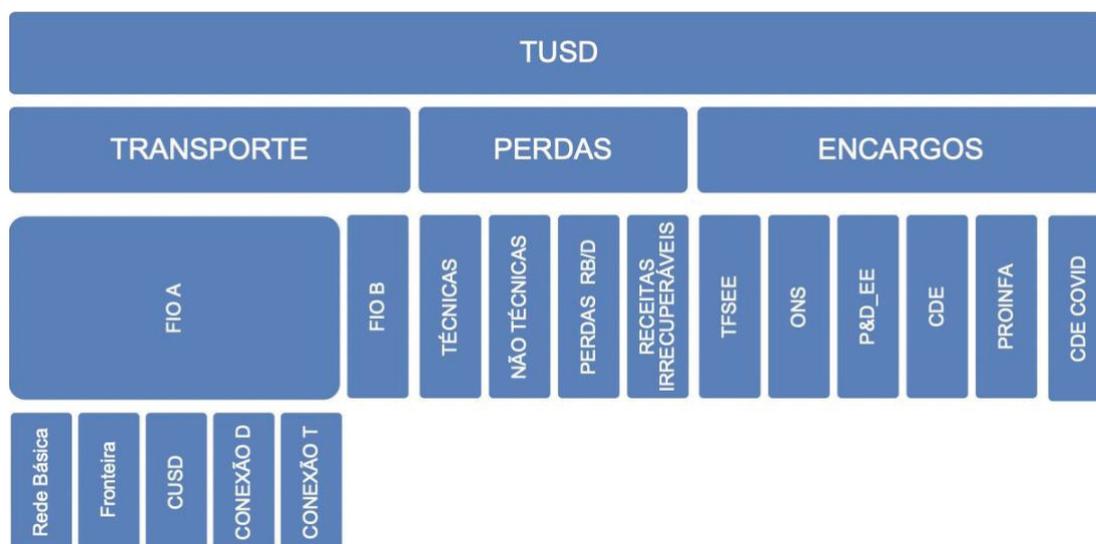


Figura 9 - Composição da TUSD

Fonte: [16]

3.6.2 Tarifa de energia (TE)

A parcela TE do valor cobrado pela energia elétrica é a que remunera o fornecedor da energia. No caso de uma distribuidora, por exemplo, esta compra energia dos geradores e fornece aos consumidores, cobrando um valor pelo serviço de levar a energia até o consumidor, a TUSD, e um valor pela energia propriamente dita, a TE.

O valor da TE é composto por uma parcela referente ao produto, a energia, transporte, perdas e os encargos. Apesar de existir a parcela de transporte da energia, não se trata efetivamente do transporte da energia que está sendo fornecida, mas sim dos custos de transporte da energia da usina de ITAIPU, os quais são rateados entre todas as concessionárias de distribuição. Já a parcela de perdas refere-se às ocorridas na rede básica causadas pelo mercado cativo ACR [16]. A Figura 10 demonstra a composição da TE.



Figura 10 - Composição da TE

Fonte: [16]

3.6.3 Tarifa de disponibilidade

Conforme citado anteriormente, os consumidores pagam não somente pelo produto consumido, a energia, como também pela disponibilidade fornecida pela distribuidora. Consumidores conectados em baixa tensão são cobrados uma taxa mensal fixa de acordo com o tipo de conexão: monofásico, bifásico ou trifásico. Já os consumidores conectados em médias e altas tensões são cobrados conforme contratação de demanda com seu valor expresso em R\$/kW [6].

3.6.4 Impostos

Efetivamente quatro impostos são cobrados do consumidor de energia elétrica: PIS e COFINS, ICMS e CIPM. Importante salientar que os encargos do setor elétrico não são considerados impostos uma vez que são recursos necessários para o funcionamento do SE.

Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são os dois impostos cobrados pela esfera federal. Suas alíquotas podem variar de acordo com o período de faturamento. O Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo da esfera estadual cuja alíquota varia em cada estado. A Contribuição para a Iluminação Pública Municipal (CIPM) nada mais é que o custo da energia utilizada para manter as luzes acesas em locais públicos rateado entre os consumidores daquele município [6].

3.7 Grupos de Faturamento

Conforme ANEEL 414 [6]:

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV; (
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- (e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes;
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

3.8 Modalidades tarifárias

Conforme [6]:

Modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

- a) *modalidade tarifária convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;*
- b) *modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;*
- c) *modalidade tarifária convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;*
- d) *modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;*
- e) *modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo*

com as horas de utilização do dia;

4 METODOLOGIA

A metodologia base deste estudo é a tentativa e erro com reforço de aprendizado. Não estamos falando de inteligência artificial, mas sim, desenvolvimento contínuo de um software que representa matematicamente a relação de um consumidor de energia frente ao mercado.

Seja um consumidor qualquer de energia elétrica, este tem vários meios de receber a energia do sistema interligado e vários meios de ser cobrado por ela. Os casos que serão utilizados como base da modelagem representam o mercado brasileiro, porém, em teoria, este método pode ser aplicado em qualquer mercado de energia elétrica conhecendo-se suas regras.

Para modelar um consumidor do ACR, basta uma fatura de energia elétrica fornecida pela distribuidora. Já para um consumidor do ACL, são necessárias duas faturas, uma da distribuidora e outra da comercializadora, além do contrato de compra e venda da energia.

De posse de uma fatura, normas e documentos emitidos pela distribuidora, em um exercício de tentativa e erro, é possível determinar as relações matemáticas entre as variáveis que resultam nos valores apresentados na fatura. A Figura 11 demonstra o fluxograma da aplicação desta metodologia.

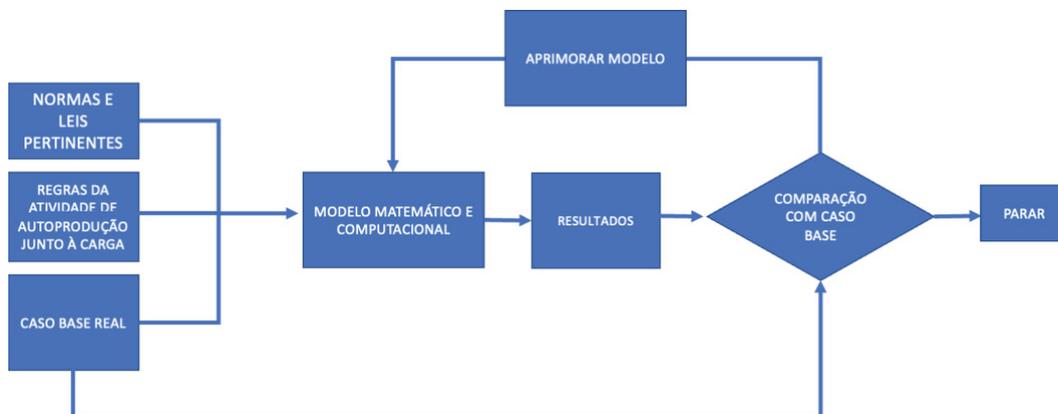


Figura 11 - Metodologia de desenvolvimento do modelo

Os cálculos para se chegar ao valor da energia determinados pela ANEEL são extremamente complexos e fogem aos objetivos deste trabalho. Contudo, é de interesse do consumidor e/ou gerador conhecer as principais componentes cobrança. Desta forma, nesta pesquisa a tarifa de energia será abordada sobre o ponto de vista do consumidor/gerador assumindo que ambos podem ser a mesma pessoa física ou jurídica conforme ilustra as Figuras 12 para o ACL e 13 para o ACR.

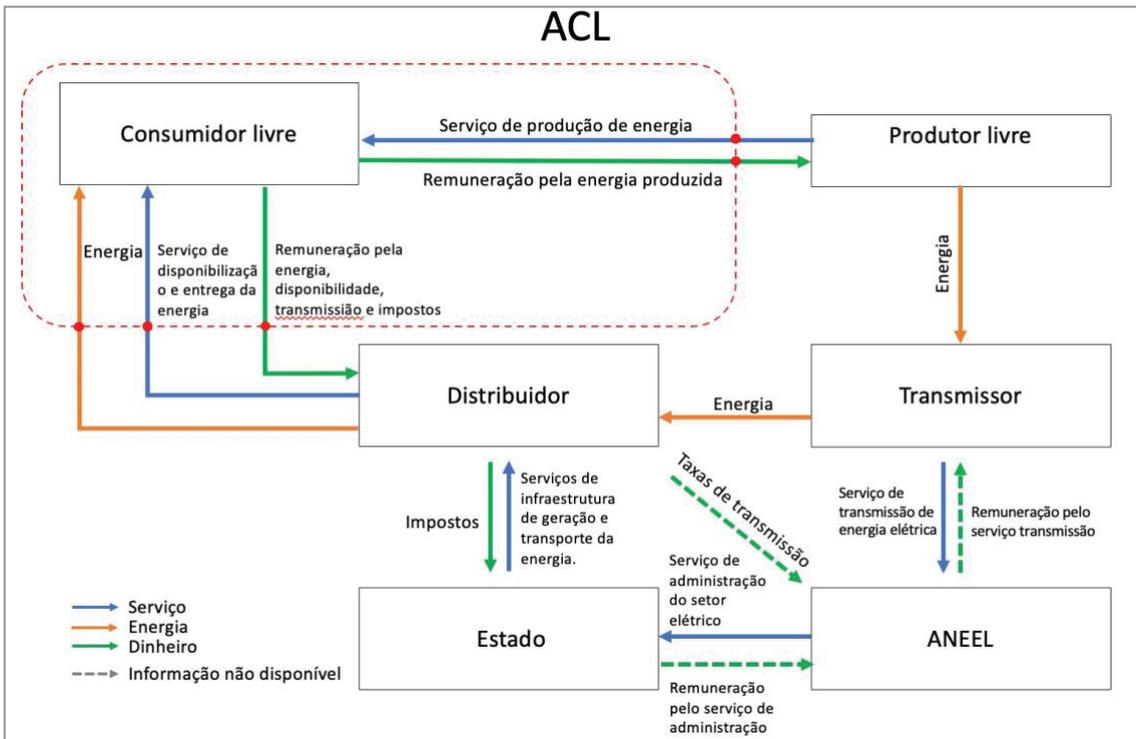


Figura 12 - Diagrama de blocos ACL

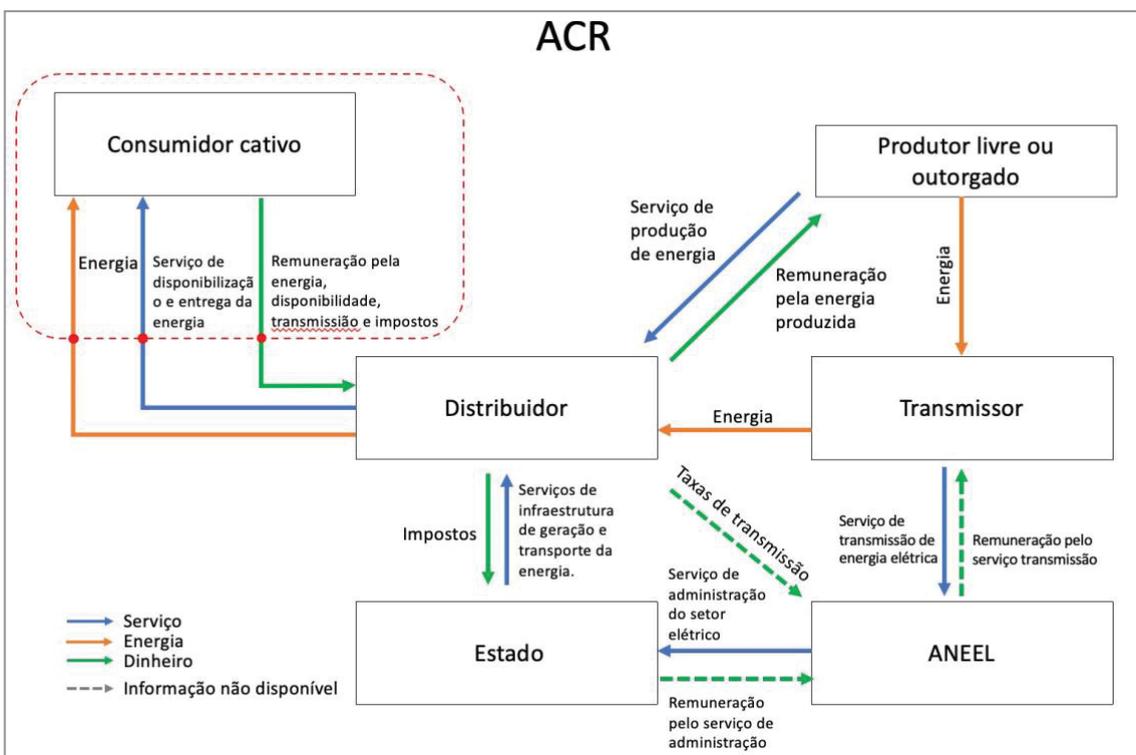


Figura 13 - Diagrama de blocos ACR

5 DESENVOLVIMENTO

5.1 Base de dados

5.1.1 Caso base

Será utilizada uma fatura do Mês de referência out/2021 de uma unidade consumidora unidade consumidora (UC), do grupo de faturamento A4, na modalidade horária verde, com mini geração distribuída, da distribuidora COPEL, para se encontrar as relações entre os valores que são apresentados neste documento. Doravante, a fatura utilizada como caso base será denominada de fatura A, apresentada na Figura 14. Cabe dizer que a escolha da fatura para ser o caso base foi arbitrária dentro de uma mesma base de dados da unidade consumidora. Ou seja, não faz diferença de qual fatura é utilizada como base ou validação desde que sejam da mesma unidade consumidora.

Cada item da fatura A que será utilizado para descrição das variáveis no item 5.2 é numerado como forma de identificar qual item na fatura originou cada variável. No item 5.2 esta numeração é novamente apresentada como forma de agrupar as variáveis.

Produto Descrição	Un.	Grandezas Faturadas	Valor Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
1 ENERGIA ELETRICA TE PONTA	kWh	10423,00	0,657383	6.851,90	6.851,90	29,00
2 ENERGIA ELETRICA USD PONTA	kWh	10423,00	1,440098	15.010,14	15.010,14	29,00
3 ENERGIA ELETRICA TE F PONTA	kWh	66348,00	0,413404	27.428,52	27.428,52	29,00
4 ENERGIA ELETRICA USD F PONTA	kWh	66348,00	0,124009	8.227,75	8.227,75	29,00
5 ENERGIA TRIBUT DIF FP TE	kWh	5294,00	0,275359	1.457,75	0,00	0,00
6 ENERGIA TRIBUT DIF FP TUSD	kWh	5294,00	0,116337	615,89	615,89	29,00
7 ENERGIA REAT EXCED TE PONTA	kWh	75,00	0,433600	32,52	32,52	29,00
8 ENERGIA REAT EXCED TE F PONTA	kWh	693,00	0,433709	300,56	300,56	29,00
9 DEMANDA USD	kW	292,89	25,627539	7.506,05	7.506,05	29,00
10 DEMANDA USD ISENTA ICMS	kW	127,11	18,195579	2.312,84	0,00	0,00
11 ENERGIA CONS. B. VERMELHA P2	kWh			16.366,61	16.366,61	29,00
12 ENERGIA TRIB DIF BAND VM P2	kWh			751,74	0,00	0,00

13 CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				100,88		
14 COMP CONS MICRO/MINI GERACAO	kWh	5294,00		-2.646,77		

15	Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal
	62.339,94	23.878,56	84.316,38
Reservado ao Fisco: E2D0.E262.C2D&934A.D68E.8145.9D91.FC76			

- 16 O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (PONTA 0 kWh, FPONTA 5294 kWh e INTERMEDIÁRIO 0 kWh) pela tarifa proporcionalizada, quando for o caso.
- 17 Unidade consumidora cadastrada como Micro/MiniGeradora - ReN Aneel 482/12 Energia Injetada no mês, na RD Copel, pela Mini/MicroGeração.Fora Ponta: 5294 kWh.
- 15 L 20554/21, alíquota ICMS composta por 27% ICMS e 2% Fundo de Combate a Pobreza. Demonstrativo de saldos desta unidade consumidora, em kWh - REN 482/2012. Saldo Mês Ponta 0, Saldo Mês F Ponta 0, Saldo Acumulado Ponta 0, Saldo Acumulado F Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês F Ponta 0. Obs.: o saldo de cada beneficiária será apresentado em suas respectivas faturas.
- 18 INCLUSO NA FATURA PIS R\$668,13 E COFINS R\$3.064,30 CONFORME RES. ANEEL 130/2005. FATURA AGRUPADA - NAO RECEBER GERENTE DA AGENCIA COPEL DE SUA REGIAO: CLAUDINEIA OLIVEIRA DOS SANTOS
- 18 A PARTIR DE 02/09/2021 - PIS/PASEP 1,11% e COFINS 5,09%. A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações. Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile. Atraso superior a 45 dias sujeita inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR
- 19 A PARTIR DE 01/09: ADICIONAL BANDEIRA ESCASSEZ HIDRICA CONFORME RES-MME 3/2021 ALERTA: ECONOMIZE ENERGIA. BRASIL EM BANDEIRA DE ESCASSEZ HÍDRICA Períodos Band.Tarif.: Vermelha P2:01/09-01/10

Unidade Consumidora Mês
101918194 10/2021

Vencimento 20 Valor a Pagar
20/11/2021 84.316,38

Figura 14 - Fatura A out/2021

5.1.2 Casos de validação

Serão utilizadas duas faturas, da mesma UC, diferentes do caso base, como casos de validação: uma fatura do mês set/2021, denominada fatura B, e uma fatura do mês ago/2021, denominada fatura C, conforme apresentadas nas Figuras 15 e 16 respectivamente.

É importante ressaltar que esta modelagem é válida apenas para a unidade consumidora que a gerou. É possível aplicar a mesma metodologia a outras UCs e obter modelos semelhantes, contudo, cada UC possui suas particularidades, modalidades tarifárias, entre outras diferenças que devem ser consideradas na elaboração dos algoritmos.

Na validação do algoritmo criado para modelar a fatura A serão aplicados os valores de variáveis de entrada obtidos das faturas B e C e comparar os resultados das variáveis de saída também com valores de B e C.

Produto Descrição	Un.	Grandezas Faturadas	Valor Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
ENERGIA ELETRICA TE PONTA	kWh	10874,00	0,654550	7.117,58	7.117,58	29,00
ENERGIA ELETRICA USD PONTA	kWh	10874,00	1,433892	15.592,14	15.592,14	29,00
ENERGIA ELETRICA TE F PONTA	kWh	70316,00	0,411623	28.943,67	28.943,67	29,00
ENERGIA ELETRICA USD F PONTA	kWh	70316,00	0,123475	8.682,25	8.682,25	29,00
ENERGIA TRIBUT DIF FP TE	kWh	3855,00	0,275359	1.061,51	0,00	0,00
ENERGIA TRIBUT DIF FP TUSD	kWh	3855,00	0,116337	448,48	448,48	29,00
ENERGIA REAT EXCED TE PONTA	kWh	89,00	0,431798	38,43	38,43	29,00
ENERGIA REAT EXCED TE F PONTA	kWh	532,00	0,431842	229,74	229,74	29,00
DEMANDA USD	kW	266,11	25,517079	6.790,35	6.790,35	29,00
DEMANDA USD ISENTA ICMS	kW	153,89	18,117227	2.788,06	0,00	0,00
ENERGIA CONS. B.VERMELHA P2	kWh			11.520,13	11.520,13	29,00
ENERGIA TRIB DIF BAND VM P2	kWh			365,91	0,00	0,00

CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO 100,88
 COMP CONS MICRO/MINI GERACAO kWh 3855,00 -1.745,84

Base de Cálculo do ICMS 79.362,77	Valor ICMS 23.015,18	Valor Total da Nota Fiscal 81.933,29
Reservado ao Fisco: 1E58.7728.45DE.CC22.FDCF.F4BF.FB16.9314		

O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (PONTA 0 kWh, FPONTA 3855 kWh e INTERMEDIÁRIO 0 kWh) pela tarifa proporcionalizada, quando for o caso.

Unidade consumidora cadastrada como Micro/MiniGeradora - ReN Aneel 482/12 Energia Injetada no mês, na RD Copel, pela Mini/MicroGeração. Fora Ponta: 3855 kWh.

L 20554/21, alíquota ICMS composta por 27% ICMS e 2% Fundo de Combate a Pobreza.

Demonstrativo de saldos desta unidade consumidora, em kWh - REN 482/2012. Saldo

Mês Ponta 0, Saldo Mês F Ponta 0, Saldo Acumulado Ponta 0, Saldo Acumulado F

Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês F

Ponta 0. Obs.: o saldo de cada beneficiária será apresentado em suas

respectivas faturas.

INCLUSO NA FATURA PIS R\$605,81 E COFINS R\$2.793,82 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.

FATURA AGRUPADA - NAO RECEBER

GERENTE DA AGENCIA COPEL DE SUA REGIAO: CLAUDINEIA OLIVEIRA DOS SANTOS

A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados

à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.

Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile.

Atraso superior a 45 dias sujeita inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR

A PARTIR DE 01/08/2021 - PIS/PASEP 1,03% e COFINS 4,75%.

ALERTA HIDRICO: ECONOMIZE ENERGIA. BRASIL EM BANDEIRA VERMELHA PATAMAR 2

Periodos Band.Tarif.: Vermelha P2:01/08-01/09

Unidade Consumidora 101918194
 Mês 09/2021
 Vencimento 04/10/2021
 Valor a Pagar 81.933,29

Figura 15 - Fatura B set/2021

Produto Descrição	Un.	Grandezas Faturadas	Valor Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
ENERGIA ELETRICA TE PONTA	kWh	10120,00	0,641078	6.487,71	6.487,71	29,00
ENERGIA ELETRICA USD PONTA	kWh	10120,00	1,404379	14.212,32	14.212,32	29,00
ENERGIA ELETRICA TE F PONTA	kWh	73560,00	0,403151	29.655,76	29.655,76	29,00
ENERGIA ELETRICA USD F PONTA	kWh	73560,00	0,120933	8.895,86	8.895,86	29,00
ENERGIA TRIBUT DIF FP TE	kWh	3916,00	0,275358	1.078,30	0,00	0,00
ENERGIA TRIBUT DIF FP TUSD	kWh	3916,00	0,116338	455,58	455,58	29,00
ENERGIA REAT EXCED TE F PONTA	kWh	383,00	0,422924	161,98	161,98	29,00
DEMANDA USD	kW	207,36	24,991802	5.182,30	5.182,30	29,00
DEMANDA USD ISENTA ICMS	kW	212,64	17,744404	3.773,17	0,00	0,00
ENERGIA CONS. B.VERMELHA P2	kWh			11.629,08	11.629,08	29,00
ENERGIA TRIB DIF BAND VM P2	kWh			371,70	0,00	0,00

CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO
COMP CONS MICRO/MINI GERACAO

kWh

3916,00

100,88
-1.773,46

Base de Cálculo do ICMS 76.680,59	Valor ICMS 22.237,36	Valor Total da Nota Fiscal 80.231,18
Reservado ao Fisco: DBE3.93F8.5A27.0304.6C42.6C14.D782.05AC		

O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (PONTA 0 kWh, FPONTA 3916 kWh e INTERMEDIÁRIO 0 kWh) pela tarifa proporcionalizada, quando for o caso.

Unidade consumidora cadastrada como Micro/MiniGeradora - ReN Aneel 482/12
Energia Injetada no mês, na RD Copel, pela Mini/MicroGeração.Fora Ponta: 3916 kWh.

Demonstrativo de saldos desta unidade consumidora, em kWh - REN 482/2012. Saldo Mês Ponta 0, Saldo Mês F Ponta 0, Saldo Acumulado Ponta 0, Saldo Acumulado F Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês Ponta 0, Saldo a Expirar Próximo Mês F Ponta 0. Obs.: o saldo de cada beneficiária será apresentado em suas respectivas faturas.

INCLUSO NA FATURA PIS R\$393,68 E COFINS R\$1.806,25 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.

FATURA AGRUPADA - NAO RECEBER

GERENTE DA AGENCIA COPEL DE SUA REGIAO: CLAUDINEIA OLIVEIRA DOS SANTOS

Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile.

DENUNCIE O FURTO DE FIOS! LIGUE 181.

REAJUSTE TARIFARIO: EFEITO MEDIO 9.89% A PARTIR DE 24/06 RES.ANEEL 2886/2021

A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.

Atraso superior a 45dias sujeita inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR

Periodos Band.Tarif.: Vermelha P2:01/07-01/08

Unidade Consumidora Mês
101918194 08/2021

Vencimento Valor a Pagar
04/09/2021 80.231,18

Figura 16 - Fatura C ago/2021

5.2 Definição de variáveis e parâmetros

Inicia-se a modelagem da fatura de energia elétrica atribuindo-se nomes e siglas às variáveis envolvidas e para isso é necessário observar ao menos uma fatura real. Uma vez que cada distribuidora de energia utiliza sua própria denominação para cada item de sua fatura, faz-se necessário um certo conhecimento empírico na leitura destes documentos de modo a identificar as nomenclaturas. Será utilizada a fatura A como guia neste procedimento e a numeração incluída na Figura 14 para facilitar a identificação.

Uma importante característica desta fatura de energia que se deve observar é a existência de mais de um posto tarifário, ponta e fora de ponta. A quantidade de postos tarifários pode ser qualquer desde que se conheça os valores das tarifas em todos os postos. Como neste caso trata-se apenas de 2 postos e a nomenclatura já é conhecida no setor, serão mantidos os nomes ponta e fora de ponta nas variáveis para identificar o seu respectivo posto tarifário.

1) ENERGIA ATIVA PONTA

Este item refere-se à energia ativa consumida durante o horário de ponta. Pode-se atribuir 03 variáveis associadas a este item:

- *EAp* – energia ativa ponta [kWh] – energia ativa fornecida pela distribuidora durante o horário de ponta;
- *TEAp* – tarifa de energia ponta [R\$/kWh] – tarifa de energia, c/ impostos, aplicada no horário de ponta;
- *CEAp* – custo energia ativa ponta [R\$] - valor cobrado pela energia ativa fornecida durante o horário de ponta.

2) USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PONTA

Este item refere-se ao uso de sistema de distribuição durante o horário de ponta. Seu quantitativo é mensurado por *EAp* já definido em 1). Pode-se atribuir 02 variáveis associadas a este item:

- *TUSDp* – tarifa de energia ponta [R\$/kWh] – tarifa do uso do sistema de distribuição, c/ impostos, aplicada no horário de ponta;
- *CUSDp* – custo de uso do sistema ponta [R\$/kWh] – custo do uso do sistema de distribuição no horário de ponta.

3) ENERGIA ATIVA FORA PONTA

Este item refere-se à energia ativa consumida durante o horário fora de ponta. Pode-se atribuir 03 variáveis associadas a este item:

- *EAFP* – energia ativa fora ponta [kWh] – energia ativa fornecida pela distribuidora durante o horário fora de ponta;
- *TEAFP* – tarifa de energia fora ponta [R\$/kWh] – tarifa de energia, c/ impostos, aplicada no horário fora de ponta;
- *CEAFP* – custo energia ativa fora ponta [R\$] - valor cobrado pela energia ativa fornecida durante o horário fora de ponta.

4) USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO FORA PONTA

Este item refere-se ao uso de sistema de distribuição durante o horário fora de ponta.

Seu quantitativo é mensurado por EAfp já definido em 3).

Pode-se atribuir 02 variáveis associadas a este item:

- *TUSDfp* – tarifa de energia fora ponta [R\$/kWh] – tarifa do uso do sistema de distribuição, c/ impostos, aplicada no horário fora de ponta;
- *CUSDfp* - custo uso do sistema de distribuição fora ponta [R\$].

5) ENERGIA ATIVA FORA PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Este item refere-se à energia ativa fora ponta fornecida pela distribuidora e que será compensada com créditos do sistema de compensação e, por esta razão, possui tributação diferenciada.

Pode-se atribuir 03 variáveis associadas a este item:

- *EAtdfp* – energia ativa com tributação diferenciada fora ponta – kWh – energia ativa que será compensada pela energia injetada ou créditos acumulados;
- *TEAtdfp* – tarifa de energia fora ponta tributação diferenciada fora ponta – R\$/kWh – tarifa de energia aplicada à parcela da energia consumida que será compensada;
- *CEAtdfp* – custo energia ativa com tributação diferenciada fora ponta [kWh] – valor cobrado pela energia ativa fornecida pela distribuidora e que será compensada.

6) USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO FORA PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Este item refere-se ao uso do sistema de distribuição pela parcela de energia que será compensada e por isso possui tributação diferenciada. Seu quantitativo é mensurado por EAfp já definido em 5).

- *TUSDtdfp* – tarifa uso sistema fora ponta tributação diferenciada [R\$/kWh] – tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada à parcela da energia fornecida pela distribuidora que será compensada;
- *CUSDtdfp* – custo uso sistema fora ponta tributação diferenciada [R\$].

7) ENERGIA REATIVA EXCEDENTE PONTA

Energia reativa consumida além da quantidade permitida no horário ponta.

Pode-se atribuir 03 variáveis à este item:

- *EREXp* – energia reativa excedente ponta – kVAh – energia reativa consumida além da tolerância durante o horário ponta;
- *TEREXp* – tarifa de energia reativa excedente ponta [R\$/kVAh] – tarifa de energia reativa aplicada à parcela de energia reativa consumida além do permitido durante o horário de ponta;
- *CEREXp* - custo energia reativa excedente ponta [R\$].

8) ENERGIA REATIVA EXCEDENTE FORA PONTA

Energia reativa consumida além da quantidade permitida no horário ponta.

Pode-se atribuir 03 variáveis à este item:

- *EREXfp* – energia reativa excedente ponta – kVAh – energia reativa consumida além da tolerância durante o horário fora ponta;
- *TEREXfp* – tarifa de energia reativa excedente ponta [R\$/kVAh] – tarifa de energia reativa aplicada à parcela de energia reativa consumida além do permitido durante

- o horário fora ponta;
- CEREXfp - custo energia reativa excedente fora ponta [R\$].

9) DEMANDA

Demanda de energia ativa medida no período de faturamento. Pode ser um valor maior ou menor que o contratado com tarifas diferenciadas aplicadas sobre as parcelas ultrapassadas, caso maior, ou não utilizadas, caso menor. Neste caso houve subutilização.

- *DAMfp* – demanda ativa medida fora ponta [kW] – valor máximo das potências médias medidas em um intervalo de 15 minutos, durante o período de faturamento;
- *TDAMfp* – tarifa de demanda ativa fora ponta [R\$/kW] – tarifa de demanda aplicada sobre a parcela de demanda medida que não ultrapassou o valor de demanda contratado;
- CDAMfp – custo demanda ativa medida fora ponta [R\$].

10) DEMANDA NÃO UTILIZADA

Parcela da demanda ativa contratada, porém não utilizada e por isso possui tributação diferenciada.

- *DANUfp* – demanda ativa não utilizada [kW] – diferença positiva entre a demanda contratada e a demanda medida quando esta for menor que a contratada fora ponta;
- *TDANUfp* – tarifa de demanda ativa medida [R\$/kW] – tarifa de demanda aplicada sobre a parcela de demanda medida que não ultrapassou o valor de demanda contratado fora ponta;
- CDANUfp – custo ativa demanda não utilizada [R\$].

11) BANDEIRA

Valor extra cobrado sobre a quantidade de energia ativa fornecida pela distribuidora, não compensada, devido ao nível de bandeira determinado pela ANEEL.

- *TB* – tarifa bandeira [R\$/kWh] – tarifa aplicada ao consumo de energia ativa, adicional à tarifa original, por determinação da ANEEL;
- *CB* – custo bandeira [R\$].

12) BANDEIRA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Parcela extra sobre o valor da energia ativa fornecida pela distribuidora, que será compensada e por isso possui tributação diferenciada, devido ao nível de bandeira determinado pela ANEEL.

- *TBtd* – tarifa bandeira tributação diferenciada– R\$/kWh – tarifa aplicada ao consumo de energia ativa, adicional à tarifa original, devido à escassez de geração;
- *CBtd* – custo bandeira tributação diferenciada [R\$].

13) ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Parcela referente à contribuição para a iluminação pública municipal.

- *CIPM* – custo iluminação pública [R\$] – valor variável de acordo com os gastos de iluminação pública do município.

14) COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Item referente a compensação da energia disponível. Demonstra os montante de energia utilizados na compensação daquela fatura.

- *EACfp* – energia ativa compensada fora ponta [kWh] – energia fora ponta compensada sob as regras do sistema de compensação;
- *TEACfp* – tarifa de energia ativa compensada fora ponta [R\$/kWh] – tarifa efetivamente aplicada à quantidade de energia compensada para obtenção do valor, em moeda, descontado;
- *REACfp* – receita energia ativa compensada fora ponta [R\$] – valor efetivamente descontado do montante faturado.

15) ICMS

Valores da alíquota, base de cálculo e valor apurado.

- ICMS – alíquota ICMS [%] – valor percentual aplicado sobre a base de cálculo;
- BICMS – base de cálculo ICMS [R\$] – valor sobre o qual é aplicado alíquota;
- CICMS – custo ICMS [R\$] – montante do ICMS resultado a aplicação da alíquota sobre a base de cálculo.

16) SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Contabiliza os montantes de energia utilizados na compensação em cada posto tarifário e os saldos apurados no mês e acumulado dos meses anteriores. Nesta modelagem não será considerado que exista saldo a expirar tão pouco a possibilidade de transferência de créditos para outras UCs. Esta condição irá simplificar os cálculos do sistema de compensação.

- *SMp* – saldo mês ponta [kWh] – energia acumulada do balanço energético no horário de ponta durante o período de faturamento;
- *SMfp* – saldo mês fora ponta [kWh] – energia acumulada do balanço energético do horário fora de de ponta durante o período de faturamento;
- *SAp* – saldo acumulado ponta [kWh] – saldo do banco energético no horário de ponta até o início do período de faturamento;
- *SAfp* – saldo acumulado fora ponta [kWh] – saldo do banco energético no horário fora ponta até o início do período de faturamento.

17) ENERGIA INJETADA

Contabiliza as energias injetadas na rede da distribuidora pela unidade consumidora em cada posto tarifário.

- *EAlfp* – energia injetada fora ponta [kWh]
- *EAlp* – energia injetada ponta [kWh]

18) PIS COFINS

Demonstra as alíquotas e os valores apurados para o mês em questão. Ambas as alíquotas incidem sobre uma mesma base de cálculo que não é divulgada na fatura.

- *PIS* – alíquota PIS [%]

- CPIS – custo PIS [R\$]
- COFINS – alíquota COFINS [%]
- CCOFINS – custo COFINS [R\$]
- BPISCOFINS – base de cálculo PIS COFINS [R\$]

19) NÍVEL DE BANDEIRA

Neste item apenas consta o nível da bandeira aplicada. Conhecendo-se o nível da bandeira, é possível conhecer a tarifa bandeira.

20) VALOR FATURADO

O valor total faturado pela distribuidora ao consumidor.

- VF – valor faturado [R\$]

Mesmo que não sejam citadas ou demonstradas nas faturas, ainda existem:

Se houver compensação de energia na ponta, haverá uma parcela com tributação diferenciada, portanto:

- *CEAtdp* – custo energia ativa tributação diferenciada ponta [R\$];
- *CUSDtdp* – custo uso do sistema tributação diferenciada ponta [R\$];
- *TEAtdp* – tarifa energia ativa tributação diferenciada ponta [R\$/kWh];
- *TUSDtdp* – tarifa uso do sistema tributação diferenciada ponta [R\$/kWh];
- *EAtdp* – energia ativa tributação diferenciada ponta [kWh];

A demanda ativa contratada acaba sendo a soma da demanda ativa medida e a demanda ativa não utilizada. No caso de ultrapassagem, a demanda contratada é a medida subtraída da parcela ultrapassada.

- *DACfp* – demanda ativa contratada fora ponta [kW];
- *DAUfp* – demanda ativa ultrapassada fora ponta [kW];
- *TDAUfp* – tarifa demanda ativa ultrapassada fora ponta [R\$/kW];
- *CDAUfp* – custo demanda ativa ultrapassada fora ponta [R\$].

O medidor da distribuidora enxerga apenas os fluxos de energia entre sua rede e a unidade consumidora. Contudo, existe fornecimento e consumo de energia no interior da UC que este medidor não tem conhecimento pois tanto a geração quanto o consumo na carga ocorreram no mesmo instante. Esta energia deixa de ser fornecida pela distribuidora passa a ser fornecida pelo gerador, chamada de energia instantânea.

- *EAGfp* – energia ativa gerada fora ponta [kWh];
- *EAGp* – energia ativa gerada ponta [kWh];
- *EALfp* – energia ativa carga fora ponta [kWh];
- *EALp* – energia ativa carga ponta [kWh];
- *EALIfp* – energia ativa carga instantânea fora ponta [kWh];
- *EALIp* - energia ativa carga instantânea fora ponta [kWh];
- *EAMfp* – energia ativa medida fora ponta [kWh];
- *EAMp* - Energia ativa medida ponta [kWh].

Apesar de demonstrar apenas o valor referente à bandeira, existe uma quantidade de

energia associada:

- *EB – energia bandeira [kWh];*
- *EBtd – energia bandeira tributação diferenciada [kWh].*

A fatura mostra apenas a energia reativa excedente. Existe ainda a energia reativa realmente consumida pela carga.

- *ERLfp – energia reativa carga fora ponta [kVARh];*
- *ERLp – energia reativa carga ponta [kVARh].*

Uma vez que existe uma parcela da energia que é consumida simultaneamente à sua geração, define-se fatores de simultaneidade, um percentual da energia consumida pela carga a qual foi consumida durante a sua geração. Adiante será determinado os limites de FS.

- *FSfp – fator de simultaneidade fora ponta [%];*
- *FSp – fator de simultaneidade ponta [%].*

Parcela do valor total ressarcido pela distribuidora referente à bandeira da energia compensada.

- *RBEAC – receita bandeira energia ativa compensada [R\$].*

Se houver energia ponta compensada haverá receita referente à esta compensação.

- *EACp – energia ativa compensada ponta [kWh];*
- *REACp – receita energia ativa compensada ponta [R\$];*
- *RUSDCfp – receita uso do sistema compensada fora ponta [R\$];*
- *RUSDCp – receita uso do sistema compensada ponta [R\$];*

O saldo acumulado do mês anterior pode ser encontrado em uma fatura do mês anterior. É necessário para determinar o saldo acumulado atual.

- *SAMAFP – saldo acumulado mês anterior fora ponta [kWh];*
- *SAMAp – saldo acumulado mês anterior ponta [kWh];*

Caso após realizar a compensação ponta ainda houver energia para ser compensada e houver saldo de energia fora ponta, este poderá ser utilizado, na devida proporção, utilizado para compensar a energia da ponta.

- *EARp – energia ativa restante ponta [kWh];*
- *SCfpp – saldo convertido fora ponta – ponta [kWh].*

As tarifas aplicadas às energias compensadas:

- *TEACfp – tarifa energia ativa compensada fora ponta [R\$/kWh];*
- *TEACp – tarifa energia ativa compensada ponta [R\$/kWh];*
- *TUSDCfp – tarifa uso do sistema compensado fora ponta [R\$/kWh];*
- *TUSDCp – tarifa uso do sistema compensado ponta [R\$/kWh].*
-

5.3 Formulação matemática e algoritmos

5.3.1 Balanço energético

Primeiramente cabe notar que este algoritmo é aplicável tanto no horário ponta quanto no horário fora ponta, logo, as variáveis utilizadas no equacionamento desta parte serão apresentadas sem os sufixos p e fp que são utilizados para denominar o posto tarifário ao qual uma variável pertence.

A unidade consumidora com micro ou mini geração distribuída instalada possui 02 fontes de importação e 02 fontes de exportação de energia. O gerador e a distribuidora são fontes de importação de energia do ponto de vista da UC enquanto suas cargas e a distribuidora são as fontes de exportação. Está sendo considerado que não há possibilidade de armazenamento de energia e, portanto, toda a energia que entra na unidade consumidora, seja por gerador próprio ou fornecido pela distribuidora, deve sair da unidade consumidora, seja na forma de consumo de suas cargas ou na forma de energia injetada na rede da distribuidora, gerando créditos.

$$EAG + EAM = EAI + EAL \quad (1)$$

Legenda (1):

EAG – energia ativa gerada

EAI – energia ativa injetada

EAM – energia ativa medida

A equação (1) descreve o balanço energético e é aplicável a ponta e fora ponta. Contudo, esta expressão é válida apenas no ponto de instalação do medidor da concessionária uma vez que como há uma fonte de energia ativa no interior da unidade consumidora conectada em paralelo com a carga, existe uma parcela da energia EALI que é consumida no mesmo instante que é gerada e, portanto, não é contabilizada por este medidor. Se houver energia gerada suficiente, até 100% da energia consumida pela carga pode ter sido consumida instantaneamente. Já se não houver energia gerada o suficiente, o máximo de energia instantânea possível é EAG. Assim pode-se definir um fator de simultaneidade referido à EAL tal que:

$$EALI = FS \cdot EAL \quad (2)$$

Legenda (2):

FS – fator de simultaneidade

EAL – energia ativa carga

EALI – energia ativa carga instantânea

Os limites de FS são definidos pelos limites de EALI conforme descrito acima.

$$\begin{cases} 0 < FS < 1, & \text{para } EAG \geq EAL \\ 0 < FS < \frac{EAG}{EAL}, & \text{para } EAG < EAL \end{cases} \quad (3)$$

Legenda (3):

FS – fator de simultaneidade

EAL – energia ativa carga

EAG – energia ativa gerada

A parcela de EAL não instantânea deve necessariamente ser fornecida pela distribuidora, aqui chamada de energia ativa medida, logo:

$$EAM = EAL - EALI \quad (4)$$

Legenda (4):

EAL – energia ativa carga

EALI – energia ativa carga instantânea

EAM – energia ativa medida

A parcela de EAG que não foi consumida instantaneamente deve necessariamente ser injetada na rede da distribuidora e gerar créditos.

$$EAI = EAG - EALI \quad (5)$$

Legenda (5):

EALI – energia ativa carga instantânea

EAG – energia ativa gerada

EAI – energia ativa injetada

Substituindo (2) em (4) e em seguida (4) em (5) tem-se:

$$FS = \frac{EAG - EAI}{EAL} \quad (6)$$

Legenda (6):

FS – fator de simultaneidade

EAL – energia ativa carga

EAG – energia ativa gerada

EAI – energia ativa injetada

A energia reativa excedente é calculada com base na energia reativa máxima permitida mantendo-se o fator de potência médio de 0,92 em cada posto tarifário. Este é calculado encontrando-se o ângulo de fator de potência do triângulo de energias.

$$0,92 \leq FP \leq 1 \quad (7)$$

$$FP = \cos \left(\arctan \left(\frac{ERM}{EAM} \right) \right) \quad (8)$$

Substituindo (7) em (8):

$$0,426 \cdot EAM \leq ERM \leq 0$$

Legenda (7) e (8):

FP – fator de potência

ERM – energia reativa medida

EAM – energia ativa medida

A energia reativa consumida pela carga é a energia reativa excedente somada à máxima permitida ou zero se não consumiu mais que a máxima.

$$ERL = 0,426 \cdot EAM + EREX \quad (9)$$

$$\begin{cases} EREX = ERL - 0,426 \cdot EAM, \text{ para } ERL \geq 0,426 EAM \\ EREX = 0, \text{ para } ERL < 0,426 EAM \end{cases} \quad (10)$$

Legenda (9) e (10):

EAM – energia ativa medida

ERL – energia reativa carga

EREX – energia reativa excedente

Conforme demonstra o fluxograma da Figura 17, tendo como entradas a energia gerada, energia consumida nas cargas e o fator de simultaneidade, realiza-se a verificação para se determinar os limites de FS conforme a equação (3). Caso o valor de FS inserido pelo usuário esteja fora dos limites permitidos, o algoritmo deve encerrar. Caso o contrário, uma das duas opções é satisfeita e o algoritmo pode seguir para o cálculo de EALI, EAM, EAI e EREX. Como EREX é um valor maior que zero conforme equação (10), verifica-se essa condição e atribui-se o valor zero a essa variável caso o resultado de seu cálculo seja um valor negativo. Seja EREX um valor nulo ou não, o algoritmo retorna EALI, EAM, EAI e EREX como saídas e encerra.

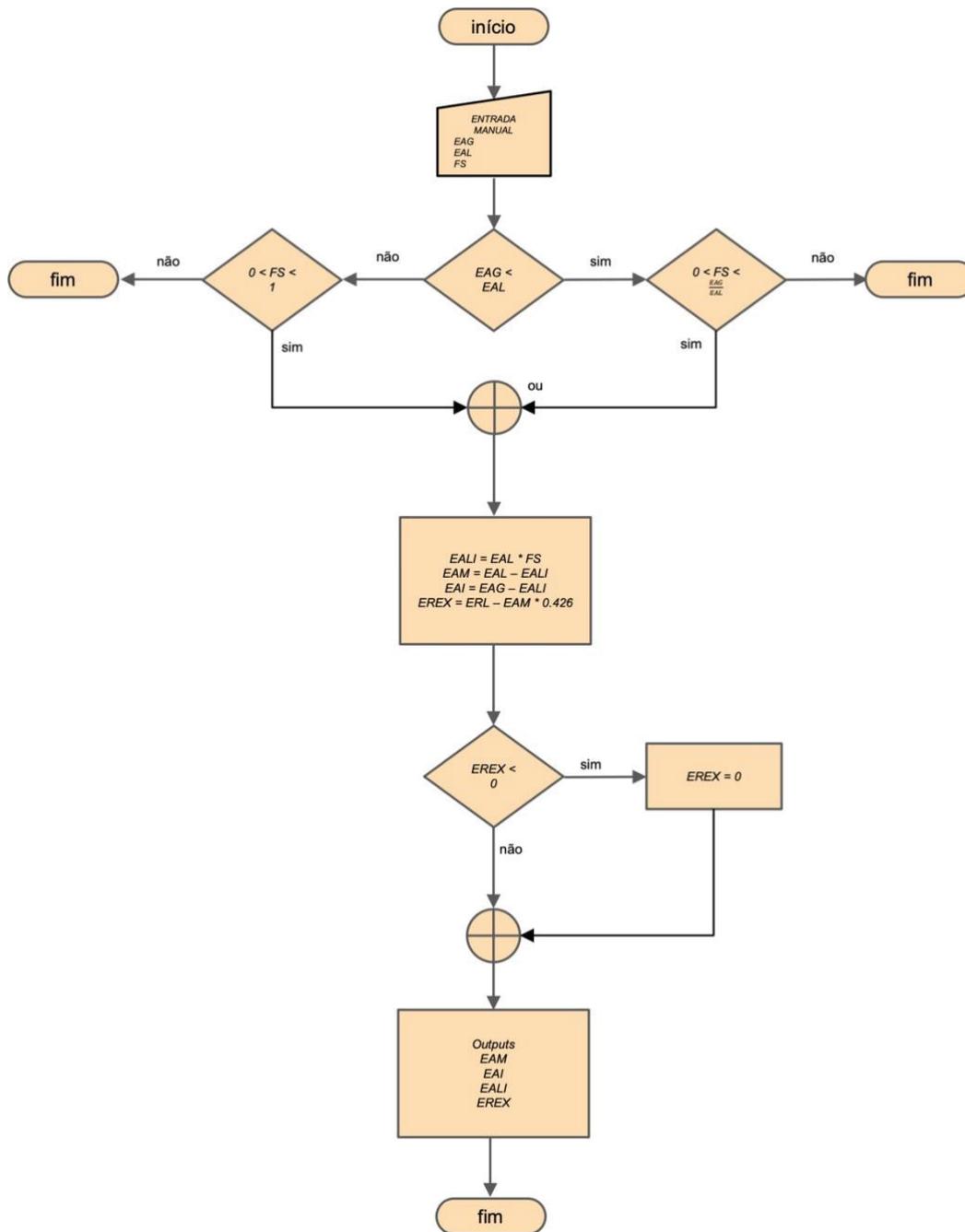


Figura 17 - Algoritmo do balanço energético da UC

5.3.2 Sistema de compensação

Assim como o algoritmo do balanço energético, este também é aplicável tanto no horário ponta quanto no horário fora ponta, logo, as variáveis utilizadas no equacionamento desta parte também serão apresentadas sem os sufixos p e fp .

Com os fluxos energéticos no ponto de instalação do medidor definidos, através do algoritmo do balanço energético, é possível aplicar o sistema de compensação.

Conforme demonstra a Figura 18, primeiramente calcula-se o saldo do mês de referência, que pode ser um valor negativo se a concessionária forneceu mais energia do que recebeu ou positivo se a UC injetou mais energia do que recebeu.

$$SM = EAI - EAM \quad (11)$$

Legenda (11):

EAI – energia ativa injetada
 EAM – energia ativa medida
 SM – saldo mês

Se o saldo acumulado do mês anterior adicionado do saldo mensal for um valor menor que zero, foi necessário consumir todo o saldo acumulado para compensação do mês de referência. Se todo o saldo foi utilizado na compensação, então a energia total utilizada para compensação daquele mês é a soma do saldo acumulado do mês anterior com a energia injetada no mês de referência.

$$\begin{cases} SA = 0 \\ EAC = SAMA + EAI \end{cases}, \quad SAMA + SM < 0 \quad (12)$$

Legenda (12):

EAC – energia ativa compensada
 EAI – energia ativa injetada
 SA – saldo acumulado
 SAMA – saldo acumulado mês anterior
 SM – saldo mês

Se o saldo acumulado do mês anterior adicionado do saldo mensal for um valor maior ou igual a zero, ainda restaram créditos mesmo após compensação do mês de referência. O valor do saldo acumulado se torna o saldo anterior somado ao saldo do mês. Se mesmo após a compensação ainda restou saldo, significa que toda a energia medida foi compensada.

$$\begin{cases} SA = SAMA + SM \\ EAC = EAM \end{cases}, \quad SAMA + SM \geq 0$$

A energia medida não compensada EA é a energia medida subtraída da energia compensada.

$$EA = EAM - EAC \quad (13)$$

Legenda (13):

EAC – energia ativa compensada
 EAM – energia ativa medida
 EA – energia ativa não compensada

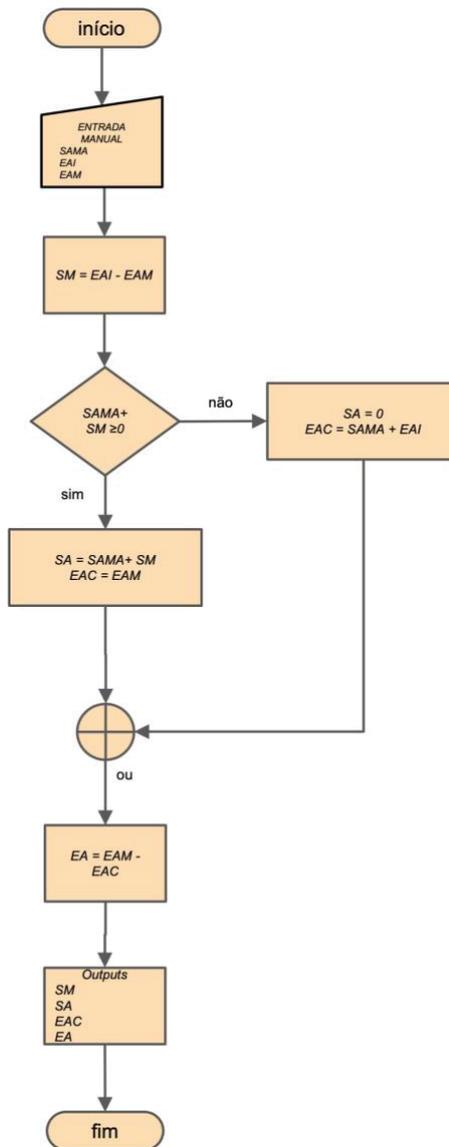


Figura 18 - Algoritmo do sistema de compensação

5.3.3 Compensação fora ponta-ponta

Caso após fazer as compensações de cada posto tarifário o saldo acumulado fora ponta for positivo, não haver saldo acumulado ponta, e ainda haver energia restante a ser compensada na ponta, é possível utilizar o saldo fora ponta para compensar alguma energia restante na ponta.

Conforme demonstra a Figura 19, primeiramente calcula-se a quantidade de energia ativa ponta restante após realizada a compensação do horário de ponta EAR_p . Note que este valor não pode ser menor que zero já que o algoritmo do sistema de compensação impede que $EAC > EAM$.

$$EAR_p = EAM_p - EAC_p \quad (14)$$

Legenda (14):

EAR_p – energia ativa restante ponta

EAMp – energia ativa medida ponta
EACp – energia ativa compensada ponta

Se as condições acima não forem satisfeitas, não é possível ou não é necessário a compensação fora ponta-ponta. Neste caso não há o que ser feito e o algoritmo se encerra. Se as condições forem satisfeitas, deve-se converter o SAfp, o qual é calculado após a compensação fora ponta, para SCfpp de modo que possa ser utilizado na compensação ponta. Lembrando que a energia ponta tem valor diferente da energia fora ponta, logo a compensação de energia ponta com energia fora ponta deve passar por um processos de conversão para equivaler as duas energias conforme equação (15).

$$SCfpp = SAfp \cdot \frac{TEAfp}{TEAp} \quad (15)$$

Legenda (15):

SCfpp – saldo convertido de fora ponta para ponta

SAfp – saldo acumulado fora ponta

TEAfp – tarifa energia ativa fora ponta

TEAp – tarifa energia ativa ponta

Se a o saldo convertido for suficiente para compensar a energia ponta restante, então não há mais energia ponta que possa ser compensada. O saldo convertido deve ser descontado do montante utilizado para compensação EARp.

$$\begin{cases} EA_p = 0 \\ SCfpp = SCfpp - EAR_p \end{cases}, \quad EAR_p - SCfpp \geq 0 \quad (16)$$

Se o saldo convertido não for suficiente para compensar a energia ponta restante, então a energia ponta que não pode ser compensada é a energia restante ponta descontada do saldo convertido. Como todo o saldo convertido foi utilizado, seu valor se torna zero.

$$\begin{cases} EA_p = EAR_p - SCfpp \\ SCfpp = 0 \end{cases}, \quad EAR_p - SCfpp \geq 0$$

Legenda (16):

EA_p – energia ativa ponta

EAR_p – energia ativa restante ponta

SCfpp – saldo convertido de fora ponta para ponta

Tenha sido utilizado integralmente ou não, o saldo convertido é desconvertido de ponta para fora ponta e retorna ao saldo acumulado fora ponta com a equação (15).

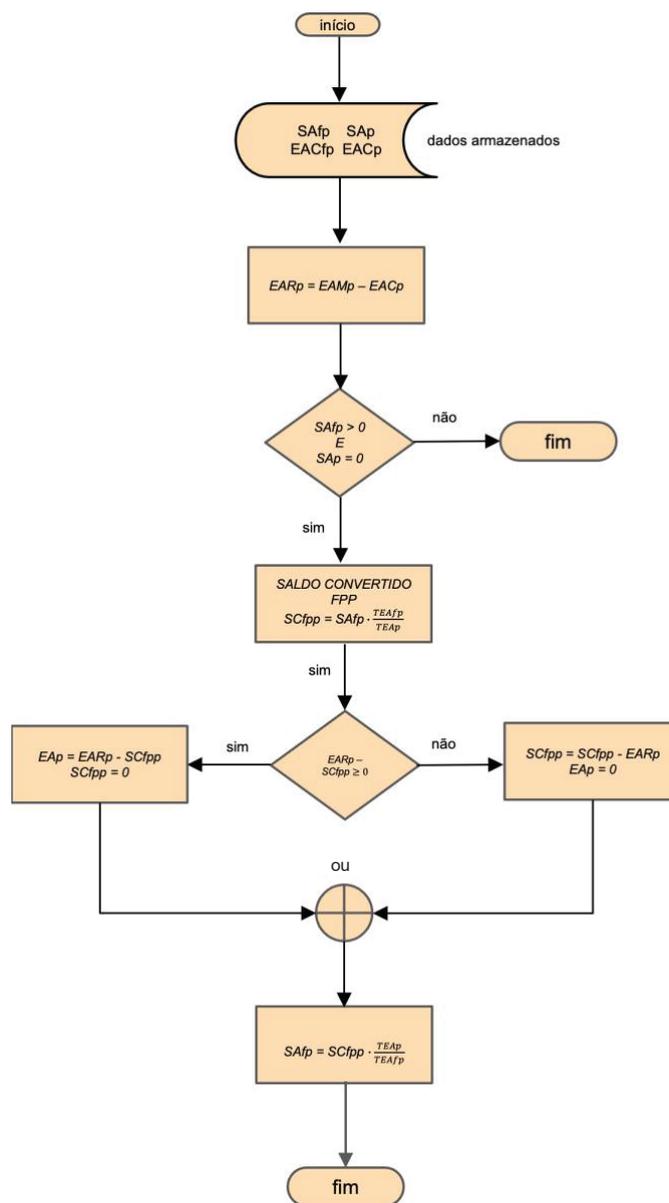


Figura 19 - Algoritmo da compensação fora ponta-ponta

5.3.4 Demanda

A partir dos valores de demanda medida e demanda contratada, determina-se houve ultrapassagem ou subutilização. Simplesmente compara-se a demanda medida com a contratada. Se a medida for menor que a contratada, então a demanda não utilizada é a diferença da contratada e a medida. Neste caso a demanda ultrapassada é zero. Por outro lado, se a medida for maior que a contratada, toda a demanda foi utilizada e houve ultrapassagem, logo a demanda não utilizada é zero e a demanda ultrapassada é a diferença entre a medida e a contratada. Seja qual for a situação, o algoritmo retorna os valores de DANU e DAU, conforme Figura 20.

$$\begin{cases} DANU = DAC - DAM \\ DAU = 0 \end{cases}, \quad DAC \geq DAM \quad (17)$$

$$\begin{cases} DANU = 0 \\ DAU = DAM - DAC \end{cases}, \quad DAC < DAM$$

Legenda (17):

DAC – demanda ativa contratada

DAM – demanda ativa medida

DAU – demanda ativa ultrapassada

DANU – demanda ativa não ultrapassada

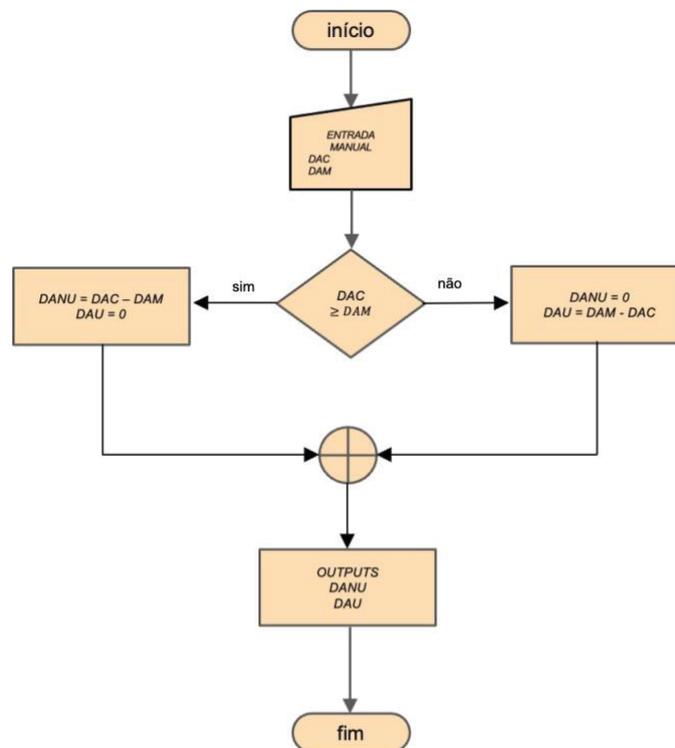


Figura 20 - Algoritmo da demanda

5.3.5 Faturamento

O documento “Resolução Homologatória ANEEL No 2.886, de 22 de junho de 2021 Vigência em 24/06/2021 – TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO” [16], publicado pela COPEL, apresenta a expressão matemática para o cálculo do valor da tarifa com impostos, e que é efetivamente paga pelo consumidor, conforme mostra a Figura 21. Os valores atuais da tarifa sem impostos podem ser encontrados no site da distribuidora e as alíquotas de ICMS, PIS e COFINS aplicadas naquele período de faturamento devem constar na fatura. Desta forma, o valor de tarifa sem impostos apresentado pela concessionária e o valor da tarifa com impostos observado na fatura de energia devem ser soluções para a equação (18) utilizando-se os valores de PIS, COFINS e ICMS apresentados na fatura.

COMO CALCULAR TRIBUTOS INCIDENTES NAS TARIFAS (duas etapas*)		
1º	Base de calculo PIS/COFINS	= $\frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS})}$
2º	Tarifa com impostos	= $\frac{\text{Base de calculo PIS/COFINS}}{1 - \text{ICMS}}$
*método de cálculo alterado a partir do faturamento com referência 11/2020.		
ICMS	PIS/PASEP*	COFINS*
29%	0,68%	3,12%

* Alíquotas PIS e COFINS alteradas em 01/04/2021 . As alíquotas efetivas do PIS e COFINS são apuradas mensalmente, sendo suas variações aplicadas tempestivamente.

Figura 21 - Cálculo dos tributos incidentes na tarifa

Fonte: [17]

$$\text{Tarifa com impostos} = \frac{\text{Tarifa publicada pela ANEEL}}{(1 - \text{PIS} - \text{COFINS})(1 - \text{ICMS})}. \quad (18)$$

Em um exercício de tentativa e erro, dado a simplicidade dos cálculos dos custos, de modo geral é o produto entre a quantidade e a tarifa, não foi difícil encontrar as relações entre as variáveis atribuídas aos itens da fatura A. Pode-se observar que as quantidades de cada item, multiplicados pela respectiva tarifa com impostos apresentada na fatura, resulta no valor em R\$ daquele item.

- ENERGIA ATIVA PONTA

O custo da energia ativa ponta é resultado a multiplicação da energia ativa ponta fornecida pela distribuidora e não compensada pela tarifa de energia ativa ponta com impostos, conforme a equação (19).

$$CEAp = EAp \cdot TEAp \quad (19)$$

Legenda (19):

EAp – energia ativa ponta

TEAp – tarifa energia ativa ponta

CEAp – custo energia ativa ponta

- USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PONTA

O custo do uso do sistema de distribuição é resultado da multiplicação da energia ativa ponta fornecida pela distribuidora e não compensada pela tarifa de uso do sistema de distribuição pontacom impostos, conforme a equação (20).

$$CUSDp = EAp \cdot TUSDp \quad (20)$$

Legenda (20):

EAp – energia ativa ponta

TUSDp – tarifa uso do sistema de distribuição ponta

CUSDp – custo uso do sistema de distribuição ponta

- ENERGIA ATIVA PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

No caso da fatura A não ocorreu compensação na ponta e, portanto, não houve energia ponta com tributação diferenciada. Contudo, essa possibilidade não é descartada nesta modelagem, podendo sim ocorrer esta compensação e logo, deve-se considerar a existência de tributação diferenciada na ponta.

Assim como a energia ativa fora ponta com tributação diferenciada, apesar de ser compensada, essa parcela de energia precisa antes ser cobrada. O custo da energia ativa ponta com tributação diferenciada é resultado da multiplicação da energia ativa ponta compensada pela tarifa de energia ativa fora ponta com tributação diferenciada.

$$CEAtdp = EACp \cdot TEAtdp \quad (21)$$

Legenda (21):

EACp – energia ativa compensada ponta

CEAtdp – custo energia ativa tributação diferenciada ponta

TEAtdp – tarifa energia ativa tributação diferenciada ponta

A tributação diferenciada da tarifa de energia ponta foi identificada com a isenção dos 3 impostos, ICMS, PIS e COFINS. Logo, pode-se escrever:

$$TEAtdp = TEAp \cdot (1 - ICMS) \cdot (1 - PIS - COFINS) \quad (22)$$

Legenda (22):

TEAp – tarifa energia ativa ponta

TEAtdp – tarifa energia ativa tributação diferenciada ponta

ICMS – alíquota de ICMS

PIS – alíquota de PIS

COFINS – alíquota de COFINS

• USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

O uso do sistema de distribuição que será compensado é cobrado também com tributação diferenciada, com isenção apenas dos impostos federais PIS e COFINS. O custo deste item é resultado da multiplicação da energia ativa ponta compensada pela tarifa de uso do sistema de distribuição ponta com tributação diferenciada.

$$CUSDtdp = EACp \cdot TUSDtdp \quad (23)$$

$$TUSDtdp = TUSDp \cdot (1 - PIS - COFINS) \quad (24)$$

Legenda (23) e (24):

EACp – energia ativa compensada ponta

TUSDp – tarifa uso do sistema de distribuição ponta

TUSDtdp – tarifa uso do sistema de distribuição tributação diferenciada ponta

CUSDtdp – custo uso do sistema de distribuição tributação diferenciada ponta

PIS – alíquota de PIS

COFINS – alíquota de COFINS

• ENERGIA ATIVA FORA PONTA

O custo da energia ativa fora ponta é resultado da multiplicação da energia ativa fora ponta que não será compensada pela tarifa de energia fora ponta com impostos.

$$CEAfp = EAfp \cdot TEAfp \quad (25)$$

Legenda (25):

EAfp – energia ativa fora ponta

TEAfp – tarifa energia ativa fora ponta

CEAfp – custo energia ativa fora ponta

- USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO FORA PONTA

O custo do uso do sistema de distribuição fora ponta é resultado da multiplicação da energia ativa fora ponta pela tarifa de uso do sistema de distribuição fora ponta com impostos.

$$CUSDFp = EAfp \cdot TUSDFp \quad (26)$$

Legenda (26):

EAfp – energia ativa fora ponta

TUSDFp – tarifa uso do sistema distribuição fora ponta

CUSDFp – custo uso do sistema distribuição fora ponta

ENERGIA ATIVA FORA PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Apesar de ser compensada, essa parcela de energia precisa antes ser cobrada. O custo da energia ativa fora ponta com tributação diferenciada é resultado da multiplicação da energia ativa fora ponta compensada pela tarifa de energia ativa fora ponta com tributação diferenciada.

$$CEAtdfp = EACfp \cdot TEAtdfp \quad (27)$$

Legenda (27):

EACfp – energia ativa compensada fora ponta

TEAtdfp – tarifa energia ativa tributação diferenciada fora ponta

CEAtdfp – custo energia ativa tributação diferenciada fora ponta

A tributação diferenciada da tarifa de energia fora ponta foi identificada como a isenção dos 3 impostos, ICMS, PIS e COFINS. Logo, pode-se escrever:

$$TEAtdfp = TEAfp \cdot (1 - ICMS) \cdot (1 - PIS - COFINS) \quad (28)$$

Legenda (28):

TEAtdfp – tarifa energia ativa tributação diferenciada fora ponta

TEAfp – tarifa energia ativa fora ponta

ICMS – alíquota ICMS

PIS – alíquota PIS

COFINS – alíquota COFINS

- USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO FORA PONTA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Uso do sistema de distribuição que será compensado é cobrado também com tributação diferenciada, com isenção apenas dos impostos federais PIS e COFINS. O custo deste item é resultado da multiplicação da energia ativa fora ponta compensada pela tarifa de uso do sistema de distribuição fora ponta com tributação diferenciada.

$$CUSDtdfp = EACfp \cdot TUSDtdfp \quad (29)$$

$$TUSDtdfp = TUSDfp \cdot (1 - PIS - COFINS) \quad (30)$$

Legenda (29) e (30):

EACfp – energia ativa compensada fora ponta

CUSDtdfp – custo uso do sistema distribuição tributação diferenciada fora ponta

TUSDtdfp – tarifa uso do sistema distribuição tributação diferenciada fora ponta

TUSDfp - tarifa uso do sistema distribuição fora ponta

PIS – alíquota PIS

COFINS – alíquota COFINS

- ENERGIA REATIVA EXCEDENTE PONTA

O custo da energia reativa excedente ponta é resultado da multiplicação da energia reativa excedente ponta pela tarifa de energia reativa excedente ponta.

$$CEREXp = EREXp \cdot TEREXp \quad (31)$$

Legenda (31)

EREXp – energia reativa excedente ponta

TEREXp – tarifa energia reativa excedente ponta

CEREXp – custo energia reativa excedente ponta

- ENERGIA REATIVA EXCEDENTE FORA PONTA

O custo da energia reativa excedente é resultado da multiplicação da energia reativa excedente fora ponta pela tarifa de energia reativa excedente fora ponta.

$$CEREXfp = EREXfp \cdot TEREXfp \quad (32)$$

Legenda (32)

EREXfp – energia reativa excedente fora ponta

TEREXfp – tarifa energia reativa excedente fora ponta

CEREXfp – custo energia reativa excedente fora ponta

- DEMANDA

O custo demanda é resultado da multiplicação da demanda ativa medida fora ponta pela tarifa de demanda ativa fora ponta. No caso, por se tratar de uma unidade consumidora na modalidade tarifária horária verde, ou seja, o valor da tarifa de demanda é único para qualquer posto tarifário, trata-se como demanda fora ponta.

$$CDAMfp = DAMfp \cdot TDAfp \quad (33)$$

Legenda (33)

DAMfp – demanda ativa medida fora ponta

TDAfp – tarifa demanda ativa medida fora ponta

CDAMfp – custo demanda ativa medida fora ponta

- DEMANDA NÃO UTILIZADA

(1) Nas três faturas analisadas houve subutilização da demanda contratada, logo, a parcela de demanda não utilizada é tarifada com tributação diferenciada, no caso, isenção de ICMS.

$$CDANUfp = DANUfp \cdot TDANUfp \quad (34)$$

$$TDANUfp = TDAfp \cdot (1 - ICMS) \quad (35)$$

Legenda (34) e (35)

DANUfp – demanda ativa não utilizada fora ponta

TDANUfp – tarifa demanda ativa não utilizada fora ponta
CDANUfp – custo demanda ativa não utilizada fora ponta
TDAfp - demanda ativa ponta
ICMS – alíquota ICMS

- BANDEIRA

O custo bandeira é resultado da multiplicação do total de energia ativa, ponta e fora ponta, fornecida pela distribuidora e que não serão compensadas, pela tarifa de bandeira.

$$EB = EAp + EAfp \quad (36)$$

$$CB = EB \cdot TB \quad (37)$$

Legenda (36) e (37)

EAp – energia ativa ponta

EAfp – energia ativa fora ponta

EB – energia bandeira

CB – custo bandeira

TB – tarifa bandeira

- BANDEIRA TRIBUTAÇÃO DIFERENCIADA

Sobre a parcela de energia que é fornecida pela distribuidora e que será compensada, incide a tarifa de bandeira com isenção de todos os impostos. O valor do custo bandeira com tributação diferenciada irá compor o valor total compensado.

$$EBtd = EACp + EACfp \quad (38)$$

$$CBtd = EBtd \cdot TBtd \quad (39)$$

$$TBtd = TB \cdot (1 - ICMS) \cdot (1 - PIS - COFINS) \quad (40)$$

Legenda (38), (39) e (40)

EACp – energia ativa compensada ponta

EACfp – energia ativa compensada fora ponta

EBtd – energia bandeira tributação diferenciada

CBtd – custo bandeira tributação diferenciada

TBtd – tarifa bandeira tributação diferenciada

ICMS – alíquota ICMS

PIS – alíquota PIS

COFINS – alíquota COFINS

17) ILUMINAÇÃO PÚBLICA

O custo de iluminação pública usualmente é fixo, como pode ser observado nas faturas A, B e C. Nesta modelagem será considerada como uma constante de valor arbitrário.

$$CIPM = cte \quad (41)$$

Legenda (41)

CIPM – custo iluminação pública municipal

- COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O valor total compensado (RT) é resultado da soma da receita de energia ativa compensada, receita do uso do sistema de distribuição compensado e receita bandeira da energia ativa compensada.

A receita de energia ativa compensada é igual ao custo de energia ativa compensada com tributação diferenciada. A receita do uso do sistema de distribuição compensado é igual ao custo do uso do sistema de distribuição fora ponta com tributação diferenciada, descontado o ICMS. A receita bandeira de energia ativa compensada é igual ao custo bandeira tributação diferenciada.

As receitas são consideradas valores negativos para indicar a direção do fluxo de caixa que elas produzem.

$$RT = REAC + RUSDC + RBEAC \quad (41)$$

$$REAC = -EAC \cdot TEAtdfp \quad (43)$$

$$RUSDC = -EAC \cdot TUSDtdfp \cdot (1 - ICMS) \quad (44)$$

$$RBEAC = -CBtd \quad (45)$$

Legenda (41), (42), (43) e (44):

REAC – receita energia ativa compensada

RUSDC – receita uso do sistema distribuição compensado

RBEAC – receita bandeira energia ativa compensada

EAC – energia ativa compensada

TEAtdfp – tarifa energia ativa tributação diferenciada fora ponta

TUSDtdfp – tarifa uso do sistema de distribuição tributação diferenciada fora ponta

CBtd – custo bandeira tributação diferenciada

ICMS – alíquota de ICMS

- VALOR FATURADO

O valor final faturado pela distribuidora ao cliente é resultado da soma dos custos e das receitas.

$$VF = CEAp + CEAfp + CUSDp + CUSDfp + CEAtdp + CEAtdfp + CUSDtdp + CUSDtdfp + CEREXp + CEREXfp + CDAMfp + CDAUfp + CDANUfp + CB + CBtd + CIPM + REACp + REACfp + RUSDCp + RUSDCfp \quad (46)$$

Legenda (46)

CEAp – custo energia ativa ponta

CEAfp - custo energia ativa fora ponta

CUSDp – custo uso sistema distribuição ponta

CUSDfp - custo uso sistema distribuição fora ponta

CEAtdp – custo energia ativa tributação diferenciada ponta

CEAtdfp - custo energia ativa tributação diferenciada fora ponta

CUSDtdp – custo uso do sistema de distribuição tributação diferenciada ponta

CUSDtdfp - custo uso do sistema de distribuição tributação diferenciada fora ponta

CEREXp – custo energia reativa excedente ponta

CEREXfp – custo energia reativa excedente fora ponta

CDAMfp – custo demanda ativa medida fora ponta

CDAUfp – custo demanda ativa ultrapassada fora ponta
CDANUfp – custo demanda ativa não utilizada fora ponta
CB – custo bandeira
CBtd – custo bandeira tributação diferenciada
CIPM – custo iluminação pública municipal
REACp – receita energia ativa compensada ponta
REACfp – receita energia ativa compensada fora ponta
RUSDCp – receita uso do sistema de distribuição ponta
RUSDCfp – receita uso do sistema de distribuição fora ponta

Conforme demonstra a Figura 22, o algoritmo de faturamento é formado apenas por um bloco de cálculos onde determina-se os custos e receitas que comporão a fatura modelada, utilizando os valores de tarifas e quantitativos determinados anteriormente.



Figura 22 - Algoritmo do faturamento

5.3.6 Impostos

Para cálculo dos impostos é necessário conhecimento de quais custos são tributáveis e quais são isentos. Esta informação foi obtida em um exercício de tentativa e erro aplicando a equação (18) aos valores de tarifa constantes na fatura e os valores de tarifa sem impostos divulgados no site da distribuidora COPEL conforme Figura 23.

CEAtdfp - custo energia ativa tributação diferenciada fora ponta
 CUSDtdp – custo uso do sistema de distribuição tributação diferenciada ponta
 CUSDtdfp - custo uso do sistema de distribuição tributação diferenciada fora ponta
 CEREXp – custo energia reativa excedente ponta
 CEREXfp – custo energia reativa excedente fora ponta
 CDAMfp – custo demanda ativa medida fora ponta
 CDAUfp – custo demanda ativa ultrapassada fora ponta
 CDANUfp – custo demanda ativa não utilizada fora ponta
 CB – custo bandeira
 CBtd – custo bandeira tributação diferenciada
 CIPM – custo iluminação pública municipal
 REACp – receita energia ativa compensada ponta
 REACfp – receita energia ativa compensada fora ponta
 RUSDCp – receita uso do sistema de distribuição ponta
 RUSDCfp – receita uso do sistema de distribuição fora ponta
 V – vetor de valores faturados
 IICMS – vetor de incidência ICMS
 IIPISCOFINS – vetor de incidência PIS/COFINS

O valor é 1 se o imposto incide e 0 se não incide. A base de cálculo do custo do ICMS é a soma dos custos sobre os quais incidem o ICMS. Logo, a base de cálculo do ICMS é o produto escalar de V e IICMS:

$$BICMS = \bar{V} \cdot \overline{IICMS} \quad (48)$$

Legenda (48)

BICMS – base de cálculo ICMS

V – vetor de valores faturados

IICMS – vetor de incidência ICMS

Já a base de cálculo do PIS COFINS é composta pelos custos sobre os quais incidem esses impostos, descontados do ICMS se incidente neste mesmo custo. Controla-se um laço dentro do algoritmo que irá varrer os vetores V, IICMS e IPISCOFINS, verificando se sobre cada item de V incide ou não o imposto ICMS. Caso não seja isento, o valor do item analisado neste passo do laço deve ser descontado o seu custo de ICMS. Caso seja isento, não é necessário desconto e o algoritmo pode prosseguir para determinar se o valor deste item irá compor a base de cálculo do PIS COFINS. Nesta etapa, verifica-se se o item de V possui ou não isenção de PIS COFINS. Se houver isenção, este item não compõe a base BPISCOFINS. Se não houver isenção, BPISCOFINS é acrescido do valor recebido do passo anterior.

Os custos em R\$ de cada imposto são determinados pelo produto de suas alíquotas com as suas respectivas bases de cálculo conforme as equações (49), (50) e (51).

$$CICMS = ICMS \cdot BICMS \quad (49)$$

$$CPIS = PIS \cdot BPISCOFINS \quad (50)$$

$$(51)$$

Legenda (49)

ICMS – alíquota ICMS

BICMS – base de cálculo ICMS

CICMS – custo ICMSx

PIS – alíquota PIS

CPIS – custo PIS

COFINS – alíquota COFINS

CCOFINS – custo COFINS
 BPISCOFINS – base de cálculo PIS COFINS

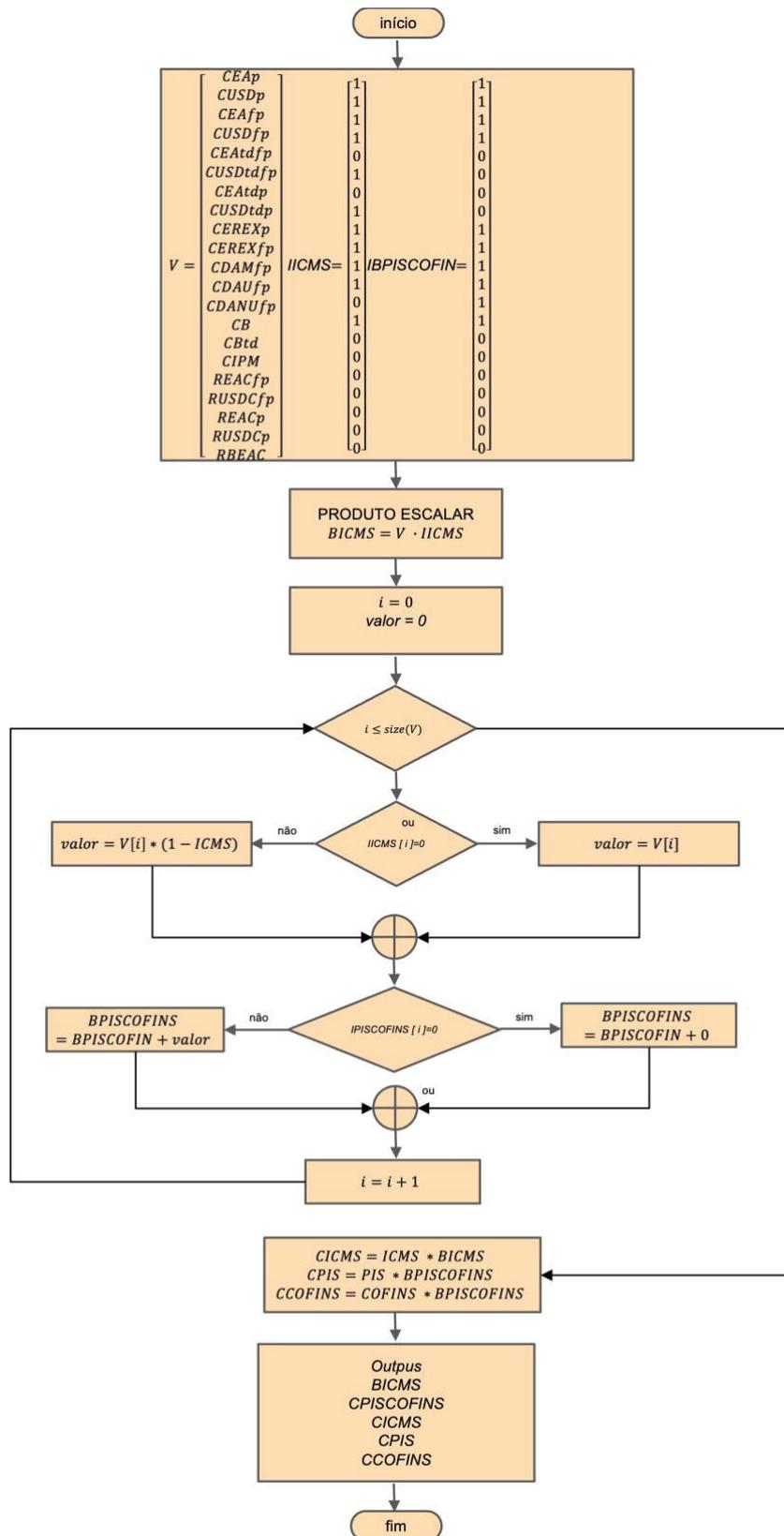


Figura 24 - Algoritmo dos impostos

5.3.6 Principal

O algoritmo principal é formado pelos demais algoritmos citados até o momento. Primeiramente executa-se o algoritmo do balanço energético e do sistema de compensação para os horários ponta e fora ponta. Neste ponto já se contabilizou os fluxos energéticos e já se realizaram as compensações em cada horário. Em seguida executa-se o algoritmo de compensação fora ponta-ponta. Nele será verificado os montantes de energia não compensados na ponta que possam ser compensados com saldo fora ponta, se houver. O algoritmo da demanda é independente dos demais e poderia ser executado em qualquer etapa do algoritmo principal. Após a determinação das demandas, segue-se para o faturamento e em seguida o algoritmo para cálculo dos impostos. Cabe lembrar que os impostos já estão embutidos nos valores calculados no faturamento. Este algoritmo apenas torna transparente a composição das bases de cálculos e os valores absolutos dos impostos.

A Figura 25 demonstra o fluxograma do algoritmo implementado.

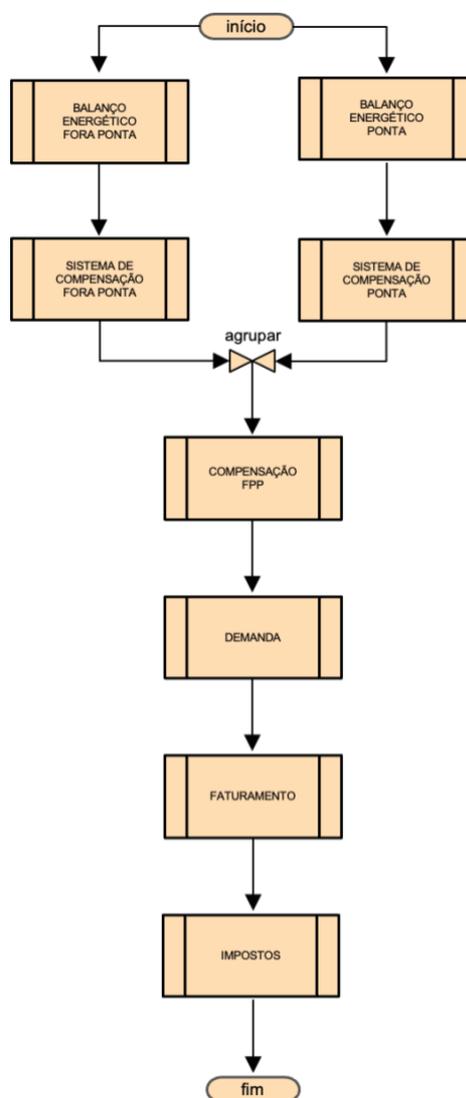


Figura 25 - Algoritmo principal

5.3.7 Variáveis de entrada

SIGLA	NOME	UNIDADE
CIPM	contribuição para iluminação pública municipal	R\$
COFINS	alíquota COFINS	%
DACfp	demanda ativa contratada fora ponta	kW
DAMfp	demanda ativa medida fora ponta	kW
EAGfp	energia ativa gerada fora ponta	kWh
EAGp	energia ativa gerada ponta	kWh
EALfp	energia ativa carga fora ponta	kWh
EALp	energia ativa carga ponta	kWh
ERLfp	energia reativa carga fora ponta	kVArh
ERLp	energia reativa carga ponta	kVArh
FSfp	fator de simultaneidade fora ponta	%
FSp	fator de simultaneidade ponta	%
ICMS	alíquota de ICMS	%
PIS	alíquota PIS	%
SAMAFp	saldo acumulado mês anterior fora ponta	kWh
SAMAp	saldo acumulador mês anterior ponta	kWh
TB	tarifa bandeira	R\$/kWh
TDAfp	tarifa demanda ativa	R\$/kW
TEAfp	tarifa de energia ativa fora ponta	R\$/kWh
TEAp	tarifa de energia ativa ponta	R\$/kWh
TEREXfp	tarifa de energia reativa excedente fora ponta	R\$/kVArh
TEREXp	tarifa de energia reativa excedente ponta	R\$/kVArh
TUSDfp	tarfia de uso de sistema fora ponta	R\$/kWh
TUSDp	tarfia de uso de sistema ponta	R\$/kWh

Tabela 1 - Variáveis de entrada

5.3.8 Variáveis de saída

SIGLA	NOME	UNIDADE
BICMS	base de cálculo para o ICMS	R\$
BPISCOFINS	base de cálculo para o PIS COFINS	R\$
CB	custo bandeiramento	R\$
CBtd	custo bandeiramento tributação diferenciada	R\$
CCOFINS	custo COFINS	R\$
CDAMfp	custo demanda ativa medida fora ponta	R\$
CDANUfp	custo demanda não utilizada fora ponta	R\$
CDAUfp	custo demanda ativa ultrapassada fora ponta	R\$
CEAfp	custo energia ativa fora ponta	R\$
CEAp	custo energia ativa ponta	R\$
CEAtdfp	custo energia ativa fora ponta tributação diferenciada	R\$
CEAtdp	custo energia ativa tributação diferenciada ponta	R\$
CEREXfp	custo energia reativa excedente fora ponta	R\$
CEREXp	custo energia reativa excedente ponta	R\$
CICMS	custo ICMS	R\$
CPIS	custo PIS	R\$
CUSDfp	custo uso do sistema fora ponta	R\$
CUSDp	custo uso do sistema ponta	R\$
CUSDtdfp	custo uso do sistema fora ponta tributação diferenciada	R\$
CUSDtdp	custo uso do sistema tributação diferenciada ponta	R\$
DANUfp	demanda ativa não utilizada fora ponta	kW
DAUfp	demanda ativa ultrapassada fora ponta	kW
EACfp	energia ativa compensada fora de ponta	kWh
EACp	energia ativa compensada ponta	kWh
EAFp	energia ativa fora ponta	kWh
EAlfp	energia ativa injetada fora ponta	kWh
EAlp	energia ativa injetada ponta	kWh
EALIfp	energia ativa carga instantânea fora ponta	kWh
EALIp	energia ativa carga instantânea ponta	kWh
EAMfp	energia ativa medida fora ponta	kWh
EAMp	energia ativa medida ponta	kWh
EAp	energia ativa ponta	kWh
EAtdfp	energia ativa com tributação diferenciada fora ponta	kWh
EAtdp	energia ativa tributação diferenciada ponta	kWh
EB	energia bandeira	kWh
EBtd	energia bandeira tributação diferenciada	kWh
EREXfp	energia reativa excedente fora ponta	kVArh
EREXp	energia reativa excedente ponta	kVArh
RBEAC	receita bandeira energia ativa compensada	R\$

REACfp	valor efetivamente descontado da tarifa de energia fora ponta	R\$
REACp	valor efetivamente descontado da tarifa de energia ponta	R\$
RUSDCfp	receita uso do sistema compensado fora ponta	R\$
RUSDCp	receita uso do sistema compensado ponta	R\$
SAfp	saldo acumulado fora ponta	kWh
SAp	saldo acumulado ponta	kWh
SMfp	saldo mês fora ponta	kWh
SMp	saldo mês ponta	kWh
VF	valor faturado	R\$

Tabela 2 - Variáveis de saída

5.3.9 Variáveis internas

SIGLA	NOME	UNIDADE
TBtd	tarifa de bandeiramento ativo com tributação diferenciada	R\$/kWh
TDANUfp	tarifa de demanda ativa não utilizada fora ponta	R\$/kW
TDAUfp	tarifa demanda ativa ultrapassada fora ponta	R\$/kWh
TEACfp	tarifa de energia compensada fora ponta	R\$/kWh
TEACp	tarifa de energia compensada ponta	R\$/kWh
TEAtdfp	tarifa de energia ativa fora ponta com tributação diferenciada	R\$/kWh
TEAtdp	tarifa energia ativa tributação diferenciada ponta	R\$/kWh
TUSDCfp	tarifa uso do sistema compensado fora ponta	R\$/kWh
TUSDCp	tarifa uso do sistema compensado ponta	R\$/kWh
TUSDtdfp	tarifa de uso do sistema fora ponta com tributação diferenciada	R\$/kWh
TUSDtdp	tarifa uso do sistema tributação diferenciada ponta	R\$/kWh
EARp	energia ativa restante ponta	kWh
SCfpp	saldo convertido fora ponta para ponta	kWh

Tabela 3 - Variáveis internas

5.4 Validação

Partindo da fatura A, caso base, e utilizando de normas e diretrizes da distribuidora COPEL foi possível elaborar um modelo computacional desta mesma fatura. Cabe agora aplicar o modelo aos casos de validação, faturas B e C, e verificar os resultados.

Das 24 variáveis de entrada, 8 não podem ser obtidas da fatura de energia: EAGp, EAGfp, EALp, EALfp, ERLp, ERLfp, FSp, FSfp. Esta são variáveis externas à fatura cujos valores podem ser obtidos por medidores instalados nas instalações. Ao definirmos os valores EAMp, EAMfp, EAlp, EAlfp, em função dos valores de EAGp, EAGfp, EALp e EALfp, estamos apenas referenciando as primeiras variáveis cujos valores constam na fatura, por outras variáveis cujos valores não constam na fatura. No caso de ERLp, e ERLfp, que originarão EREXp e EREXfp, a referência é o fator de potência mínimo de 0,92 determinado por [5]. Isso é feito pois o objetivo é utilizar as variáveis de energias gerada, consumida na carga, reativa na carga e fator de simultaneidade, cujos valores seriam obtidos por medidores instalados na planta. Com estes dados, seria possível prever os valores da fatura de energia.

Para o caso desta unidade consumidora, os dados de entrada disponíveis e que não constam na fatura são: EAGp, EAGfp. Estes são disponibilizados na plataforma de monitoramento do sistema fotovoltaico. Não são conhecidos as energia consumidas na carga, ativa ou reativa, e o fator de simultaneidade. Contudo, através da equação (6) é possível obter o valor de EALp e EALfp.

Logo, é possível determinar o valor de FS que produzirá os valores EAlp, EAlfp, EAMp e EAMfp que constam na fatura.

Lembrando que esta é apenas uma forma de mudar a referência de uma variável que consta na fatura para uma que não consta, mas é desejável que seja manipulável no algoritmo.

A Tabela 4 demonstra os valores de EAGp, EAGfp, obtidos da plataforma de monitoramento do gerador, EAlp, EAlfp, EAMp, EAMfp, obtidos da fatura, EALp, EALfp, EALIp, EALIfp obtidos das equações (1) e (47) para as três faturas A, B e C. Serão apresentados os resultados dos casos base e validação juntos.

FORA PONT A	EAGfp (kWh)	EAlfp (kWh)	EAMfp (kWh)	EALfp (kWh)	EALIfp (kWh)	FSp(1)
A	35270	5294	71642	101618	29976	0,2950
B	31917	3855	74171	102233	28062	0,2745
C	24015	3916	77476	97575	20099	0,2060

PONT A	EAGp (kWh)	EAlp(kWh)	EAMp (kWh)	EALp (kWh)	EALIp (kWh)	FSp(1)
A	0	0	10423	10423	0	0
B	0	0	10874	10874	0	0
C	0	0	10120	10120	0	0

Tabela 4 - Balanço energético das faturas A, B e C

Aplicando-se as variáveis de entrada das faturas A, B e C é possível calcular os demais valores demonstrando que o método de cálculo está correto. A Tabela 5 demonstra os valores de variáveis de entrada retirados das faturas e da Tabela 4, enquanto que a Tabela 6 demonstra os valores das variáveis de saída condizentes com os valores apresentados nas faturas reais com diferenças percentuais desprezíveis, conforme Tabela 7.

		A	B	C
CIPM	R\$	100,88	100,88	100,88
COFINS	%	5,09	4,75	3,12
DACfp	kW	420	420	420
DAMfp	kW	292,89	266,11	207,36
EAGfp	kWh	35270	31917	24015
EAGp	kWh	0	0	0
EALfp	kWh	101618	102233	97575
EALp	kWh	10423	10874	10120
ERLfp	kVArh	31212,492	32128,846	33387,776
ERLp	kVArh	4515	4721	4311
FSfp	%	0,294989	0,274489	0,205984
FSp	%	0	0	0
ICMS	%	29	29	29
PIS	%	1,11	1,03	0,68
SAMAfp	%	0	0	0
SAMAp	%	0	0	0
TB	%	0,2131874	0,141891	0,13897084
TDAfp	R\$/kW	25,627539	25,51707	24,991802
TEAfp	R\$/kWh	0,413404	0,411623	0,403151
TEAp	R\$/kWh	0,657383	0,65455	0,641078
TEREXfp	R\$/kVArh	0,433709	0,431798	0,422924
TEREXp	R\$/kVArh	0,433709	0,431798	0,422924
TUSDfp	R\$/kWh	0,124009	0,123475	0,120933
TUSDp	R\$/kWh	1,440098	1,433892	1,404379

Tabela 5 - Valores aplicados às variáveis de entrada do algoritmo para as faturas A, B e C

		A	B	C
BICMS	R\$	82340,04	79362,77	76680,67
BPISCOFINS	R\$	60337,1369	58817,264	57892,9268
CB	R\$	16366,61	11520,13	11629,08
CBtd	R\$	751,45	365,82	371,72
CCOFINS	R\$	3071,16027	2793,82004	1806,25932
CDAMfp	R\$	7506	6790,35	5182,3
CDANUfp	R\$	2312,82	2788,04	3773,12
CDAUfp	R\$	0	0	0
CEAfp	R\$	27428,53	28943,68	29655,79
CEAp	R\$	6851,9	7117,58	6487,71
CEAtdfp	R\$	1457,18	1061,25	1078,34
CEAtdp	R\$	0	0	0
CEREXfp	R\$	301,02	229,96	162,05
CEREXp	R\$	32,44	38,29	0
CICMS	R\$	23878,6116	23015,2033	22237,3943
CPIS	R\$	669,74222	605,817819	393,671902
CUSDfp	R\$	8227,75	8682,27	8895,83
CUSDp	R\$	15010,14	15592,14	14212,32
CUSDtdfp	R\$	615,65	448,37	455,59
CUSDtdp	R\$	0	0	0
DANUfp	kW	127,11	153,89	212,64
DAUfp	kW	0	0	0
EACfp	kWh	5292,69	3854,0415	3916,1112
EACp	kWh	0	0	0
EAFp	kWh	66348	70316	73560
EAlfp	kWh	5292,69	3854,0415	3916,1112
EAlp	kWh	0	0	0
EALIfp	kWh	29977,31	28062,9585	20098,8888
EALIp	kWh	0	0	0
EAMfp	kWh	71640,69	74170,0415	77476,1112
EAMp	kWh	10423	10874	10120
EAp	kWh	10423	10874	10120
EAtdfp	kWh	5292,69	3854,0415	3916,1112
EAtdp	kWh	0	0	0
EB	kWh	76771	81190	83680
EBtd	kWh	5292,69	3854,0415	3916,1112
EREXfp	kVArh	694,06606	532,562321	383,176629
EREXp	kVArh	74,802	88,676	0
RBEAC	R\$	-751,45	-365,82	-371,72
REACfp	R\$	-1457,18	-1061,25	-1078,34
REACp	R\$	0	0	0
RUSDCfp	R\$	-437,11	-318,34	-323,47
RUSDCp	R\$	0	0	0
SAfp	kWh	0	0	0
SAP	kWh	0	0	0
SMfp	kWh	-66348	-70316	-73560

SMp	kWh	-10423	-10874	-10120
VF	R\$	84316,63	81933,35	80231,2

Tabela 6 - Valores obtidos das variáveis de saída do algoritmo para as faturas A, B e C

ITEM	UN	A	B	C
BICMS	R\$	0,000121%	0,000794%	0,000104%
BPISCOFINS	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
CB	R\$	0,000000%	0,000000%	0,000000%
CBtd	R\$	0,038577%	0,005466%	0,005381%
CCOFINS	R\$	0,223877%	0,000358%	0,000554%
CDAMfp	R\$	0,000666%	0,000589%	0,000000%
CDANUfp	R\$	0,000865%	0,000717%	0,001325%
CDAUfp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
CEAfp	R\$	0,000036%	0,000035%	0,000101%
CEAp	R\$	0,000000%	0,000000%	0,000000%
CEAtdfp	R\$	0,039101%	0,004710%	0,004637%
CEAtdp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
CEREXfp	R\$	0,153048%	0,021764%	0,043215%
CEREXp	R\$	0,276668%	0,364299%	#N/D
CICMS	R\$	0,000216%	0,000087%	0,000135%
CPIS	R\$	0,241303%	0,001651%	0,002540%
CUSDfp	R\$	0,604029%	0,000000%	0,001461%
CUSDp	R\$	0,000000%	0,000000%	0,000000%
CUSDtdfp	R\$	0,038968%	0,004460%	0,002195%
CUSDtdp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
DANUfp	kW	0,000000%	0,000000%	0,000000%
DAUfp	kW	#N/D	#N/D	#N/D
EACfp	kWh	0,024745%	0,004410%	0,003320%
EACp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EAFp	kWh	0,000000%	0,000000%	0,000000%
EAlfp	kWh	0,024745%	0,004410%	0,003320%
EAlp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EALIfp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EALIp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EAMfp	kWh	0,001829%	0,000229%	0,000168%
EAMp	kWh	0,000000%	0,000000%	0,000000%
EAp	kWh	0,000000%	0,000000%	0,000000%
EAtdfp	kWh	0,024745%	0,004410%	0,003320%
EAtdp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EB	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EBtd	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
EREXfp	kVArh	0,153833%	0,013158%	0,044386%

EREXp	kVArh	0,264000%	0,359551%	#N/D
RBEAC	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
REACfp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
REACp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
RUSDCfp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
RUSDCp	R\$	#N/D	#N/D	#N/D
SAfp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
SAp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
SMfp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
SMp	kWh	#N/D	#N/D	#N/D
VF	R\$	0,000297%	0,000220%	0,000025%

Tabela 7 - Erro percentual absoluto entre o valor calculado e o real

*#N/D são valores que não constam na fatura e não podem ser usados na comparação.

Observa-se que o maior erro percentual obtido foi de 0,6% no valor de CUSDfp da emulação da fatura A. O mesmo ocorre para o valor final de A em relação a B e C. Estes desvios ocorrem por limitação de casas decimais nas variáveis de entrada. A precisão tende a aumentar conforme aumentam o número de suas casas decimais.

6 RESULTADOS E ANÁLISES

Sabendo que o modelo produz resultados verdadeiros para 03 faturas de energia reais de uma mesma UC, é razoável pensar em diferentes variações das variáveis de entrada e observar seus reflexos nas variáveis de saída.

6.1 Valor mínimo

Por exemplo, variando-se a energia gerada e mantendo as demais entradas com valores fixos é possível observar no valor faturado VF os limites da compensação fora ponta, ponta e o valor mínimo possível daquela fatura. Nota-se também que a compensação ponta possui uma inclinação mais acentuada que a fora ponta, indicando que para cada kWh gerado, mais compensação em R\$ ocorre do que no fora-ponta, como mostra a Figura 24. Neste caso, entende-se que a compensação na ponta é mais vantajosa financeiramente do que a compensação fora ponta. Como é evidenciado no algoritmo que é possível fazer compensação de energia ponta utilizando créditos de energia fora ponta, desde que toda a energia medida fora ponta já tenha sido compensada. Se é mais rentável compensar na ponta, isso pode incentivar ao gestor dos ativos de geração a injetar mais energia no horário de ponta. Estas simulações, com algumas modificações, podem trazer os valores de economia desta mudança e comparar com os investimentos necessários para avaliar a viabilidade.

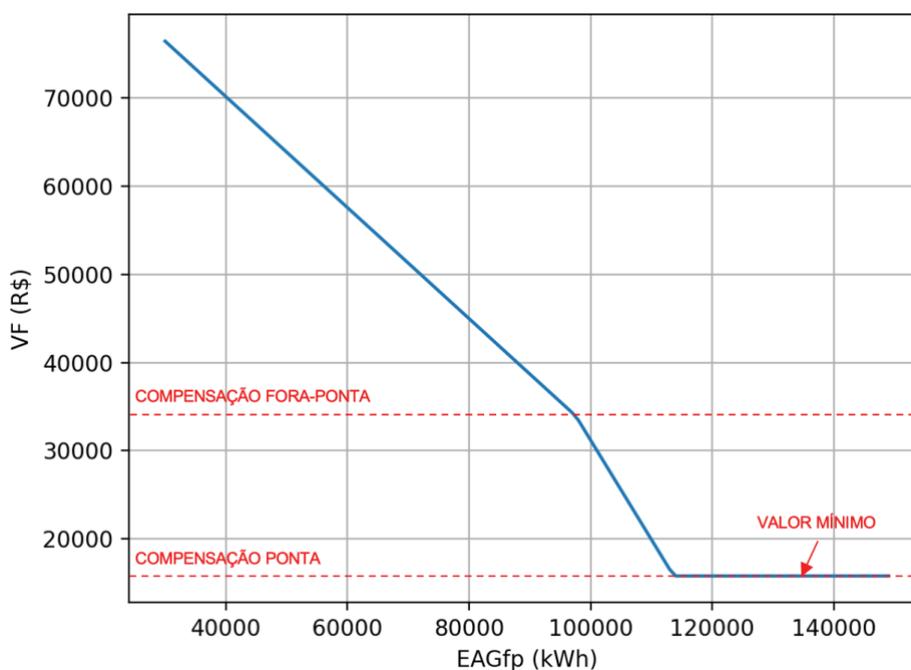


Figura 26 - Valor final em função da energia gerada fora ponta

6.2 Simultaneidade e custo evitado

Outra análise que se pode fazer é da receita referente à compensação de energia, seja ponta ou fora ponta, em relação ao fator de simultaneidade. Com um fator 0, ou seja, nenhuma energia gerada é consumida simultaneamente e, portanto, é totalmente injetada na rede, o módulo da receita devido à compensação da energia fora ponta, neste caso, é máxima já que toda a energia gerada foi usada na compensação, logo haverá mais receita. Contudo, se FSfp for 100%, toda a energia gerada foi consumida instantaneamente. Neste cenário não há energia injetada e, portanto, não há compensação, logo, a receita é zero como mostra a Figura 26.

Esta análise pode induzir ao erro de que é mais vantajoso financeiramente injetar o máximo da energia produzida para que esta produza a maior compensação e consequentemente a maior receita. Contudo, esse ponto de vista não é verdadeiro. Deve-se levar em conta que a energia simultânea, apesar de não contabilizada nas faturas, representa uma energia que deixou de ser consumida da distribuidora e, portanto, não pode ser cobrada. O custo que esta energia teria caso tivesse sido fornecida pela concessionária é chamado de custo evitado. Não foi dado ênfase a este item neste trabalho pois ele não faz parte da fatura e não é necessário em nenhum outro cálculo.

O fato é que o custo evitado de um kWh sempre será maior que a receita gerada por este kWh se ele for injetado e utilizado na compensação. Isso ocorre devido ao desconto do ICMS nas receitas do uso do sistema de distribuição.

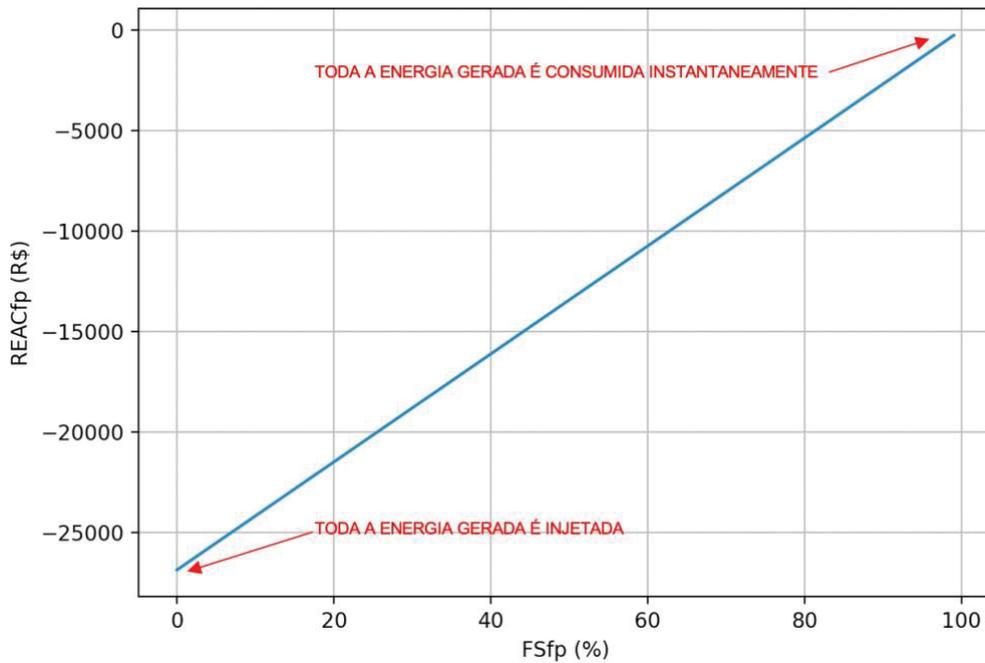


Figura 27 - Receita em função da simultaneidade

6.3 Energia reativa excedente

Uma vez que a energia reativa excedente é determinada de acordo com a energia ativa medida para um fator de potência maior que 0,92, se a energia ativa medida diminuir, contudo, a energia reativa consumida pela carga se manter, haverá um desbalanço entre energias reativas e ativas medidas e logo a energia reativa excedente irá aumentar. Esse fenômeno irá produzir um aumento do custo evitado de energia ativa, porém, irá produzir também um aumento de custo devido à excedente de energia reativa. Desta forma, deve-se levar em consideração a implantação de um sistema de controle de energia reativa na planta caso haja interesse em aumentar a simultaneidade.

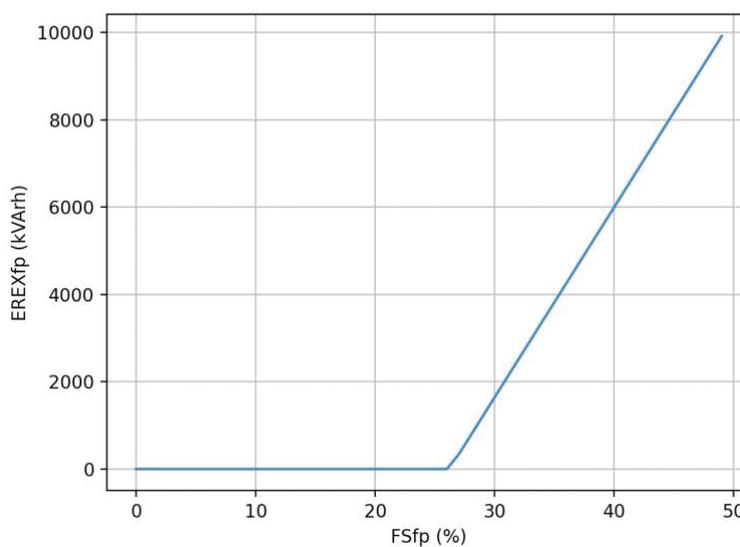


Figura 28 - Reativo excedente em função da simultaneidade

6.4 Créditos de ICMS

Para alguns setores da indústria, do ponto de vista fiscal, entende-se que a energia elétrica é um insumo de produção do produto final daquela indústria e por isso cabe a isenção de ICMS sobre a energia elétrica. Logo, o valor de ICMS pago pelo consumidor na fatura de energia pode ser utilizado para gerar créditos de ICMS, descontando do valor total apurado pela receita estadual.

Conforme demonstra a Figura 29, o aumento da geração de energia em uma UC de uma indústria irá acarretar em redução do valor de ICMS pago à distribuidora e, portanto, irá reduzir os créditos junto à receita. Esta análise é de suma importância no planejamento estratégico fiscal da organização uma vez que o ICMS representa uma relevante parcela do valor final da fatura de energia.

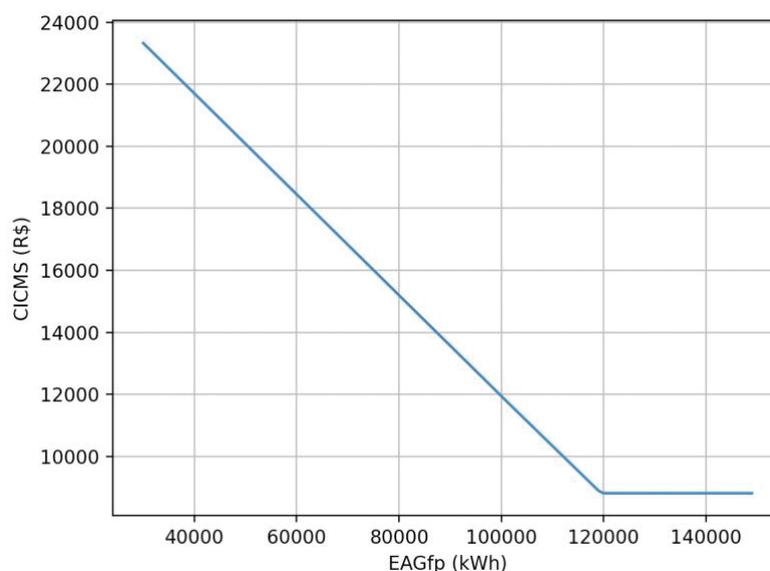


Figura 29 - Custo ICMS em função da energia gerada

6.5 Composição da fatura

Na composição dos valores da fatura nota-se grande relevância dos custos com energia ativa e uso do sistema. Os impostos também representam uma carga relevante nos custos com energia elétrica, cerca de $\frac{1}{4}$ do valor final. Já o custo de disponibilidade, a demanda, não chega a 10% do total. Lembrando que neste caso, boa parte da demanda não foi utilizada conforme faturas A, B e C. Se o cliente utilizar mais demanda, sua relevância irá aumentar.

Já se a UC produzir energia suficiente para ocorrer a compensação máxima, a composição da fatura muda drasticamente, com a demanda passando a ter a maior relevância, seguida dos impostos. Energias ativa e uso do sistema são reduzidos a zero e reativo aumenta levemente. Neste caso, o consumidor está pagando apenas os impostos não compensáveis e a disponibilidade da rede, conforme Figura 30.

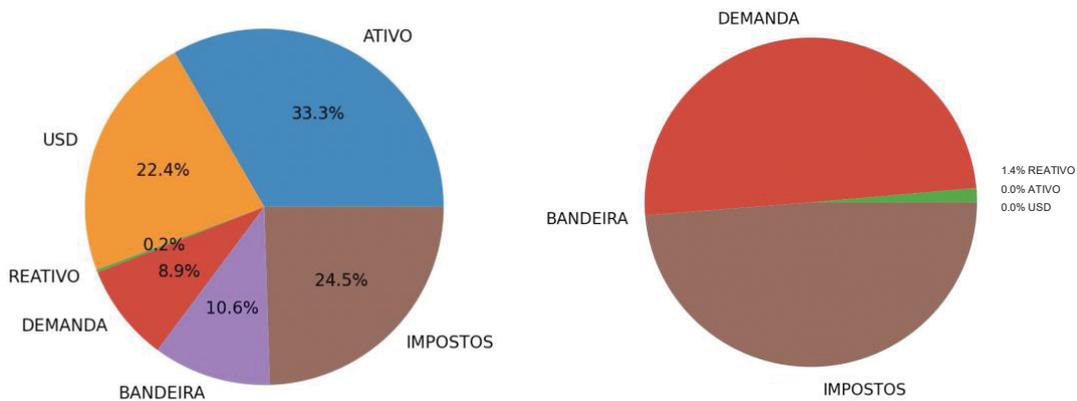


Figura 30 - Composição da fatura sem e com compensação máxima respectivamente

7 CONCLUSÃO

A estrutura tarifária da energia elétrica é complexo. No caso de a unidade consumidora possuir micro ou minigeração e participar do sistema de compensação torna-o ainda mais. Com uma história recente, o setor elétrico brasileiro se desenvolveu ao longo do século XX de modo a se tornar rentável aos envolvidos na cadeia de suprimentos da energia elétrica, mas também de modo a ser mais confiável e robusto. Com uma série de encargos, as tarifas de energia e uso do sistema remuneraram sub- setores e organizações necessárias para manter o SEB em operação e mantê-lo democrático, ou seja, que todos possam acessá-lo. O estado, sendo precursor deste setor da economia, no fim do século XIX, e ao longo do século XX, interpretou um papel de suma importância no desenvolvimento deste setor com investimentos massivos em geração, transmissão e distribuição. Com o passar do tempo, o mercado se desenvolveu mais rapidamente que as empresas estatais e logo, estas passaram a ser ineficientes aos olhos dos demais envolvidos do setor, dando início às privatizações. Contudo, o estado ainda tem uma grande influência no setor elétrico através das suas agências reguladoras, a ANEEL a sua principal.

Com a REN 482/2012 da ANEEL, tornou-se legal o consumidor de energia elétrica produzir sua própria energia e ser compensado pelos seus excedentes. Esse marco legal culminou no desenvolvimento de um novo motor da economia do país, o da geração distribuída. Com a possibilidade de reduzir os gastos com energia elétrica, os investidores rapidamente buscaram soluções de geração de energia junto às suas organizações e as fontes que tiveram maior destaque, não por acaso, foram as de energias renováveis, uma vez que a resolução tem essa premissa. Com os micros e mini geradores em funcionamento, agora cada produtor tem a necessidade de administrar seu ativo para mantê-lo rentável e também que as cobranças e prêmios sejam realizados corretamente. Dado o número de variáveis e suas complexas relações lógicas, ficou evidente que um sistema de gestão é necessário.

A metodologia aplicada neste trabalho permitiu o estudo aprofundado do histórico do setor elétrico brasileiro e como chegamos ao ponto que estamos. Do ponto de vista prático, foi possível compreender como funciona o mecanismo de faturamento e compensação das energias consumidas ou produzidas pelos agora chamados de "prosumers", termo adotado pelo mercado internacional para se referir aos consumidores que também são produtores. Os impostos e encargos mostram como este setor também é um grande alicerce da economia estatal, já que boa parte dos valores pagos pelo consumidor acabam sendo direcionados para outros setores que não o

elétrico, a exemplo do PIS e COFINS, impostos de cunho social, ou do ICMS que alimenta os caixas dos estados e que não necessariamente precisam reinvestir este recurso no setor elétrico.

O algoritmo que modela a composição de uma fatura de energia de um cliente com geração fotovoltaica, participante do sistema de compensação, se provou preciso e eficaz nas simulações dos valores. Conhecendo-se os valores das variáveis de entrada, ou mesmo estimando-os, é possível se obter previsões acuradas dos valores que constarão na próxima fatura, munindo a organização de previsibilidade em seu caixa. Uma aplicação interessante é que, tendo-se os dados em tempo real, é possível obter um modelo dinâmico da fatura de energia em qualquer período de faturamento desejado. Outra aplicação útil é para indústrias que podem se beneficiar de créditos de ICMS de energia elétrica. São segmentos onde entende-se que a energia elétrica é um insumo da produção do produto e por isso cabe a isenção. Ter estes dados de forma detalhada e precisa, facilita o trabalho processual para obtenção deste benefício.

Esta seria uma modalidade de consumo/geração equivalente à geração distribuída no Ambiente de Contratação Regulada. Porém, devido à este tipo de cliente não ser tão comum e por consequência, a disponibilidade de faturas reais destes clientes ser menor, optou-se por realizar o estudo para um cliente do ACR. Uma vez que a metodologia é aplicável também a clientes do ACL, será possível a reprodução deste algoritmo com algumas modificações para modelar um cliente autoprodutor com a mesma precisão.

De modo geral, os objetivos propostos foram atingidos e com o modelo desenvolvido é possível trazer benefícios estratégicos para unidades consumidoras com geração distribuída. A previsibilidade nos gastos energéticos é o ponto chave que torna o modelo de interesse para o gerenciamento energético das organizações. Cabe agora o desenvolvimento da ferramenta para atender à mais tipos de clientes que não sejam apenas do grupo A do mercado regulado, como também clientes do grupo B, clientes com modalidade tarifárias de demandas diferentes e autoprodutores de energia. Espera-se que as aplicações destes modelos sirvam como formas facilitar a gestão de ativos de geração e estimular os investidores a investir em geração distribuída de fontes renováveis de modo a diversificar a matriz energética do país e incentivar o desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS

- [1] JUNIOR, SOARES, BARBOSA, e UDAUETA, “Distributed Generation in Brazil: Advances and gaps in regulation”, 2015.
- [2] ANEEL, Resolução Normativa 482, 2012.
Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
Acesso em: 06/09/2012
- [3] Lei 9.427, Poder Executivo Federal, 1997.
Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm
Acesso em 06/09/2021
- [4] ANEEL, “Fundamentos do Setor Elétrico”, módulo 4, “Transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica”, Curso EAD, Labtime, Universidade Federal de Goiás.
Disponível em: http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4_uni1_sl6.html. Acesso em: 29/08/2021.
- [5] ANEEL, Resolução Normativa 674, 2015.
Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+P+ATRIMONIAL+DO+SETOR+ELÉTRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeba98b> em:
Acesso em: 06/09/2021
- [6] ANEEL, Resolução Normativa 414, 2010
Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf> Acesso em: 30/08/2021
- [7] ANEEL, Resolução Normativa 714, 2016
Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016714.pdf> Acesso em: 30/08/2021
- [8] ONS, Operador Nacional do Sistema.
Disponível em: <http://www.ons.org.br/>
Acesso em 06/09/2021
- [9] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem_somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=yfb7a237d_5&_afLoop=443768381311562#!
Acesso em: 07/09/2021
- [10] DAZA, Eric Fernando Beck, dissertação, “Análise da Regulação Econômica do Setor Elétrico Brasileiro”, UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS, São Leopoldo, 2014.
Disponível em: <http://biblioteca.asav.org.br/vinculos/00000A/00000ABD.pdf>
Acesso em: 06/09/2021
- [11] GERAÇÃO SMART GRID, Mapa de Concessionária, 2017.
Disponível em: http://geracaosmartgrid.com.br/2016/wp-content/uploads/2017/04/Nansen_Mapas-Concessionarias_v4.pdf
Acesso em: 28/01/2022
- [12] ANEEL, Resolução Normativa 517, 2017
Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>
Acesso em: 14/03/2022
- [13] ANEEL, Resolução Normativa 687, 2015
Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
Acesso em: 14/03/2022

[14] ANEEL, Resolução Normativa 786, 2017.
Disponível em : <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>
Acesso em: 14/03/2022

[15] Lei 14.300, Poder Executivo Federal, 2022.
Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/Lei/L14300.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs.
Acesso em: 14/03/2022

[16] PRORET, Procedimentos de Regulação Tarifária.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret> Acesso em: 09/09/2021

[17] COPEL, “Resolução Homologatória ANEEL No 2.886, de 22 de junho de 2021 Vigência em 24/06/2021 – TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO”
Disponível em:
[https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/Tabela_tarifas/\\$FILE/Tabela%20tarifas.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/Tabela_tarifas/$FILE/Tabela%20tarifas.pdf)
Acesso em: 22/12/2021

[18] COPEL, Taxas e Tarifas.
Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>
Acesso em: 16/01/2021

ANEXO I

```
import numpy
import sys
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd

#FUNÇÕES
def balanco_energetico(EAG, EAL, ERL,
    FS):#Fator de simultaneidade
    if EAG < EAL:
        if FS > EAG / EAL:
            print('FS fora do intervalo');
            sys.exit()
        elif FS < 0:
            print('FS fora do intervalo');
            sys.exit()
    else:
        if FS > 1:
            print('FS fora do intervalo');
            sys.exit()
        elif FS < 0:
            print('FS fora do intervalo');
            sys.exit()

#Balanço energético
EALI = EAL * FS; #[kWh] energia ativa carga
instantânea EAM = EAL - EALI; #[kWh] energia ativa
medida
EAI = EAG - EALI; #[kWh] energia ativa injetada

#Energia reativa
EREX = ERL - EAM * 0.426; #[kVARh] energia reativa excedente

if EREX < 0:#caso não haja
    excedente EREX = 0;

return ([EAM, EAI, EALI, EREX])

def sistema_compensacao(EAI, EAM,
    SAMA):SM = EAI - EAM;

if SAMA + SM >= 0:
    SA = SAMA +
    SM;EAC = EAM;
else:
    SA = 0;
    EAC = SAMA + EAI;
```

```

EA = EAM - EAC;
return([SM, SA, EAC,
EA])
def compensacao_fpp(SAfp, SAp, EACfp, EACp, TEAfp,
TEAp):if SAfp > 0:
if SAp == 0:
EARp = EAMp -
EACp;if EARp >= 0:
SCfpp = SAfp *
(TEAfp/TEAp); if EARp -
SCfpp >= 0 :
EARp = EARp -
SCfpp;EACp = EACp
+ SCfpp;SCfpp = 0;
else:
SCfpp = SCfpp -
EARp;EACp = EACp
+ EARp; EARp = 0;
EAp = EARp;
SAfp = SCfpp *
(TEAp/TEAfp);else:
EAp = EARp;
else:
EAp = EAMp - EACp;
else:
EAp = EAMp - EACp;
return([EAp, SAfp,
EACp]);#FATURA A
#INPUTS 24
# EAGfp = 35270; #[kWh] energia ativa gerada fora ponta
# EALfp = 101618; #[kWh] energia ativa carga fora ponta
# FSfp = 0.2950; #[kWh] fator de simultaneidade referente à carga ativa fora
ponta
# ERLfp = 31213; #[kVArh] energia reativa carga fora ponta
# SAMAFP = 0;
#
# EAGp = 0; #[kWh] energia ativa gerada ponta
# EALp = 10423; #[kWh] energia ativa carga ponta
# FSp = 0; #[kWh] fator de simultaneidade referente à carga ativa ponta
# ERLp = 4515; #[kVArh] energia reativa carga ponta
# SAMAp = 0; #[kWh] saldo acumulado mês anterior ponta;
#
# DACfp = 420.0; #[kW] demanda ativa contratada fora ponta;
# DAMfp = 292.89; #[kW] demanda ativa medida fora ponta;
#
# TEAp = 0.657383; #[R$/kWh] tarifa energia ativa ponta;
# TEAfp = 0.413404; #[R$/kWh] tarifa energia ativa fora ponta;

```

```

#
# TUSDp = 1.440098; #[R$/kWh] tarifa uso do sistema ponta;
# TUSDfp = 0.124009; #[R$/kWh] tarifa uso do sistema fora ponta;
#
# TEREXp = 0.433703; #[R$/kVArh] tarifa energia reativa excedente ponta;
# TEREXfp = 0.433703; #[R$/kVArh] tarifa energia reativa excedente fora ponta;
#
# TDAfp = 25.627383; #[R$/kW] tarifa demanda ativa fora ponta;
#
# TB = 0.2131874; #[R$/kWh] tarifa bandeira;#
# CIPM = 100.88; #[R$] contribuição iluminação pública municipal
# ICMS = 0.29; #[%] alíquota ICMS
# PIS = 0.0111; #[%] alíquota PIS
# COFINS = 0.0509; #[%] alíquota COFINS

#FATURA
C #INPUTS
24 OUTPUT
= []
#EAGFP = range(30000, 150000, 1000);
#FSFP = list(range(0, 100, 1));
EAGP = range(2000, 15000,
1000);#FSFP = FSFP*0.01;
for EAGp in EAGP:
    #FSfp =
    FSfp*0.01
    EAGfp = 24015; #[kWh] energia ativa gerada fora ponta
    EALfp = 97575; #[kWh] energia ativa carga fora ponta
    FSfp = 0.205983837636833; #[kWh] fator de simultaneidade referente à carga
ativa fora ponta
    ERLfp = 33388; #[kVArh] energia reativa carga fora ponta
    SAMAFP = 0;

#EAGp = 0; #[kWh] energia ativa gerada ponta
EALp = 10120; #[kWh] energia ativa carga ponta
FSp = 0.1; #[kWh] fator de simultaneidade referente à carga ativa ponta
ERLp = 4311; #[kVArh] energia reativa carga ponta
SAMAp = 0; #[kWh] saldo acumulado mês anterior ponta;

DACfp = 420.0; #[kW] demanda ativa contratada fora ponta;
DAMfp = 207.36; #[kW] demanda ativa medida fora ponta;

TEAp = 0.641078; #[R$/kWh] tarifa energia ativa ponta; TEAFP
= 0.403151; #[R$/kWh] tarifa energia ativa fora ponta;

TUSDp = 1.404379; #[R$/kWh] tarifa uso do sistema ponta;
TUSDfp = 0.120933; #[R$/kWh] tarifa uso do sistema fora ponta;

```

TEREXp = 0.422924; #[R\$/kVArh] tarifa energia reativa excedente ponta;
TEREXfp = 0.422924; #[R\$/kVArh] tarifa energia reativa excedente fora ponta;

TDAfp = 24.991802; #[R\$/kW] tarifa demanda ativa fora ponta;
TB = 0.13897084; #[R\$/kWh] tarifa bandeira;
CIPM = 100.88; #[R\$] contribuição iluminação pública municipal
ICMS = 0.29; #[%] alíquota ICMS
PIS = 0.0068; #[%] alíquota PIS
COFINS = 0.0312; #[%] alíquota
COFINS

Efp = balanco_energetico(EAGfp, EALfp, ERLfp, FSfp);
EAMfp = Efp[0];
EAlfp = Efp[1];
EALfp = Efp[2];
EREXfp =
Efp[3];

Ep = balanco_energetico(EAGp, EALp, ERLp, FSp);
EAMp = Ep[0];
EAlp = Ep[1];
EALp = Ep[2];
EREXp =
Ep[3];

Cfp = sistema_compensacao(EAlfp, EAMfp,
SAMAFP); SMfp = Cfp[0];
SAfp = Cfp[1];
EACfp = Cfp[2];
EAfp = Cfp[3];

Cp = sistema_compensacao(EAlp, EAMp,
SAMAp); SMp = Cp[0];
SAp = Cp[1];
EACp = Cp[2];
EAp = Cp[3];

Cfpp = compensacao_fpp(SAfp, SAp, EACfp, EACp, TEAfp,
TEAp); EAfp = Cfpp[0];
SAfp = Cfpp[1];
EACp = Cfpp[2];

EAtdfp = EACfp; #[kWh] energia ativa fora ponta tributação
diferenciada
EAtdp = EACp; #[kWh] energia ativa ponta tributação diferenciada
TEAtdfp = TEAfp * (1-ICMS)*(1-PIS-COFINS); #[R\$] tarifa energia ativa fora ponta
tributação diferenciada

$TUSDtdfp = TUSDfp * (1-PIS-COFINS);$ #[R\$] tarifa uso do sistema fora ponta
 tributação diferenciada
 $TEAtdp = TEAp * (1-ICMS)*(1-PIS-COFINS);$ #[R\$]tarifa energia ativa ponta
 tributação diferenciada
 $TUSDtdp = TUSDp * (1-PIS-COFINS);$ #[R\$] tarifa uso do sistema ponta
 tributação diferenciada
 $TDAUfp = TDAfp * 2;$ #[R\$/kW] tarifa demanda ativa ultrapassada fora
 ponta
 $TDANUfp = TDAfp * (1-ICMS);$ #[R\$] tarifa demanda ativa não utilizada
 fora ponta
 $EB = EAp + EAfp;$ #[kWh] energia bandeira
 $EBtd = EACp + EACfp;$ #[kWh] energia bandeira tributação
 diferenciada
 $TBtd = TB * (1-ICMS)*(1-PIS-COFINS)$ #[R\$/kWh] tarifa bandeira tributação
 diferenciada
 $TEACfp = TEAtdp;$ #[R\$/kWh] tarifa energia ativa compensada fora
 ponta
 $TUSDCfp = TUSDtdfp * (1-ICMS);$ #[R\$/kWh] tarifa uso do sistema
 compensado fora ponta
 $TEACp = TEAtdp;$ #[R\$/kWh] tarifa energia ativa compensada fora
 ponta
 $TUSDCp = TUSDtdp * (1-ICMS);$ #[R\$/kWh] tarifa uso do sistema
 compensado fora ponta

#DEMANDA

if $DACfp \geq DAMfp:$
 $DANUfp = DACfp - DAMfp;$
 $DAUfp = 0;$
 else:
 $DANUfp = 0;$
 $DAUfp = DAMfp - DACfp;$

#Faturamento

$CEAp = round(EAp * TEAp, 2);$ #[R\$] custo energia ativa ponta
 $CUSDp = round(EAp * TUSDp, 2);$ #[R\$] custo uso do sistema ponta
 $CEAfp = round(EAfp * TEAfp, 2);$ #[R\$] custo energia ativa fora ponta
 $CUSDfp = round(EAfp * TUSDfp, 2);$ #[R\$] custo uso do sistema fora ponta
 $CEAtdp = round(EAtdp * TEAtdp, 2);$ #[R\$] custo energia ativa fora ponta
 tributação diferenciada
 $CUSDtdfp = round(EAtdp * TUSDtdfp, 2);$ #[R\$] custo uso do sistema fora ponta
 tributação diferenciada
 $CEAtdp = round(EAtdp * TEAtdp, 2);$ #[R\$] custo uso do sistema fora ponta
 tributação diferenciada
 $CUSDtdp = round(EAtdp * TUSDtdp, 2);$ #[R\$] custo uso do sistema ponta
 tributação diferenciada

```

CEREXp = round(EREXp * TEREXp , 2); #[R$] custo energia reativa
excedentepona
CEREXfp = round(EREXfp * TEREXfp , 2); #[R$] custo energia reativa
excedente fora ponta
CDAMfp = round(DAMfp * TDAfp , 2); #[R$] custo demanda ativa medida fora
ponta
CDAUfp = round(DAUfp * TDAUfp , 2); #[R$] custo demanda ativa ultrapassada
fora ponta
CDANUfp = round(DANUfp * TDANUfp , 2); #[R$] custo demanda ativa não
utilizada fora ponta
CB = round(EB * TB , 2); #[R$] custo bandeira
CBtd = round(EBtd * TBtd , 2); #[R$] custo bandeira tributação diferenciada
REACfp = round(-EACfp * TEACfp , 2); #[R$] receita energia ativa compensada
fora ponta
RUSDCfp = round(-EACfp * TUSDCfp , 2); #[R$] receita uso do sistema de
compensado fora ponta

REACp = round(-EACp * TEACp , 2); #[R$] receita energia ativa compensada
ponta
RUSDCp = round(-EACp * TUSDCp , 2); #[R$] receita uso do sistema de
compensado ponta
RBEAC = round(-CBtd , 2); #[R$] receita bandeira compensada
#IMPOSTOS
V = [CEAp , CUSDp , CEAFP , CUSDfp , CEAtdfp , CUSDtdfp , CEAtdp ,
CUSDtdp , CEREXp , CEREXfp , CDAMfp , CDAUfp , CDANUfp , CB , CBtd , CIPM ,
REACfp , RUSDCfp , REACp , RUSDCp , RBEAC];
VF = sum(V); #[R$] valor faturado

IICMS = [1 , 1 , 1 , 1 , 0 , 1 , 0 , 1 , 1 , 1 , 1 , 1 , 0 , 1
, 0 , 0 , 0 , 0 , 0 , 0 , 0 ]; #1 se incidente ou 0 se isento
IPISCOFINS = [1 , 1 , 1 , 1 , 0 , 0 , 0 , 0 , 1 , 1 , 1 , 1 , 1 , 1
, 1 , 0 , 0 , 0 , 0 , 0 , 0 , 0 ]; #1 se incidente ou 0 se isento
BICMS = numpy.dot(V, IICMS); # [R$] base de cálculo do ICMS
VBPC= [];
for i in range (0, len(V), 1):
    if IICMS[i] == 0:
        v = V[i];
    else:
        v = V[i]*IICMS[i]*(1-ICMS);
    if IPISCOFINS[i] == 1:
        VBPC.append(v)
;else:
    VBPC.append(0);

```

BPISCOFINS = sum(VBPC); #[R\$] base de cálculo
 PIS/COFINSICMS = BICMS * ICMS; #[R\$] custo
 ICMS
 CPIS = BPISCOFINS * PIS; #[R\$] custo PIS
 CCOFINS = BPISCOFINS * COFINS; #[R\$] custo
 COFINS

#OUTPUTS 48

```

print('BALANÇO FORA PONTA')
print(f'EAGfp = {EAGfp:,.0f} kWh')
print(f'EALfp = {EALfp:,.0f} kWh')
print(f'FSfp = {FSfp:,.2f} ')
print(f'ERLfp = {ERLfp:,.0f} kWh')
print(f'EAMfp = {EAMfp:,.0f} kWh')
print(f'EAlfp = {EAlfp:,.0f} kWh')
print(f'EALlfp = {EALlfp:,.0f}kWh')
print(f'ERLfp = {ERLfp:,.0f} kVArh')
print(f'EREXfp = {EREXfp:,.0f}
kVArh')print()
  
```

```

print('BALANÇO ENERGÉTICO FORA PONTA')
print(f'EAGp = {EAGp:,.0f} kWh')
print(f'EALp = {EALp:,.0f} kWh')
print(f'FSp = {FSp:,.2f} ')
print(f'ERLp = {ERLp:,.0f} kWh')
print(f'EAMp = {EAMp:,.0f} kWh')
print(f'EAlp = {EAlp:,.0f} kWh')
print(f'EALlp = {EALlp:,.0f} kWh')
print(f'ERLp = {ERLp:,.0f} kVArh')
print(f'EREXp = {EREXp:,.0f}
kVArh')print()
  
```

```

print('COMPENSAÇÃO FORA PONTA')
print(f'SAMAfp = {SAMAfp:,.0f} kWh')
print(f'SMFfp = {SMFfp:,.0f} kWh')
print(f'SAfp = {SAfp:,.0f} kWh')
print(f'EACfp = {EACfp:,.0f} kWh')
print(f'EAFp = {EAFp:,.0f} kWh')
print()
  
```

```

print('COMPENSAÇÃO PONTA')
print(f'SAMAp = {SAMAp:,.0f} kWh')
print(f'SMFp = {SMFp:,.0f} kWh')
print(f'SAp = {SAp:,.0f} kWh')
print(f'EACp = {EACp:,.0f} kWh')
print(f'EAp = {EAp:,.0f} kWh')
  
```

```

print()

print('COMPENSAÇÃO FPP')
print(f'EAp = {EAp:,.0f} kWh')
print(f'SAfp = {SAfp:,.0f} kWh')
print(f'EACp = {EACp:,.0f} kWh')print()

print('DEMANDA')
print(f'DACfp = {DACfp:,.2f} kW')
print(f'DANUfp = {DANUfp:,.2f} kW')
print(f'DAUfp = {DAUfp:,.2f} kW')
print()

print('BANDEIRA')
print(f'EB = {EB:,.0f} kWh')
print(f'EBtd = {EBtd:,.0f} kWh')
print()

print('FATURAMENTO')
print(f'CEAp = R${CEAp:,.2f}')
print(f'CUSDP = R${CUSDP:,.2f}')
print(f'CEAfp = R${CEAfp:,.2f}')
print(f'CUSDfp = R${CUSDfp:,.2f}')
print(f'CEAtdfp = R${CEAtdfp:,.2f}')
print(f'CUSDtdfp = R${CUSDtdfp:,.2f}') print(f'CEAtdp = R${CEAtdp:,.2f}') print(f'CUSDtdp = R${CUSDtdp:,.2f}') print(f'CEREXp = R${CEREXp:,.2f}') print(f'CEREXfp = R${CEREXfp:,.2f}') print(f'CDAMfp = R${CDAMfp:,.2f}') print(f'CDAUfp = R${CDAUfp:,.2f}') print(f'CDANUfp = R${CDANUfp:,.2f}')print(f'CB = R${CB:,.2f}')
print(f'CBtd = R${CBtd:,.2f}')
print(f'REACfp = R${REACfp:,.2f}')
print(f'RUSDCfp = R${RUSDCfp:,.2f}')print(f'REACp = R${REACp:,.2f}')
print(f'RUSDCp = R${RUSDCp:,.2f}')
print(f'RBEAC = R${RBEAC:,.2f}')
print(f'VF = R${VF:,.2f}')print()

print('IMPOSTOS')
print(f'BICMS = R${BICMS:,.2f}')
print(f'BPISCOFINS = R${BPISCOFINS:,.2f}')print(f'CICMS = R${CICMS:,.2f}')

```

```
print(f'CPIS      =  
R${CPIS:.,.2f}')  
print(f'CCOFINS  =  
R${CCOFINS:.,.2f}')  
print(f'CIPM     =  
R${CIPM:.,.2f}')
```

```
OUTPUT.append(VF);
```

```
fig      =  
plt.figure()  
#fig.subplots_  
adjust(top=0.8  
) ax1    =  
fig.add_subplo  
t()  
ax1.set_ylabel  
( 'REACfp  
(R$)' )  
ax1.set_xlabel  
( 'FSfp (%)' )  
ax1.plot(EAG  
P, OUTPUT)  
p  
l  
t  
.  
g  
r  
i  
d  
(  
)  
p  
l  
t  
.  
s  
h  
o  
w  
(  
)
```