

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

THALES EDUARDO PACHECO LENCIONI

Reconfiguração Operacional de uma planta de Cogeração Existente

São Paulo - SP
2015

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

THALES EDUARDO PACHECO LENCIONI

Reconfiguração Operacional de uma planta de Cogeração Existente

Monografia apresentada ao Programa de Educação continua da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo – SP
2015

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

THALES EDUARDO PACHECO LENCIONI

Reconfiguração Operacional de uma planta de Cogeração Existente

Monografia apresentada ao Programa de Educação continua da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Engenharia Mecânica, Engenharia Elétrica, Geração de Energia, Gás Natural, Cogeração e Geração Distribuída.

Orientador: Prof. Msc. Ronaldo Andreos

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: PACHECO LENCIONI, Thales Eduardo

Título: Reconfiguração Operacional de uma planta de Cogeração Existente

Monografia apresentada ao Programa de
Educação Continuada da Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Julgamento: _____

Instituição: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Julgamento: _____

Instituição: _____

Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao professor orientador Ronaldo Andreos que me incentivou neste trabalho oferecendo ideias objetivas e dividindo sua experiência de forma a proporcionar a elaboração agradável do trabalho bem como ampliando meus conhecimentos técnicos na área.

Agradeço também aos colegas de trabalho que proporcionaram a troca de conhecimentos e informações para terminar esse trabalho, e aos colegas de curso da turma ERGDEE05 que me ajudaram dividindo conhecimentos bem como material de grande importância para a elaboração desse trabalho.

À minha família, agradeço por tudo, pois sempre me incentivaram a buscar cada vez mais conhecimento e não deixaram que as dificuldades de conseguir informações fossem empecilhos para que eu desanimasse.

RESUMO

PACHECO LENCIONI, Thales E. Reconfiguração Operacional de uma planta de Cogeração Existente. Dissertação (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Programa de Educação Contínua da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

A monografia versa em analisar a cogeração atual de uma planta industrial de bebidas no interior do estado de São Paulo. O gás natural combustível proveniente da distribuidora é queimado em uma turbina com a finalidade de produzir energia elétrica, o calor dos gases quentes de exaustão é recuperado para produção térmica de um sistema de aquecimento de água até a geração de vapor que é utilizada por toda a empresa.

Será analisada a cogeração atual e posteriormente será efetuada uma proposta alternativa. O objetivo é propor a instalação de mais duas turbinas de mesma potência instalada para gerar energia elétrica suficiente para toda a demanda da indústria e vender o excedente como geração distribuída de energia.

Para avaliar a viabilidade técnica, será analisada a demanda de energia elétrica e térmica nos três últimos anos, 2011, 2012 e 2013. Para avaliar a viabilidade financeira, será utilizado os dados de consumo elétrico da rede distribuidora e os preços do PLD e contratos no Mercado Livre do mesmo período.

Os resultados alcançados apontará a viabilidade financeira, o que poderá proporcionar não só a redução no preço da conta da energia elétrica da planta como também gerar uma receita extra para a companhia como um todo.

Palavras-chave: Cogeração. Geração distribuída de energia.

ABSTRACT

PACHECO LENCIONI, Thales E. Operational reconfiguration of an existent cogeneration plant. Dissertation (Specialization on Renewables Energies, Distributed Generation and Energetic Efficiency) – Continued Education Program of Polytechnic School of USP, São Paulo, 2014.

The paperwork will analyze an actual industrial beverage cogeneration plant in the state of São Paulo. Natural Gas is burned into a turbine to generate electrical energy. The exhausted gas is recovered and used to heat water and generate steam that runs along the plant.

The actual cogeneration will be analyzed and an alternative proposal will be made. The objective is install two more cogeneration turbines with heat recovery system of the same size and capacity those already installed. With four turbines, the plant will be able to generate all electrical energy that consumes and can sell some in excess that will not consume.

To assess technical viability, the last three years (2011 and 2012 and 2013) of electrical and thermal energy demand will be analyzed. To assess financial viability, electrical bills, PLD's prices and free market contracts will be analyzed.

The results will achieve financial and technical viability, what will provide not only reduction on electrical bills but also an extra profit to the plant.

keywords: Cogeneration. Distributed generation.

LISTA DE SÍMBOLOS

E_t	Energia Total gerada;
Pot	Potência nominal da turbina;
h	Horas de operação da turbina;
FC	Fator de carga;
num_T	Número de turbinas;
C_{ee}	Custo de energia elétrica;
MWh_c	Energia comprada da concessionária;
$Tarifa_{ee}$	Tarifa da energia elétrica da concessionária;
MWh_{SPOT}	Energia comprada da no SPOT;
$Tarifa_{SPOT}$	Tarifa da energia elétrica do SPOT;
MWh_{GERADO}	Energia gerada pela concessionária;
C_{comb}	Custo de combustível;
C_t	Consumo por hora de gás natural da turbina;
$Tarifa_{GN\ COG}$	Tarifa de gás natural da cogeração;
$Consumo_{CC}$	Consumo de gás natural da caldeira convencional;
$Tarifa_{GN\ CONV}$	Tarifa de gás natural da caldeira convencional;
C_{4T}	Custo de operação total;
$C_{O\&M}$	Custo de operação e manutenção das turbinas;
$Econ$	Economia do projeto;
C_{2T}	Custo de operação antes do projeto;
VPL_{15}	Valor presente líquido;
Inv	Investimento;
$Econ_{2015}$	Economia no ano de 2015;

$Econ_{2016}$	Economia no ano de 2016;
$Econ_{2029}$	Economia no ano de 2029;
ke	Taxa de atratividade;
t	Tempo de investimento do VPL;
TIR	Taxa interna de retorno do investimento.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos, motivação e Justificativa.....	1
2. ESTADO DA ARTE	4
2.1 Cogeração.....	4
2.1.1 Ciclos de Cogeração.....	5
2.1.2 Acionadores Primários.....	6
2.1.2.1 Motores de Combustão Interna	7
2.1.2.2 Turbinas a Gás	7
2.1.2.2 Turbinas a Vapor.....	8
2.1.3 Recuperadores de Calor	9
2.2 Geração Distribuída.....	9
3. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	12
3.1 Legislação da Cogeração no Setor de Energia Elétrica.....	12
3.2 Legislação de Geração Distribuída.....	14
4. ESTUDO DE CASO.....	15
4.1 Conceituação da Planta Industrial Atual	15
4.2.1 Cenário de Referência.....	16
4.2.1.1 Consumo Energético	16
4.2.1.2 Custo Energético.....	19
4.2.1.3 Custo de Operação e Manutenção da Cogeração	21
4.2.2 Cenário Proposto.....	22
4.2.3 Comparativo entre cenários.....	24
4.2.3.1 Cenário Pessimista	24
4.2.3.2 Cenário Otimista.....	27
5. CONCLUSÃO	29
6. REFERÊNCIAS.....	31
7. ANEXO A: Legislação do Setor de Energia Elétrica	33
8. ANEXO B: Planilhas	49
8.1 Planilha de Cálculos - Cenário Otimista.....	49
8.2 Planilha de Cálculos - Cenário Pessimista.....	50

1. INTRODUÇÃO

Em 2001, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEM), a porcentagem de energia gerada pelas usinas hidrelétricas em 2000 era de 41,9%, demonstrando o quão dependente das chuvas o país era.

Aliado a outros fatores como falta de investimento no setor, e a estiagem incomum para a época, o ano de 2001 foi marcado pelo maior racionamento de energia da história do país. Se iniciou em primeiro de junho de 2001, e teve seu término apenas no mês de fevereiro do ano seguinte.

Essa situação gerou debates e ações governamentais as quais como exemplo, a construção de linhas de transmissão entre o Nordeste e Sudeste, novas usinas hidrelétricas no estado do Amazonas, usinas termoeletricas entre outras medidas.

Porém com o passar do tempo, essa situação foi esquecida, e no início do ano de 2014 o país passou por uma situação semelhante. Ocorreu um novo período de estiagem no Sudeste, o qual é o maior consumidor de energia elétrica do país. Dessa vez, a falta de chuvas afetou muito mais o consumo de água do que o de energia, mas até quando a indústria pode ficar refém da chuva?

De acordo com o BEN de 2014, ano base 2013, elaborado e divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz energética brasileira possui 72,7% de oferta de energia interna gerada pela energia hidráulica.

Desse cenário, a cogeração em regiões de maior consumo pode ser uma alternativa segura e viável para o sistema brasileiro, garantindo segurança na geração de energia para a região e mantendo o Sistema Nacional Integrado (SIN) menos sobrecarregado e com um nível a mais de proteção contra as intempéries do tempo.

1.1 Objetivos, motivação e Justificativa.

Esta monografia tem por objetivo realizar um estudo comparativo entre dois cenários, analisando o custo de operação composto pelo custo de investimento e o custo de manutenção do sistema, visando verificar a viabilidade do investimento.

A grande motivação desse estudo é o alto potencial de falta de abastecimento de água no estado de São Paulo, mais precisamente na região em que está localizada

o sistema Cantareira, onde ocorreu a redução da vazão de água do Rio Jaguari que escoava para a central hidrelétrica de Santa Cecília, no Rio de Janeiro. Com a redução da vazão de água, reduz também a geração de energia elétrica, provocando a entrada de térmicas com elevado custo de operação para suprir a demanda.

Esse é apenas um caso de redução na vazão de água para uma hidrelétrica, mas temos diversos outros. A redução da geração de energia elétrica pode ser observada quando comparamos os dados de 2013 *versus* 2014 para a região sudeste e centro oeste como um todo.

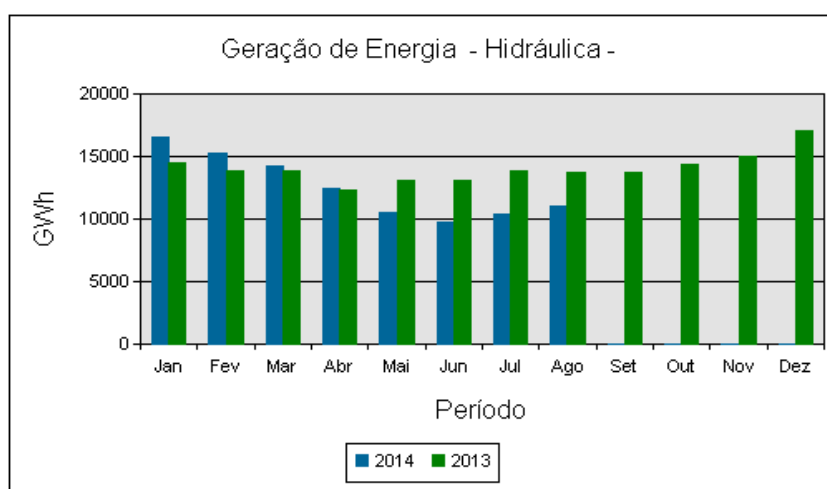


Figura 1. Geração de energia elétrica por hidrelétricas. Fonte: ONS.

Quando comparados os dois anos, observa-se redução a partir do mês de Maio. Para compensar essa redução, houve aumento na produção de energia pelas térmicas convencionais, a partir de fevereiro/14.

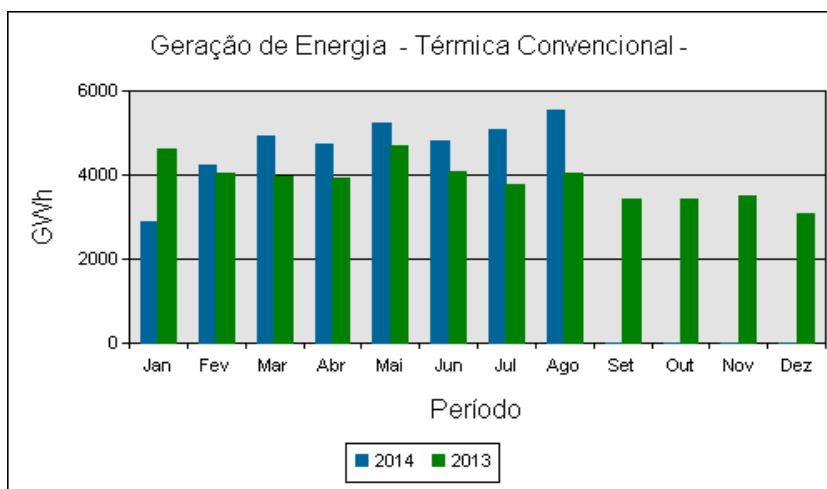


Figura 2. Geração de energia elétrica por térmica convencional. Fonte: ONS.

Observando esse cenário, preço mais alto da energia elétrica, risco de sobrecarga das linhas de transmissão e possível agravamento da crise hídrica em 2015, nada mais sensato que pensar em gerar cada vez mais energia elétrica próximo ao ponto de consumo, assim garantindo o funcionamento da própria empresa e se possível obtendo lucro com a venda de excedente dessa energia não consumida.

A justificativa se dá pelo fato de poucos incentivos, pouco conhecimento e pouca mão de obra especializada no setor, fazendo com que este venha a crescer muito lentamente no Brasil visto o enorme campo de possibilidades tanto na área industrial como na área comercial e até residencial.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 Cogeração

Nos primórdios do desenvolvimento da indústria de energia, energia elétrica era produzida no ponto de consumo, ou seja, na fábrica, moinho ou mina. O excesso de energia térmica produzida através da geração de eletricidade era geralmente utilizada. A energia térmica era utilizada nos processos industriais ou para aquecimento de salas e escritórios. Essa foi a primeira forma de cogeração, embora esse termo não tenha sido desenvolvido na época. (FLIN, 2010)

O conceito Cogeração vem da definição da produção conjunta, em processo sequencial, de eletricidade ou energia mecânica, e energia térmica útil (LIZARRAGA, 1999). Nada mais é do que a produção simultânea e sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir do uso de uma única fonte energética primária como: óleo, carvão, gás natural ou liquefeito, biomassa ou solar, sendo o gás natural o combustível mais utilizado nos processos de cogeração de energia. (Andreos, 2013)

Como pode-se observar na figura abaixo.

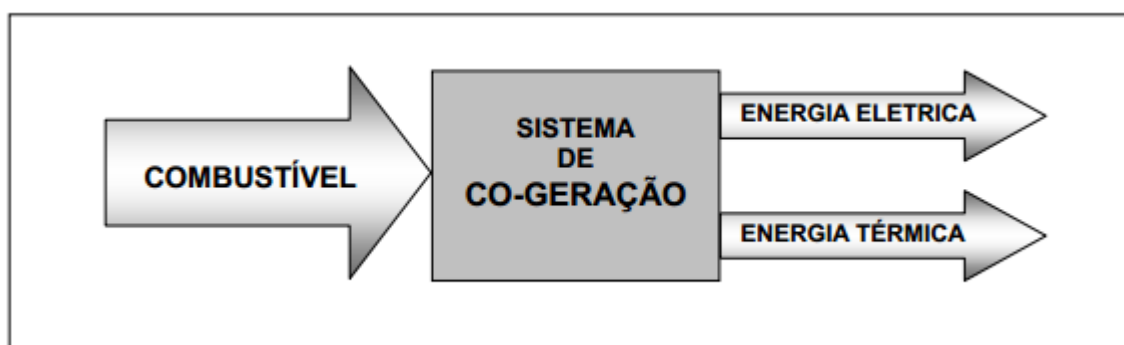


Figura 3. Cogeração de energia. Fonte: Universidade Federal Fluminense, Brasil, 2005. Elaboração: Newton Paterman Brasil, 2005, p. 35.

O combustível é queimado pelo sistema, gerando duas ou mais formas de energia.

A cogeração não é uma tecnologia específica, mas sim uma aplicação de diversas tecnologias para encontrar as necessidades do usuário final através de combinações de suprimento de energia. (FLIN, 2010)

Plantas de cogeração operam com eficiência energética total entre 75 a 95%, o que significa que quase todo o combustível utilizado é convertido em energia útil. Isso se deve a utilização do calor dos gases de escape gerado pela queima do combustível para gerar eletricidade, e como resultado, pouca perda e menos combustível é necessário para gerar a mesma quantidade separada de energia elétrica nas grandes centrais e térmica nas caldeiras. (FLIN, 2010)

Desse modo, para indústrias que necessitam de energia calorífica (calor ou frio), energia elétrica, energia mecânica, podem aproveitar esse sistema para ter maior eficiência energética e conseguir reduzir custos. Para isso, os governos devem conceder incentivos atrativos para que os empresários sejam atraídos pelo investimento, que em muitos casos é de alto valor.

Além das vantagens já mencionadas anteriormente, como redução de custo e maior eficiência energética, há talvez a maior vantagem, confiabilidade do sistema. Por ser auto produtor de energia, o empreendimento não sofrerá com os chamados "apagões" ou com qualquer tipo de racionamento de energia elétrica.

2.1.1 Ciclos de Cogeração

Existem duas configurações básicas para a Cogeração, a *topping* e a *bottoming*. Na configuração *topping* (representada pela figura 4), o calor residual do processo de geração de energia eletromecânica é recuperado para geração de calor útil. (MATELLI, 2011)

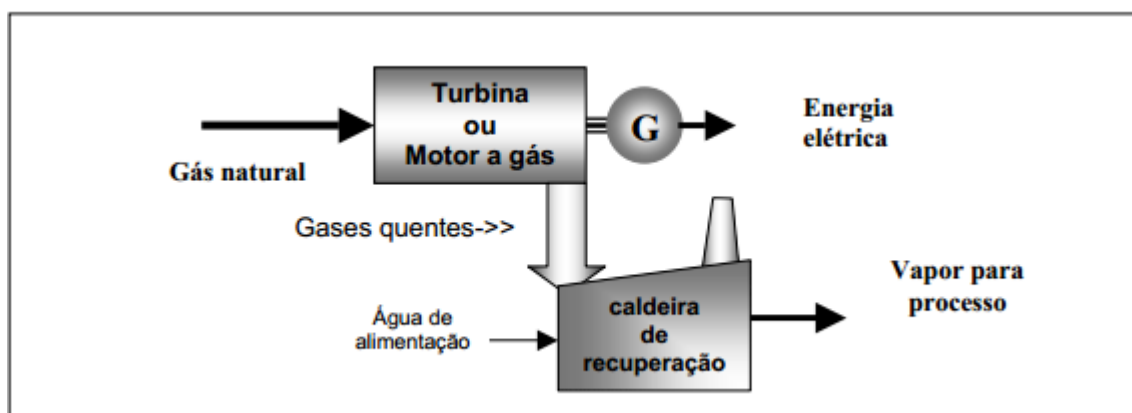


Figura 4. Tecnologia empregada na indústria em estudo. Fonte: Universidade Federal Fluminense, Brasil, 2005. Elaboração: Newton Paterman Brasil, 2005, p. 35.

Na configuração *bottoming* (representada na figura 5), o calor residual do processo de geração de energia térmica útil é recuperado para geração de energia eletromecânica. (MATELLI, 2011)

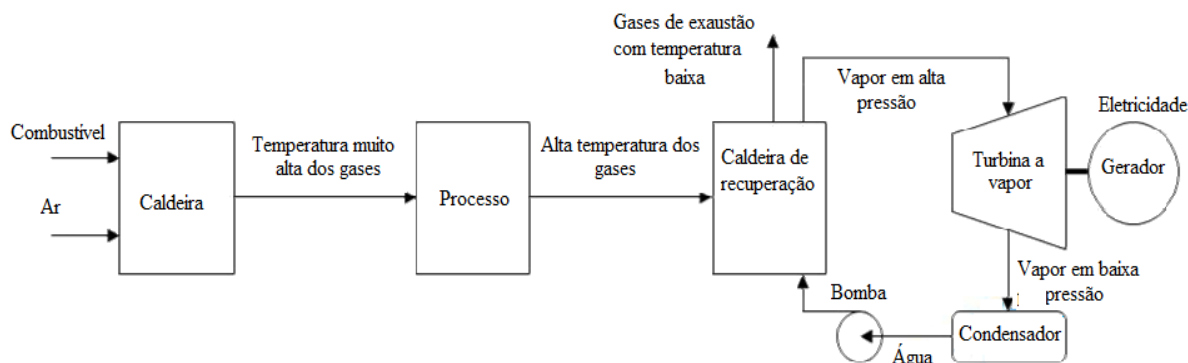


Figura 5. Ciclo *bottoming*. Fonte: Universidade Estadual Paulista. Elaboração: Prof. José Alexandre Matelli, 2011, p. 126.

2.1.2 Acionadores Primários

Diversos acionadores podem ser utilizados para a cogeração. O acionador é o componente mais importantes no sistema, é responsável pela conversão da energia química do combustível em energia eletromecânica. (MATELLI, 2011)

Os mais comuns são: (MATELLI, 2011)

- motores de combustão interna;
- turbinas a gás;
- turbinas a vapor.

A seleção do acionador depende de alguns fatores, tais como: (MATELLI, 2011)

- das demandas energéticas;
- dos perfis das demandas energéticas;
- estratégia de operação.

2.1.2.1 Motores de Combustão Interna

São equipamentos muito eficientes mesmo em tamanho pequeno, possuem amplas faixas de potência e são a primeira opção para o sistema de cogeração nos setores terciário e industrial de baixa e média tensão. (MATELLI, 2011)

Apresentam a vantagem de ter partida rápida, podendo ser utilizado em emergência, para corte de pico e na geração de ponta. (MATELLI, 2011)

Pode-se reaproveitar o calor através de diferentes fontes, tais como: (MATELLI, 2011)

- gases de exaustão;
- óleo do circuito de lubrificação;
- água do circuito de arrefecimento;
- água do circuito do *intercooler*.

2.1.2.2 Turbinas a Gás

São equipamentos utilizados em sistema de cogeração de médio a grande porte. Por possuírem uma partida lenta, são comumente utilizados para muitas horas de operação. Estão disponíveis em todas as faixas de potência. (MATELLI, 2011)

As principais vantagens da turbina a gás são: (MATELLI, 2011)

- baixo custo inicial;
- alta disponibilidade;
- manutenção rápida e de baixo custo;
- flexibilidade para operar com diversos combustíveis;
- calor residual de alta qualidade e facilmente recuperável;
- altas eficiência nas máquinas de grande porte.

As turbinas a gás têm a sua potência nominal sempre referenciada nas condições ISO de pressão, umidade relativa e temperatura. O desempenho depende das condições ambientes do local, sendo que os fornecedores disponibilizam as curvas de desempenho, e a carga de operação também afeta seu desempenho. (MATELLI, 2011)

O calor pode ser reaproveitado apenas pelos gases de exaustão, podendo ter a temperatura dos gases aumentada pela queima suplementar. (MATELLI, 2011)

2.1.2.2 Turbinas a Vapor

Turbinas a vapor podem ser classificadas em dois tipos, turbinas de reação e de ação. Turbinas de ação são aquelas em que toda a transformação da energia de pressão em energia cinética é feita no estator. Já as turbinas de reação, parte dessa transformação é feita no rotor. Apesar dessa classificação, hoje em dia a maioria das turbinas a vapor apresentam vários estágios combinados de ação e reação.

Na cogeração, a classificação mais relevante é quanto à saída de vapor, podendo ser de contrapressão ou condensação.

As turbinas de contrapressão são de concepção mais simples, nas quais o vapor sai a uma pressão maior ou igual a pressão atmosférica.

As vantagens da turbina de contrapressão são:

- Simplicidade;
- Menor custo;
- Minimização de água de resfriamento.

Suas desvantagens são:

- Maiores para uma mesma potência;
- Dependência entre potência de eixo e carga térmica;
- Pouca flexibilidade no atendimento de demandas térmicas e elétricas.

Nas turbina de condensação o vapor sai a uma pressão menor que a atmosférica.

As vantagens da turbina de condensação:

- Alta eficiência de eixo;
- Pouca dependência entre potência de eixo e carga térmica;
- Flexibilidade no atendimento de demandas térmicas e elétricas.

Suas desvantagens são:

- Maior complexidade;

- Maior custo;
- Menores eficiência globais na cogeração.

2.1.3 Recuperadores de Calor

Para a recuperação de calor, são utilizados trocadores de calor que podem ser casco e tubo, a placas, de fluxos cruzados ou paralelos.

2.2 Geração Distribuída

Geração distribuída (GD) pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC) por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. (ABREU, 2010)

A GC está esquematizada na figura abaixo. Um ou vários empreendimentos de grande porte geram energia em um ponto distante dos consumidores e através de cabos de alta tensão, a energia elétrica é conduzida até os consumidores finais.

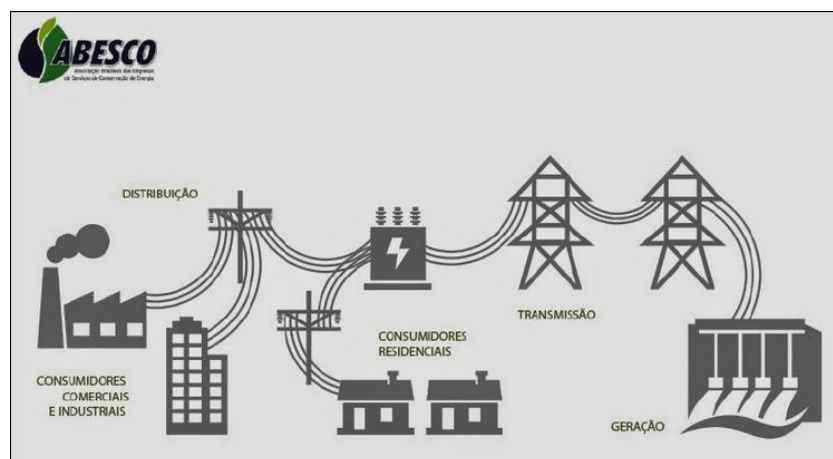


Figura 6. Geração Centralizada. Fonte: Geração Distribuída Conectada a Rede. Elaboração: ABESCO.

Já a GD, os geradores de eletricidade estão perto dos consumidores, são em geral de pequeno porte podendo ser residenciais, industriais ou comerciais. A figura abaixo traduz o que seria uma região com GD.

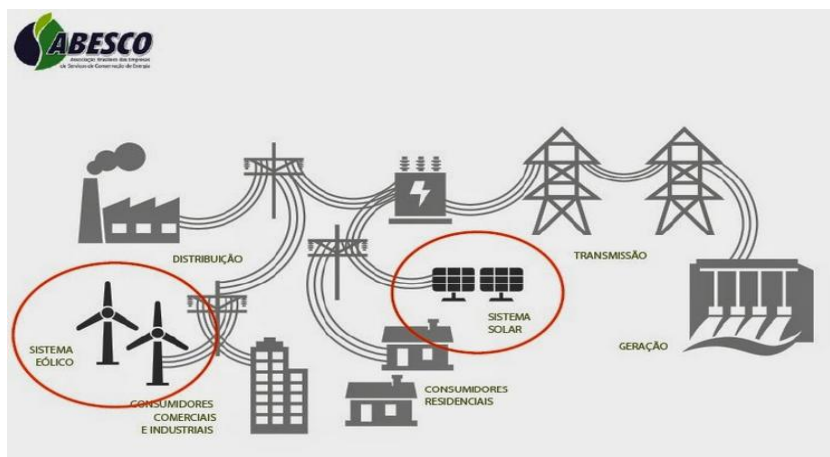


Figura 7. Geração Distribuída. Fonte: Geração Distribuída Conectada a Rede. Elaboração: ABESCO.

Uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela:

- I. Está conectada diretamente à rede de distribuição;
- II. Está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico;
- III. Supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada;
- IV. Está conectado diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada (ABREU, 2010).

De acordo com Barja (2006), a geração distribuída pode ajudar a mitigar alguns problemas da matriz elétrica, tais como:

- Redução de perdas técnicas na linha de transmissão por Efeito *Joule*;
- Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
- Melhoria na estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas, consequentemente, exigindo menores reservas centrais;
- Redução dos custos, e adiamento e/ou prorrogação no investimento para reforçar o sistema de transmissão;

- Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.

As desvantagens da geração distribuída apontadas por Andreos (2013) são:

- Complexidade de operação da rede de distribuição devido ao fluxo bidirecional de energia;
- Alteração nos procedimentos de distribuição na operação, controle e proteção da rede;
- Possibilidade de oscilação do nível de tensão da rede;
- Possibilidade de distorção harmônica na rede;
- Alto custo de implantação para o investidor;
- Longo tempo de retorno dos investimentos.

3. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

De acordo com o relatório final do BEN de 2014, divulgado pelo EPE, a geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 570,0 TWh em 2013, resultado 3,2% superior ao de 2012. As centrais elétricas de serviço público, com 84,9% da geração total, permanecem como principais contribuintes.

Ainda de acordo com o BEN 2014, a principal fonte de geração de energia elétrica é hidráulica, embora tal fonte tenha apresentado uma redução de 5,9% na comparação com o ano anterior. A geração elétrica a partir de não renováveis representou 20,7% do total nacional, contra 15,5% em 2012. A geração de autoprodutores em 2013 participou com 15,1% do total produzido, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas.

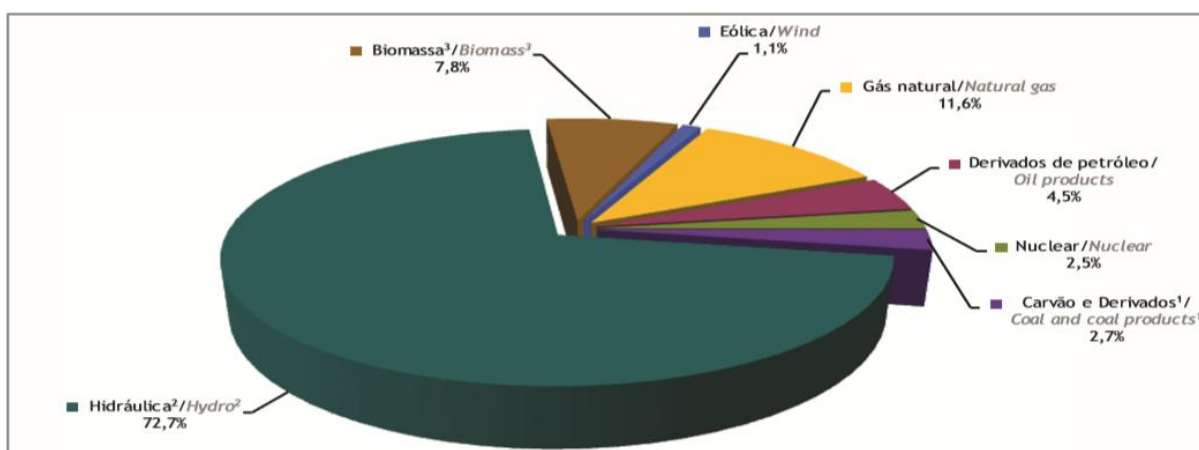


Figura 8. Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte. Fonte: BEN 2014.

Notas:

¹ Inclui gás de coqueria;

² Inclui importação de eletricidade;

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

3.1 Legislação da Cogeração no Setor de Energia Elétrica

O marco regulatório para a cogeração no Brasil teve início na Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996,

quando foram definidas as figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia Elétrica, da seguinte forma:

“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.”

Apesar de insuficientes, a legislação brasileira concede diversos incentivos às centrais cogeneradoras, considerando a sua racionalidade energética.

A essas figuras, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2006, criou a Resolução Normativa número 235, de 14 de Novembro, definindo os critérios para a qualificação das centrais de cogeração. Esses critérios foram formulados com base técnica de cada tecnologia empregada e também pela forma de operação da planta industrial.

As Plantas de cogeração consideradas "qualificadas" recebem diversos incentivos, tais como desconto no preço do gás natural em algumas regiões e desconto de 50% nos valores da TUSD e TUST.

Contudo, apesar de todos os esforços para alavancar o desenvolvimento da cogeração no Brasil, este setor ainda desperta baixo interesse econômico devido a existência de diversas barreiras, a começar pela instabilidade legal do setor elétrico, pelas baixas tarifas de venda da eletricidade e pela instabilidade da oferta de gás natural. (BARJA, 2006)

De acordo com a COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia, há no Brasil 939 plantas de cogeração, instaladas e em operação, com potência instalada de 11,926 MW.

3.2 Legislação de Geração Distribuída

A Resolução Normativa ANEEL nº 77 de 18/08/2004 deixa claro que a cogeração qualificada se enquadra no benefício de redução de 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição na energia consumida, e de 100% para a energia comercializada para os empreendimentos se considerados como Geração Distribuída.

A Resolução Normativa nº 167 de 10/10/2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente da Geração Distribuída. Ela deixa claro que há duas maneiras da distribuidora comprar essa energia, sendo elas:

- I. processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados;
- II. compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização, cujos contratos de compra e venda deverão ser registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Sendo que o item I possui um limite de energia contratada de 10% da carga do agente distribuidor.

A Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012 versa sobre as condições de acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Um ponto negativo nessa resolução para a cogeração é a limitação de 1 MW de potência instalada, o que não faz sentido já que quem tem interesse e condição em investir nesses projetos que demandam grandes investimentos, são geralmente grandes indústrias ou grandes empreendimentos comerciais com necessidade maior do que essa potência pré estabelecida.

4. ESTUDO DE CASO

Nesse estudo de caso, foi analisada a central de cogeração de uma indústria localizada no Vale Paraíba, no estado de SP. A fábrica opera em três turnos, totalizando 24 horas contínuas, por 7 dias da semana durante os 365 dias do ano.

4.1 Conceituação da Planta Industrial Atual

Atualmente, a indústria possui duas turbinas de 5 MW de potência a gás natural. Na saída dos gases de escape, há uma caldeira de recuperação para cada turbina, com capacidade de geração de 12 ton/h de vapor, sendo que ambas possuem o sistema de queima suplementar, que aumenta a produção de vapor das caldeiras para 40 ton/h, quando o limite de potência é atingido.

Além da planta de cogeração, a unidade fabril possui uma casa de caldeiras convencionais que utilizam gás natural industrial. Essa casa de caldeiras convencionais possui 9 caldeiras de 15 ton/h. Quando há parada programada ou não programada nas turbinas de cogeração, essas caldeiras entram em operação para suprir a demanda de energia calorífica para que não haja parada fabril.

O sistema é semelhante a figura abaixo.

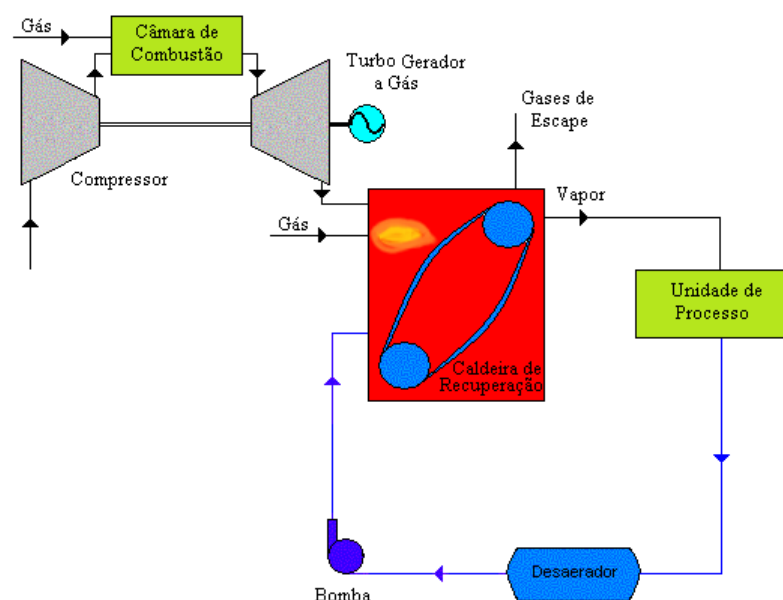


Figura 9. Configuração da planta de cogeração. Fonte: Análise Energética e Exergética do Sistema de Cogeração de uma Usina Sucroalcooleira. Elaborador: Vinícius Oliveira da Silva. 2011. 72p.

Devido ao local de instalação ser diferente das condições de projeto, a potência máxima atingida por cada turbina é de 4,34 MW. A energia total gerada caso as turbinas rodassem 8.760 horas seria de 76.387 MWh de energia elétrica com fator de carga de 100%, valor calculado pela fórmula abaixo:

$$Et = Pot \times h \times FC \times num_{TU} [MWh]$$

Equação 1. Fórmula para calcular energia total gerada pela cogeração.

4.2.1 Cenário de Referência

No cenário de referência, foi utilizado 8.000 horas de operação para a cogeração e fator de carga de 85%. As manutenções programadas são realizadas nas caldeiras intercalando as cogerações para que não haja mais de uma turbina parada.

Com esse cenário, a produção máxima de energia elétrica através das turbinas de cogeração é de 59.296 MWh, e de energia calorífica é de $827,99 \times 10^6$ MJ, sendo este valor calculado pela Equação 1.

4.2.1.1 Consumo Energético

Abaixo, apresenta-se os dados de consumo de energia elétrica dos últimos três anos de operação da planta industrial.

Consumo de Energia Elétrica (MWh)		
2011	2012	2013
85.093	82.242	75.224

Tabela 1. Consumo de Energia Elétrica.

Observa-se que mesmo com potência máxima das turbinas, ainda seria preciso comprar energia da concessionária.

O consumo da unidade fabril não é constante ao longo do dia. Em determinados horários, o consumo se eleva, e em outros há um consumo menor. Para que não haja exportação de energia elétrica para a rede nos períodos de baixa demanda, a operação das turbinas está configurada de modo que a produção de energia não pode exceder o limite de CONSUMO menos 1MW, ou seja, a produção de energia é modulada para que sempre produza 1 MW a menos do que o consumo, obrigando em diversos momentos do dia, a redução da potência das turbinas para que a

produção de energia elétrica e vapor, seja modulada em função da demanda da fábrica, o que reduz consideravelmente a eficiência do sistema, acarretando menor margem de lucro ao empresário ou preço do produto maior que o possível.

Abaixo está a tabela com os dados de compra e produção de energia elétrica em MWh estratificado por mês e ano.

	Produção EE (MWh)				Compra EE (MWh)		
Mês	2011	2012	2013		2011	2012	2013
Janeiro	5,555	2,415	4,427		2,676	4,853	2,802
Fevereiro	5,294	2,429	3,270		2,285	4,480	2,720
Março	5,708	2,440	2,899		2,017	4,619	3,476
Abril	4,002	4,648	3,376		2,886	2,211	1,883
Maio	4,195	3,674	2,915		2,793	3,091	3,831
Junho	4,150	3,721	3,089		1,335	2,093	2,430
Julho	3,924	3,328	2,950		2,183	2,823	2,964
Agosto	4,274	3,006	898		2,489	3,593	4,511
Setembro	2,778	2,953	1,795		3,709	3,869	4,269
Outubro	3,117	573	2,614		4,476	6,595	3,723
Novembro	2,895	2,271	3,316		4,377	4,448	3,303
Dezembro	2,694	1,873	3,465		5,290	6,236	4,297
Total	48,586	33,331	35,015		36,506	48,911	40,209

Tabela 2. Dados de compra e produção de energia elétrica.

Além da energia elétrica, a planta industrial utiliza o vapor para conduzir energia térmica para o processo industrial.

Abaixo, segue o total (cogeração + caldeiras convencionais) de MJ utilizado nos últimos três anos.

Consumo de Energia Térmica (x 10⁶ MJ)		
2011	2012	2013
902,37	813,53	666,93

Tabela 3. Consumo de Energia Térmica.

Na tabela a seguir, estão os dados de geração de vapor através da planta de cogeração e da casa de caldeiras convencionais.

	Vapor - Cogeração (ton)				Convencional (ton)		
Mês	2011	2012	2013		2011	2012	2013
Janeiro	26.291,00	15.922,42	21.063,45		2.175,48	7.601,71	4.777,60
Fevereiro	25.253,87	17.571,96	15.517,96		2.612,43	5.305,38	5.693,53
Março	26.201,17	18.483,71	13.042,40		4.474,32	5.490,22	7.609,30
Abril	22.109,33	21.956,72	12.814,86		4.589,03	5.271,29	4.704,05
Maio	21.555,59	19.370,22	11.653,80		5.716,22	8.121,59	5.203,13
Junho	15.143,80	16.832,48	15.436,85		6.138,58	5.100,85	2.583,06
Julho	22.295,42	19.520,55	14.945,18		2.280,42	4.865,57	3.850,88
Agosto	23.562,75	20.776,01	3.608,01		5.270,47	4.386,20	12.721,12
Setembro	18.756,44	19.157,37	9.745,93		6.640,45	5.516,14	9.466,49
Outubro	21.483,60	5.821,88	14.940,62		6.747,78	17.892,49	4.117,53
Novembro	21.231,11	15.121,88	18.522,22		6.073,46	8.309,70	3.233,66
Dezembro	20.240,86	14.892,28	19.272,10		8.749,10	9.346,34	5.377,84

Tabela 4. Geração de vapor nas caldeiras da unidade.

Apresenta-se a seguir as vazões de vapor média da unidade fabril, sendo a somatória de energia térmica produzida pela cogeração e caldeiras convencionais.

	Média produção de vapor (ton/h)		
Mês	2011	2012	2013
Janeiro	38,26	31,62	34,73
Fevereiro	41,47	32,87	31,56
Março	39,89	32,22	27,76
Abril	37,08	37,82	24,33
Maio	36,66	36,95	22,66
Junho	29,56	30,46	25,03
Julho	33,03	32,78	25,26
Agosto	38,75	33,82	21,95
Setembro	35,27	34,27	26,68
Outubro	37,95	31,87	25,62

Novembro	37,92	32,54	30,22
Dezembro	38,97	32,58	33,13

Tabela 5. Média de produção de vapor.

Percebe-se que a média de produção de vapor não ultrapassa 42 ton/h, o que corresponde a um pouco mais da metade da capacidade de geração da planta de cogeração, porém apesar disso, houve a necessidade de operar as caldeiras convencionais devido a paradas de manutenção programadas ou emergenciais.

A seguir, apresenta-se a quantidade de horas que a cogeração operou.

	Quantidade de horas da Cogeração em funcionamento		
Mês	2011	2012	2013
Janeiro	707	364	630
Fevereiro	666	317	487
Março	700	349	392
Abril	506	622	457
Maio	499	444	407
Junho	607	488	387
Julho	518	403	360
Agosto	577	371	108
Setembro	333	442	216
Outubro	402	127	330
Novembro	367	274	416
Dezembro	367	262	450

Tabela 6. Quantidade de horas da cogeração em funcionamento.

Nas demais horas, as caldeiras convencionais precisaram gerar vapor para suportar a demanda da fábrica.

4.2.1.2 Custo Energético

Um especialista de custo energético acompanha o custo de geração de energia através da cogeração, variação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e os preços de contratos firmados diretamente com empresas na câmara do comércio para poder avaliar qual o menor custo para gerar energia. Assim, a unidade possui 4

modalidades de adquirir energia, contratos com a concessionária de distribuição de energia, contratos SPOT, contratos de longo prazo e a geração através da cogeração.

Semanalmente, é avaliado a forma menos custosa de ter a energia. A partir desses custos, é decidido se a cogeração permanece operando ou se estabelece os contratos de curto e longo prazo, já que o contrato com a distribuidora está firmado e não pode ser rompido e restabelecido a qualquer momento, como acontece com a operação da planta de cogeração.

Na tabela a seguir, demonstramos os custos médios de energia elétrica e de gás natural dos últimos três anos, já com os incentivos fiscais devido a cogeração qualificada.

Custo Médio de Energia Elétrica			
Insumo	2011	2012	2013
Energia Elétrica - Concessionária (R\$/kWh)	0,360	0,340	0,330
Energia Elétrica - SPOT (R\$/kWh)	-	0,180	0,260
Energia Elétrica - Contratos de longo prazo (R\$/kWh)	-	0,150	0,160
Energia Elétrica - Cogeração (R\$/kWh)	0,204	0,311	0,289
Gás Natural (R\$/m³) - Cogeração	0,800	1,087	1,230
Gás Natural (R\$/m³) - Industrial	1,170	1,286	1,570

Tabela 7. Custo médio de energia elétrica.

Pode-se observar que o preço de R\$/MWh da cogeração apresenta um valor acima dos contratos de SPOT e de longo prazo, porém é mais barato do que adquirir a energia da concessionária. Firmar ou não os contratos de longo prazo é uma decisão estratégica, envolve análise de preço do dólar, análise da economia, situação dos reservatórios e a previsão de chuva para os próximos meses / semanas. É tudo questão de hipóteses, que algumas vezes não dão certo e há a necessidade de adquirir energia pelo mercado SPOT, gerando custo maior.

A decisão de manter um contrato com a distribuidora é pura e simplesmente ter certeza de que uma parte da energia necessária para rodar a planta será recebida.

Esses valores foram obtidos considerando a eficiência elétrica do sistema em 45%, ou seja, 45% do combustível que é queimado é transformado em energia elétrica, e 55% é transformada em energia térmica.

Com esses valores em mãos, pode-se ressaltar que gerar energia elétrica na indústria paulista é mais vantajoso economicamente do que obter pela concessionária.

Com a situação atual de crise hídrica no estado, há a previsão de aumento para a tarifa de energia no final do ano de 2014 e início de 2015, assim a vantagem de gerar energia ficará mais evidente do que comprar energia através da concessionária.

Em 2015, entrará em vigor o sistema de bandeiras. Criado pela ANEEL, as bandeiras poderão criar uma taxa a mais no custo da energia elétrica em função das condições de geração da energia elétrica no país. Esse sistema já está em vigor em 2014 de forma educativa, ou seja, nas contas enviadas pelas distribuidoras, já estão inseridas as informações das bandeiras.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha e indicam o seguinte:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Caso fosse aplicado efetivamente hoje, a bandeira que predominaria o cenário em 2014 seria a Vermelha, tornando o custo da energia elétrica proveniente da distribuidora mais cara.

4.2.1.3 Custo de Operação e Manutenção da Cogeração

A operação da planta de cogeração é realizada por uma empresa terceirizada. Essa empresa possui um contrato de Operação e Manutenção (O&M) no qual a unidade fabril paga um valor fixo por cada tipo de manutenção realizada nas turbinas e um

valor mensal devido a operação do sistema. O pagamento é feito pela quantidade de horas em funcionamento.

Foram definidos três tipos de eventos de manutenção periódica, descritos mais abaixo com seus respectivos valores por turbina e intervalos de ocorrência.

Manutenção - Tipo A	Custo (kR\$)
Custo	300,00
Intervalo (Anos)	1
Indisponibilidade (h)	168
Manutenção - Tipo B	Custo (kR\$)
Custo	1.800,00
Intervalo (Anos)	6
Indisponibilidade (h)	360
Manutenção - Tipo C	Custo (kR\$)
Custo	3.500,00
Intervalo (Anos)	6
Indisponibilidade (h)	360

Tabela 8. Custo de manutenção por turbina.

4.2.2 Cenário Proposto

De posse desses dados, foi proposto o estudo de aquisição e instalação de mais uma planta igual a já instalada, ou seja, com mais duas turbinas capazes de gerar 4,34 MW de potência, para tornar a unidade fabril auto-suficiente, e vender o excedente de energia para a distribuidora ou através de contrato com empresas terceiras.

Para isso, foi feito levantamento das condições das cogerações que não estão em operação da própria empresa. Uma delas no estado da Bahia que hoje não está operando por falta de oferta de gás natural, e outra na República Dominicana, descontinuada sua operação, pelo mesmo motivo.

Devido ao transporte dos equipamentos da República Dominicana para o Brasil, foi considerado inviável por ser mais caro que comprar uma planta de cogeração nova. Já o investimento para a transferência da Bahia para o estado de São Paulo é menor do que adquirir uma nova.

Chamaremos de Cogeração 3 aquela vindo da Bahia, e de Cogeração 4, a nova.

A Cogeração 3, como já é da companhia, foi dividido em várias etapas, por conter diversas empresas sendo contratadas diretamente. Já a Cogeração 4, foi contratada *turn-key*, ou seja, uma empresa foi contratada para instalar e comissionar todo o projeto, ficando o líder de projeto apenas para acompanhar e aceitar os termos de eficiência e produção definidos pelo escopo. Como a energia térmica não é limitante, essa nova planta de cogeração não foi orçada com queima suplementar.

Os valores estão na tabela abaixo.

Cogeração 3	
Descrição	Valor (kR\$)
Avaliação das condições	1.500,00
Transporte até unidade	3.400,00
Parte Civil	1.650,00
Parte Elétrica	1.500,00
Retrofit da Turbina / Caldeira	12.000,00
Instalação	3.000,00
Comissionamento	500,00
Total	23.550,00

Tabela 9. Investimento da Cogeração 3.

Turbina 4	
Descrição	Valor (kR\$)
Compra <i>Turnkey</i>	25.600,00

Tabela 10. Investimento da Cogeração 4.

Para calcular a energia gerada pelas quatro cogerações rodando em plena carga utiliza-se a Equação 1. O valor correspondente é de 118.592 MWh, considerando fator de carga de 85% das turbinas e 8.000 horas de operação. O excedente de

energia elétrica poderá ser vendido no mercado livre, sendo oferecido para empresas locais ou para a distribuidora de energia.

Outra forma de obter ganhos com o excedente de energia elétrica, seria entrar como forma de compensação da energia consumida nas outras unidades da empresa localizadas no estado de São Paulo se a Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012 contemplasse cogerações de até 30 MW de potência.

4.2.3 Comparativo entre cenários

Foi elaborado dois cenários para referência. Um otimista e outro pessimista. A diferença entre eles é a expectativa de preço da PLD.

4.2.3.1 Cenário Pessimista

O ano de 2014 não foi um ano de chuvas intensas. O consumo de água e energia elétrica cresceu e os reservatórios que abastecem as grandes cidades e hidrelétricas na região Sudeste reduziram a índices muito abaixo, exigindo o despacho das térmicas, acarretando aumento do PLD para 2015 e 2016. A partir de 2017, considerou-se que o PLD volta a cair, e assim o preço de venda de energia elétrica será o mesmo que o valor da tarifa da distribuidora.

Nesse cenário foi considerado o PLD conforme tabelas a baixo.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PLD	780,00	780,00	470,00	490,00	510,00	540,00	570,00	570,00

Tabela 11. Preço PLD, 2015 a 2022.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PLD	590,00	620,00	660,00	690,00	720,00	760,00	800,00	840,00

Tabela 12. Preço PLD, 2023 a 2030.

Para chegar no valor de VPL, calculou-se o custo de aquisição de energia elétrica, através da Equação abaixo:

$$C_{ee} = MWh_c \times Tarifa_{ee} + MWh_{SPOT} \times Tarifa_{SPOT}$$

Equação 2. Fórmula para calcular o custo de energia elétrica.

Para calcular a quantidade de energia que precisa ser adquirida no mercado SPOT, utiliza-se a Equação abaixo:

$$MWh_{SPOT} = MWh_c - MWh_{GERADO}$$

Equação 3. Fórmula para calcular a quantidade de energia a ser adquirida / vendida no mercado SPOT.

Como foi visto anteriormente, a geração de energia elétrica será maior que o consumo, assim terá a venda de excedente de energia.

Para o cenário pessimista, sendo o PLD de R\$ 780,00 e não tendo compra de energia da concessionária, e vendendo o excedente para a concessionária, o lucro anual de energia elétrica da unidade será de R\$ - 32.067.000,00, já que a energia elétrica se torna uma nova fonte de receita e não uma despesa.

Para calcular o custo de combustível, utilizou-se a Equação abaixo:

$$C_{comb} = \frac{num_t \times FC \times C_t \times h}{1000} \times Tarifa_{GN\ COG} + Consumo_{CC} \times Tarifa_{GN\ CONV}$$

Equação 4. Fórmula para calcular o custo de combustível.

Não há geração através das caldeiras convencionais, sendo a segunda parcela da fórmula acima, zero, assim o custo anual de combustível chega ao valor de R\$ 52.265.000,00.

Com os custo de energia elétrica, de combustível, O&M, calculou-se o custo total através da Equação abaixo:

$$C_{4T} = C_{ee} + C_{comb} + C_{O\&M}$$

Equação 5. Fórmula para calcular o custo total da cogeração.

O valor para o custo anual total da operação da planta de cogeração é de R\$ 27.398.000,00.

A economia gerada pelo projeto é calculada pela Equação abaixo, apresentando um valor de R\$ 24.091.000,00 de economia com o projeto.

$$Econ = C_{4T} - C_{2T}$$

Equação 6. Fórmula para calcular a economia com o projeto.

Calculou-se o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento para 15 anos através da Equação abaixo:

$$VPL_{15} = \frac{Inv + Econ_{2015} + Econ_{2016} + \dots + Econ_{2029}}{(1 + ke)^t}$$

Equação 7. Fórmula para calcular o VPL do projeto.

Para calcular o tempo de retorno de investimento (*payback*), utilizou-se a curva gerada pelos resultados do VPL. Aonde a curva cruza o eixo horizontal, é o tempo de retorno.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi calculada através da Equação abaixo:

$$\frac{Inv + Econ_{2015} + Econ_{2016} + \dots + Econ_{2029}}{(1 + TIR)^t} = 0$$

. Os valores estão dispostos na tabela a baixo.

VPL	R\$ 128.912.911,28
TIR	47,4%
Payback	2 anos

Tabela 13. Valores do investimento.

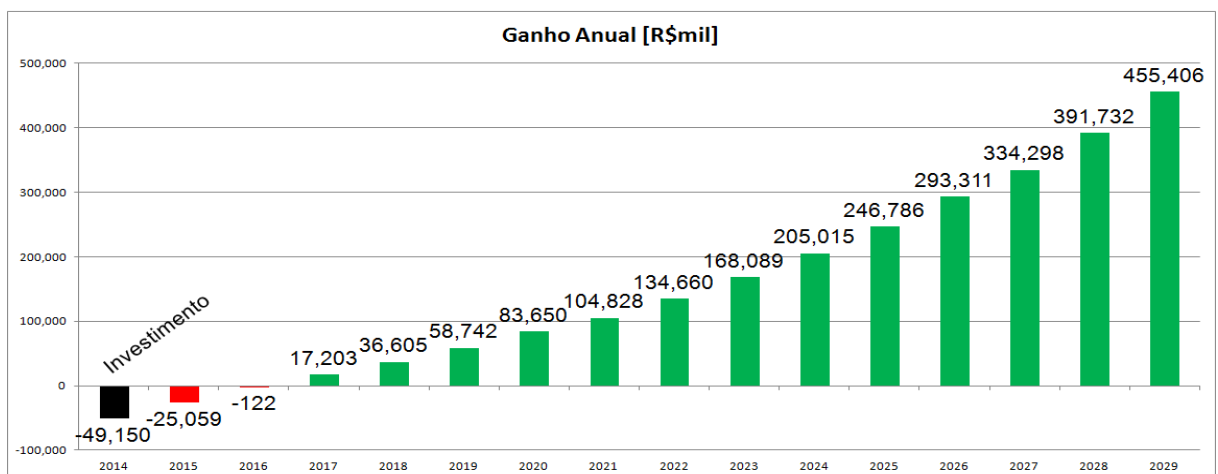


Figura 10. Ganho anual do cenário pessimista.

As tabelas com os cálculos estão no Anexo B.

4.2.3.2 Cenário Otimista

O ano de 2014 foi marcado por uma rara estiagem, mas em novembro de 2014 iniciou-se um período de chuvas intensas, as quais foram responsáveis por aumentar o nível de todos os reservatórios das usinas hidrelétricas do Sudeste, porém eles ainda estão abaixo do previsto para os próximos anos, mas não há risco de faltar água e nem de iniciar um racionamento de energia elétrica no estado. As térmicas continuarão sendo despachadas de forma a garantir que os reservatórios continuem em um nível bom.

O preço de venda da energia elétrica excedente foi considerado em 90% ao da distribuidora de energia.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PLD	360,00	400,00	420,00	460,00	460,00	490,00	510,00	510,00

Tabela 14. Preço de venda da energia elétrica excedente, 2015 a 2022.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PLD	540,00	560,00	590,00	620,00	650,00	680,00	720,00

Tabela 15. Preço de venda da energia elétrica excedente, 2023 a 2029.

Calculou-se o VPL do investimento para 15 anos, *payback* e a TIR. Os valores estão dispostos na tabela a baixo.

VPL	R\$ 103.833.737,92
TIR	34,3%
<i>Payback</i>	3,3 anos

Tabela 16. Valores do investimento.

Os ganhos anuais do projeto estão no gráfico a baixo.

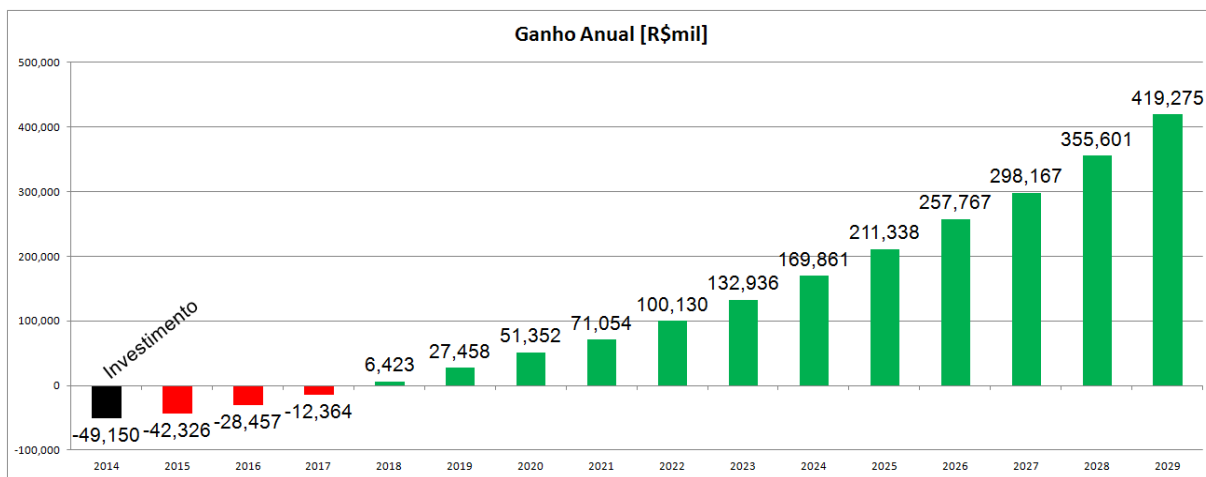


Figura 11. Ganhos anuais do cenário otimista.

5. CONCLUSÃO

Conforme visto nesse trabalho, os cenários proporcionaram VPL positivos e como a TIR mostra, são muito atrativos financeiramente. Apesar desses dados, esse cenário não é real e a projeção de preço alto do PLD não será concretizado já que a Resolução Homologatória número 1.832 de 25 de novembro de 2014 foi aprovado pelos governantes do país.

Mesmo com o PLD limitado em R\$ 388,38 / MWh, o VPL continua positivo, a TIR e o *Payback* provam que o investimento continua atraente.

A grande falta de estímulo para que projetos de cogeração sejam colocados em prática, e a relação de tarifa de energia elétrica e do gás natural. A verdade é que a energia elétrica no Brasil é muito barata quando comparado com outros países. Esse baixo custo faz com que projetos não se viabilizem, ou sejam "engavetados" para serem revisados em outra oportunidade.

Investir nesse projeto pode ser considerado mais estratégico do que economicamente viável, apesar das cifras serem de grande valor. Ter uma fonte confiável de energia elétrica em um país que não possui planejamento estratégico para seu crescimento, é uma maneira de manter o crescimento da empresa mesmo em tempos de crises, e como muitas companhias fizeram em 2002, essa energia excedente pode virar fonte de lucro certo.

Para que esses investimentos saiam do papel, alguns estímulos a mais são necessários para facilitar e disseminar a utilização desses projetos.

Uma delas, já comentada nesse trabalho, seria a alteração da Resolução Normativa N° 487. Nela é limitada a potência instalada em 1 MW para cogerações, não permitindo que haja compensação da energia em outras unidades da mesma companhia. Se alterasse o limite para 30 MW, empresas poderiam investir nessa modalidade.

Outra medida estimuladora seria reduzir a tarifa de gás natural para cogerações, além de redução de impostos para equipamentos como turbinas, motores, periféricos e estimular o aumento da eficiência energética da planta, concedendo crédito com juros baixos a projetos desse porte.

Outra maneira para a cogeração contribuir para a matriz energética nacional, seria incentivar os contratos de *performance*, o qual uma empresa terceira investe o dinheiro e recupera o valor investido conforme gera a economia na empresa contratante.

6. REFERÊNCIAS

ABESCO. **Geração Distribuída Conectada a Rede, Eficiência Energética.** Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/170327134/2-Jose-Marcelo-Signoli-Geracao-Distribuida-Abesco-pdf>>. Acessado em: 07 nov. 2014.

ABREU, Yolanda Vieira; DE OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves; GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. **Energia, Economia, Rotas Tecnológicas.** Palmas, 2010. 322p.

ANDREOS, Ronaldo. **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Pequenas Centrais de Cogeração a Gás Natural no Setor Terciário do Estado de São Paulo.** São Paulo, 2013. 151p.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias** online. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>>. Acessado em: 06 nov. 2014.

BRASIL, Newton Paterman. **Notas de aula de Co-geração do Curso de Engenharia de Equipamentos.** Rio de Janeiro, 2005. 35p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. **ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS: UMA VISÃO CEMIG.** Belo Horizonte, 2012, 369p.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BORTONI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras.** on line. Revista Brasileira de Energia, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Itajubá, Brasil v. 11, n. 2, p. 137–156, 2005. Acessado em: 11 ago. 2014.

FIESP. **Desafios e barreiras da geração distribuída são debatidos no 14º Encontro de Energia** online, Agosto 2013. Disponível em: <<http://www.fiesp.com.br/noticias/desafios-e-barreiras-da-geracao-distribuida-sao-debatidos-no-14o-encontro-de-energia/>>. Acessado em: 11 ago. 2014.

FLIN, David. **Cogeneration: A users guide.** Institution of Engineering and Technology, 2010.

LORA, Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil. **Geração Distribuída: Aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais.** Rio de Janeiro. 2006. 240p.

MATELLI, José Alexandre. **Notas de aula de Cogeração.** Unesp. 2011. Guaratinguetá, 126p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2001**. Brasília. 2001. 146 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2002**. Brasília. 2003. 168 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2014**. Brasília. 2013. 288 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília. 2012. 387 p.

O GLOBO. **Da falta de estrutura fez-se a 'crise do apagão' no Brasil do início do século XXI** online, Setembro 2003. Disponível em: <<http://acervo.oglobo.globo.com/fatos-historicos/da-falta-de-estrutura-fez-se-crise-do-apagao-no-brasil-do-inicio-do-seculo-xxi-9396417>>. Acessado em: 09 ago. 2014.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; DE OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves. **Geração Distribuída: Discussão Conceitual e Nova Definição**. on line. Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, No. 1, 1o Sem. 2008, pp. 47-69. Acessado em: 11 ago. 2014.

7. ANEXO A: Legislação do Setor de Energia Elétrica

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA No 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006

Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia e dá outras providências.

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII e 2º, inciso I da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, com base no art. 4º, inciso IX, Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo 48500.004724/05-41, e considerando que:

a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica;

em função da Audiência Pública no 003/2006, em caráter documental, realizada no período de 22 de fevereiro a 07 de abril de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogeradoras, com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.

DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 3º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogeneradora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela

central termelétrica cogeneradora a que está conectado, condicionando aquelas à exeqüibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor;

II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;

III - Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

IV - Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

V - Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

VIII - Fator de cogeração (Fc %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e

IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

DOS REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO

Art. 4º A central termelétrica cogeradora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução no 112, de 18 de maio de 1999; e

II – preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

a) $\frac{Et}{Ef} \geq 15\%$

b) $\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$

§ 1º Os valores de “X” e “Fc” das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecida a seguinte tabela:

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
% Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

Tabela 17. Valores de X e Fc para cogeração ser qualificada.

§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de “X” e “Fc”, representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.

§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias Ef, Ee e Et e a sua fiscalização.

DA SOLICITAÇÃO DE QUALIFICAÇÃO

Art. 5º A qualificação de central termelétrica cogeneradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações:

I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o consequente fator de utilização média das instalações;

V- balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”, as informações referentes a:

a) geração bruta;

b) consumo em serviços auxiliares da central;

c) consumo no processo industrial associado; e

d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;

VI - fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e

VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II

do art. 4o.

Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.

Art. 6º O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Art. 7º A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

Art. 8º As centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

AS OBRIGAÇÕES DO COGERADOR QUALIFICADO

Art. 9º Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à Ef, Ee e Et, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeneradora, observando os seguintes procedimentos:

I – no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art.4º desta Resolução, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação; e

II - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica cogeneradora.

Art. 10. O desatendimento não eventual às condições de qualificação da central termelétrica sujeitará o agente à revogação do ato de reconhecimento da qualificação, à cessação dos benefícios incorridos e à aplicação da respectiva penalidade conforme os arts. 7º e 15 da Resolução nº 063, de 12 de maio de 2004.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 11. Mantêm-se em vigor todas as qualificações reconhecidas sob a vigência da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, equiparando-se o regime precário ao permanente.

Parágrafo único. Essas qualificações passam a se sujeitar ao disposto nesta Resolução no tocante às condições de manutenção da qualificação e de sua violação, respectivamente, nos termos dos arts. 4º e 10 desta Resolução.

Art. 12. Fica revogada a Resolução nº 021, de 20 de janeiro de 2000.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 22.11.2006, seção 1, p. 78, v. 143, n. 223.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 271, DE 3 DE JULHO DE 2007

Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 26, §§ 1º, 5º e 8º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e pelo art. 21 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com base no art. 4º, inciso III, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004606/03-53, e considerando que:

as contribuições recebidas entre 05 de fevereiro de 2007 a 05 de março de 2007, período de realização da Audiência Pública nº 002/2007, por intercâmbio documental, foram objeto de análise da ANEEL e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 077, de 18 de agosto de 2004, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil quilowatts), caracterizados como pequena central hidrelétrica, e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos”.

.....
.....

“Art. 3º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

.....
.....
IV – aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

.....
.....
(Fl. 2 da Resolução Normativa nº 271 de 3 de julho de 2007)

§ 3º Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo.”

Art. 2º A ementa da Resolução Normativa nº 077, de 2004, passa a vigorar com a seguinte

redação:

“Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW”.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 18.07.2007, seção 1, p. 94, v. 144, n. 137.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

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.

Texto Compilado

Módulos do PRODIST

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando: as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em

energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os

minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 5º Caso seja necessário realizar ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a distribuidora deverá observar o disposto no Módulo 3 do PRODIST.

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em

quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver. IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito. V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica. VI - os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

VII - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt-hora (kWh), por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. VIII - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o caput é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º Os equipamentos de medição instalados nos termos do caput deverão atender às especificações técnicas do PRODIST e da distribuidora. §3º Os equipamentos de que trata o caput deverão ser cedidos sem ônus às respectivas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, as quais farão o registro contábil no Ativo Imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 19.04.2012, seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de 08.05.2012 e 19.09.2012.

(Retificada a nota explicativa (1) da Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, pelo DSP SRD/ANEEL 720 de 25.03.2014)

8. ANEXO B: Planilhas

8.1 Planilha de Cálculos - Cenário Otimista

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investimento [R\$mil]	49,150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenção periódica																	
Mantenção periódica [h]	0	0	672	672	1,440	672	672	0	672	1,440	672	672	0	672	7,328	672	1,440
OPERAÇÃO [h]	0	8,000	7,328	7,328	6,560	7,328	7,328	8,000	7,328	6,560	7,328	7,328	8,000	7,328	7,328	7,328	6,560
Tipo	0	-	A	A	B	A	A	C	A	A	B	A	A	C	A	A	B
Custo manutenção [R\$mil]	0	0	900	990	6,534	1,198	1,318	16,910	1,594	1,754	10,523	1,929	2,122	27,234	2,568	2,825	18,642
O&M [R\$mil]	0	-7,200	-7,632	-8,090	-8,575	-9,090	-9,635	-10,213	-10,826	-11,476	-12,164	-12,894	-13,668	-14,488	-15,357	-16,279	-17,255
Energia elétrica																	
Consumo Elétrico (MWh)	0	77,481	79,805	82,199	84,665	87,205	89,821	92,516	95,292	98,150	101,095	104,128	107,251	110,469	113,783	117,197	120,712
Geração Elétrica (MWh)	0	118,592	108,630	108,630	97,245	108,630	108,630	118,592	108,630	108,630	97,245	108,630	108,630	118,592	108,630	108,630	97,245
SPOT (MWh)	0	-41,111	-28,825	-26,431	-12,580	-21,425	-18,809	-26,076	-13,339	-10,480	0	-4,503	-1,379	-8,123	0	0	0
Tarifa SPOT (R\$/MWh)	0	0,36	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,51	0,51	0,54	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68	0,72	0,75
Compra Distribuidora (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,849	0	0	0	5,153	8,566	23,467
Tarifa Distribuidora (R\$/MWh)	0	0,40	0,44	0,47	0,49	0,51	0,54	0,57	0,57	0,59	0,62	0,66	0,69	0,72	0,76	0,80	0,84
Custo energia elétrica [R\$mil]	0	-14,800	-11,415	-11,084	-5,539	-9,906	-9,131	-13,291	-6,799	-5,609	2,404	-2,657	-854	-5,284	3,911	6,827	19,636
Energia Calorífica																	
Consumo Calorífico (Gj)	0	686,934	707,542	728,768	750,631	773,150	796,345	820,235	844,842	870,187	896,293	923,182	950,877	979,404	1,008,786	1,039,049	1,070,221
Geração Cogeração (Gj)	0	907,392	831,171	831,171	750,631	831,171	831,171	907,392	844,842	870,187	896,293	923,182	950,877	979,404	1,008,786	1,039,049	1,070,221
Geração Convencional (Gj)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás natural																	
Consumo GN Cogeração (km³)	0	40,800	37,373	37,373	33,456	37,373	37,373	40,800	37,373	37,373	33,456	37,373	37,373	40,800	37,373	37,373	33,456
Tarifa GN Cogeração (R\$/m³)	0	1,28	1,35	1,41	1,48	1,56	1,63	1,72	1,80	1,89	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,66
Consumo GN Convencional (km³)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa GN Convencional (R\$/m³)	0	2,12	2,23	2,34	2,46	2,58	2,71	2,84	2,98	3,13	3,29	3,45	3,63	3,81	4,00	4,20	4,41
Custo GN [R\$mil]	0	52,265	50,268	52,782	49,612	58,192	61,101	70,040	67,364	70,733	66,485	77,983	81,882	93,860	90,275	94,788	89,097
Input CAPEX [R\$ mil]																	
CAPEX [R\$mil]	-49,150	0	-900	-990	-6,534	-1,198	-1,318	-16,910	-1,594	-1,754	-10,523	-1,929	-2,122	-27,234	-2,568	-2,825	-18,642
Custo Total (3 Turbinas)																	
Custo [R\$mil]	0	44,665	47,386	50,778	59,183	58,574	62,924	83,872	72,986	78,553	91,576	90,149	96,817	130,298	112,110	120,718	144,631
Custo Total (2 Turbinas)																	
Custo [R\$mil]	0	51,489	61,254	66,871	77,970	79,610	86,817	103,573	102,062	111,159	128,502	131,625	143,247	170,698	169,544	184,392	213,187
Ganho anual [R\$mil]																	
Ganho Anual [R\$mil]	-49,150	6,824	13,868	16,093	18,787	21,036	23,894	19,701	29,076	32,806	36,926	41,476	46,430	40,400	57,434	63,674	68,556
VPL	-49,150	-42,326	-28,457	-12,364	6,423	27,458	51,352	71,054	100,130	132,936	169,861	211,338	257,767	298,167	355,601	419,275	487,832

8.2 Planilha de Cálculos - Cenário Pessimista

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Investimento [R\$mil]	49,150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maintenance periódica																
Operação [h]	0	0	672	672	1.440	672	672	0	672	672	1.440	672	672	0	672	672
	0	8.000	7,328	7,328	6,560	7,328	7,328	8.000	7,328	7,328	6,560	7,328	7,328	8.000	7,328	7,328
Tipo	0	-	A	A	B	A	A	C	A	A	B	A	A	C	A	A
Custo manutenção [R\$mil]	0	0	900	990	6,534	1,198	1,318	16,910	1,594	1,754	10,523	1,929	2,122	27,234	2,568	2,825
				1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12
O&M [R\$mil]	0	-7,200	-7,632	-8,090	-8,575	-9,090	-9,635	-10,213	-10,826	-11,476	-12,164	-12,894	-13,668	-14,488	-15,357	-16,279
Energia elétrica																
Consumo Elétrico (MWh)	0	77,481	79,805	82,199	84,665	87,205	89,821	92,516	95,292	98,150	101,095	104,128	107,251	110,469	113,783	117,197
Geração Elétrica (MWh)	0	118,592	108,630	108,630	97,245	108,630	108,630	118,592	108,630	108,630	97,245	108,630	108,630	118,592	108,630	108,630
SPOT (MWh)	0	-41,111	-28,825	-26,431	-12,580	-21,425	-18,809	-26,076	-13,339	-10,480	0	-4,503	-1,379	-8,123	0	0
Tarifa SPOT (R\$/MWh)	0	0,78	0,78	0,47	0,49	0,51	0,54	0,57	0,57	0,59	0,62	0,66	0,69	0,72	0,76	0,80
Compra Distribuidora (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,849	0	0	0	5,153	8,566
Tarifa Distribuidora (R\$/MWh)	0	0,40	0,44	0,47	0,49	0,51	0,54	0,57	0,57	0,59	0,62	0,66	0,69	0,72	0,76	0,80
Custo energia elétrica [R\$mil]	0	-32,067	-22,484	-12,315	-6,155	-11,006	-10,145	-14,768	-7,555	-6,232	2,404	-2,952	-949	-5,872	3,911	6,827
Energia Calorífica																
Consumo Calorífico (Gj)	0	686,934	707,542	728,768	750,631	773,150	796,345	820,235	844,842	870,187	896,293	923,182	950,877	979,404	1,008,786	1,039,049
Geração Cogeração (Gj)	0	907,392	831,171	831,171	750,631	831,171	831,171	907,392	844,842	870,187	896,293	923,182	950,877	979,404	1,008,786	1,039,049
Geração Convencional (Gj)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás natural																
Consumo GN Cogeração (km³)	0	40,800	37,373	37,373	33,456	37,373	37,373	40,800	37,373	37,373	33,456	37,373	37,373	40,800	37,373	37,373
Tarifa GN Cogeração (R\$/m³)	0	1,28	1,35	1,41	1,48	1,56	1,63	1,72	1,80	1,89	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54
Consumo GN Convencional (km³)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa GN Convencional (R\$/m³)	0	2,12	2,23	2,34	2,46	2,58	2,71	2,84	2,98	3,13	3,29	3,45	3,63	3,81	4,00	4,20
Custo GN [R\$mil]	0	52,265	50,268	52,782	49,612	58,192	61,101	70,040	67,364	70,733	66,485	77,983	81,882	93,860	90,275	94,788
Input CAPEX [R\$ mil]																
CAPEX [R\$mil]	-49,150	0	-900	-990	-6,534	-1,198	-1,318	-16,910	-1,594	-1,754	-10,523	-1,929	-2,122	-27,234	-2,568	-2,825
Custo Total (3 Turbinas)																
Custo [R\$mil]	0	27,398	36,317	49,546	58,567	57,473	61,909	82,395	72,230	77,730	91,576	89,854	96,722	129,711	112,110	120,718
Custo Total (2 Turbinas)																
Custo [R\$mil]	0	51,489	61,254	66,871	77,970	79,610	86,817	103,573	102,062	111,159	128,502	131,625	143,247	170,698	169,544	184,392
Ganho anual [R\$mil]																
Ganho Anual [R\$mil]	-49,150	24,091	24,937	17,325	19,402	22,136	24,908	21,178	29,832	33,429	36,926	41,771	46,525	40,987	57,434	63,674
VPL	-49,150	-25,059	-122	17,203	36,605	58,742	83,650	104,828	134,660	168,089	205,015	246,786	293,311	334,298	391,732	455,406