

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA
POLITÉCNICA DA USP

BRUNA SCALZITTI BIAZZI

Estudo de caso: Venda de excedente de Energia
Elétrica em uma indústria de pneus como alternativa de
redução de custos

São Paulo

2016

BRUNA SCALZITTI BIAZZI

**Estudo de caso: Venda de Excedente de Energia
Elétrica em uma indústria de pneus como alternativa de
redução de custos**

Monografia apresentada como forma
de avaliação final do curso de
Especialização em Energias
Renováveis do Programa de
Educação Contínua da Escola
Politécnica da USP.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2016

Agradecimentos

Agradeço a minha família por estar ao meu lado em todas as etapas de minha vida, sempre com muita união e amor. Mãe e pai, eu sempre serei imensamente grata por tudo que proporcionaram e por todo o esforço dedicado nossa família. Agradeço aos meus irmãos Guido, Giovana e Edson Jr. pela cumplicidade e amizade sincera construída com muito afeto.

Obrigada a todos meus amigos e em especial ao meu namorado, Felipe, por sempre estarem presentes, me proporcionando bons momentos e palavras amigas quando mais precisei.

Agradeço ao suporte que tive do meu orientador, Roberto Castro, que mesmo com seu tempo escasso sempre esteve disponível para dar bons conselhos e diretrizes para este trabalho.

Em especial, gostaria de demonstrar minha gratidão a empresa Ecogen Brasil, por abrirem as portas e me apresentado a área de Eficiência Energética, com certeza esta experiência profissional me fez escolher o curso de especialização e proporcionado o relato desta monografia.

Obrigada a todos que de alguma maneira contribuíram com a minha caminhada até aqui e espero retribuir com muito empenho.

Sua tarefa é descobrir o seu trabalho e, então, com
todo o coração, dedicar-se a ele.

Buda

Resumo

BIAZZI, B. S. Estudo de caso: Venda de excedente em uma indústria de pneus como alternativa de redução de custos. 2016. 79 F. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Programa de Educação Continuada em Engenharia, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

A eficiência no uso da energia é um importante vetor no atendimento da demanda, contribuindo para a segurança energética, para a modicidade tarifária, para a competitividade da economia e para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Neste contexto, é considerável a participação da Geração de Energia dentro do Setor de Distribuição. Ampliando a visão do Setor Elétrico das alternativas existentes de geração perto da carga e melhorando a regulação para os tipos existentes de usina, os ganhos contabilizados são para todos os envolvidos, como consumidor, gerador, distribuidora e Sistema Interligado Nacional. Este trabalho tem como objetivo apoiar consumidores do setor de energia elétrica na média e alta tensão a identificar métodos e estratégias para realizar projetos de usinas eficientes que tragam redução de custos operacionais e aumento das oportunidades de ganho na venda de energia excedente. O estudo de caso relatado mostra as etapas e dificuldades de uma Indústria de Pneus, localizada em Guarulhos-SP, para regularizar a usina de cogeração local para a Venda de Energia Excedente dentro do Mercado Regulado, e ser recompensada monetariamente por isto.

Palavras-chave: Venda de Excedente, Geração na Distribuição, cogeração.

Abstract

BIAZZI, B. S. Case Study: Sale of Surplus in a Tire Industry as an Alternative to Cost Reduction. 2016. 79 F. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Programa de Educação Continuada em Engenharia, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

The efficiency in the use of electric energy is an important vector in attendance the demand, contributing to the energy security, the tariff modality, the competitiveness of the economy and the reduction of greenhouse gas emissions. In this context, the participation of Power Generation within the Distribution Sector is considerable. Extending the Electric Sector's vision of existing generation alternatives near the load and improving regulation for existing types of power plant, the gains accounted for are all involved, such as consumer, generator, distributor and National Interconnected System. This work aims to support consumers in the electricity sector in medium and high voltage to identify methods and strategies to carry out efficient power plant projects that reduce operating costs and increase the opportunities for gain in the sale of surplus energy. The case study reported shows the steps and difficulties of a Tire Industry, located in Guarulhos, SP, to regularize the local cogeneration plant for the Sale of Surplus Energy within the Regulated Market, and to be monetarily rewarded for this.

Keywords: Sale of Surplus, Generation in Distribution, cogeneration.

Lista de Figuras

Figura 1 - Segmentos do Setor Elétrico	16
Figura 2 - Divisão de Custos do Valor da Tarifa de Energia (ANEEL, 2015)	19
Figura 3 - Hierarquia do Mapeamento Organizacional do Setor Elétrico no Brasil	22
Figura 4 – Representação dos Segmentos para o Consumidor Cativo	29
Figura 5 Representação dos Segmentos para o Consumidor Livre	30
Figura 6 - Atribuições CCEE	35
Figura 7 - Fluxograma Setor de Utilidades Fábrica Pneus e Cia.	50
Figura 8 - Proposta de Medição Venda Excedente	53

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Disponibilidade vs. CVU Usinas - Fonte: ONS	27
---	----

Lista de Tabelas

Tabela 1- Condições de Migração para o Mercado Livre	35
Tabela 2 - Comparativo de Custo Gás Natural Industrial	57
Tabela 3 Composição do CVU.....	58

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. OBJETIVOS	14
1.2. JUSTIFICATIVA	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	15
2.1.1. Segmentos do Setor Elétrico Brasileiro	15
2.1.1.1. Geração	17
2.1.1.2. Transmissão e Distribuição	17
2.1.1.3. Comercialização	18
2.1.2. Estrutura da Tarifa de Energia	18
2.1.3. Mapeamento Organizacional no Brasil	20
2.1.4. Sistema Interligado Nacional	22
2.1.5. Planejamento de Operação – NEWAVE	22
2.1.6. Despacho por Ordem de Mérito	26
2.2. Mercado Livre de Energia	28
2.2.1. Diferença entre Cativo e Livre	28
2.2.2. Produtor Independente e Autoprodutor	31
2.2.3. Funcionamento do Mercado Livre de Energia	32
2.2.4. Migração para o Mercado Livre	33
2.2.5. CCEE - Câmara Comercializadora de Energia Elétrica	35
2.2.5.1. Agentes CCEE	36
2.2.5.2. PLD – Preço de Liquidação das Diferenças	36
2.3. Definição de GD	37
2.3.1. Microgeração e Minigeração	38
2.3.2. Resolução Normativa 482/2012	39
2.3.3. Resolução Normativa 687/2015	40
2.3.4. PRODIST – Módulo 3	41
2.3.5. ProGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída	43
2.4. Venda do Excedente	46
2.5. MP 579 e seus impactos	48
3. Estudo de Caso	49
3.1. Incentivo ao Projeto	49
3.2. Fábrica Pneus e Cia.	50

3.3. Barreiras e Riscos do Projeto	51
3.4. Planejamento e Viabilização do Projeto	52
3.5. Execução do Projeto	54
3.6. Redução de Custo esperado	56
4. Análise dos Resultados e Conclusões	58
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59
ANEXO A - Ofício nº 025/2015-SRG/ANEEL	64
ANEXO B - SMF - Pneus e Cia	65
ANEXO C – CT/CCEE - 0479/2016	66

ANEXO E - DESPACHO Nº 3.512

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 3.512 DE 20 DE OUTUBRO DE 2015.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.004440/2015-16, decide:

i) autorizar as centrais geradoras UTE Botucatu, UTE Salto, UTE Raposo Tavares, UTE Porto Goes, UTE João Pessoa e UTE Macaíba, de propriedade da Compass Geração Ltda., e UTE Torre Eldorado, UTE Yuni GTIS Leopoldo Green, UTE Edifício Sky, UTE Shopping Taboão, UTE Supershopping Osasco, UTE Edifício Rochaverá, UTE Shopping Parque das Bandeiras, UTE Ahlstrom e UTE Levorin, de propriedade da Simple Energy, a conectarem-se ao sistema de distribuição de concessionárias de distribuição por meio do compartilhamento de instalações e ponto de conexão com unidades consumidoras;

ii) vedar a utilização de vias públicas, passagem aérea ou subterrânea e propriedade de terceiros não envolvidos no compartilhamento;

iii) condicionar o compartilhamento à existência de prévio acordo entre os agentes participantes e à celebração CUSD e CCD de forma individual;

iv) definir que os sistemas de medição devem ser adaptados conforme definições da CCEE, com os custos de adequação rateados conforme acordo entre as partes;

v) autorizar a utilização de sistema de medição que permita aferição da carga do consumidor pela diferença entre a geração medida no gerador e a medição de fronteira, nos termos definidos pela CCEE e

vi) estabelecer que o compartilhamento e as condições objetos do despacho deverão se adequar a eventuais regulamentações futuras que disciplinem a matéria.

ROMEU DONIZETE RUFINO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 29.10.2015, seção 1, p.49, v. 152, n. 207.

1. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, ainda existe no Brasil uma preocupação no que se refere à questão da geração de energia elétrica, esse fato acontece por que a nossa principal fonte de geração são as usinas hidrelétricas, que dependem diretamente da quantidade de chuvas nos reservatórios.

Além disso, os potenciais aproveitáveis em usinas hidrelétricas encontram-se atualmente a milhares de quilômetros dos principais centros consumidores.

Não faltam desafios pela frente: demanda crescente por energia, infraestrutura que envelhece e necessidade mais frequente de energia de emergência (MANZ, 2015). Também se devem considerar os elevados valores das tarifas de energia no mercado regulado e a volatilidade dos preços da energia no mercado livre.

Em algumas situações o consumidor se depara ainda com a baixa qualidade no fornecimento e insegurança por conta de riscos de apagões (ainda que localizados). Todos esses fatores levam as companhias a buscarem alternativas e estimular maneiras mais rápidas, fáceis e resilientes de atender às suas demandas.

Gerar a própria energia é uma saída cada vez mais comum entre os consumidores. Em especial os de média e alta tensão, como as indústrias, mas esse ainda é um processo que enfrenta algumas barreiras, uma delas é a viabilidade econômica e a outra, apenas para citar dois aspectos, é a barreira regulatória.

Há quatro premissas que devem ser consideradas no processo de autoprodução: a energia tem que ser competitiva, isto é, ter um custo menor do que aquele oferecido pelas empresas do setor; vir de fontes limpas, ou seja, que não aumentem as emissões da empresa; ser confiável, como uma usina que seja ligada a uma rede direta até a indústria; e promover eficiência no uso da energia durante a produção (GUGONI, 2012).

Nesse contexto, a Resolução Normativa nº482/2012 (BRASIL 2012) veio como um avanço importante para promover a expansão da micro e

minigeração distribuída de energia elétrica. Além de estabelecer as condições para conexão, criou um mecanismo compensatório do período do alto para o baixo consumo.

O sistema regulatório brasileiro ancora um mercado de energia elétrica extremamente desenvolvido que, no entanto, encontra-se em constante transformação. Após esta Resolução, outras vieram juntamente com Programas e Normas Técnicas que serão apresentadas neste trabalho com intuito de facilitar a viabilização dos projetos e fomentar a geração distribuída no Brasil.

O ano de 2015 trouxe uma situação crítica para os reservatórios hídricos, mas apesar de impactos negativos para o setor como um todo, trouxe também a oportunidade de crescimento no setor da Geração Distribuída que até então não decolava no Brasil. Em 2015, o número de conexões chegou a 1731, crescendo 308% na comparação com as 424 conexões de 2014 (DEPARTAMENTO [...], 2016). Em abril de 2016, o número total de conexões ultrapassa 2550, representando um crescimento de quase 50% no número de conexões, apenas nos primeiros quatro meses do ano. (DEPARTAMENTO [...], 2016)

A geração distribuída apresenta crescente importância no atendimento à demanda de energia no Brasil. Assim, a exemplo do que foi identificado para a eficiência energética anos atrás, também a geração distribuída é uma necessidade no longo prazo: os estudos de suporte do Plano Nacional de Energia 2050, na nota técnica DEA 13/15 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015) indicam que cerca de 5,7% da projeção da demanda de eletricidade deverá ser atendida por esta forma de atendimento até 2050. São números que ilustram a importância da geração distribuída aqui para frente.

Levando este tema para um âmbito internacional, nos Estados Unidos a realidade não é muito distinta do Brasil, apesar de os números de lá serem mais expressivos que os daqui. Desde 2008, a taxa anual de crescimento da geração solar fotovoltaica distribuída é superior a 40%, ultrapassando os 10 GW de capacidade instalada em 2015 (DEPARTAMENTO [...], 2016)

Diversas ações foram adotadas, a fim de proporcionar o expressivo crescimento da GD nos EUA, como: políticas federais de incentivo fiscal, políticas estaduais de apoio e fomento à geração distribuída (estabelecimento de normas e certificados de energia alternativa), além do sistema de compensação de energia elétrica (net metering), que permite ao consumidor devolver à rede elétrica o seu excedente de geração nos períodos em que ele gera mais que consome.

A última novidade sobre a Geração Distribuída aqui no Brasil é que com o objetivo de contribuir para a expansão e criar oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE desenvolveu em 2015 uma proposta inicial para comercialização da energia excedente da micro e minigeração no Ambiente de Contratação Livre – ACL (CCEE, 2016).

O objetivo foi criar uma capacidade de monetização que estimule o desenvolvimento do segmento com a proposta de comercialização dos excedentes de micro e minigeração distribuída, viabilizando projetos que não seriam executados com base na Resolução Normativa nº482/2012 (BRASIL, 2012).

1.1. OBJETIVOS

A alta das tarifas de energia elétrica observada nos últimos anos no Brasil acendeu o alerta da competitividade na indústria. Esta monografia visa relatar o estudo de caso do aproveitamento de uma central geradora de cogeração a gás, instalada em uma indústria de pneus em Guarulhos/SP na venda de energia excedente como estratégia para redução do custo de energia elétrica e aumento de competitividade no setor atuante.

1.2. JUSTIFICATIVA

Para a uma indústria de pneus que precisa de fontes de energia variadas como elétrica, vapor e em alguns casos de frio, é interessante pensar em projetos de energia com alta eficiência, como a caso da cogeração. A Cogeração é definida como um processo de produção e utilização combinada

de calor e eletricidade, proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente dos combustíveis utilizados nesse processo. A cogeração responde também de forma eficaz a preocupações de natureza ambiental, uma vez que ao fornecer a mesma energia final com um menor consumo de energia primária, reduz significativamente as emissões para o ambiente. A cogeração assume assim, um papel muito importante na redução das emissões de CO₂ para a atmosfera (BOYCE, 2010).

Devido a diferença entre o custo de operação e manutenção da cogeração e da tarifa de energia elétrica aplicada no Mercado Regulado, pode ocorrer a inviabilidade econômica da operação desta usina em parte do dia.

Esta inviabilidade leva a uma ociosidade da planta de cogeração, aumentando o payback do investimento do projeto.

Em contrapartida, o Sistema Interligado de Energia sofre com o aumento de demanda da carga, obrigando que ocorram investimentos em infraestrutura, novos leilões de energia e declínio na qualidade de entrega do serviço.

Tendo em vista esta ociosidade em usinas de geração localizadas no Setor de Distribuição e esta necessidade de desafogar o sistema, essa monografia visa estudar a viabilidade de conexão destas pequenas geradoras, beneficiando o sistema como um todo.

O Estudo tem como guia um caso real ocorrido em uma indústria de Pneus localizada na cidade de Guarulhos-SP.

Por fim, será mostrado as necessidades e obstáculos encontrados, para que próximas geradoras tenham um caminho mais curto para a conexão e fomentem este tipo de geração perto da carga, sendo remunerada adequadamente.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1.1. Segmentos do Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, 2014), a partir da década de 1990, buscando eficiência e autonomia econômica, o setor elétrico mundial começa a passar por reformas estruturais em sua forma de operação, sofrendo influência da doutrina do estado mínimo no pensamento econômico. Teve-se como resultado, a separação dos segmentos de geração, transporte e comercialização de energia, sendo administrados e operados por distintos agentes.

A ideia predominante foi a de que a livre concorrência deveria prevalecer onde fosse possível, relegando ao estado o papel da regulação onde necessário. Neste contexto, os segmentos de geração e comercialização foram caracterizados como segmentos competitivos, dada a existência de muitos agentes e também pelo fato do produto, a energia elétrica, ser homogêneo, como uma commodity.

Por sua vez, os setores de transporte da energia – a transmissão e a distribuição – são considerados monopólios naturais, pois sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Nestes dois segmentos, predomina o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos. Abaixo na Figura 1 pode-se ver como esses segmentos se relacionam.



Figura 1 - Segmentos do Setor Elétrico

2.1.1.1. Geração

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. Especificamente no Brasil, o segmento de geração é bastante pulverizado, atualmente contando, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2015a), com 3.152 empreendimentos geradores.

A maioria desses empreendimentos, 1.570, são usinas termelétricas de médio porte, movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. Apesar disso, praticamente 70% da capacidade instalada no país, e 74% da energia gerada, são de origem hidrelétrica e limpa, contando com 199 empreendimentos de grande porte, 418 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 385 micro usinas hidrelétricas (ABRADEE,2014).

O segmento de geração era considerado um segmento competitivo no Brasil até 2012, pois a maioria absoluta dos geradores eram livres para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, seja por meio de leilões regulados. A partir de 2013, muitas usinas hidroelétricas antigas passaram a ter seus preços controlados pela ANEEL, pois essa foi a condição para a renovação antecipada de seus contratos de concessão.

2.1.1.2. Transmissão e Distribuição

O segmento de transmissão é aquele que se encarrega de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras. A interrupção de um linha de transmissão pode afetar cidades inteiras ou até mesmo estados. No Brasil, esse segmento conta com 77 concessionárias, responsáveis pela administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, conectando os geradores aos grandes consumidores ou, como é o caso mais comum, às empresas distribuidoras (ABRADEE,2014). No Brasil, o segmento de transmissão é aquele que se caracteriza por operar linhas em tensão elétrica superior a 230 mil Volts.

O segmento de distribuição, por sua vez, é aquele que recebe grande quantidade de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos. Existem também unidades

geradoras de menor porte, normalmente menores do que 30 MW, que injetam sua produção nas redes do sistema de distribuição. No Brasil, esse segmento é composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de menor tensão (abaixo de 230 mil Volts), mas principalmente das redes de média e baixa tensão, como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades. É a empresa distribuidora quem faz com que a energia elétrica chegue às residências e pequenos comércios e indústrias (ABRADEE,2014).

Diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, tem seus preços regulados pela ANEEL, que é a agência reguladora do setor. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora.

2.1.1.3. Comercialização

O segmento de comercialização de energia é relativamente novo, tanto no Brasil quanto no mundo. Seu surgimento está relacionado com a reestruturação do setor elétrico, ocorrida na década de 1990, e seu papel muito mais relacionado ao contexto econômico e institucional do que propriamente ao processo físico de produção e transporte da energia.

No Brasil, o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica, nos moldes do novo modelo, ocorreu em 1999, aproximadamente dois anos após a criação da ANEEL.

2.1.2. Estrutura da Tarifa de Energia

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos

e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A figura 2 mostra os três custos distintos considerados dentro do valor total da Tarifa de Energia Elétrica.



Figura 2 - Divisão de Custos do Valor da Tarifa de Energia (ANEEL, 2015)

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribui para menores preços.

O transporte da energia (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela

distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais;
- Parcela B: Distribuição de Energia.

Os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com Tributos (29,5%) (ANEEL, 2015). A parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas.

2.1.3. Mapeamento Organizacional no Brasil

O governo brasileiro, através de leis aprovadas em 2004, estabeleceu as diretrizes para o funcionamento do atual modelo do setor elétrico brasileiro, dando alguns importantes passos no sentido de tornar menos vulnerável o setor elétrico nacional.

Os objetivos da criação do novo modelo, segundo o Ministério das Minas e Energia (MME), são assegurar a eficiência na operação e prestação do serviço aos Consumidores, garantir a modicidade tarifária e criar um ambiente regulatório estável que seja estímulo à concorrência, mostrando-se atrativo ao ingresso de novos investimentos privados no setor e que mantenha orientação para as funções de planejamento setorial de longo, médio e curto prazo.

Este novo modelo regulatório, definiu a criação de três novas instituições, de onde nasceu a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que retomou o planejamento do setor no longo prazo; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com atribuição de organizar as atividades de comercialização de energia no país.

Outras alterações importantes incluíram a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade de direito privado sem fins lucrativos, responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e de transmissão do Sistema Interligado Nacional, objetivando otimizar a geração conjunta do sistema hidrotérmico, visando à segurança energética e à minimização dos custos da energia elétrica para os Consumidores.

A atuação da ANEEL, agência reguladora independente, foi priorizada nos seus diversos papéis, em especial os de regulação, de fiscalização e do estabelecimento das tarifas, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes e proteger os Consumidores quanto aos custos da energia fornecida.

Destaca-se também, a importância do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), conselho interministerial consultivo da Presidência da República, que tem como principais atribuições a definição de diretrizes e a aprovação das políticas energéticas formuladas e propostas pelo Ministério de Minas e Energia.

A atual estrutura de funcionamento do setor elétrico foi concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre Agentes de Governo, Agentes Públicos e Privados.

No setor elétrico brasileiro, existem Agentes de Governo responsáveis pela política energética do setor, sua regulação, operação centralizada e comércio de energia. Efetivamente, os Agentes diretamente ligados à produção e transporte de energia elétrica são os de geração, transmissão e distribuição.

As atividades de governo são exercidas pelo CNPE, MME e CMSE. As atividades regulatórias e de fiscalização são exercidas pela ANEEL. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE. As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais Agentes do setor: Geradores, Transmissores, Distribuidores e

Comercializadores. A Figura 3 mostra a hierarquia do mapeamento organizacional.

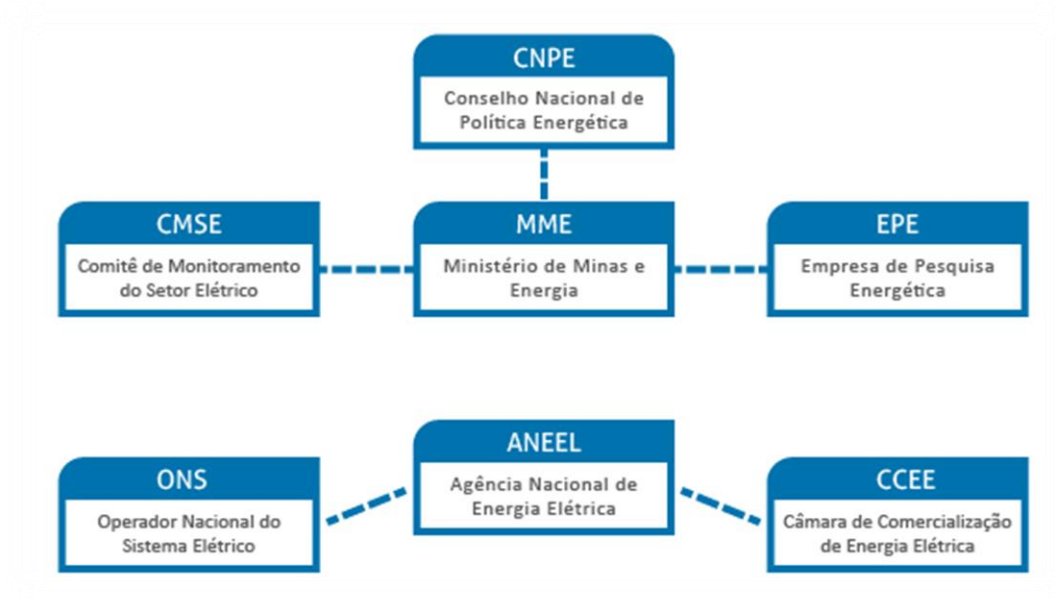


Figura 3 - Hierarquia do Mapeamento Organizacional do Setor Elétrico no Brasil

2.1.4. Sistema Interligado Nacional

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Menos de 2% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014).

2.1.5. Planejamento de Operação – NEWAVE

O objetivo básico do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar, a cada mês, metas de geração para cada usina do sistema que atendam à demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

Esse custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, representado por uma função de penalização dos déficits de energia.

A decisão sobre quando utilizar os estoques de energia, representados pela água armazenada nos reservatórios, está intrinsecamente ligada à incerteza quanto às afluências futuras, devendo resultar de uma análise probabilística de seu comportamento. Além disso, a decisão operativa mais adequada dependerá das condições do sistema. Assim, é preciso determinar uma decisão operativa em função dos possíveis estados do sistema. Em sistemas com forte participação de hidrelétricas, dois tipos de informação compõem o estado do sistema: os níveis de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica futura do sistema, a qual pode ser representada pelas afluências aos reservatórios nos meses anteriores.

Como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as combinações de níveis de armazenamento e tendência hidrológica, o problema da operação ótima do sistema torna-se rapidamente intratável do ponto de vista computacional. No caso do sistema brasileiro, com mais de 100 reservatórios, torna-se necessário reduzir o número de variáveis de estado através da agregação dos diversos reservatórios de uma mesma região em um reservatório equivalente de energia, definindo, assim, um subsistema equivalente (CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, 2015).

Sistemas com uma porcentagem substancial de geração hidrelétrica podem utilizar a energia armazenada “grátis” nos reservatórios do sistema para atender à demanda, substituindo a geração dispendiosa das unidades termelétricas. Entretanto, o volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, pois depende das chuvas que ocorrerão no futuro. Além disso, a disponibilidade de energia hidrelétrica é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Introduce-se, assim, uma relação entre a decisão de operação em um determinado estágio e as consequências futuras de tal decisão.

A existência de interligações entre submercados permite uma redução dos custos de operação, por meio do intercâmbio de energia, e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas. Em sistemas hidrotérmicos, é necessário determinar o valor da geração hidrelétrica, dado pelo valor da geração térmica que se poderia substituir hoje ou no futuro.

Este valor é calculado como uma etapa do processo de determinação da política ótima. Com este conceito, pode-se representar uma hidrelétrica como uma “térmica”, cujo custo marginal de operação é o valor da água.

Este valor não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Para se obterem ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema de maneira integrada, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas e submercados, com o objetivo de minimizar o custo total de operação e caracterizando este problema como de grande porte. No Brasil, e em diversos países, a solução do problema é obtida em etapas. Nestas etapas, são utilizados modelos com diferentes graus de detalhe para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos, denominados de longo e médio prazo – modelo NEWAVE, curto prazo – modelo DECOMP (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo) e programação da operação diária – modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo).

O programa NEWAVE foi desenvolvido pelo Cepel, no âmbito do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA), para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo, com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política de operação baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). É composto por quatro módulos computacionais:

1. Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes

Para cada subsistema, os reservatórios são agregados em um único reservatório equivalente de energia. A capacidade de armazenamento de cada

reservatório equivalente é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do subsistema, adotando-se a hipótese de operação em paralelo. Também agrega as vazões afluentes a cada subsistema em afluições energéticas equivalentes.

2. Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – modelo GEVAZP

Estima os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes aos subsistemas que é utilizado no módulo do cálculo da política de operação hidrotérmica. Este modelo estocástico também é empregado na geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.

3. Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica

Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, com base no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), considerando as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos. Considera também a representação de restrições de despacho antecipado para usinas a GNL.

4. Módulo de simulação da operação

Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variação da demanda, com base na política de operação obtida no módulo anterior. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, o risco de déficit e os valores esperados de energia não suprida.

A versão executável do programa NEWAVE está disponível em ambiente de alto desempenho. Ele foi o primeiro programa da Cadeia de Modelos Energéticos do Cepel a utilizar técnicas de processamento distribuído.

Recentemente, o mecanismo de aversão a risco CVaR (Valor Condicionado a um dado Risco) foi internalizado no modelo, adicionando à função objetivo

uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais caros, com o objetivo de propiciar uma maior segurança no suprimento.

O Programa NEWAVE é utilizado nas seguintes atividades do Setor Elétrico Brasileiro: Planejamento da Expansão; Planejamento da Operação; Comercialização – Cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças(PLD); Definição e Cálculo da Garantia Física e da Energia Assegurada de Empreendimentos de Geração; Elaboração de Diretrizes para os Leilões de Energia.

2.1.6. Despacho por Ordem de Mérito

Para o atendimento da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) realiza o despacho das usinas térmicas e hidrelétricas de acordo com os resultados dos modelos de otimização Newave e Decomp. Além disso, faz o abatimento da carga com as pequenas usinas: biomassa, eólicas e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

O objetivo dos modelos de otimização é o de minimizar o custo total da operação, considerando as usinas disponíveis no sistema. As hidrelétricas são despachadas considerando o seu valor da água. As térmicas são despachadas por ordem de mérito (da mais barata até a mais cara para o atendimento da carga). Em um momento de menos chuva, o modelo otimiza: guarda mais água nos reservatórios, gera maior quantidade de energia nas térmicas e, com isso, o preço encarece. Quando as afluições estão mais altas, o modelo decide gerar mais com hidrelétricas e o custo da operação cai.

O ONS despacha semanalmente para atendimento da carga, as térmicas por ordem de mérito, que são aquelas que apresentam custo variável unitário (CVU) menor do que o custo marginal de operação. O custo marginal da operação, base para a formação do PLD, é o custo de atender uma unidade adicional de carga, normalmente possui um valor próximo da última térmica despachada.

O gráfico 1 – Disponibilidade vs. CVU Usinas mostra a disponibilidade térmica na região Sudeste para a terceira semana de setembro, com os respectivos Custos Variáveis Unitários (CVu's) das usinas:

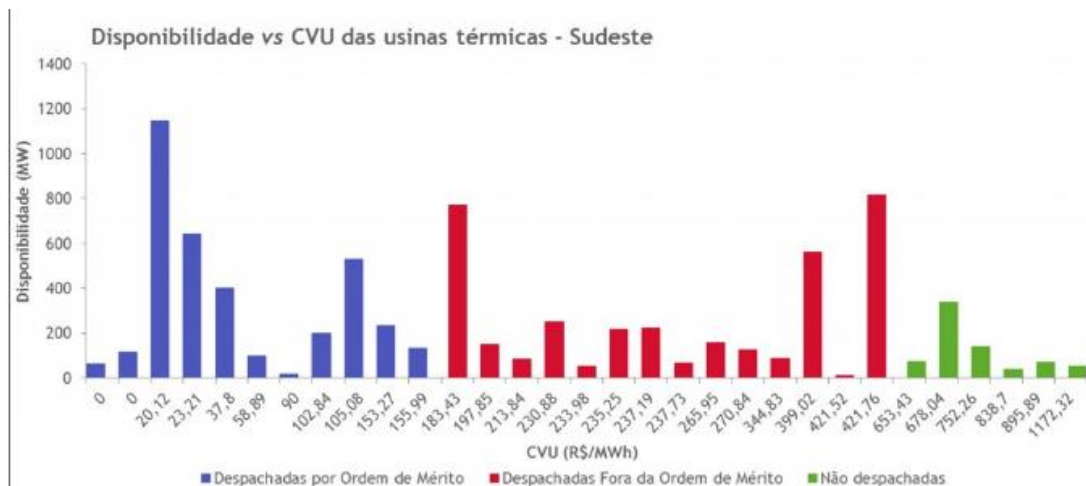


Gráfico 1 - Disponibilidade vs. CVU Usinas - Fonte: ONS

Como exemplo, as usinas com disponibilidade (em azul) são as térmicas despachadas por ordem de mérito para esta semana apenas na região Sudeste. Como se percebe, as térmicas possuem disponibilidades e CVu's variados, ou seja, não aumentam linearmente. Como o CMO para a semana acima foi de 182,68 R\$/MWh, todas as térmicas abaixo deste custo são despachadas por ordem de mérito.

As usinas em vermelho no gráfico são as despachadas fora da ordem de mérito, contribuindo para o aumento do nível dos reservatórios. São remuneradas via Encargos de Serviços do Sistema por segurança energética (ESS). Elas possuem um CVu acima do CMO e abaixo de 600 R\$/MWh. Este valor teto de 600 R\$/MWh para o despacho por segurança energética foi definido pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com base em estudo do ONS, o qual mostra que o despacho acima deste valor não seria necessário para o sistema, uma vez que não teríamos risco de atendimento ao SIN.

As usinas em verde, acima dos 600 R\$/MWh, estavam gerando anteriormente para garantir a segurança energética. Desde a decisão do

CMSE, de 8 de agosto de 2015, elas pararam de gerar fora da ordem de mérito.

Existem dois decks – conjunto de arquivos para simular os modelos – oficiais para Newave e Decomp. As diferenças entre esses decks e os do ONS e da CCEE são:

- O ONS ‘roda’ os decks considerando as usinas em teste porque entram para o atendimento da carga do SIN, e consideram restrições elétricas internas ao submercado.
- O deck da CCEE não considera usinas em teste, são retiradas as restrições elétricas internas ao submercado, entre outras diferenças.

O CMO resultante da otimização dos modelos realizada pela CCEE é a base do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Então, o CMO será igual ao PLD desde que esteja entre os limites mínimo e máximo fixados pela Aneel. O PLD mínimo e máximo, em 2015, era de R\$30,26/MWh e R\$388,48/MWh, respectivamente (CHADE, 2015).

O modelo que minimiza o custo total da operação também influencia no preço das negociações de mercado, principalmente quando está próximo do produto negociado. A previsão do PLD implica em um acompanhamento diário das previsões de afluições, de modo a assessorar consumidores cativos e livres quanto ao melhor período para contratação de energia.

2.2. Mercado Livre de Energia

2.2.1. Diferença entre Cativo e Livre

A utilização Até a década de 90 o setor elétrico do país era um monopólio estatal. O governo era investidor único e as tarifas eram como itens de controle de inflação. Com o endividamento do setor elétrico e o esgotamento dos recursos financeiros para a expansão, uma mudança estrutural foi necessária.

A partir de 95 iniciou-se um processo de reestruturação do setor e um dos princípios objetivos foi a desverticalização de toda a cadeia produtiva: geração, transmissão, distribuição e comercialização tornaram-se segmentos de

negócios diferentes. Os setores de transmissão e distribuição continuaram sendo tratados como serviços públicos regulados, enquanto a competição foi incentivada nos segmentos de geração e comercialização. Dessa forma abriu caminho para que a energia elétrica passasse a ser tratada como uma mercadoria passível de negociação, seguindo uma tendência mundial.

Entretanto, o processo de abertura do setor elétrico não ocorreu de forma completa, de maneira que coexistem hoje no Brasil dois mercados distintos de energia: o Mercado Cativo e o Mercado Livre.

O Mercado Cativo é o ambiente de contratação de energia elétrica no qual o papel do consumidor é totalmente passivo. A energia é fornecida exclusivamente pela distribuidora local, com o preço e as demais condições de fornecimento reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Na figura 4 está exemplificado o caminho da energia elétrica no mercado regulado.



Figura 4 – Representação dos Segmentos para o Consumidor Cativo

No Mercado Livre é o ambiente no qual o consumidor pode comprar montantes de energia de comercializadores e/ou geradores em condições livremente pactuadas entre as partes, os chamados contratos bilaterais. A principal vantagem desse ambiente de contratação é a possibilidade de negociar produtos customizados, com prazos, volumes, preços e índices de reajustes que atendam às expectativas do comprador.

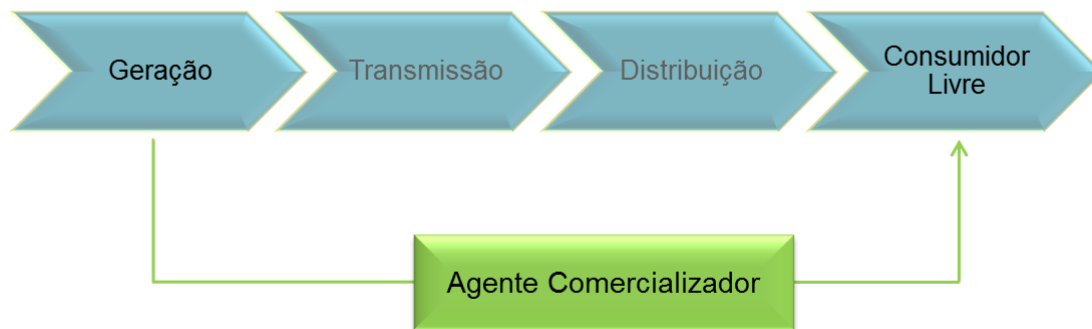


Figura 5 - Representação dos Segmentos para o Consumidor Livre

Este mercado ainda não é aberto a todos os consumidores. Atualmente, existem dois tipos de consumidores aptos a adquirir energia no Mercado livre:

Consumidor Convencional: consumidor cuja demanda seja igual ou superior a 3.000 kW (Kilowatts), em qualquer nível de tensão, se a instalação for posterior a 07/07/1995. Caso a instalação seja anterior a esta data, o nível de tensão deve ser igual ou superior a 69 kV. Estes consumidores podem adquirir energia de fontes convencionais ou incentivadas (CMU COMERCIALIZADORA DE ENERGIA, 2016).

Consumidor Especial: Consumidor ou conjunto de consumidores dispostos em área contígua ou que possuam o mesmo CNPJ, cuja demanda seja igual ou superior a 500 kW. O consumidor especial deve contratar energia proveniente de fontes incentivadas. A contratação desse tipo de energia proporciona descontos de 50% a 100% na tarifa de transporte (demanda), a depender do tipo de fonte contratada (CMU COMERCIALIZADORA DE ENERGIA, 2016).

Atualmente, um pouco mais de 25% da energia produzida no Brasil é negociada no Mercado Livre, que movimenta anualmente negócios em torno de R\$ 30 bilhões (CMU COMERCIALIZADORA DE ENERGIA, 2016). Sendo um ambiente em contínua evolução, os agentes que nele atuam precisam estar constantemente atualizados das regras e procedimentos de mercado, para que tenham o conhecimento e o profissionalismo necessários no processo de tomada de decisões.

2.2.2. Produtor Independente e Autoprodutor

Conforme o decreto-lei nº 2003/96 (BRASIL, 1996), lembrando que esse é um decreto federal, ou seja, é válido em todo território nacional, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Ou seja, a principal diferença entre eles consiste no fato de que o produtor independente recebe autorização para vender parte ou toda a energia elétrica que produz, enquanto o autoprodutor destina a energia elétrica produzida para consumo próprio. Analisa-se, a seguir, os principais itens legais do decreto nº 2003/96, que precisam ser levados em conta para se tornar um autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica.

É necessária a concessão ou autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, sendo os estudos técnicos necessários, realizados pelos interessados, segundo o art. 3º e art. 4º. De acordo com o art. 13º, para utilizarem e comercializarem a energia elétrica produzida é assegurado aos autoprodutores e produtores independentes o acesso ao sistema de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários do serviço público, sendo estes devidamente ressarcidos. A operação dos autoprodutores e produtores independentes podem ser feita na modalidade integrada ou não integrada. A modalidade integrada é necessária quando a operação causa grande impacto na rede elétrica, ou seja, nessa modalidade devem ser obedecidas as instruções do ONS. A modalidade não integrada ocorre quando não é causado impacto significativo na rede elétrica, conforme afirmado no art. 14º. Ainda, nos contratos são definidos os montantes de energia anual e potência que poderão ser comercializados ou utilizados para consumo próprio.

Existem cobranças de taxas e compensação financeira ao poder executivo, segundo o art. 15º e art. 16º (BRASIL, 1996).

Já o art. 23º afirma que a comercialização de energia elétrica, no caso dos produtores independentes, pode ser feita com concessionários ou permissionários do serviço público, consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, consumidores de complexo industrial que utilizam cogeração, entre outros (BRASIL, 1996).

No caso dos autoprodutores, pode ser realizada a venda do excedente de produção ao concessionário ou permissionário do serviço público (art. 28º). Em ambos os casos, pode ocorrer a permuta de energia em montantes economicamente equivalentes. Ou seja, a produção de energia elétrica pode ocorrer em local diferente do de sua utilização de acordo com o art. 23º e 28º (BRASIL, 1996).

2.2.3. Funcionamento do Mercado Livre de Energia

O Mercado Livre de energia é um ambiente de negócios onde vendedores e compradores podem negociar energia elétrica livremente entre si. Isso permite que Consumidores Industriais e Comerciais contratem bilateralmente seu fornecimento de energia elétrica diretamente com Geradores e Comercializadores, obtendo com isso ganhos de eficiência na gestão do seu suprimento, contratos customizados segundo as necessidades de seu negócio, além de custos mais competitivos.

O Mercado Livre de Energia se consolida como uma forma potencial de economia, meio seguro e confiável de adquirir energia elétrica por um valor negociável. Dentro de uma cadeia produtiva, todos os insumos devem ser objeto de negociação, e a energia elétrica também deve assim ser tratada.

A principal vantagem nesse ambiente é a possibilidade de o consumidor escolher, entre os diversos tipos de contratos, aquele que melhor atenda às suas expectativas de custo e benefício.

Atualmente o Mercado Livre de Energia representa mais que 25% de toda a carga do SIN – Sistema Interligado Nacional. O submercado Sudeste/Centro-Oeste responde por 64% do mercado livre nacional, enquanto os submercados Sul e Nordeste representam 13% cada um e Norte, 10% (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Em âmbito internacional, desde 2007, o Mercado Europeu (27 países membros) está totalmente aberto – até mesmo os consumidores residenciais (450 milhões de habitantes) podem escolher seu supridor (MERCADO LIVRE DE ENERGIA, 2015). O Mercado Livre amplo não é privilégio de países com economias desenvolvidas.

O Ministério de Minas e Energia ainda enfrenta alguns desafios para expandir e empoderar o Mercado Livre de Energia no país, são eles: esclarecer os consumidores sobre o funcionamento do mercado livre mostrando seus benefícios e riscos envolvidos; fazer com que um crescimento do mercado livre contribua com a redução de subsídios; desenvolver ferramentas que viabilizem a inclusão de todo o mercado cativo; assegurar a adequada expansão da matriz energética por meio da contratação no mercado livre; equacionar possíveis efeitos colaterais decorrentes do aumento do mercado livre, como os custos residuais ou a sobrecontratação decorrente da migração, dados os contratos de compra e venda já firmados com as distribuidoras.

2.2.4. Migração para o Mercado Livre

Como explicado anteriormente, existem dois tipos de consumidores no Mercado Livre, convencional e especial, caso o consumidor atenda aos requisitos nos critérios de um destes dois tipos e decida deixar de ser consumidor do Cativo, ele deverá:

- 1) Denunciar seu atual contrato de fornecimento junto à Distribuidora na qual sua unidade industrial ou comercial está conectada respeitando os prazos de aviso previstos no mesmo. Caso o contrato atual seja de prazo indeterminado pela regulamentação atual, a migração ao Mercado Livre será efetivada 12 meses após a formalização da denúncia junto a Distribuidora.

2) Negociar e assinar o contrato de fornecimento de energia elétrica no Mercado Livre com um Gerador ou Comercializador.

3) Negociar e assinar os Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e de Uso do Sistema de Distribuição com a Distribuidora na qual a unidade industrial ou comercial está conectada. O contrato de conexão normalmente não tem custo ou possui custo muito baixo. O contrato de uso nada mais é que a contratação da Demanda ou Fio e não representa nenhum aumento de custo ao Consumidor em relação à situação que este já possuía na condição de Consumidor Cativo.

4) Adequar seu sistema de medição de consumo junto à Distribuidora, conforme legislação vigente.

5) Associar-se à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tornando-se Agente do mercado, operando de acordo com suas regras e procedimentos e responsabilizando-se pelo pagamento dos encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação, os quais na condição de Consumidor Cativo estavam dentro da tarifa da Distribuidora. A representação do Consumidor Livre ou Especial junto à CCEE pode ser realizada por ele próprio ou por terceiros. A ENGIE pode representar seus clientes sem custo adicional.

Uma vez que um consumidor ESPECIAL tenha optado por migrar para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, este poderá retornar ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, desde que notifique a Distribuidora a qual está conectado, com 5 anos de antecedência ou em menor prazo, a critério da Distribuidora.

A Tabela 1 a seguir compara as características da instalação elétrica do consumidor a qual condição se adequa do Mercado Livre ou Cativo.

Tabela 1- Condições de Migração para o Mercado Livre

CONDIÇÕES DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE				
Carga (MW)	Conexão	Instalação	Condição	Fonte de Energia
< 0,5	Grupo "A"	-	Cativo	Distribuidora Local
≥ 0,5	Grupo "A"	-	Especial (1)	Fonte Incentivada
≥ 3	≥ 69kV	Anterior a 07/07/1995	Livre (2)	Fonte Convencional ou Incentivada
≥ 3	Qualquer	Posterior a 07/07/1995	Livre (2)	Fonte Convencional ou Incentivada

2.2.5. CCEE - Câmara Comercializadora de Energia Elétrica

A CCEE é uma instituição pública de direito privado e sem fins lucrativos, regulada pela ANEEL, responsável pelo registro, monitoramento e liquidação de todos os contratos e pela medição de toda energia gerada e consumida no Sistema Interligado Nacional.

Criada em 2004, a CCEE sucedeu a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Asmae (1999) – e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (2000).

A Figura 6 mostra as responsabilidades e atribuições da CCEE no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.



Figura 6 - Atribuições CCEE

2.2.5.1. Agentes CCEE

Os Agentes, empresas que atuam no setor de energia elétrica, dividem-se nas Categorias de Geração, Distribuição, Comercialização, Consumidores Livres e Especiais, conforme definido na Convenção de Comercialização. Os associados podem ter participação obrigatória ou facultativa.

Todos os Consumidores Livres e Especiais têm participação obrigatória na CCEE. Usinas geradoras com capacidade instalada inferior a 50 MW têm participação facultativa (CCEE, 2016).

2.2.5.2. PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

O PLD é o preço de referência do mercado de curto prazo, utilizado para precificar o que foi gerado e o que foi consumido de energia elétrica por todos os participantes do mercado (que operam no âmbito da CCEE).

A CCEE apura mensalmente o total de energia consumido pelos consumidores que comprem no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e pelos cativos do Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Os contratos negociados no mercado livre, fechados entre o comprador e o vendedor (pelos geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais) e pagos bilateralmente, também são registrados na CCEE. Por sua vez, no mercado cativo os contratos são fechados em leilões regulados pelo governo, informações também registradas pela CCEE. Caso haja mais consumo ou geração do que os montantes contratuais registrados, essas diferenças são liquidadas mensalmente no mercado spot (à vista ou de curto prazo, como também é conhecido). Todos os devedores (subcontratados) pagam em igual proporção para os credores (sobrecontratados).

O valor utilizado para este acerto é o Preço da Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é calculado semanalmente pela CCEE e, após Audiência Pública da Aneel 054/2014 tem valor teto de R\$ 422,56/MWh e piso de R\$30,25/MWh, vigentes para o ano de 2016 e divulgados no site oficial da CCEE.

Para o cálculo do preço mínimo, a agência reguladora levou em consideração a Receita Anual de Geração – RAG das usinas hidrelétricas em

regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.789 de 21 de janeiro de 2013 (BRASIL, 2013a). Foram excluídos os valores relacionados à remuneração e à reintegração de investimentos, e adicionadas as estimativas de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH e dos custos de geração da UHE Itaipu para o ano de 2016 (CCEE, 2016).

Já para o cálculo do preço máximo, foi considerado o custo variável unitário mais elevado da Usina Termelétrica a gás natural, em operação comercial, contratada por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

O valor do PLD de 2014 foi o maior valor registrado desde 2000, superando, inclusive, a média de 2001, ano do racionamento de energia no País, estava com Preço Médio de R\$ 688,88/MWh, tendo teto de até R\$ 822/MWh (CCEE, 2015). Estes valores incentivaram, na época, Geradores a entrarem para o Mercado Livre e comercializarem sua energia no Mercado Spot.

2.3. Definição de GD

A Geração Distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos (BARBOSA; AZEVEDO, 2013).

Este tipo de geração oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico, visto que a disposição da unidade de geração próxima a carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, além de uma maior diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia, e assim sua escolha pode ser realizada em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais.

As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia. Com a GD, torna-se possível obter maior eficiência energética.

A Geração Distribuída vem se tornando uma importante fonte de energia para a matriz energética dos países, dado que o crescimento populacional exige um consumo energético cada vez maior. Considerando que as Gerações Distribuídas proveem de energias alternativas e limpas, esta pode ser uma razão ainda maior para o seu investimento.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes, motivos que ainda barram o crescimento desta tecnologia.

O Brasil deu o seu grande passo para a Geração Distribuída no ano de 2012, regulamentando a conexão de microgeradores e minigeradores de energia à rede de distribuição, através da Resolução Normativa 482/2012 emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Esta Resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica.

Com a aprovação da Resolução Normativa nº482/2012, foi criada dentro do Módulo 3, do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a seção 3.7 que estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

2.3.1. Microgeração e Minigeração

A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes alternativas de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a

75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes. (ANEEL, 2016b)

2.3.2. Resolução Normativa 482/2012

Com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética) a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012.

A Resolução define o Sistema de Compensação como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora.

Esse sistema é também conhecido pelo termo em inglês *net metering*. Nele, um consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora (como, por exemplo, painéis solares fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas) e a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade.

A Agência acompanhará de perto a implantação das novas regras do Sistema de Compensação e prevê que até 2024 cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia, totalizando 4,5 GW de potência instalada (ANEEL, 2015).

Desde a publicação da Resolução em 2012 até outubro de 2015, já foram instaladas 1.285 centrais geradoras, sendo 1.233 (96%) com a fonte solar

fotovoltaica, 31 eólicas, 13 híbridas (solar/eólica), 6 movidas a biogás, 1 a biomassa e 1 hidráulica (ANEEL, 2016).

2.3.3. Resolução Normativa 687/2015

Desde a publicação Esta resolução veio como uma revisão da REN 482/2012 com as principais alterações:

- Estabelecimento das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada: abrindo as portas para a geração em terrenos afastados do local de consumo (mas ainda na área da mesma distribuidora) e para vizinhos que queiram participar do sistema de compensação de energia;
- Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais;
- Sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas);
 - Ampliação da potência máxima de 1 MW para 5 MW;
 - Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;

O sistema não se caracteriza como uma venda de energia, mas sim um empréstimo gratuito do excedente de produção para a distribuidora local. Esse empréstimo em energia é devolvido na forma de abatimento da energia consumida pela própria unidade consumidora ou por outra unidade registrada sob o mesmo CNPJ ou CPF. Também melhorou:

- Redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras;

A ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Dando continuidade nas modificações, tem-se:

- Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional;

- Submissão e acompanhamento de novos pedidos pela internet a partir de 2017.

A regulação também definiu como micro e minigeração distribuídas as centrais geradoras conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, e que utilizem cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

Os aprimoramentos implantados pela REN 687/2015 ampliaram a participação no Sistema de Compensação de Energia, com a criação das figuras dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e da geração compartilhada.

2.3.4. PRODIST – Módulo 3

A fim de estabelecer os procedimentos e os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação do sistema de distribuição bem como as responsabilidades de cada agente, surgem os procedimentos de distribuição, PRODIST, cujos principais objetivos são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do sistema de distribuição de energia elétrica das concessionárias de serviço público;
- Estabelecer com base legal e contratual as responsabilidades de cada agente, no que tange a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD, e contratos de Uso de Sistema de Distribuição – CUSD;

O PRODIST é composto por nove (9) documentos, chamados de módulos, cada um com uma função. São seis (6) módulos técnicos e dois módulos integradores, e cada documento trata de uma área normativa, desde o acesso

aos sistemas de distribuição (Módulo-3) até o Ressarcimento de Danos Elétricos (Módulo-9).

O módulo 3 dos procedimentos de distribuição, trata especificamente do Acesso ao Sistema de Distribuição a fim de estabelecer os requisitos técnicos operacionais, condições de acesso e conexão de forma a assegurar a operação segura e eficaz da rede.

Com a aprovação da Resolução Normativa nº482/2012, foi criada dentro do Módulo 3 do PRODIST, a seção 3.7 que estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

Segundo o módulo 3, seção 3.7 do PRODIST, o acesso à rede de distribuição, para os sistemas de micro e minigeração distribuída, ocorre por meio de sete etapas, conforme descritas a seguir:

1. Consulta de acesso (facultativo): realizada pelo acessante à acessada.
2. Informação de Acesso: resposta à consulta de acesso, se esta for realizada. Este passo é obrigatório caso seja realizada a Consulta de acesso.
3. Solicitação de Acesso: pedido formal de conexão realizado pelo acessante.
4. Contratos: assinatura do contrato ou acordo operativo entre o acessante e a acessada.
5. Parecer de acesso: documento formal apresentado pela acessada em resposta a solicitação de acesso.
6. Implantação da conexão: execução das obras de conexão pela acessante, solicitação da vistoria, realização da vistoria e entrega do relatório de vistoria (executado pela acessada).
7. Aprovação da conexão: após atendimento as condicionantes do relatório de vistoria, a conexão de acesso é aprovada.

As referidas etapas necessárias a obtenção do parecer de acesso dependem da classificação do acessante, tornando-se opcionais para alguns e obrigatórias para outros, de acordo com suas características. Com fim a

esclarecer de forma sucinta os principais tipos de acessantes ao sistema de distribuição, uma breve descrição daqueles é apresentada abaixo:

- Consumidor Especial: Aquele que opte pela compra de energia elétrica junto a empreendimentos geradores ali definidos;
- Consumidor Livre: Aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica na modalidade na contratação livre;
- Central Geradora – Registro: Caracteriza-se pelas centrais geradoras termoelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas d energia, com potência igual ou inferior a 5MW;
- Central Geradora – Autorização: Caracteriza-se pelas centrais geradoras termoelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência superior a 5MW.

Importante informar que o módulo 3, seção 3.7 do PRODIST ainda estabelece três pontos importantes sobre o acesso de micro e minigeração distribuída, são eles: Prazos, Requisitos Técnicos e Sistema de Medição.

2.3.5. ProGD – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída

Importante informar que, no final de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica) o Programa pode movimentar pouco mais de R\$ 100 bilhões em investimentos, até 2030.

O ProGD formaliza os esforços que serão alocados em alcançar o potencial do país em geração distribuída. Um dos pontos importantes previstos na Portaria para estimular a geração de energia distribuída é a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES), em R\$454,00/MWh para a fonte solar fotovoltaica, e R\$329,00/ MWh para a cogeração a gás natural. Esse valor define a remuneração paga pela distribuidora ao gerador pela energia que ele entregar à rede de distribuição, e sua atualização a um patamar competitivo aumentam a atratividade dessa oferta de energia.

O Programa também define mecanismo de atualização automática desse valor, anualmente pelo IPCA, durante vigência do contrato, garantindo manutenção dos custos. Atualmente, as empresas de distribuição de energia podem comprar até 10% de seu mercado de fontes de geração de energia distribuída, para compor seu portfólio.

O ProGD também prevê a estruturação de novos horizontes para a comercialização da energia gerada pelos consumidores-geradores no mercado livre, aumentando a energia comercializada nesse ambiente e permitindo a extensão de benefícios característicos do mercado livre para mais agentes. O ProGD prevê ações para simplificar o mecanismo de comercialização dessa energia no Ambiente de Contratação Livre.

Ainda no âmbito do ProGD, os ministérios de Minas e Energia e da Educação estudam projeto específico de instalação de sistemas de geração distribuída baseados em painéis fotovoltaicos para universidades e escolas técnicas federais, extensível a hospitais federais. Na proposta, que será aprofundada e estruturada pelo ProGD, as escolas técnicas desenvolverão como contrapartida cursos específicos destinados a preparar recursos humanos aptos a atender esse novo mercado da geração distribuída para projeto, instalação e manutenção.

Segue abaixo os principais incentivos que são fomentados pelo Programa:

- Criação dos créditos de energia entre consumidor-gerador e distribuidora: A atualização da Resolução Normativa nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), torna mais atrativo aos consumidores a instalação de painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas para gerar sua própria energia. Segundo as novas regras da resolução, que começam a valer a partir de 1º de março de 2016, quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. Veja outros pontos que foram modernizados na Resolução nº 482:

- Prazo: Pela nova regra, quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor terá um prazo maior para utilizar os créditos –60 meses, em vez dos 36 meses vigentes anteriormente.
- Autoconsumo remoto: Outra novidade é que o consumidor poderá usar os créditos para abater a fatura de outros imóveis cuja fatura esteja sob sua titularidade, mesmo em outros locais, desde que estejam na área de atendimento da mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.
- Condomínios: Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.
- Consórcios: A nova resolução criará ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem sistemas de geração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados, como se fossem um único consumidor.
- Isenção de ICMS: Um dos principais pilares para a expansão da energia distribuída é a isenção da cobrança de ICMS sobre a energia inserida pelo consumidor na rede da distribuidora. O consumidor será tributado com o ICMS apenas sobre o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar. Esta isenção foi regulamentada pelo Convênio ICMS no 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, com adesão inicial dos Estados de São Paulo, Goiás e Pernambuco, e posterior de Rio Grande do Norte, Ceará e Tocantins, incluídos pelos Convênios nº 44 (3/6/2015) e nº 52 (30/6/2015).
- Isenção de PIS/Cofins: Além de não pagar ICMS, também ficará isenta do PIS/Pasep e da Cofins a energia injetada pelo consumidor na rede elétrica e não compensada. A isenção foi formalizada pela Lei no 13.169, de 6 de outubro de 2015, convertida da Medida Provisória 675.

- Redução do Imposto de Importação: Até 31 de dezembro de 2016, está reduzida de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica (Resolução CAMEX nº 64, de 22 de julho de 2015, para ex-tarifários classificados no código 8428.20.90). Provisoriamente, até 31 de dezembro de 2015, foi reduzida de 14% para 2% o tributo incidente sobre importação de módulos fotovoltaicos (BRASIL, 2015a).
- Apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES): O BNDES foi autorizado pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (BRASIL, 2015b), a apoiar com recursos a taxas diferenciadas projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos.

2.4. Venda do Excedente

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é um importante mecanismo para promover a micro e minigeração, entretanto, pode não ser suficiente para promover todo o potencial de expansão.

Um primeiro ponto é que a regulação não incentiva a instalação de capacidade superior à carga do consumidor. Em diversas situações, o consumidor poderia instalar uma potência maior, porém, caso não possua outra unidade consumidora na mesma área de concessão, não terá como usar todo o seu excedente de geração.

Além disso, o mecanismo atual não permite qualquer tipo de venda da energia excedente de micro e minigeração. A criação das figuras do empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e da geração compartilhada pode atender casos específicos, mas limita as possibilidades de modelos de negócio.

Outro aspecto é que as distribuidoras não têm qualquer incentivo para apoiar a implantação da mini e microgeração distribuída. Isso porque, além da

necessidade de investimentos para conectar e operar essa geração na rede, o crescimento da micro e minigeração representa redução do mercado faturado.

Com o objetivo de contribuir para a expansão da micro e minigeração e criar oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE desenvolveu em 2015 uma proposta inicial para comercialização da energia excedente da micro e minigeração no Ambiente de Contratação Livre – ACL. O objetivo foi criar uma capacidade de monetização que estimule o desenvolvimento do segmento.

A Nota Técnica foi entregue à Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, ao Ministério de Minas e Energia – MME, à Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e às associações representativas do setor elétrico. A proposta oferece uma alternativa à compensação da energia excedente que as microgeradoras injetam na rede, que foi definida pela Resolução 482 da Aneel. Desta forma, cada consumidor avaliaria se é mais interessante vender a produção excedente ou utilizá-la para compensar seu consumo em outros períodos.

No modelo desenhado pela CCEE, os comercializadores teriam a função de agregar a energia excedente da mini e microgeração. Em vez de cada consumidor negociar na Câmara de Comercialização sua fatia, o que inviabilizaria a transação, um comercializador reuniria as sobras de várias unidades para negociar como um bloco só por meio de uma “usina virtual”.

A possibilidade de vender os excedentes no mercado livre pode viabilizar projetos que não seriam implantados com base no atual mecanismo de compensação.

O projeto foi apresentado em julho de 2016 para os agentes, e seguiu para amadurecimento no debate com as instituições setoriais, para análise de viabilidade da comercialização, como a incidência de tributação nestas transações, o custo de transporte da energia, entre outras regulamentações.

2.5. MP 579 e seus impactos

Em 2012, no chamado 11 de setembro do setor elétrico, o mercado conheceria a Medida provisória 579, de 11 de setembro de 2012, que se transformou posteriormente na lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e cuja meta primária era a de reduzir a tarifa de energia, mas que teve como consequências secundárias uma série de outros ajustes em função do descontentamento do setor como um todo (BRASIL, 2013b). Esse descontentamento refletiu-se no valor de mercado das empresas, na busca por liminares na Justiça, no ambiente de contratação livre e até mesmo nos leilões de energia nova promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

A medida provisória foi um sinal equivocado do governo, que ao reduzir em média 20% da tarifa incentivou o aumento do consumo de energia elétrica, quando o cenário exigia o uso racional.

Ao contrário do que esperava a indústria, a energia foi destinada apenas ao consumidor do mercado regulado, a um custo médio que passou de um valor próximo de R\$ 100/MWh para R\$ 32,89/MWh. Parte das concessões não foi renovada, já que Copel, Cesp e Cemig consideraram mais vantajoso vender a energia descontratada no mercado de curto prazo, a um Preço de Liquidação das Diferenças que bateu na casa dos R\$ 822/MWh. Isso levou à exposição bilionária das distribuidoras, que tiveram de contratar cerca de 3 GW médios no mercado à vista para substituir o montante descontratado (SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO, 2016).

O consumidor brasileiro vai levar mais de três anos para superar o custo do impacto da Medida Provisória 579 sobre o caixa das distribuidoras, e mais oito anos para pagar as indenizações remanescentes do processo de renovação das concessões de geração e transmissão em 2013. (Canal Energia, 2016). Ironizada no mercado como o 11 de setembro do setor elétrico, a MP completou quatro anos com um balanço nada positivo, que aponta o pacote de medidas de redução da conta de energia como pivô do aprofundamento dos efeitos da crise hídrica, que começava a influenciar a alta de preços da energia em 2012.

Em abril de 2020, acaba a bolha da Conta ACR, quando finalmente for zerado o pagamento dos empréstimos negociados pelo governo com bancos públicos e privados para a cobertura dos custos adicionais das distribuidoras com compra de energia. O total contratado, de mais de R\$ 21 bilhões, atingiu em 2016 a R\$ 39,1 bilhões, considerando o custo financeiro da operação. (Canal Energia, 2016)

O efeito na conta do consumidor das indenizações de geração e transmissão que ainda não foram pagas vai se prolongar. Ele entrará como despesa da Conta de Desenvolvimento Energético embutida na tarifa de uso do sistema, que pesa mais para a indústria que para o consumidor atendido em baixa tensão.

3. Estudo de Caso

3.1. Incentivo ao Projeto

Com os impactos negativos trazidos pela MP 579 firmada em 2012 e com a crise hídrica acentuada em 2013 e 2014 que exigiu o acionamento frequente e contínuo de fontes mais caras de geração, a tarifa de energia elétrica utilizada não estava mais de acordo com o que estava sendo aplicada pelas Distribuidoras. A adoção de bandeiras tarifárias e a revisão extraordinária das tarifas nos dois anos seguintes pressionou a inflação e trouxe índices elevados ao valor do PLD no Mercado em curto prazo, como nunca havia sido registrado antes.

Neste cenário de crise energética, a tarifa de energia aplicada pelas distribuidoras se tornou um freio para as indústrias, causando queda de produção e aumento no custo do produto final. Até outubro de 2015, a energia elétrica acumulou alta de 49,03% no ano (IBGE, 2015) e foi apontada como a principal pressão no custo de vida dos brasileiros.

Em 2014, a indústria do setor de Pneumáticos, chamada pelo nome fictício neste trabalho por Pneus e Cia., localizada na cidade de Guarulhos, regulada no Mercado Cativo, com operação 24 horas por dia, 7 dias na semana, com demanda *flat* de 6MWh encontrou uma alternativa diante desta

crise para reduzir os custos com Energia Elétrica, sem a necessidade de alterações no setores de produção.

3.2. Fábrica Pneus e Cia.

Esta indústria possui os seguintes equipamentos na área técnica de utilidades para a Fábrica:

- 2 Caldeiras a Vapor de 12 ton/h (Sendo 1 em cogeração)
- 2 Motogeradores a Gás Natural de 2055kW cada

Os motogeradores trabalham em conjunto com uma das caldeiras, realizando o processo que chamamos de cogeração. Em ciclo fechado, a eficiência do processo sobe de 34% para até 85%. O motogerador, movido a gás natural na tarifa de gás de cogeração, gera a energia elétrica para a fábrica. Seus gases de escape entram na caldeira, através de uma tubulação, aumentando a temperatura interna do equipamento, reduzindo a queima de gás natural industrial para a geração de vapor que vai para os processos industriais.

A Figura 7 exemplifica o arranjo da Usina de Cogeração instalada na área técnica de Utilidades dentro da Pneus e Cia.

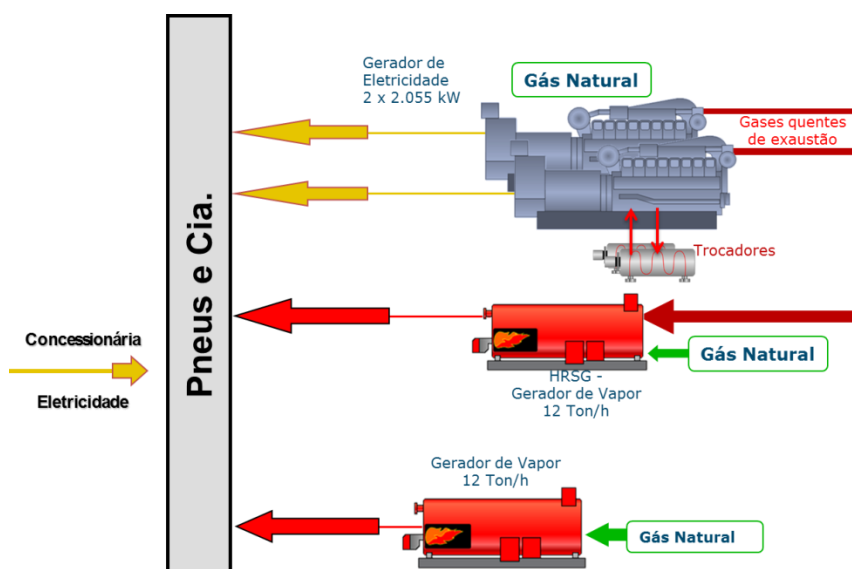


Figura 7 - Fluxograma Setor de Utilidades Fábrica Pneus e Cia.

Devido diferenças de valores entre as tarifas de energia e gás natural, a concepção do projeto é para cogeração no Horário de Ponta, e no Fora de Ponta ter a queima de gás industrial direto nas caldeiras (ciclo aberto). Ou seja, durante 21 horas por dia os motogeradores ficam desligados por inviabilidade financeira, o custo de geração é maior que a tarifa Fora de Ponta da distribuidora. Esta ociosidade da usina é um dos motivos do investimento de minigeradoras ter um payback tão longo que não desperta interesse nos consumidores.

Analisando todos estes fatos de crise hídrica, tarifa de energia alta, cogeração ociosa, existe a oportunidade de vender a energia elétrica de uma usina que está pronta, porém parada, para um sistema nacional que está em crise energética precisando despachar termoeletricas mais caras que a cogeração.

A estratégia inicial idealizada pela Geradora da Indústria é de Vender a Energia excedente para o Mercado livre ao preço do PLD aplicado, na época em média R\$ 822/MWh.

3.3. Barreiras e Riscos do Projeto

A estratégia parece ser algo simples, quando os geradores não estão sendo usados devido baixa demanda da indústria ou o R\$/MWh da usina for maior que o da Concessionária de Energia (Horário Fora de Ponta), os equipamentos seriam ligados para exportar a energia e receber um pagamento por isto. Quando tenta-se encaixar essa ideia nas Resoluções Normativas e no sistema regulatório, depara-se por diversas barreiras que podem inviabilizar o projeto, são elas:

- Venda de Energia pode ser realizada apenas no Ambiente Livre;
- Necessidade de se tornar um agente CCEE;
- Indústria conectada a Rede de Distribuição, sendo apenas autorizada a Geração Distribuída (GD) como forma de créditos de energia;
- CNPJ da geradora e da carga distintos;

- Custo de investimento para se adequar as exigências do SMF (Sistema de Medição para Faturamento);
- Forma de Medição e Contabilização dos créditos de energia;
- Créditos de Energia recompensados no valor monetário;
- Definição de como será feito o Despacho de energia da Usina no ambiente de Distribuição;
- Risco do PLD reduzir antes de sair as adequações e autorizações necessárias para venda do excedente;

Com as barreiras e riscos identificados, o projeto saiu do papel, entrando em contato com a ANEEL, CCEE e Distribuidora.

3.4. Planejamento e Viabilização do Projeto

Após contato com o ANEEL, o retorno foi positivo, é possível gerar e vender energia excedente para o ambiente livre estando no Mercado cativo. A agência constatou que não encontrava problemas se a indústria encontrasse uma maneira de contabilizar esta energia excedente junto a CCEE.(Anexo 1- Ofício nº 025/2015-SRG/ANEEL).

Para estabelecer esta metodologia de cálculo, a CCEE exigiu a adequação da Subestação de Energia da indústria conforme o SMF. Estas adequações são orientadas pela Especificação Técnica das Medições de Faturamento elaborado pelo ONS. Estas mudanças requerem equipamentos e modelos específicos, alguns importados, trazendo um investimento elevado, no caso deste estudo, em média R\$ 180 mil (ANEXO 2 - SMF - Pneus e Cia.).

Após adequações realizadas, a CCEE definiu a solução de como medir, propondo a instalação de sistemas de medição no ponto de conexão na entrada da fábrica e nas unidades geradores no lado dos transformadores elevadores. E também um fator que identifica o período de geração Ponta ou Fora de Ponta (ANEXO 3 – CT/CCEE - 0479/2016). Segue esquema de medição a seguir:

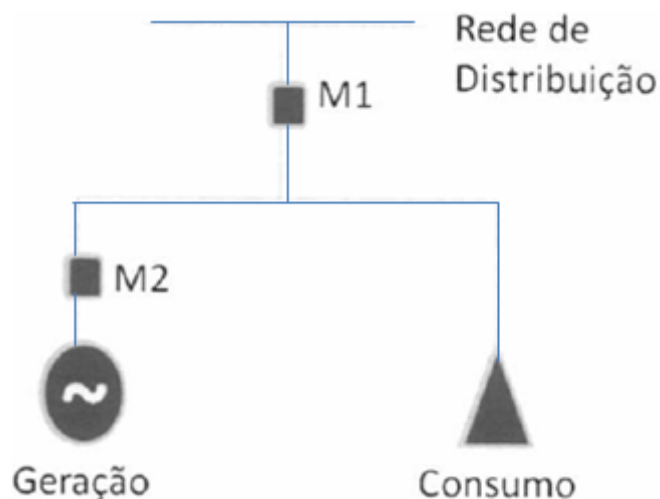


Figura 8 - Proposta de Medição Venda Excedente

Após estas definições, em 2015, um dos riscos mapeados no início do projeto aconteceu: o preço teto do PLD foi imposto pelo governo em R\$ 388/MWh, não sendo mais viável para a cogeração vender o Excedente no Mercado Spot.

O que tornaria esse projeto viável economicamente no cenário atual seria então um plano 2: Regularizar a venda da energia através do Despacho por ordem de mérito da no ONS sendo remunerada ao preço do CMO, devido o CVU ser competitivo. Em resumo, a indústria será uma Distribuidora no ambiente da Geração Distribuída despachada pelo ONS dentro do Mercado Cativo.

Para tornar este plano viável, se fez necessário realizar o Procedimento de Acesso ao Sistema de Distribuição (PRODIST) e entregar todos os documentos solicitados a Distribuidora, neste caso a EDP Bandeirante.

Por fim, a geradora, se tornou agente CCEE para poder contabilizar os ganhos de geração vs. consumo. E também formalizou alguns contratos para Uso do Sistema de Distribuição, Conexão de Distribuição e de Compartilhamento de Fronteira com a Distribuidora.

3.5. Execução do Projeto

O Projeto foi dividido em duas fases, devido às dificuldades de autorização de compartilhamento da fronteira com a distribuidora e de contabilização do retorno financeiro. A primeira fase usaria como contabilização entre geração e consumo o “alívio” da geração da usina no sistema de distribuidora.

Neste caso, os motogeradores continuariam ligados em horário de ponta para redução de custo comparado a Tarifa Ponta da Distribuidora. A diferença é que eles também seriam ligados em Horário Fora de Ponta, onde o custo é mais caro que a tarifa da Distribuidora, mas a vantagem ocorrerá através da remuneração pelo CMO do ONS. A distribuidora continuaria sendo remunerada pela Pneus e Cia como se tudo que havia sido consumido em Fora de Ponta veio da importação de energia da distribuidora, e a geradora sendo remunerada pela ONS.

Este modelo de cálculo é bom para os casos que a capacidade do gerador esteja alinhada com a demanda elétrica da fábrica. Em casos que a fábrica esteja consumindo menos que a capacidade máxima da usina, há uma limitação de remuneração, pois como não há liberação de exportar esta energia, é possível gerar apenas o que a fábrica é capaz de consumir.

A segunda grande vantagem de realizar esta operação é a redução no consumo de gás industrial, queima direto na caldeira, com o aumento da recuperação dos gases exaustos da cogeração que utiliza-se do gás de cogeração, com redução na tarifa de 21% compara a industrial.

A segunda fase do projeto tem como diferencial a utilização da Fronteira entre Gerador, Carga e Distribuidora. A operação ideal seria gerar energia elétrica com a Usina e o excedente que não está sendo usado pela indústria, injetar na Rede da Distribuidora, ou também quando for mais viável financeiramente exportar do que gerar para a carga local. Esta etapa é como houvesse uma Distribuidora dentro do universo de Distribuição de Energia.

O acesso para injetar energia na Rede é solicitado a Distribuidora conforme mostra o PRODIST, e para compartilhar a fronteira física, após todas as modificações necessárias do SMF, a geradora precisa da autorização oficial da ANEEL (ANEXO E – Despacho nº 3.512).

Retornando aos riscos do projeto, caso o PLD retorne para um valor competitivo, maior que o custo de operação da usina de cogeração, o consumidor também deveria ter total direito de escolha imediata em como venderá seu excedente de acordo com os valores praticados no mês. Esta

liberdade traz eficiência ao sistema, diminuição de recursos ociosos e ganhos financeiros para todos os lados.

Para que esta estratégia seja autorizada e incentivada, é necessário melhorar a visão da Distribuidora, mostrando a quantidade de vantagens que existem para o seu segmento. Atualmente, as distribuidoras enxergam a venda de excedente como concorrência, pois apenas ser remunerada pela CUSD não paga todas as suas contas. Organizando a maneira de ganho para ambos os lados, com certeza o projeto será benéfico para o sistema elétrico como um todo. Abaixo está correlacionado o ganho para cada participante:

Distribuidoras:

- Diminuição na Contratação de Energia Elétrica em Leilões;
- Correta Remuneração dos Ativos da Distribuidora
- Remuneração adequada para a conexão em sua fronteira;
- Redução de investimentos na Infraestrutura;
- Aumento da vida útil dos equipamentos;
- Redução de Perdas Elétricas, devido aumento de geração perto da carga;
- Redução de Apagões locais;
- Serviços Ancilares.

Geradores:

- Remuneração monetária pela geração;

- Incentivo a investimentos em Pequenas Usinas com fontes renováveis e alternativas;
- Redução de Payback para Usinas construídas para Operar em Horário de Ponta ou/e Emergência.

Carga:

- Redundância de Energia Elétrica em casos de falhas;
- Ilhamento quando necessário;
- Redução do custo com Energia Elétrica;
- Diversas fontes para compra da Energia Elétrica
- Competitividade no valor do Produto Final.

Sistema Elétrico:

- Planejamento considerando os minigeradores;
- Redução do custo médio de energia elétrica;
- Possibilidade de Redução no Mercado a curto Prazo;
- Aumento da qualidade e confiabilidade do sistema;
- Alternativas para Despacho por Mérito.

3.6. Redução de Custo esperado

Os retornos financeiros esperados com a Fase 1 e 2 do projeto virá através da parcela de Remuneração contida no CVU (Custo Variável Unitário) da cogeração e também, mais expressivo, a Redução de Custo na conta de gás oriunda do baixo consumo de gás de tarifa industrial trocada pela recuperação da queima de gás de cogeração nos motogeradores. Esta mudança de ciclo aberto, queima de gás direto na caldeira, para ciclo fechado, cogeração, aumenta a eficiência do sistema e traz redução na conta de gás.

Considerando as Premissas abaixo para simulação da redução de custo na conta de gás:

- Máximo de Geração pela Usina em Operação 24 horas = 2952MWh
- Vapor recuperado com Geração de Energia 24 horas = 2397 ton
- Máximo de Geração da Usina apenas em Horário de Ponta = 258,3 MWh
- Vapor recuperado com Geração apenas em Horário de Ponta = 209,7 ton
- Vapor mensal necessário para o processo da Usina = 5000 ton
- Tarifa do Gás Industrial – COMGÁS – ARSESP 648 (maio/16) = R\$ 1,152408/m³
- Consumo Específico da Caldeira = 11,3kgvapor/m³

A redução conquistada a partir das premissas acima, apenas como simulação para melhor entendimento, segue na Tabela 2 – Comparativo de Custo Gás Natural Industrial:

Tabela 2 - Comparativo de Custo Gás Natural Industrial

	Solução Proposta Operação 24 horas/dia	Solução Existente Operação 3 horas/dia
Queima de GN Industrial (ton)	2603,0	4790,3
Recuperação dos Geradores (ton)	2397,0	209,7
Custo GN Industrial	R\$ 265.459	R\$ 488.525
SAVING entre Soluções (R\$/mês)		R\$ 223.066

Para a segunda fase da Execução do Projeto não está oficializado via CCEE, Distribuidora e ONS como será acionada a usina para despacho por mérito, mas o método de cálculo monetário está oficializado entre as partes. O pagamento será feito através do CVU disponibilizado no ANEXO 4 - Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL, e também, resumidamente, mostrado na Tabela 3. O ganho mensal através do excedente, dependerá de quantas vezes a usina for solicitada pelo sistema.

Tabela 3 - Composição do CVU

Parcela do CVU		
preço do combustível	1,29	(R\$/m ³)
consumo específico	226 (300)*	(m ³ /MWh)
custo do combustível	291,98 (387,85)*	(R\$/MWh)
O&M Variável	150,00	(R\$/MWh)
TUSD	6,79	(R\$/MWh)
TFSEE	1,27	(R\$/MWh)
CCEE	0,12	(R\$/MWh)
PIS/COFINS	24,98	(R\$/MWh)
IRPJ	29,52	(R\$/MWh)
Remuneração**	57,31	(R\$/MWh)
Total	561,97 (657,85)*	(R\$/MWh)

4. Análise dos Resultados e Conclusões

À medida que a legislação pertinente melhore e comece a olhar os pequenos geradores existentes no setor de distribuição que estão ociosos, os benefícios serão relevantes para toda a cadeia energética e o impacto será direto no custo e qualidade de vida dos brasileiros.

As parcerias entre os agentes e segmentos (transmissão/distribuição, geradora, consumidores) precisam se fortalecerem para que não ocorram mudanças focalizadas e que prejudiquem um lado, mas sim propostas planejadas para aumento da eficiência e redução de custo a longo prazo.

É necessário e justo que um segmento possa ajudar o outro para atingir o objetivo de atender a demanda energética do país no menor prazo, custo e com alta qualidade. Para isso, o correto é que se tenha o devido pagamento para incentivar e ser viável os investimentos de pequeno porte.

O estudo de caso da Indústria de Pneus e CIA. mostra que existe a Redução de Custo da Conta de Gás Industrial em uma cogeração através da Venda do Excedente e, mais importante, a possibilidade de uma remuneração lucrativa pela energia despachada para o sistema de distribuição.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica: **Visão Geral do Setor**, 2014. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acessado em: 17 de set. 2016.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA(a): **Entendendo a Tarifa**, Brasília, 12 março 2016. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acessado em: 17 de set 2016.

_____(b): **ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída**, Brasília, 24 nov 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90>Acessado em: 22 de set. 2016

_____(c): Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-3> >. Acessado em 15 set. 2016.

_____(d): Bem-vindo à ANEEL. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/a-aneel> >. Acessado em: 20 set. de 2016

_____(e): A Tarifa de Energia Elétrica. Brasília, 24 fev 2016. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifas> >. Acessado em 20 set 2016.

_____(f): Informações técnicas – Geração distribuída. Brasília, 28 set 2015. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827>

2Finformacoes-

tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 >. Acessado em 20 set 2016.

_____ (g): **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, 2016.

BARBOSA, W. P. F.; AZEVEDO, A. C. S.: Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: **Anais** do II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, Belém, PA, Brasil, 2013.

BOYCE, M. P.: **Handbook for cogeneration and combined cycle power plants**, 2 edição. Nova Iorque, EUA, 2010

BRASIL. Resolução Normativa 482/2012 ANEEL. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília, DF, 17 abr. 2012. Seção 1, p. 44, v. 149, n. 88.

_____ (a): Decreto-lei 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências. Lex: coletânea de legislação: edição federal, 1996.

_____ (b): Lei nº 12.789, de 21 de janeiro de 2013. Dispõe sobre a prestação de auxílio financeiro pela União aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios no exercício de 2012, com o objetivo de fomentar as exportações do País. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2013.

_____ (c): LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da

Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2013.

_____ (d): Resolução nº 29, de 29 de abril de 2015. Altera para 2% (dois por cento) as alíquotas do Imposto de Importação incidentes sobre os Bens de Informática e Telecomunicação, na condição de Ex-tarifários. Câmara de Comércio Exterior – Camex, Brasília, 2015.

_____ (e): Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nºs 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2015.

_____ (f): Resolução Normativa Nº 687. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília, DF, de 24 nov. de 2015.

_____ (g): Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL. Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Brasília, 13 abr. de 2015.

_____ (h): Ministério de Minas e Energia. Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Portaria nº 538, de 15 de dez. de 2015.

CHADE, J.: Artigo: O custo marginal da operação: a base do PLD. Disponível em: <<http://www.panoramacomerc.com.br/?p=3940>>. Acessado em: 20 de set. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE: Setor elétrico. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=13mzk00ter_151&_afLoop=1056167743691182#%40%3F_afLoop%3D1056167743691182%26_adf.ctrl-state%3D19ko1amn8n_61>. Acessado em 20 set. 2016

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA: NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo, **Eletrobras Cepel, 2015**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acessado em: 20 de set. 2016.

CMU COMERCIALIZADORA DE ENERGIA: Saber mais sobre o mercado de energia. Disponível em: < <http://www.cmuenergia.com.br/site/SaberMais> >.Acessado em: 20 de set. 2016.

Departamento de Energia dos Estados Unidos discute geração distribuída durante workshop na Fiesp. **Revista Canavieiros**, 11 maio de 2016. Disponível em: <<http://www.revistacanavieiros.com.br/conteudo/departamento-de-energia-dos-estados-unidos-discute-geracao-distribuida-durante-workshop-na-fiesp>>. Acesso em 15 de set. 2016.

ESCOLA POLITÉCNICA DA USP: **Regulação da geração distribuída** . Apostila do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética – PECE, São Paulo, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA: **Plano Nacional de Energia 2015, nota técnica 13/15 – demanda de energia 2050**. Rio de Janeiro, jan. 2016.

_____ (a): **Plano Nacional de Energia 2015, Nota Técnica DEA 26/14 - avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023)**. Rio de Janeiro, dez. 2014.

GUGONI, Marcel. Cogeração é o principal caminho para a autoprodução de energia. **Acham Brasil**, São Paulo, 27 março 2012. Disponível em: <<http://www.amcham.com.br/comites/regionais/amcham-sao-paulo/noticias/2012/cogeracao-e-o-principal-caminho-para-a-autoproducao-de-energia>>. Acesso em: 14 de set. 2016.

MANZ, D.: Todo mundo ganha com a geração de energia distribuída. **GE Reports Brasil**, 22 maio 2015. Disponível em: <<http://www.gereportsbrasil.com.br/post/119593982299/todo-mundo-ganha-com-a-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia>>. Acesso em: 14 de set. 2016.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA: **Visão Geral**. Disponível em: <<http://www.mercadolivredeenergia.com.br/>> Acessado em: 20 de set. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO: **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acessado em: 18 de set. 2016.

ROMAGNOLI, H. C.: Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro. **Dissertação**. Programa de Pós graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil, 2015.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO: Impacto da MP 579 deve continuar nos próximos anos, **Secretaria de energia e mineração Governo do Estado de São Paulo**, São Paulo, 13 set 2016. Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/impacto-da-mp-579-deve-continuar-nos-proximos-anos/>>. Acessado em: 25 de set. 2016

ANEXO A - Ofício nº 025/2015-SRG/ANEEL



Ofício nº 025/2015-SRG-SRM/ANEEL

Brasília, 24 de fevereiro de 2015.

Ao Senhor
Mauro Sérgio Garcia
Simple Energy
01.410-000 - São Paulo - SP

Assunto: **Comercialização de Excedente de Geração - Usinas de Cogeração.**
Referência: Carta CCGEN/MP/012/2014; Carta Simple Energy s/n, de 30/10/2014.

Prezado senhor,

1. Em resposta às correspondências em apigrafe e considerando o que foi discutido em reunião com essa empresa nas dependências da ANEEL em 22/1/2015, informamos que não encontramos óbice à implementação da proposta de modelagem apresentada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, encaminhada anexa à carta s/n, de 30/10/2014.

2. Em atenção à metodologia de cálculo de Custo Variável Unitário (CVU), proposta pela Simple Energy, solicitamos o encaminhamento, para cada central geradora, dos valores de cada parcela da equação a seguir, incluindo as parcelas que incorporem as perdas ao centro de gravidade e eventual custo de P&D, PIS/COFINS, bem como as tarifas de conexão e transporte.

$$CVU_{p,r,m} = (C_ESP_p + TGE_{p,m} + C_OM_{p,m}) - [(PET_p + FEE_p + TGT_{p,m}) + f_{cp,r}]$$

3. Solicitamos também o encaminhamento dos dados por meio de planilha eletrônica, preservadas as fórmulas, para o e-mail master.srg@aneel.gov.br.

4. Enfatizamos, por fim, que o pedido de aprovação do CVU deve ser encaminhado pelo titular da central geradora registrada na ANEEL.

Atenciosamente,

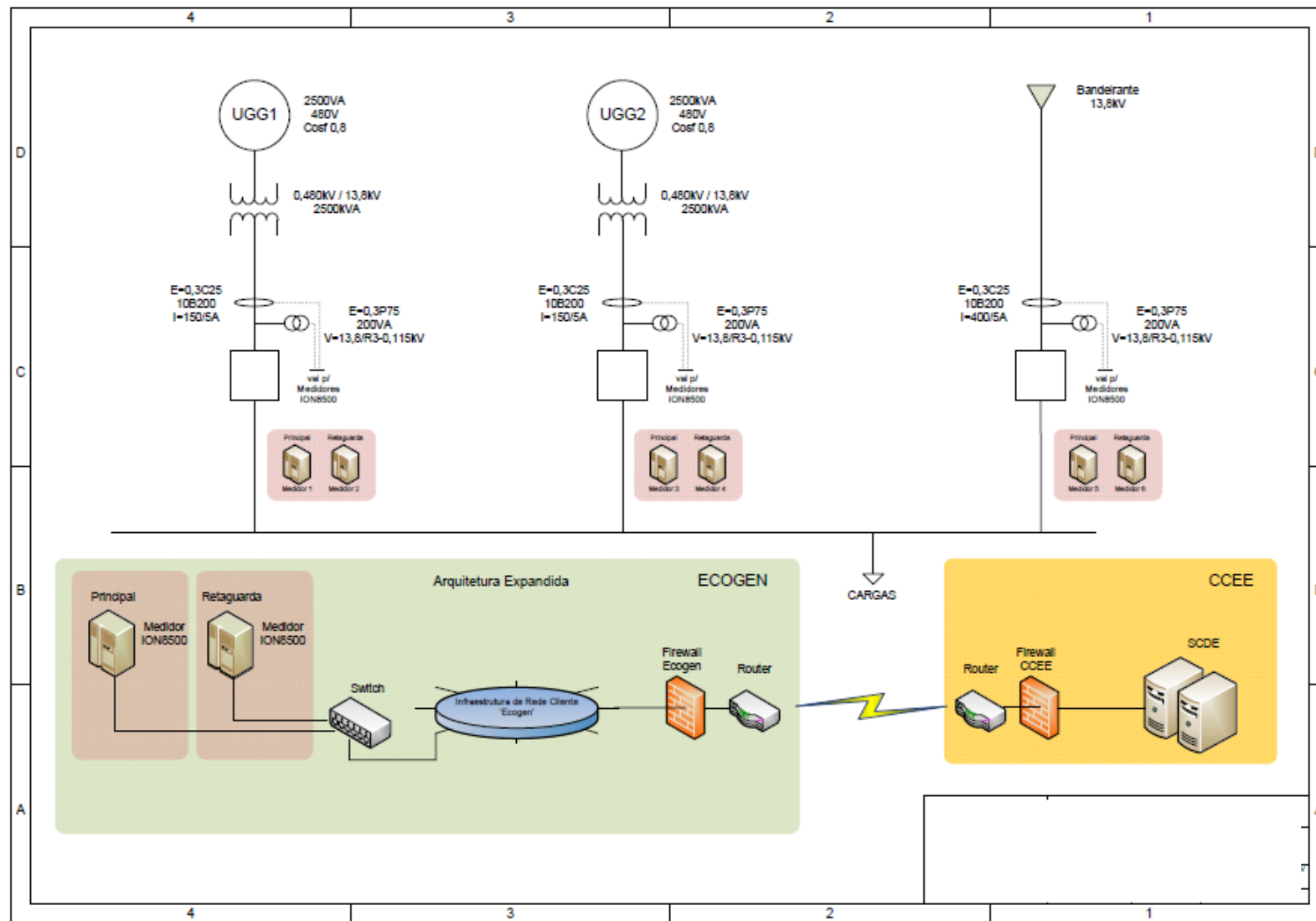

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos
Serviços de Geração


RUI GUILHERME ALTIERI SILVA
Superintendente de Regulação Econômica
e Estudos de Mercado

SRG - Avenida 603 / Módulos "C" e "D"
CEP 70630-210 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55-611 - 2032 6600
fax: 55-611 - 2032 6600
www.aneel.gov.br

ACAP/SCMGJAB/PNT

ANEXO B - SMF - Pneus e Cia



ANEXO C – CT/CCEE - 0479/2016



CT-CCEE - 0479/2016

São Paulo, 29 de fevereiro de 2016.

SIMPLE ENERGY COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA. - SIMPLE

Sr. Mauro Sérgio Garcia

Sócio-Diretor

Alameda Ministro Rocha de Azevedo, 38, Conj. 403

01410-003 – São Paulo – SP

REF.: MODELAGEM DOS EMPREENDIMENTOS DA ECOGEN - RETIFICAÇÃO DA ANÁLISE CONTIDA NA CARTA CT-2789/2014.

Senhor Diretor

- 1 Em 06 de outubro de 2014, a CCEE enviou correspondência CT-CCEE-2789/14, para o Agente SIMPLE, contendo a análise sobre o mapeamento e modelagem dos empreendimentos de seu representado ECOGEN, referente à geradores existentes em sítios de consumidores.
- 2 Na ocasião, a CCEE propôs a utilização de um fator F_PONTA com o objetivo de identificar quando a geração ocorresse no horário de ponta, dentre outras análises.
- 3 Em 19 de janeiro de 2016, a Simple Energy, encaminhou à CCEE a carta CT/001/2016 relatando que, desde meados de 2014, tem tratado do assunto com: Ancel, CCEE, ONS e Distribuidoras envolvidas. Na carta, menciona que haverá situações em que a geração poderá ser destinada ao consumidor que encontra-se no mesmo sítio do gerador em horário que não seja o de ponta.
- 4 Dessa forma, a Simple Energy solicita à CCEE que retifique a análise da carta CT-CCEE-2789/2014, redefinindo o fator F_PONTA para um fator que identifique quando a geração for destinada ao atendimento ao consumidor que se encontra no mesmo sítio do gerador, independentemente se ocorreu no horário de ponta ou não.
- 5 Assim, a CCEE retifica a análise da carta CT-CCEE-2789/14, nos itens 1.c e 3: ao invés de utilizar o sinalizador F_PONTA, será utilizado o sinalizador F_ACL, que assumirá o valor 1 (um) nos períodos de comercialização em que o excedente de geração for destinado ao Ambiente de Comercialização Livre e 0 (zero) para os casos contrários.
- 6 A seguir apresentamos um diagrama simplificado da proposta de medição:

B. Carvalho/GECTI
[assinatura]

< Restrito >

1 de 2

[assinatura]

[assinatura]

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2064 - 13º andar - Bela Vista - São Paulo SP Brasil
Tel 011 3476 4600 www.ccee.org.br



OBS: M2 representa de forma simplificada os medidores das unidades geradoras.

- 7 Considerando as medições do diagrama acima e o fator F_{ACL} , seguem as expressões para compor a geração do empreendimento (sendo a mesma geração acrescentada à carga da distribuidora):

$$MED_{G_{p,j}} = M\acute{A}X[D_j((AGL_{M2} - AGL_{M1}) * F_{ACL}) + AGL_{M2}] * (1 - IF_{TESTE})$$

$$MED_{GT_{p,j}} = M\acute{A}X[D_j((AGL_{M2} - AGL_{M1}) * F_{ACL}) + AGL_{M2}] * IF_{TESTE}$$

Onde:

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$MED_{GT_{p,j}}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F_{ACL} é o identificador de destinação de energia ao âmbito de comercialização livre por período de comercialização "j"

IF_{TESTE} é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

AGL é o canal de geração do ponto de medição

- 8 Será de competência do gerador informar o valor do sinalizador F_{ACL} no processo de contabilização da CCEE até o prazo de MS+9 do, mensalmente.

Estamos à disposição para os esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

Rui Guilherme Altieri Silva

Superintendente

BCarvalho/BECTL

< Restrito >

2 de 2

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2064 - 13º andar - Bela Vista - São Paulo SP Brasil
Tel 3175 6600 www.ccee.org.br



CT-CCEE - 2789/2014

São Paulo, 06 de outubro de 2014.

SIMPLE ENERGY COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA. - SIMPLE

Sr. Mauro Sérgio Garcia

Sócio-Diretor

Alameda Ministro Rocha de Azevedo, 38, Conj. 403

01410-003 - São Paulo - SP

REF.: ANÁLISE DO PLEITO DE Mapeamento e Modelagem dos Empreendimentos DA ECOGEN.

Prezados senhores

Referências:

- [1] - Documento "Análise Regulatória - Cogeração", anexo ao chamado nº 100533, de 29 de setembro de 2014;
- [2] - Documentos "Informação de Acesso e Diagrama Unifilar da UTE", anexos ao chamado nº 100706, de 29 de setembro de 2014.

1. Reportamo-nos às referências [1] e [2] para esclarecer o que segue:

- a. as medições de geração e carga propostas, conforme página 6 do documento [1], não são tecnicamente viáveis devido à configuração elétrica do empreendimento, ocasionando a instalação de pelo menos 12 pontos de medição de carga e 6 pontos de medição de geração;
- b. com base nos documentos apresentados em [2], a CCEE propõe como solução alternativa a instalação de sistemas de medição no ponto de conexão em 34,5 kV e nas 6 unidades geradoras no lado de 13,8 kV dos transformadores elevadores;
- c. com relação à expressão contábil apresentada na página 8 do documento [1], propõe-se, ao invés de utilizar o fator indicado, a aplicação de um fator que identifica se o período de comercialização está na ponta ou fora da ponta ("F_PONTA"). Vide detalhes a seguir:

BCarvalho/GECTI

Alauri/GECDC

1

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
Av. Paulista, 2084 - 13º andar
01310-200 São Paulo SP Brasil
Tel 1175 6600 www.ccee.org.br

Se o período de comercialização "j" for um posto tarifário de ponta, então

$$F_PONTA_j = 1$$

Senão

$$F_PONTA_j = 0$$

2. Abaixo apresentamos um diagrama simplificado da proposta de medição:



Obs: M2 representa de forma simplificada os 6 medidores das unidades geradoras

3. Considerando as medições acima e o fator F_PONTA_j , a expressão para compor a geração do empreendimento (sendo a mesma geração acrescentada à carga da distribuidora) será:

$$MED_G_{ij} = SE(F_PONTA_{ij} = 1; MÁX(0; AGL_{ij} - ACL_{ij})_{M1}; MÁX(0; AGL_{ij})_{M2}) * (1 - IF_TESTE_{ij})$$

$$MED_GT_{ij} = SE(F_PONTA_{ij} = 1; MÁX(0; AGL_{ij} - ACL_{ij})_{M1}; MÁX(0; AGL_{ij})_{M2}) * IF_TESTE_{ij}$$

Onde:

MED_G_{ij} é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
 MED_GT_{ij} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
 F_PONTA_j é o identificador de posto tarifário de ponta por período de comercialização "j"
 IF_TESTE_{ij} é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
 AGL_{ij} é o canal de geração do ponto de medição "i", por período de comercialização "j"
 ACL_{ij} é o canal de consumo do ponto de medição "i", por período de comercialização "j"

- O período de comercialização atual não suporta frações de hora para compor o intervalo (Ex: 17:30 às 18:30). Desta forma, caso o posto tarifário de ponta da distribuidora seja compreendido por intervalos de hora fracionados, o mesmo não poderá ser refletido pelo identificador "F_PONTA".
- A título de informação, os horários de ponta da ELETROPAULO são das 18:30 às 21:30 durante o horário de verão e das 17:30 às 20:30 fora do horário de verão.



6. Atualmente, a solução técnica possível para a utilização do F_PONTA é sua inserção no sistema de contabilização da CCEE (CliqCCEE) utilizando-se arquivos *.xml, via Parâmetro de Distribuição de Medidas.
7. Para a modelagem dos empreendimentos na CCEE, será necessário que as autorizações para exportação dos excedentes estejam devidamente regularizadas e que a distribuidora envolvida expresse sua anuência.
8. A análise contida neste documento limita-se às possibilidades técnicas de mapeamento dos pontos de medição (definição da localização dos pontos de medição) e modelagem. O embasamento regulatório, comercial e demais aspectos devem ser tratados separadamente, com a obtenção da anuência dos órgãos competentes.

Atenciosamente,

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

Luiz Eduardo Barata Ferreira
Superintendente

BCarvalho/GECTL Alzumi/GECDC

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2064 - 13º andar
01310-200 São Paulo SP Brasil
Tel: 11 75 6800 www.ccee.org.br

CT/001/2016

São Paulo, 19 de janeiro de 2016

À Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Av. Paulista, 2064 - 13º andar

São Paulo/SP - CEP - 01310-200

A/C:

Dr. RUI GUILHERME ALTIERI SILVA

Superintendente

Referência: Comercialização de Excedente de Geração,
Carta CCEE: CT-CCEE - 2789/2014

Prezado Senhor,

A Simple Energy presta assessoria a diversas centrais geradoras que estão em operação sob o regime de autoprodução ou produção independente para atendimento a consumidores cativos, operando efetivamente nos horários de ponta ou em períodos específicos¹, ficando com a sua capacidade de geração ociosa nos demais períodos.

Em meados de 2014, iniciamos discussão com ANEEL, CCEE, ONS e distribuidoras, para estruturar um modelo de comercialização e contabilização que tornasse possível disponibilizar ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a geração dessas usinas, respeitando os contratos de fornecimento (energia em conjunto com outros insumos) já existentes com os consumidores cativos.

Após diversos meses de evolução desse processo conseguimos as aprovações necessárias, sendo a principal o Despacho ANEEL nº3512/2015, que possibilitou a emissão dos pareceres de acesso pelas distribuidoras, mapeamento e modelagem da usina pela CCEE, processos estes que estão em andamento e em fase avançada. A previsão é de estarmos com as usinas disponíveis para geração a partir de março de 2016.

Etapas fundamentais de todo esse processo foi a definição da forma de contabilização da energia gerada no âmbito da CCEE. Por meio da correspondência CT-CCEE-2789/14, a CCEE consentiu que é possível a contabilização, sem a necessidade de alteração regras ou de seus sistemas.

Tal fato foi possível por meio da utilização de um sinalizador a ser fornecido pelo gerador que identifica se a geração realizada em determinada hora é para atendimento ao consumo cativo ou é geração disponibilizada ao sistema.

¹ Tabela 1.

Entretanto, identificamos que, apesar da regra apresentada refletir o conceito proposto, ou seja, disponibilizar ao sistema apenas a geração excedente dessas centrais geradoras, a álgebra não abarca a sua totalidade, pois só podemos considerar como geração excedente quando esta não for destinada ao atendimento das condições descritas na Tabela 1, visto que essas condições caracterizam a geração produzida para atendimento ao seu consumo.

TABELA 1 - Casos onde a geração pode ser destinada ao atendimento do consumo²
1 - Geração nos horários de ponta até o limite do consumo
2 - Períodos onde houve interrupção/falha no fornecimento de energia da distribuidora
3 - Períodos onde houver geração de energia elétrica em regime de cogeração visando apenas o atendimento de demanda térmica sobressalente
4 - Períodos onde houver geração de energia elétrica no horário fora de ponta por necessidade do Cliente.

Entendemos que esse aperfeiçoamento da álgebra em nada impacta as demais condições e definições, visto que conceitualmente a proposta é mesma, sendo necessário apenas ajustar o item "c" da CT-CCEE-2789/14, basicamente, substituindo a condição "se horário de ponta" para "se geração destina ao atendimento do consumo".

Dessa forma, solicitamos à CCEE reificar o item "c" da correspondência CT-CCEE-2789/14, de forma que regra apresentada atenda plenamente o modelo conceitual proposto.

Sem mais, reiteramos protestos de estima e consideração e nos colocamos a disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,



Mauro Garcia

² Nessa situação a geração não é contabilizada na CCEE, nem faturada pela distribuidora.

ANEXO D - Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL

Documento Cópia - SICnet



Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL

Em 17 de junho de 2016

Processo: 48500.001776/2016-16

Assunto: **Definição de Custo Variável Unitário da UTE**

I. DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é analisar a solicitação da empresa Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. para a definição do Custo Variável Unitário (CVU) da UTE

II. DOS FATOS

2. Em 20/11/2009, mediante o Ofício nº 549/2009-SCG/ANEEL, foi registrada, em nome da Ecogen Brasil Soluções Energéticas Ltda., a UTE | |, localizada no Município de Guarulhos/SP, com 4.110 kW de capacidade instalada, utilizando gás natural como combustível principal.

3. Em 16/4/2013, mediante o Ofício nº 606/2013-SCG/ANEEL, foi confirmado o registro da UTE em nome da Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A., incluindo o seu enquadramento, em definitivo, na modalidade cogeração qualificada nos termos da Resolução Normativa nº 235/2006.

4. Em 23/1/2015, mediante a Carta nº CT/001/2015, a interessada encaminhou proposta de cálculo de reajuste de Custos Variável Unitário (CVU), entretanto sem especificar valores ou usinas a que se aplicam.

5. Em 24/2/2015, mediante o Ofício nº 025/2015-SRG-SRM/ANEEL, foi solicitada à interessada o encaminhamento dos valores de cada parcela proposta de reajuste do CVU, de modo a definir-se, além da proposta de reajuste, o CVU em si.

6. Em 30/6/2015, mediante Carta s/nº, a interessada encaminhou resposta ao citado Ofício, informando a composição do CVU da UTE |

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ARQUIVO ASSINADO DIGITALMENTE. CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: DC5ED0D10037AFE1.
CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 2 da Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL, de 17/06/2016.

7. Em 12/5/2016, mediante a Carta nº CT-045/2016¹, a interessada encaminhou nova composição do CVU da UTE.

III. DA ANÁLISE

8. O pedido da Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. consiste na definição de CVU para a UTE localizada no Município de Guarulhos/SP, com 4.110 kW de capacidade instalada, utilizando gás natural como combustível principal. A energia destina-se à autoprodução, com eventual liquidação de excedentes nas contabilizações da CCEE, nos termos das Regras de Comercialização, a depender da ordem de despacho do ONS: por ordem de mérito ou fora da ordem de mérito.

9. A composição do CVU solicitado apresenta como principal parcela o custo do combustível, seguido do O&M, conforme a tabela a seguir:

Tabela 1 - composição do CVU da UTE

Parcela do CVU		
preço do combustível	1,29	(R\$/m³)
consumo específico	226 (300)*	(m³/MWh)
custo do combustível	291,98 (387,85)*	(R\$/MWh)
O&M Variável	150,00	(R\$/MWh)
TUSD	6,79	(R\$/MWh)
TFSEE	1,27	(R\$/MWh)
CCEE	0,12	(R\$/MWh)
PIS/COFINS	24,98	(R\$/MWh)
IRPJ	29,52	(R\$/MWh)
Remuneração**	57,31	(R\$/MWh)
Total	561,97 (657,85)*	(R\$/MWh)

* Valores em parêntesis declarados "sem eficiência", provavelmente de operação em cargas parciais.

** Parcela de ganho de capital, não relacionada a custo variável.

10. O consumo específico da usina representa uma eficiência energética líquida de cerca de 43,7%, o qual se encontra compatível com referências para motores de combustão interna de baixa rotação.

11. Observa-se elevado valor atribuído ao custo de O&M variável. A interessada definiu o valor de R\$ 150,00/MWh com base em estudo sobre a distribuição do custo de O&M pelos vários perfis de geração, conforme o tempo acumulado de operação da unidade geradora e o respectivo custo. Neste conceito, cada perfil de despacho corresponde a um diferente custo de O&M, sendo o valor proposto suficiente para a maior parte das estimativas.

12. As demais parcelas, TUSD, TFSEE, CCEE, PIS/COFINS e IRPJ, são proporcionais ao CVU total.

¹ SICnet nº 48513.010986/2016-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Fl. 3 da Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL, de 17/06/2016.

13. Dos custos apresentados, chama atenção a despesa destacada para remuneração. Em geral o CVU não deve carregar custos fixos ou ganhos de capital, os quais normalmente estão associados à receita fixa auferida nos contratos de venda de energia.

14. Ocorre que, no caso da interessada, a usina será operada na modalidade *merchant*, i.e., sem contrato de venda de energia, e por isso tais a remuneração da operação deve ser recuperada via CVU na ocasião do despacho da usina. Em razão disso, não deverá ser conferido lastro comercial a essa usina pela CCEE, exceto no caso de publicação de garantia física pelo Ministério de Minas e Energia. É importante destacar que nesta modalidade não há qualquer garantia de receita ao agente gerador, que fica submetido ao despacho por ordem de mérito a depender do Custo Marginal de Operação (CMO) ou fora da ordem de mérito, comandado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em condições excepcionais do sistema elétrico.

15. Por outro lado, caso futuramente o empreendimento venha a ter garantia física (por solicitação da interessada) publicada pelo Ministério de Minas e Energia, a parcela remuneração deve ser subtraída do CVU.

16. A parcela de remuneração, de R\$ 57,31/MWh, equivale a 10,2% da soma das demais parcelas, índice atribuído pela Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. que lhe garante o interesse na operação.

17. Como referência, cita-se o WACC² (Weighted Average Cost of Capital), no valor de 7,16%, utilizado para a remuneração de instalações de geração em regime de cotas, de baixo risco (2,93%). Assim, estima-se que o ganho de capital apresentado pela interessada é compatível com o risco do negócio.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

18. A legislação pertinente ao assunto inclui:

- os incisos V, IX e XIX, do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2006;
- o art. 9º do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.

V. DA CONCLUSÃO

19. Da análise efetuada, conclui-se que é admissível a aprovação do CVU declarado pela Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. para a UTE Levorin, no valor de R\$ 561,97/MWh.

20. É também necessária a condição da não consideração da garantia física da usina como lastro para a venda na celebração de contratos de Comercialização de Energia Elétrica pela empresa, uma vez que há parcela de remuneração recuperada no CVU.

² Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária – submódulo 12.3

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





Fl. 4 da Nota Técnica nº 059/2016-SRG/ANEEL, de 17/06/2016.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

21. Em face ao exposto, recomenda-se a emissão de Despacho aprovando o CVU declarado pela Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. para a UTE no valor de R\$ 561,97/MWh, condicionada à não consideração de garantia física para a usina.

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA
Especialista em Regulação

De acordo:

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ARQUIVO ASSINADO DIGITALMENTE. CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0C5ED0D10037AFE1.

CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº DE DE JUNHO DE 2016.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.001776/2016-16, resolve:

(i) aprovar o Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica no valor de R\$ 561,97/MWh, da empresa Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A., a ser aplicado a partir do Programa Mensal de Operação – PMO – de maio de 2016, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme abaixo:

(ii) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que não confira lastro comercial a essa usina, exceto no caso de publicação de garantia física pelo Ministério de Minas e Energia;

(iii) facultar a declaração de CVUs em valores inferiores ao definido no item (i);

ROMEU DONIZETE RUFINO



ARQUIVO ASSINADO DIGITALMENTE. CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 0C5ED0D10037AF61.

CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>.

ANEXO E - DESPACHO Nº 3.512

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 3.512 DE 20 DE OUTUBRO DE 2015.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.004440/2015-16, decide:

i) autorizar as centrais geradoras UTE Botucatu, UTE Salto, UTE Raposo Tavares, UTE Porto Goes, UTE João Pessoa e UTE Macaíba, de propriedade da Compass Geração Ltda., e UTE Torre Eldorado, UTE Yuni GTIS Leopoldo Green, UTE Edifício Sky, UTE Shopping Taboão, UTE Supershopping Osasco, UTE Edifício Rochaverá, UTE Shopping Parque das Bandeiras, UTE Ahlstrom e UTE , de propriedade da Simple Energy, a conectarem-se ao sistema de distribuição de concessionárias de distribuição por meio do compartilhamento de instalações e ponto de conexão com unidades consumidoras;

ii) vedar a utilização de vias públicas, passagem aérea ou subterrânea e propriedade de terceiros não envolvidos no compartilhamento;

iii) condicionar o compartilhamento à existência de prévio acordo entre os agentes participantes e à celebração CUSD e CCD de forma individual;

iv) definir que os sistemas de medição devem ser adaptados conforme definições da CCEE, com os custos de adequação rateados conforme acordo entre as partes;

v) autorizar a utilização de sistema de medição que permita aferição da carga do consumidor pela diferença entre a geração medida no gerador e a medição de fronteira, nos termos definidos pela CCEE e

vi) estabelecer que o compartilhamento e as condições objetos do despacho deverão se adequar a eventuais regulamentações futuras que disciplinem a matéria.

ROMEY DONIZETE RUFINO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 29.10.2015, seção 1, p.49, v. 152, n. 207.