



UNIFACS
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES

**UNIFACS UNIVERSIDADE SALVADOR
MESTRADO EM ENERGIA**

ELTON SANTOS SOARES

**MITIGAÇÃO DE PERDAS REGULATÓRIAS NA GERAÇÃO
TERMELÉTRICA ATRAVÉS DE QEE**

Salvador
2016

ELTON SANTOS SOARES

**MITIGAÇÃO DE PERDAS REGULATÓRIAS NA GERAÇÃO
TERMELÉTRICA ATRAVÉS DE QEE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação,
Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salva-
dor, Laureate International Universities, como requisito
parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Barbosa
Coorientador: Prof. Dr. Kleber Freire da Silva

Salvador
2016

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities)

Santos, Elton Santos

Mitigação de perdas regulatórias na geração termelétrica através de QEE./ Elton Santos Soares.- Salvador: UNIFACS, 2016.

126 f. : il.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Profº. Dr. Daniel Barbosa.

Co - Orientador: Profº. Dr. Kleber Freire da Silva.

1. Política energética. 2. Usinas termonucleares. 3. Política nuclear. I. Barbosa, Daniel, orient. II. Silva, Kleber Freire da, orient. II. Título.

CDD:333.79

Dedico este Mestrado a Manoel, Feliciano e Erica pelo apoio e incentivo em minhas escolhas.

AGRADECIMENTOS

Aos professores Daniel Barbosa e Kleber Freire, pela orientação e incentivo em cursar este Mestrado.

Ao professor Miguel Rivera-Castro, pelo incentivo de uso do latex como linguagem de programação e pelas dúvidas tiradas ao longo do aprendizado de uso desta ferramenta.

Aos amigos e colegas do Mestrado pela boa companhia no período de aulas e incentivo em determinados momentos.

Aos meus pais, pela educação moral e ética além de todo suporte dado ao longo da minha vida.

À minha irmã, pelo companheirismo e motivação.

E aos meus amigos, pela cumplicidade e presença nas horas mais importantes.

“Os grandes navegadores devem sua reputação aos temporais e tempestades.”

(Epicuro de Samos)

RESUMO

As termoeletricas foram instaladas no país como fonte de segurança energética, devido a nossa dependência de fatores climáticos para produção de energia. Atualmente, esses empreendimentos estão trabalhando de forma contínua, implicando em uma aceleração das manutenções periódicas estabelecidas pelos fabricantes de suas unidades geradoras e exigindo a capacidade máxima outorgada pela agência reguladora. A regulação da energia no Brasil exige o cumprimento do fornecimento da capacidade contratada quando o despacho atende a ordem de mérito, dificultando o planejamento das paradas de manutenção as quais incorrem em responsabilidade de reposição do lastro de energia não entregue por parte do agente gerador. Neste sentido, o agente gerador depara-se com a situação de optar por seguir atendendo o despacho ininterruptamente ou realizar as paradas contratuais determinadas pelos fabricantes arcando desta forma com o alto custo da penalidade. Além disso, algumas destas usinas possuem o consumo interno abatido de sua geração plena e já encontram-se sendo penalizadas, mesmo que em menor monta em relação às grandes paradas. A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) surge como opção para maximizar o atendimento ao despacho, visando que toda sua capacidade instalada esteja dedicada à exportação de todo o montante comprometido nos contratos estabelecidos no ambiente regulado e que haja a possibilidade de substituir máquinas que possam ser interrompidas para manutenção. Neste sentido, torna-se relevante entender os impactos nos âmbitos regulatórios de usinas termoeletricas em alguns cenários de despachos estabelecidos como premissa, modelando a viabilidade técnica e a viabilidade econômica da utilização da QEE para tal finalidade. Adicionalmente, será apresentado um estudo de caso de uma usina termoeletrica situada no estado da Bahia, a qual apresenta exposição nos seus contratos em ambiente regulado em função dos problemas elencados. A metodologia apresentada utilizou alguns tópicos de QEE para modelagem de um sistema de correção de fator de potência o qual atendeu tecnicamente à usina tratada no estudo de caso. Após a viabilidade técnica, realizou-se um estudo de viabilidade econômica desta solução, no qual obteve-se comum êxito. Espera-se verificar o emprego das tecnologias de QEE estudadas, visando facilitar o planejamento das manutenções e maximizar a potência disponível para atendimento ao despacho de geração de energia em usinas termoeletricas com características similares.

Palavras-chaves: Geração termoeletrica. Qualidade da energia elétrica. Ordem de mérito.

ABSTRACT

The thermoelectric power plants were installed in the country as energetic security, due to our dependence on climatic factors to produce energy. Nowadays, these projects have been working in a continuous mode, hastening the contractual maintenance established by the manufacturers of their generating sets and with all their installed capacity dispatched by the regulating agency. The regulation of energy in Brazil requires compliance with the supply of the contracted capacity, otherwise the energy generating agent may be incurred with financial sanctions. Give that, the agent of power generation faces the situation of choosing to attend to the energy demand in full capacity or perform their maintenances determined by the manufacturers, handling with the high costs of penalties. Moreover, some power plants have the internal consumption withdrawn from their full generation and are already being penalized, even being a small amount. The Power Quality (PQ) come as an option to maximize the power plant attendance, aiming that all its installed capacity be dedicated to the amount exportation that is compromised with the regulated power generation supply contracts and that may occur some replacement of machines that will be under maintenance. In this regards, it is relevant to understand the impacts in the regulatory area for thermoelectrical power plants in some power generation scenarios as premisses, modeling the technical and economical feasibility for using the PQ to that objective. In addition, a case study of a power plant located in the state of Bahia, which is exposed in their contracts in the regulated environment depending on the problem listed above was presented. In the methodology it has been evaluated some PQ topics and modeling a system of power factor correction that attended technically the power plant treated in the case study. After the technical feasibility, it was performed an economical feasibility analysis of this solution, where have achieved common success. It is expected to check the use of the PQ technologies studied, aiming to favour the maintenance planning and maximize the available power to attend to the generation dispatch in thermo power plants with similar characteristics.

Keywords: Thermoelectrical generation. Power quality. Order of merit.

LISTA DE TABELAS

4.1	Percentual dos empreendimentos de geração por tipo	29
4.2	Comparativo do balanço de energia no SIN nos anos de 2006 e 2016	30
5.1	Custos do Plano de Manutenção para 2017 em milhares de R\$	48
5.2	Impacto do consumo interno no ressarcimento para 2017 em milhares de R\$	49
5.3	Impacto do ressarcimento total para 2017 em milhares de R\$	49
5.4	Percentual gerado pela UTE estudo de caso desde outubro de 2012 até dezembro de 2013	49
6.1	Potência instalada e consumo interno da usina termoeétrica objeto de estudo	52
6.2	Tabela de cargas	55
6.3	Dados técnicos do motor do sistema de arrefecimento	55
6.4	Relação de ilhas de motogeradores e os respectivos painéis DAS e TSAs	56
6.5	Medições de FP nos TSAs	59
6.6	Valores calculados e comerciais de kVAr de correção de FP para cada TSA e DAS	61
6.7	Valores de Corrente esperada antes e após a correção do FP	62
6.8	Premissas para cálculo do VPL nos cenários A, B e C	64

LISTA DE FIGURAS

3.1	Fluxo de caixa de um investimento	26
3.2	Variação do VPL em função da TMA	27
4.1	Relação do Módulo de Ressarcimento com demais módulos da CCEE	31
4.2	Esquema geral do módulo de Ressarcimento da CCEE	32
4.3	Totalização dos ressarcimentos devidos pelo agente vendedor no CCEAR	37
4.4	Fluxograma do processo de ressarcimento da CCEE	38
5.1	Purificadora de óleo lubrificante da Alfa Laval	41
5.2	Purificadora de óleo combustível do fabricante Alfa Laval	42
5.3	Turbocharger da marca ABB	43
5.4	Elementos que compõem o balanço energético de termelétricas à combustão	45
5.5	Gráfico comparativo entre o despacho e a geração da UTE estudo de caso desde outubro de 2012 até dezembro de 2013	50
6.1	Motogerador de Energia Elétrica do fabricante Wärtsilä, modelo 32	52
6.2	Balanço Energético simplificado da UTE estudo de caso	53
6.3	Diagrama unifilar simplificado da UTE estudo de caso	53
6.4	Dados técnicos das medições com analisador de qualidade da energia elétrica no DAS	57
6.5	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-1	57
6.6	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-2	57
6.7	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-3	58
6.8	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-4	58
6.9	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-5	58
6.10	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-6	59
6.11	Histograma de medição de FP no painel DAS-I-7	59
6.12	Tabela de correção de FP para descobrir o fator k	60
6.13	Corrente em um dos painéis DAS durante operação, antes da ativação dos estágios do banco de capacitores	62
6.14	Corrente em um dos painéis DAS durante operação, após a ativação dos estágios do banco de capacitores	63

6.15	Variação do VPL para o cenário A	65
6.16	Variação do VPL para o cenário B	66
6.17	Variação do VPL para o cenário C	66
6.18	Valor de TIR para o cenário C	67
6.19	Valor de VPL em função do TMA para o cenário a 62,5% de despacho	68
6.20	Expansão da oferta termelétrica no Brasil até 2030	69
6.21	Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no SE/CO no final de novembro de 2016	69
6.22	Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no NE no final de novembro de 2016 .	70
6.23	Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no SE/CO em abril de 2017	70
6.24	Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no NE em abril de 2017	71
6.25	Economia mensal no ressarcimento para os cenários B e C	72
6.26	Economia mensal no ressarcimento para diferentes cenários, com diferença entre PLD e CVU de 100 R\$/MWh	73
7.1	Guia de Manutenção, página 50	81
7.2	Guia de Manutenção, página 51	82

LISTA DE SIGLAS

MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWmed	Megawatt médio
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CCEE	Câmara de Comercialização da Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
QEE	Qualidade de energia elétrica
STHPP	Solar Thermal Hybrid Power Plant
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eólica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
SIN	Sistema Interligado Nacional
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
CVU	Custo Variável Unitário
CMO	Custo Marginal de Operação
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
HFO	High Fuel Oil
UPS	Uninterruptible Power Supply
TE	Transformador Elevador
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
EAR	Energia Armazenada
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
NO	Norte
NE	Nordeste

SUMÁRIO

1	Introdução	8
1.1	Objetivo	10
1.2	Divisão do trabalho	11
1.3	Contribuições da pesquisa	11
2	Revisão bibliográfica	12
3	Fundamentação Teórica	20
3.1	Energia Reativa e o Fator de Potência	20
3.1.1	Reatores Fixos	21
3.1.2	Capacitores Fixos	21
3.1.3	Compensadores com Chaveamento Mecânico	21
3.1.4	Compensadores Dinâmicos com Chaveamento por Tiristores (CCT)	21
3.1.5	Velocidade de Compensação	22
3.1.6	Acionamento e Retirada de Capacitores	22
3.1.7	Custo com Manutenção	22
3.1.8	Custo da Solução e Fornecimento	22
3.1.9	Queda de Tensão	23
3.1.10	Perdas na Instalação	23
3.1.11	Subutilização da Capacidade Instalada	23
3.1.12	Custo com Equipamentos	24
3.2	Análise de Investimento	25
3.2.1	Valor Presente Líquido	25
3.2.2	Taxa Interna de Retorno	26
3.3	Considerações sobre o capítulo	27
4	Termelétricas: de segurança energética à exposição ao risco regulatório	28
4.1	Termoelétricas no Sistema Interligado Nacional	28
4.2	O problema do ressarcimento por ordem de mérito	30
4.3	Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade	32
4.4	Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade	33
4.5	Ressarcimentos devidos aos CCEARs por Disponibilidade	34
4.6	Consolidação dos Ressarcimentos Apurados	36

4.7	Considerações sobre o capítulo	39
5	Produção Termelétrica Brasil:aspectos técnicos e regulatórios	40
5.1	Manutenções contratuais em usinas termoelétricas	40
5.1.1	Sistemas suscetíveis a manutenção periódica	41
5.1.1.1	Sistemas de lubrificação	41
5.1.1.2	Sistema de combustíveis	42
5.1.1.3	Sistema de Arrefecimento	42
5.1.1.4	Sistema de admissão de ar	43
5.1.1.5	Sistema de exaustão, válvulas e cabeçotes	43
5.1.1.6	Sistemas de emissão de gases	44
5.1.1.7	Sistemas mecânicos	44
5.1.1.8	Sistemas supervisórios	44
5.2	Perdas de Processo nas usinas termoelétricas a combustão	44
5.2.1	Transformadores de Potência	46
5.2.2	Cargas essenciais	46
5.2.3	Subestação Compartilhada e Subestação Distribuidora	46
5.3	Impacto do Ressarcimento no Plano de Manutenção e na Rotina	46
5.3.1	Planos de Manutenção	47
5.3.2	Rotina	48
5.4	Considerações sobre o capítulo	50
6	Viabilidade de produção:benchmarking de solução de QEE	51
6.1	Viabilidade Técnica	52
6.2	Viabilidade Econômica	61
6.2.1	Valor Total do Investimento	61
6.2.2	Potência Maximizada	61
6.2.3	Valores de Penalidades por Não Atendimento ao Despacho	63
6.2.4	Análise do Valor Presente e Taxa Interna de Retorno	63
6.3	Impacto da Melhoria nas Projeções Futuras	68
6.3.1	Curto Prazo	69
6.3.2	Médio e Longo Prazo	73
6.4	Considerações sobre o capítulo	73
7	Conclusão	74
	REFERÊNCIAS	79

Introdução

O suprimento energético no Brasil é importante para a economia do país, considerando que sua operação requer uma gestão eficiente na transmissão, distribuição e geração de energia para atendimento às demandas distribuídas por todo seu território. Através do Sistema Interligado Nacional(SIN), possui características únicas em âmbito mundial e interliga as regiões de carga determinadas em Sul, Sudeste, Norte, Nordeste e Centro-Oeste, as quais podem realizar intercâmbios de energia entre si de forma que todas as regiões possam dar suporte ou ser suportadas pela outra quando necessário, limitando-se apenas à capacidade de transmissão (ONS, 2016c).

Dispostos no organograma do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), os Centros Regionais de Operações (COSR), os quais estão submetidos ao Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), tem um papel importante nesta gestão, uma vez que estão responsáveis pelo controle e gerenciamento das cargas e despachos de todas as fontes de geração interligadas ao SIN. O atual modelo do Setor Elétrico foi criado entre 2003 e 2004 e tem como objetivos principais garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e universalização do atendimento para todas as regiões, com controle e operação realizado por tais centros (ONS, 2016d).

De forma a garantir a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético no Brasil, criou-se o Comitê do Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) o qual possui competências voltadas para este objetivo através de análises periódicas das condições de abastecimento, oferta e qualidade dos insumos energéticos, produção industrial e dificuldades e riscos que comprometam a segurança e futuras ampliações no sistema (MME, 2016).

Como ferramenta de análise do risco de dessuprimento, utiliza-se a Curva de Aversão ao Risco, a qual estabelece patamares de segurança para que o sistema continue operando de forma satisfatória sem risco de racionamento abaixo de 5%, observando-se um horizonte de 05 anos, melhoria esta implementada após os racionamentos de 2001. Através desta ferramenta, o CMSE pode analisar com maior confiabilidade a criticidade do nível dos reservatórios de geração hídrica, fonte esta a qual é predominante no Brasil, utilizando outras fontes de geração como suporte em casos emergenciais se necessário (ANEEL, 2013).

O sistema elétrico brasileiro possui uma matriz hidroelétrica, onde há forte dependência do regime pluviométrico, cuja variação sazonal da precipitação impacta na variação do níveis nos reservatórios e, conseqüentemente, os períodos de maior ou menor disponibilidade de geração de energia para a demanda do país(ANEEL, 2016a).

Apesar das perspectivas futuras de ampliação da matriz hídrica de geração de energia, o Plano Nacional de Energia PNE 2030 sinaliza que até o ano de 2030 o aumento de demanda estimado será superior à capacidade de expansão desta fonte, concluindo que as demais fontes deverão compor a matriz energética do Brasil com maior intensidade. Tais limitações estariam associadas às questões sócio-ambientais e regulatórias como fatores que contribuem para tal esgotamento (EPE, 2008).

Neste sentido, visando contribuir para a garantia dos níveis de reservatórios da geração hídrica

dentro os parâmetros de segurança de suprimento energético, as termelétricas têm sido cada vez mais presentes em nossa realidade, incorrendo em severos despachos desta fonte que possui custos de combustível, operação e manutenção elevados quando comparada com a fonte hídrica. Estas usinas possuem características emergenciais, com procedimentos de partida em curto período e combustível previamente armazenado, premissas estas as quais facilitam a entrada em operação em tempo hábil complementando a geração hídrica, tornando assim nosso sistema interligado hidrotérmico.

Para que houvesse uma devida operação de um sistema hidrotérmico, estabeleceu-se uma metodologia chamada Valor da Água, o qual apurava o custo de uso de água nos reservatórios de forma a atender a uma demanda adicional de carga. Desta forma, as usinas térmicas que possuem valores inferiores ao Valor da Água encontrariam-se despachadas, atendendo desta forma à economicidade e planejamento futuro de uso dos recursos hídricos. Além desta premissa básica, as termelétricas também atendem ao atendimento por outros requisitos do SIN, a exemplo de razões elétricas ou segurança sistêmica (PUC-RIO, 2006).

Nas análises de despacho termelétrico, ainda segundo PUC-RIO (2006), dependem basicamente do seu Custo Variável Unitário (CVU), valores estes que irão compor a elaboração do Custo Marginal de Operação (CMO) visando despachar as térmicas por ordem de mérito de custo de forma a minimizar o custo de operação do sistema e ordenando todos os recursos de geração de energia elétrica necessários para o atendimento da demanda.

Em face a isto, a regulamentação do sistema elétrico brasileiro prevê que estas usinas operem dentro de uma taxa de indisponibilidade da geração em um valor predefinido em leilão, a qual avalia em um horizonte de 60 meses o percentual de horas em que estes empreendimentos estiveram fora de operação. No entanto, o método de apuração das taxas de indisponibilidade não leva em consideração apenas grupos geradores desligados, mas também grupos geradores abaixo da potência demandada ante à sua capacidade total. Estas taxas podem ser utilizadas de acordo com o plano de manutenção preventivas destes empreendimentos, contudo, pode se fazer necessário utilizá-las em toda sua totalidade ou em valores superiores ao estabelecido em contrato por problemas de planejamento ou despacho em valores superiores ao esperado. Caso isto ocorra de forma a representar risco de atingimento dos valores limites de tais taxas, a usina corre o risco de sofrer penalidades financeiras, técnicas e operacionais.

Ainda neste contexto, o despacho termelétrico aumentou consideravelmente desde outubro de 2012 em um ritmo intenso, processo este que tem mantido um comportamento estável até a recuperação dos níveis de reservatórios. Este aumento de despacho pode ser visto nos relatórios diários emitidos por ONS (2016a), nos quais estão relacionadas as usinas térmicas despachadas, o percentual desejado para suprimento energético e o motivo pelo qual estas usinas estão gerando energia elétrica. Nestes relatórios é possível verificar que algumas destas usinas estão atingindo níveis de operação inferiores ao desejado, dificuldade esta a qual pode estar relacionada ao atingimento de marcos de manutenção muito antes do previsto em seus contratos celebrados em leilão.

Face a estas necessidades que foram antecipadas de forma inesperada, muitos agentes se veem na opção de postergar algumas manutenções contratuais. Em contrapartida, muitas das atividades a serem realizadas podem ser caracterizadas como não postergáveis em função da necessidade de manter-se as cláusulas de garantia associadas aos equipamentos, os quais podem ter valores agregados

de extrema relevância face à condição operacional.

Diante desta condição hidrológica desfavorável, o ressarcimento surge como um fator regulatório de alto risco a estes empreendimentos, uma vez que os valores utilizados no mercado de energia podem vir a atingir níveis muito elevados, os quais são diretamente proporcionais às penalidades aplicadas. Este ressarcimento trata-se do pagamento realizado pelos agentes de geração às empresas distribuidoras que constam em seu contrato de compra e venda de energia elétrica, os quais são forçados a buscar no mercado com preço elevado a energia não entregue por estes empreendimentos.

Além da expressividade do montante o qual o ressarcimento pode atingir, o mesmo possui apuração mensal no valor total calculado, levando a alguns empreendimentos a lançarem mão de outros recursos financeiros para cumprimento de tal dívida, uma vez que os valores podem se apresentar elevados o suficiente para serem liquidados com o valor em caixa disponível. Tal opção pode levar a estes empreendimentos a comprometerem o equilíbrio e estabilidade do seu caixa por vários meses ou anos.

Em referência ao supracitado, uma das alternativas para melhorar os indicadores operacionais e minimizar os efeitos decorrentes do despacho incompatível com o estabelecido em contrato no campo da eficiência energética, pode-se obter melhorias através de estudos de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) e Cogeração, as quais podem agregar resultados diretamente proporcionais à geração de energia. Devido ao alto valor agregado à geração de energia através das termoeletricas, os resultados operacionais e financeiros são altamente sensíveis à eficiência energética destas usinas, onde a correção adequada do fator de potência, no âmbito da QEE, representa uma grande economia (FIRMO; NEPOMUCENO, 2005).

A soma destes impactos aos empreendimentos é de tamanha relevância que, diversas opções de suprimento alternativo à esta demanda interna, desde que esteja sendo abatida da exportação da usina, são passíveis de análise como opções a serem discutidas visando mitigar a glosa no seu resultado final. Estas discussões requerem, evidentemente, análises de custo benefício, viabilidade técnica e econômica, taxa de retorno, dentre muitas outras premissas antes de avaliarmos a implantação de possíveis soluções de modo a evitar exposições para tal usina. Com base neste contexto, este trabalho apresenta estudo de caso no âmbito da QEE, onde foram instalados bancos de capacitores visando maximizar a disponibilidade de geração de uma UTE no estado da Bahia, contribuindo para redução do consumo interno, aumento da margem sobre a receita e redução das penalidades por entrega de energia abaixo dos contratos firmados de compra e venda de energia.

1.1 Objetivo

Tem-se como objetivo geral propor alternativas técnicas para mitigar a exposição de usinas termoeletricas às penalidades do despacho por ordem de mérito diante de problemas de eficiência energética, desenvolvendo um estudo de caso de um empreendimento com estas características no estado da Bahia. A solução técnica aborda o atendimento do consumo interno por meio da correção do fator de potência no âmbito da QEE, utilizando métodos e ferramentas de estudos de viabilidade técnica e econômica.

Os principais marcos para o atingimento do objeto geral na ordem cronológica de apresentação

neste trabalho são os seguintes:

1. Elaborar estudo de viabilidade técnica para a usina do estudo de caso da utilização de correção do fator de potência como alternativas para maximização do despacho de geração de energia.
2. Elaborar estudo de viabilidade econômica, referenciando-se à 03 cenários distintos de geração através das ferramentas de engenharia econômica VPL e TIR.

1.2 Divisão do trabalho

O capítulo I abrange a introdução ao trabalho, bem como os objetivos gerais e específicos e a seção Divisão do trabalho.

O capítulo II inclui a revisão bibliográfica, no qual descrevemos e contextualizamos sucintamente o ponto de vista de autores e suas referidas pesquisas as quais contribuíram para o desenvolvimento do tema proposto.

O capítulo III apresenta a fundamentação teórica para melhor entendimento das disciplinas que compõem a solução para o problema apresentado.

O capítulo IV apresenta a estrutura atual da matriz termoeétrica brasileira e seus aspectos na regulação, operação e impactos no balanço energético nacional, bem como perspectivas futuras.

No capítulo V, é exposta a questão do potencial termelétrico e suas limitações diante do ressarcimento para usinas despachadas por ordem de mérito, introduzindo ao leitor a problemática a qual motivou o presente trabalho relacionado aos aspectos de manutenção e perdas de processos destas usinas.

O capítulo VI delimita e descreve a correção de fator de potência realizada visando atender o consumo interno da usina termoeétrica objeto de estudo, contextualizando tecnicamente a integração e correlação entre ambas. Adicionalmente, utiliza os subsídios e modelos propostos no capítulo III IV e V para compor os estudos de viabilidade técnica e viabilidade econômica aplicado à usina termoeétrica objeto de estudo, fazendo referência às tecnologias avaliadas. Apresenta-se, ao final deste capítulo, a análise dos resultados obtidos nos estudos acima descritos.

Por fim, apresentam-se no capítulo VII a conclusão do trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros.

1.3 Contribuições da pesquisa

Espera-se com o desenvolvimento desta pesquisa contribuir para os estudos de eficiência das usinas termelétricas com foco no balanço energético e suas implicações na energia despachada, bem como para projetos futuros de usinas que possuam características técnicas e regulatórias semelhantes à usina estudo de caso.

Revisão bibliográfica

O estado da arte da geração de energia elétrica vem sendo construído ao longo das últimas duas décadas com base em diversas contribuições de pesquisadores da área de energia, onde suas referidas publicações englobam principalmente, expansão, perspectivas futuras, economicidade e eficiência energética. Observou-se durante a composição da fundamentação teórica uma tendência ao desenvolvimento sustentável na relação entre demanda e produção de energia elétrica em âmbito nacional, facilitando o entendimento dos papéis dos agentes renováveis e não-renováveis envolvidos neste cenário de prospecção atual e expectativa futura da modelagem eletroenergética no Brasil.

Diante de uma grande variedade de recursos para fornecimento de energia em nosso país, Barreto (2012) propôs através de seu trabalho uma metodologia que avaliou duas etapas da expansão da rede do sistema nacional. Tal proposta visa a elaboração das diretrizes e metas de planejamento energético e a regionalização da exploração dos recursos no âmbito da geração de energia, de forma a reconhecer e não deixar de observar a crescente participação das fontes renováveis. Ele lança mão de ferramentas de análise de comparação e integração destas fontes à matriz, voltada para os possíveis estímulos de implantação e provimento da competitividade com outros recursos chegando à conclusão de que é necessário um agrupamento dos dados de produção energética no Brasil, além de aspectos indispensáveis à melhoria do planejamento energético e agregação de fontes renováveis.

Ainda no âmbito da expansão, Iha (2010) produziu um combustível capaz de contribuir para a oferta de energia em uma região do estado do Amazonas, no qual comunidades pudessem ser supridas sem a necessidade de combustíveis fósseis tradicionais. Também foi produzido um combustível capaz de substituir biocombustíveis com grande importância alimentícia para a região.

Esta necessidade de contribuir com a ampliação da matriz renovável foi detalhada por Marcoccia (2007) ao analisar a participação do etanol na matriz energética através de novas matérias-primas e com forte participação do mercado sucroalcooleiro, atendendo cenários de caráter nacional e internacional. Com foco na expansão da oferta de energia, foram analisadas as características de consumo e domínio da produção de etanol no mercado brasileiro.

Seguindo a mesma linha de análise do setor sucroalcooleiro, Costa (2008) avaliou a imersão deste seguimento de forma a se tornar parte das fontes que visam aos poucos substituir os derivados de petróleo com facilidade de exportação do seu excedente de cogeração. Assim, foi desenhado e abordado o modelo dos leilões de energia nova, observando os fatores que tornariam este seguimento competitivo a nível de mercado.

Araújo e Goes (2009) apresentaram os resultados de algumas audiências públicas que balizaram-se na biomassa e energia eólica como participantes enfáticos desta perspectiva de abrangência das fontes renováveis no quesito de maior participação do sistema interligado e por consequência maior oferta energética na matriz atual. Como resultado, concluiu-se que além do fator de viabilidade técnica, há uma necessidade de intervenção forte da política governamental visando elucidar questões referente à regulamentação, possibilidade de financiamento e competitividade comercial.

Este apelo à política pública para equilíbrio no sistema nacional também é realizado por Rodrigues e Costa (2012) ao enfatizarem o papel das fontes de combustíveis fósseis e renováveis dentro da matriz energética. Foi apresentada uma discussão a respeito das prioridades e otimizações dos recursos naturais dentro do modelo de gestão energética no Brasil, observando o crescimento econômico a partir do aumento participativo das renováveis no suprimento da demanda por energia. Eles apontavam o avanço tecnológico como base para promover este ponto de vista, tirando um pouco do foco do setor petrolífero como direcionador da composição do sistema.

Visando detalhar as adequações e/ou alterações na matriz energética brasileira necessárias para fomentar o desenvolvimento ambiental e sócio-econômico, Freitas (2011) constatou que o avanço destas disciplinas estava diretamente relacionado com a coexistências de fontes derivadas de petróleo e fontes renováveis, compondo um modelo que fosse acessível economicamente à população e redução dos custos de produção de energia. Foi considerado como alto o impacto a nível nacional, dada a representatividade das fontes renováveis na participação e composição do planejamento energético.

Eficiência, dentro do contexto industrial da produção de energia, entende-se como produzir de forma otimizada utilizando todos os recursos disponíveis. Neste sentido, apresentamos a seguir publicações que correlacionam a cogeração e geração híbrida com a eficiência energética e sua importância para a economia e resultados da indústria da energia e outras aplicações. Em momento oportuno, explicar-se-á como a cogeração e a geração híbrida tem diversos aspectos em comum.

É válido ressaltar como Stys e Quade (1981) já verificavam que a cogeração seria uma opção muito interessante para equilibrar e eficientizar o balanço energético das indústrias, dadas algumas características na década de 80, dentre elas, alto custo da energia elétrica, custo de implantação das linhas de transmissão para entrega da energia ao consumidor final e baixo custo do carvão para alimentar as caldeiras visando reutilizar o vapor gerado neste equipamento.

Smith e Fischer (1986), ainda na década de 80, já vislumbravam a cogeração como uma oportunidade de negócio para as empresas, uma vez que se tratava de uma fonte de energia barata e confiável após o declínio desta opção na década de 60, com uma retomada com força total como meio de diminuir os custos internos com energia elétrica.

Ainda nesta contexto e época, os impactos ao meio ambiente já se tornava uma preocupação em todas as fontes de energia disponíveis, sendo a cogeração uma alternativa com ponto de vista positivo para a avaliação de impacto ambiental, sendo menos poluente que as fontes tradicionais de geração de energia termoeletrica (STYS; QUADE, 1981).

Além das análises de meio ambiente e econômica, um termo amplamente utilizado em análises de eficiência da indústria da energia é a análise exergética. Guarinello e Nebra (1999) analisaram o sistema de cogeração de uma turbina a gás a qual atendia a demandas de vapor e energia elétrica de uma planta na cidade de Cabo-PE. Foi utilizada a Teoria do Custo Exergético, mesclando conceitos de aproveitamento térmico e energético além dos impactos financeiros do investimento.

Kvant (2002) realizou experimentos visando avaliar a eficiência da cogeração de células combustíveis integradas a sistemas fotovoltaicos, caracterizando o conceito de cogeração não apenas como uma opção para minimizar impactos energéticos de uma usina termoeletrica, mas também de sistemas limpos que possuem alto investimento e precisam de uma vida útil prolongada de seus

equipamentos secundários, a saber, as baterias para suprimento de energia durante o período sem incidência solar. Ele concluiu que o experimento realizado de geração híbrida representa 20% do custo total caso o sistema fosse predominantemente solar ou térmico com armazenamento em baterias.

Em artigo submetido à conferência *Developments in Renewable Energy Technology International*, Chowdhury e Banerjee (2012) exploram o conceito de geração híbrida em uma proposta de geração contínua de fontes 100% renováveis, a saber, biomassa e fotovoltaica, trazendo o conceito de *Solar Thermal Hybrid Power Plant* (STHPP) à tona. Eles concluíram que o modelo proposto se caracteriza como um meio de geração híbrida com fontes 100% renováveis de larga escala face à expectativa de redução da oferta de combustíveis fósseis e redução de emissões de poluentes, se tratando de uma proposta viável para geração contínua e podendo vir a tornar-se uma das formas mais otimizadas de operação da geração de energia por fonte fotovoltaica e queima de biomassa em um futuro não muito distante da sua contemporaneidade.

Ainda no aspecto da geração híbrida como uma forma de cogeração no sentido de eficiência energética, Real e Bordons (2007) propuseram um modelo onde um sistema fotovoltaico teve parte de sua energia derivada para geração de hidrogênio, o qual alimentaria células combustíveis, injetando a soma das duas fontes no sistema de distribuição de energia.

Em um estudo de caso realizado por Pimentel (2000), a cogeração foi uma opção bastante confiável, segura e com retorno financeiro atraente para ambas opções de atender 04 hospitais na cidade do Rio de Janeiro-RJ, com dois cenários de atendimento (cogeração com equipamentos existentes e cogeração com aquisição de equipamentos). Neste sentido, o risco associado à utilização do gás é enxergado com tendência a diminuir, dado o incentivo ao uso do gás natural pelo governo brasileiro.

Neste mesmo sentido de avaliação de retorno financeiro, Correia (2001) conclui em sua pesquisa que é possível reduzir os investimentos em cogeração com biomassa produzida na indústria sucroalcooleira, desde que utilizado o processo de gaseificação da mesma conforme as modelagens presentes no referido estudo. Tal processo é realizado em etapas físico-químicas, de forma a extrair um combustível gasoso de limpo e dentro dos parâmetros necessários para a geração numa turbina a gás. Após explanar sobre os aspectos técnicos e econômicos da gaseificação, foi possível analisar as possibilidades de geração de energia com biomassa.

Este empenho em minimizar desperdícios de energia com análise exérgica é visto também no trabalho desenvolvido por Braga (2000) visando eficiência na operação da central de cogeração da RAR - Refinaria de Açúcar Reunidas, onde o desempenho energético foi observado com a posterior identificação de pontos de melhorias para a referida central, como alteração de parâmetros de operação, redução da temperatura da água de processo, mudança da temperatura ambiente, dentre outros.

Passado-se alguns anos, Rojas (2007) também utilizou a análise exérgica dada a necessidade de eficiência no processo de geração de uma UTE em seu estudo de caso observando os processos e sua contribuição na performance de forma analítica, dentro do aspecto termodinâmico desta usina termoelétrica. É importante elencar que fez-se necessário definir fronteiras na elaboração de variáveis de caráter econômico possibilitando enxergar ineficiências na geração de energia.

Ainda assim, a recuperação da eficiência ainda pode apresentar pontos para melhoria, conforme

avaliado por Barbosa (2009). Em sua publicação, uma central de cogeração de elevada eficiência foi analisada visando reduzir seus gastos energéticos internos, mesmo após sofrer processo de efficientização. Isto evidenciou-se uma vez que os termos eficiência e eficácia apresentam conceitos distintos.

Os dois pontos de vista (exergético e econômico) intuitivamente entrelaçam-se e podem ser utilizados de forma unificada para avaliar investimentos em cogeração, conhecida na literatura como avaliação termoeconômica. Este foi o objetivo de Gama (2012) ao desenvolver um programa que avalia diversos cenários de cogeração e aproveitamento térmico, tendo como resultado o retorno financeiro do investimento, utilizando como exemplo motores de combustão interna.

A análise termoeconômica dos sistemas de cogeração pode utilizar diversas modelagens, conforme descrito por Cerqueira e Nebra (2009). O mesmo realizou simulações em 04 metodologias, traçando os pontos em comuns e divergentes entre elas. Ele analisou um problema de cogeração com turbina a gás e concluiu que, caso haja uma definição consistente dos produtos e unidades físicas, obteve-se o mesmo resultado com os métodos termoeconômicos *Thermoeconomic Functional Approach*, *Disaggregating Methodology* e *Theory of Exergetic Cost*.

Além dos métodos apresentados acima, pode-se avaliar a cogeração dentro do contexto de um projeto, utilizando técnicas de avaliação específicas para tal grandeza, conforme publicado por Biezma e Cristóbal (2005). Em sua publicação, o mesmo descreveu a aplicação de três métodos em um sistema de cogeração de uma fábrica na Espanha, sendo estes: *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR), e *payback period* (PP). Dados os parâmetros da planta, estas técnicas o levaram à conclusão de qual equipamento optar para agregar à unidade de cogeração.

O agrupamento das diversas viabilidades estudadas resultaram em algo além do esperado, conforme publicado por Pinto e Ferreira (2011). Foram realizadas análises de viabilidade técnica e econômica de uma central de cogeração com biomassa, onde mudou-se de um cenário deficitário de energia para um cenário com excedente de energia após suprimento das demandas internas da empresa Enterprise.

A eficiência energética nos trabalhos apresentados é de suma importância para o suprimento energético do Brasil quando ampliamos seus impactos em escala de subsistema entre as regiões. Segundo ANACE (2012) a matriz vem sofrendo mudança de paradigmas na composição da matriz atual a partir de outubro de 2012, onde a situação hidrológica que abastece as usinas hidroelétricas se aproximou muito do cenário de racionamento de energia ocorrido em 2001, quando o ONS acionou 2.100 MW de geração térmica para garantir a segurança energética do país.

No ponto de vista da QEE, Campos (2001) apresentou um estudo de caso em um ambiente industrial, onde foi traçado o perfil das cargas em relação ao seu comportamento, além de explicitar a natureza dos equipamentos que fazem parte do sistema elétrico desta indústria tomando-se como problema principal as distorções harmônicas, as quais podem ser originadas na concessionária de energia ou nos equipamentos. Como objetivo voltado para a conservação de energia e QEE, ele conclui que havia a necessidade de implementação de algumas melhorias, a exemplo de melhorar o sistema de aterramento e solicitar um monitoramento mais efetivo da concessionária, além da instalação de filtros ativos e realização de melhorias nos estudos de seletividade.

Em pesquisa com temática similar, Muhamad e Radzi (2007) realizaram pesquisa com

10 clientes de empreendimentos industriais a respeito do efeito da QEE no atendimento recebido e nos resultados econômicos destes consumidores, onde foi identificado que clientes da área de semicondutores obtiveram os maiores prejuízos quando ocorriam eventos relacionados à interrupção de energia, principalmente nos aspectos de perda de produção, desgaste de equipamentos e dano aos produtos em fase de industrialização.

Tendo em vista os problemas de QEE afetam o processo produtivo, Marafao e Paredes (2008) discutiram a importância do ponto de referência para monitoramento da QEE, abordando os erros que podem incorrer na medição de circuitos trifásicos com condutor de retorno caso fosse escolhido um ponto de referência erroneamente. Por meio de duas abordagens (referência virtual e condutor de retorno), os autores programaram uma simulação em campo e comprovaram a influência do referencial de tensão na distorção harmônica total, o que poderia causar uma avaliação equivocada de um afundamento de tensão. Este evento, uma vez mal interpretado, pode ser um problema para um processo industrial químico por inteiro.

Em outro relato, foram avaliados os custos associados à QEE na indústria Portuguesa nos diferentes setores produtivos analisando os distúrbios que causavam interrupções de tensão. Estes custos foram avaliados baseando-se no tempo de indisponibilidade da produção de tais indústrias, comparando períodos de 01 segundo, 03 segundos, 1 hora e 04 horas de interrupção, levando a valores totais anuais de custos associados à QEE. Concluiu-se que existem poucos mecanismos de avaliação para tais valores, dificultando a exatidão dos custos por perdas produtivas oriundas de problemas com a QEE, consequentemente tornando complexa qualquer análise de investimento e seu custo benefício (PATRAO JOAQUIM DELGADO; FONSECA, 2011).

Ainda assim, existem diversas propostas para o cálculo do fator de potência, cujas variações implicam diretamente na complexidade e nos valores de ressarcimento das usinas. Desta forma, Saribulut (2014) propôs um algoritmo simples para calcular o fator de potência via diferença de fases, reduzindo de forma relevante algumas equações matemáticas para tal finalidade. Assim, para comprovar a eficiência de tal proposta, foram realizadas simulações em diversos cenários de sistemas de potência com distorções em seu balanço de energia.

Outra proposta a ser levada em consideração na análise da QEE na indústria está relacionada com o projeto de um transformador de estado sólido para maximização dos ganhos dos conversores do tipo AC/DC e DC/AC, onde AC corresponde à corrente alternada (do inglês, *alternating current*) e DC corresponde a corrente contínua (do inglês, *direct current*). Este processo ocorreu colocando estes conversores em um conversor matricial, o que proporcionou uma melhora no índice de fator de potência e uma redução na sobretensão e subtensão, adicionadas com algumas funcionalidades para o caso de de ocorrências default de energia. Ao simular a referida proposta, traçou-se a curva de desempenho e apresentaram-se algumas funcionalidades deste transformador (BANEI; SALARY, 2014).

Em proposta semelhante, o controle de reativos foi a estratégia escolhida por Mertens e Couto (2015), para melhorar a eficiência da rede de distribuição de uma determina subestação. Ele observou que grande parte das instalações de sistemas elétricos era inadequado em diversos sistemas de distribuição, possibilitando a implementação de diversas melhorias. A instalação do banco de capacitores reduziu as perdas por energia reativa, onde apurou-se um payback de 4 anos e 7 meses.

Agregando as temáticas de conservação de energia, QEE e monitoramento da energia elétrica, Oliveira (2009) submeteu a um programa computacional desenvolvido com base em modelo matemático de filtro ativo dados de medições realizadas no campus da Universidade Estadual de Campinas em diversos pontos. O foco empregado destinou-se às variações na amplitude de tensão e distorções na forma de onda, analisando as principais causas e efeitos. Concluiu-se que os reatores do sistema de iluminação proporcionavam uma redução no consumo de energia destes equipamentos, mas também aumentava as ocorrências de distorções nas correntes, deixando como recomendação a implantação de um sistema geral de medição e monitoramento nesta universidade.

Em contrapartida à evolução dos meios de controles industriais e itens para consumidores finais através da eletrônica, a qualidade da energia elétrica tende a sofrer negativamente, caso não haja um controle efetivo dos principais indicadores de QEE, segundo Dougherty e Stebbins (1997). Interessante notar que neste período estudado, já tinha-se uma preocupação com fatores relacionados a interrupção de fornecimento, *sag*, *swell*, ruídos e distorções harmônicas os quais impactavam nos resultados produtivos destas indústrias.

De forma similar, Coney (1996) relatou questões técnicas associadas com a produção e uso da elétrica no país África do Sul. Ele identificou que os problemas relacionados à QEE impactavam de forma negativa na indústria Sul-africana. Partindo da interrupção de fornecimento como um dos principais problemas em função das longas distâncias percorridas pelas linhas de transmissão das fontes geradoras, ele concluiu que deve-se buscar formas de mitigar estas ocorrências através de tecnologias de armazenamento para situações emergenciais.

Em um aspecto voltado para o gerenciamento dos contratos de fornecimento do ponto de vista da QEE, identificou-se que a flexibilização e remoção gradual das regras impostas pelo estado à indústria de utilidades promoveria uma mudança estrutural nos contratos de venda de energia, possibilitando atuar incisivamente nos aspectos relacionados à QEE, conforme elencado por Kennedy e Samotyj (1998).

Seguindo esta mesma linha de trabalho voltado para o fornecimento de energia, Nascimento (2001) analisou a geração distribuída e suas influências na qualidade da energia entregue, em função de estudos realizados sem a devida fundamentação. Por meio de simulações e medições, o mesmo concluiu que fazia-se necessária a implementação de bancos de capacitores como medida mitigatória às longas e constantes variações de tensão na rede causadas pelas proteções anti-ilhamento de geradores síncronos.

Koltermann e Souza (2010) também analisaram a QEE em grupos geradores movido a biogás, sob condições de cargas diversas. Através da análise dos indicadores de corrente, tensão, frequência e distorções harmônicas com apoio de um analisador de energia, chegou-se a resultados satisfatórios de qualidade da energia gerada, contudo, havendo algumas ocorrências de variação de frequência que dificultava a conexão à rede de distribuição, impossibilitando o fornecimento de energia excedente. Apesar dos valores apresentados terem se mantido dentro dos limites estabelecidos no PRODIST, foi proposto o redimensionamento dos condutores visando mitigar tais ocorrências.

A interrupção do fornecimento de energia por problemas relacionados à QEE afetam as indústrias de alta tecnologia, conforme elencado por Yin e Huang (2001). Eles realizaram uma

pesquisa relacionada às ocorrências de problemas de variação de tensão em diversos segmentos de indústrias, visando entender o impacto causado por tais eventos. De todos os segmentos avaliados, concluíram que indústrias voltadas à alta tecnologia sofriam maiores problemas na produção em função dos problemas de variação de tensão.

A preocupação com atendimento aos pré-requisitos de indicadores de QEE na geração de energia foi avaliada por Lu e Yang (2016), ao compararem os valores obtidos em uma fazenda eólica em Taiwan nas variáveis tensão, corrente, potências ativas, reativas e aparentes, fator de potência, frequência, distorções harmônicas e variações de tensão com valores de referências aos requisitos da Taiwan Power Company (TPC). Tais medições realizadas durante 35 dias concluíram que o empreendimento estava atendendo às normas da rede da TPC.

Visando compreender os impactos da distorção harmônica em sistemas trifásicos, Paredes (2006) utilizou o referencial de tensão como fator de análise que viria a influenciar de forma relevantes nestes indicadores de QEE. De forma a prover uma melhoria no dimensionamento de equipamentos, propôs-se a utilização do Teorema de Blakesley como metodologia principal, tendo utilidade para as concessionárias, consumidores final e fabricantes de equipamentos.

Conforme elencado pela ANEEL (2016b), as usinas termoeletricas tem crescido em participação na composição estrutura da matriz energética brasileira, a qual é predominantemente hídrica. Esta crescente participação tem ao longo dos anos dado os primeiros passos para a caracterização da matriz como hidrotérmica, principalmente após a crise energética que aconteceu em 2001.

Esta composição matricial foi estudada por Probst (2006) no sentido de avaliar matematicamente como minimizar as perdas de geração e consolidar a eficiência do despacho das fontes hidroelétricas e termoeletricas. Objetivando a máxima eficiência da implementação, foi utilizado o método de pontos interiores primais-duais de trajetória central e preditor-corretor. Utilizando esta ferramenta e analisando o fluxo de potência, propôs-se um modelo otimizado computacional que pudesse eficientizar as decisões de planejamento energético em relação ao despacho destas usinas.

A participação das usinas hidroelétricas no conceito de sistema hidrotérmico foi abordada por Scarcelli (2012) observando dentro do planejamento energético estes empreendimentos totalmente desacoplados. Foi proposta a utilização do Planejamento Dinâmico para otimização individualizada destas usinas. Através deste método chamado de defluência caracterizada, obteve-se êxito em reduzir os custos de operação mantendo-os próximo dos limites ótimos.

Considerando a existência de um sistema hidrotérmico e observando os aspectos de emissão de poluentes pelas usinas termoeletricas, Santos (2007) avaliou a utilização de biodiesel como alternativa sustentável para usinas que utilizam motores a combustão, minimizando os principais impactos ambientais comparando-se com derivados do petróleo convencionais e citando tecnologias que minimizariam os impactos negativos deste combustível. Apesar das possíveis barreiras técnicas que impediriam uma maior abrangência competitiva com os derivados de petróleo, o aspecto ambiental se tornou atrativo diante da facilidade de atendimento às resoluções para condicionantes ambientais e construiu-se um cenário de expansão desta fonte renovável como fator de desenvolvimento sustentável das usinas termoeletricas.

De forma a compreender melhor o despacho de geração de energia elétrica do ponto de

vista do custo futuro, PUC-RIO (2006) analisa que a combinação de diversas fontes de geração no sistema hidrotérmico apresenta um desafio em obter o menor custo de operação para o sistema, considerando a incerteza das afluências como a variável de maior contribuição de erros para tal análise. Esta indefinição pode levar a frustração da expectativa de produção eletroenergética, podendo levar à tomada de decisões as quais elevem o custo marginal da operação com o despacho de usinas termelétricas mais caras.

Dentre os derivados de petróleo estudados, o gás natural apresentou características favoráveis ao aumento da participação no consolidado de fontes de geração de energia em âmbito nacional. Segundo Lourenço (2006), além de possuir diversas vantagens de utilização quando comparado com o petróleo, diversas mudanças no setor elétrico já vinham sendo favoráveis a uma participação mais incisiva desta fonte. Esta análise foi realizada através de uma investigação minuciosa da situação das reservas naquele momento, além de tendências futuras, dados de produção e diretrizes políticas, tanto nacional quanto internacionalmente. Ele concluiu que existiam demandas que justificavam novos investimentos neste setor, além de riscos futuros de suprimento energético, criando um cenário totalmente favorável a coexistência entre sistemas hídricos e térmicos. É importante destacar que 10 anos após a projeção feita pelo autor, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta tais características.

Nesta etapa foram apresentadas algumas publicações que abordam a matriz energética em seus diversos aspectos e escalas. Tais produções contribuem para a fundamentação teórica do estudo de caso proposto, principalmente com as indicações das ferramentas e métodos analíticos mais apropriados ao problema que motivou esta dissertação. Verificou-se a preocupação com a otimização do planejamento energético e custos de operação, embasando a proposta do referido trabalho em efficientizar o uso das termoeletricas dentro do sistema hidrotérmico com ações regulatórias e técnicas. Também foi observado como as análises energética e exérgica tratam a eficiência e eficácia como premissas para o sucesso econômico de qualquer investimento em cogeração.

De forma complementar, observou-se as análises e estudos nos quesitos de QEE e seu impacto em diversos segmentos que fazem uso da eletricidade. Tais análises, quando referenciadas para o parque termoeletrico de geração no Brasil, facilitam o entendimento de como a demanda por energia pode ser suprida com a soma de diversos fatores de redução de desperdício, melhor aproveitamento de recursos e determinação no sentido de otimização da produção da energia elétrica. Além desta análise de trabalhos relevantes para os temas elencados, faz-se necessário compreender os métodos analisados para análise e decisão da solução técnica proposta para a usina estudo de caso, fundamentados a seguir.

Fundamentação Teórica

A fundamentação teórica que embasa este trabalho apresenta como referencial assuntos relacionados a duas disciplinas com características bastante distintas. A QEE, de forma a garantir uma solução que possibilite a redução de perdas internas ao processo produtivo de geração de energia elétrica e a Engenharia Econômica, contribuindo com a metodologia para composição do ponto de vista econômico-financeiro da proposta apresentada.

Analisando a QEE como ambiente de estudo, percebe-se uma disciplina com riqueza de observações relacionadas à preocupação com a vida útil dos equipamentos e com a continuidade do suprimento de energia, enumerando uma série de características relacionadas à grandeza da eletricidade e atribuindo algumas metodologias de forma atingir os resultados desejados por tais variáveis. Na UTE estudo de caso, estes problemas relacionados à QEE poderiam vir a representar um grande problema caso a mesma estivesse despachada para fornecimento de energia elétrica.

A Engenharia Econômica apresenta-se como uma disciplina a qual fornece uma série de metodologias para análise de investimentos, as quais possuem características voltadas à tomada de decisões com base em critérios econômicos. Uma vez que a etapa de identificação, seleção e análise de uma oportunidade melhoria está em curso, os aspectos econômicos tendem a compor tal estudo. No âmbito industrial, tais estudos tem importância no aspecto da melhor otimização de recursos, uma vez que entende-se que exista uma carteira de projetos selecionados para que os recursos financeiros alocados seja o mais eficiente possível para estes empreendimentos.

3.1 Energia Reativa e o Fator de Potência

A eletricidade configura-se como uma das principais grandezas com impacto no desenvolvimento da indústria e da sociedade, o que a coloca como principal centro das atenções nos quesitos de eficiência e qualidade. Os quesitos de qualidade abrangem diversas opções de estudo, sejam elas relacionadas à estabilidade da energia elétrica, bem como na redução de perdas por redução de distorções harmônicas, variações rápidas de tensão, ou com energia reativa em grande quantidade.

O problema apresentado neste trabalho trata de cargas essenciais de uma UTE no estado da Bahia a qual possui uma série de equipamentos com alto consumo de energia reativa por questões de características de fabricação. Desta forma, visando buscar a eficiência energética de tais instalações faz-se necessário realizar a compensação de reativos impostos na rede de energia elétrica por tais equipamentos através da análise das possíveis soluções disponíveis e aplicáveis às características deste empreendimento. No âmbito da QEE, pode-se avaliar opções de compensação desta energia reativa analisando as soluções existentes as quais enquadram-se como Compensadores Estáticos de Reativo (CER).

Segundo Motta (2005), o CER é um equipamento não rotativo capaz de absorver ou gerar energia reativa, a depender do objetivo necessário à sua aplicação a depender do efeito que esteja ocorrendo nas instalações elétricas. Ele é formado por um gerador ou receptor estático de reativo,

através da solicitação de corrente reativa ou indutiva de um sistema elétrico. Tais sistemas inicialmente foram criados com o objetivo de controle das oscilações rápidas de tensão em instalações industriais (*flickers*), oriundo de equipamentos de alto consumo de corrente em curtos períodos de utilização.

Ainda neste contexto, começaram a ser utilizados o CER em sistemas de potência os quais evidenciava-se a ocorrência de variações de potência reativa, para que pudessem ser atingidos os seguintes objetivos relacionados à QEE e eficiência energética:

- a) Redução do desbalanceamento entre corrente e tensão;
- b) Prevenção de colapso na rede elétrica;
- c) Controle de subtensões;
- d) Melhoria na estabilidade em regime permanente e na estabilidade dinâmica de um sistema elétrico;
- e) Amortecimento de oscilações de frequência.

No estudo realizado ainda por Motta (2005), existem diversos modelos de CER os quais estão associados às necessidades específicas dos fenômenos relacionados à potência reativa nas instalações elétricas, os quais podem resumir-se aos seguintes tipos:

3.1.1 *Reatores Fixos*

Com aplicação muito utilizada para sistemas de transmissão, possuem pequena utilização quando comparados aos capacitores. Realizam a absorção de energia reativa.

3.1.2 *Capacitores Fixos*

É a forma mais simples e financeiramente eficiente de compensadores, através de sua conexão em tempo integral nos painéis ou conectados os equipamentos que fornecem energia reativa. Amplamente utilizados para correção de fator de potência, solução a qual foi escolhida no estudo de caso.

3.1.3 *Compensadores com Chaveamento Mecânico*

São capacitores ou reatores conectados em grupos denominados bancos, em configuração paralela ao sistema através de disjuntores que operam abertos ou fechados conforme solicitado pelo sistema de potência no qual estão conectados.

3.1.4 *Compensadores Dinâmicos com Chaveamento por Tiristores (CCT)*

Trata-se de um grupo de capacitores e reatores os quais são chaveados através de equipamentos eletrônicos de potência denominados tiristores. Em condições padrão, o tiristor é colocado entre estes elementos de forma a limitar a corrente de curto circuito no capacitor, preservando este equipamento.

Vale ressaltar que este elemento o qual visa melhoria na QEE pode gerar alguns transitórios durante o seu acionamento, de forma que deve-se ajustar o chaveamento de forma a reduzir estes fenômenos o máximo possível.

Com base nestas descrições, pode-se observar que existem soluções de compensação de reativo para os fenômenos apresentados no sistema elétrico de um instalação industrial. Tais soluções podem ter um comportamento convencional (os quais utilizam contadores e controladores automáticos com relés na saída) ou um comportamento dinâmico (a tiristores e controladores automáticos com tiristores na saída). Silva (2009) sintetizou as características principais destas duas vertentes de compensadores, elencando as seguintes características:

3.1.5 *Velocidade de Compensação*

Neste aspecto, os compensadores convencionais são mais lentos, em função da necessidade de descarga dos capacitores e da velocidade de reação comum a sistemas eletromecânicos. Já os compensadores dinâmicos possuem uma velocidade superior em função de uso de equipamentos eletrônicos os quais podem responder a um comando em fração de segundos.

3.1.6 *Acionamento e Retirada de Capacitores*

Nos sistemas convencionais tal característica fica dependente do sequenciamento pré-ajustado e do tempo permitido para retorno à conexão. Em sistemas dinâmicos, apesar de existirem pré-ajustes de sequenciamento, possuem flexibilidade em função de não dependerem da descarga dos capacitores.

3.1.7 *Custo com Manutenção*

A vida útil e custo com manutenção dos sistemas convencionais é de curto período em função do acionamento constante de contadores dos equipamentos eletromecânicos, o que requer inspeções periódicas em frequência maior. Nos sistemas dinâmicos a ausência de arcos elétricos e partes móveis eleva substancialmente a vida útil e redução do custo de manutenção, contudo, elevando o preço final do produto.

3.1.8 *Custo da Solução e Fornecimento*

Neste aspecto, os sistemas convencionais possuem valor de mercado mais acessível e uma ampla gama de fornecedores, o que leva a uma maior competitividade e disputa por mercado de aplicação. Nos sistemas dinâmicos, existe uma gama reduzida de fabricantes e o custo tende a ser bastante elevado.

Além do fator custo, um sistema dinâmico apesar de realizar uma compensação mais assertiva a nível de controle, possui algumas desvantagens as quais vem tornando seu uso reduzido em instalações industriais, dentre as quais podemos citar como principais a elevação da tensão de pico da linha em função de características de operação dos tiristores e descontinuidade da compensação reativa, a qual não ocorre em tempo integral. Estas soluções apresentadas, desconsiderando-se as vantagens e

desvantagens técnicas e operacionais apresentadas, são fundamentais para um controle de reativo eficiente em instalações elétricas industriais, melhorando a relação entre a energia ativa e reativa e consequentemente melhorando o Fator de Potência das instalações.

O Fator de Potência é a relação entre a Potência Ativa medida em Watts (W) e a Potência Total (ou Aparente) medida em VoltAmpère (VA), o qual apresenta-se como um número adimensional conforme detalhado na equação 3.1 por ambos tratarem-se de medidas de potencial elétrico (WEG, 2014). Tal relação pode variar de 0 a 1, no qual a proximidade do valor 1 representa uma maior eficiência da energia utilizada.

$$FP = \frac{P(W)}{P(VA)} \quad (3.1)$$

Dentro de uma instalação industrial, o Fator de Potência possui um papel diretamente proporcional aos resultados financeiros. Considerando que a representatividade da eletricidade em um empreendimento, seja no papel de produto exportado ou insumo básico para realização dos processos produtivos, possui um custo associado o qual relaciona-se com as demais despesas para composição do resultado, toda e qualquer ineficiência dentro desta grandeza irá se converter em uma contribuição ruim à eficiência financeira para estas indústrias.

Segundo WEG (2014), um baixo FP pode trazer uma série de problemas para uma instalação, eventos os quais podem desencadear outros problemas vindo a comprometer as questões financeiras, técnicas e sociais a uma empresa, conforme detalhamento a seguir.

3.1.9 Queda de Tensão

Pode vir a ocorrer a interrupção do fornecimento de energia elétrica em função devido ao aumento da corrente causado pelo excesso de energia reativa, além de poder sobrecarregar outros equipamentos principalmente em situações onde houvesse uma maior demanda dos sistemas onde está o excedente de reativo.

3.1.10 Perdas na Instalação

As perdas por ocorrência de calor nos condutores está relacionada diretamente à corrente circulante nos mesmos. Com o aumento de reativo, há um acréscimo nesta corrente podendo vir a causar aquecimento nos cabos e equipamentos, além de maior consumo de energia.

3.1.11 Subutilização da Capacidade Instalada

Como advento da energia reativa excessiva, limita-se a capacidade de expansão de carga em determinadas instalações, perdendo-se espaço para implementação de melhorias ou aquisição de novas tecnologias.

3.1.12 Custo com Equipamentos

O excesso de energia circulante em um determinado circuito elétrico requer a existência de equipamentos de comando, proteção e controle proporcionais às grandezas elétricas de operação, vindo a encarecer tais equipamentos. Além disto, a necessidade de cabos com seções maiores aumenta proporcionalmente com valores menores de fator de potência.

Tais problemas trazem consequências as quais podem um impacto considerável na gestão da disciplina QEE, a exemplo de:

- a) Necessidade de investimento em equipamentos de manobra e proteção;
- b) Limitação da capacidade de equipamentos já existentes, a exemplo de transformadores;
- c) Flutuação e interrupção de tensão;
- d) Ultrapassagem de valores estipulados em contrato com a concessionária de energia elétrica;
- e) Necessidade de aquisição de condutores com diâmetros maiores e conseqüentemente mais caros;
- f) Sobrecargas de equipamentos;
- g) Aumento de Perdas por efeito *joule*.

O baixo FP pode estar relacionado a uma série de fatores associados aos principais equipamentos consumidores de energia, principalmente cargas indutivas, a exemplo de motores elétricos, reatores de luminárias, transformadores, dentre outros. Tais fatores podem apresentar-se como motores operando a vazio, nível de tensão elevado, transformadores operando com pouca carga, além de outros exemplos. Apesar de diversos motivos causarem o baixo FP, na UTE estudo de caso este problema foi identificado em uma grande quantidade de motores elétricos por características construtivas relacionadas às suas grandezas de projeto, a ser detalhado no capítulo 5.

Ainda segundo WEG (2014), a correção do FP ocorre através da compensação da energia reativa instalando banco de capacitores, de forma que podem ser realizadas de quatro formas distintas, detalhadas a seguir.

- a) Correção na entrada de energia de alta tensão, atuando no FP enxergado pela concessionária de energia elétrica, solução a qual possui custo elevado pois a ineficiência ainda é mantida internamente;
- b) Correção na entrada de energia de baixa tensão, através de bancos automáticos em função da existência de uma grande quantidade de cargas com potências diferentes e regimes de demanda não uniformes;
- c) Correção por grupo de cargas, na qual o capacitor é instalado junto ao quadro de distribuição de máquinas específicas;
- d) Correção localizada, com instalação junto aos equipamentos os quais deseja-se corrigir, com a vantagem de reduzir consideravelmente as perdas na instalação, pode-se acionar individualmente cada banco e só gera reativo onde há a real necessidade;

- e) Correção mista, utilizando-se cada uma das opções relatadas em esquemas elétricos que possuam tal necessidade.

A solução proposta para o estudo de caso configura-se como uma correção localizada, na qual foi aplicado o banco de capacitores para cargas específicas de forma a aumentar o seu FP sem impactar nos demais barramentos e ligações elétricas do empreendimento.

Aplicando-se a correção do FP, obtém-se como vantagem:

- a) Maior estabilidade do nível de tensão das instalações, nas quais os capacitores tendem a contribuir com uma queda de tensão conhecida;
- b) Redução das perdas, as quais são causadas em função da passagem de corrente pelos condutores e barramento. Estas perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente;
- c) Redução significativa no custo final da energia elétrica;
- d) Aumento da vida útil dos equipamentos e das instalações;
- e) Redução da corrente reativa na rede elétrica.

Adicionalmente, acrescenta-se como vantagem para a UTE estudo de caso a possibilidade de redução de custos com penalidades por não atendimento aos contratos de venda de energia elétrica estabelecidos em contratos.

3.2 Análise de Investimento

De forma a subsidiar financeiramente um determinado investimento, pode-se utilizar uma série de ferramentas matemáticas no âmbito da economia, através de uma série de análises. Elas representam uma demonstração econômica de como uma série de variáveis podem se comportar dadas determinadas premissas. Dentre algumas ferramentas oriundas da disciplina Engenharia Econômica, optou-se por explorar e utilizar as ferramentas Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno, consolidando seus resultados para análise do impacto da melhoria proposta.

3.2.1 Valor Presente Líquido

O Método do Valor Presente Líquido (VPL) consiste em analisar o impacto dos possíveis eventos futuros os quais encontram-se associados a uma opção de investimento de capital, tomando-se como referência o comportamento do fluxo de caixa indicado o nível de atratividade de tal investimento. De forma continuada, é analisado tal comportamento ao longo da vida útil de um projeto, ou em um período específico a nível de estudo (SAMANEZ, 2009).

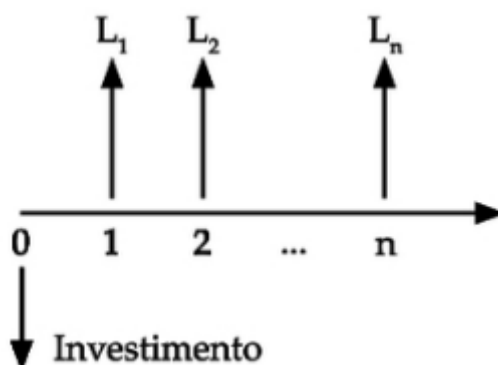
Conforme elencado por Ryba e Lenzi (2012), deverá ser analisada a série de lucros do investimento, através de valores constantes. Para tanto, faz-se necessário o uso da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a qual serve de referência para a comparação entre o valor estipulado e o ganho com o investimento. Uma vez que não há uma definição matemática para realização do cálculo deste

número, alguns critério relacionados à situação do empreendimento se fazem necessário o estudo de forma a facilitar a definição do mesmo, detalhados a seguir:

- a) Grau de risco e segurança no investimento;
- b) Liquidez esperada ou conhecida;
- c) Visão de futuro da empresa e possibilidades de crescimento;
- d) Índices de mercado relacionados à inflação ou indicadores bancários;
- e) Nível de rentabilidade.

O conceito de cálculo parte da análise dos fluxo de caixa e da expectativa de lucratividade do investimento. De forma ilustrativa, a Figura 3.1 exibe um fluxo de caixa de um investimento realizado no momento “0”, além da série de lucratividade mensal representada pela letra “L”, ocorrendo no período de “1” até “n”.

Figura 3.1 – Fluxo de caixa de um investimento



Fonte: Ryba e Lenzi (2012).

Ainda segundo Ryba e Lenzi (2012), o VPL pode ser encontrado a partir da equação 6.4, o qual possui como critério de decisão a comparação com o valor nulo: caso o VPL seja maior ou igual a zero, o investimento é financeira e economicamente viável:

$$VPL = P_n * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right] - Investimento \quad (3.2)$$

Na qual P_n se trata do lucro dentro de uma unidade do período “n” e “i” é o valor do TMA.

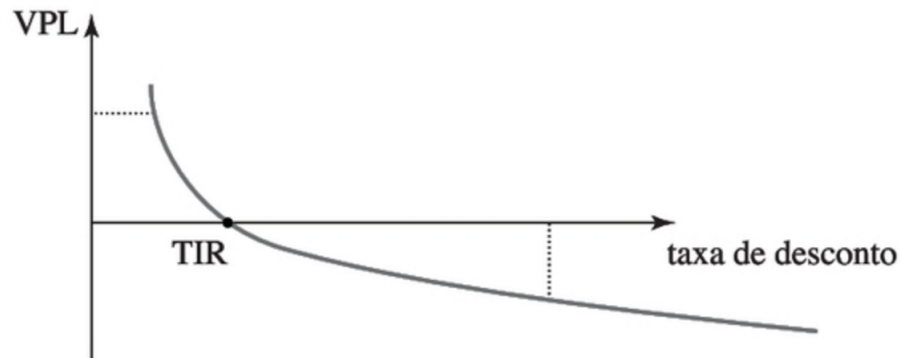
3.2.2 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno é o valor da TMA no qual o VPL atinja a nulidade. Em outras palavras, é a taxa intrínseca do investimento no qual calcula-se o valor da taxa de retorno do capital aplicado. A metodologia que define a TIR também pode ser vislumbrada na equação 6.4, com mudança de que o valor de VPL passa a ser nulo e a incógnita passar a ser a variável “i”, conforme reestruturação vista na equação 3.3:

$$P_n * \left[\frac{(1+i)^2 - 1}{i * (1+i)^n} \right] - Investimento = 0 \quad (3.3)$$

Ilustrativamente, a TIR pode ser vista como a intersecção da curva do VPL com o eixo X no valor zero, ao longo de variações de taxas de desconto ou TMA conforme disposto na Figura 3.2:

Figura 3.2 – Variação do VPL em função da TMA



Fonte: Samanez (2009).

3.3 Considerações sobre o capítulo

Apresentou-se aqui o embasamento das metodologias e ferramentas que serviram de apoio na avaliação e análise utilizados como fator de decisão para a solução apresentada no estudo de caso deste trabalho. Estas disciplinas contribuíram para uma análise mais criteriosa e assertiva da melhoria proposta, vindo a ser também de importância para outros empreendimentos que possuam as mesmas características de operação. Para uma melhor compreensão da amplitude dos impactos do despacho termelétrico na matriz brasileira, é de suma importância compor o cenário atual de geração termoelétrica do Brasil, apresentado a seguir.

Termelétricas: de segurança energética à exposição ao risco regulatório

As usinas termelétricas são empreendimentos de geração de energia que convertem a energia térmica dos combustíveis em energia elétrica (ANEEL, 2016c). Estas plantas tem um papel importante no cenário energético do país, suprindo demandas emergenciais quando operando por disponibilidade ou complementando as necessidades energéticas de locais com dificuldade de acesso à fonte hidroelétrica.

O despacho da geração destas usinas é realizado através do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão este que baseia-se na geração bruta programada dos equipamentos responsáveis pelo fornecimento da energia para atender às inequações de carga no sistema, conforme descrito em Rotina Operacional RO-AO.BR.04, Apuração de Dados de Geração e de Intercâmbios Nas Interligações Internacionais (ONS, 2016b). Isto é realizado por meio do gerenciamento das unidades geradoras as quais estão disponíveis para serem controladas por este órgão. A seguir é introduzida a importância das usinas termoeletricas na matriz brasileira, bem como a evolução no despacho nos últimos 10 anos.

4.1 Termoelétricas no Sistema Interligado Nacional

O cenário energético do Brasil contempla uma matriz com participação predominante das usinas hidroelétricas (ANEEL, 2016b), dada as proporções continentais que abrangem mais de 10% de toda quantidade de água doce do mundo (ANA, 2013) e que viabilizam a exploração de diversos pontos pela implementação de barragens e usinas à fio-d'água.

Os empreendimentos supracitados, todavia, caracterizam-se principalmente pela forte dependência da ocorrência de chuvas em pontos estratégicos para que haja o suprimento desejado e que os limites operacionais ideais estejam sempre em consonância com a sazonalidade do clima e com as demandas de geração de energia. Assim, existe um risco associado a este modo de operação que se trata dos valores mensurados dos níveis de reservatórios, os quais podem estar abaixo ou próximos dos limites mínimos operacionais vindo a incorrer em severos problemas de atendimento da demanda energética, a qual é instantânea. Este risco é minimizado quando há um forte planejamento da operação eletroenergética.

Por se tratar de uma fonte renovável e presente em grande parte do território nacional, esta fonte é tida como sustentável dentro do aspecto econômico e ambiental. No cenário econômico, seu caráter renovável e de disponibilidade do principal combustível, a água, a torna barata comparada com as demais fontes. No cenário ambiental, apesar das interferências relativamente controladas nos rios e florestas, não há poluição que contribua para emissões derivadas de carbono nem risco de radioatividade, quando comparamos com as fontes derivadas de petróleo e nuclear.

Ainda assim, visando minimizar os riscos associados à possibilidade de não ocorrência de chuvas, se faz necessário lançar mão de outras fontes, que podem operar tanto como geração de energia elétrica complementar à demanda necessária, como por razões de segurança energética. Neste aspecto, o Brasil possui uma vasta matriz energética, contemplando as mais diversas fontes de geração nos mais variados empreendimentos. A Tabela 4.1 sumariza os empreendimentos em operação, suas

respectivas potências outorgadas pela ANEEL e seu percentual participativo:

Tabela 4.1 – Percentual dos empreendimentos de geração por tipo

Empreendimentos em Operação					
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%	
CGH	548	407.891	409.795	0,29	
EOL	336	8.195.568	8.150.582	5,75	
PCH	456	4.804.747	4.781.047	3,38	
UFV	33	25.336	21.336	0,02	
UHE	204	89.574.241	86.864.078	61,33	
UTE	2.868	41.216.305	39.419.960	27,83	
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,41	
Total	4.447	146.214.088	141.636.798	100	

Fonte: ANEEL - Banco de Informações de Geração (BIG), 2016.

Conforme a Tabela 4.1, é possível perceber que as termoelétricas representam aproximadamente 28% dos empreendimentos de geração, valor superior à soma das demais fontes com exceção das hidroelétricas. É válido voltar ao período predecessor à crise energética de 2001 para entendermos o crescimento da participação termoelétrica na matriz nacional.

No ano 2000 houve um grande esforço do governo em reduzir a dependência do parque hidroelétrico através do decreto Nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, o qual instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade, visando a implantação de usinas termelétricas, em sua maior parte a gás natural (SOUSA, 2009). Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, foi necessário no entanto fazer jus a três prerrogativas, a saber:

- a) Garantir o suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministro de Minas e Energia;
- b) Garantir a aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL;
- c) Garantir pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social BNDES inclusão no Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Mesmo com estas medidas não foi possível conter a crise de oferta energética deflagrada em 1º de julho de 2001, quando o baixo valor dos principais reservatórios impediu o atendimento à necessidade do sistema interligado. Face a esta ocorrência, para que houvesse um balanço entre a oferta e a demanda e evitasse-se o corte abrupto de cargas nas capitais e indústrias tomou-se como medidas emergenciais um corte imediato de 10% do consumo na região Norte (NO) e 20% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste(SECO) e Nordeste (NE).

Após a estabilização da crise, o cenário energético veio aprimorando-se através dos leilões de energia nova e de reserva, abrindo espaço para diversas fontes e conferindo uma maior segurança sistêmica diante de eventos de dessuprimento da fonte hidroelétricas dentro dos subsistemas. Em contra-partida, pouco se evoluiu no quesito de ampliação do parque hidroelétrico no que diz respeito à agregação de novos empreendimentos representativos, análise realizada com base na Tabela 4.2.

Conforme elencado por ANACE (2012), os paradigmas da matriz energética vem sofrendo mudanças consideráveis, principalmente a partir de outubro de 2012 onde foram despachados mais de 2.100 MW de geração termelétrica de forma a dirimir o risco de atingimento de níveis de racionamento, garantindo a segurança energética no país.

Analisando um período de dez anos compreendido entre janeiro de 2006 a janeiro de 2016, segundo o detalhamento da tabela 4.2, em 01 de fevereiro de 2006 atendia-se a demanda energética nacional com aproximadamente 70% através de fonte hidroelétrica e com 8,71% de termoelétricas, sendo 5,57% de convencionais e 3,14% de nucleares. Após 10 anos, é possível perceber também na Tabela 4.2 um grande avanço das termoelétricas com participação total de 18% contra pequeno avanço de 60% de hidroelétricas observando o mesmo mês de referência (fevereiro). Apesar da queda no percentual participativo, as hidroelétricas cresceram em 10 anos com quase 5.000 MWmed no mesmo período, enquanto as termoelétricas avançaram em quase 10.000 MWmed, além da inclusão da fonte eólica que não se fazia presente no ano de 2006.

Tabela 4.2 – Comparativo do balanço de energia no SIN nos anos de 2006 e 2016

Sistema Interligado Nacional	01/02/2006		01/02/2016	
Produção	MWmed	%	MWmed	%
Hidro Nacional	35.576	71,09	40.947	60,91
Itaipu Binacional	10.106	20,20	11.656	17,34
Termo Nuclear	1.572	3,14	2.005	2,98
Eólica	0	0	2.089	3,11
Termo Convencional	2.787	5,57	10.531	15,66
Total SIN	50.041	100	67.228	100

Fonte: IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação, 2006 e 2016.

Este crescimento levou estes empreendimentos a uma mudança radical na sua operação e apuração da geração de energia elétrica. No aspecto técnico, há um avanço nos níveis de degradação das máquinas e necessidade de revisão do projeto conceitual das instalações industriais, as quais foram projetadas para um cenário menor de participação na matriz, item a ser discutido em maiores detalhes no capítulo seguinte.

No âmbito regulatório, a grande participação eleva o risco às regras regulatórias impostas à garantia de geração de energia elétrica celebrada nos contratos de compra e venda de energia elétrica, o que vem causando diversos problemas financeiros desde 2014 à usina estudo de caso e outras indústrias as quais estavam suscetíveis a características contratuais semelhantes.

De forma a contextualizar este risco regulatório, apresenta-se a seguir tópico relacionado a tais penalidades por não atendimento aos contratos firmados no ambiente regulado de geração e distribuição de energia elétrica celebrados entre os vendedores e distribuidores nos seus respectivos leilões de energia elétrica.

4.2 O problema do ressarcimento por ordem de mérito

O problema que motivou este trabalho baseia-se na regra chamada Ressarcimento, a qual pode inferir um impacto severo nos resultados financeiros de usinas termoelétricas contratadas no Ambiente

de Contratação Regulada (ACR) segundo regras determinadas no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), característico a cada usina. Tais contratos celebram a compra e venda de energia elétrica e potência associada, celebradas por entidades denominadas Agentes, sendo eles especificados por meio dos editais associados aos leilões de compra e venda de energia nova e existente (CCEE, 2016a).

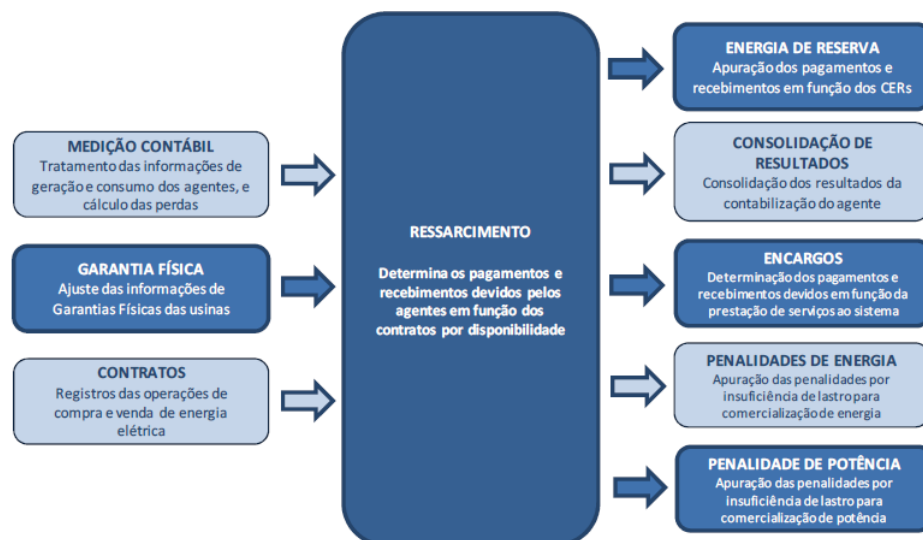
Conforme a CCEE (2016b), capítulo 1, o módulo de Ressarcimento tem como objetivo principal, partindo-se das obrigações previstas nos contratos de CCEAR, identificar e quantificar os valores finais de ressarcimento por descumprimentos de acordo contratual. Tomam-se como referência para tais quantificações as cláusulas contratuais conforme previsto em Decreto de número 5.163/04 e 6.353/08. São elegíveis a tais apurações todos os contratos firmados nos seguintes eventos:

1. Leilões de Energia Nova (LEN)
2. Leilões de Fontes Alternativas (LFA)
3. Leilões de Energia Existente (LEE)

Neste sentido, utiliza-se de forma complementar os Módulos “Medição Contábil” e “Garantia Física”, por se tratarem de documentos que contemplam informações sobre as variáveis utilizadas na apuração da energia gerada pelos agentes, além dos conceitos de termos utilizados para ingresso nos leilões já descritos neste capítulo, consolidando todo o conjunto de itens visando avaliar os recursos de energia comprometidos nos contratos por disponibilidade. Com base nestas avaliações, apura-se os déficits de geração e indisponibilidade associada a determinado período.

Ainda neste módulo, contempla-se também os cálculos referentes à liquidação financeira que deverá ocorrer de forma a fazer cumprir o pagamento do ressarcimento devido e descrito em contrato. Conforme Figura 4.1, o módulo de Ressarcimento relaciona-se com outros módulos da CCEE.

Figura 4.1 – Relação do Módulo de Ressarcimento com demais módulos da CCEE

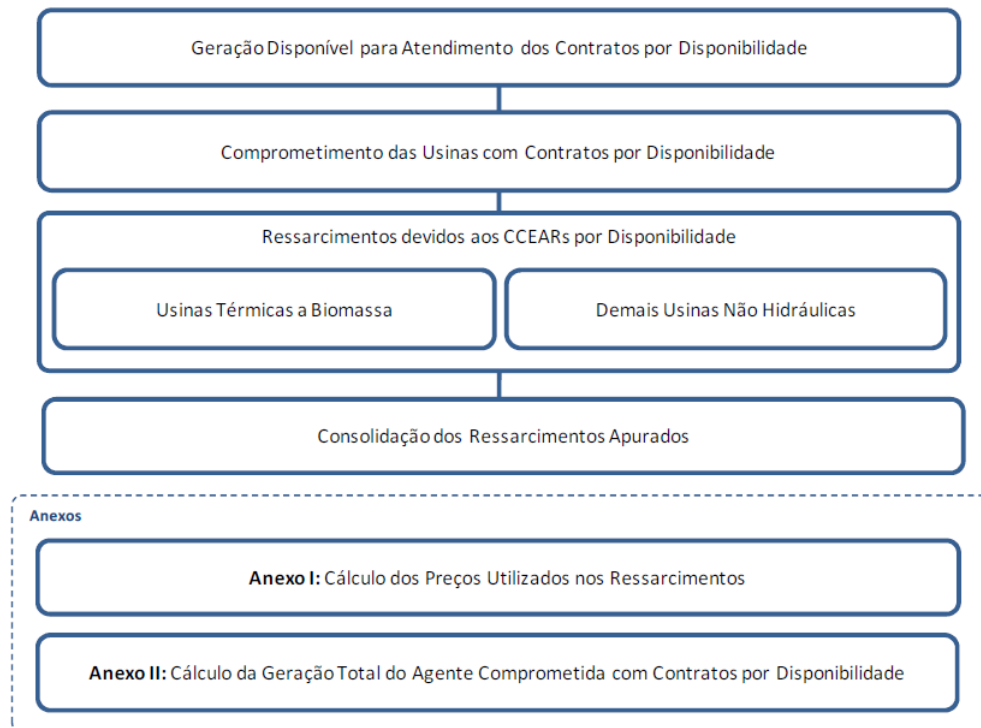


Fonte: CCEE (2016b).

Para que ocorra todo o processo de apuração, contabilização e liquidação, existem uma

seqüência de eventos a serem executados de forma a elaborar de forma assertiva os valores de ressarcimento. Estas etapas contemplam as variáveis e acrônimos específicos do sistema de contabilização da CCEE, fazendo referência quando necessária aos documentos normativos da ANEEL em seus anexos, conforme ilustrado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Esquema geral do módulo de Ressarcimento da CCEE



Fonte: CCEE (2016b).

Detalha-se a seguir as etapas descritas na Figura 4.2, com maiores informações sobre o objetivo de cada uma delas, além de contemplar as variáveis de entrada e saída, nomenclaturas, expressões e principais comandos utilizados no cálculo do ressarcimento. Tais etapas estão detalhadas no módulo Ressarcimento, elaborada por CCEE (2016b).

4.3 Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade

Esta seção contempla a geração de energia do tipo Disponibilidade, referente ao comprometimento de tais usinas de produção energética firmada nos contratos desta modalidade. Esta geração servirá de base para os cálculos de ressarcimento devidos pelos agentes vendedores não hidráulicos que não atenderam à demanda energética estabelecida nos seus CCEARs.

De acordo com a Resolução Normativa nº 231 de 2006, da ANEEL, os agentes podem gerar energia por iniciativa própria de modo a compensar, de forma antecipada, possíveis indisponibilidades de combustível. Tal geração não pode ser considerada no cálculo final da energia gerada para atendimento do CCEAR, por estar fugindo da lógica econômica do ONS, podendo apenas ser utilizada apenas para reduzir o impacto gerado pela baixa disponibilidade operacional, conforme disposto em Resolução Normativa nº 272 de 2007, da ANEEL. O despacho das usinas termelétricas realizado pela equipe de Pré-Operação do ONS é baseado na geração de menor custo, com vistas à otimização

dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A geração considerada para atendimento aos contratos por disponibilidades apurada pela usina “p”, no período “j”, é definida na equação 4.1:

$$G_DISP_{p,j} = G_{p,j} - G_GFOM_{p,j} \quad (4.1)$$

na qual G_DISP é a geração disponível para atendimento ao CCEAR, base para o cálculo de ressarcimento. G é a geração total da usina no período “j” e G_GFOM é a geração fora da ordem de mérito no mesmo período, a qual ocorreu em função de interesse próprio do agente vendedor de energia. Todas estas variáveis são computadas pela CCEE na unidade MegaWatt-hora (MWh).

4.4 Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade

Nesta seção, compreende-se o comprometimento das usinas com o CCEAR tomando-se como base a garantia física vendida nos leilões já detalhados neste capítulo. É importante salientar que o comprometimento de cada usina irá variar de acordo com o vínculo que foi estabelecido entre a capacidade de geração da usina e o perfil denominado “agente” no sistema de gerenciamento, gerido pela CCEE. Considerando que este órgão entende apenas o conceito de agente, ressalta-se, como premissas, que:

- a) A usina deve ser modelada no sistema da CCEE, onde será criado um perfil denominado “agente”.
- b) Para os agentes que possuem mais de uma usina comprometida com CCEARs por disponibilidade, A CCEE deve cadastrar sob um mesmo perfil de agente, mais de uma usina, desde que tais usinas possuam a mesma Data de Outorga e estejam localizadas em um mesmo submercado.

O comprometimento das usinas está diretamente associado à garantia física comprometida nos Contratos por Disponibilidade. Tal valor considera o volume de energia em MegaWatt médios (MWmed), o qual representa o produto contratado ao ano dividido pelas horas totais do ano. Tal energia deverá ser calculada livre de perdas internas da usina e das perdas da Rede Básica. No momento do leilão é definido pelo agente vendedor o % comprometido de MWmed. Desta forma, a geração final para cálculo do comprometimento com o CCEAR é definida na equação 4.2:

$$G_PROD_{p,t,l,j} = G_DISP_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \quad (4.2)$$

na qual G_PROD é a geração destinada para atendimento ao produto da usina “p”, referente ao produto “t”, no leilão “l”, no período de comercialização “j” medida na unidade MWh. G_DISP é a geração disponível, já detalhada neste capítulo. Por fim, temos PC_PROD, o qual constitui o valor em % comprometido para o produto “t”, da usina “u”, no leilão “l”, no mês de apuração “m”.

4.5 Ressarcimentos devidos aos CCEARs por Disponibilidade

É previsto nos Contratos de CCEAR por Disponibilidade a utilização de uma série de mecanismos para cálculo de ressarcimento ao comprador, estabelecido em suas cláusulas. Tal penalidade é associada ao não cumprimento das condições compactuadas nos leilões de energia regulado dentro da vigência de tais contratos. Tais apurações ocorrem mensalmente, para os seguintes casos:

- a) Apuração de índices de indisponibilidade acima dos valores de referência;
- b) Geração realizada em montante inferior ao despacho centralizado do ONS; e
- c) Geração realizada em montante inferior à inflexibilidade prevista em contrato;
- d) Atraso da entrada em operação comercial da usina.

Correlacionada à usina estudo de caso, a apuração da energia não entregue pode ser originada a partir de duas situações relacionadas condição operacional da usina aplicáveis ao seu contrato de venda de energia são:

- a) Ressarcimento por puração de índices de indisponibilidade;
- b) Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS.

O ressarcimento por apuração de índices de indisponibilidade é calculado com base nos indicadores de indisponibilidade mensais, consolidados em um horizonte de 60 meses móveis, conforme Resolução Normativa 169 de 2005 da ANEEL, contados a partir do início da operação comercial da usina, sendo recalculados todo mês de agosto de cada ano, para aplicação das penalidades a partir de janeiro do ano seguinte (ONS, 2006). Este tipo de ressarcimento ocorre em montantes muito inferiores ao Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS, o qual é o tipo de Ressarcimento de maior impacto à usina estudo de caso.

De forma complementar, ONS (2006) disponibiliza em seus Procedimentos de Rede na seção Manual de Procedimentos da Operação a metodologia de cálculo de tais indicadores relacionados à disponibilidade operacional das unidades geradoras, denominados de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada apurada (TEIFa), os quais apuram as mudanças do estado operativo das unidades geradoras com base no motivo que originou tais causas. Estas taxas contemplam as indisponibilidades programadas pelos agentes de geração e indisponibilidades por ocorrência de casos fortuitos, respectivamente.

O cálculo do ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS é apurado mensalmente, desde que tenham sido despachadas por ordem de mérito. O processo inicia-se conforme detalhado na equação 4.3:

$$DSP_NG_{p,j} = \max(0, ADOMP_{p,j} - G_DISP_{p,j}) \quad (4.3)$$

na qual DSP_NG é a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada de cada parcela de usina, p , no período de comercialização j . O acrônimo G_DISP é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade da parcela da usina p , no período de comercialização j e ADOMP é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço ajustado de cada parcela de usina p , no período de comercialização j . Estes acrônimos são mensurados em MWh.

É válido ressaltar que o enquadramento de uma usina em estado de ordem de mérito é realizado quando o seu Custo Variável Unitário (CVU) é menor ou igual ao Custo Marginal de Operação (CMO), valor este o qual determina as usinas térmicas que estão despachadas em sua geração máxima, revisado mensalmente com base em parâmetros do sistema elétrico, a exemplo de afluências, nível dos reservatórios, dentre outros (SOUSA, 2009).

Desta forma, passa-se a observar os produtos elegíveis à análise de descumprimento do despacho, uma vez que é entendido-se a energia gerada para o CCEAR como um Produto comercializado. Desta forma, temos na equação 4.4:

$$DSP_NG_PROD_{p,t,l,j} = DSP_NG_{p,j} * PC_PROD_{p,t,l,m} \quad (4.4)$$

sendo DPS_NG_PROD é a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto para uma parcela “ p ”, no produto “ t ”, referente ao leilão “ l ”, no período “ j ” de comercialização, mensurada em MWh. Consequentemente, temos DPS_NG explicado no parágrafo anterior multiplicado pelo percentual do Produto comercializado celebrado no CCEAR, para as mesmas parcelas, produtos, leilões e períodos observados em DSP_NG_PROD.

Partindo-se desta análise, o vendedor da energia presente em contrato ficará exposto no Mercado de Curto Prazo, em função deste atendimento. Tal exposição pode ser calculada conforme a equação 4.5:

$$EXPS_MCP_DESP_{p,t,l,m} = \sum_{j \in Em} DSP_NG_PROD_{p,t,l,j} * PLD_H_{s,j} \quad (4.5)$$

na qual EXPS_MCP_DESP é a exposição sofrida no Mercado de Curto Prazo em função da energia não gerada na parcela “ p ”, no produto “ t ”, referente ao leilão “ l ”, no mês “ m ” de apuração mensurada em Reais (R\$). Este acrônimo resulta do somatório da multiplicação do acrônimo já explicado no parágrafo anterior DSP_NG_PROD por PLD_H, o qual representa o Preço da Liquidação das Diferenças apurado por hora, no submercado “ s ” e período de comercialização “ j ”.

O PLD é o Preço da Liquidação das Diferenças, utilizado como valoração do preço da energia no Mercado de Curto Prazo mensurado em R\$/MWh. Conforme detalhado por Sousa (2009), o PLD é estabelecido pela CCEE, calculado semanalmente com base em informações estratégicas anteriormente realizadas, a exemplo de disponibilidade de geração, consumo e níveis hidrológicos nos subsistemas.

A energia não gerada é utilizada então para cálculo da Contrapartida Financeira a ser recebida pela usina responsável pela insuficiência de atendimento. Neste caso, mesmo não havendo a entrega do produto, a usina irá receber o valor correspondente a esta parcela não entregue. Esta variável é apurada através da equação 4.6:

$$CONTRA_DESP_{p,t,l,m} = \sum_{j \in M} DSP_NG_PROD_{p,t,l,j} * INC_{p,j} \quad (4.6)$$

sendo tem-se que CONTRA_DESP é a Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada Não Gerada para o Produto para uma parcela “p”, no produto “t”, referente ao leilão “l”, no mês “j” de apuração mensurada em R\$. Este acrônimo resulta da multiplicação de DSP_NG_PROD, já explicado nesta seção pelo acrônimo INC, o qual representa o preço da usina “p” no período de comercialização “j” na unidade R\$/MWh. Para a usina estudo de caso, o valor de INC se trata do CVU, valor determinado no leilão no qual celebrou os contratos de CCEAR.

É possível então, com base nestes cálculos, definir o valor do ressarcimento devido em função da energia não gerada, em atendimento ao despacho do ONS. Este cálculo é realizado através da equação 4.7:

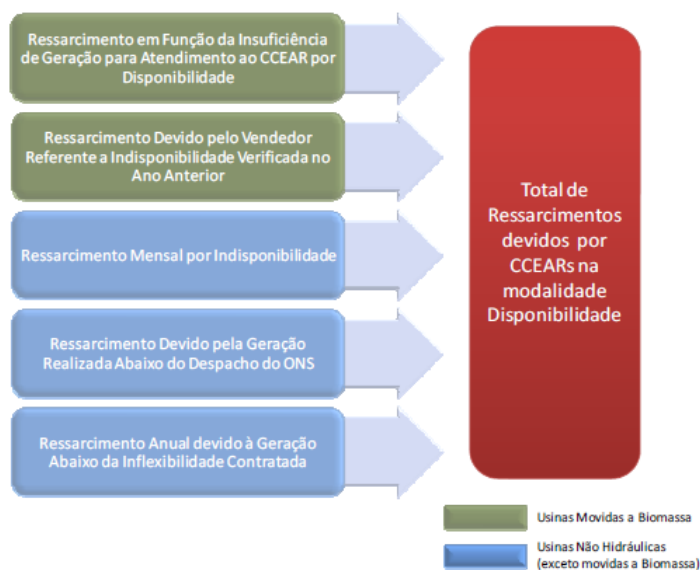
$$RESS_DESP_{p,t,l,m} = \max(0, EXPS_MPC_DESP_{p,t,l,m} - CONTRA_DESP_{p,t,l,m}) \quad (4.7)$$

sendo RESS_DESP é o Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS, obtido pelo maior valor entre 0 (zero) e a diferença entre os acrônimos EXPS_MPC_DESP e CONTRA_DESP, já detalhados nesta seção. Tal apuração é dada para cada parcela “p” de uma usina, comprometida com o produto “t”, no leilão “l”, no mês “m” de apuração. Todas elas são mensuradas em R\$.

4.6 Consolidação dos Ressarcimentos Apurados

A etapa seguinte é a consolidação de todas os ressarcimentos mensais computados ao agente vendedor de energia no CCEAR por Disponibilidade, baseados em descumprimentos de cláusulas contratuais de fornecimento. Vale ressaltar que aplica-se somente às usinas participantes dos leilões tipo LEN E LEE. Neste sentido, como existem mais de um tipo de ressarcimento a ser apurado, o total devido pelo agente vendedor é computado como somatório de todos os ressarcimentos devidos, conforma a Figura 4.3:

Figura 4.3 – Totalização dos ressarcimentos devidos pelo agente vendedor no CCEAR



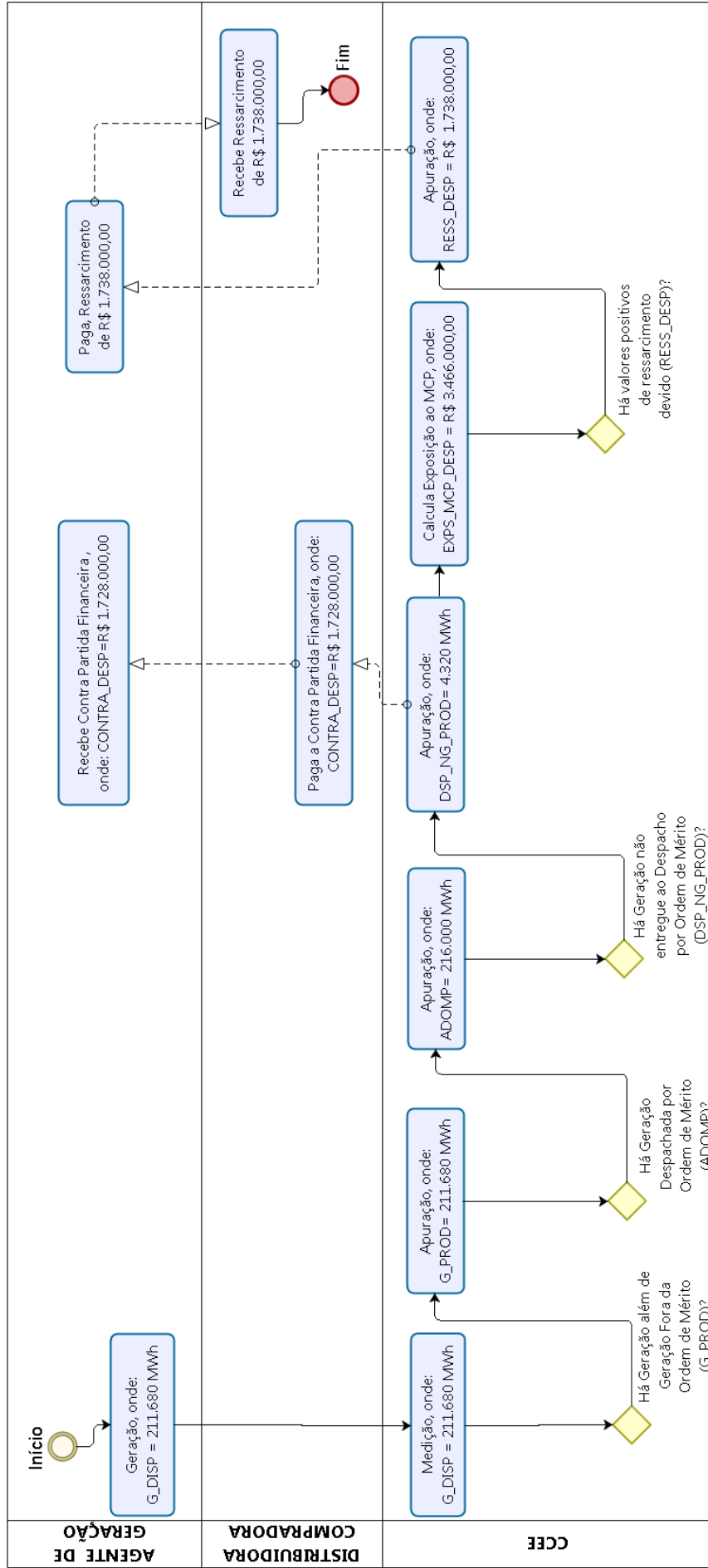
Fonte: CCEE (2016b).

De forma a exemplificar a ocorrência deste ressarcimento à usina estudo de caso, com base nas exposições relatadas sobre indisponibilidade por manutenção e por perdas no processo produtivo, pode-se detalhar com exemplos numéricos a aplicação do ressarcimento seguindo as seguintes premissas:

- a) Período de apuração de 1 mês;
- b) PLD médio no mês de 800,00 R\$/MWh (próximo ao teto em 2014);
- c) CVU da usina a 400,00 R\$/MWh;
- d) G_GFOM nula e PC_PROD igual a 1;
- e) Energia despachada sob Ordem de Mérito de 216.000 MWh;
- f) Perdas de Processo de 720 MWh, equivalente a 1 MW;
- g) Indisponibilidade por manutenção de 3.600 MWh, equivalentes a duas unidades geradoras;
- h) Energia líquida gerada em 211.680 MWh.

Desta forma, apresenta-se o fluxo das etapas de início, meio e fim do ressarcimento conforme disposto na Figura 4.4:

Figura 4.4 – Fluxograma do processo de ressarcimento da CCEE



4.7 Considerações sobre o capítulo

Neste capítulo detalhou-se a evolução da participação da geração de energia termelétrica na matriz energética brasileira destacando o cenário inesperado encontrado por tais empreendimentos, além das penalidades por descumprimento do contrato CCEAR de venda de energia por entrega inferior ao despacho do ONS. Esta análise é importante quando relaciona-se com as características técnicas e de manutenção para estas usinas conforme elencado no capítulo a seguir.

Produção Termelétrica Brasil: aspectos técnicos e regulatórios

Observando o crescimento da geração termelétrica e o aumento da exposição ao risco regulatório relatado no capítulo anterior, faz-se necessário contextualizar alguns tópicos sobre manutenção de termelétricas similares à usina estudo de caso. Esta relação é importante para relacionar o aumento da participação e a mudança de cenário em relação ao esperado no momento da realização dos leilões e seu impacto nos resultados destes empreendimentos quando existem perdas internas no processo e antecipação de manutenções contratuais os quais passariam despercebidos em um cenário participativo menor, situação esta que não ocorre desde outubro de 2012 para a usina estudo de caso.

Neste sentido, faz-se necessário detalhar os aspectos de manutenções destes empreendimentos, bem como as perdas de processo provenientes de suas características de operação para a geração de energia elétrica, observando-se desde o terminal do gerador elétrico nas unidades geradores até à subestação de distribuição. Para um entendimento mais claro, será utilizada a estrutura interna da usina estudo de caso para exemplificação do plano de manutenção e das perdas de processo.

5.1 Manutenções contratuais em usinas termoelétricas

De forma análoga aos motores a combustão utilizados em veículos de passeio, as usinas termelétricas que operam através de motogeradores possuem suas manutenções definidas pelo fabricante em função de etapas relacionadas ao seu uso. A diferença principal é que nos carros comuns utiliza-se o referencial de distância, ou seja, quilometragem percorrida. Como os motogeradores não são utilizados para movimentação e possuem rotação fixa, a sua manutenção é referenciada pelas horas de operação acumuladas e cíclicas.

A usina estudo de caso aqui apresentada possui 11 (onze) intervalos de horas de operação para que alguns pontos sejam inspecionados e peças de reposição sejam substituídas, conforme apresentado no *Maintenance Guide for Stationary Engine* no Anexo I. Neste documento, são listados os sistemas e elementos que passarão por revisão para cada intervalo de horas de operação. De forma a exemplificar a interação entre as horas cíclicas e cumulativas e tomando-se como referência a manutenção de 12.000 horas de operação, espera-se realizar também neste evento a quarta manutenção de 3.000 horas, a segunda manutenção de 6.000 horas, a décima-segunda manutenção de 1.000 horas e vigésima-quarta manutenção de 200 horas. Cumprindo todas as etapas, espera-se manter a vida útil do motogerador prolongada, maximizando a potência disponível quando esta usina for despachada.

Desta forma, pode-se estimar em qual data futura aquelas unidades motogeradoras sofrerão algum tipo de manutenção, desde que se conheça o planejamento de despacho termelétrico das mesmas, o qual varia conforme o tipo de contrato de geração de energia elétrica tal usina possui, otimizando sempre visando ter o mínimo de indisponibilidade por parada de manutenção. Esta seção é importante para contextualizar as necessidades de redução temporária do despacho das usinas para realizar tais atividades preventivas, ficando exposta às sanções contratuais caso realize tal manutenção dentro da capacidade comprometida nos contratos de venda de energia durante o despacho de geração pelo

ONS.

Tais manutenções regulares são de vital importância às unidades motogeradoras, pois previnem a ocorrência de danos de diversas grandezas, vindo possivelmente a deixar estes equipamentos parados ou inutilizáveis, a depender do nível de degradação. Isto representa uma perda de geração de energia associada à sua capacidade nominal e suscetível à exposição da usina ao despacho, podendo ser bastante custoso para a usina ter uma ou mais unidades paradas. É importante salientar que as manutenções não são apenas voltadas à mecânica do motogerador em si, mas também dos seus sistemas auxiliares que lhe suprem demais insumos e condições operacionais. A seguir, detalha-se o conceito destes sistemas bem como os elementos que o compõem.

5.1.1 *Sistemas suscetíveis a manutenção periódica*

De forma geral, pode-se dividir o sistema completo que envolve às áreas que sofrem manutenção de um sistema motogerador em 09 categorias (DIESEL, 2016). Detalha-se a seguir cada um delas, esclarecendo sua importância para o bom funcionamento do motogerador, bem como onde atuar para garantir uma boa durabilidade, vida útil prolongada e redução de custos de manutenção.

5.1.1.1 *Sistemas de lubrificação*

O sistema de lubrificação garante a distribuição do óleo lubrificante para que haja uma redução do desgaste das partes móveis, auxílio na redução da temperatura e atenuação do ruído de trabalho, representando um dos itens mais importantes para sua durabilidade. Neste sistema, atua-se verificando os níveis operacionais, o estado de saturação dos filtros e análises periódicas de componentes no óleo visando mensurar sua durabilidade e desgaste no motor. Além disto, algumas usinas termoelétricas possui sistemas de purificação do óleo lubrificante, o que acrescenta um tempo maior na sua vida útil e consequentemente reduzindo as paradas para troca ou complementação deste insumo. Desta forma, estes equipamentos purificadores também devem ser inspecionados e mantidos de forma preventiva. A Figura 5.1 é um exemplar de uma purificadora de óleo combustível, da marca Alfa Laval.

Figura 5.1 – Purificadora de óleo lubrificante da Alfa Laval



Fonte: Laval (2016).

Na usina estudo de caso realiza-se a troca de toda a carga de óleo lubrificante caso ocorra alguma contaminação no cárter ou redução expressiva dos teores de basicidade desde insumo, característica intrínseca à qualidade necessária para proteção aos sistemas móveis do motogerador.

5.1.1.2 Sistema de combustíveis

O sistema de combustíveis visa prover o motogerador com o insumo principal para a explosão dentro do conjunto de força, o qual irá ocasionar o movimento que será transmitido ao eixo virabrequim e, conseqüentemente, acionando um gerador elétrico. A manutenção desse sistema visa garantir a qualidade do combustível entregue à máquina, podendo-se atuar na verificação e troca dos filtros, sistemas de injeção, centrífugas separadoras de água e óleo, além de análises periódicas de componentes no óleo visando detectar agentes de contaminação, a exemplo de presença de água e de metais.

Com as constantes necessidades de redução de poluentes na atmosfera por parte de equipamentos de combustão, a pressão dentro do sistema de injeção vem aumentando, visando atender tais premissas ambientais. Com a elevação da pressão, os sistemas internos de injeção estão submetidos a um *stress* maior e conseqüentemente mais desgaste. Para a usina estudo de caso, a substituição dos atomizadores do sistema de injeção é recomendada a cada 3.000 horas de operação. Por se tratar de um elemento o qual influencia tanto na qualidade da combustão quanto das emissões de poluentes, é mais indicado realizar a troca com antecedência do que tardia.

Assim como o sistema de lubrificação, há o processo de purificação do óleo combustível através de centrífugas, as quais devem ser periodicamente mantidas visando garantir o combustível dentro dos parâmetros de qualidade indicados pelo fabricante. A Figura 5.2 é um exemplo de purificadora de óleo combustível, também do fabricante Alfa Laval.

Figura 5.2 – Purificadora de óleo combustível do fabricante Alfa Laval



Fonte: Laval (2016).

5.1.1.3 Sistema de Arrefecimento

Este sistema atua mantendo a temperatura de trabalho dentro dos padrões estabelecidos, os quais variam por modelo de motogerador. É de vital importância para o equipamento, uma vez que a atuação de alarmes referente a tais parâmetros podem desligar a máquina abruptamente visando evitar

maiores danos. Atua-se neste sistema verificando os níveis dos fluidos, drenagem para remoção de materiais sólidos, análises periódicas para detectar agentes de contaminação, como óleo combustível e ferro.

Com o advento de novas tecnologias de motores a diesel e óleo combustível, os aditivos químicos no sistema de resfriamento passaram a ter um papel mais importante do que a simples troca térmica. A sua eficiência está associada às constantes contaminações que possam vir a ocorrer e servem de diagnóstico para problemas ainda maiores em outros sistemas dos motogeradores. Este é um item de fácil controle, uma vez que os testes de laboratório não requerem a parada da máquina para serem realizados. Amostras são recolhidas através de sistemas de drenagem existentes nos próprios radiadores.

5.1.1.4 Sistema de admissão de ar

O sistema de admissão provê o motogerador com ar limpo de impurezas para o processo de queima. A qualidade da mistura ar combustível está relacionada à realização de manutenções como inspeção e verificação de filtros e inspeção do sistema de turbinas que faz a admissão do ar. A Figura 5.3 exibe um modelo de turbina do fabricante ABB, possível de ser encontrado em motogeradores a diesel.

Figura 5.3 – Turbocharger da marca ABB



Fonte:ABB (2016).

Na usina estudo de caso, estes sistemas podem causar alta indisponibilidade em função da quebra antes do prazo esperado, considerando que possuem equipamentos que equivalem a aproximadamente 30% do valor do motogerador, o que inviabiliza a aquisição em grandes quantidades para alocação em estoque de materiais e equipamentos sobressalentes.

5.1.1.5 Sistema de exaustão, válvulas e cabeçotes

O sistema de exaustão é a etapa final do processo de combustão, onde há a passagem de gases em altas temperaturas. Como a alta pressão de saída é aproveitada no processo de geração, deve-se observar este ponto visando identificar corrosões e vazamentos. Já as válvulas e os cabeçotes tratam de concentrar toda parte de entrada de ar e combustível e saída de gases de exaustão. Ao longo da operação destes componentes, é esperado um desgaste em função da passagem constante de gases a altas temperaturas, além dos fortes impactos decorrentes do processo de fechamento e abertura

das mesmas, ora seja permitindo a passagem de ar, ora seja vedando a câmara de combustão em conjunto com uma peça chamada sede de válvula.

Para evitar desequilíbrio no processo de abertura e fechamento, as válvulas percorrem internamente uma peça chamada de guia de válvula. É importante acompanhar o desgaste destes guias e necessidades de ajustes nas sedes, visando garantir a maior vedação possível e reduzindo possíveis paradas em função de quebra destas peças. Na rotina da usina estudo de caso, o tempo de indisponibilidade para realizar manutenções ou substituições deste sistema é alto, em função da complexidade da troca relacionada às características de peso e volume.

5.1.1.6 Sistemas de emissão de gases

Dentro do sistema de emissões, a parte mais sensível a qual requer uma atenção especial é a parte do cárter, onde fica armazenado o óleo lubrificante dentro do próprio motor. Medições de amostras retiradas neste local podem indicar diversos problemas no motor referente às contaminações no óleo lubrificante, seja por água, óleo combustível ou materiais sólidos. Na usina estudo de caso, realiza-se apenas de uma inspeção periódica, realizada em aproveitamento às demais manutenções, quando da ocorrência destas.

5.1.1.7 Sistemas mecânicos

Durante a operação, os sistemas mecânicos associados às partes do motogerador e sistemas aos quais o seu eixo está acoplado (geradores, pás de navios) estão sujeitos à temperatura alta, fluidos e vibrações. Considerando que cada peça possui uma vida útil, estar submetida a estas condições podem acelerar a redução da expectativa de sua durabilidade, requerendo que estes sistemas sejam verificados constantemente, visando identificar desgastes, rachaduras, deterioração ou corrosões.

5.1.1.8 Sistemas supervisórios

Os sistemas supervisórios basicamente passam por manutenções a nível de Tecnologia de Informação. Os mesmos entretanto, possuem alta confiabilidade de informação, fornecendo diagnósticos importantes para que as demais manutenções possam estar referenciadas a aspectos de processo mais voltados à situação atual do motogerador, a qual pode ser diferente do indicado pelo fabricante, em função da exposição a diversos cenários de instalação e manutenções realizadas anteriormente. Uma informação de alta importância neste sistema é o banco de dados de alarmes dos pontos de parâmetros operacionais do motogerador. Através de coleta periódica destes dados, pode-se montar uma tendência através de gráficos e observar o comportamento dos sistemas que compõem o processo e o que se pode esperar a nível de defeitos com base no comportamento de tal gráfico.

5.2 Perdas de Processo nas usinas termoeletricas a combustão

Após a apresentação dos pontos sensíveis do sistema de geração termoeletrica, faz-se necessário conhecer as perdas internas destes empreendimentos, as quais somadas às indisponibilidades citadas

durante as manutenções impactam diretamente na potência disponível para atendimento ao despacho de geração de energia elétrica, considerando as suas limitações e variáveis a serem detalhadas a seguir, com base em análise de sua estrutura interna.

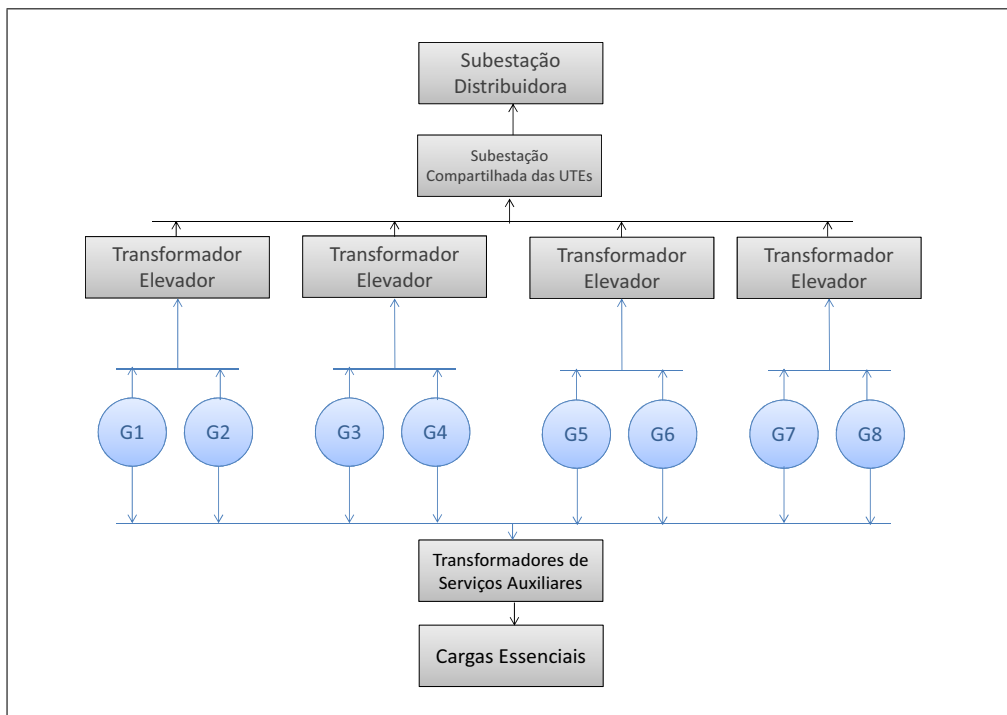
Conforme Soares e Silva (2016) detalharam a respeito da UTE estudo de caso, uma estrutura simplificada de usinas termelétricas pode ser avaliada a partir de 04 aspectos principais, a saber:

- a) Geração Bruta;
- b) Consumo Interno;
- c) Perdas;
- d) Geração Líquida.

A Geração Bruta consiste no somatório da potência instalada no terminal do gerador de cada unidade. Estes elementos realizam a injeção de potência no momento de geração plena destes equipamentos. O Consumo Interno é o somatório de cargas essenciais para a partida e manutenção da geração de energia das unidades geradoras. De forma análoga, as Perdas representam características do meio de transmissão e geração que podem acarretar reduções na Geração Bruta. Por fim, após as deduções referentes às Perdas e Consumo Interno, tem-se a Geração Líquida da usina, a qual pode ser disponibilizada direto na Rede Básica ou à uma subestação distribuidora (depende do nível de tensão de exportação).

De forma análoga à usina estudo de caso, empreendimentos termelétricos à combustão possuem balanço energético conforme disposto na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Elementos que compõem o balanço energético de termelétricas à combustão



5.2.1 Transformadores de Potência

Dentro do balanço de carga estes equipamentos possuem uma perda associada ao efeito joule e magnetização, além de realizarem a redução da tensão para atendimento de demais cargas essenciais ao processo produtivo, a exemplo do Transformadores de Serviços Auxiliares (TSA) ou promoverem a elevação da tensão dos geradores para entrega à subestação distribuidora através de Transformadores Elevadores (TE), seja por conexão direta ou através de linhas de transmissão.

As perdas relacionadas a estes equipamentos dependem principalmente do seu regime de trabalho e características construtivas, dividindo-se basicamente em dois grupos fundamentais, denominadas perdas no ferro e perdas no cobre, associadas respectivamente ao núcleo magnético e aos condutores dos enrolamentos (SANTOS, 2006).

5.2.2 Cargas essenciais

As cargas essenciais possuem um papel importante no balanço energético, vindo a constituir o que denomina-se por Consumo Interno através da soma de todas as suas contribuições. Estes elementos dividem-se em diversos grupos dentro do processo de geração de energia, sendo os maiores consumidores da energia bruta gerada nos motogeradores para que todo o processo de geração de energia ocorra de forma satisfatória.

5.2.3 Subestação Compartilhada e Subestação Distribuidora

A subestação compartilhada é um sistema elétrico composta por equipamentos de proteção, medição e interligação elétrica. A ela, estão conectados os enrolamentos primários dos TEs e uma linha de transmissão conectando-a à Rede Básica, disponível através de uma outra subestação denominada Distribuidora. Da mesma forma que na Subestação Compartilhada, a subestação Distribuidora possui uma série de equipamentos que visam garantir a integridade elétrica entre a Rede Básica e as unidades de consumo e geração. A contribuição de perdas ocorre por meio de efeito joule nos cabos condutores de energia elétrica.

Desta forma, estes elementos de geração e consumo compõem as Perdas de Processo, importante variável a ser levada em consideração no estudo de viabilidade técnica e financeira para as soluções propostas visando minimizar os impactos do ressarcimento por ordem de mérito. Tal penalidade está associada a variáveis sistêmicas e internas da usina, e a depender do comportamento das mesmas pode se tornar um problema de altíssima relevância à saúde financeira de tal empreendimento. No parágrafo a seguir detalha-se tais problemas, normas e memoriais de cálculos associados a este ressarcimento.

5.3 Impacto do Ressarcimento no Plano de Manutenção e na Rotina

Pode-se notar através dos valores simulados no fluxograma que a diferença entre o PLD e o CVU tem grande impacto no valor de ressarcimento aplicado aos empreendimentos, em combinação com valores de potência despachada também elevados. Quando o problema hidrológico relatado neste trabalho se configura em um submercado, a tendência é que o PLD opere em níveis elevados,

podendo chegar até o seu valor máximo e lavando ao despacho do parque térmico para atendimento das demandas emergenciais e garantia do suprimento eletroenergético futuro, em outras palavras, economizando água nos reservatórios através da geração termelétrica.

Considerando que um cenário hidrológico em patamares de crise normalmente não é algo esperando nos projetos de usinas futuras, alguns agentes vem enfrentando desde 2012 a necessidade de cumprir com as obrigações contratuais em valores bastante elevados, principalmente em casos onde o CVU é muito baixo, levando a uma diferença para o PLD de bastante relevância aos resultados financeiros. De forma ilustrativa, uma UTE despachada sob ordem de mérito em 100% da sua capacidade em um mês de 31 dias (720 horas), caso a diferença entre seu CVU e o PLD seja de 200 R\$/MWh, o custo mensal de 1 MW indisponível ficaria no valor de R\$ 144.000,00. É notório que este valor, levado a valores de potência indisponível em valores maiores pode ser bastante prejudicial aos resultados financeiros dos empreendimentos.

Partindo-se do ponto de vista de que a regulação aqui destacada está sendo aplicada neste cenário hidrológico de alto despacho térmico, é claramente observável que podem ser gerados valores de penalidade desproporcionais à capacidade de pagamento destes agentes, os quais podem levar muito tempo até estarem com a saúde financeira novamente equilibrada, o que passa a requerer uma revisão geral da regulamentação vigente de forma a possibilitar a mitigação destas multas.

Analisando o Informativo Preliminar Diário da Operação disponível em atualizações diárias em página na internet do ONS, é possível verificar as restrições técnicas e operacionais destas usinas termelétricas, tornando-se um grande desafio técnico e econômico atender ao despacho de geração de energia elétrica. É possível verificar o percentual despachado e o percentual entregue por cada usina, além de estar relacionado o motivo pelo qual esta usina está despachada (ONS, 2016a).

5.3.1 Planos de Manutenção

Diante da incerteza de ocorrência continuada deste cenário desfavorável, muitos agentes se viram obrigados a revisar seu ciclo de manutenção, havendo a ocorrência de decisão similar na UTE estudo de caso. Tal opção leva em consideração o aumento do custo de manutenção associado à parada das unidades geradoras para realização de tais manutenções. A depender da quantidade de potência indisponível e da diferença entre o valor de PLD e CVU, esta parada para manutenção pode agregar custos muito elevados aos resultados financeiros das UTEs, inviabilizando naquele momento a interrupção da geração de energia elétrica.

De forma ilustrativa, pode-se observar o impacto do ressarcimento no custo final do plano de manutenção esperado para 2017, caso a usina esteja sob as seguintes condições:

- a) Despachada por ordem de mérito em 100%;
- b) Diferença entre PLD e CVU em 100 R\$/MWh.

Com base nestas premissas, caso uma unidade geradora seja colocada como indisponível para realização de manutenções, o custo associado à mesma irá aumentar, uma vez que inicialmente apenas eram relacionados os custos com mão-de-obra e aquisição de materiais para consumo. Na

existência do ressarcimento, a penalidade aplicada a tal indisponibilidade é associada diretamente a tais manutenções. Considerando dados disponibilizados pela UTE estudo de caso em dezembro de 2015, os quais consideram os custos nos meses onde ocorrerão manutenções contratuais em 2017, detalha-se na Tabela 5.1 tais valores, além do possível custo com ressarcimento em 2017 na ocorrência das premissas relacionadas:

Tabela 5.1 – Custos do Plano de Manutenção para 2017 em milhares de R\$

	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
Mão de Obra	600	900	900	900	5.000	5.500	5.500	5.000
Material	1.600	2.000	2.000	2.000	14.000	16.000	16.000	14.000
Subtotal	2.200	2.900	2.900	2.900	19.000	21.500	21.500	19.000
MW parado	60	80	80	80	70	80	80	70
Ressarcimento	4.320	5.760	5.760	5.760	5.040	5.760	5.760	5.040
Total	6.520	8.660	8.660	8.660	24.040	27.260	27.260	24.040

Com base nestas informações, pode-se observar que o ressarcimento representará em 2017 aproximadamente 47% do valor total das manutenções, índice este o qual é elevadíssimo e pode causar transtornos financeiros os quais levem alguns anos para serem recuperados, ou que leve à tomada de decisões em postergar tais manutenções. Evidentemente, existem riscos associados à continuidade da operação das máquinas motogeradores caso não sejam realizadas algumas intervenções, caracterizando assim um cenário de risco operacional podendo levar até à perda do ativo de geração. Estes aspectos devem ser analisados com muita cautela, uma vez que o cruzamento destes dados vai depender de uma série de variáveis, a exemplo do custo com ressarcimento e custo com a perda da unidade. De forma intermediária, uma operação continuada sem as devidas manutenções pode acarretar em paradas muito mais duradouras do que a parada para manutenção, o que pioraria o cenário de indisponibilidades destas usinas, cabendo aos seus departamentos de engenharia, planejamento e finanças analisar em conjunto todos os cenários possíveis para a tomada de decisões de forma mais assertiva.

5.3.2 Rotina

A relação do ressarcimento com as perdas internas da usina estudo de caso possuem montante de valores de menor expressão, contudo, ainda sim de grande relevância. Relacionou-se neste capítulo que as perdas internas referente ao processo de suprimento de energia elétrica aos sistemas auxiliares pode chegar a aproximadamente 8 MW. Levando-se em consideração que algumas usinas podem estar comprometidas em toda sua capacidade instalada com os contratos de CCEAR, estas perdas internas tendem a representar uma perda financeira na ocorrência dos critérios necessários para a existência do ressarcimento.

Partindo das mesmas premissas utilizadas para avaliar o impacto do ressarcimento nas paradas para realização de manutenções contratuais, pode-se observar o impacto deste consumo interno no cálculo do ressarcimento nos mesmos meses onde considerou-se a realização dos planos de manutenção, com base na redução causada por esta demanda em 8 MW da potência entregue aos contratos de CCEAR, dispostos na Tabela 5.2:

A partir destas informações e estimativas, pode-se consolidar o impacto total do ressarcimento

Tabela 5.2 – Impacto do consumo interno no ressarcimento para 2017 em milhares de R\$

	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
MW do Consumo	8	8	8	8	8	8	8	8
Ressarcimento	576	576	576	576	576	576	576	576
Total	576	576	576	576	576	576	576	576

para o ano de 2017, valores estimados com base em premissas de despacho e custo da energia elétrica e no plano de manutenção esperado para 2017, dispostos na Tabela 5.3:

Tabela 5.3 – Impacto do ressarcimento total para 2017 em milhares de R\$

	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17
Manutenções Contratuais	4.320	5.760	5.760	5.760	5.040	5.760	5.760	5.040
Consumo Interno	576	576	576	576	576	576	576	576
Total	4.896	6.336	6.336	6.336	5.616	6.336	6.336	5.616

Nesta dinâmica, torna-se necessário para as UTEs que se enquadrem nestas características e cenários estudar possíveis adequações em seus planos de manutenção e configurações internas de perdas, visando reduzir ao máximo o impacto do ressarcimento no momento em que este evento se configure. Na UTE estudo de caso, além da revisão dos planos de manutenção, foi elencada a possibilidade de redução das perdas internas através de melhoria em variáveis de QEE, vindo a reduzir o impacto da penalidade nos resultados financeiros do seu empreendimento.

Tal avaliação foi importante principalmente pelo despacho ocorrido desde outubro de 2012, na qual a UTE estava despachada em 100% de sua capacidade, contudo, por necessidade de realização das manutenções contratuais, acabou operando em um patamar abaixo, conforme detalhado na Tabela 5.4, na qual os valores foram arredondados por questões de confidencialidade:

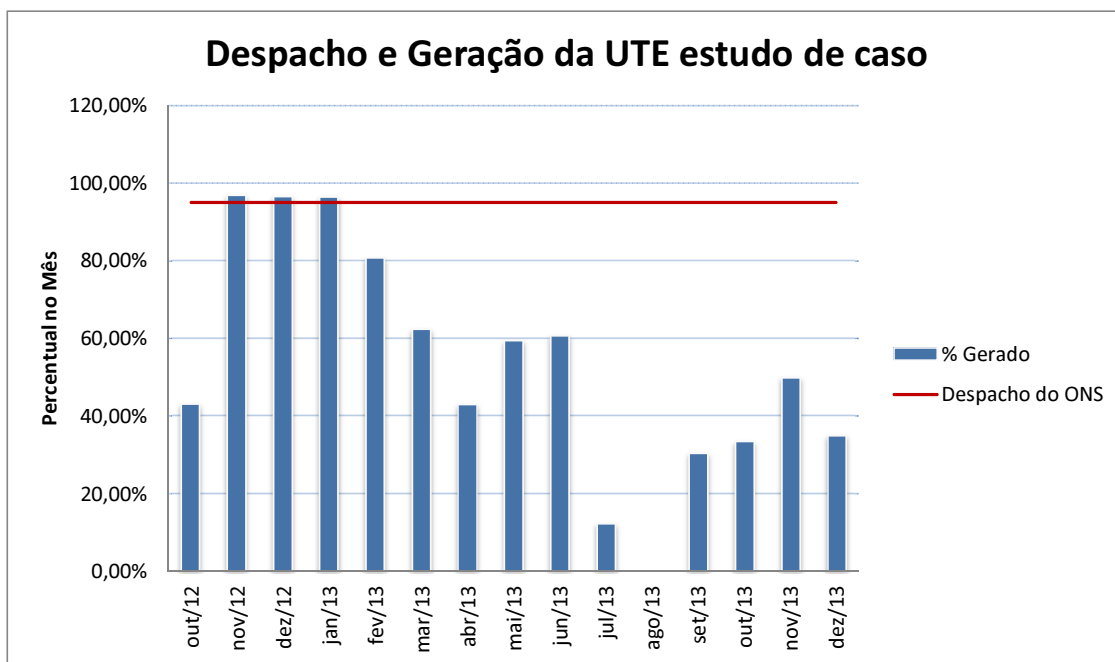
Tabela 5.4 – Percentual gerado pela UTE estudo de caso desde outubro de 2012 até dezembro de 2013

Mês/Ano	% Gerado
out/12	45,00%
nov/12	95,00%
dez/12	95,00%
jan/13	95,00%
fev/13	80,00%
mar/13	63,00%
abr/13	44,00%
mai/13	60,00%
jun/13	60,00%
jul/13	12,00%
ago/13	0,00%
set/13	30,00%
out/13	35,00%
nov/13	50,00%
dez/13	35,00%

Estes números evidenciam como o plano de manutenção tem impacto na geração disponibilizada para atendimento à geração do ONS, bem como relata como estava o despacho da UTE no ano o

qual foi aplicada a solução técnica a ser discutida no capítulo seguinte. Ilustrativamente, pode-se observar através da Figura 5.5 como a UTE distanciou-se em diversos momento do despacho máximo solicitado, além de haver variáveis neste percentual de despacho que dependem da necessidade do sistema, a qual pode ter sofrido redução em alguns meses, a exemplo de agosto de 2013.

Figura 5.5 – Gráfico comparativo entre o despacho e a geração da UTE estudo de caso desde outubro de 2012 até dezembro de 2013



5.4 Considerações sobre o capítulo

Neste capítulo detalhou-se os principais aspectos das manutenções contratuais que fazem parte da rotina da usina estudo de caso, atividades estas previstas em documentação técnica do fabricante das unidades geradoras de energia elétrica que fazem parte do seu parque produtivo. Estas manutenções, em conjunto com as Perdas de Processo apresentadas representam um risco à potência disponível para o SIN. Em contrapartida, apresentou-se também as penalidades por descumprimento do contrato CCEAR de venda de energia por entrega inferior ao despacho do ONS, em função da necessidade de realização de tais manutenções e das perdas internas e externas ao seu processo. Estes temas são importantes para embasar a solução técnica proposta no próximo capítulo, visando mitigar tais exposições.

Viabilidade de produção: benchmarking de solução de QEE

Nos capítulos 4 e 5 apresentou-se um panorama de geração termelétrica no SIN, denotando as principais exposições regulatórias face aos seguintes aspectos:

- a) Crescimento da participação da geração termelétrica e exposição ao risco regulatório superior ao modelado para participação em leilões de energia;
- b) Manutenções Contratuais: onde a exposição ocorre por não atendimento ao despacho do ONS, quando em ordem de mérito e com PLD maior do que o CVU da usina além do avanço de degradação das unidades geradoras com antecipação de manutenções de grande porte;
- c) Perdas de Processo: o consumo interno é abatido da geração bruta da usina, logo, pode haver exposição no caso de despacho superior à capacidade durante a operação, além das perdas por transformação e transmissão até a subestação distribuidora.

Face a estes possíveis problemas, a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) torna-se um campo de estudo dentro de alguns empreendimentos como solução de forma a minimizar tais exposições. Apresenta-se neste capítulo a solução de correção de fator de potência aplicada a algumas cargas da usina estudo de caso, reduzindo a sua exposição por redução da geração disponível a qual abate-se o consumo interno, considerando que 100% da capacidade bruta instalada desta usina está comprometida com o contrato de CCEAR firmado em um leilão do tipo LEN.

Tratando-se da indústria da geração de energia elétrica, empreendimento no qual balanço energético é diretamente proporcional aos seus resultados e a ocorrência de distúrbios nos seus sistemas elétricos, os problemas relacionados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) são prejudiciais à eficiência do processo e, conseqüentemente, ao valor do Megawatt produzido (SOARES; SILVA, 2016).

Neste sentido, é fundamental aplicar todos os esforços na redução destas ocorrências, principalmente àquelas relacionadas com a QEE, particularmente a questão do Fator de Potência (FP). O baixo fator de potência traz uma série de conseqüências às instalações elétricas, tais como, aumento nas perdas na instalação, quedas de tensão excessivas, subutilização da capacidade instalada, dentre outros problemas (WEG, 2014).

O estudo de caso refere-se a uma usina termelétrica situada na Bahia, na qual existem possibilidades de implementação de diversas melhorias no aspecto da QEE, tendo sido escolhido o quesito Fator de Potência. Esta implementação foi realizada mediante realização de um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), e objetivou diminuir as perdas por energia reativa para maximização de geração durante o despacho, além de avaliar o custo da implantação face ao valor do ganho financeiro após redução de tais perdas através do cálculo de VPL e TIR. Todas as informações relatadas a seguir tem como fonte de informação o Departamento de Engenharia da referida UTE.

6.1 Viabilidade Técnica

A UTE estudo de caso é composta por unidades motogeradoras movidas a óleo combustível com potência total de 300 MW de potência ativa. Estas máquinas térmicas possuem uma série de sistemas auxiliares necessários à sua partida e operação continuada, de forma análoga aos sistemas elencados no capítulo 4. Os motogeradores são a única fonte geradora de energia elétrica, os quais totalizam 120 unidades divididos em grupos de 16, sendo que dois destes grupos tem apenas 12 unidades. Cada um possui uma capacidade de geração de 2,5 MW, totalizando 300 MW de potência instalada.

Uma vez que este valor é considerado pelo fabricante localizada no borne terminal do gerador elétrico, entendemos este valor como potencial de geração bruta. Estes maquinários produzem força motriz através da combustão gerada pela queima do combustível, movimentação esta que está associada a um gerador elétrico o qual está conectado a um barramento compartilhado com os Transformadores Elevadores (TE). A Figura 6.1 mostra um modelo de motogerador do fabricante Wärtsilä, de operação similar ao estudo de caso.

Figura 6.1 – Motogerador de Energia Elétrica do fabricante Wärtsilä, modelo 32



Fonte: Wärtsilä (2016).

A Tabela 6.1 exhibe a potência instalada outorgada da usina termoeletrica objeto de estudo e a potência do consumo interno dos seus sistemas auxiliares. A referida usina possui duas UTEs, as quais serão ilustrativamente denominadas Usina1 e Usina2.

Tabela 6.1 – Potência instalada e consumo interno da usina termoeletrica objeto de estudo

Potência instalada e potência do consumo interno			
UTE	Potência outorgada (MW)	consumo interno (MW)	consumo interno (%)
Usina1	150	4,25	8,5
Usina2	150	4,25	8,5

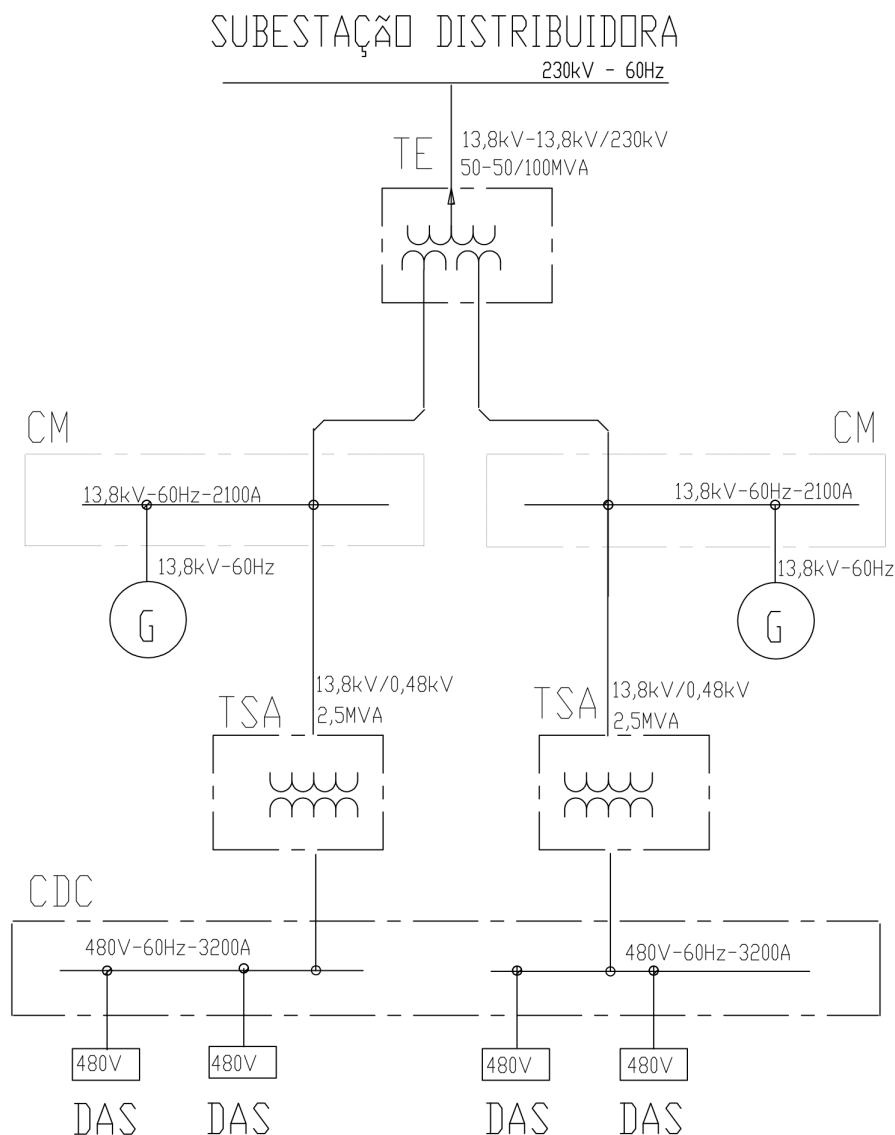
Neste sentido, todo o balanço energético do seu sistema produtivo impacta diretamente em seu resultado global (Geração Líquida), uma vez que estes sistemas possuem uma demanda energética (Consumo Interno) que é diretamente subtraída de sua Geração Bruta de energia elétrica, conforme a Figura 6.2.

Figura 6.2 – Balanço Energético simplificado da UTE estudo de caso



De forma a promover uma análise mais efetiva, é importante compreender a relação entre os elementos que compõem a estrutura de geração e consumo analisando o papel de cada um deles e como se relacionam entre si. Uma vez que deseja-se analisar esta interação do ponto de vista elétrico, apresentam-se tais elementos em um diagrama unifilar reduzido, onde é possível compreender a totalidade do empreendimento com um recorte de seu diagrama unifilar completo, disposto na Figura 6.3:

Figura 6.3 – Diagrama unifilar simplificado da UTE estudo de caso



Tomando-se como referência a Figura 6.3, após a concessionária distribuidora à qual a usina está

conectada fornecer a demanda de energia elétrica inicial para os sistemas auxiliares promoverem as condições ideais, é dada a partida no motogerador. Representado pela letra G, o mesmo está acoplado a um barramento de conexão com os Transformadores Elevadores (TE) e os Transformadores de Serviços Auxiliares (TSA). Este barramento é parte integrante do Conjunto de Manobra (CM), no qual a tensão dos geradores, do enrolamento primário dos TSA e dos enrolamentos primários dos TE é de 13,8kV.

Analisando a etapa de exportação, o TE recebe a tensão em 13,8kV e realiza a elevação para 230kV, de forma a reduzir as perdas por efeito joule. Com uma potência nominal de 100MVA, este equipamento promove algumas perdas à energia elétrica exportada, contribuindo para a diminuição da geração efetiva da usina, ainda que de forma discreta conforme elencado no capítulo 3. Após isto, a energia elétrica trafega pela linha de transmissão até chegar na subestação distribuidora, onde é realizada a medição de faturamento e aplicação das perdas para apuração da geração.

Em contra-partida, após o motogerador assumir a autonomia do fornecimento de energia elétrica, os seus sistemas auxiliares precisam continuar sendo alimentados de forma que o ciclo de suprimento esteja equilibrado. Desta forma, a geração exportada será diminuída na quantidade proporcional à necessária para atender a estas demandas. Os TSA conectam-se no barramento do CM através do seu enrolamento primário, realizando a redução da tensão de 13,8kV para 480V no seu enrolamento secundário, o qual está conectado a o barramento dos Centro de Distribuição de Cargas (CDC). A partir daí ocorre a entrega aos Sistemas Auxiliares para motogeradores a Diesel (DAS), os quais são parte integrante do Centro de Controle de Motores (CCM). Nos DAS concentram-se todas as cargas essenciais para que o motogerador possa seguir com o processo partida e continuidade de geração de energia elétrica. Uma vez que este processo se dá de forma autônoma pelas unidades geradoras utilizando parte da potência gerada para suprir tais demandas, denominam-se tais cargas de consumo interno da UTE.

O consumo interno supracitado contempla a demanda de potência total de todos os equipamentos que formam as cargas essenciais necessárias à operação desta usina, de forma a suprir todos os insumos necessários à produção de energia elétrica. A tabela 6.2 disponibilizada pela UTE estudo de caso mostra estas cargas essenciais para uma geração plena, podendo vir a totalizar até 8,5 MW de potência instalada. Por conveniências operativas, utiliza-se entre 2 MW a 6 MW, a depender da disponibilidade de motogeradores e necessidades de ativação de tais cargas.

Tabela 6.2 – Tabela de cargas

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	POTÊNCIA UNITÁRIA (kW)	POTÊNCIA TOTAL (kW)
BOMBAS DE ALIMENTAÇÃO DE DIESEL	2	15	30
BOMBAS DE ALIMENTAÇÃO DE HFO	3	11	33
PURIFICADORAS DE HFO	10	43	430
MOTORES DOS RADIADORES	360	12,6	4536
SISTEMA DE SECADORES DE AR	4	1	4
PURIFICADORAS DE ÓLEO LUBRIFICANTE	60	9	540
NOZZLE COOLING	30	2	60
UNIDADES DE BOOSTER	30	5	150
CALDEIRAS	2	40	80
INSUFLADORES	60	30	1800
COMPRESSOR DE AR	1	47	47
BATTERY CHARGER	8	9	72
CARREGADOR DE BATERIAS SE GLOBAL	2	17	34
CARREGADOR DE BATERIAS PHS	4	26	104
UPS	2	9	18
UPS GLOBAL I E II	2	17	34
BOMBA JOCKEY	1	3	3
ILUMINAÇÃO	1	530	530
SISTEMA DE VENTILAÇÃO	6	6	36
ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA	1	10	10
BOMBA DE TRANSFERÊNCIA DE ÁGUA	1	2	2
TOTAL	590		8553,0

Desta forma, visando minimizar esse déficit de energia para maximizar a potência fornecida ao SIN, avaliou-se o sistema auxiliar de controle de temperatura da água de arrefecimento, levando em consideração que este é o elemento responsável por manter o motogerador operando dentro dos níveis de temperatura estabelecidos pelo fabricante, além de representar aproximadamente 50% da carga total. Após a análise dos dados de operação e manutenção desde sistema, concluiu-se que uma fonte de melhoria seria a correção do fator de potência dos motores elétricos nele instalados, decisão tomada após uma medição da QEE na alimentação destes motores na qual apurou-se que o fator de potência (FP) médio era inferior a 0,70 indutivo conforme ilustrado na Tabela 6.3 na variável “ $\cos \phi$ ”, valor este que provocava uma considerável redução na geração disponível da UTE.

Tabela 6.3 – Dados técnicos do motor do sistema de arrefecimento

Tensão	480V
Frequência	60Hz
Número de Polos	10P
Potência	12,6kW
Rotação/Minuto	700rpm
Eficiência	88,4%
$\cos \phi$	0,692
Corrente Plena Carga	24,8A
Nível de Ruído	72dB(A)

É importante salientar que a significância deste resultado toma como premissa, além ao fator de potência baixo do motor, a quantidade de dispositivos envolvidos no processo de arrefecimento, pois cada sistema individual contempla em 03 unidades desde motor para cada unidade geradora, compondo um parque total de 360 motores elétricos dispostos eletricamente em 16 painéis DAS. Considerando o valor unitário nominal de 12,6kW, atinge-se em plena carga uma demanda de 4.536W, representando aproximadamente 1,5% da capacidade instalada de geração bruta.

Além do sistema de arrefecimento, os DAS contemplam outros elementos que atendem à partida e parada de sistemas básicos do motogerador, os quais possuem potência ativa baixa, quando comparados entre si. Ainda assim, tais elementos possuem fator de potência com possibilidades de serem aprimorados em conjunto com o sistema de arrefecimento, conforme detalhamento a seguir:

- a) Sistema de arrefecimento: grupo de motores elétricos acoplados em um sistema de troca térmica da água de arrefecimento dos motogeradores. Cada 1 dos 16 painéis DAS atende a 24 unidades destes motores, com exceção de duas unidades de DAS os quais atendem 12 unidades cada.
- b) Bombas de alimentação dos motogeradores: sistema de bombas elétricas para envio de óleo combustível às unidades geradoras.
- c) Bombas de pré-lubrificação: sistemas de bombas elétricas que realizam a lubrificação inicial das unidades geradoras antes da bomba principal assumir com base na auto-geração das máquinas.
- d) Insufladores: sistema com 30 motores elétricos que insuflam ar externo dentro da praça de máquinas, proporcionando um ar de carga para as turbinas de compressão de ar com menor temperatura do que o calor na área interna da praça.

Estes painéis estão conectados de 02 em 02 unidades em um barramento conectado aos TSA. Cada painel atende às cargas que correspondem a duas ilhas, unidade esta que contempla o agrupamento de 04 unidades geradoras. OS 16 painéis DAS estão dispostos pelas 30 ilhas existentes no parque gerador e conectados aos 08 TSA, conforme detalhamento na Tabela 6.4:

Tabela 6.4 – Relação de ilhas de motogeradores e os respectivos painéis DAS e TSAs

Nomenclatura	Ilhas de motogeradores	TSA
DAS-I-1	#01 e #02	1
DAS-I-2	#03 e #04	
DAS-I-3	#05 e #06	2
DAS-I-4	#07	
DAS-I-5	#08 e #09	3
DAS-I-6	#10 e #11	
DAS-I-7	#12 e #13	4
DAS-I-8	#14 e #15	
DAS-II-1	#16 e #17	6
DAS-II-2	#18 e #19	
DAS-II-3	#20 e #21	7
DAS-II-4	#22 e #23	
DAS-II-5	#24 e #25	8
DAS-II-6	#25 e #27	
DAS-II-7	#28 e #29	9
DAS-II-8	#30	

Diante da existência de 16 painéis DAS, realizou-se diversas medições de fator de potência no período de 08 a 09 de junho de 2013, visando identificar a eficiência destes motores quando em operação, conforme resumo apresentado na Figura 6.4. Estas medições foram realizadas utilizando um

analisador de qualidade da energia elétrica, levando em consideração registros realizados em intervalos de 30 segundos.

Figura 6.4 – Dados técnicos das medições com analisador de qualidade da energia elétrica no DAS

Resumo da medição

Topologia de medição	Modo 3Ø em estrela
Modo de aplicação	N/A
Primeiro registro	08/06/2013 12:21:09
Último registro	09/06/2013 16:12:09
Intervalo de registro	0h 0m 30s 0msec
Tensão Nominal	230 V
Corrente Nominal	1 A
Frequência Nominal	60 Hz

Fonte: Relatório exportado do analisador de qualidade da energia elétrica.

Visando ilustrar o fator de potência durante a operação da usina, apresenta-se os resultados das medições dos painéis DAS-I-1, DAS-I-2, DAS-I-3, DAS-I-4, DAS-I-5, DAS-I-6 e DAS-I-7 em gráfico de histograma representando a frequência acumulada de ocorrências dos valores de fator de potência para cada evento de medição, conforme Figuras 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9, 6.10 e 6.11 respectivamente. Esta variação pode ser explicada em função de maior carregamento de cargas indutivas que são acionadas em determinados momentos em função de necessidades operacionais, a exemplo de acionamento de insufladores adicionais para redução da temperatura ambiente.

Figura 6.5 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-1

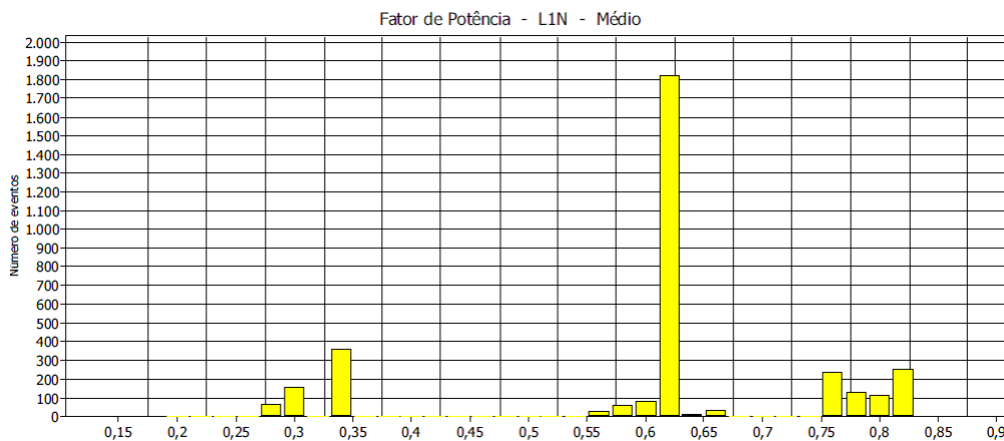


Figura 6.6 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-2

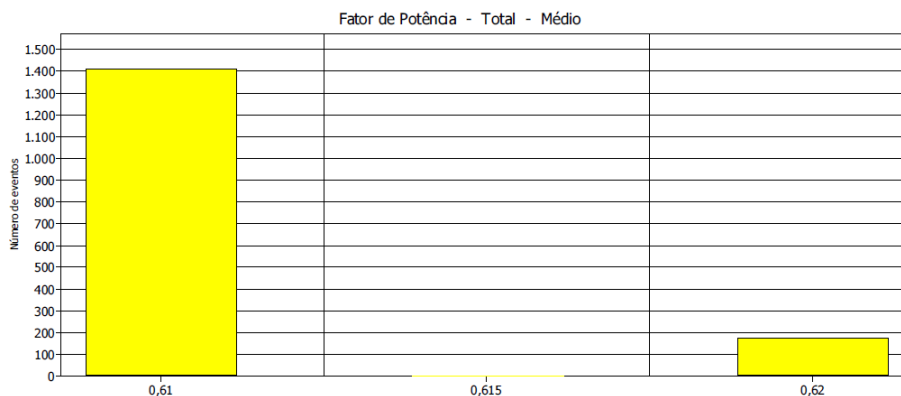


Figura 6.7 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-3

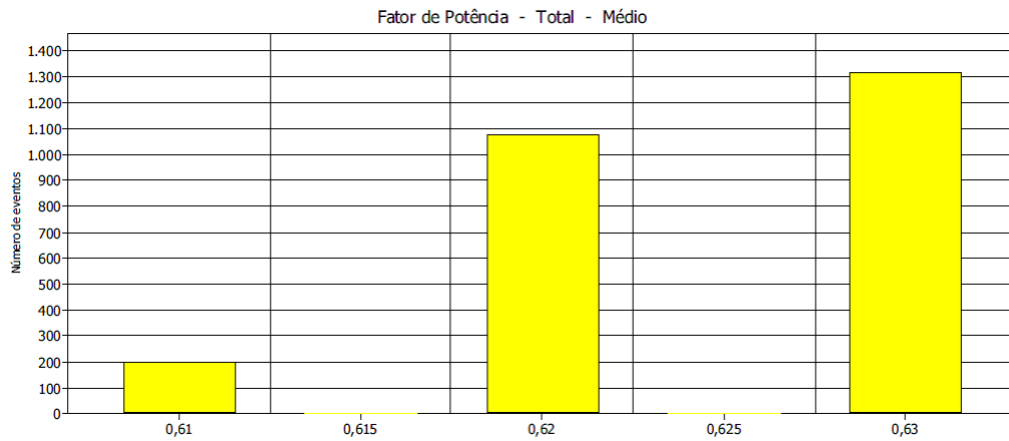


Figura 6.8 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-4

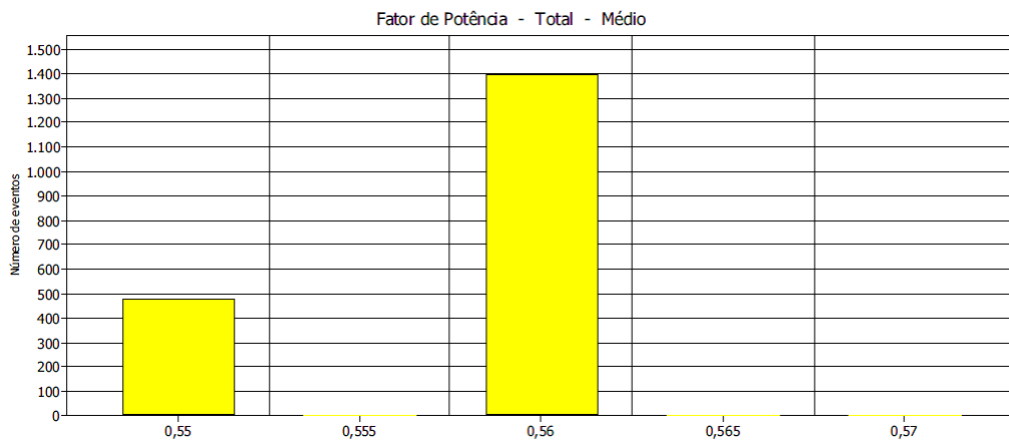


Figura 6.9 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-5

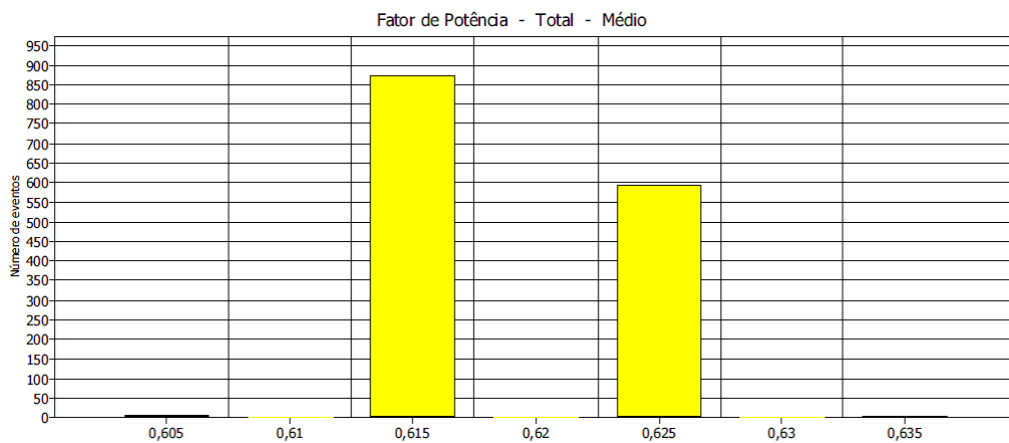


Figura 6.10 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-6

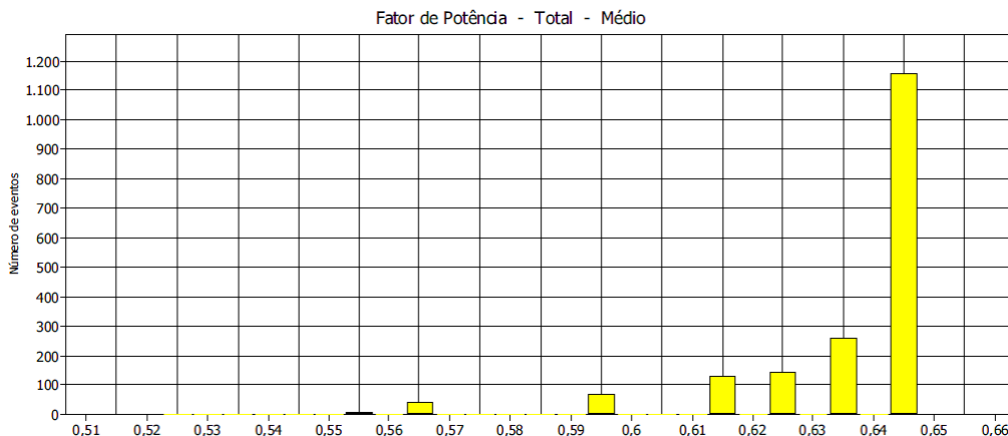
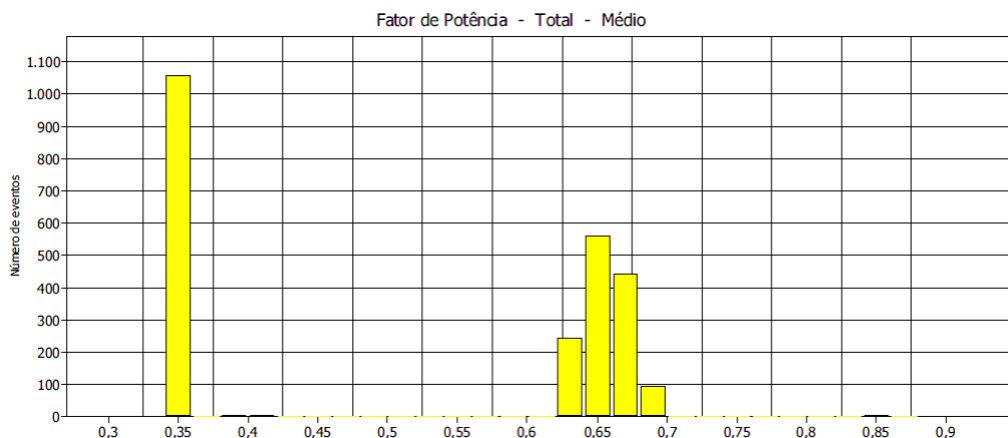


Figura 6.11 – Histograma de medição de FP no painel DAS-I-7



Além destas medições, realizou-se também medições nos TSAs de forma a compreender o FP de todas as cargas agregadas a estes transformadores, conforme disposto na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Medições de FP nos TSAs

TSA	F.P.
1	0,630
2	0,665
3	0,621
4	0,614
6	0,625
7	0,707
8	0,661
9	0,633

Analisando os gráficos de histograma, observa-se que o baixo fator de potência ocorre em uma grande quantidade de eventos. Além da medição reforçar o comportamento destes equipamentos com base nos dados de grandezas elétricas citados, os eventos em menor quantidade que ocorrem ainda sim apresentam valores superiores do ponto de vista dos dados técnicos, mas inferiores ao que se caracterizaria com desejável (FP acima de 0,90).

Vale ressaltar que a análise através dos histogramas apresentados foi realizado em diversos painéis e barramentos e permite avaliar que o comportamento dos motores elétricos aplicados agrupam-se na maior parte das medições próximos aos valores de fabricação, o que torna esta ferramenta de análise estatística bastante confiável, uma vez que a densidade de probabilidade de ocorrência dos valores característicos a fabricação é superior aos outros valores encontrados.

Com base nas medições realizadas, obteve-se êxito na análise de Viabilidade Técnica no que diz respeito à QEE destes equipamentos, baseada na apuração de baixo valor de FP em mais de 80% das cargas indutivas do parque de equipamentos elétricos instalados. A escolha da solução apresentada levou em consideração as características principais dos sistemas convencionais e dinâmicos de compensação de reativos detalhados no capítulo 3. Observando-se o alto custo e os picos de tensão causados pelos sistemas dinâmicos e da eficácia desejada atendida por sistemas convencionais, definiu-se como proposta a aplicação de banco de capacitores fixos por acionamento eletromecânicos (relés) como solução para o aumento do FP.

O cálculo destes bancos levou em consideração que o FP desejado era de 0,92, os qual serviu para calcular o fator k (Ft_k) correspondente. Este fator está disposto na Tabela de Correção conforme Figura 6.12, a qual relaciona o FP atual com o FP desejado atribuindo no cruzamento destes valores em linha e coluna um número adimensional.

Figura 6.12 – Tabela de correção de FP para descobrir o fator k

FP Atual	Fator de Potência Desejado																				
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.51	0.937	0.962	0.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.850	0.876	0.902	0.928	0.954	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.769	0.795	0.821	0.847	0.873	0.899	0.926	0.952	0.979	1.007	1.035	1.063	1.093	1.124	1.156	1.190	1.227	1.268	1.316	1.376	1.519
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.57	0.692	0.718	0.744	0.770	0.796	0.822	0.849	0.875	0.902	0.930	0.958	0.986	1.016	1.047	1.079	1.113	1.150	1.191	1.239	1.299	1.442
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.59	0.619	0.645	0.671	0.697	0.723	0.749	0.776	0.802	0.829	0.857	0.885	0.913	0.943	0.974	1.006	1.040	1.077	1.118	1.166	1.226	1.369
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.61	0.549	0.575	0.601	0.624	0.653	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.156	1.299
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.63	0.483	0.509	0.535	0.561	0.587	0.613	0.640	0.666	0.693	0.710	0.749	0.777	0.807	0.838	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.65	0.419	0.445	0.471	0.497	0.523	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.713	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.918	0.966	1.026	1.169
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.67	0.358	0.384	0.410	0.436	0.462	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.965	1.108
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.049
0.69	0.299	0.325	0.351	0.377	0.403	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.906	1.049
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020

Fonte: WEG (2014).

Conforme descrito por WEG (2014), o fator k (Ft_k) deve ser multiplicado pela potência ativa de cada TSA para encontrar o valor em Potência Aparente Reativa (kVAr) correspondente dos bancos a serem instalados. Conforme Tabela 6.6, os valores calculados foram diferentes dos valores encontrados comercialmente para aplicação, atribuindo-se por aproximação o valor de 600 kVAr por TSA, representando desta forma 300 kVAr por DAS, totalizando por fim a necessidade de aquisição de 16 painéis de correção com 300 kVAr cada.

Tabela 6.6 – Valores calculados e comerciais de kVAr de correção de FP para cada TSA e DAS

TSA	FP	kW	FP Desejado	Fator k	kVAr Calculado	kVAr Comercial	kVAr por DAS
1	0,63	740	0,92	0,807	597,2	600	300
2	0,66	660	0,92	0,712	469,9	600	300
3	0,62	740	0,92	0,840	621,6	600	300
4	0,61	710	0,92	0,873	619,8	600	300
6	0,62	810	0,92	0,840	680,4	600	300
7	0,71	940	0,92	0,594	558,4	600	300
8	0,66	820	0,92	0,712	583,8	600	300
9	0,63	620	0,92	0,807	500,3	600	300

Consolidada a Viabilidade Técnica, na qual obteve-se um resultado satisfatório no ganho esperado com a correção do fator de potência, pode-se então analisar o projeto do ponto de vista econômico utilizando-se ferramentas de avaliação para que haja condições satisfatórias para parecer final favorável do EVTE.

6.2 Viabilidade Econômica

Nesta etapa ocorre uma avaliação do ponto de vista econômico do projeto no qual deseja-se aplicar um capital. Uma vez concluído o estudo de Viabilidade Técnica da proposta, seguiu-se com o cálculo de Viabilidade Econômica, o qual utilizou como premissas o valor do investimento total em materiais, equipamentos, painéis e mão-de-obra para instalação, além da expectativa de despacho e do ganho de maximização do despacho face às exposições à penalidades. O detalhamento de tais premissas é dado a seguir.

6.2.1 Valor Total do Investimento

A melhor proposta comercial recebida contemplava o valor unitário de R\$ 31.250,00 aproximadamente. Considerando que foram dimensionados 16 painéis de correção, totaliza-se como Investimento Total o montante de R\$ 500.000,00. Estes valores foram aproximados por questões de confidencialidade.

6.2.2 Potência Maximizada

A maximização de potência dar-se-à pela redução de perdas e da corrente de consumo de tais cargas, uma vez que os bancos de capacitores estejam acionados. Tomando-se como referência a Equação 6.1, a qual calcula a corrente em *ampères*(A) esperada dado um valor FP:

$$A = \left[\frac{P}{\sqrt{3} * V * FP} \right] \quad (6.1)$$

Na qual P é a Potência Aparente, V é a tensão de operação, FP é o fator de potência e A é a corrente esperada. Aplicando a mesma aos TSAs, obteve-se os seguintes valores de na Tabela 6.7 para os FP de 0,63 (antes da correção) e 0,92 (após a correção):

Tabela 6.7 – Valores de Corrente esperada antes e após a correção do FP

TSA	Corrente Antes (A)	Corrente Depois (A)
1	2245	1536
2	1797	1298
3	2306	1557
4	2263	1511
6	2497	1695
7	2263	1739
8	2261	1623
9	1862	1281

A redução média de corrente esperada é de 30%, valor este aplicado à carga instalada total dos motores elétricos do sistema de arrefecimento, conforme Equações 6.2 e 6.3:

$$P_Final(W) = P_Antes * 30\% \quad (6.2)$$

$$P_Final(W) = 4.536,00 * 30\% \Rightarrow 1.360,80W \quad (6.3)$$

De forma comprobatória, nas Figuras 6.13 e 6.14, disponibilizadas pela UTE, é possível notar em um dos painéis DAS medições com carga em operação antes e depois da ativação dos estágios do banco de capacitores. Considerando a corrente antes da ativação sendo 628A e depois da ativação 423A, temos uma redução de aproximadamente 33%, próximo ao valor médio esperado conforme Tabela 6.7.

Figura 6.13 – Corrente em um dos painéis DAS durante operação, antes da ativação dos estágios do banco de capacitores



Figura 6.14 – Corrente em um dos painéis DAS durante operação, após a ativação dos estágios do banco de capacitores



Para fins de cálculo de um EVTE mais conservador, considerou-se o valor de redução de 1.000 W na demanda do carga deste sistema de arrefecimento.

6.2.3 Valores de Penalidades por Não Atendimento ao Despacho

A maximização do despacho da usina por redução de perdas internas proporciona diretamente uma redução na potência final de apuração pela CCEE, de forma a avaliar a possível exposição a penalidades, valores estes que são essenciais no cálculo de viabilidade econômica do investimento financeiro nos equipamentos já relacionados neste capítulo.

Diante das variáveis existentes no sistema elétrico na formação do CMO, o qual define as usinas térmicas despachadas, optou-se por assumir algumas prerrogativas para realização do cálculo de expectativa de reduções que ocorreriam nas penalidades por não atendimento ao despacho do ONS. Considerou-se para tais cálculos, os critérios a seguir:

- a) 03 cenários distintos de geração;
- b) CVU médio de 600,00 R\$/MWh estimado dentro do período;
- c) PLD médio de R\$/MWh 800,00, próximo do teto do ano de 2014 segundo CCEE (2013);

O termo “cenário” utilizado neste capítulo abrange o termo utilizado na UTE estudo de caso como a participação da mesma no despacho de geração, tendo como valor final um percentual de geração demandado pelo sistema. Não relacionou-se um ganho de ordem financeira adicional que se trata da redução de consumo específico das unidades geradoras, medido em Kg/MWh, no qual o consumo interno reduzido proporciona um menor consumo de combustível para atendimento às cargas auxiliares e nem as reduções nos indicadores de indisponibilidade para efeito de cálculo de garantia física e o ganho de margem sobre a geração por questões de confidencialidade.

6.2.4 Análise do Valor Presente e Taxa Interna de Retorno

As premissas utilizadas são importantes para que se possa analisar o aspecto econômico de um investimento, nas quais aplicam-se as expectativas de comportamento da empresa em determinado

período, fornecendo assim as variáveis principais que irão, dentro das metas da administração, dar subsídios ao uso das ferramentas de análise e processo decisório. Vale ressaltar que nesta etapa a análise possui aspectos estritamente econômicos e financeiros, nas quais os detalhes técnicos já supriram toda a informação necessária para o avanço na etapa de avaliação do projeto.

Considerando a característica da usina como operação por disponibilidade, optou-se por elencar 03 possíveis cenários de geração de energia elétrica dentro do período de 01 ano após o investimento, de forma a considerar em qual destes cenários haveria viabilidade econômica. De forma a contextualizar as variações de carga, demanda, aflúncias no sistema elétrico, mudanças às quais as usinas termelétricas por disponibilidade estão suscetíveis a enfrentarem na definição do seu despacho, foram considerados neste trabalho os seguintes cenários:

- a) Cenário A: Despacho de 1% durante 12 meses, conforme contrato de CCEAR estabelecido em leilão;
- b) Cenário B: Despacho de 30% durante 12 meses, para atendimento ao patamar de carga pesado;
- c) Cenário C: Despacho de 100% durante 12 meses, em caso de situações desfavoráveis de aflúncias.

Utilizou-se portanto o método do Valor Presente Líquido (VPL) para calcular em termos de valor presente os impactos no futuro dos eventos relacionados ao investimento realizado. Para realização do cálculo do VPL para estes 03 cenários, é preciso do valor de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a qual representa a menor taxa de juros aceitável desejada como ganho ao realizar um investimento (RYBA; LENZI, 2012). Uma vez que não existe uma metodologia de cálculo para esta taxa, toma-se como referência quesitos relacionados ao perfil da empresa, política econômica, análise de mercado e até mesmo prioridades relacionadas aos ganhos técnicos.

Ainda segundo Ryba e Lenzi (2012), o VPL pode ser encontrado a partir da equação 6.4:

$$VPL = P_n * \left[\frac{(1+i)^2 - 1}{i * (1+i)^n} \right] - Investimento \quad (6.4)$$

Desta forma, partiu-se para o desenvolvimento do cálculo do VPL para estes cenários, utilizando as premissas destacadas na Tabela 6.8:

Tabela 6.8 – Premissas para cálculo do VPL nos cenários A, B e C

Cenário	Investimento	P_n	i	n
A	R\$ 500.000,00	R\$ 1.430,00	7%	12
B	R\$ 500.000,00	R\$ 42.900,00	7%	12
C	R\$ 500.000,00	R\$ 143.000,00	7%	12

O impacto do ressarcimento na VPL pode ser visto na variável P_n , a qual considera a redução no ressarcimento por ordem de mérito aplicado à usina como o ganho de 1 MW obtido com o aumento do fator de potência nas instalações da UTE estudo de caso, abatendo-se os valores esperados de manutenção no sistema dos bancos de capacitores no período do cenário. O valor de Investimento, por definição, deve-se manter o mesmo para que possa ser feita a comparação de diferentes cenários.

O período mensal “n” levou em consideração os valores mensais estipulados para cada percentual de geração dos cenários e o valor de “i”, o qual representa o valor de TMA, definiu-se como 7%, referente à expectativa de fechamento da taxa Selic no ano de 2014.

A partir da equação 6.4, obteve-se os seguintes valores de VPL para cada cenário, com o parecer de viabilidade respectivamente:

- a) Cenário A: -488.642, menor do que 0, logo, não economicamente viável;
- b) Cenário B: -159.259, menor do que 0, logo, não economicamente viável;
- c) Cenário C: 672.395, maior do que 0, logo, economicamente viável.

Ilustrativamente, é possível observar o comportamento dos cenários A, B e C do VPL em função de diferentes valores de TMA, variando de 1% a 80%, com as curvas características dispostas nas figuras 6.15, 6.16 e 6.17:

Figura 6.15 – Variação do VPL para o cenário A

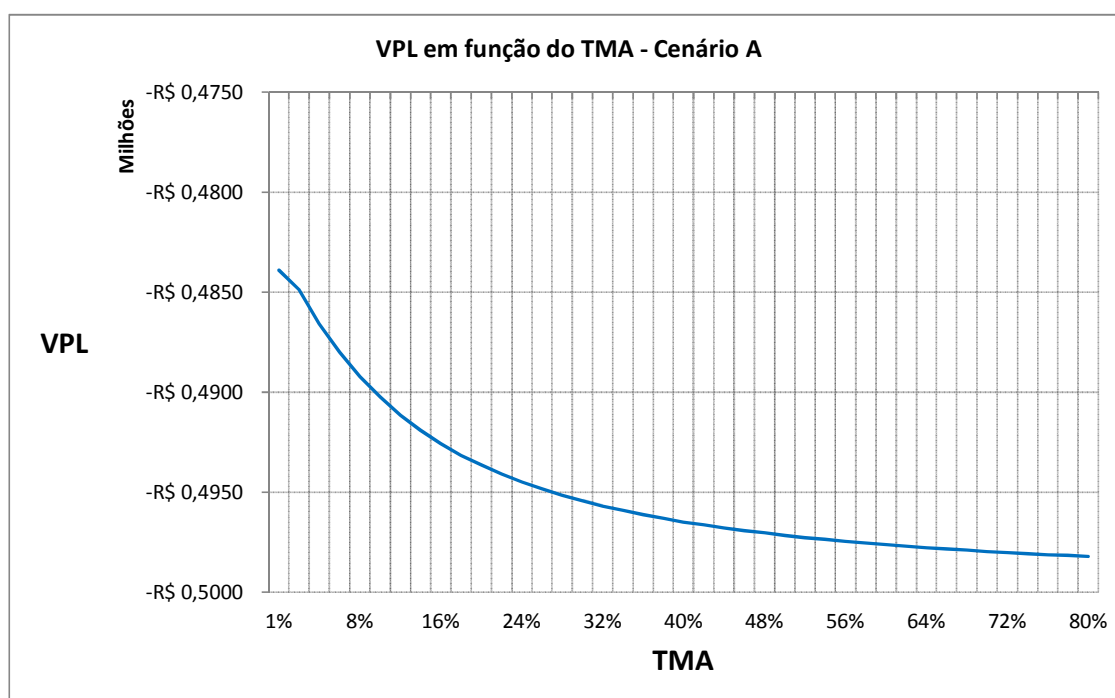


Figura 6.16 – Variação do VPL para o cenário B

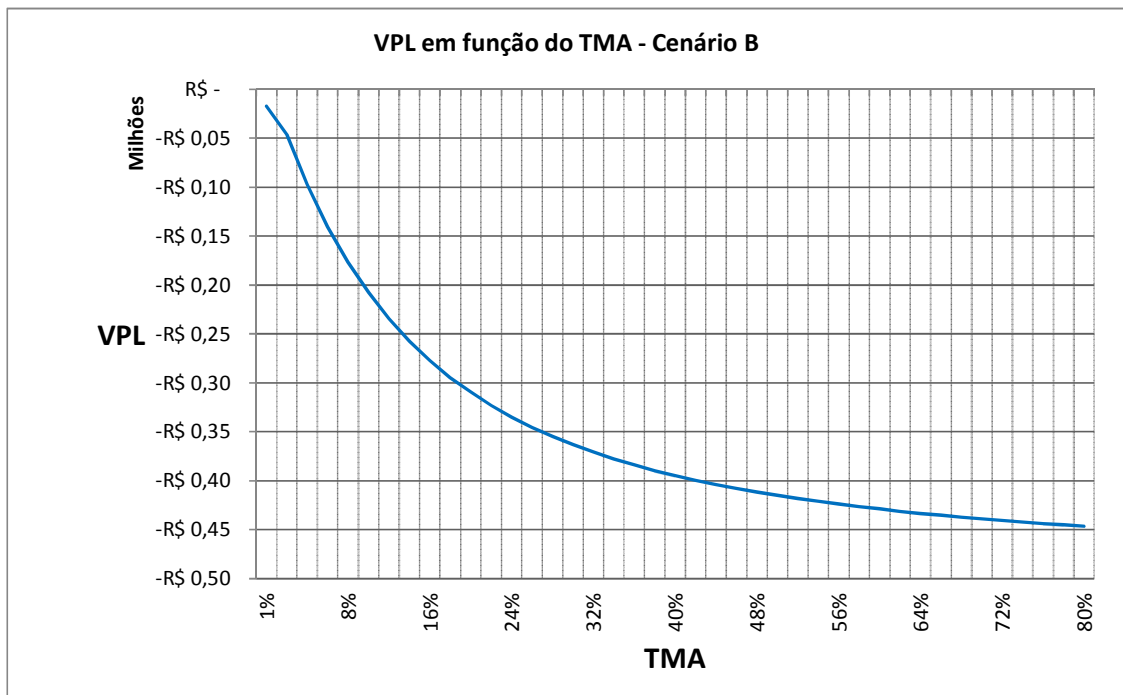
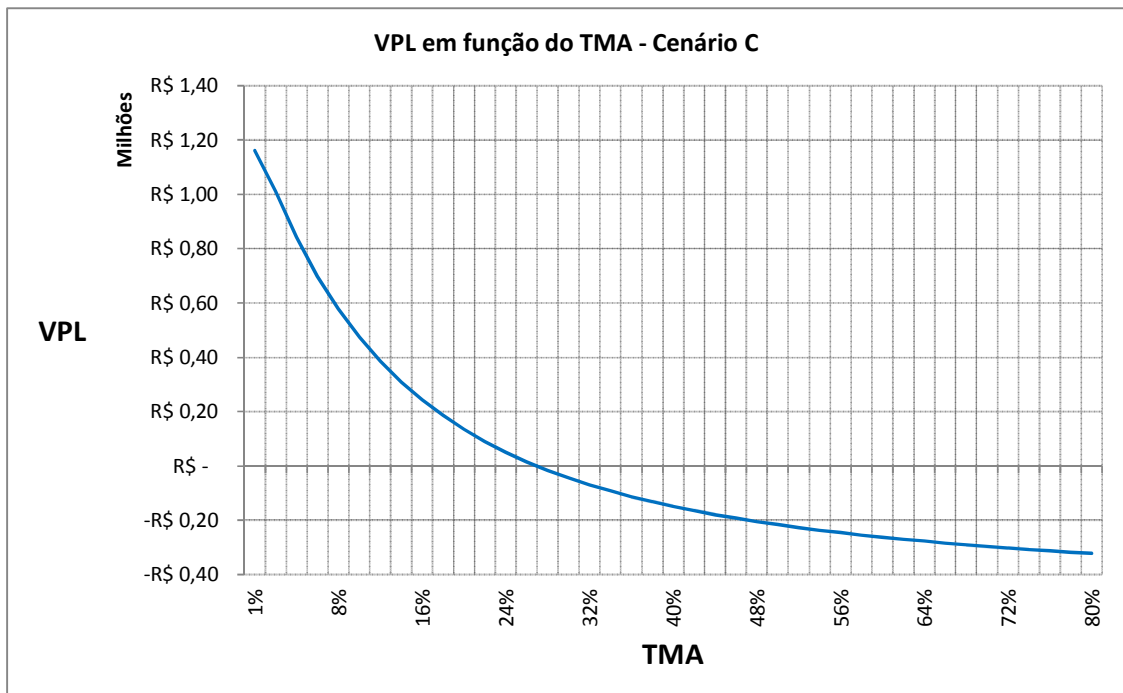


Figura 6.17 – Variação do VPL para o cenário C



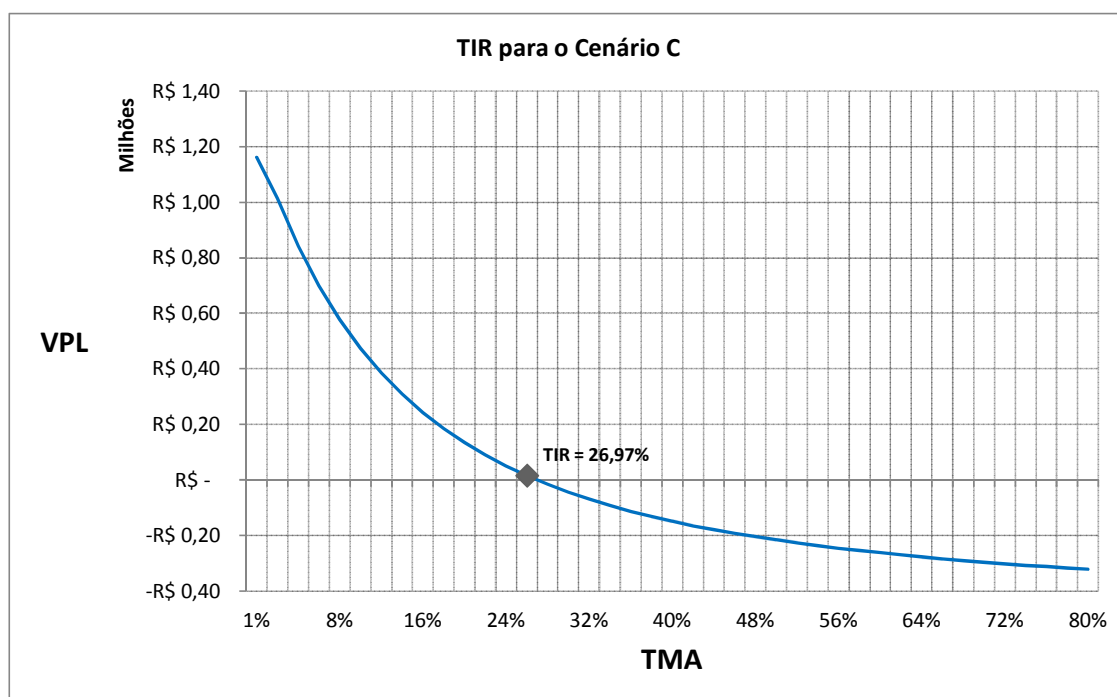
De forma complementar, calculou-se para todos os cenários a Taxa Interna de Retorno, valor o qual representa a taxa que, aplicada à TMA, levaria o VPL a valor nulo. A equação 6.4 também é

utilizada para tal finalidade, com a única mudança onde VPL passa a ser 0, e a variável “i” passa a ser a incógnita. Desta forma, encontrou-se os seguintes valores de TIR:

- a) Cenário A: -0,45%
- b) Cenário B: -32,67%
- c) Cenário C: 26,97%

Este resultado positivo para o cenário C pode ser visualizado na Figura 6.18:

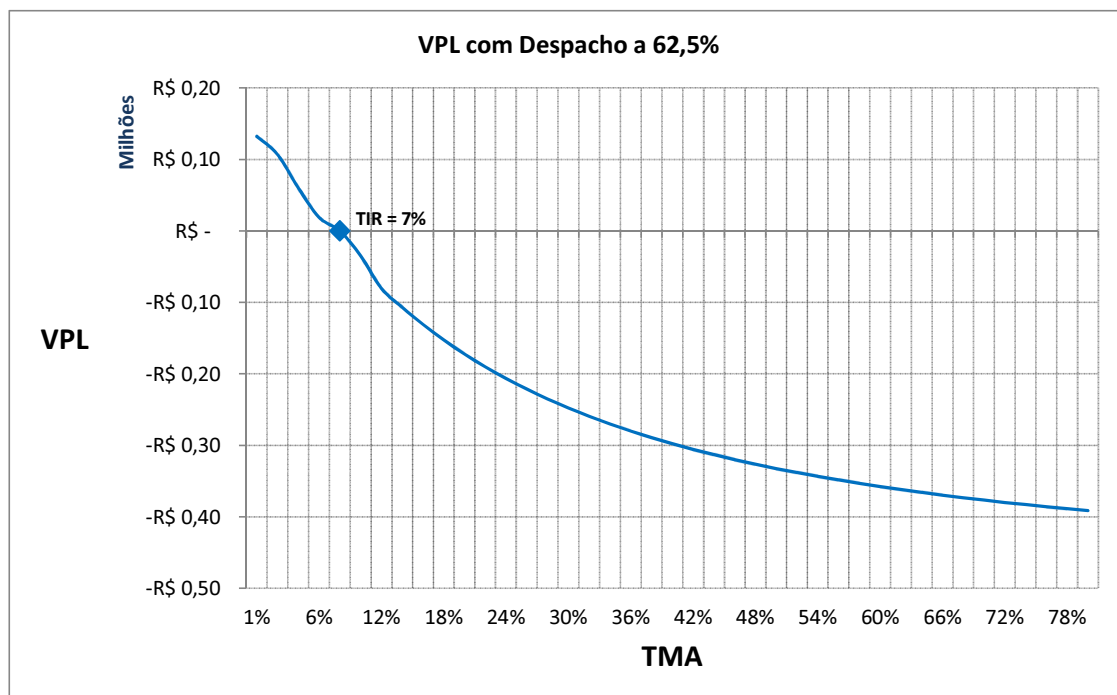
Figura 6.18 – Valor de TIR para o cenário C



Seguindo as premissas de análise elencadas anteriormente aplicada os valores encontrados e as gráficos apresentados, apenas o Cenário C apresenta uma viabilidade econômica para o projeto por apresentar o valor de VPL maior ou igual a 0. Os cenários A e B apresentam valores de VPL e TIR negativos, onde conclui-se que tal expectativa de geração não atende à prerrogativa de liquidez do investimento, o que inviabiliza economicamente o projeto para estes cenários.

Com base nas fórmulas e critérios definidos, obteve-se o valor de despacho em 62,5% das horas para o mesmo período de 1 ano e TMA de 7%, o qual levaria o valor de VPL a zero, tornando o projeto financeiramente equilibrado em termos de investimento e receita. A variação do VPL em função do TMA para este cenário pode ser visto na Figura 6.19.

Figura 6.19 – Valor de VPL em função do TMA para o cenário a 62,5% de despacho



Conclui-se aqui o EVTE para esta solução de QEE na usina estudo de caso, na qual obteve-se êxito nas análises de Viabilidade Técnica e Econômica da aplicação dos bancos de capacitores, considerando que desde a implantação desta melhoria, houve a ocorrência de despacho com valores próximos ao cenário C durante dois anos, possibilitando a existência das condições aqui calculadas.

6.3 Impacto da Melhoria nas Projeções Futuras

Além dos cenários propostos acima, vale ressaltar que a expansão de oferta de geração termelétrica tende a aumentar em função da estimativa de esgotamento das possibilidades de ampliação da matriz hidrelétrica no Brasil. O consumo estimado até 2030 é superior à capacidade de aumento da oferta hídrica, principalmente por questões técnicas, sócio-ambientais e regulatórias (EPE, 2008).

Tal expectativa pode ser verificada na Figura 6.20, onde a participação termelétrica é estudada até 2030, com maior ênfase na geração a gás natural.

Figura 6.20 – Expansão da oferta termelétrica no Brasil até 2030

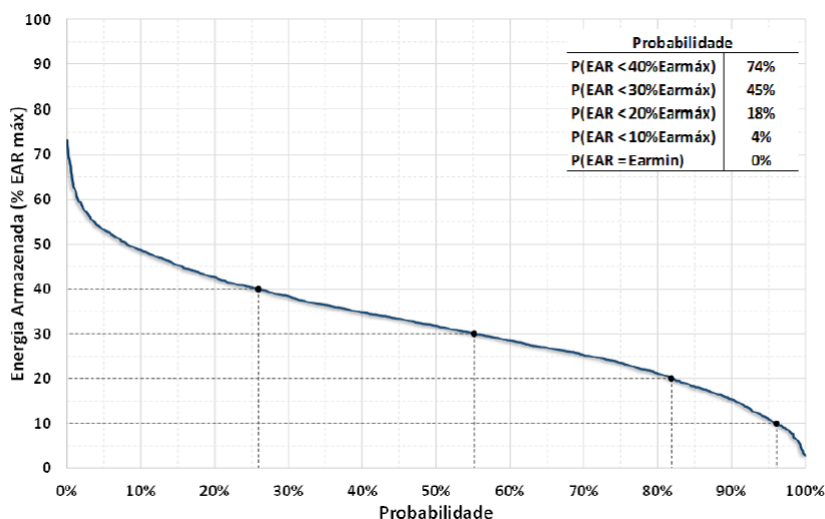
Unidade: MW						
	2005	2015	2020	2025	2030	Acréscimo 2005-2030
Capacidade instalada	16.900	24.300	26.800	30.300	39.800	22.900
<i>Gás Natural</i>	8.700	13.000	14.000	15.500	21.000	12.300
<i>Centrais Nucleares</i>	2.000	3.300	4.300	5.300	7.300	5.300
<i>Centrais a carvão</i>	1.400	2.500	3.000	4.000	6.000	4.600
<i>Outras centrais térmicas</i>	4.800	5.500	5.500	5.500	5.500	700
Acréscimo no período		7.400	2.500	3.500	9.500	
Acréscimo médio anual, MW		740	500	700	1.900	920

Fonte: EPE (2007).

6.3.1 Curto Prazo

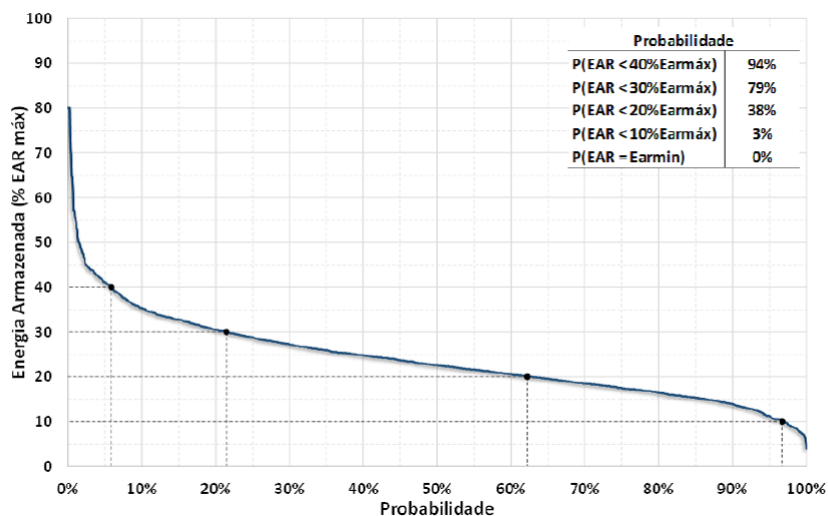
Considerando o Curto Prazo como o período de até 12 meses, o risco de ressarcimento à UTE estudo de caso ainda é alto, caso as condições necessárias à ocorrência de despacho por ordem de mérito se configurem. Ponderando-se que o baixo nível nos reservatórios é um dos fatores mais relevantes para tal evento, verifica-se nas Figuras 6.21 e 6.22 para o período do final de novembro de 2016, para os subsistemas SE/CO e NE respectivamente, uma alta probabilidade de % de Energia Armazenada (EAR) máxima nos reservatórios destas regiões.

Figura 6.21 – Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no SE/CO no final de novembro de 2016



Fonte: ONS (2016e).

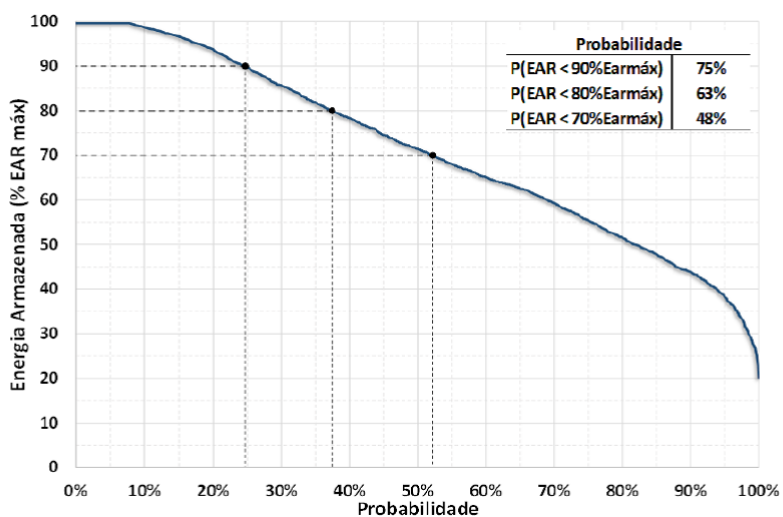
Figura 6.22 – Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no NE no final de novembro de 2016



Fonte: ONS (2016e).

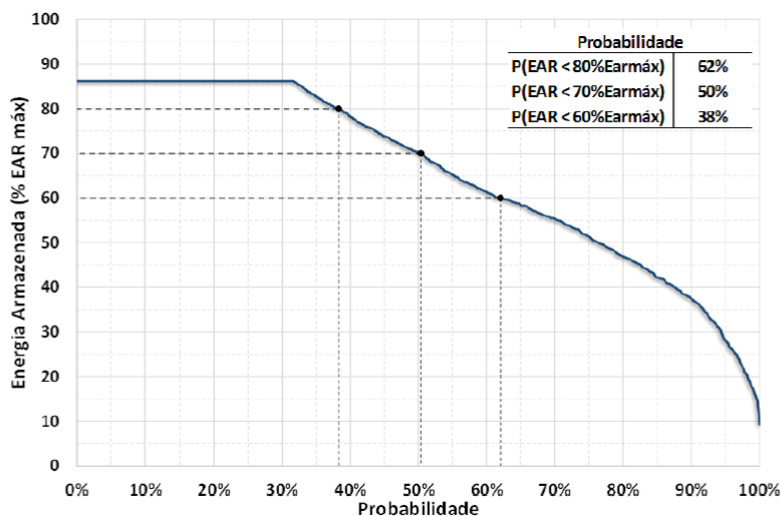
Ainda segundo ONS (2016e), a expectativa de % de EAR máxima em abril de 2017 também encontra-se com alta probabilidade de baixos valores, implicando em aumento da necessidade de geração por ordem de mérito termelétrica. Esta expectativa apresenta-se nas Figuras 6.23 e 6.24 para os subsistemas Se/CO e NE, respectivamente:

Figura 6.23 – Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no SE/CO em abril de 2017



Fonte: ONS (2016e).

Figura 6.24 – Probabilidade de % de EAR máxima nos reservatórios no NE em abril de 2017



Fonte: ONS (2016e).

Tal configuração além de aumentar a quantidade de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, tende a levar o PLD a valores próximo do teto de 2016 e a ser estabelecido para o período de 2017. Além desta premissa, um outro fator possibilita a inclusão da UTE estudo de caso neste cenário de mérito é o valor do CVU, o qual caracteriza tal situação qual encontra-se igual ou inferior ao CMO do seu subsistema. A atribuição do valor da sua energia elétrica varia de forma diretamente proporcional à razão do binômio entre o dólar de venda americano e uma *commodity* diretamente relacionada ao barril de petróleo, acompanhando de forma análoga as variações que ela apresenta.

Apesar da expectativa de crescimento do câmbio do dólar segundo Santander (2016), a expectativa de aumento de oferta do petróleo elencada por EPE (2008) para o mesmo período de 12 meses pode vir a reduzir mais ainda o valor da *commodity* relacionada, mantendo o valor de CVU sem muitas variações consideráveis. Dadas estas condições, com valor de CVU em um patamar baixo e a risco de aumento de usinas sob despacho de ordem de mérito, possibilitam a existência do cenário de cobrança do ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS, caso o valor de PLD se configure acima do CMO. Neste sentido, a implementação dos bancos de capacitores torna-se uma vantagem técnica e financeira frente à possibilidade de aumento da geração de energia esperada para a UTE estudo de caso e outras usinas com características de operação similares.

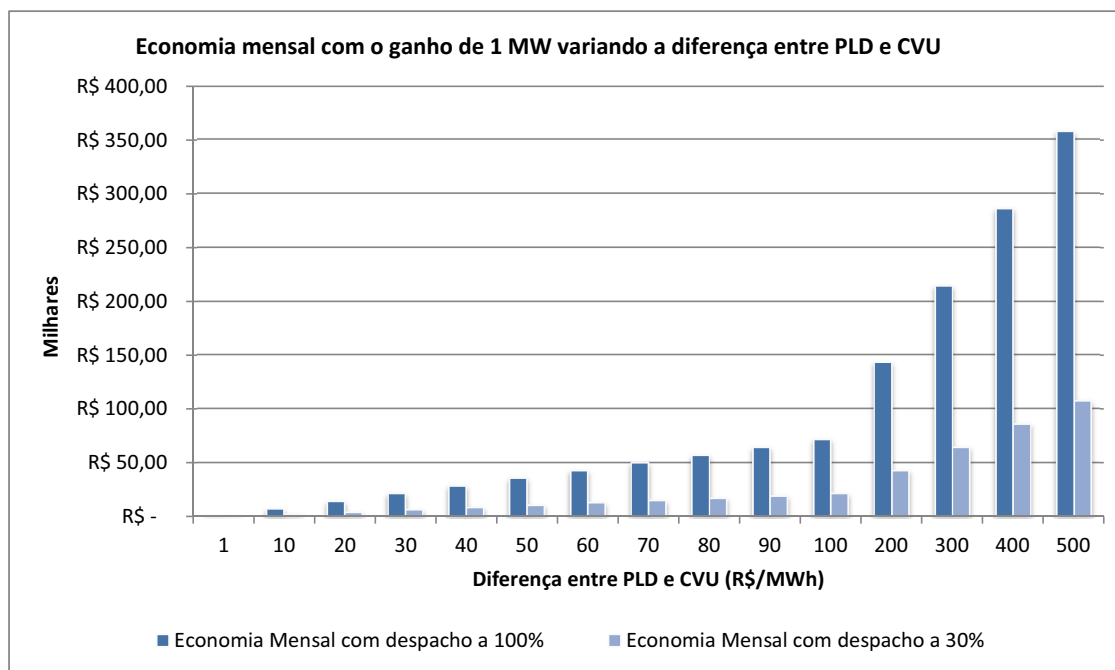
Na ocorrência de tais configurações na qual a UTE estudo de caso esteja submetida à ordem de mérito e ressarcimento, a melhoria implementada de ganho de 1 MW com correção de fator de potência pode trazer ao empreendimento uma redução mensal na penalidade a ser aplicada. Dentro das características apresentadas e aproveitamento energético com a aplicação deste projeto, pode-se analisar a economia mensal na ocorrência de ressarcimento em função de duas variáveis:

- a) Diferença entre PLD e CVU;
- b) Percentual de geração despachado.

Considerando os cenários B e C aqui propostos, os quais apresentam 30% e 100% do despacho

respectivamente, é possível verificar o ganho direto na redução do ressarcimento como economia mensal, disposto na Figura 6.25:

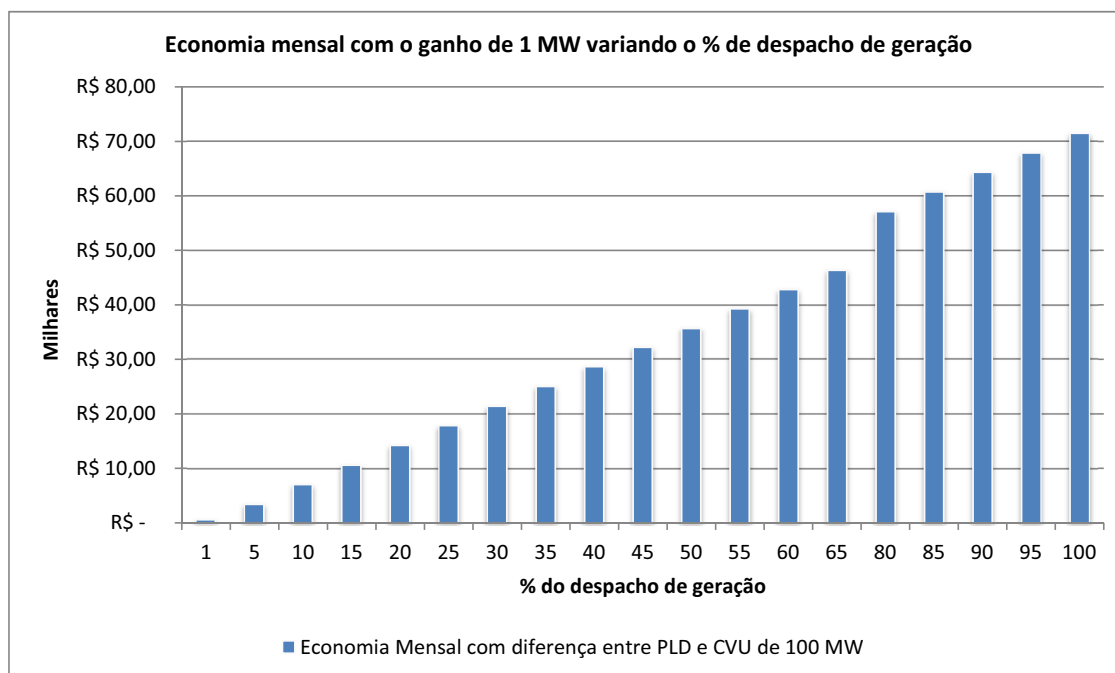
Figura 6.25 – Economia mensal no ressarcimento para os cenários B e C



Analisando este gráfico, é possível observar que a diferença entre os percentuais de despacho representam maior tempo da usina exposta ao ressarcimento, havendo uma economia mensal diretamente proporcional ao 1 MW de ganho com a aplicação dos bancos, podendo chegar até o valores superiores a R\$ 350.000,00, valor este de muita relevância aos resultados financeiros da UTE. Cenários de intermediários a 100% e 30%, representariam respectivamente valores dentro do interno entre ambos.

Partindo para a análise de variação do percentual do despacho, baseado em valores históricos de 100 R\$/MWh positivos entre os valores de PLD e CVU para o ano de 2015 e 2016, aplicados à UTE estudo de caso (não disponíveis aqui por questões de confidencialidade), pode-se observar a economia mensal tomando-se como variável valores possíveis de despacho de geração de energia elétrica, podendo chegar até a valores superiores a R\$ 70.000,00. Este comportamento pode ser verificado na Figura 6.26:

Figura 6.26 – Economia mensal no ressarcimento para diferentes cenários, com diferença entre PLD e CVU de 100 R\$/MWh



6.3.2 Médio e Longo Prazo

A análise de possibilidade de ressarcimento a médio e longo prazo, 5 anos e a partir de 5 anos respectivamente, leva em considerações as mesmas variáveis da análise de curto prazo, tendo adicionalmente uma análise mais generalista observando-se a entrada em operação de novas usinas e análises mais probabilísticas das variáveis que dependem de mercado, a exemplo do dólar. Neste sentido, conclui-se que tal melhoria implementada vigorará como uma solução que será útil aos resultados técnicos e financeiros da UTE estudo de caso durante toda sua operação ao longo do contrato firmado de venda de energia elétrica.

6.4 Considerações sobre o capítulo

Neste capítulo apresentou-se o caso aplicado na UTE para maximização do despacho, no qual o EVTE realizou obteve resultados positivos tanto no aspecto técnico quanto no aspecto econômico, tendo vindo a ser uma solução a qual apresentou êxito em sua concepção, instalação e operação. Na próximo capítulo apresenta-se a conclusão deste trabalho.

Conclusão

Este trabalho abordou a temática do despacho termelétrico no Brasil, tomando como referência uma usina no estado da Bahia como estudo de caso e detalhando características relacionadas às unidades geradoras de energia e suas manutenções contratuais, balanço energético durante operação comercial e aspectos regulatórios os quais regem os contratos CCEAR de geração de energia no ambiente regulado, possibilitando a construção de um ambiente de análise das interfaces entre estes assuntos e o impacto deles no resultado financeiro desta usina.

Concluiu-se por este trabalho que o despacho das usinas por disponibilidade apresentam diversos desafios técnico-regulatórios relacionados à preparação e estado de prontidão destas usinas para atendimento quando solicitado pelo ONS. Estes desafios foram apresentados na forma de atendimento pleno à solicitação de geração de energia, onde as usinas que se enquadram neste tipo de contrato devem buscar ao máximo manter os equipamentos com as manutenções preventivas e contratuais em consonância com as recomendações estipuladas pelos fabricantes das unidades geradores e dos equipamentos que compõem seus sistemas auxiliares no suporte ao processo de geração de energia.

A pesquisa realizada bem como a análise feita na usina estudo de caso mostraram que existem estruturas nas indústrias de geração de energia as quais carecem de melhor análise quanto à redução do consumo interno e aquisição de equipamentos com eficiência energética superior ao que foi detalhado nos capítulos anteriores. Desta forma, reduz-se o consumo interno e a necessidade de realização de investimentos em melhoria visando corrigir ou dirimir os problemas relacionados à eficiência destes empreendimentos.

Além da análise de tais aspectos técnicos, percebeu-se a necessidade de compreender os riscos regulatórios associados ao contrato firmado de compra e venda de energia, o qual poderá impactar de forma decisiva na operação e manutenção destes empreendimentos, uma vez que se configurem os cenários elencados no estudo de caso obtendo de forma mais rápida os benefícios da solução técnica aplicada na disciplina QEE.

A instalação dos bancos de capacitores obteve êxito nos quesitos técnico e econômico, encerrando de forma satisfatório o EVTE realizado. Tal solução, além de maximizar o despacho de geração reduzindo o consumo interno, proporcionou um aumento da vida útil dos equipamentos por redução de temperatura, com melhor aproveitamento da energia elétrica gerada e redução da energia reativa circulante nos equipamentos e cabos.

Para trabalhos futuros, pretende-se estudar os aspectos regulatórios que envolvem os despachos fora da ordem de mérito, visando obter mecanismos que possibilitem ao agente gerador a consolidar um saldo de geração voltado para reduzir a penalidade por falta de atendimento ao despacho sob ordem de mérito.

REFERÊNCIAS

- ABB. **TPS-D turbocharger**. 2016. Disponível em: <<http://new.abb.com/turbocharging/turbochargers/tps-d>>. Acesso em: 19 jul 2016 às 18h40m.
- ANA, A. N. d. g. **Relatório de Conjuntura dos Recursos Hídricos traz balanço da situação e da gestão das águas no Brasil**. 2013. Disponível em: <http://www2.ana.gov.br/Paginas/imprensa/noticia.aspx?id_noticia=12365>. Acesso em: 30 ago 2014 às 14h04m.
- ANACE, A. N. d. C. d. E. **ONS aciona 2.100 MW de térmicas para manter nível de reservatórios**. 2012. Disponível em: <<http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/legislacao/item/1391-ons-aciona-2100-mw-de-termicas-para-manter-nivel-de-reservatorios>>. Acesso em: 30 maio 2014 às 08h10m.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **Curvas Quinquenais de Aversão ao Risco Para o Sistema Interligado Nacional - CAR5 2013/2017**. 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/027/documento/nt_0033-2013_car5_-14-3-13.pdf>. Acesso em: 25 jun 2016 às 17h06m.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 25 maio 2016 às 09h57m.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **Banco de informações de geração**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 05 fev 2015 às 17h00m.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **Fontes de Energia Exploradas no Brasil**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp?>> Acesso em: 19 jul 2016 às 11h14m.
- ARAÚJO, M. de; GOES, T. Energias alternativas fortalecem a matriz energética. **Revista de Política Agrícola**, Brasília, DF, IV, p. 67–74, 2009.
- BANEI, M. R.; SALARY, E. Mitigation of voltage sag, swell and power factor correction using solid-state transformer based matrix converter in output stage. **Alexandria Engineering Journal**, El-Gaish Rd, Egito, v. 53, p. 563–572, 2014.
- BARBOSA, J. C. da C. **Cálculo de Electricidade de Cogeração de Alta Eficiência**. 2009. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2009.
- BARRETO, A. de A. **Proposta metodológica para avaliação da matriz energética brasileira em prol do equilíbrio: competitividade e sustentabilidade**. 2012. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, SP, 2012.
- BIEZMA, M. V.; CRISTÓBAL, J. R. S. Investment criteria for the selection of cogeneration plants a state of the art review. **Elsevier - Applied Thermal Engineering**, Santander, Espanha, I, p. 583–588, 2005.
- BRAGA, L. M. **Análise Energética e Exergética da Central de Cogeração AGN da RAR - Refinarias de Açúcar Reunidas**. 2000. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2000.

- CAMPOS, J. C. da C. **Estratégias de Conservação e Qualidade de Energia Aplicadas na Indústria**. 2001. Dissertação (Mestrado) — Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Universidade Estadual de de Campinas, Campinas, SP, 2001.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. **Comercialização**. 2013. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_168029>. Acesso em: 25 jun 2013 às 10h40m.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. **Comercialização**. 2016. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?> Acesso em: 23 jun 2016 às 14h11m.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. **Ressarcimento**. 2016. Disponível em: <www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_054278>. Acesso em: 26 jun 2016 às 10h45m.
- CERQUEIRA, S. A. A. da G.; NEBRA, S. A. Cost attribution methodologies in cogeneration systems. **Energy Conversion Management**, Campinas, SP, I, p. 1587–1597, 2009.
- CHOWDHURY, A. M. T. O. S. H.; BANERJEE, P. K. Biomass supported solar thermal hybrid power plant for continuous electricity generation from renewable sources. **Developments in Renewable Energy Technology International Conference**, Queensland, Australia, I, p. 59–60, 2012.
- CONEY, R. G. The impact of power quality on industry in africa. **IEEE**, África do Sul, p. 21–27, 1996.
- CORREIA, V. **Análise de Viabilidade da Geração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural**. 2001. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2001.
- COSTA, P. R. F. **Um estudo de oportunidade do setor sucroalcooleiro na matriz energética**. 2008. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2008.
- DIESEL, I. M. D. **Regular maintenance of marine diesel engines is key to more uptime and lower life-cycle costs**. 2016. Disponível em: <http://www.mtu-online.com/fileadmin/fm-dam/mtu-usa/mtuinorthamerica/white-papers/WhitePaper_PrevMaintenance_Marine.pdf>. Acesso em: 08 fev 2016 às 15h10m.
- DOUGHERTY, J.; STEBBINS, W. Power quality: A utility and industry perspective. **IEEE**, Rock Hill, United States, p. 1–10, 1997.
- EPE, E. d. P. E. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica**. 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20070626_1.pdf>. Acesso em: 25 jun 2016 às 17h32m.
- EPE, E. d. P. E. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Hidrelétrica**. 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf>. Acesso em: 25 jun 2016 às 17h12m.
- FIRMO, C. E. P. d. O. D. L.; NEPOMUCENO, E. Reflexões sobre a correção de fator de potência em unidades residenciais. **CBEE/ABEE**, Minas Gerais, v. 1, 2005.
- FREITAS, G. S. **As modificações na matriz energética brasileira e as implicações para o desenvolvimento sócio-econômico e ambiental**. 2011. Tese (Doutorado) — Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2011.
- GAMA, J. D. G. C. D. da. **Desenvolvimento de um Programa para Análise Termo-Econômica de Sistemas de Cogeração**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2012.

- GUARINELLO, S. A. A. G. C. F.; NEBRA, S. A. Thermo-economic evaluation of a gas turbine cogeneration system. **Energy Conversion Management**, Campinas, SP, I, p. 1191–1200, 1999.
- IHA, O. K. **Produção e análises de bio-óleo e biodiesel utilizando oleaginosas que possam contribuir para o aumento da matriz energética renovável brasileira**. 2010. Dissertação (Mestrado) — Instituto de Química, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.
- KENNEDY, M. M. B. W.; SAMOTYJ, M. Power quality contracts in a competitive electric utility industry. **IEEE**, Califórnia, Estados Unidos, p. 170–175, 1998.
- KOLTERMANN, P. I.; SOUZA, K. C. G. de. Avaliação da qualidade da energia elétrica produzida por grupo gerador movido a biogás. **IEEE**, Campo Grande, MS, 2010.
- KVANT, V. U. S. Hybrid standalone power plant having power 2kw based on solar panel and thermoelectric generator. **IEEE**, Moscow, Russia, I, p. 1648, 2002.
- LAVAL, A. **S and P Flex**. 2016. Disponível em: <<http://www.alfalaval.com.br/produtos/separation/centrifugal-separators/Separators/S-and-P-Flex/>>. Acesso em: 19 jul 2016 às 18h28m.
- LOURENÇO, S. R. **Uma contribuição para a inserção do gás natural como alternativa viável na matriz energética nacional**. 2006. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2006.
- LU, S.-Y.; YANG, Z. hao. Evaluation of measured power quality results of a wind farm connected to taiwan power system. **IEEE**, Taiwan, v. 52, p. 42–49, 2016.
- MARAFÃO, S. M. D. F. P.; PAREDES, H. K. M. A influência da referência de tensão na avaliação de indicadores de qualidade de energia elétrica. **IEEE**, São Paulo, v. 1, p. 81–88, 2008.
- MARCOCCIA, R. **A participação do etanol brasileiro em uma nova perspectiva na matriz energética mundial**. 2007. Dissertação (Mestrado) — PIPGE, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2007.
- MERTENS, E.; COUTO, E. C. Redução de perdas, através da compensação dinâmica do fator de potência. **CBQEE**, Uberlândia, 2015.
- MME, M. d. M. e. E. **CMSE**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>>. Acesso em: 25 jun 2016 às 16h55m.
- MOTTA, D. de Vasconcelos Pereira da. **Desempenho Dinâmico de Sistemas Elétricos com Compensadores Estáticos de Reativo**. 2005. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2005.
- MUHAMAD, M. I.; RADZI, M. A. M. The effects of power quality to the industries. **IEEE**, Malaysia, v. 52, p. 1–4, 2007.
- NASCIMENTO, K. V. do. **Metodologia de Análise de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2001. Dissertação (Mestrado) — Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Universidade de Campinas, São Carlos, SP, 2001.
- OLIVEIRA, C. G. de. **Estudo sobre Conservação de Energia Elétrica e Qualidade de Energia Elétrica**. 2009. Dissertação (Mestrado) — Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2009.
- ONS, O. N. d. S. E. **RO-AO.BR.04 - Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais**. 2006. Disponível em: <<http://extranet.ons.org.br/operacao/mpo.nsf/frmApresentarIO?OpenForm&NumeroIO=RO-AO.BR.04>>. Acesso em: 03 ago 2016 às 11h32m.

- ONS, O. N. d. S. E. **IPDO, Informe Preliminar Diário da Operação**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx>. Acesso em: 07 ago 2016 às 16h56m.
- ONS, O. N. d. S. E. **Manual de Procedimentos da Operação - Apuração dos Dados De Geração e de Intercâmbios Nas Interligações Internacionais**. 2016. Disponível em: <<http://extranet.ons.org.br/operacao/mpo.nsf/frmApresentalO?OpenForm&NumeroIO=RO-AO.BR.08>>. Acesso em: 30 maio 2016 às 19h12m.
- ONS, O. N. d. S. E. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 25 jun 2016 às 16h40m.
- ONS, O. N. d. S. E. **O Setor Elétrico**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/modelo_setorial.aspx>. Acesso em: 25 jun 2016 às 16h46m.
- ONS, O. N. d. S. E. **Plano da Operação Energética 2016/2020 PEN 2016 - Sumário Executivo**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/RE-3-0101-2016_PEN2016_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em: 07 ago 2016 às 15h26m.
- PAREDES, H. K. M. **Influência do Referencial de Tensão na Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. 2006. Dissertação (Mestrado) — Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Universidade de Campinas, Campinas, SP, 2006.
- PATRAO JOAQUIM DELGADO, A. A. C.; FONSECA, P. Power quality costs estimation in portuguese industry. **IEEE**, Coimbra, Portugal, v. 1, p. 2, 2011.
- PIMENTEL, R. G. Feasibility of small scale cogeneration system - the brazilian experience. **IEEE**, Niterói, RJ, I, p. 138–141, 2000.
- PINTO, M. A. O.; FERREIRA, M. L. Análises técnica, econômica e financeira da modernização de um sistema de cogeração: um estudo de caso. **Exacta**, São Paulo, SP, v. 9, p. 169–178, 2011.
- PROBST, R. W. **Métodos de Pontos Interiores aplicados ao problema de pré-despacho de um sistema hidrotérmico**. 2006. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Campinas, SP, 2006.
- PUC-RIO, P. U. C. d. R. d. J. **Teses Abertas - O Problema do Planejamento da Operação e a Função De Custo Futuro**. 2006. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0610776_08_cap_03.pdf>. Acesso em: 31 jul 2016 às 11h32m.
- REAL, A. A. A. J. D.; BORDONS, C. Hybrid model predictive control of a twogenerator power plant integrating photovoltaic panels and a fuel cell. In: 46th IEEE CONFERENCE ON DECISION AND CONTROL, 2007, New Orleans, USA. **IEEE**, New Orleans, USA, I, p. 5447–5452, 2007.
- RODRIGUES, M. G.; COSTA, F. J. P. da. Energia e sustentabilidade no século xxi: o caso do brasil. **Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais**, Aquidabã, v. 3, p. 60–79, 2012.
- ROJAS, S. P. **Análise Exergética, Termoeconômica e Ambiental de um Sistema de Geração de Energia. Estudo de Caso: Usina Termoelétrica UTE - Rio Madeira**. 2007. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2007.
- RYBA, E. K. A.; LENZI, M. K. **Elementos de Engenharia Econômica**. 3. ed. [S.l.]: Intersaberes, 2012. v. 1.
- SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. [S.l.]: Pearson, 2009. v. 1.
- SANTANDER, B. **Destaques Semanais e Projeções Macroeconômicas**. 2016. Disponível em: <<https://www.santander.com.br/br/o-santander/analise-economica/destaques-semanais-e-projecoes-macroeconomicas>>. Acesso em: 07 ago 2016 às 18h24m.

- SANTOS, L. dos. **Cálculo das Perdas Técnicas dos Transformadores de Distribuição, Operando em Ambiente Não-Senoidal**. 2006. Dissertação (Mestrado) — Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Ilha Solteira, SP, 2006.
- SANTOS, M. A. dos. **Inserção do biodiesel na matriz energética brasileira: aspectos técnicos e ambientais relacionados ao seu uso em motores de combustão**. 2007. Dissertação (Mestrado) — Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2007.
- SARIBULUT, L. A simple power factor calculation for electrical power systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, Adana, Turkey, v. 62, p. 66–71, 2014.
- SCARCELLI, R. de O. C. **Programação dinâmica aplicada à otimização individualizada e desacoplada das usinas hidrelétricas de sistemas hidrotérmicos**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2012.
- SILVA, M. C. I. **Correção de Fator de Potência de Cargas Industriais com Dinâmica Rápida**. 2009. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2009.
- SMITH, W. P.; FISCHER, R. N. Cogeneration: Small turbine-generator case study. **IEEE Transactions on industry applications**, v. 22, p. 125, 1986.
- SOARES, D. B. E. S.; SILVA, K. F. da. Impacto da qualidade da energia elétrica no resultado de uma indústria de geração termoeletrica: Estudo de caso. **SBSE**, Salvador, v. 1, p. 1, 2016.
- SOUSA, F. J. R. de. **A Geração Termelétrica: A contribuição das térmicas a gás natural liquefeito**. 2009. Dissertação (Mestrado) — Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2009.
- STYS, R. D.; QUADE, A. W. A cogeneration overview by a large electric and gas utility. **IEEE Transactions on educational**, v. 24, p. 235–236, 1981.
- WEG. **Manual para Correção do Fator de Potência**. 2014. Disponível em: <http://www.feb.unesp.br/dee/docentes/cagnon/instala_2/manual_fator_potencia.pdf>. Acesso em: 04 dez 2014 às 22h01m.
- WÄRTSILÄ. **Wärtsilä 32**. 2016. Disponível em: <<http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/engines-generating-sets/diesel-engines/wartsila-32>>. Acesso em: 19 jul 2016 às 16h48m.
- YIN, S.-A.; HUANG, Y.-C. A survey on high tech industry power quality requirements. **IEEE**, Taiwan, p. 548–553, 2001.

Anexos

Anexo A - Guia de Manutenção para o Motor Estacionário

Nesta seção encontra-se o Guia de Manutenção para Motor Estacionário, extraído da documentação técnica de um dos fabricantes dos motogeradores da usina termoelétrica do estudo de caso. São relacionadas as atividades de manutenção recomendadas em função das horas de operação cumulativas destes equipamentos. Conforme solicitado pelo fabricante, retiramos o modelo do equipamento e o logotipo da empresa, além de outros dados de referência que estavam na tabela original.

PROGRAMA DE MANUTENÇÃO

Guia de manutenção para o motor estacionário – 1/2

Descrição	Intervalos das revisões (h)										Obs.			
	O	2	1	2	3	6	9	1	1	2		2		
<ul style="list-style-type: none"> ■ Revisão planejada ◆ Confirmar após revisão/ novo ○ Com base na observação 	u	0	0	0	0	0	0	0	2	5	8	1	4	
	t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	r	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	o								0	0	0	0	0	
	s													
Fixações principais – reaperto														
Porcas do cabeçote do cilindro	◆													◆ : Confirmar o reaperto após revisão ou renovação
Porcas do contrapeso	◆					■								
Porcas da tampa do mancal principal	◆					■								
Porcas da biela	◆					■								
Porcas do eixo de excêntricos	◆					■								
Porcas das engrenagens temporizadoras	◆					■								
Parafusos do bloco do motor e da base	◆					■								
Parafusos do turbocompressor	◆					■								
Mancais principais – inspeção														
Mancais principais											■			
Mancal de empuxo (verificar folga axial)											■			
Mancais de biela (extremidades maior/menor)											■			
Mancais de biela (extremidades maior/menor)											■			
Mancais do eixo de excêntricos (verificar folga)											■			
Apoios resilientes – inspeção	◆					■								
Apoios resilientes – reaperto														
Parafuso da base e do apoio resiliente	◆					■								
Porca do apoio resiliente e da fundação	◆					■								
Unidade de cilindro e biela – inspeção														
Válvulas de admissão e descarga, sedes e guia											■			
Passagens de água no cabeçote do cilindro											■			
Verificação e ajuste da folga das válvulas	◆			○							■			
Válvula de descompressão											■			
Camisa do cilindro – recondicionar (brunimento)											■			
Pistão, pino e anéis de pistão											■			
Medir diâmetro interno da extremidade maior, verificar folga entre pino e extremidade menor											■			
Virabrequim e engrenagens - inspeção														
Dentes de engrenagem do aro do volante					○									
Virabrequim – verificação da flexão						■								
Amortecedor de vibração torcional: amostra de fluido											■			Apenas do tipo viscoso
Engrenagens temporizadoras e de acionamento de bomba (verificação de folga e jogo)											■			
Mecanismo de operação de válvulas														
Eixo e mancal do tucho (verificar folga)											■			
Eixo e mancal do balancim (verificar folga)											■			
Faces de contato do excêntrico e do rolo do tucho	○													

Figura 7.1 – Guia de Manutenção, página 50

Guia de manutenção para o motor estacionário – 2/2

Descrição	Intervalos das revisões (h)										Obs.	
	0	2	1	2	3	6	9	1	1	2		2
<ul style="list-style-type: none"> ■ Revisão planejada ◆ Confirmar após revisão/ novo ○ Com base na observação 	u	0	0	0	0	0	0	2	5	8	1	4
	t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	r	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	o											
	s											
Sistema de controle – verificação funcional Articulações do governador – verificar funções Verificar nível de óleo do governador (Consultar o Manual do Governador) Pickups de RPM – folga e dispos. de segurança Termostatos e pressostatos	■											
	■											
	■											
	○											
Equip. de injeção de combustível – inspeção Analise as propriedades do óleo - amostra Bomba de injeção de combustível Válvula de injeção de combustível (verificar e ajustar a pressão de abertura) Filtro de óleo combustível – limpar	■											
	o											
	o											
	o											
	o											
	o											
Sistema de óleo lubrificante Analise as propriedades do óleo - amostra Bomba de óleo lubrificante – substituir mancal Resfriador de óleo lubrificante – limpar Filtro de óleo lubrificante – limpar e repor Filtro centrífugo – limpar e repor Válvula termostática - inspeção	■											
	o											
	o											
	o											
	■											
	■											
Sistema de ar comprimido Válvula de partida para Principal/Emergência (verificação funcional) Inspeção do motor a ar – consultar manual Verificar o sistema de ar comprimido Filtro e reservatório de ar – verificar pressão	■											
	o											
	■											
	■											
Sistema de ar de combustão Limpar filtro de ar – consultar manual do TC Limpar turbina (lavagem com água) Limpar compressor (lavagem com água) Verificar junta de expansão Limpar resfriador de ar comprimido	o											
	o											
	o											
	■											
	o											

Figura 7.2 – Guia de Manutenção, página 51