

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS**

**DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia**

**Júlio César de Lima Roque**

**Avaliação da periodicidade de manutenção da turbina de condensação Rateau  
com extração**

**Belo Horizonte**

**2019**

**Júlio César de Lima Roque**

**Avaliação da periodicidade de manutenção da turbina de condensação Rateau  
com extração**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, em associação ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. Dr. Evandro Fockink da Silva

**Belo Horizonte**

**2019**

R786a Roque, Júlio César de Lima Roque  
Avaliação da periodicidade de manutenção da turbina de  
condensação Rateau com extração. / Júlio César de Lima Roque. --  
Belo Horizonte, 2019.  
101f. : il.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação  
Tecnológica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia da Energia em associação ampla com a Universidade  
Federal de São João Del Rei, 2019.

Orientador: Prof. Dr. Evandro Fockink da Silva

#### Bibliografia

1. Manutenção Industrial. 2. Manutenção Preventiva. 3. Turbinas  
a Vapor. I. Silva, Evandro Fockink da. II. Centro Federal de Educação  
Tecnológica de Minas Gerais. III. Título

CDD 620.0046

**Júlio César de Lima Roque**

**Avaliação da periodicidade de manutenção da turbina de condensação Rateau com  
extração**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, em associação ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Evandro Fockink da Silva (CEFET- MG) – Orientador

---

Prof. Dr. Paulo Eduardo Barbieri (CEFET- MG)

---

Prof. Dr. Raphael Nunes de Oliveira (UFMG)

Belo Horizonte, 26 de Abril de 2019

*A meu pai, Carlos de Deus Roque  
(in memoriam) pelo exemplo de vida, dedicação exclusiva a família e educação dos filhos.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais Carlos Roque e Nelma Morais que lutaram por me dar uma boa educação e valores para que me tornasse uma pessoa de bem e útil para a sociedade, meus irmãos Jefferson, Aline e minha sobrinha Anna Breatriz, pelos momentos de alegria, descontração e incentivo.

Agradeço a instituição CEFET-MG e aos professores da pós-graduação *Stricto Sensu* em Engenharia de Energia em especial o Professor Dr. Evandro Fockink pela disponibilidade e valiosas colaborações durante o curso e na elaboração deste trabalho, além da devida atenção aos meus passos para que também me torne um mestre. A todos os professores e ao secretário executivo do mestrado Marcos Lins Oliveira, pela cordialidade e presteza com que sempre me recebeu e também a meus colegas que são muitas vezes fonte de apoio.

Enfim, agradeço a todos que conheço, mas abro mão disso para agradecer primeiramente a Deus, pela inteligência suprema, causa primária de todas as coisas, fonte máxima de bondade que permitiu que essas pessoas e instituição fizessem parte da minha vida.

*“A ciência deve mais ao motor a vapor, que o motor a vapor a ciência”.*

Lawrence Joseph Henderson

*“As pessoas que vencem neste mundo são as que procuram as circunstâncias de que precisam e, quando não as encontra, as criam”.*

George Bernard Shaw

*“Tenha em mente que tudo que você aprende na escola é trabalho de muitas gerações. Receba essa herança, honre-a, acrescente a ela e, um dia, fielmente, deposite-a nas mãos de seus filhos”.*

Albert Einstein

## RESUMO

O presente estudo foi elaborado com o objetivo principal de avaliar tecnicamente e economicamente a viabilidade em alterar o período entre manutenções preventivas de uma turbina de condensação Rateau com extração (Modelo: H3800S), aplicada em uma planta química industrial que produz fertilizantes, ácido sulfúrico e energia elétrica instalada na cidade de Araxá/MG. A indústria possui uma caldeira de recuperação, gerando vapor superaquecido a temperatura de 400 °C, e pressão de 4,3 MPa, que é direcionada para uma turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico, constituindo assim um grupo turbogerador com capacidade de geração de potência elétrica de 11,50 MWe. A potência elétrica gerada é disponibilizada para ser consumida na própria indústria e representa 22,45 % da potência máxima consumida, quando esta indústria opera na capacidade nominal. A redução da capacidade de geração, deste grupo turbogerador, no período entre manutenções preventivas é influenciada pelas perdas internas que ocorrem na turbina a vapor proveniente principalmente de três fontes: atrito entre superfícies móveis, fugas de fluido e atrito em labirintos de vedação de vapor. A operação da turbina a vapor nesta condição reduz a capacidade de geração e conseqüentemente impactando negativamente no custo de operação desta planta, devido à necessidade de aquisição de maior quantidade de energia elétrica, disponibilizada pela concessionária que atende a região de instalação da indústria. Esta condição somente é minimizada quando a turbina a vapor aplicada neste grupo turbogerador é submetida à manutenção preventiva periódica com objetivo de reconstituir ou substituir os componentes desgastados ou avariados. Os resultados apontam que após o terceiro ano deste equipamento em operação a taxa de redução da capacidade de geração de potência elétrica e conseqüentemente de energia elétrica é expressamente elevada a patamar que viabiliza que este equipamento seja submetido à manutenção preventiva logo após este período.

Palavras-chave: Periodicidade de manutenção preventiva. Manutenção de turbina a vapor. Turbina Rateau de condensação com extração.

## **ABSTRACT**

The present study was developed with the objective of evaluating, in a technical and economic way, the behavioral change between the preventive strategies of an air condensing turbine (Model: H3800S), applied in an industrial chemical plant that produces fertilizers, sulfuric acid and installed in the city of Araxá / MG. The industry has a recovery boiler, generating superheated steam at a temperature of 400 ° C, and a pressure of 4.3 MPa, which is directed to a steam turbine coupled to an electric generator, thus constituting a turbogenerator group with generation capacity power. power of 11.50 MWe. The consumption of electricity is made available to be consumed and consumed almost every day. The reduction of generation capacity of this turbogenerator group in the period between preventive maintenance is influenced by the internal losses that occur in the turbine and steam in an environment of three sources: friction between moving doors, fluid leaks and friction in labyrinth seals of steam. The operation of the steam turbine reduced generation capacity and, consequently, negatively impacted the cost of energy resulting from the generation of greater amount of electric energy, made available by the concessionaire that serves a region of installation of the industry. The team was only minimized when a steam turbine was in this turbogenerator group undergoes periodic preventive maintenance in order to reconstitute or replace the worn or damaged components. The indicators that show which electric power in operation are the reduction rates of the electric power generation capacity and consequently the electric energy is expressly high when the electric energy is submitted to preventive maintenance soon after this period.

Keywords: Periodicity of preventive maintenance. Steam turbine maintenance. Turbine Rate of condensation with extraction.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação esquemática das áreas operacionais da planta química industrial.....	20
Figura 2 – Evolução da manutenção.....	24
Figura 3 – Transformação de energia.....	30
Figura 4 – Turbina de Hero.....	31
Figura 5 – Turbina de Branca.....	31
Figura 6 – Turbina de Laval.....	32
Figura 7 – Evolução das capacidades e parâmetros de operação de turbinas a vapor durante os últimos 100 anos. A linha 1 representa as unidades comerciais e a linha 2 as unidades pilotos.....	33
Figura 8 – Fluxograma das máquinas de fluido.....	34
Figura 9 – Turbinas de contrapressão, condensação e condensação ou contrapressão extração controlada.....	35
Figura 10 – Variáveis das turbinas de ação.....	36
Figura 11 – Diagrama de pressão da turbina de ação.....	37
Figura 12 – Variáveis das turbinas de reação.....	37
Figura 13 – Diagrama de pressão da turbina de reação.....	38
Figura 14 – Turbina de ação e de um só estágio de Laval.....	39
Figura 15 – Esquema e corte transversal de uma turbina com estágio Curtis.....	41
Figura 16 – Diagrama de uma turbina de Rateau.....	42
Figura 17 – Diagrama turbina Curtis Rateau.....	43
Figura 18 – Diagrama turbina Parsons.....	44

Figura 19 – Vista de cote da turbina a vapor.....	46
Figura 20 – Palhetas e rotor.....	47
Figura 21 – Plalhetas.....	48
Figura 22 – Acoplamento mecânico tipo engrenagem.....	48
Figura 23 – Mancal de escora.....	49
Figura 24 – Mancal de radial.....	49
Figura 25 – Instrumentação instalada nos mancais radial e escora.....	50
Figura 26 – Carcaça da turbina.....	51
Figura 27 – Válvula combinada de parada e emergência.....	52
Figura 28 – Válvula de controle de vapor.....	53
Figura 29 – Válvula de extração.....	54
Figura 30 – Bocais e diafragma.....	55
Figura 31 – Anéis de labirinto e anéis de vedação.....	56
Figura 32 – Sistema de selagem do eixo.....	57
Figura 33 – Unidade de lubrificação e sistema de óleo de controle.....	59
Figura 34 – Regulador eletrônico digital.....	59
Figura 35 – Atuador eletro hidráulico das válvulas de controle de vapor.....	60
Figura 36 – Sistema eletrônico de proteção.....	61
Figura 37 – Grupo turbogerador (Turbina de condensação com extração, redutor de velocidade e gerador elétrico) de CMA.....	63
Figura 38 – Turbina de condensação Rateau com extração de CMA.....	64

Figura 39 – Fluxograma básico de processo de ácido sulfúrico (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ) e energia elétrica em CMA.....	65
Figura 40 – Sistema de Condensação de vapor.....	67
Figura 41 – Ábaco de geração de potência elétrica MWe x Extração de vapor superaquecido kg/h.....	70
Figura 42 – Curva de disponibilidade de vapor superaquecido kg/h.....	75
Figura 43 – Curva de extração de vapor superaquecido kg/h.....	76
Figura 44 – Geração de potência elétrica (MWe) projeto, após e antes execução de manutenção preventiva Jul/2017 x extração de vapor superaquecido kg/h.....	78
Figura 45 – Redução % da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência descrita em projeto.....	83
Figura 46 – Redução de capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência, após execução de manutenção preventiva executada em Ago/2012.....	84
Figura 47 – Redução de geração de energia elétrica em MWh considerando (Eele - Projeto), (Eele - Executada) e horas em operação em plena Carga.....	86
Figura 48 – Redução de geração de energia elétrica em MWh considerando (Eele - Realizada) após manutenção preventiva - Ago/2012, (Eele - Executada) mensalmente e horas em operação em plena carga.....	87
Figura 49 – Custo máximo R\$ com aquisição de energia elétrica, devido redução de geração considerando (Pe -Projeto), (Pe - Executada) e Horas em operação em plena carga.....	88

Figura 50 – Custo máximo R\$ com aquisição de energia elétrica, devido redução de geração (Pe - Realizada) após manutenção preventiva - Ago/2012, (Pe - Executada) mensalmente e horas em operação em plena carga.....91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sequência de abertura das válvulas de controle de vapor.....	53
Tabela 2 – Características técnicas da turbina – Modelo H3/800S.....	66
Tabela 3 – Características operacionais da turbina – Modelo H3/800S.....	68
Tabela 4 – Dados das curvas de desempenho.....	69
Tabela 5 – Distribuição de potência elétrica no complexo de CMA.....	71
Tabela 6 – Tarifa de energia elétrica de acordo com a bandeira.....	72
Tabela 7 – Relação de atividade de manutenção preventiva - Turbina conjunto.....	74
Tabela 8 – Níveis de extração de vapor superaquecido kg/h, durante o período do ano.....	75
Tabela 9 – Geração de potência elétrica MWe antes execução de manutenção preventiva Jul/2017 x extração de vapor superaquecido kg/h.....	77
Tabela 10 – Redução % entre potência elétrica MWe de projeto e realizada após manutenção preventiva Ago/2012 x extração de vapor superaquecido kg/h.....	79
Tabela 11 – Redução % entre potência elétrica MWe de projeto e realizada antes manutenção preventiva Jul/2017 x extração de vapor superaquecido kg/h.....	80
Tabela 12 – Redução % entre potência elétrica MWe no período de Ago/2012 a Jul/2017 x extração de vapor superaquecido kg/h.....	81
Tabela 13 – Redução da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017.....	82
Tabela 14 – Redução de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017.....	85
Tabela 15 – Potencial de Custo Máximo R\$ devido à redução de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017.....	88

Tabela 16 Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2012/-Jul2013) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.....98

Tabela 17 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2013/-Jul2014) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.....99

Tabela 18 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2014/- Jul2015) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.....100

Tabela 19 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2015/-Jul/2016) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.....101

Tabela 20 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2016/- Jul/2013) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.....102

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLA

CEFET-MG = Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

MG = Estado de Minas Gerais

CA = Corrente alternada

CMA = Complexo Mineroquímico de Araxá

CTE = Central termelétrica

CSEV = Válvula combinada de parada de emergência

CLP = Controlador lógico programável

GTG = Grupo turbogerador

$W_{ele}$  = Potência elétrica

E<sub>ele</sub> = Energia elétrica

EVTE = Estudo de viabilidade técnica e econômica

H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> = Ácido sulfúrico

FS = Fator de serviço

rpm = Rotação por minuto

L = Litro

h = Horas

## LISTA DE SÍMBOLOS

Mpa = Mega Pascal

kg/h = Quilograma por hora

mm = Milímetro

$\eta_g$  = Rendimento do gerador

$\eta_m$  = Rendimento mecânico

°C = Graus Celsius

kg = Quilograma

S = Enxofre

i = Relação de redução

mA = Mili Ampére

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	19
1.1 Justificativa .....	20
1.2 Objetivos .....	21
1.2.1 <i>Objetivo geral</i> .....	21
1.2.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	21
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	22
2.1 Manutenção industrial .....	22
2.1.1 <i>Evolução</i> .....	22
2.1.2 <i>Tipos de manutenção</i> .....	26
2.1.2.1 <i>Manutenção corretiva</i> .....	26
2.1.2.2 <i>Manutenção preventiva</i> .....	27
2.1.2.3 <i>Manutenção preditiva</i> .....	28
2.1.2.4 <i>Engenharia de manutenção</i> .....	29
2.2 Princípios de funcionamento das turbinas a vapor .....	29
2.3 Classificação das turbinas a vapor .....	33
2.4 Turbina de condensação Rateau com extração .....	46
2.4.1 <i>Descrição detalhada dos principais componentes da turbina a vapor de condensação Rateau com extração</i> .....	46
2.4.1.1 <i>Rotor e palhetas</i> .....	46
2.4.1.2 <i>Mancal de escora e radial</i> .....	48
2.4.1.3 <i>Carcaça da turbina</i> .....	50
2.4.1.4 <i>Válvula combinada de parada de emergência</i> .....	51
2.4.1.5 <i>Válvula de controle de vapor</i> .....	52
2.4.1.6 <i>Válvula de extração</i> .....	53
2.4.1.7 <i>Bocais e diafragma</i> .....	54
2.4.1.8 <i>Anéis de labirinto de vapor e anéis de vedação</i> .....	55
2.4.1.9 <i>Sistema de selagem do eixo</i> .....	56
2.4.1.10 <i>Central de lubrificação e óleo de controle</i> .....	57
2.4.1.12 <i>Sistema de controle de velocidade</i> .....	59

2.4.1.13 Desarme de emergência por sobre velocidade.....	60
2.4.1.14 Sistema de giro lento do rotor .....	61
2.4.1.15 Equipamento de proteção.....	61
3. METODOLOGIA .....	62
3.1 Limites Operacionais da turbina de condensação Rateau com extração.....	65
3.2 Características técnicas da turbina de condensação Rateau com extração em operação na planta química .....	66
3.3 Características do processo .....	67
3.4 Curva característica .....	68
3.6 Tarifa de energia elétrica .....	72
3.7 Procedimento de manutenção preventiva da turbina com periodicidade de 5 anos	72
4. ANÁLISE E RESULTADOS .....	74
4.1 Desempenho da turbina de condensação Rateau com extração (Modelo: H3/800S) .....	74
4.2 Análise da redução da capacidade de geração de potência elétrica MWe da turbina de condensação Rateau com extração .....	79
4.3 Análise da redução anual da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador .....	82
4.4 Análise da redução de geração energia elétrica (MWh) do grupo turbogerador .....	85
4.5 Análise do potencial de custo máximo (R\$) devido à redução da capacidade de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017 (Período entre manutenções preventivas) .....	88
5. CONCLUSÕES .....	92
6. REFERÊNCIAS .....	94
APÊNDICE .....	96

APÊNDICE A – Banco de dados referente ao desempenho da turbina de condensação Rateau com extração (Modelo:H3/800S ) aplicada no complexo mineroquímico (CMA) no período de Ago/2012 a Jul/2017 (Período entre manutenções preventivas) .....96

## 1. INTRODUÇÃO

Uma Indústria de Processo é caracterizada pela adição de valor a uma matéria prima por meio de uma separação, mistura, conformação ou reação química. As indústrias de processo podem ser caracterizadas como de processamento por bateladas (lotes) ou processamento contínuo, sendo que a indústria de processos por batelada é caracterizada por curtos ciclos de produção de produtos e a indústria de processos contínuos possui interrupções mínimas em sua campanha (FRANSOO; RUTTEN, 1994).

Em plantas de processo contínuo, como indústrias químicas, petroquímicas, cimenteiras, de fertilizantes entre outras, após um período determinado de operação, os equipamentos e instalações apresentam desgastes e necessidades de manutenção. É necessária uma parada da planta, em um período pré-determinado, para que sejam realizados os serviços de manutenção, a fim de garantir a sua operação em condições ideais, minimizando a possibilidade de falhas em equipamentos e proporcionando a operação durante uma nova campanha. Logo, paradas de planta para realização de manutenções, ou, Paradas de Manutenção, são eventos importantes em plantas industriais que operam de forma contínua. No entanto, é necessário que as atividades sejam gerenciadas e planejadas de forma eficiente (VERRI, 2008).

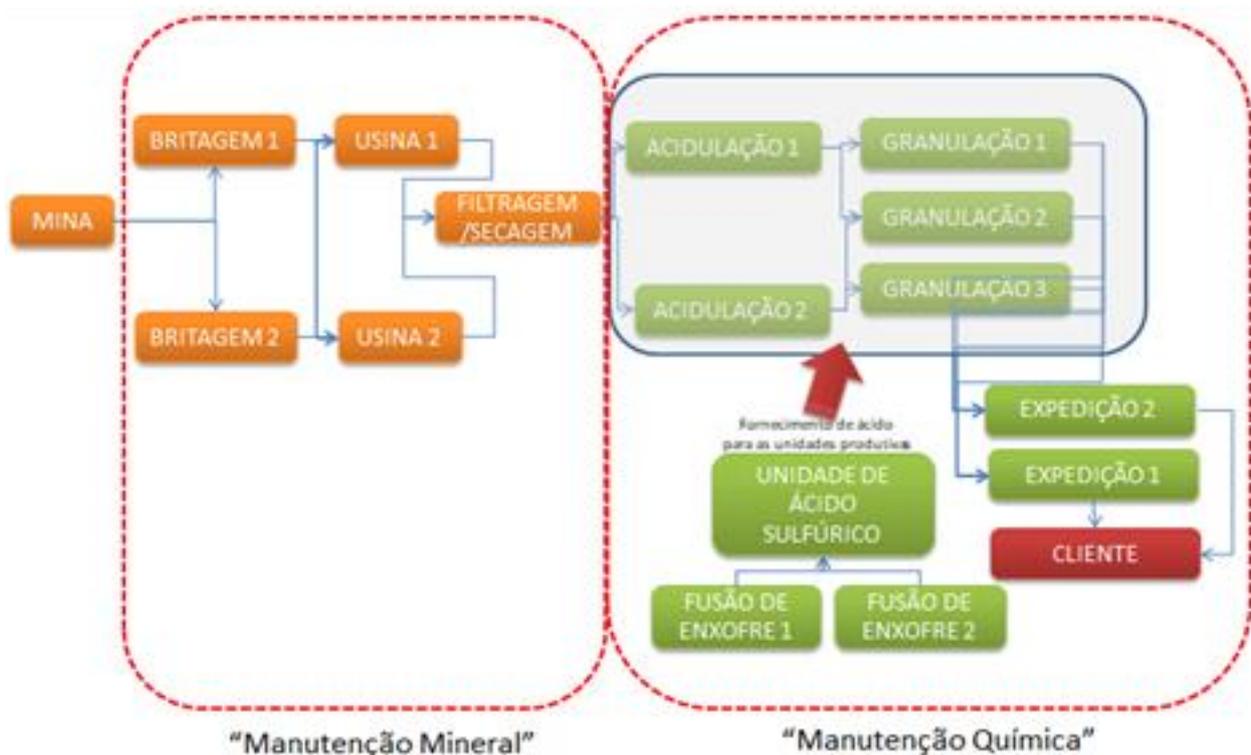
O objetivo das manutenções preventivas e corretivas é manter ou restaurar níveis aceitáveis de eficiência e segurança de operação de determinado objeto. A otimização dos processos de manutenção permite obter esses efeitos possivelmente com os menores custos.

No cenário contemporâneo, cada vez mais é preciso que as atividades sejam planejadas e executadas de forma eficiente e eficaz, assim a manutenção assume papel fundamental como função estratégica para melhoria dos resultados do negócio e aumento da competitividade entre as organizações (PINTO; XAVIER, 2013).

O presente trabalho foi baseado na análise do banco de dados das variáveis operacionais de uma turbina a vapor de condensação Rateau com extração que constitui um grupo turbogerador (GTG) em operação em uma das unidades da Mosaic Fertilizantes no município de Araxá-MG. A partir da análise e identificação da queda do desempenho operacional do GTG, no período entre manutenções preventivas executadas em agosto/2012 e julho/2017, foi explicitado a necessidade de identificação da periodicidade adequada para este equipamento que é submetido a condições operacionais específicas desta planta química industrial que produz fertilizantes fosfatados, desde a extração da rocha na mina até o ensaque de fertilizantes.

Na Figura 1 está representado de forma macro o processo de produção de fertilizantes pelas seguintes etapas: Extração da rocha na mina; Britagem do minério; Beneficiamento em usinas de concentração; Secagem; Acidulação; Granulação e Expedição, além das etapas descritas, tem-se a unidade de produção de Ácido Sulfúrico, produzido a partir do enxofre sólido, que é um dos insumos utilizados na produção do fertilizante. Nesta unidade também é gerado energia elétrica, a partir do GTG constituído pela turbina de condensação Rateau com extração que é objeto de estudo deste trabalho.

Figura 1 – Representação esquemática das áreas operacionais da planta química industrial.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

## 1.1 Justificativa

A turbina a vapor de condensação Rateau com extração, modelo H3/800S, possui elevada complexidade operacional e relevante custo de manutenção dentre todos os outros equipamentos em operação unidade de produção de Ácido Sulfúrico. Após a intervenção para execução de manutenção este equipamento apresenta desgaste de seus componentes internos provocado por atrito entre superfícies em movimento relativo, pontos de fuga de fluido e ineficiência do sistema de vedação, dentre outras causas. Desta forma o vapor que deveria fluir pelas palhetas fixas a um rotor e consequentemente transformar energia térmica em energia mecânica é direcionado para

pontos internos e externos a carcaça da turbina, potencializando as perdas inerentes ao processo de transformação entre estas modalidades de energia. Assim, faz-se necessário analisar o período entre a execução de manutenções neste equipamento com objetivo de analisar a taxa de redução da capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) e conseqüentemente de energia elétrica ( $E_{ele}$ ) gerada pelo grupo turbogerador (GTG), ao qual a turbina de condensação Rateau com extração é o principal constituinte, em função do tempo para recomendar qual a periodicidade adequada para que seja executada manutenção deste equipamento.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

Avaliar à possibilidade em recomendar nova periodicidade de execução de manutenção da turbina de condensação Rateau com extração, constituinte do grupo turbogerador (GTG) em operação na unidade de produção de Ácido Sulfúrico instalada no Brasil, na cidade de Araxá/MG.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Definir a taxa de redução da capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ), do grupo turbogerador (GTG) em função do período entre manutenções que foram executadas nos meses de Ago/2012 e Jul/2017. A análise utiliza dados históricos armazenados no sistema de supervisor que gerencia as variáveis operacionais dos equipamentos da unidade de produção de Ácido Sulfúrico.
- Quantificar o potencial de perda financeira, devido à redução da capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ), do grupo turbogerador (GTG) entre manutenções que foram executadas nos meses de Ago/2012 e Jul/2017. Nesta etapa será avaliada a relação entre a capacidade de geração  $W_{ele}$  nominal deste equipamento, conforme descrito em projeto e a capacidade de geração de  $W_{ele}$  executada no período entre manutenções.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Atividades de manutenção, tanto preventivas quanto corretivas após uma falha, devem manter ou restaurar um nível aceitável de operação de determinado equipamento ou instalação. O objetivo dessas operações é melhorar a confiabilidade e a segurança da operação, no menor nível possível de custos.

O desenvolvimento de novas técnicas e métodos de manutenções nos últimos anos estão conectados com regulamentações formais e expectativas para melhorar a segurança da operação. Esses requisitos são especialmente significativos para sistemas que impactam diretamente em setores estratégicos da economia, local, regional e até de um país. Sistema de energia, bem como seus subsistemas básicos de geração e transmissão, pertencem a estes setores estratégicos. Confiabilidade do subsistema de geração depende na confiabilidade de unidades de energia, bem como seus principais componentes, isto é, turbinas, caldeiras e geradores. A operação correta e segura dessas máquinas e dispositivos proporciona a segurança da geração de energia em suas diversas formas, ou seja, energia elétrica bem como calor. Por outro lado, o mercado e a concorrência entre produtores de energia elétrica neste mercado requer redução quaisquer custos possíveis, incluindo atividades de manutenção que contribuem significativamente para o preço final da energia.

Será feito neste capítulo uma breve introdução para melhor compreensão dos tipos de manutenções, princípio de funcionamento e classificação das turbinas a vapor aplicadas no processo de produção de potência elétrica ( $W_{ele}$ ), inclusive da turbina de condensação Rateau com extração que é objeto de estudo deste trabalho.

### 2.1 Manutenção industrial

#### 2.1.1 Evolução

Com o intuito de se tornarem mais competitivas, as empresas precisam que as funções dos diversos departamentos de sua estrutura proporcionem resultados excelentes. A Manutenção, como função estratégica das organizações e com grande responsabilidade pela disponibilidade dos ativos, tem uma importância primordial nos resultados da empresa. Os resultados empresariais são proporcionais ao quanto mais eficiente e eficaz for a Gestão da Manutenção. Para Moubrey (2000), a manutenção vem procurando novas formas de pensar, tanto diretrizes técnicas quanto administrativas, já

que as novas exigências de mercado tornaram visíveis as limitações dos atuais sistemas de gestão.

Antes de ser abordada a evolução da manutenção, é necessário o entendimento quanto sua definição. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) por meio da NBR 5462 (1994, p. 6), define manutenção como “Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida” (ABNT, 1994). Xenos (2014) complementa que a função manter quer dizer fazer tudo o que for preciso para que o desempenho e funções para qual um equipamento foi projetado sejam garantidas num nível de desempenho exigido.

A manutenção é uma atividade que vem passando por diversas mudanças nos últimos 70 anos, mudanças estas, principalmente desencadeadas pelo aumento do número e diversidade de instalações e equipamentos, o aumento da instrumentação e automação, a complexidade de projetos, o surgimento de novas técnicas de manutenção, além do foco das organizações na manutenção e importância da mesma como função estratégica. Entre estes e outros pontos pode-se destacar também a introdução da gestão como indispensável para atingir os melhores resultados em termos de manutenção (PINTO; XAVIER, 2013).

Pinto e Xavier (2013) e Moubray (2000), dividem a evolução da manutenção em gerações, sendo que em cada uma delas existe um contexto histórico e características que delimitam esta evolução em gerações distintas. A Figura 2 apresenta a distinção entre as características de cada geração e o respectivo período cronológico em que a mesma está inserida.

Figura 2 - Evolução da Manutenção.

EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO												
Geração	Primeira Geração		Segunda Geração		Terceira Geração		Quarta Geração		Quinta Geração			
Ano	1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015		
Aumento das expectativas em relação à manutenção	Conserto após a falha		Disponibilidade crescente. Maior vida útil dos equipamentos.		Maior confiabilidade. Maior disponibilidade. Melhor relação custo benefício. Preservação do meio ambiente.		Maior confiabilidade. Maior disponibilidade. Preservação do meio ambiente. Segurança. Gerenciar Ativos. Influir nos resultados do negócio.		Gerenciar Ativos. Otimizar os ciclos de vida dos ativos. Influir nos resultados do negócio.			
Mudanças nas técnicas de manutenção.	Habilidades voltadas para o reparo.		Planejamento manual da manutenção. Computadores grandes e lentos. Manutenção preventiva (por tempos)		Monitoramento da condição. Manutenção preditiva. Análise de risco. Computadores pequenos e rápidos. Softwares potentes. Grupos de trabalho disciplinares. Projetos voltados para a confiabilidade.		Aumento da manutenção preditiva e monitoramento da condição. Redução nas manutenções preventiva e corretiva não planejada. Análise de falhas. Técnicas de confiabilidade. Manutenibilidade. Contratação por resultados.		Aumento da manutenção preditiva e monitoramento da condição <i>on e off-line</i> . Participação efetiva no projeto, aquisição, instalação, comissionamento, operação e manutenção dos ativos. Excelência em engenharia de manutenção. Consolidação da contratação por resultados.			

Fonte: Adaptado de Pinto e Xavier (2013, p. 6).

Moubray (2000) trata a primeira geração da manutenção como o período anterior à segunda guerra mundial, sendo que neste período a maioria dos equipamentos eram simples e superdimensionados às suas aplicações. As interrupções de produção não eram tratadas com importância e as prevenções de falhas nos equipamentos não eram prioridade para as gerências. Em termos de mão de obra, as necessidades de habilidades eram menores, devido à simplicidade dos equipamentos.

Durante a segunda guerra mundial, houve significativas mudanças no cenário da manutenção. Devido a guerra, a mão de obra se tornava escassa, e a demanda por bens de diversos tipos aumentava. Diante destes fatos, surgiu a necessidade da maior mecanização dos equipamentos, por sua vez, gerando uma dependência da indústria a seus equipamentos. Com o aumento da demanda, interrupções de produção passaram a ter maior importância e com isso iniciou-se a preocupação com manutenções preventivas nos equipamentos com o intuito de evitar falhas inesperadas. Com a evolução dos

equipamentos e estratégia de manutenção, o custo de manutenção nesta geração se elevou, quando comparado com sua antecessora (MOUBRAY, 2000).

Pinto e Xavier (2013) tratam a terceira geração da manutenção como o período a partir da década de 70, onde surgiu a tendência mundial da utilização de sistemas como o *just-in-time*<sup>1</sup>, derivado do Toyotismo<sup>2</sup>. Essa geração também é marcada pelo crescimento da automação e mecanização dos processos, acarretando em uma maior confiabilidade<sup>3</sup> e disponibilidade<sup>4</sup> dos equipamentos e instalações. Na terceira geração é reforçado o conceito de manutenção preditiva e cada vez mais a confiabilidade é aplicada pela engenharia de manutenção. Quanto à execução de manutenção, os métodos de contratação também evoluem, passando a se contratar por serviços, em contrapartida à contratação por mão de obra como era feito em gerações anteriores.

Na quarta geração a disponibilidade e a confiabilidade ainda são tratadas como medidas importantes para o desempenho da manutenção. Nesse período são reforçadas as ações da engenharia de manutenção, tendo como desafio a minimização de falhas prematuras. Cada vez menos se tem a intenção de realizar uma intervenção nos equipamentos, visto que cada uma destas acarreta na redução ou paralização da produção. Diante disto, as práticas de manutenção preditiva e monitoramento de condição são amplamente utilizados, em detrimento das manutenções preventivas e corretivas não planejadas. A quarta geração também apresenta evolução em relação às contratações, buscando parcerias em contratos de longo prazo, medidos por indicadores que interessam ao negócio, principalmente a disponibilidade e a confiabilidade (PINTO; XAVIER; 2013).

Pinto e Xavier (2013) trazem a quinta geração da manutenção como uma continuidade das práticas da quarta geração, porém, com um enfoque diferente, que é o resultado empresarial. Na quinta geração as principais características são o aumento da manutenção preditiva e o monitoramento, a participação e domínio de todo o ciclo de vida dos ativos, o monitoramento do desempenho, a implementação de melhorias com

---

<sup>1</sup> *Just in time* é um termo em inglês que significa “na hora certa” ou “momento certo”, ele é utilizado para dar nome a um sistema de administração da produção que tem como diretriz que nada deve ser produzido, transportado ou comprado antes da hora certa.

<sup>2</sup> Toyotismo é um sistema de produção, conhecido também como Sistema Toyota de Produção. Foi criado por Taiichi Ohno, com o objetivo de eliminar desperdícios, acúmulos em estoque e ser um sistema de produção flexível.

<sup>3</sup> Confiabilidade está associada à operação bem sucedida de equipamentos e sistemas. Em análises de engenharia a confiabilidade de um item corresponde à sua probabilidade de desempenhar adequadamente o seu propósito especificado, por um determinado período de tempo e sob condições predeterminadas (FOGLIATTO; DUARTE; 2009).

<sup>4</sup> Segundo Fogliatto e Duarte (2009), disponibilidade “é definida como a capacidade de um item, mediante manutenção apropriada, desempenhar a sua função requerida em um determinado instante do tempo ou em um período pré-determinado”.

ênfoque na minimização do número de falhas, a excelência em engenharia de manutenção e a consolidação da contratação por resultados que já vinha sendo praticada na quarta geração.

### *2.1.2 Tipos de manutenção*

Segundo Xenos (2014), as atividades de manutenção compreendem alguns métodos e estratégias de execução direcionadas a cada tipo de problema e estratégia das empresas. O autor ainda divide estes métodos em manutenção corretiva, manutenção preventiva, manutenção preditiva, melhoria dos equipamentos e prevenção de manutenção. Pinto e Xavier (2013) classificam os tipos de manutenção em 6 grandes grupos, sendo: manutenção corretiva não planejada, manutenção preventiva, manutenção detectiva, manutenção corretiva planejada e engenharia de manutenção.

#### *2.1.2.1 Manutenção corretiva*

De acordo com a NBR 5462 a manutenção corretiva é a “manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane, destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida” (ABNT, 1994).

Pinto Xavier (2013) define a manutenção corretiva como a atuação em um equipamento defeituoso ou que tem um desempenho diferente do esperado. Ainda segundo os autores, a manutenção corretiva apresenta características de emergência e correção imediata, porém não necessariamente emergencial em sua totalidade. Os autores dividem a manutenção corretiva de acordo com a ocorrência de duas condições principais: 1 – Ocorrência de falha, que necessita correção. 2 – Desempenho deficiente, apontado pelo acompanhamento do equipamento. A manutenção corretiva pode ser dividida em duas classes principais, a manutenção corretiva não planejada, e a manutenção corretiva planejada.

A manutenção corretiva não planejada e caracterizada por ser realizada de imediato, em um equipamento ou sistema que sofreu uma falha ou apresenta um desempenho menor que o esperado, porém, sem tempo para reparo ou planejamento do serviço. Esta manutenção pode acarretar altos custos, pois as falhas nos equipamentos e sistemas impactam na interrupção da produção e, conseqüentemente, em perdas, na qualidade do produto, e nos custos de manutenção em si, decorrentes da falta de preparo e planejamento para a execução daquela atividade. (PINTO; XAVIER; 2013)

Já a manutenção corretiva planejada se trata de uma correção da falha ou reestabelecimento do desempenho do equipamento baseada nas condições do equipamento e acompanhamento realizado via preditiva, detectiva ou inspeção. Esta manutenção acontece de forma planejada, visando o menor impacto na unidade operacional e a melhor execução da manutenção. As principais informações para a manutenção corretiva planejada vêm do monitoramento da condição do equipamento. Este monitoramento pode nortear a liderança quanto às decisões de parar ou não o equipamento para a realização da manutenção. A manutenção corretiva planejada possibilita compatibilizar a necessidade e garantia de existência de sobressalentes. Uma das principais características deste tipo de manutenção é a atuação no equipamento antes da ocorrência da falha. (PINTO; XAVIER; 2013)

#### *2.1.2.2 Manutenção preventiva*

No conceito de manutenção preventiva os serviços são realizados em intervalos de tempo predeterminados, ou de acordo com critérios, com o objetivo de reduzir as possibilidades de falhas nos equipamentos. A manutenção preventiva é caracterizada pela realização de serviços em máquinas que não estejam em falhas, estando em condições de operação ou em estado de defeito zero (VIANA, 2002).

Em alguns setores, como por exemplo, a aviação, a manutenção preventiva é primordial, pois o fator segurança se torna mais importante. Para a adoção da manutenção preventiva, alguns fatores devem ser levados em consideração: Impossibilidade de realizar manutenção preditiva; Quando aspectos de segurança pessoal e de instalações tornam mandatória a intervenção; Quando se faz necessária a manutenção por oportunidade, por exemplo, em casos de equipamentos críticos e de difícil liberação; Quando existir riscos de danos ao meio ambiente; Utilização em sistemas complexos e/ou de operação contínua, onde uma interrupção na operação pode gerar problemas diversos (PINTO; XAVIER, 2013).

Para Xenos (2014), a manutenção preventiva deve ser a principal atividade de manutenção de uma empresa. Quando comparada com a manutenção corretiva, do ponto de vista de custos, a manutenção preventiva se apresenta mais cara, pois peças são trocadas e componentes são recuperados antes dos mesmos atingirem seu limite de vida útil, sendo uma troca prematura. Entretanto, do ponto de vista operacional, a ocorrência de falhas diminui, e a disponibilidade dos equipamentos se eleva.

### 2.1.2.3 Manutenção preditiva

Segundo a NBR 5462 (1994, p. 7), a manutenção preditiva é definida como a “manutenção que permite garantir uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e reduzir a manutenção corretiva” (ABNT, 1994).

A manutenção preditiva também pode ser denominada tendo como base o estado do equipamento. Ela é caracterizada por realizar o monitoramento da condição de equipamentos e sistemas, e a partir destas informações, realizar a atuação quando necessária. Este tipo de manutenção representa uma das grandes quebras de paradigmas da manutenção. Seu objetivo é prevenir falhas em equipamentos ou sistemas utilizando de técnicas para realizar o acompanhamento de parâmetros, de forma a não interromper a operação ou permitir a operação contínua pelo maior tempo possível. Esta manutenção tenta prever a condição futura do equipamento, com base em dados de acompanhamento e projeções de falha. Para adoção da manutenção preditiva, as instalações ou equipamentos devem permitir algum tipo de monitoramento ou medição, as falhas devem ser oriundas de causas que possam ser monitoradas a progressão acompanhada, além de ter que ser estabelecida uma sistemática de acompanhamento, análise e diagnóstico (PINTO; XAVIER, 2013).

Diversas técnicas preditivas são utilizadas neste tipo de manutenção, entre elas o ensaio por ultrassom, análise de vibrações mecânicas, termografias e análise de óleos lubrificantes. O objetivo destas técnicas é prever a condição do equipamento e determinar o tempo correto da necessidade de intervenção da manutenção, utilizando-se do componente ou equipamento até o fim de sua vida útil (VIANA, 2002).

Em relação aos custos, a manutenção preditiva traz o acompanhamento periódico por instrumentos e aparelhos com um custo não muito elevado. Entretanto, o monitoramento contínuo com sistemas *online* apresenta um alto custo inicial e representativo frente ao valor do equipamento como um todo. No que tange a produção, a manutenção preditiva oferece os melhores resultados, visto que causa o mínimo de intervenções no processo (PINTO; XAVIER, 2013).

#### *2.1.2.4 Engenharia de manutenção*

A Engenharia de Manutenção atua como o suporte técnico da manutenção, com dedicação para, principalmente, consolidar a rotina de manutenção e implementar melhorias. Engenharia de manutenção significa buscar as melhores práticas de manutenção e, entre suas atribuições, está à busca pelo aumento da confiabilidade, disponibilidade e segurança dos equipamentos e instalações, eliminação de problemas crônicos, melhoria da manutenibilidade dos ativos, realização de análises de falhas, entre outras (PINTO; XAVIER, 2013).

Para Pinto e Xavier (2013), a Engenharia de manutenção é uma quebra de paradigma na manutenção, e a sua aplicação uma mudança cultural na organização, em busca dos melhores resultados.

## **2.2 Princípios de funcionamento das turbinas a vapor**

Uma turbina a vapor é uma máquina motriz que utiliza a elevada energia cinética da massa de vapor expandido, fazendo com que as forças consideráveis, devidas à variação de velocidade, atuem sobre palhetas fixas a um rotor.

As forças, aplicadas às palhetas, determinam um momento motor resultante, que faz girar o rotor da turbina. As turbinas são usadas para o acionamento de geradores elétricos, compressores, turbobomba, sopradores, etc. (Mancintyre 2011).

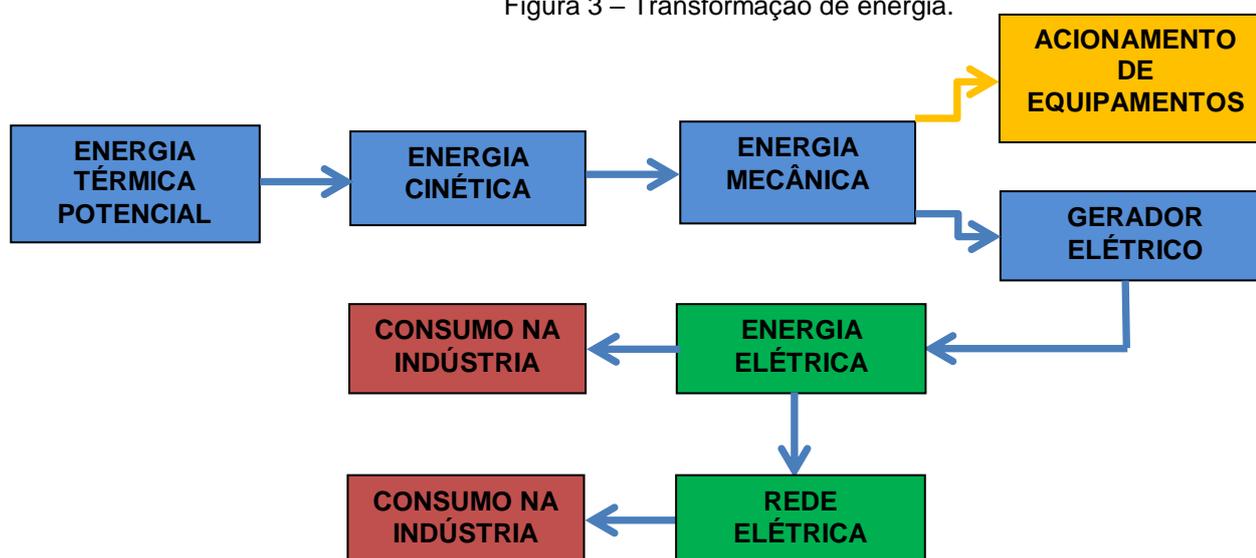
Para algumas aplicações, devido as suas características dimensionais, as turbinas a vapor se mostram como a melhor opção de acionamento, em função de sua robustez, capacidade de variação da rotação, alta confiabilidade operacional e também pelo potencial de melhoria da eficiência de uma planta, que é conseguida através do aproveitamento de gases de exaustão destes equipamentos, assim como pela reutilização de vapor de baixa, média e alta pressão. Estas características garantem ampla aplicação das turbinas nas indústrias, dentre as quais é possível citar; centrais de geração de potência, química, petroquímica e de petróleo e gás.

O funcionamento das turbomáquinas, que são máquinas que possuem a característica de transferir energia do fluxo contínuo de fluido, através de um elemento rotativo que está fixo em um eixo. Dentro destas características é possível relacionar as seguintes máquinas; bombas, compressores, ventiladores e as turbinas a vapor (TURTON et al., 1995).

É um equipamento que aproveita a energia térmica do vapor (Energia térmica

potencial), convertida em energia cinética, durante a expansão do vapor através dos bocais. Esta energia é transformada em energia mecânica, através da força que o vapor exerce sobre as palhetas rotativas. Assim a energia mecânica pode ser utilizada para mover equipamentos e quando acoplado a um gerador elétrico, constitui assim um grupo turbogerador (GTG), transformar esta energia mecânica em energia elétrica ( $E_{ele}$ ) que pode ser consumida na própria indústria ou ser disponibilizada na rede elétrica e transmitida para outros consumidores, conforme representado na Figura 3.

Figura 3 – Transformação de energia.

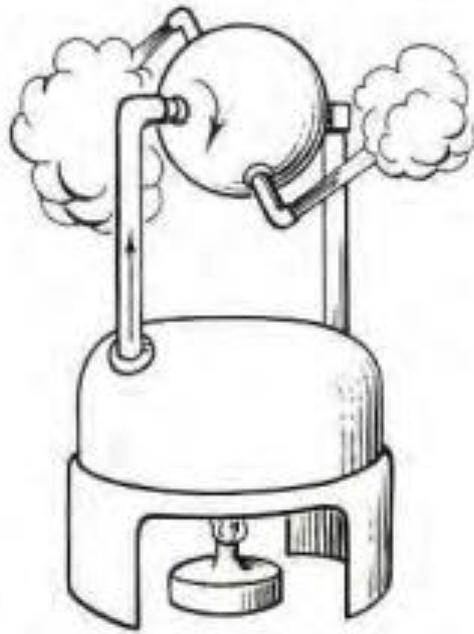


Fonte: Elaborado pelo autor.

A utilização de turbomáquinas térmicas seja como máquina geradora ou motora teve um grande impulso, a partir do término da Segunda Guerra Mundial. Particularmente no Brasil, a grande utilização de turbomáquinas do tipo estacionária, localiza-se nas indústrias de papel e celulose, nas usinas de açúcar e álcool e nas refinarias de petróleo, seja para geração direta de potência de eixo ou cogeração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ).

Segundo Husain (1984) a história do desenvolvimento das turbomáquinas a vapor teve início em 120 a.C. quando Hero de Alexandria construiu, conforme ilustrado na Figura 4, o primeiro protótipo de uma turbomáquina trabalhando sobre o princípio da reação e somente em 1629 Giovanni Branca construiu o protótipo de uma turbomáquina de ação, ilustrado na Figura 5. Também segundo Husain (1984), entre os anos de 1806 e 1813, o inventor russo Zalesar construiu vários modelos de turbomáquinas a vapor para a empresa Suzansky na Rússia.

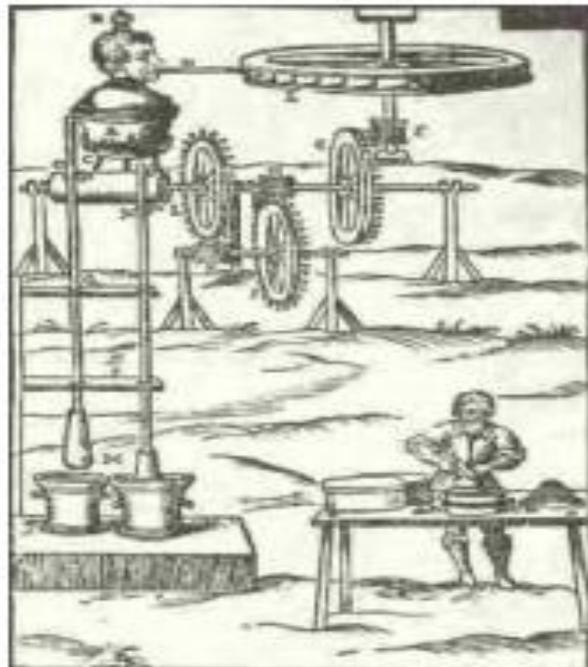
Figura 4 – Turbina de Hero.



Fonte: MATAIX,1973.

Segundo Mancintyre (1983), em 1751 Leonard Euler (1707-1783) publicou seus primeiros trabalhos sobre turbomáquinas, estabelecendo em 1754 a equação que é à base da compreensão do funcionamento das máquinas de reação.

Figura 5 – Turbina de Branca.



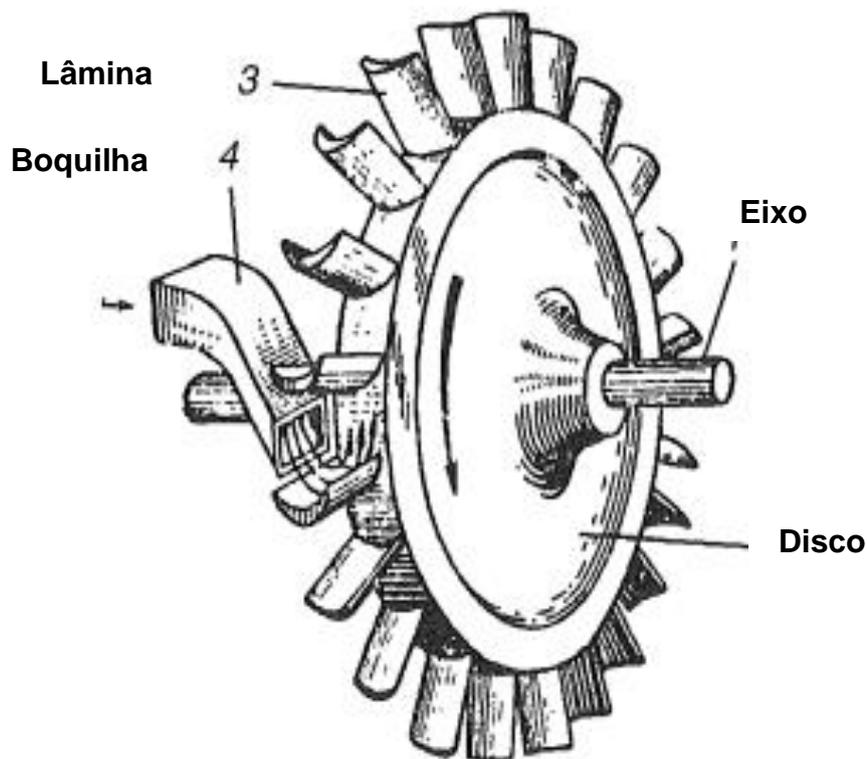
Fonte: SHLYAKHIN, 2005.

Segundo Shlyakhin (2005) grandes progressos no desenvolvimento e construção de

turbomáquinas a vapor foram relatados no fim do século 19. No ano de 1890, o engenheiro sueco Gustave de-Laval (1845-1913) construiu uma turbomáquina a vapor de ação de um estágio, ilustrado na Figura 6, com potência de 5 hp (3,73 kW).

O inglês Parsons (1854-1931) fez grande sucesso com o desenvolvimento de uma turbomáquina a vapor de reação em 1894 para aplicações marítimas. O engenheiro norte americano Charles Gordon Curtis (1860-1953) desenvolveu uma turbomáquina de ação de dois estágios em 1896.

Figura 6 – Turbina de Laval.



Fonte: MATAIX,1973.

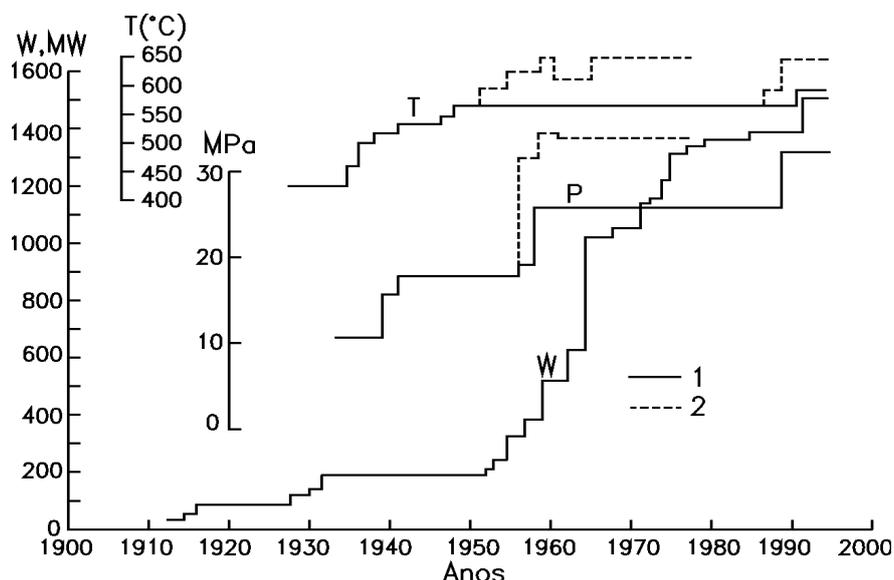
Existem ainda, outros tipos de turbomáquinas a vapor, uma vez que a base para o desenvolvimento de tais equipamentos já está citada neste texto e demais tipos de turbomáquinas a vapor serão apresentados e detalhados ao longo deste capítulo, onde serão tratados na classificação das turbinas a vapor.

Desde o início da utilização de turbinas a vapor para a geração de potência, elas aumentaram significativamente suas capacidades e eficiências e tornaram-se mais complexas e sofisticadas. Este processo pode ser ilustrado pelo diagrama da Figura 7 (Leyzerovich,1997) mostrando o crescimento, em função do tempo, da capacidade unitária máxima e dos parâmetros temperatura e pressão do vapor.

Nos últimos 85 anos, desenvolvimentos ativos de turbinas a vapor fizeram deste acionador primário o principal equipamento em centrais de geração de potência. Para aumentar a eficiência térmica, o conceito de reaquecimento do vapor, na fase de expansão, foi introduzido em 1930 e tornou-se comum em meados do século XX.

A necessidade de economia de escala e aumento na eficiência térmica das turbinas a vapor levou os projetistas deste equipamento a elaborarem projetos considerando vapor com maiores referências de temperatura e pressão de operação, além da produção de potência. Atualmente, a capacidade unitária média instalada é de 600 MW e próximo ao ano de 1920, estas potências não alcançavam 30 MW. Isto demonstra o progresso alcançado a partir da metade do século XX. Também houve um incremento significativo nas condições do vapor. Estas passaram de no máximo 1,4 MPa, e 290 °C, em 1920, para cerca de 16,0 MPa, e 540 °C, podendo atingir valores para condições supercríticas do vapor de 24,0 MPa, e 540 °C. (Li e Priddy, 1985).

Figura 7 – Evolução das capacidades e parâmetros de operação de turbinas a vapor durante o período de 100 anos. A linha 1 representa às unidades comerciais e a linha 2 as unidades pilotos.

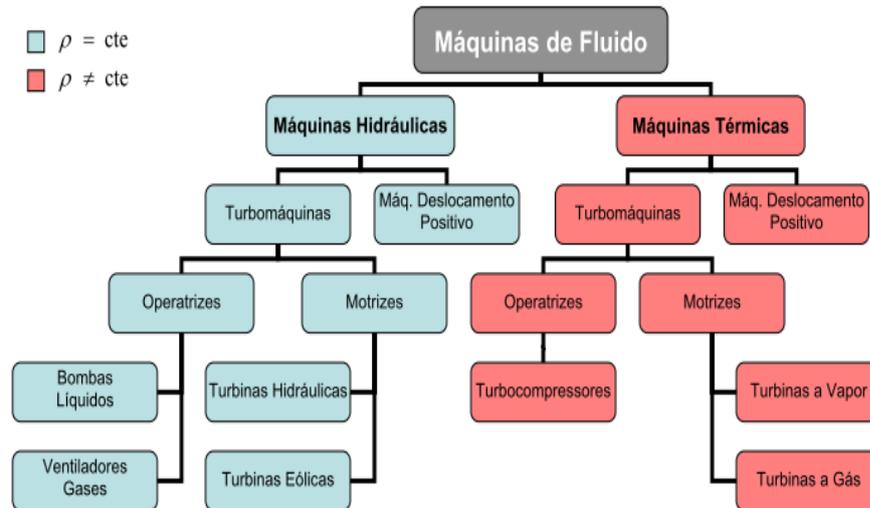


Fonte: Leyzerovich, 1997.

### 2.3 Classificação das turbinas a vapor

A posição das turbinas a vapor dentro da divisão geral das máquinas de fluido é mostrada esquematicamente a seguir na Figura 8.

Figura 8 – Fluxograma das máquinas de fluido.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As turbinas a vapor podem ser classificadas segundo diferentes critérios: (Li e Priddy, 1985) e (Shlyakhin, 2005).

### I) Segundo o propósito de utilização da turbina:

- **Turbina para acionamento elétrico:** Utilizadas para acionar um gerador elétrico que irá suprir as necessidades da central. Geralmente operam com velocidade síncrona 1.800 ou 3.600 rpm, e com potências na faixa de 16 a 1.300 MWe;

- **Turbina para acionamento mecânico:** Utilizadas como acionador de grandes ventiladores de tiragem, bombas, compressores e outros grandes equipamentos de rotação. Estes sistemas normalmente operam entre 900 e 10.000 rpm, e com potências na faixa de 500 KW, a 10 MW. Apresentam algumas vantagens sobre aquelas para acionamento elétrico, podendo-se destacar: melhor utilização da energia térmica, facilidade no controle da velocidade e rápido início de operação.

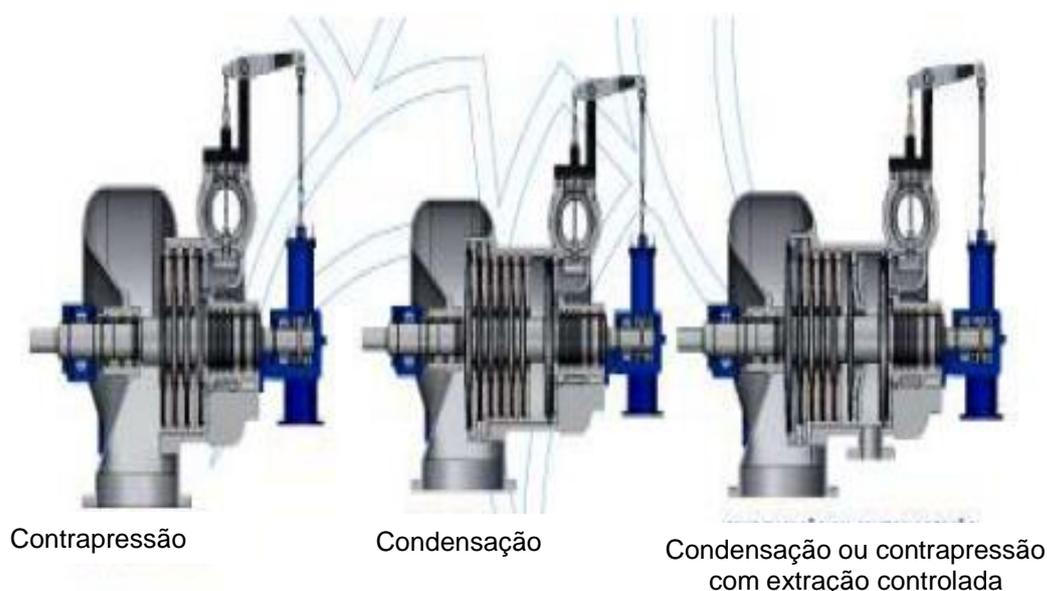
### II) Segundo o sistema de exaustão:

- **Turbina de condensação:** Este tipo de turbina descarrega o vapor para o condensador a uma pressão menor que a atmosférica (normalmente alto vácuo), a fim de aumentar a eficiência térmica do ciclo. As turbinas de condensação tendem a serem fisicamente maiores, bem como mais potentes do que as de contrapressão;

- **Turbina de contrapressão:** O termo ‘contrapressão’ se utiliza para indicar que o vapor na saída da turbina está a uma pressão igual ou superior à atmosférica, condição necessária para atender a demandas de calor em níveis de temperatura superiores a 100 °C. Geralmente são fisicamente menores do que uma unidade condensante equivalente e usualmente operam com velocidade de rotação maior devido às considerações na eficiência;

- **Turbina de condensação/extração:** Estas turbinas são recomendadas para processos industriais onde a demanda de calor é aproximadamente igual à demanda de trabalho. Possuem uma regulação que mantém a pressão na saída da turbina constante. As turbinas de condensação são utilizadas onde se necessita de maior quantidade de energia eletromecânica gerada. Normalmente a sua saída é conectada a um condensador que opera com um vácuo (pressão abaixo da atmosférica). Desta forma, produzem mais energia elétrica ( $E_{ele}$ ) que as de contrapressão para uma mesma vazão, pressão e temperatura do vapor na sua admissão. (BALESTIERI, 2002). Para ambos os tipos de turbinas, representados na Figura 9, podem existir extrações de vapor na pressão necessária para o atendimento de certo processo industrial. Cabe ressaltar que o número de extrações deve corresponder ao número de níveis de pressão requeridos para o vapor de processo.

Figura 9 – Turbinas de contrapressão, condensação e condensação ou contrapressão extração controlada.

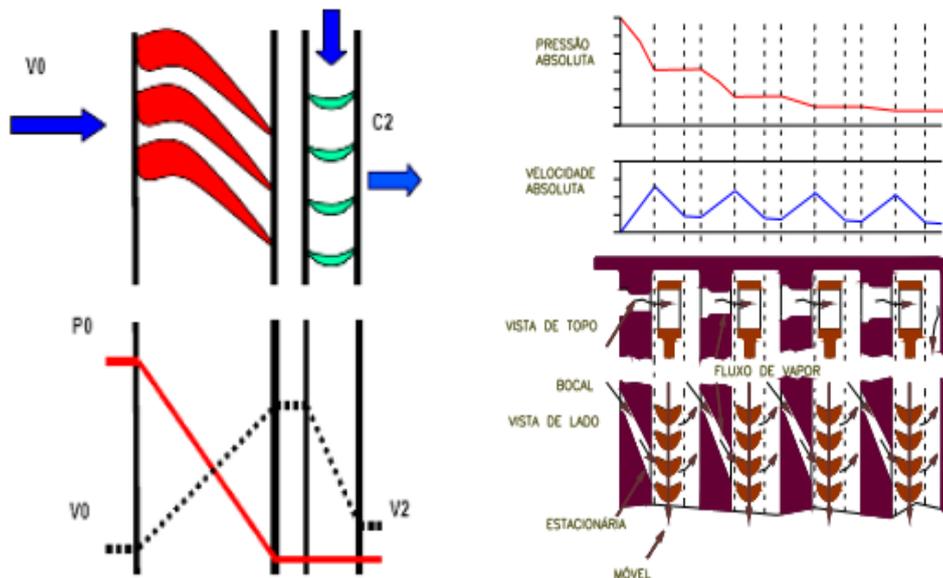


Fonte: Turbina de contrapressão e condensação Engecrol, 2007.

### III) Segundo o princípio de funcionamento:

• **Ação:** Funcionam, unicamente, devido à energia do vapor. Nessa turbina o distribuidor (bocal) é concebido de forma a permitir a completa expansão do vapor, ocorrendo então, a transformação da energia térmica potencial em energia cinética. O vapor atravessa, portanto, a roda móvel a pressão constante, agindo sobre as pás unicamente em virtude de sua velocidade, conforme representado na Figura 10.

Figura 10 – Variáveis das turbinas de ação.

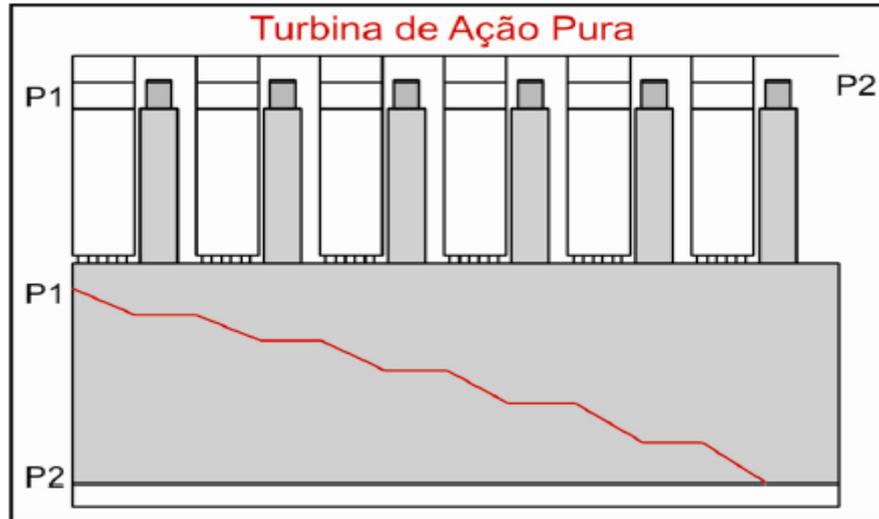


Fonte: Rino, 2008.

Princípios de ação em turbina a vapor, conforme Rino (2008) e representado na Figura 11:

- Queda de pressão de vapor nos bocais (Parte fixa);
- Vapor em alta velocidade incide sobre palhetas móveis;
- Vapor atravessa palhetas móveis a Pressão constante;
- Menor número de estágios na turbina.

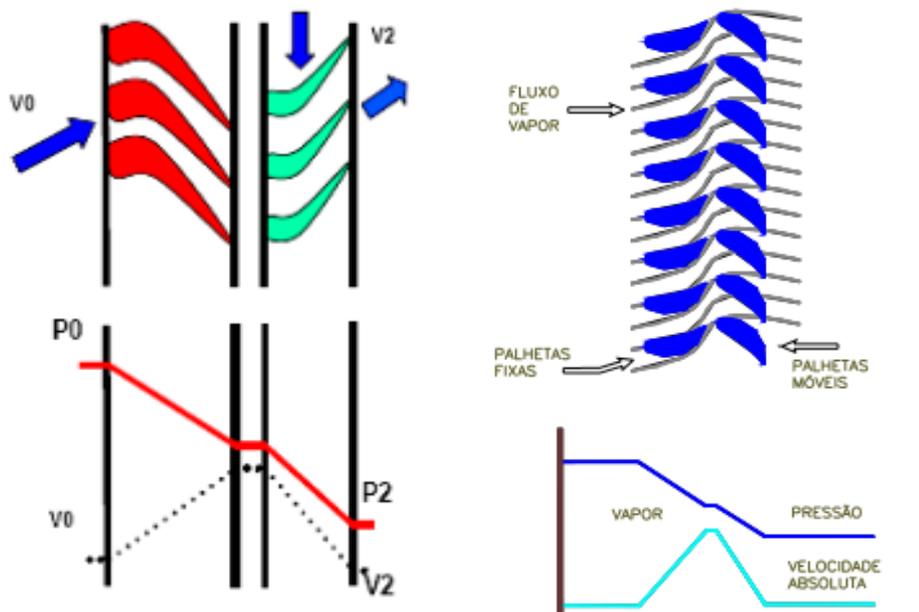
Figura 11 – Diagrama de pressão da turbina de ação.



Fonte: Rino, 2008.

• **Reação:** Utilizam ao mesmo tempo a pressão do vapor e a sua expansão nas rodas móveis. Nessa turbina o vapor não se expande completamente no distribuidor (bocal), mas continua a sofrer, na roda móvel, uma redução de pressão, à medida que sua velocidade aumenta. Assim, o distribuidor transforma, apenas em parte, a energia térmica potencial do vapor em energia cinética, ficando a outra parte para ser transformada na própria roda móvel. Essas turbinas são caracterizadas pelo fato de que a roda móvel não trabalha com o vapor a pressão constante, mas gradativamente variável, diminuindo de montante para jusante, em relação ao percurso nas palhetas, conforme representado na Figura 12.

Figura 12 - Variáveis das turbinas de reação.

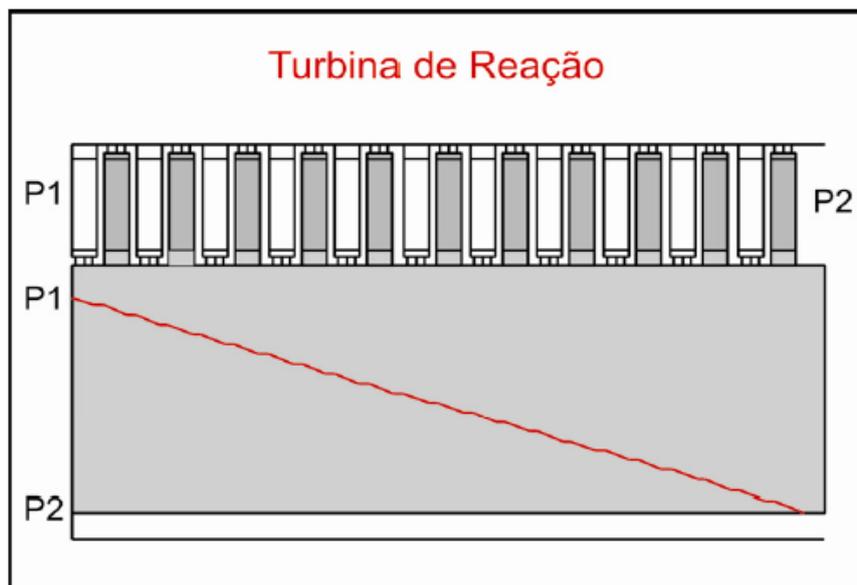


Fonte: RINO, 2008.

Princípios de reação em turbina a vapor, conforme Rino (2008) e representado na Figura 13:

- Queda de pressão de vapor nos bocais como no rotor (Parte móvel);
- Queda de pressão interestágio é pequena, resultando em baixa velocidade do vapor;
- Vapor perde pressão também nas palhetas móveis;
- Maior número de estágios tornando-as mais eficientes.

Figura 13 – Diagrama de pressão da turbina de reação.



Fonte: Rino, 2008.

#### IV) Segundo o princípio de estágio:

Levando em consideração os dois princípios de funcionamentos anteriores pode-se fazer outra classificação, baseado nos arranjos dos estágios. Caracteriza como estágio de ação como um grupo de bocais distribuidores acompanhados de sucessivas fileiras de palhetas móveis e fixas, sendo que as primeiras possuem a função de redirecionamento do fluxo do vapor.

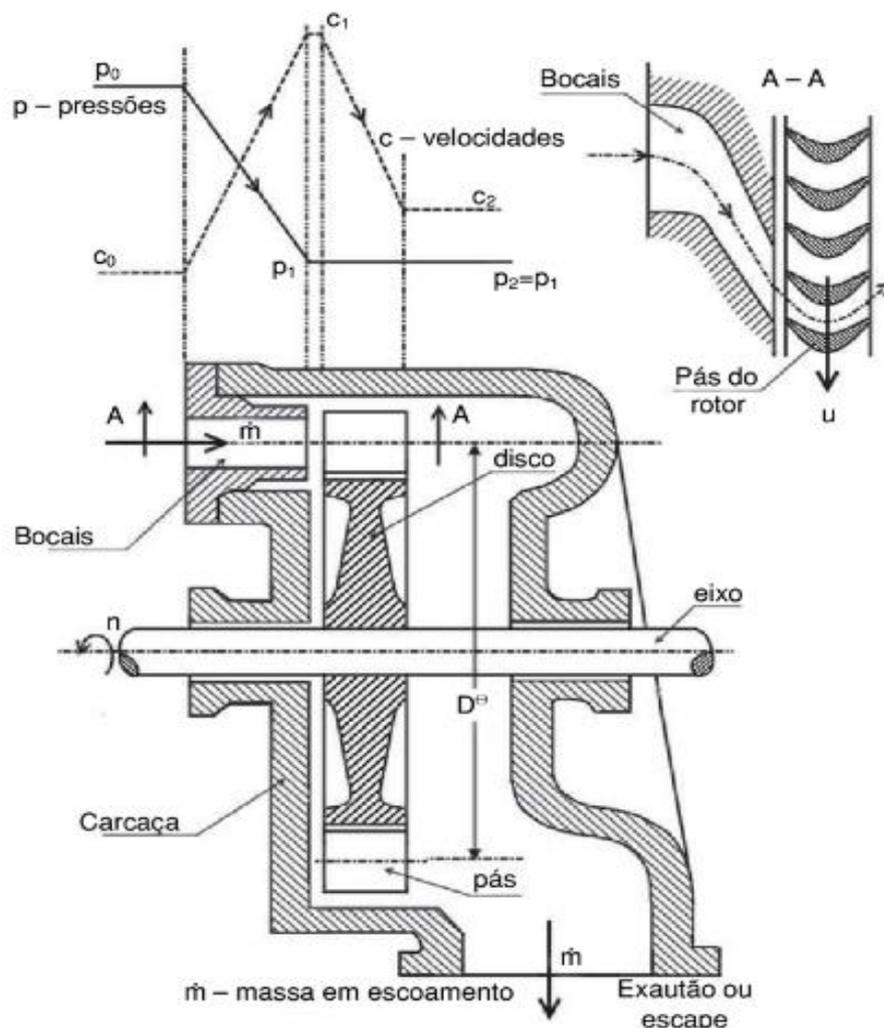
Em contra partida, caracteriza-se como estágio reação como a reunião de fileira de palhetas móveis e fixa, onde as primeiras tem a função de transformar a energia térmica do vapor em trabalho mecânico enquanto que a segunda possui a função de redirecionar o fluxo. O espaçamento entre elas forma um bocal convergente-divergente, e devido a

isto, existe a possibilidade de transformar uma fração de energia térmica do fluxo que escoa em energia cinética, elevando a velocidade do fluxo para a próxima palheta móvel.

Deste modo, as turbinas podem ser classificadas, em conformidade com arranjos dos estágios, do seguinte modo.

- **Turbina de ação simples ou de Laval:** São formadas por um ou vários bocais fixos, que descarregam o vapor sobre uma fileira de palhetas que são fixadas no contorno de um disco vinculado a um eixo, integrando o componente conhecido como rotor. Uma vez que as palhetas móveis não assimilam toda energia cinética, o vapor irá sair com uma velocidade consideravelmente alta, e isso pode ser considerado com perda. Levando em consideração o baixo rendimento da turbina de ação simples ou de Laval, sua facilidade de projeto e construção torna esse tipo de turbina adequado quando se necessita de potências pequenas e altas rotações. A Figura 14 ilustra esse tipo de turbina.

Figura 14 – Turbina de ação e de um só estágio de Laval.



Fonte: MAZURENKO; LORA; SOUZA, 2013.

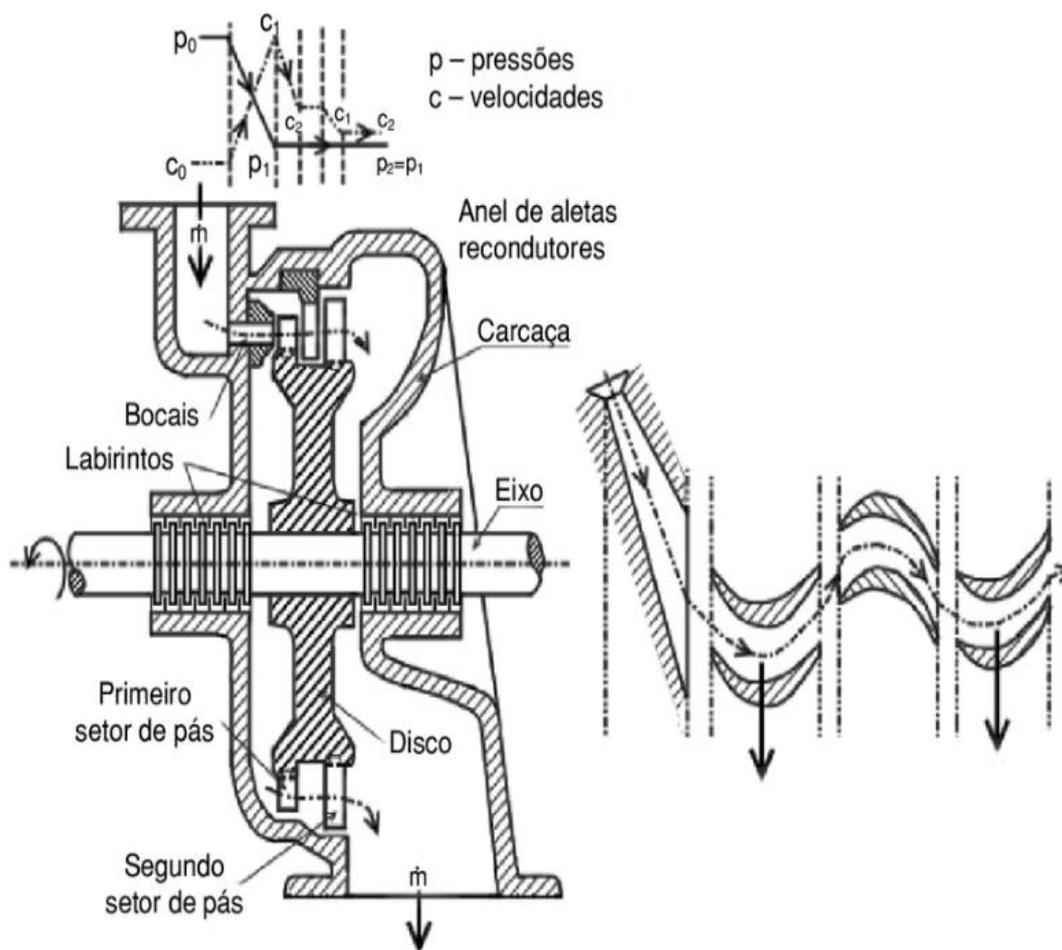
- **Turbina Curtis:** Com o objetivo de reduzir as perdas que ocorrem devido à velocidade residual consideravelmente alta nas turbinas de Laval, colocam-se duas ou mais fileiras de palhetas móveis. Em sua estrutura são fixadas, entre as filas de palhetas móveis, palhetas fixas visando mudar a direção do escoamento conservando a velocidade e a pressão. Para este arranjo se dá o nome de estágio Curtis ou velocidade escalonada.

A conversão de energia cinética em trabalho acontece em diversos estágios de velocidade.

Uma vez em todos os estágios deve transmitir o mesmo volume de vapor e a velocidade diminui gradualmente, se faz necessário que as seções, pelas quais o vapor transita, sejam aumentadas, o que acarreta em uma variabilidade do diâmetro dos rotores sucessivos.

O principal problema dos diversos estágios de velocidade é que, em virtude das altas velocidades do vapor, as perdas por atrito aumentam, principalmente se o número de estágios for muito alto. Deste modo, os estágios de velocidade são especialmente propícios para as turbinas de baixa e média potência até 4000 H.P, que não necessitam de muitos estágios. Na Figura 15 segue um diagrama de uma turbina Curtis.

Figura 15 – Esquema e corte transversal de uma turbina com estágio Curtis.



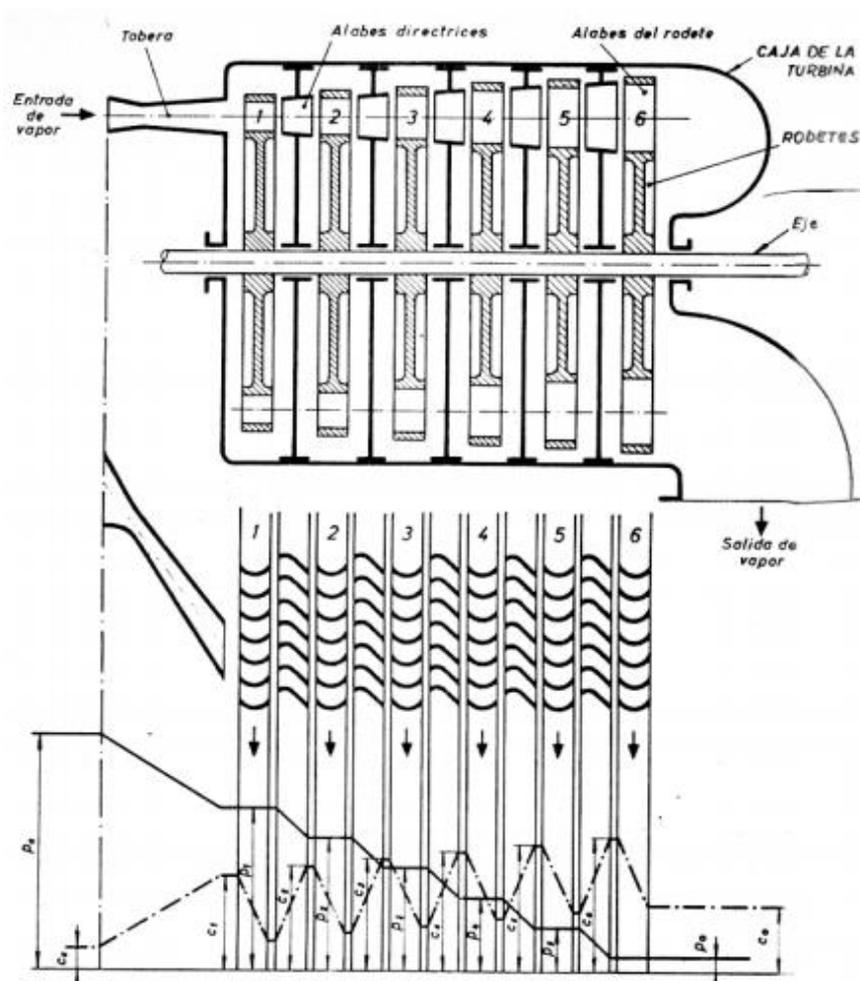
Fonte: MAZURENKO; LORA; SOUZA, 2013.

- **Turbina Rateau:** São turbinas a vapor com apenas um estágio de velocidade e vários estágios de pressão. Ao invés da queda total de pressão do vapor, ou salto térmico total, acontecer em apenas um único conjunto de bocais, a redução da pressão pode acontecer em duas ou mais fileiras de bocais, de modo a se atingir um efeito equivalente ao que ocorreria em uma disposição de duas ou mais turbinas de Laval arranjadas em série.

Uma vez que o volume específico do vapor aumenta à medida que se passa de um estágio para o outro, as seções por onde o vapor transita devem ir aumentando continuamente.

Outra característica importante se deve ao fato da variação de pressão usada nos diferentes estágios ser reduzida, o que faz com que as velocidades adquiridas pelo vapor também sejam pequenas e desse modo às perdas por atrito serão reduzidas, possibilitando o uso de um maior número de estágios. Na Figura 16 segue de um diagrama de uma turbina de Rateau.

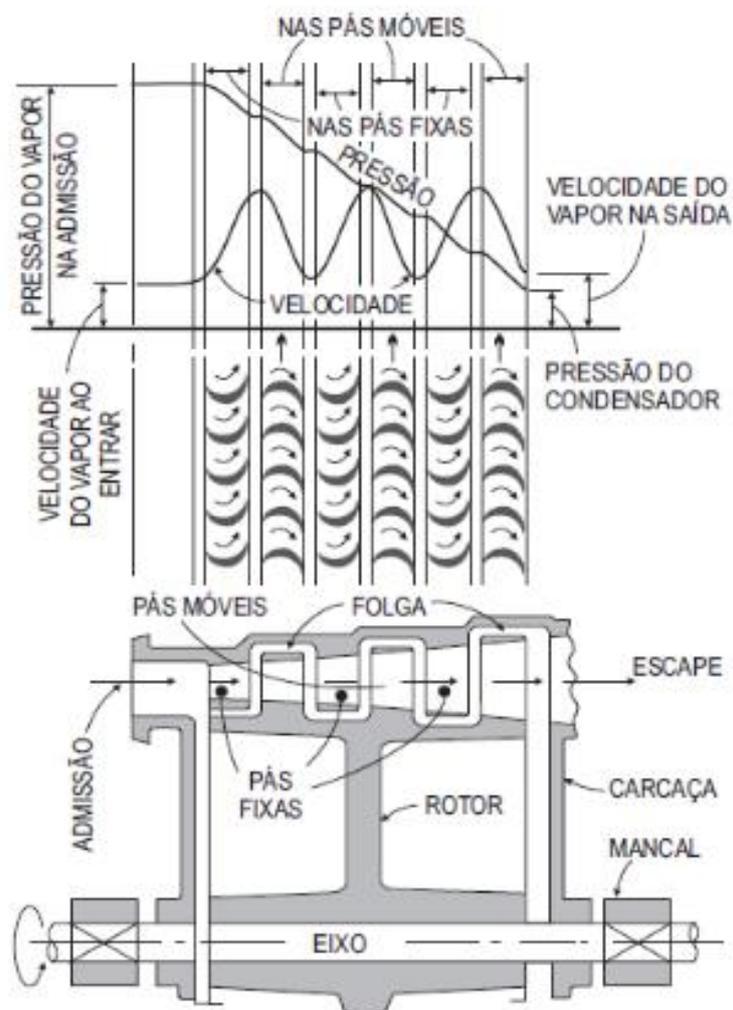
Figura 16 – Diagrama de uma turbina de Rateau.



Fonte: MAZURENKO; LORA; SOUZA, 2013.

- Turbina Curtis Rateau:** Foram desenvolvidas com objetivo de se conseguir uma velocidade ideal nas pás, e, portanto, um maior rendimento, fazendo o uso de uma combinação de estágio Curtis (Escalonamento de velocidade) com o estágio Rateau (Escalonamento de pressão). O uso do estágio Curtis provoca uma grande queda na pressão e na temperatura do vapor, o que possibilita a utilização de materiais mais leves e de menor custo nos estágios Rateau seguintes. Na Figura 17 segue um diagrama de uma turbina Curtis - Rateau.

Figura 17 – Diagrama turbina Curtis Rateau

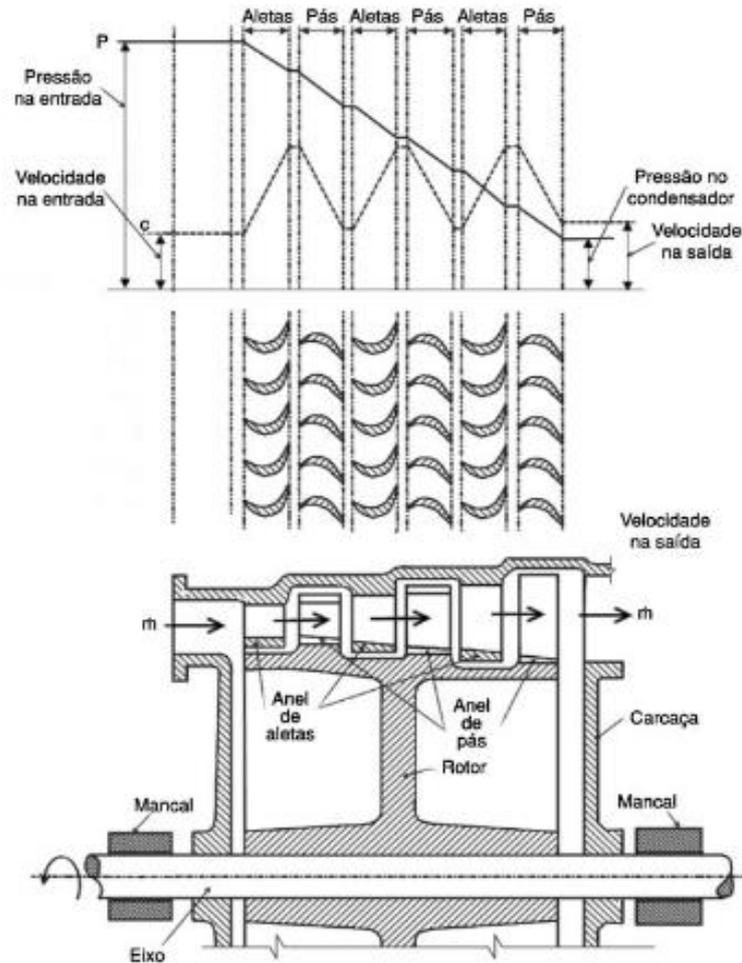


Fonte: MAZURENKO; LORA; SOUZA, 2013.

- **Turbinas Parsons:** Possuem vários estágios, ou seja, são projetadas de modo que a redução da pressão, da admissão ao escape, seja segmentada em quedas parciais através de sucessivas fileiras de palhetas móveis. Deste modo, a queda de pressão em cada fileira das palhetas é baixa, ocasionando velocidades baixas do vapor em cada um dos estágios.

Conforme o vapor sofre expansão, seu volume específico cresce motivo pelo qual as fileiras sucessivas das palhetas possuem dimensões amplificadas gradativamente. No entanto, pelo fato de o volume específico do vapor nos estágios de alta pressão ser pequeno, as palhetas necessitam ser menores, provocando uma queda considerável no rendimento total da turbina. Assim sendo, não se utiliza turbinas de reação como turbinas de alta pressão. Segue Figura 18 de uma turbina de reação Parsons.

Figura 18 – Diagrama turbina Parsons.



Fonte: MAZURENKO; LORA; SOUZA, 2013.

#### V) Segundo a direção do fluxo:

- **Axial:** são as turbinas onde o escoamento é paralelo ao seu eixo. Constituem a grande maioria das turbinas de média e alta potência.
- **Radial:** São as turbinas onde o escoamento ocorre na direção radial ao eixo. Pode ser radial centrífuga quando o vapor passa do centro para periferia ou radial centrípeta quando ele se escoava da periferia para o centro.
- **Tangencial:** São turbinas onde os expansores são colocados em torno da periferia do rotor, que consiste de uma roda com ranhuras semicirculares, de modo tal que o jato de vapor tem a direção aproximadamente tangencial à roda, e atinge o interior das ranhuras, dando assim um impulso rotativo à mesma.

**VI) Segundo a forma de regulação na extração do vapor para uso térmico:**

- **Automática:** as turbinas a vapor com extração automática ou extrações reguláveis, são projetadas para permitir a retirada de quantidades variáveis de vapor sob pressão constante, em um ou mais pontos de extração.
- **Não regulável:** as turbinas de extração não regulável, não há controle da pressão do vapor retirado, que varia em função da carga.

**VII) - Segundo as condições do vapor na entrada da turbina: (Shlyakhin, 2005)**

- **Turbinas de baixa pressão:** utilizam pressão do vapor na faixa de 0,12 a 0,2 MPa.
- **Turbinas de média pressão:** utilizam pressão do vapor até 4,0 MPa.
- **Turbinas de alta pressão:** utilizam pressão do vapor acima 4,0 MPa.
- **Turbinas de altíssima pressão:** utilizam pressão do vapor de 17,0 MPa, ou mais.
- **Turbinas supercríticas:** utilizam pressão do vapor de 22,5 MPa ou mais.

**VIII) De acordo com o número de estágios de pressão:**

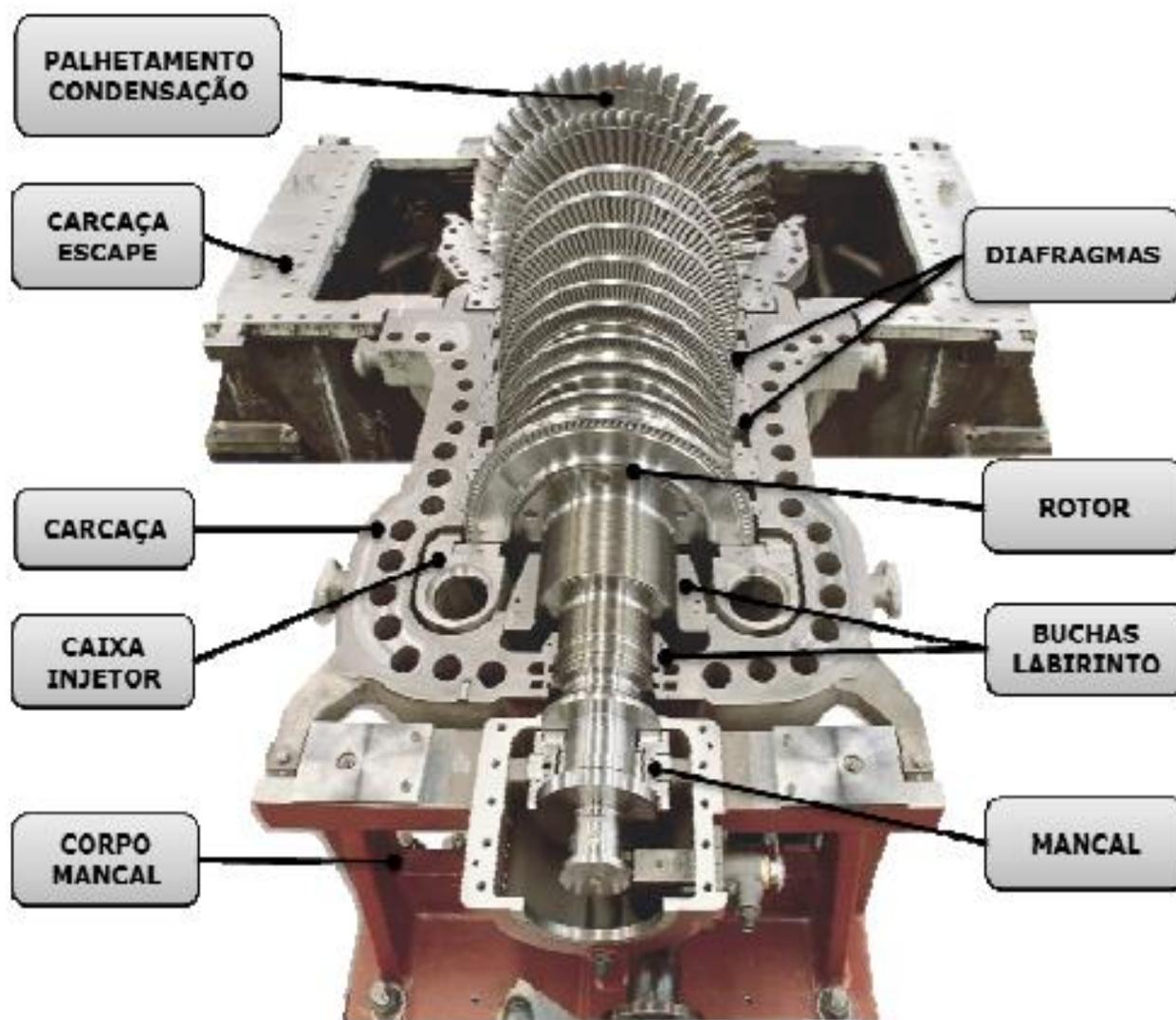
- **Turbinas simples estágio com um ou mais estágios de velocidade:** estas turbinas são geralmente utilizadas para geração de pequenas potências e geralmente empregadas para o acionamento de compressores, blowers e outros equipamentos similares;
- **Turbinas multi estágios de ação e reação:** São desenvolvidas para uma faixa mais ampla de capacidades, variando desde pequenas potências até grandes potências.

## 2.4 Turbina de condensação Rateau com extração

### 2.4.1 Descrição detalhada dos principais componentes da turbina a vapor de condensação Rateau com extração

A Figura 19 apresenta uma vista em corte de uma turbina a vapor de condensação com extração Rateau. Os principais componentes que constituem este tipo de turbina são detalhados neste item.

Figura 19 – Vista de cote da turbina a vapor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.1 Rotor e palhetas

O rotor da turbina (Figura 20) é fabricado em aço liga forjado, integral, tratado termicamente após o desbaste e testado por ensaio não destrutivo (END), utilizando a

técnica de Ultrassom. O rotor é balanceado estaticamente em cada estágio do processo de empalhetamento e finalmente, balanceado dinamicamente com alto grau de precisão. Isto assegura um funcionamento suave do mesmo e garante uma longa vida aos mancais.

Figura 20 – Palhetas e rotor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As palhetas do rotor (Figura 21), do tipo aerofólio de baixa reação, são desenvolvidas usando as mais avançadas técnicas de projeto e testadas em túnel de vento, garantindo uma alta eficiência operacional. Cada palheta é fabricada em material especialmente desenvolvido, de alta resistência à corrosão, sendo usinada em uma única peça, incluindo o espaçador.

As duas últimas fileiras de palhetas são aerodinamicamente projetadas para suportar altas velocidades periféricas e grandes volumes de vapor. As palhetas são do tipo “sela”, “árvore de natal” e “ranhura axial”. As do tipo “sela” são fixadas na periferia da roda através de pés com serrilhado interno, enquanto que as do tipo “árvore de natal” são fixadas através de pés com serrilhado externo. Já as palhetas do último estágio são fixadas através de ranhuras axiais dispostas ao longo do perímetro externo do disco.

Figura 21 – Palhetas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O rotor da turbina está ligado ao eixo pinhão do redutor de velocidades através de um acoplamento de engrenagem projetado para acomodar pequenos desalinhamentos causados pelo diferencial de temperatura.

A capa metálica de proteção do acoplamento mecânico tipo engrenagem é projetada para acomodar os deslocamentos entre a turbina e o redutor, conforme demonstrado na Figura 22.

Figura 22 – Acoplamento mecânico tipo engrenagem.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.2 Mancal de escora e radial

O mancal de escora (Figura 23) do tipo de sapatas oscilantes, fabricado em metal patente e aplicado na caixa do mancal frontal que suporta o rotor em sua extremidade

frontal e absorve cargas axiais em ambos os sentidos, mantendo o rotor na correta posição.

Figura 23 – Mancal de escora



Fonte: Elaborado pelo autor.

O mancal radial (Figura 24) é montado no pedestal frontal, o qual também suporta a carcaça da turbina no lado de alta pressão.

Um mancal radial é instalado na caixa de mancais do lado do acionamento, que é integrada com a carcaça de baixa pressão.

Figura 24 – Mancal de radial.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As caixas de mancais (Figura 25) permitem a instalação de sensores de temperatura, do tipo termo resistência, nos mancais, sensores de vibração e deslocamento axial do rotor, além dos sensores do sistema de proteção e controle de velocidade da turbina.

Figura 25 – Instrumentação instalada nos mancais radial e escora.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.3 Carcaça da turbina

A carcaça da turbina (Figura 26) é dividida na linha de centro horizontal e as faces de contato da junta horizontal são rasqueteadas e coladas, na montagem. Esta é fixada, axialmente, no lado de baixa pressão, através de uma chaveta radial na linha de centro da turbina, arranjo este que permite uma expansão uniforme e controlada da mesma, para o lado de alta pressão, enquanto mantém um alinhamento perfeito.

Chavetas verticais na linha de centro vertical asseguram o alinhamento axial transversal.

No lado de alta pressão a carcaça da turbina é suportada através de sapatas de apoio por um pedestal robusto fixado na base metálica, o que garante uma perfeita manutenção da linha de centro da turbina.

No lado de baixa pressão a carcaça da turbina esta sustentada lateralmente através de dois suportes resistentes.

Termopares são localizados na carcaça da turbina para indicar a diferença de temperatura entre as partes inferior e a superior da mesma, garantindo um aquecimento e dilatação térmica uniforme.

Figura 26 – Carcaça da turbina.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.4 Válvula combinada de parada de emergência

Uma válvula combinada de parada e emergência (CSEV) (Figura 27), operada hidraulicamente, permite a parada normal ou o fechamento rápido, em caso de emergência, durante a operação da turbina.

O vapor é admitido inicialmente através da CSEV, passando, então, através das válvulas de controle, para os bocais do primeiro estágio.

A CSEV é montada horizontalmente, o que facilita sua operação e previne quanto a possíveis vazamentos de óleo do cilindro, sobre as partes quentes da câmara de vapor.

Um filtro de vapor está previsto internamente à CSEV, no lado da entrada da válvula, para proteção da turbina contra eventuais materiais estranhos, oriundos da tubulação de vapor de admissão.

A abertura e o fechamento da CSEV são realizados através de válvulas direcionais de fluxo operadas por solenoides. Estas solenoides são controladas pelo Controlador lógico programável (CLP) instalado no painel de controle do grupo turbogerador (GTG). Para acionar a válvula, primeiramente aciona-se a solenoide de “start”. Após, aciona-se uma segunda solenoide que permite a abertura da CSEV. O fechamento da CSEV se dá por ação contrária nesta mesma solenoide.

Para a partida da turbina, primeiramente abre-se totalmente a CSEV permitindo que o vapor chegue até as válvulas de controle. A rampa de partida da turbina está configurada no regulador. Este, então, controla a máquina segundo a rampa, possibilitando a partida automática.

Já, em qualquer situação de emergência, a CSEV opera automaticamente, fechando a admissão de vapor para a turbina e parando a mesma, com segurança.

É possível também realizar o teste de emperramento das hastes das válvulas de fechamento rápido. Para isto, estão dispostas duas válvulas direcionais de fluxo operadas por alavancas. Basta acioná-las e verificar visualmente o movimento das hastes. O curso para o teste é limitado, não havendo riscos de desarmar a CSEV.

Figura 27 – Válvula combinada de parada e emergência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.5 Válvula de controle de vapor

Existem quatro conjuntos de bocais injetores no primeiro estágio (Figura 28), sendo que cada um é precedido de uma válvula de controle, responsável por manter a pressão de vapor na carcaça de alta pressão da turbina. As quatro válvulas do tipo assento desbalanceado são operadas por um sistema eletromecânico através de um atuador eletro hidráulico que opera mediante um sinal elétrico de 20 a 160 mA, vindo de um regulador de velocidades.

Devido à partida automática da turbina, as válvulas de controle da câmara de vapor são abertas parcialmente para assegurar que o vapor aqueça a carcaça uniformemente. O aquecimento da carcaça reduz a tensão térmica e a distorção, e por consequência, a possibilidade de atrito do eixo do rotor com a selagem do mesmo.

As válvulas de controle do vapor, sob ação do sistema elétrico do regulador de velocidades e do atuador, são abertas via acoplamento mecânico, dependendo da carga na turbina.

A sequência de abertura estabelecida, conforme representado na Tabela 1 é: Válvula 1, válvula 4, válvula 3 e válvula 2, em sequência os cursos normais de levantamento de cada válvula de controle dados na tabela 1:

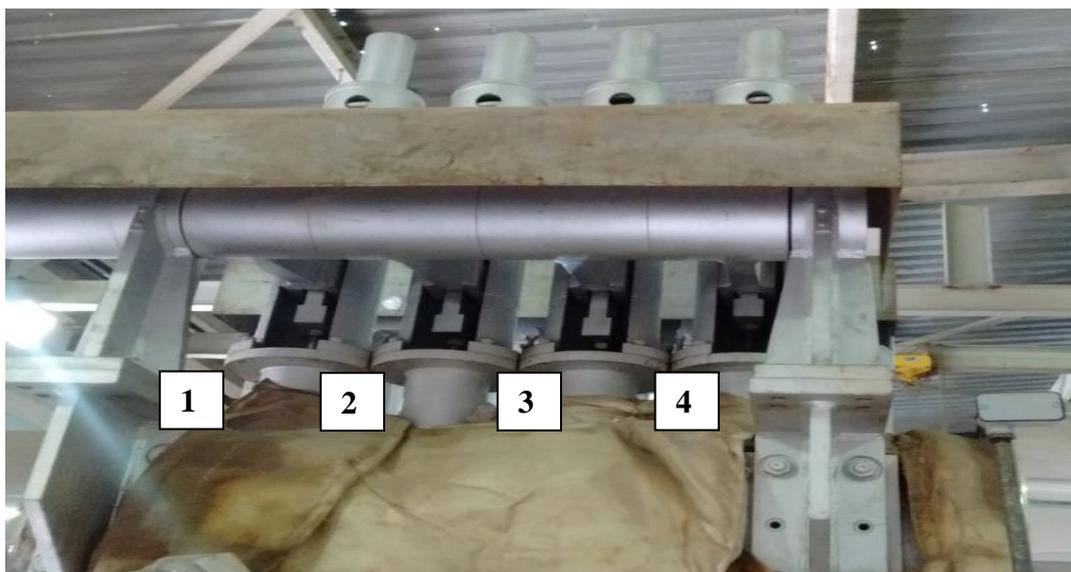
Tabela 1 – Sequência de abertura das válvulas de controle de vapor

<b>Sequência de Abertura das Válvulas de Controle de Vapor</b>				
Nº Válvulas de controle	1	2	3	4
Levantamento (mm)	3	81,6	56,6	29,8

Fonte: Fabricante de Turbinas NG.

A válvula de controle nº 4 inicia a subida quando a válvula de controle nº1 atinge 3 mm. A válvula de controle nº 3 inicia a subida quando a válvula de controle nº 4 estiver a 29,8 mm, e a válvula de controle nº 2 inicia sua subida quando a válvula 3 estiver a 56,6 mm.

Figura 28 – Válvula de controle de vapor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.6 Válvula de extração

Após passar pelo nono estágio da turbina, o vapor atinge a região da conexão de extração. Um sistema de controle, similar ao existente na admissão, direciona o vapor

para a parte de baixa pressão da turbina, através de duas válvulas de extração de sede única, controlando o excesso de vapor, que é extraído para o processo.

A válvula de extração do tipo “gate” é operada por um atuador eletromecânico, conforme mostrado na Figura 29, através de sinal elétrico em mA, recebido deste regulador eletrônico.

Figura 29 – Válvula de extração.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.7 Bocais e diafragma

Cada conjunto de anéis de bocais ou diafragmas e discos do rotor constituem um estágio de pressão.

Os bocais do primeiro estágio são fixados por parafusos na câmara de saída de vapor na carcaça da turbina. A câmara é dividida em quatro seções, providas de bocais e controladas pela válvula de controle de vapor correspondente. Os diafragmas dos demais estágios são fabricados em duas metades e montados em canais na carcaça da turbina. Cada diafragma é enchavetado em sua linha de centro, permitindo sua expansão e mantendo a concentricidade do mesmo com o rotor da turbina em quaisquer condições de temperatura.

Para o posicionamento transversal dos diafragmas, são previstos blocos de ajuste nos canais das carcaças inferior e superior. Pinos de apoio na posição horizontal fixam as metades inferiores dos diafragmas. Os pinos têm um chanfro no lado inferior e são fixados na carcaça da turbina em rebaixos usinados na mesma. Os chanfros dos pinos são ajustados durante a montagem para ajuste do diafragma na posição vertical. Parafusos de fixação mantêm os diafragmas na carcaça superior.

Pinos radiais de esmagamento são montados em intervalos igualmente espaçados ao redor do anel dos diafragmas superiores. Os pinos são acomodados por compressão entre a carcaça da turbina e o diafragma. Também possibilitam o apoio quando a metade superior do cilindro deve ser virada durante um processo de manutenção.

Para facilidade de fixação e remoção, os diafragmas são posicionados com pinos axiais localizados em intervalos igualmente espaçados, ao redor da face de entrada de cada diafragma.

Cada diafragma possui ainda dois furos roscados, na face da junção horizontal, para parafuso de içamento. Segue representado na Figura 30 modelos de bocais e diafragma aplicados em turbinas a vapor.

Figura 30 – Bocais e diafragma.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.8 Anéis de labirinto de vapor e anéis de vedação

O espaço entre o eixo do rotor e o corpo da turbina é vedado por anéis de vedação (Figura 31) do tipo labirinto. Estes são formados por grupos de labirintos ranhurados e montados em segmentos anulares (duas ou mais partes). São encaixados nos alojamentos ou nos diafragmas entre os estágios, tendo os segmentos unidos por uma mola plana fixada em um canal na parte periférica do anel, permitindo assim absorção de deslocamentos radiais do eixo do rotor e diminuição dos atritos provenientes dos esforços sobre o mesmo.

As caixas de mancais da turbina possuem anéis de vedação que impedem o vazamento de óleo lubrificante. Esses anéis de vedação também impedem qualquer vapor (umidade) ou outros contaminantes de entrar nas caixas dos mancais de lubrificação, preservando a qualidade do óleo lubrificante.

A única entrada possível do vapor de fuga para as caixas dos mancais é através da face em sua circunferência. Quando o eixo está girando, há uma ação centrífuga, aumentando a pressão interna da caixa e criando, assim, um fluxo de ar para fora, nesta região, o que impede a entrada de vapor.

Figura 31 – Anéis de labirinto de vapor e anéis de vedação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.9 Sistema de selagem do eixo

O objetivo do sistema de selagem do eixo (Figura 32) é impedir o vazamento de vapor para o ambiente, bem como a entrada de ar para dentro da turbina, o que comprometeria a manutenção do vácuo no escape da mesma, para o condensador de superfície.

Para tal função é previsto um sistema de misturador de vapor de selagem, alimentado por um suprimento de vapor auxiliar.

Um sistema de válvulas de controle mantém constante a pressão no misturador, levemente superior à pressão atmosférica, enquanto que um sistema de controle de entrada de condensado mantém constante a temperatura no mesmo.

O misturador está conectado à selagem do eixo da turbina, o que impede a entrada de ar para o sistema.

Durante a operação da turbina o próprio vapor de vazamento da selagem e hastes passa a alimentar o misturador, o que elimina o consumo de vapor auxiliar, tornando o sistema mais eficiente, neste aspecto.

O vapor resultante da selagem, que tende ainda a sair para o ambiente, é succionado por um sistema de condensador de selagem com exaustor.

Dessa forma, o condensado resultante deste sistema pode também ser aproveitado em um reservatório de condensados

Figura 32 – Sistema de selagem do eixo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 2.4.1.10 Central de lubrificação e óleo de controle

Uma central de lubrificação e óleo de controle (Figura 33) comum para a turbina, redutor de velocidades e gerador, mantém uma pressão de lubrificação nos mancais entre 0,147 e 0,196 MPa.

A unidade de lubrificação inclui uma bomba de óleo principal acionada pelo eixo de baixa rotação do redutor.

O óleo é recalcado do reservatório comum para um conjunto de trocador de calor duplo, do tipo casco-tubo, com válvulas de comutação, passando, também, por uma unidade de filtro do tipo duplex.

Uma válvula de controle mantém a pressão de óleo depois do filtro.

Uma bomba auxiliar, acionada por motor elétrico de corrente alternada (CA), é prevista para fazer a pré-lubrificação, antes da partida, e para garantir a lubrificação em

caso de falha da bomba principal. Isto ocorre automaticamente, através de sinal fornecido por pressostato na linha de alimentação dos mancais.

Um manômetro, também instalado nesta mesma linha, indica se as bombas de lubrificação principal e auxiliar estão operando corretamente.

Numa eventual situação de emergência, estando à lubrificação dos mancais comprometida pela falta de energia elétrica, uma moto bomba de lubrificação de emergência, acionada por corrente contínua proveniente de um banco de baterias é automaticamente posta em operação, através de sinal fornecido por outro pressostato, que também desarma a turbina.

O sistema de óleo de controle, de alta pressão, inclui duas bombas de igual capacidade, acionadas por motores elétricos de corrente alternada (CA), um acumulador e um filtro de óleo duplex de grande capacidade de filtragem.

Uma válvula de alívio de alta pressão é instalada na descarga de cada bomba, protegendo o sistema na partida e em operação, quando, inadvertidamente, as válvulas de descarga das bombas estiverem fechadas ou semiabertas. A pressão do sistema é mantida em 2,941 MPa.

O acumulador é projetado para manter a pressão do sistema de controle, mesmo durante os transientes de carga, suprindo um fluxo adicional de óleo, instantaneamente, para os atuadores das válvulas de controle de vapor e de extração e mantendo a válvula principal de parada de emergência (CSEV) aberta. Estes acumuladores deverão ser pressurizados a, aproximadamente, 1,667 MPa para seu correto funcionamento.

Um sistema redundante, com duas válvulas solenoides, alivia a pressão do sistema de óleo de controle, automaticamente, sob atuação do sistema de proteção do turbo redutor, ou manualmente, através da botoeira de parada de emergência, causando o fechamento da CSEV. Na falta de pressão, também as válvulas de controle são fechadas, garantindo, assim, uma proteção adicional ao equipamento. Na Figura 33 segue unidade de lubrificação e sistema de óleo de controle.

Figura 33 – Unidade de lubrificação e sistema de óleo de controle.



Fonte: Elaborado pelo autor

#### 2.4.1.12 Sistema de controle de velocidade

Um regulador eletrônico digital (Figura 34) é responsável pelo controle do grupo turbogerador (GTG). O regulador é conectado eletricamente a um atuador eletro hidráulico, que opera as válvulas de controle da admissão.

Figura 34 – Regulador eletrônico digital.



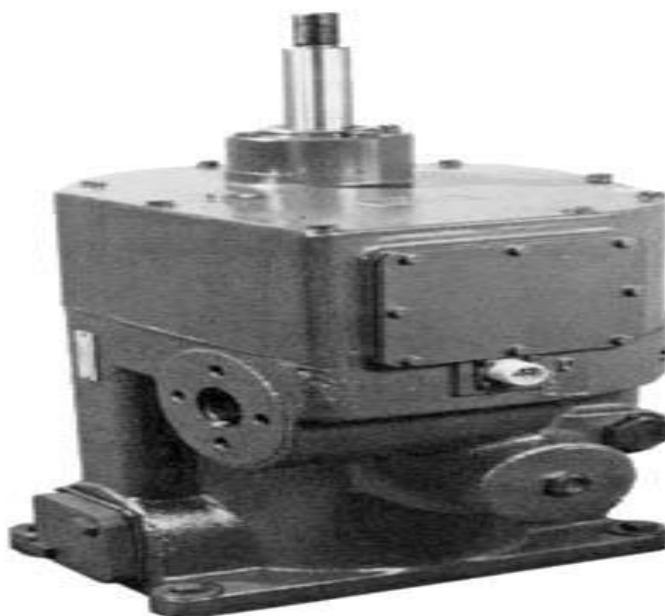
Fonte: Elaborado pelo autor.

Se o grupo turbogerador (GTG) for colocado em paralelo com a rede da concessionária, a velocidade da turbina passa a ser mantida pela frequência da rede e, então, a turbina pode também ser operada em controle de carga.

No modo de controle de velocidade, o sinal de controle é recebido do sistema formado pelos sensores magnéticos e roda dentada e comparado com o valor de velocidade pré-fixado.

Com a variação da carga, a velocidade da turbina tende a variar, sendo corrigida pelo regulador, que envia um sinal para o atuador das válvulas de controle (Figura 35), posicionando-as de forma a manter a velocidade pré-fixada.

Figura 35 – Atuador eletro hidráulico das válvulas de controle de vapor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### *2.4.1.13 Desarme de emergência por sobre velocidade*

A turbina dispõe de um sistema eletrônico de proteção de sobre velocidade (Figura 36), com sinal proveniente de três sensores de velocidade, independentes do sistema de controle. Em caso da turbina atingir o valor pré-fixado para o desarme da mesma, o sistema aciona o fechamento da CSEV.

Figura 36 – Sistema eletrônico de proteção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### *2.4.1.14 Sistema de giro lento do rotor*

Após uma operação de parada da turbina, com o sinal de velocidade da turbina igual a 0 rpm, e após cerca de 90 segundos, o sistema de giro lento entra automaticamente em operação, de forma a manter o rotor da turbina girando, até o completo esfriamento do mesmo.

O mesmo sistema pode ser posto em operação, manualmente, durante a partida da turbina, de maneira a garantir um aquecimento uniforme do rotor.

Uma vez acionado o “reset” do conjunto o sistema de giro lento é parado, permitindo a partida da máquina.

Uma falha no sistema de giro lento ocasionará uma deformação temporária do rotor, impedindo a operação da turbina até que, completamente resfriada, esteja novamente com o rotor em condições de ser girado, sem risco de contato entre as partes móveis do mesmo e as partes fixas das vedações.

#### *2.4.1.15 Equipamento de proteção*

O painel de controle e proteção para o turbo redutor de condensação, que além de permitir o monitoramento de todas as variáveis operacionais e o envio das mesmas para um sistema supervisório remoto, incorpora também os equipamentos de proteção, que

garantem a integridade dos equipamentos em caso de alguma situação operacional anormal.

Da ocorrência de alguns dos fatores abaixo, atingidos os limites pré-fixados, resultará a parada de emergência da turbina:

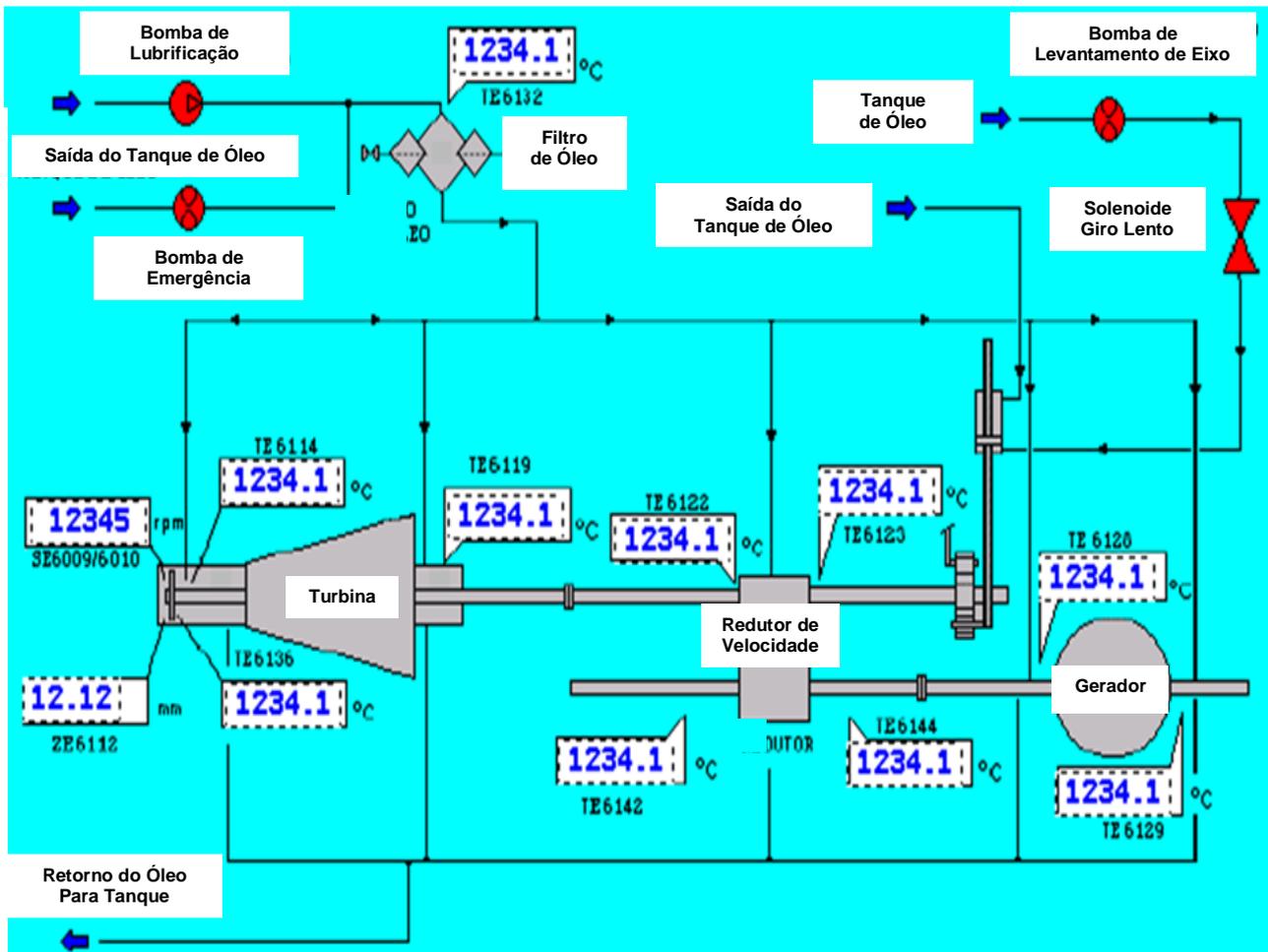
- Excessivo deslocamento axial do rotor da turbina;
- Vibração excessiva adjacente aos mancais da turbina, redutor de velocidades e gerador;
- Velocidade excessiva da turbina;
- Alta temperatura dos mancais da turbina, redutor de velocidades e gerador;
- Baixa pressão do óleo de lubrificação;
- Baixa pressão do óleo de controle;
- Alta e baixa temperatura do vapor de admissão;
- Baixa pressão do vapor de admissão;
- Alta pressão do vapor de escape.

### **3. METODOLOGIA**

O presente trabalho tem como metodologia a análise do banco de dados, construído no período de Ago/2012 a Jul/2017, referente as variáveis operacionais de uma turbina a vapor de condensação Rateau com extração que constitui um grupo turbogerador (GTG) em operação em uma das unidades da Mosaic Fertilizantes no município de Araxá-MG. Nas Figura 37 e 38 estão representados o grupo turbogerador (GTG) e a turbina de condensação Rateau com extração que são objetos de estudo deste trabalho.

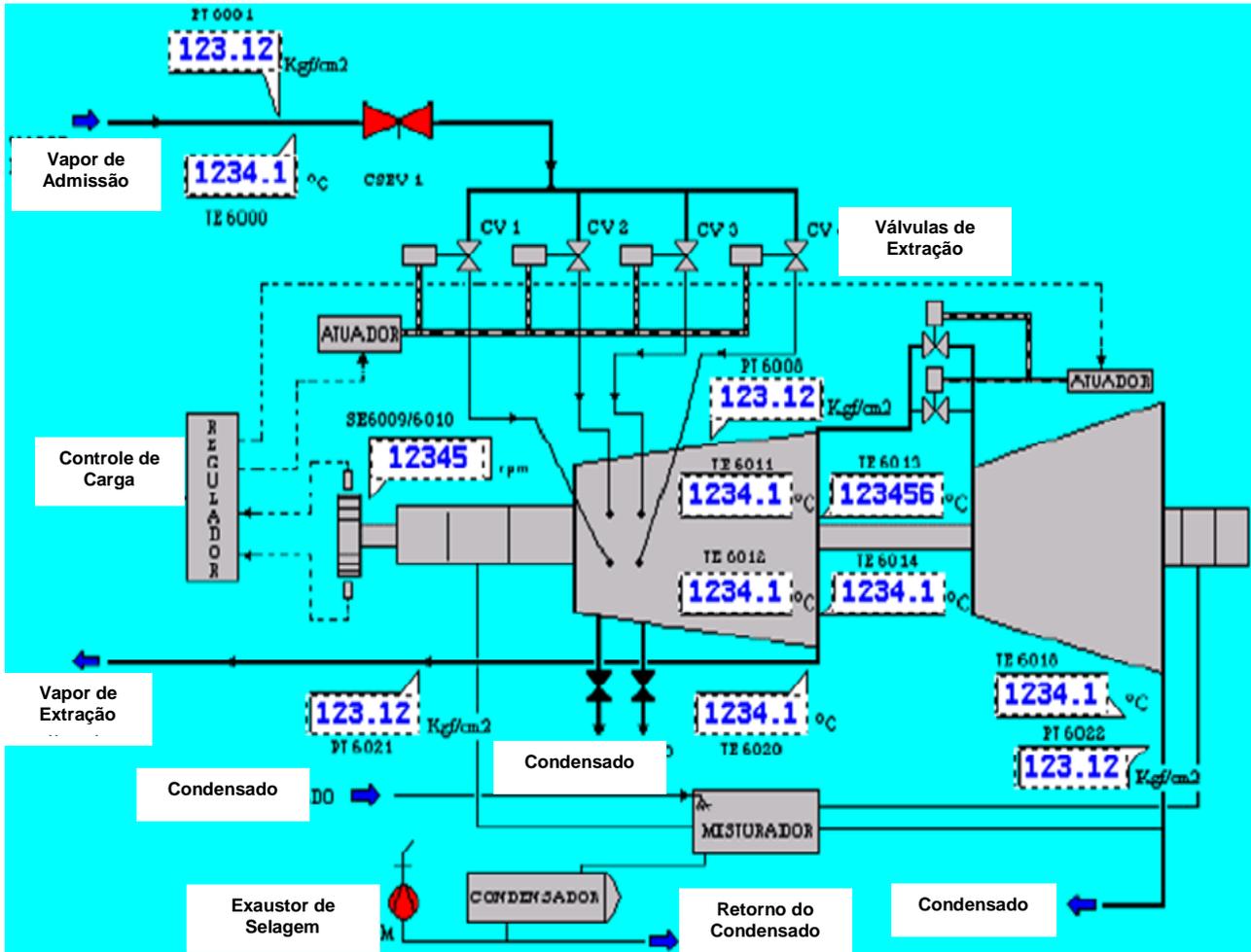
Neste complexo industrial é produzido fertilizante fosfatado, aplicados no plantio principalmente de grãos nas regiões agrícolas no Brasil, ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), insumo necessário na produção de fertilizantes e fornecido para outras indústrias químicas, além de geração de energia elétrica ( $E_{ele}$ ), para consumo próprio.

Figura 37 – Grupo turbogerador (Turbina de condensação com extração, redutor de velocidade e gerador elétrico) de CMA.



Fonte: Supervisório de controle da planta química.

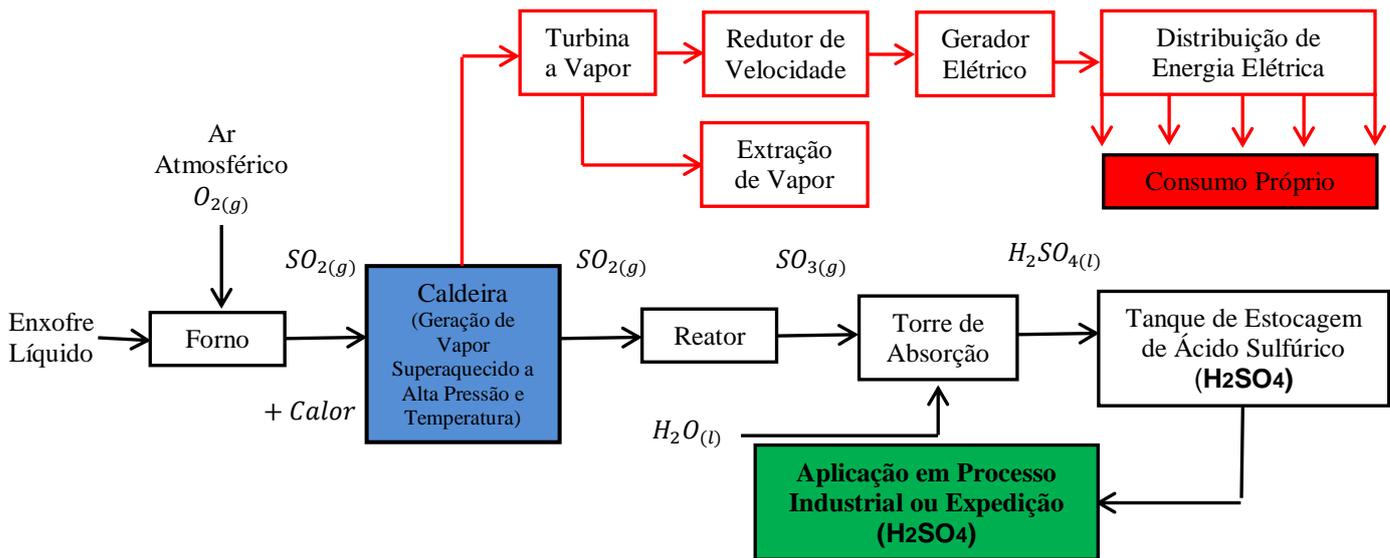
Figura 38 – Turbina de condensação Rateau com extração de vapor.



Fonte: Supervisório de controle da planta química.

O processo de geração de energia elétrica ( $E_{ele}$ ) em CMA consome vapor superaquecido proveniente da troca térmica entre os gases gerados a partir do desencadeamento de reações exotérmicas que ocorrem durante a queima de enxofre (S) fundido e a água, devidamente tratada, no interior da caldeira de recuperação. O vapor superaquecido a alta pressão e temperatura é direcionado para o interior da turbina de condensação Rateau, através das quatro válvulas de admissão. Parte do vapor admitido é extraído em níveis de pressão e temperatura inferior ao admitido, a partir da abertura da única válvula de extração. O vapor remanescente no interior da turbina da turbina de condensação Rateau com extração, após o contato com as palhetas do rotor provoca o giro deste conjunto que está acoplado ao redutor de velocidade e gerador elétrico, via acoplamentos mecânico, que ao girar produz energia elétrica ( $E_{ele}$ ) que é distribuída e consumida principalmente por equipamentos em operação nas plantas em operação em CMA, conforme esquematizado na Figura 39.

Figura 39 – Fluxograma básico de processo de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) e energia elétrica em CMA.



Fonte: Unidade de ácido sulfúrico. (CEKINSKI et al, 1985) adaptado.

### 3.1 Limites Operacionais da turbina de condensação Rateau com extração

A turbina de condensação Rateau com extração, modelo H3/800S em operação em CMA, foi fabricada pela empresa NG metalúrgica no ano de 2006, foi dimensionada considerando os seguintes limites operacionais:

- Temperatura limite de admissão: 450 °C;
- Temperatura limite de escape: 250 °C;
- Pressão limite de admissão: 6,374 MPa;
- Pressão limite de escape: 0,294 MPa;
- Vazão mássica de vapor admitido: 52.800 kg/h;
- Potência elétrica ( $W_{ele}$ ): 11,50 MWe;

### 3.2 Características técnicas da turbina de condensação Rateau com extração em operação na planta química

O vapor admitido na turbina de condensação Rateau com extração é utilizada para acionar um gerador elétrico com capacidade de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) de 11,50 MWe, rendimento do gerador ( $\eta_g$ ) de 97,5 %, rotação nominal de 1.800 rpm. Entre a turbina e o gerador elétrico é aplicado um redutor de velocidade com relação de redução (i) 1:3,611, fator de serviço (FS) 1,5 e rendimento mecânico ( $\eta_m$ ) 98,5 %. A Tabela 2 descreve as principais características da turbina a vapor em operação na planta química.

Tabela 2 – Características técnicas da turbina – Modelo H3/800S.

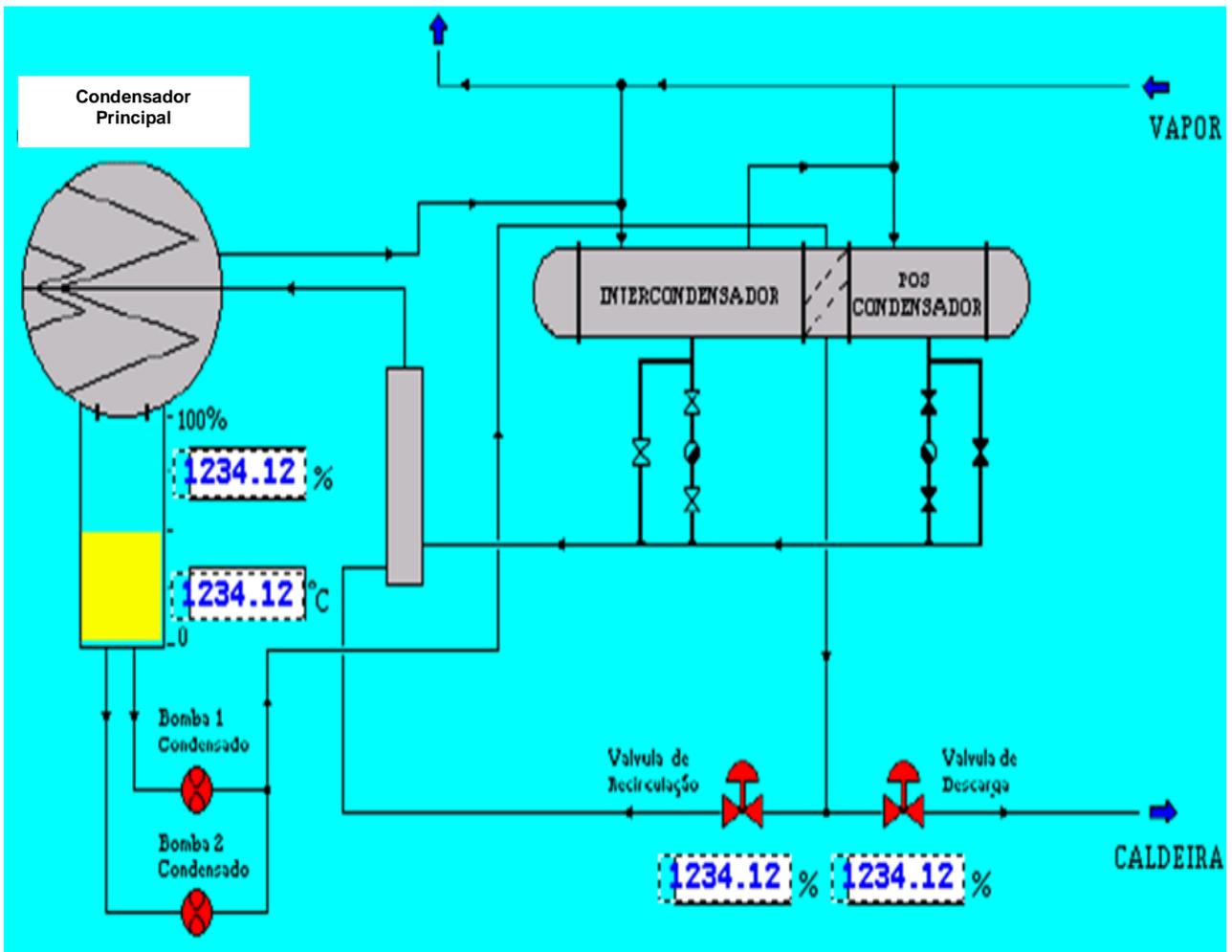
	<b>Item</b>	<b>Parâmetro</b>
1	Modelo	H3/800S
2	Fabricante	NG
3	Ano de Fabricação	2006
4	Tipo da turbina	Condensação
5	Número de estágios	11 Rateau (6+5)
6	Tipo de rotor	Integral
7	Tipo dos estágios	Baixa reação
8	Rotação nominal da turbina	6.500 rpm
9	Velocidade de máxima	7.150 rpm
10	Número de válvulas de emergência	1
11	Número de válvula de controle na admissão	4
12	Número de válvula de extração	1
13	Diâmetro da conexão de admissão	200 mm
14	Diâmetro da conexão de extração	200 mm
15	Diâmetro da conexão de escape	1.390 mm
16	Pressão sistema óleo de controle	2,941 MPa
17	Pressão sistema óleo de lubrificação	0,147 a 0,196 MPa
18	Volume de óleo requerido para o sistema de lubrificação e controle	6.000 l

Fonte: Fabricante de Turbinas NG.

### 3.3 Características do processo

O vapor superaquecido gerado na planta química de CMA é direcionado para o interior da turbina e após a expansão é levado a um sistema de condensação de vapor, que inclui o condensador principal, sistema de vácuo, através de ejetores e condensador secundário de dois estágios, sistema de controle de nível e bombas de condensado, conforme representado na Figura 40.

Figura 40 – Sistema de Condensação de vapor.



Fonte: Supervisório de Controle da Planta Química.

A Tabela 3 descreve as condições operacionais do vapor na admissão, extração e escape da turbina a vapor, modelo H3/800S.

Tabela 3 – Características operacionais da turbina – Modelo H3/800S.

	<b>Condições de Vapor</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Unidade</b>
1	Pressão de admissão	4,3	MPa
2	Temperatura de admissão	400,0	°C
3	Pressão de extração	0,8	MPa
4	Temperatura de extração	220,0	°C
5	Pressão de escape	0,010	MPa
6	Temperatura de escape	48,0	°C

Fonte: Fabricante de Turbinas NG. Referência

### 3.4 Curva característica

A turbina de condensação Rateau com extração, modelo H3/800S, operando com disponibilidade de vazão mássica de vapor superaquecido de 52.000kg/h possibilita quatro níveis de extração de vazão mássica de vapor superaquecido, variando de 3.700 a 15.300 kg/h, e respectivamente com capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) no grupo turbogerador (GTG) entre 11,50 a 9,63 MWe, conforme representado na Tabela 5 e ábaco da Figura 41.

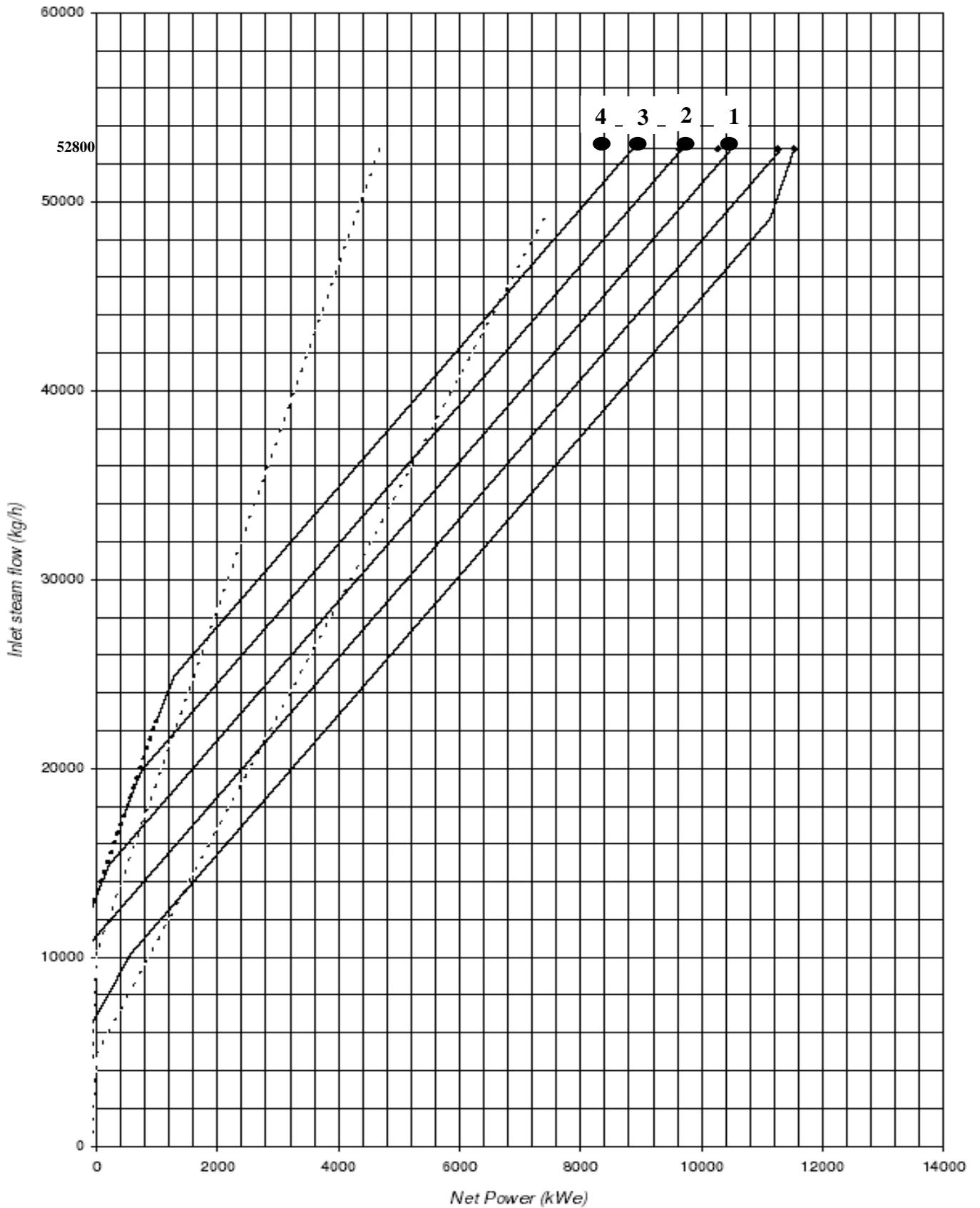
Tabela 4 – Dados das curvas de desempenho.

Condições de Vapor		Relação de Níveis de Extração de Vapor				Unidade
		4	3	2	1	
<b>Condições de Admissão de Vapor</b>						
1	Pressão	4,3	4,3	4,3	4,3	MPa
2	Temperatura	400,0	400,0	400,0	400,0	°C
3	Fluxo – Extração de Vapor Superaquecido	52.800	52.800	52.800	52.800	kg/h
Condições de Vapor		Relação de Níveis de Extração de Vapor				Unidade
		4	3	2	1	
<b>Condições de Extração de Vapor</b>						
1	Pressão	0,8	0,8	0,8	0,8	MPa
2	Temperatura	220,0	220,0	220,0	220,0	°C
3	Fluxo – Extração de Vapor Superaquecido	15.300	11.400	5.400	3.700	kg/h
Condições de Vapor		Relação de Níveis de Extração de Vapor				Unidade
		4	3	2	1	
<b>Condições de Escape de Vapor</b>						
1	Pressão	0,010	0,010	0,010	0,010	MPa
2	Temperatura	48	48	48	48	°C
3	Fluxo – Extração de Vapor Superaquecido	37.500	41.400	47.400	49.100	kg/h
Potência Gerada		Relação de Níveis de Extração de Vapor				Unidade
		4	3	2	1	
<b>Gerador Elétrico</b>						
Potência Elétrica ( $W_{ele}$ ) Gerada no Gerador Elétrico		9,631	10,270	11,254	11,50	MWe

Fonte: Manual do fabricante da turbina - NG.

Figura 41 – Ábaco de geração de potência elétrica (MWe) x Extração de vapor superaquecido kg/h.

**H3/800S**



Pass out diagram - Pass out increments of 5.000 kg/hr

Fonte: Manual do fabricante da turbina - NG.

### 3.5 Definição de critérios adotados na análise do banco de dados

No presente trabalho será analisados os quatro níveis de operação da turbina e desenvolvido o nível que tiver maior representatividade em relação ao tempo de operação no período de Ago/2012 a Jul/2017. Este período representa a condição de geração de potência elétrica (*W<sub>ele</sub>*), após a turbina ser mantida no ano de 2012 e logo antes de ser disponibilizada para execução de manutenção preventiva no ano de 2017, ou seja, decorrido cinco anos em operação.

Devido a não identificação de variação do rendimento do gerador elétrico e redutor de velocidade, durante a vida útil, considerando condição normal de operação. Será desprezado a variação do rendimento nestes dois componentes e outros subconjuntos que possam influenciar na capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>* do grupo turbogerador (GTG), ou seja, toda a redução de capacidade de geração será atribuída à turbina de condensação Rateau com extração.

A *W<sub>ele</sub>* disponibilizada por esta planta é gerada por um grupo turbogerador (GTG) com capacidade nominal de 11,50 MWe que é equivalente a 22,45 % da *W<sub>ele</sub>* demandada quando os seis processos industriais do complexo de CMA operam na capacidade nominal de produção, além de atender as áreas administrativas e oficinas de manutenção e recuperação de componentes.

Os atuais consumidores de *W<sub>ele</sub>*, nos diversos processos industriais da planta em operação em CMA, estão sintetizados na Tabela 6.

Tabela 5 – Distribuição de potência elétrica MWe, nas plantas industriais do complexo de CMA.

Processo Industrial	Potência Elétrica	Potência Elétrica
	Nominal MWe	Média Diária MWe
1- Britagem 1 e 2	4,500	3,105
2- Usina Mineral 1 e 2	7,500	5,025
3- Acidulação 1 e 2	9,000	6,030
4- Granulação 1, 2 e 3	18,300	12,261
5- Repasse 1 e 2	3,000	2,010
6- Planta de Ácido Sulfúrico	7,000	4,690
7- Prédios Administrativos e Oficinas	1,925	1,289
<b>Total</b>	<b>51,225</b>	<b>34,410</b>

Fonte: Manual do fabricante da turbina - NG.

Conforme representado na Tabela 6 é possível avaliar também que o déficit entre capacidade nominal de  $W_{ele}$  gerada no grupo turbogerador (GTG) e  $W_{ele}$  média diária consumida no complexo de CMA é de 22,91 MWe que é adquirido da concessionária de  $E_{ele}$  que atende o estado de Minas Gerais CEMIG.

### 3.6 Tarifa de energia elétrica

A tarifa de energia elétrica ( $E_{ele}$ ) adquirida atualmente possui custo R\$/KW/h relacionado com o nível de tensão ao qual a energia elétrica é disponibilizada, a bandeira tarifária praticada no período e também pelo horário do consumo que pode ser classificado em horário de ponta, ou “horário de pico”, que é o período definido e composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de  $E_{ele}$  tende a ser maior. No caso, de 2ª a 6ª feira este período é das 18h às 21h (das 19h às 22h no Horário de Verão) e horário fora ponta “horário fora de pico”, é o intervalo de tempo que não o de três horas consecutivas definidas no horário de ponta. A tarifa de energia elétrica, considerando estas três variáveis está representada na Tabela 06.

Tabela 6 – Tarifa de energia elétrica de acordo com a bandeira.

Nível de Tensão	Bandeira	Bandeira	Bandeira	Bandeira
88 KV a 138 KV	Verde	Amarela	Vermelha	Vermelha
	R\$/KW/h	R\$/KW/h	Patamar 1	Patamar 2
			R\$/KW/h	R\$/KW/h
Horário de Ponta	0,38060	0,39060	0,41060	0,43060
Horário Fora Ponta	0,25475	0,26475	0,28475	0,30475

Fonte: Companhia de energia de a Minas Gerais – CEMIG 2017

### 3.7 Procedimento de manutenção preventiva da turbina com periodicidade de 5 anos

A execução de manutenção preventiva em turbina de condensação Rateau, após determinado período em operação é fundamental para recuperar a capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) deste conjunto, em relação à capacidade nominal. Neste contexto, uma das etapas que é de fundamental importância, é a reconstituição ou substituição dos componentes da turbina a vapor que apresentam desgaste,

deformações plásticas ou que foram danificados, durante o período em operação.

Para que a capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>*, do grupo turbogerador (GTG) se mantenha em um valor próximo a capacidade nominal, a turbina a vapor de condensação Rateau, deve ser submetida a procedimento de manutenção preventiva periodicamente. Para atingir tal objetivo, todos os componentes da turbina, são avaliados, tais como: rotor e palhetas, mancal de escora e radial, carcaça, válvula combinada de parada de emergência, válvula de controle de vapor, válvula de extração, bocais e diafragma, anéis de labirintos de vapor e anéis de vedação, sistema de selagem do eixo, unidade de lubrificação, sistema de óleo de controle, sistema de controle de velocidade, desarme de emergência por sobre velocidade, sistema de giro lento do rotor e equipamentos de proteção. Além disto, quando adequado, é proposto melhorias ou substituição dos mesmos, por itens com tecnologia mais moderna e segura.

## 4. ANÁLISE E RESULTADOS

A seguir, serão apresentados os resultados da análise do banco de dados, construído no período de Ago/2012 a Jul/2017, considerando os valores das variáveis operacionais do grupo turbogerador (GTG) em operação na planta química de CMA.

### 4.1 Desempenho da turbina de condensação Rateau com extração (Modelo: H3/800S)

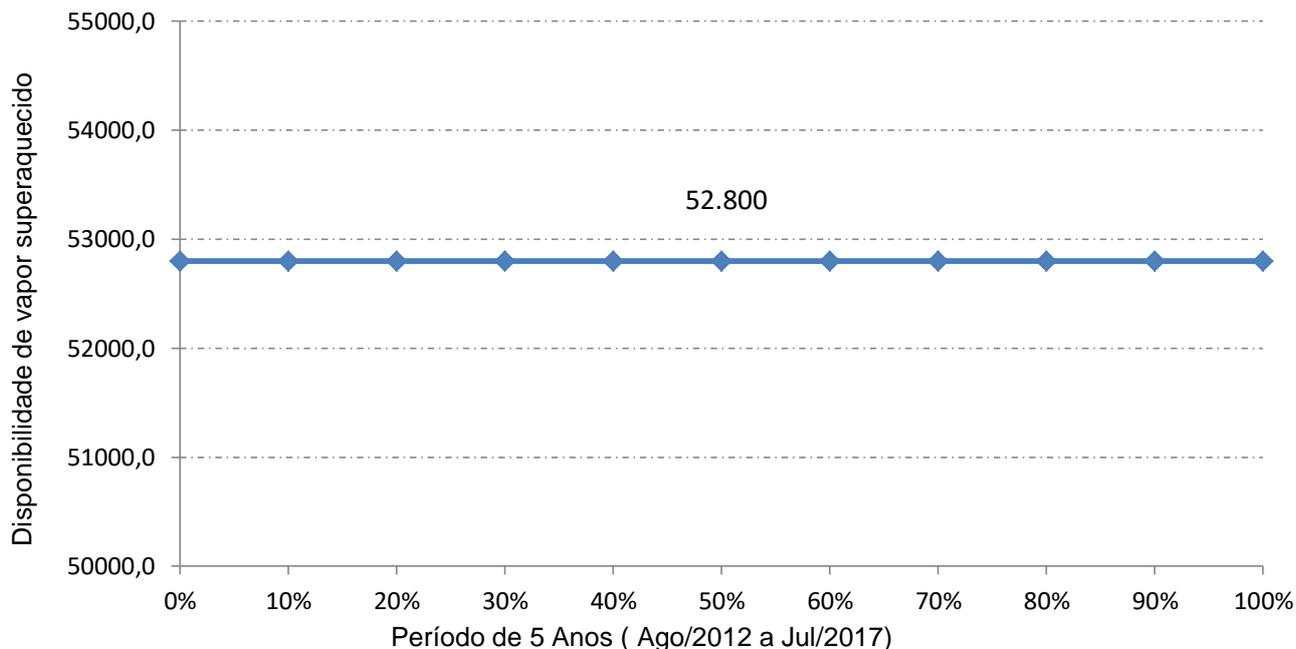
A vazão mássica de vapor superaquecido, disponibilizado pela planta química e admitido nas quatro válvulas de admissão aplicadas na carcaça da turbina a vapor de condensação Rateau com extração, apresentou comportamento entre manutenções preventivas, executadas nos meses de Ago/2012 e Jul/2017, conforme descritos na Tabela 7 e Figura 42.

Tabela 7 – Extração de vapor superaquecido kg/h, durante o período de 5 anos.

Nível de Extração	Período (Ago/2012 e Jul/2017) (%)	( $\dot{Q}$ ) Vazão Mássica (kg/h)	(T) Temperatura (°C)	(P) Pressão (MPa)
1	100	52.800	400	4,3

Fonte: Manual do fabricante da turbina - NG.

Figura 42 – Curva de disponibilidade de vazão em massa de vapor superaquecido kg/h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser observada na Tabela 7 e Figura 42, a admissão de vazão mássica de vapor superaquecido a temperatura de 400 °C e pressão 4,3 MPa, proveniente troca térmica entre os gases gerados no desencadeamento de reações exotérmicas ocorridas, durante a queima de enxofre (S) líquido e a água tratada no interior da caldeira de recuperação, foi praticado em um único nível de 52.800 kg/h, considerando a operação da planta química na capacidade nominal.

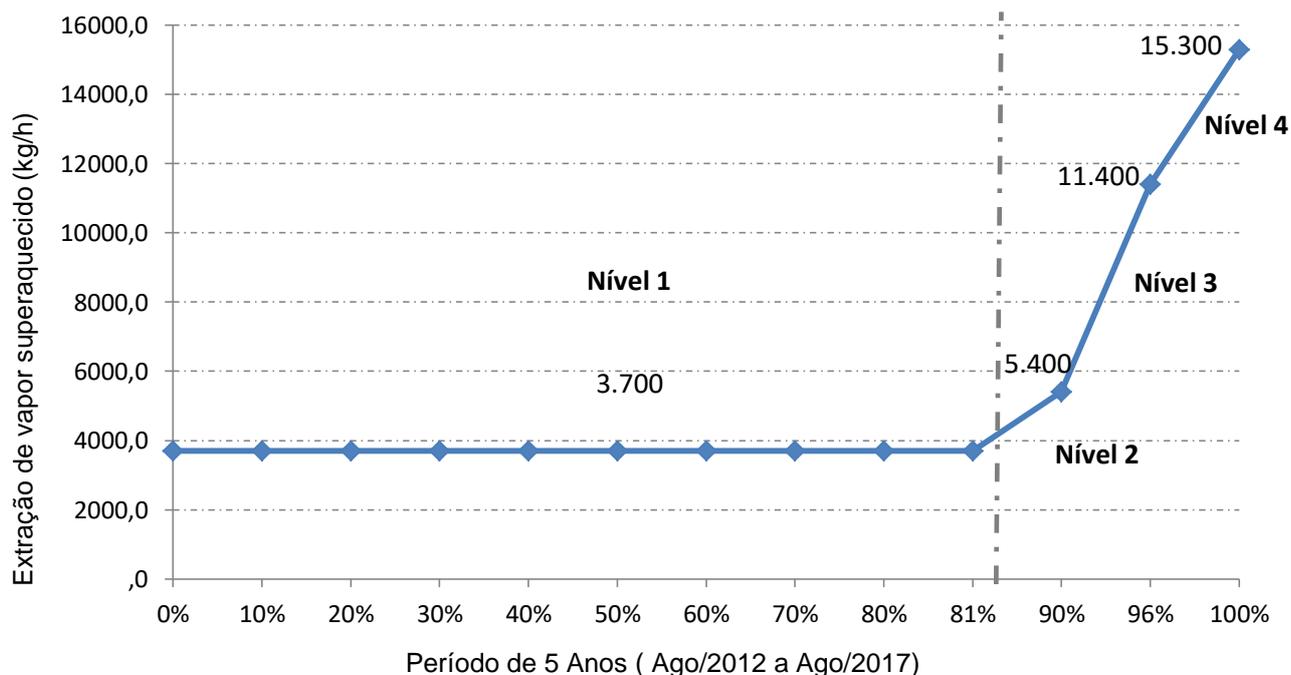
A Tabela 8 e Figura 43 mostram a vazão mássica de vapor superaquecido extraída por uma válvula aplicada na carcaça da turbina foi distribuída em quatro níveis variando de 0 a 15.300 kg/h.

Tabela 8 – Níveis extração de vapor superaquecido kg/h, durante o período do ano.

Níveis	Período de Ago/2012 a Jul/2017 (%)	( $\dot{Q}$ )Vazão Mássica (kg/h)
1º	81	$0 < \dot{Q} \leq 3.700$
2º	9	$3.700 < \dot{Q} \leq 5.400$
3º	6	$5.400 < \dot{Q} \leq 11.400$
4º	4	$11.400 < \dot{Q} \leq 15.300$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Curva de extração de vapor superaquecido kg/h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser observado na Tabela 17 e Figura 43, dentre os quatro níveis de extração o 1º nível possui a representatividade de 81% de todo o período analisado, ou seja, em 81% do período de Ago/2012 a Jul/2017 os limites de extração de vapor superaquecido variaram de 0 a 3.700 kg/h. Este nível de extração de vazão mássica está diretamente relacionado com a demanda de vapor superaquecido nas plantas de produção de fertilizantes fosfatados em operação em CMA. Os outros três níveis de extração de vapor superaquecido foram praticados em somente 19 % de todo o período em análise que representa o período da planta em períodos de início de operação ou desligamento.

A Tabela 9 mostra a relação entre a vazão mássica de vapor superaquecido extraído da turbina nos quatro níveis previamente definidos e a capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>* em cada uma das seguintes condições:

- A) Relação entre a vazão mássica de vapor superaquecido extraído e capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>* especificada no projeto do equipamento;
- B) Capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>*, após execução de manutenção preventiva realizada em Ago/2012;

C) Capacidade de geração de  $W_{ele}$ , após 5 anos da turbina em operação e antes deste equipamento ser disponibilizado para manutenção preventiva em Jul/2017;

Tabela 9 – Geração de potência elétrica MWe antes execução de manutenção preventiva Jul/2017 x níveis extração de vapor superaquecido kg/h.

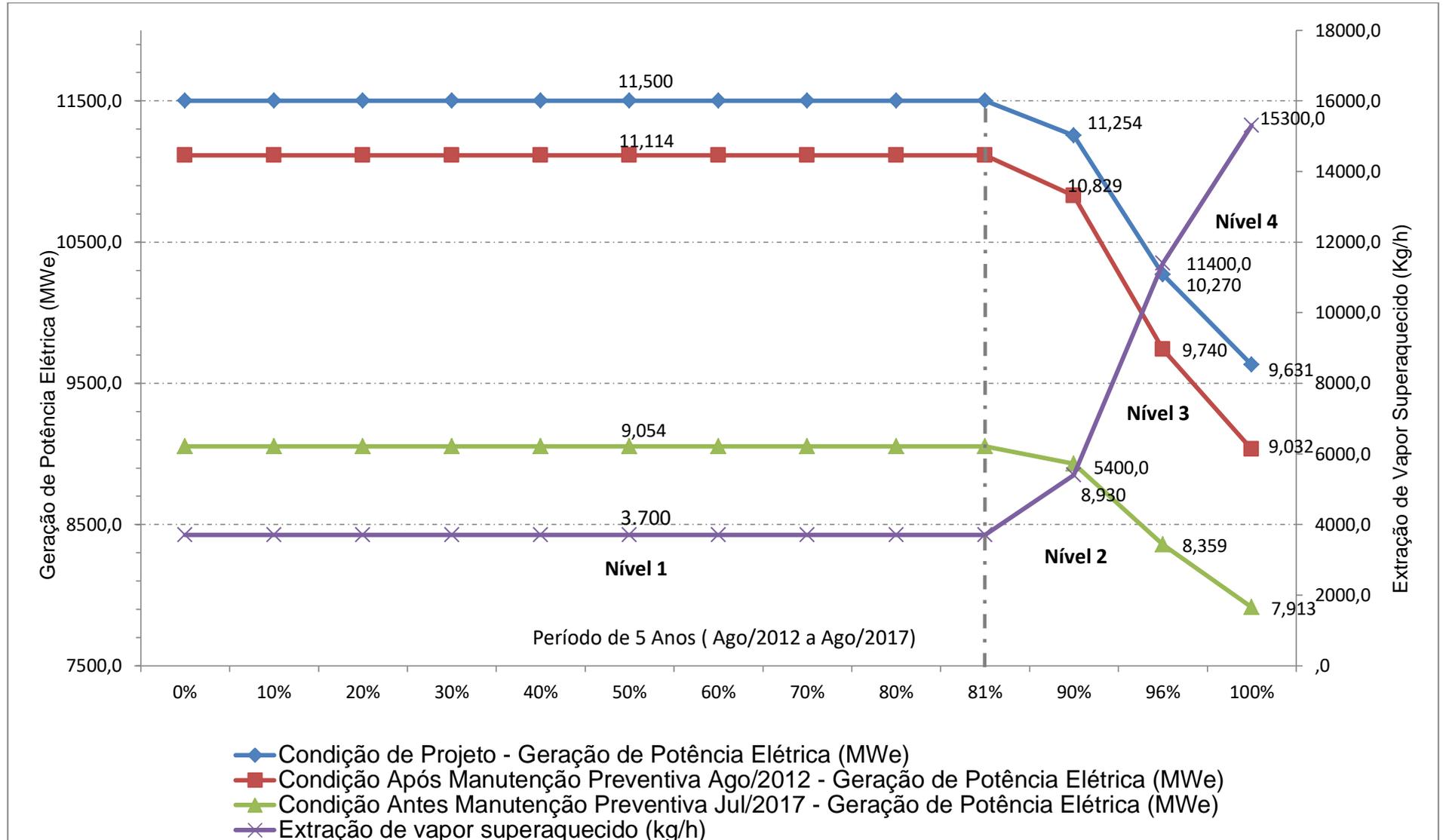
Níveis	$(\dot{Q})$ Vazão Mássica de vapor extraído (kg/h)	(A)	(B)	(C)
		(Pe - Projeto ) Geração de Potência Elétrica MWe Condição de Projeto (MWe)	(Pe - Realizada ) Geração de Potência Elétrica MWe Condição Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012 (MWe)	(Pe - Realizada ) Geração de Potência Elétrica MWe - Condição Antes Execução de Manutenção Preventiva - Jul/2017 (MWe)
1º	$0 < (\dot{Q}) < 3.700$	11,500	11,114	9,054
2º	$3.700 < (\dot{Q}) \leq 5.400$	11,254	10,829	8,930
3º	$5.400 < (\dot{Q}) \leq 11.400$	10,270	9,740	8,359
4º	$11.400 < (\dot{Q}) \leq 15.300$	9,631	9,032	7,913

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme representado na Figura 44 à disponibilidade de vazão mássica de vapor superaquecido admitido na turbina constante em 52.000 kg/h e extração de vapor superaquecido distribuída em quatro níveis variando de 0 kg/h a 15.300 kg/h é possível observar que a turbina de condensação Rateau com extração, após a intervenção para execução de manutenção preventiva executada em Ago/2012 e antes desta ser disponibilizada para execução de manutenção preventiva em Jul/2017, apresentava capacidade de geração reduzida em 0,386 MWe e 2.446 MWe, respectivamente quando comparado com a condição de projeto no 1º nível de extração de vapor superaquecido que é de 11,50 MWe.

A redução da capacidade de geração de ( $W_{ele}$ ) e conseqüentemente a capacidade de geração de energia elétrica ( $E_{ele}$ ), também é identificado nos outros três níveis de extração de vapor superaquecido que não serão discutidos neste trabalho. Esta condição somente é minimizada quando este equipamento foi submetido a manutenção preventiva em Ago/2017 a que é executada com periodicidade de 5 anos.

Figura 44 – Geração de potência elétrica (MWe) projeto, após e antes execução de manutenção preventiva Jul/2017 x extração de vapor superaquecido kg/h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 Análise da redução da capacidade de geração de potência elétrica MWe da turbina de condensação Rateau com extração

A análise da redução em percentual da capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) do grupo turbogerador (GTG) ao qual a turbina de condensação Rateau com extração é integrante e objeto de estudo deste trabalho está representada nas Tabelas 10, 11 e 12. Esta representação considera a relação entre a vazão mássica de vapor extraído e a variação de geração de  $W_{ele}$ , avaliando as seguintes condições:

- A) Redução entre geração de  $W_{ele}$  especificada no projeto do equipamento e capacidade de geração, após execução de manutenção preventiva - Ago/2012;

Tabela 10 – Redução entre potência elétrica MWe de projeto e realizada após manutenção preventiva Ago/2012 x níveis de extração de vapor superaquecido kg/h.

Níveis	$(\dot{Q})$ Vazão Mássica de vapor extraído (kg/h)	A		
		$(W_{ele}$ - Projeto) Geração de Potência Elétrica MWe Condição de Projeto (MWe)	$(W_{ele}$ - Realizada) Geração de Potência Elétrica MWe Condição Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012 (MWe)	Redução % Entre $(W_{ele}$ e - Projeto) e $(W_{ele}$ - Realizada) Após da Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012 (MWe)
1º	$0 < (\dot{Q}) \leq 3.700$	11,500	11,114	3,356
2º	$3.700 < (\dot{Q}) \leq 5.400$	11,254	10,829	3,776
3º	$5.400 < (\dot{Q}) \leq 11.400$	10,270	9,740	5,160
4º	$11.400 < (\dot{Q}) \leq 15.300$	9,631	9,032	6,219

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a tabela 10, nota-se que em todos os quatro níveis de extração de vazão mássica de vapor quando avaliado à capacidade de geração de potência elétrica de projeto ( $W_{ele}$  - Projeto) e capacidade de geração de potência elétrica realizada ( $W_{ele}$  - Realizada), logo após a intervenção para execução de manutenção preventiva em agosto de 2012, teve redução variando de 3,356 a 6,219 %. É possível ainda identificar nesta condição que a redução de  $W_{ele}$  possui relação direta com o aumento da vazão mássica

de vapor superaquecido extraído da turbina e que é direcionado para o processo produtivo de fertilizantes.

B) Redução entre geração de  $W_{ele}$  especificada no projeto do equipamento e capacidade de geração, antes da execução de manutenção preventiva - Jul/2017;

Tabela 11 – Redução entre potência elétrica MWe de projeto e realizada antes manutenção preventiva Jul/2017 x níveis extração de vapor superaquecido kg/h.

Níveis	$(\dot{Q})$ Vazão Mássica de vapor extraído (kg/h)	B		
		$(W_{ele}$ - Projeto) Geração de Potência Elétrica MWe Condição de Projeto (MWe)	$(W_{ele}$ - Realizada) Geração de Potência Elétrica MWe Condição Antes da Execução de Manutenção Preventiva - Jul/2017 (MWe)	Redução % Entre $(W_{ele}$ - Projeto) e $(W_{ele}$ - Realizada) Antes da Execução de Manutenção Preventiva - Jul/2017 (MWe)
1º	$0 < (\dot{Q}) \leq 3.700$	11,500	9,054	21,270
2º	$3.700 < (\dot{Q}) \leq 5.400$	11,254	8,930	20,650
3º	$5.400 < (\dot{Q}) \leq 11.400$	10,270	8,359	18,607
4º	$11.400 < (\dot{Q}) \leq 15.300$	9,631	7,913	17,838

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a tabela 11, nota-se que em todos os quatro níveis de extração de vazão mássica de vapor quando avaliado à capacidade de geração de potência elétrica de projeto ( $W_{ele}$ - Projeto) e capacidade de geração de potência elétrica realizada ( $W_{ele}$  - Realizada), após a turbina operar por cinco anos em julho de 2017, teve redução variando de 17,838 a 21,270 %. É possível ainda identificar nesta condição que a redução de  $W_{ele}$  possui relação inversa com o aumento da vazão mássica de vapor superaquecido extraído da turbina, ou seja, a maior redução da capacidade geração de  $W_{ele}$  ocorre no 1º primeiro nível de extração de vapor que possui a representatividade de 81 % no período analisado.

C) Redução entre a capacidade de geração de  $W_{ele}$  após execução de manutenção Preventiva - Ago/2012 e antes da execução de manutenção preventiva - Jul/2017;

Tabela 12 – Redução entre potência elétrica MWe no período de Ago/2012 a Jul/2017 x níveis extração de vapor superaquecido kg/h.

Níveis	$(\dot{Q})$ Vazão Mássica de vapor extraído (kg/h)	C		
		$(W_{ele}$ - Realizada) Geração de Potência Elétrica MWe Condição Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012 (MWe)	$(W_{ele}$ - Executada) Geração de Potência Elétrica MWe Condição Antes Execução de Manutenção Preventiva - Jul/2017 (MWe)	Redução % Entre Manutenções Preventivas no Período de 5 Anos (Ago/2012 a - Jul/2017) (MWe)
1º	$0 < (\dot{Q}) \leq 3.700$	11,114	9,054	18,535
2º	$3.700 < (\dot{Q}) \leq 5.400$	10,829	8,930	13,208
3º	$5.400 < (\dot{Q}) \leq 11.400$	9,740	8,359	14,178
4º	$11.400 < (\dot{Q}) \leq 15.300$	9,032	7,913	12,389

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a tabela 12, nota-se que em todos os quatro níveis de extração de vazão mássica de vapor quando avaliado à capacidade de geração de potência elétrica de realizada ( $W_{ele}$  - Realizada) logo após a intervenção para execução de manutenção preventiva em agosto de 2012 e capacidade de geração de potência elétrica realizada ( $W_{ele}$  - Executada), após a turbina operar por cinco anos, teve redução variando de 12,389 a 18,535 %. É possível ainda identificar nesta condição que a redução de  $W_{ele}$  possui relação inversa com o aumento da vazão mássica de vapor superaquecido extraído da turbina, ou seja, a maior redução da capacidade geração de  $W_{ele}$  ocorre ainda no 1º primeiro nível de extração de vapor que possui a representatividade de 81 % no período analisado.

### 4.3 Análise da redução anual da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador

A avaliação da redução em percentual anual da capacidade de geração de potência elétrica (*W<sub>ele</sub>*) do grupo turbogerador (GTG), considerando o 1º primeiro nível de extração de vapor, apresenta as duas condições representadas na Tabela 13, Figuras 45, 46 e detalhado no Apêndice A.

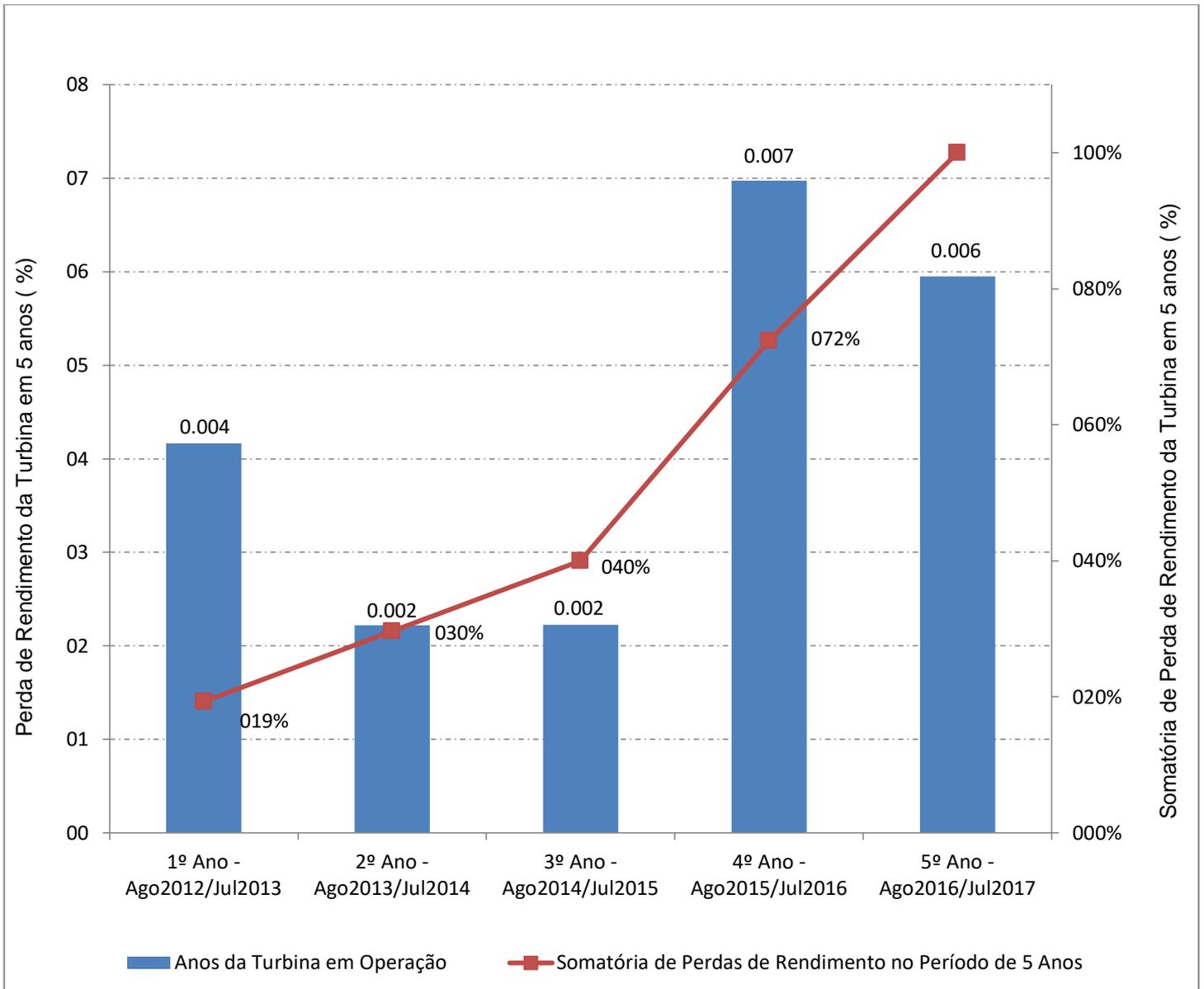
Tabela 13 – Redução da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017.

Anos em Operação Após Manutenção Preventiva Ago/2012		Redução (%) da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência descrita em projeto	Redução (%) da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência, após execução de manutenção preventiva executada em Ago/2012
1º	Ago/2012-Jul/2013	4,165	0,837
2º	Ago/2013-Jul/2014	2,218	2,294
3º	Ago/2014-Jul/2015	2,226	2,304
4º	Ago/2015-Jul/2016	6,974	7,216
5º	Ago/2016-Jul/2017	5,952	5,884
Total		21,270	18,535

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 45 está representada a variação percentual anual da redução da capacidade de geração de potência elétrica de projeto (*W<sub>ele</sub>* - Projeto) do grupo turbogerador (GTG), após a turbina operar no período de Ago/2012 a Jul/2017 que foi de 21,27 %. É possível ainda identificar que a partir do 3º ano em operação da turbina a redução da capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>* varia de 39,98 para 100 % em somente dois anos em operação, ou seja, a taxa média de redução de geração de *W<sub>ele</sub>* que nos três primeiros anos da turbina em operação foi de 13,32 % aumenta para 32,38 % no 4º ano e 27,64 % no 5º ano.

Figura 45 - Redução % da capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência descrita em projeto.

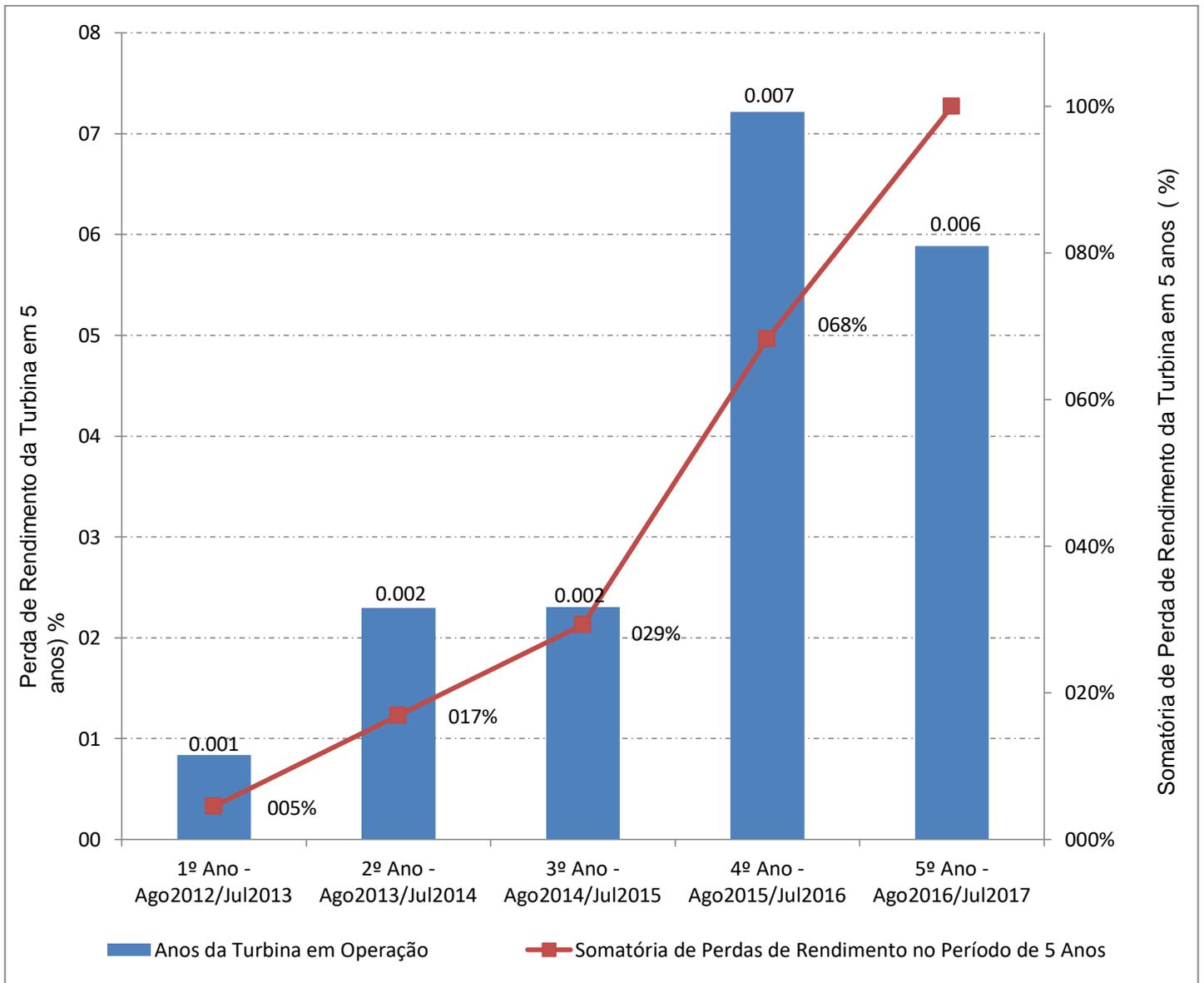


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 46 está representada a variação % anual da redução da capacidade de geração de potência elétrica de realizada (*W<sub>ele</sub>* - Realizada) logo após a intervenção para execução de manutenção preventiva em agosto de 2012 e capacidade de geração de potência elétrica realizada (*W<sub>ele</sub>* - Realizada), do grupo turbogerador (GTG), após a turbina operar por cinco anos, ou seja, até julho de 2017 que foi acumulada em 18,535 %. É possível ainda identificar que a partir do 3º ano em operação da turbina a redução da capacidade de geração de *W<sub>ele</sub>* varia de 29,32 para 100 % em somente dois anos em operação, ou seja, a taxa média de redução de geração de *W<sub>ele</sub>* que nos três

primeiro anos da turbina em operação foi de 9,77 % aumenta para 38,93 % no 4º ano e 31,75 % no 5º ano.

Figura 46 - Redução de capacidade de geração de potência elétrica MWe do grupo turbogerador no período de Ago/2012 a Jul/2017 em relação à capacidade de geração de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4 Análise da redução de geração energia elétrica (MWh) do grupo turbogerador

Considerando o período em operação em horas (h) do grupo turbogerador (GTG) no período de Ago/2012 a Jul/2017 e analisando a variação entre a energia elétrica ( $E_{ele}$ ) executada com a capacidade de geração especificada em projeto e capacidade de geração, após a manutenção preventiva realizada em Ago/2012, foi realizada a quantificação da redução de geração de  $E_{ele}$  que teve que ser adquirida, via concessória de energia elétrica para suprir a demanda instalada na planta química.

Na Tabela 14 e Figuras 47 e 48 está representada a redução de geração de  $E_{ele}$ , considerando as duas seguintes condições e conforme resultado detalhado no Apêndice A.

Tabela 14 – Redução de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017.

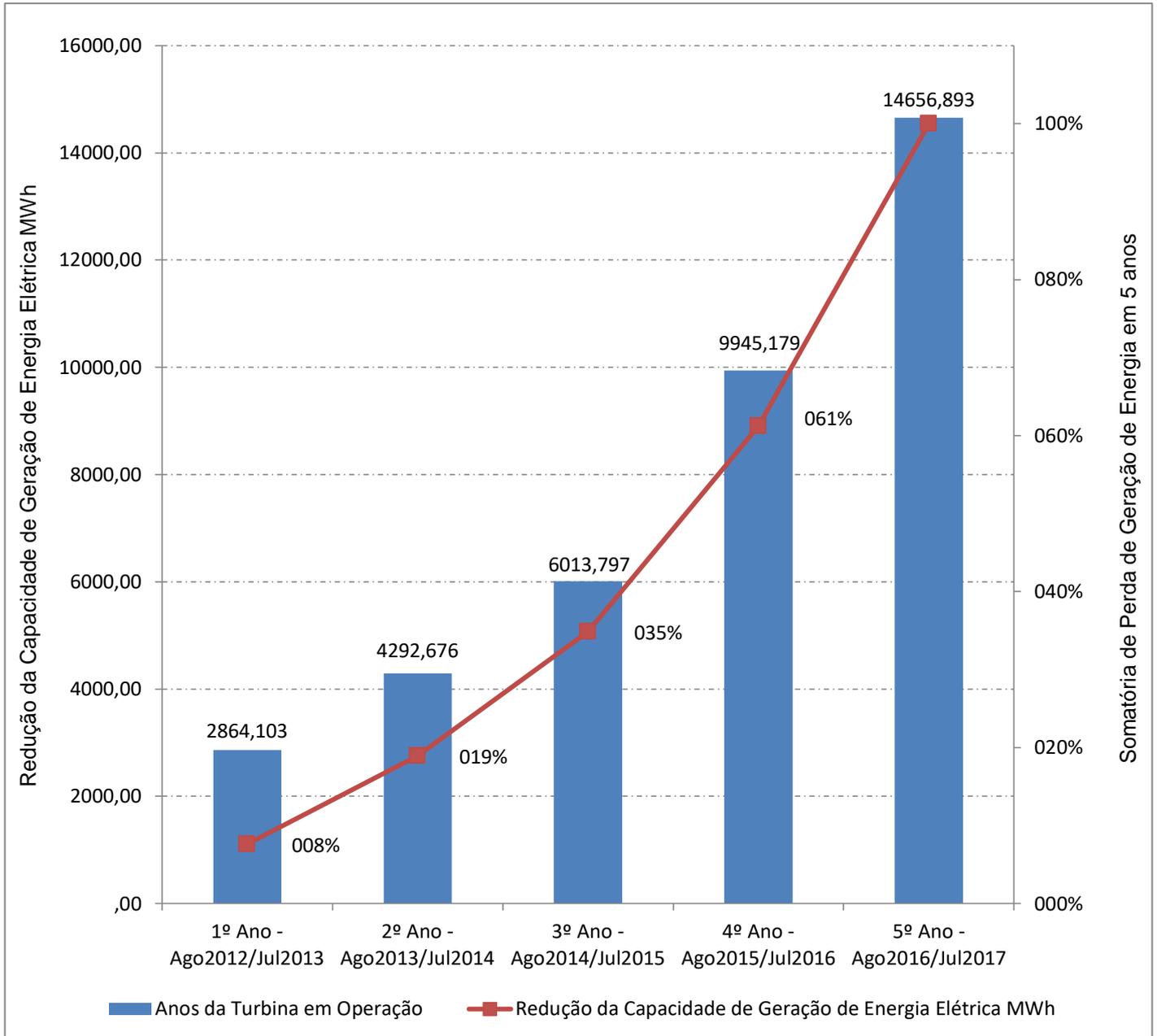
Anos em Operação Após Manutenção Preventiva Ago/2012		Redução de geração em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( $E_{ele}$ - Projeto), ( $E_{ele}$ - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Redução de geração em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( $E_{ele}$ - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( $E_{ele}$ - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga
1º	Ago/2012-Jul/2013	2.864,10	203,03
2º	Ago/2013-Jul/2014	4.292,68	1.629,13
3º	Ago/2014-Jul/2015	6.013,80	3.344,36
4º	Ago/2015-Jul/2016	9.945,18	7.254,06
5º	Ago/2016-Jul/2017	14.656,89	11.980,38
Total		37.772,65	24.410,96

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 47 está representada a redução em MWh anual da capacidade de geração de energia elétrica, considerando capacidade de projeto ( $E_{ele}$  - Projeto) do grupo turbogerador (GTG) e após a turbina operar no período de Ago/2012 a Jul/2017 que foi de 37.772,65 MWh. É possível ainda identificar que a partir do 3º ano em operação da turbina a redução da capacidade de geração de  $E_{ele}$  varia de 34,87 % para 100 % em somente dois anos em operação, ou seja, a taxa média de redução de

geração de  $E_{ele}$  que nos três primeiros anos da turbina em operação foi de 11,62 % aumenta para 26,33 % no 4º ano e 38,8 % no 5º ano.

Figura 47 – Redução de geração de energia elétrica em MWh considerando ( $E_{ele}$  - Projeto), ( $E_{ele}$  - Executada) e horas em operação em plena Carga.

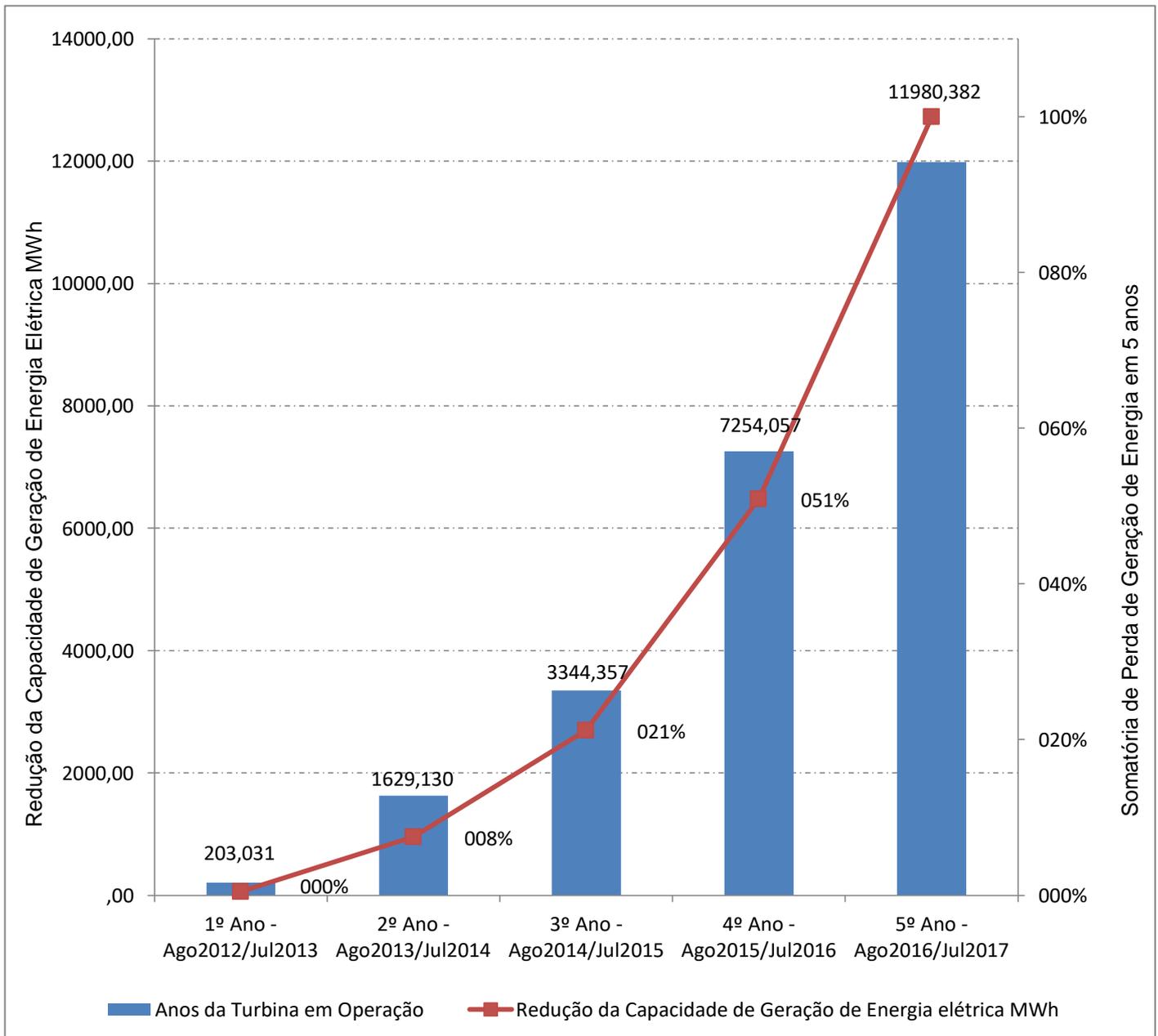


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 48 está representada a redução em MWh anual da capacidade de geração de energia elétrica, considerando capacidade ( $E_{ele}$  - Realizada) logo após a intervenção para execução de manutenção preventiva em Ago/2012 e capacidade de geração de energia elétrica realizada em Jul/2017. É possível ainda identificar que a

partir do 3º ano em operação da turbina a redução da capacidade de geração de  $E_{ele}$  varia de 21,21 % para 100 % em somente dois anos em operação, ou seja, a taxa média de redução de geração de  $E_{ele}$  que nos três primeiros anos da turbina em operação foi de 7,07 % aumenta para 29,71 % no 4º ano e 49,08% no 5º ano.

Figura 48 – Redução de geração de energia elétrica em MWh considerando ( $E_{ele}$  - Realizada) após manutenção preventiva - Ago/2012, ( $E_{ele}$  - Executada) e horas em operação em plena carga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5 Análise do potencial de custo máximo (R\$) devido à redução da capacidade de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017 (Período entre manutenções preventivas)

A composição do custo máximo (R\$) em relação aquisição de energia elétrica ( $E_{ele}$ ) da concessionária para suprir a demanda instalada é executado quando considerado as seguintes condições:

- A) Nível de tensão: 88 KV a 138 KV;
- B) Tarifa tarifária: Bandeira Vermelha patamar 2;
- C) Duração diária de período de ponta: 3 horas;
- D) Custo R\$/KW/h: 0,43060;
- E) Duração diária de período fora ponta: 21 horas;
- F) Custo R\$/KW/h: 0,30475.

Na Tabela 15 e Figuras 49 e 50 está representado o potencial de custo máximo (R\$), considerando as duas seguintes condições e conforme resultado detalhado no Apêndice A.

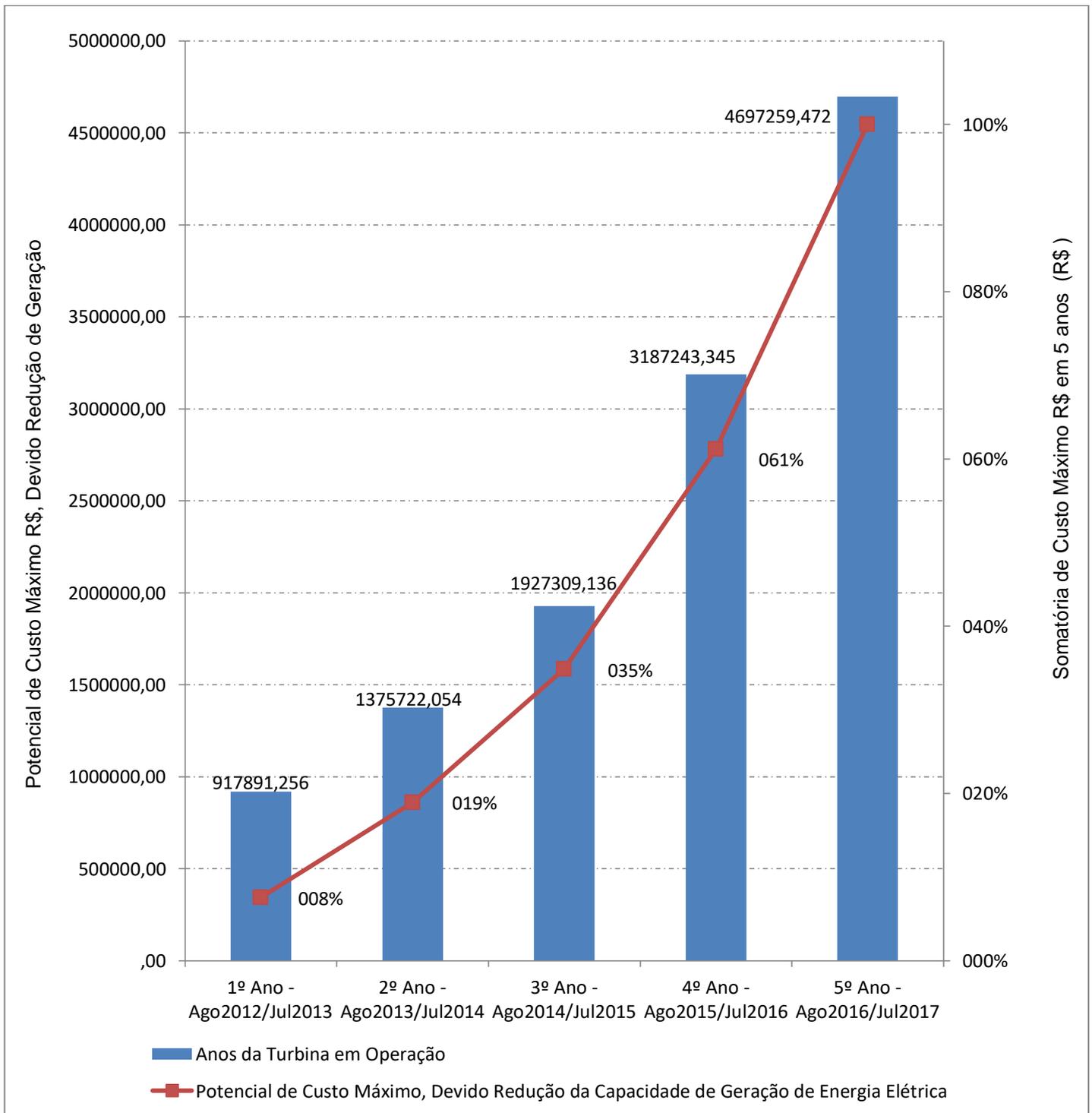
Tabela 15 – Potencial de Custo Máximo R\$ devido à redução de geração de energia elétrica MWh no período de Ago/2012 a Jul/2017.

Anos em Operação Após Manutenção Preventiva Ago/2012		Custo Máximo R\$ Com Aquisição de Energia Elétrica, Devido Redução de Geração Considerando ( $E_{ele}$ - Projeto), ( $E_{ele}$ - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Custo Máximo R\$ Com Aquisição de Energia Elétrica, Devido Redução de Geração ( $E_{ele}$ - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( $E_{ele}$ - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1º	Ago/2012-Jul/2013	917.891,26	65.067,69
2º	Ago/2013-Jul/2014	1.375.722,05	522.105,53
3º	Ago/2014-Jul/2015	1.927.309,14	1.071.803,75
4º	Ago/2015-Jul/2016	3.187.243,34	2.324.789,41
5º	Ago/2016-Jul/2017	4.697.259,47	3.839.487,67
Total		12.105.425,26	7.823.254,05

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura 49 está representado o potencial de custo máximo de até R\$ 12.105.425,26 com aquisição de  $E_{ele}$ , devido redução da capacidade de geração considerando a energia elétrica ( $E_{ele}$ ) do grupo turbogerador (GTG), descrita no projeto do equipamento ( $E_{ele}$  - Projeto) e executada ( $E_{ele}$  - Executada), no período de Ago/2012 a Jul/2017.

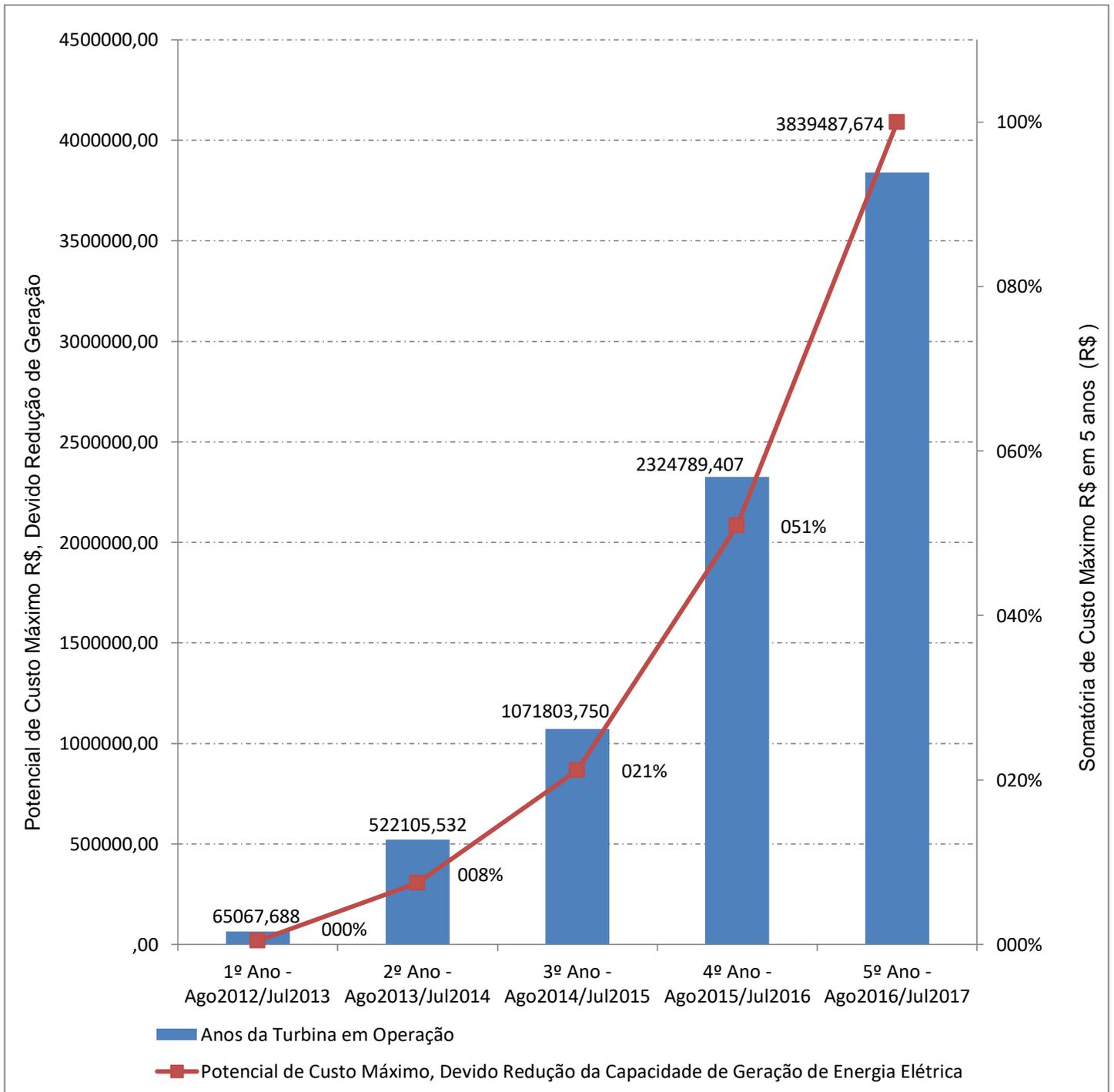
Figura 49 – Custo máximo R\$ com aquisição de energia elétrica, devido redução de geração considerando ( $E_{ele}$  - Projeto), ( $E_{ele}$  - Executada) e Horas em operação em plena carga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura 50 está representado o potencial de custo máximo de até R\$ 7.823.254,05 com aquisição de  $E_{ele}$ , devido redução da capacidade de geração considerando a energia elétrica ( $E_{ele}$ ) do grupo turbogerador (GTG), realizada ( $E_{ele}$  - Realizada), após manutenção preventiva em Ago/2012 e executada ( $E_{ele}$  - Executada), no período de Ago/2012 a Jul/2017.

Figura 50 – Custo máximo R\$ com aquisição de energia elétrica, devido redução de geração ( $E_{ele}$  - Realizada) após manutenção preventiva - Ago/2012, ( $E_{ele}$  - Executada) mensalmente e horas em operação em plena carga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Sabendo que custos inerentes a execução de manutenção preventiva na turbina objeto de estudo deste trabalho foi de R\$ 2.100.000,00 em julho de 2017 é que nas duas seguintes condições:

- Redução da capacidade de geração considerando a energia elétrica ( $E_{ele}$ ) do grupo turbogerador (GTG), descrita no projeto do equipamento ( $E_{ele}$  - Projeto) e executada ( $E_{ele}$  - Executada), no período de Ago/2012 a Jul/2017
- Redução de capacidade de geração considerando a energia elétrica ( $E_{ele}$ ) do grupo turbogerador (GTG), realizada ( $E_{ele}$  - Realizada), após manutenção preventiva em Ago/2012 e executada ( $E_{ele}$  - Executada), somente nos anos dois últimos anos em operação foi de R\$ 7.884.502,81 e

## 5. CONCLUSÕES

A partir da análise realizada neste trabalho, conclui-se que é possível identificar que o grupo turbogerador (GTG) ao qual a turbina de condensação Rateau com extração, modelo H3800S é constituinte e está submetida às variáveis de processo da planta de Ácido Sulfúrico instalada no Brasil, cidade de Araxá/MG apresenta taxa de redução de capacidade de geração de potência elétrica  $W_{ele}$  e conseqüentemente de energia elétrica ( $E_{ele}$ ), representativa após o terceiro ano em operação.

A recomendação é de alteração da periodicidade de manutenção preventiva na turbina que atualmente é praticada com periodicidade de 5 anos para 3 anos ou 36 meses, a partir do início de operação e após manutenção preventiva, quando é evidenciado a redução da eficiência deste equipamento e assim impactando negativamente do ponto de vista financeiro, visto que desta forma é necessário realizar maior aquisição de energia elétrica da concessionária de energia que atende a planta e ao estado de Minas Gerais CEMIG.

Tecnicamente, pode-se concluir que a opção por reduzir a periodicidade de manutenção da turbina de condensação Rateau com extração aplicada no complexo mineroquímico de Araxá é tecnicamente e economicamente viável.

## Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros sugerem-se os seguintes temas:

- Criar software para análise instantânea da performance da turbina a vapor de condensação Rateau que é objeto de estudo deste trabalho.
- Viabilizar a alteração do período entre manutenções preventivas de outros modelos de turbina a vapor aplicada em outras unidades da mesma empresa proprietária da turbina avaliada neste trabalho.
- Desenvolver técnicas e parâmetros de manutenção preditiva específicos para analisar o desempenho da turbina a vapor de condensação Rateau em operação.
- Detalhar a influência de cada um dos componentes da turbina de condensação Rateau em relação à redução da capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) e conseqüentemente da redução da capacidade de geração de energia elétrica ( $E_{ele}$ ).
- Propor a alteração de materiais de fabricação de componentes da turbina que apresentarem maior degradação, deformação plástica ou elástica, durante operação.

## 6. REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5462**: confiabilidade e manutenibilidade. Rio de Janeiro: ABNT, 1994. 37 p.

BALESTIERI, José Antônio Perrella. **Cogeração**: geração combinada de eletricidade e calor. Florianópolis: Ed. da UFSC, 2002. 279 p.

CEKINSKI, E, tal. **Manual de recomendações de conservação de energia na indústria de fertilizantes**. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT), 1985.

CATÁLOGO, NG, **Turbina de condensação Rateau**: modelo H3800S, Capim Fino, 2006.

ENGECSOL. Catalogo de Produtos. Campinas/SP, 2007. Disponível em: <[www.engecsol.com.br/produtos.html](http://www.engecsol.com.br/produtos.html)>. Acesso em: 07 out. 2018.

FOGLIATTO, Flávio Sanson; DUARTE, José Luís Ribeiro. **Confiabilidade e manutenção industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. 256 p.

FRANSOO, J. C.; RUTTEN, W. G. M. M., **A typology of production control situations in process industries, international journal of operations & production management**, v. 14, n. 12, 1994. 47-57 p.

HUSAIN, Z. **Steam turbines: theory and design**. New Delhi:TATA McGraw-Hill, 1984. 226 p.

LEYZEROVICH, Alexander, **Large power steam turbines**, 1997.

LI, K. W., PRIDDY, A. P., 1985, **Power plant system design**, John Wiley & Sons, Inc., EUA.

MAZURENKO, Stanislavovich Anton; LORA, Electo Eduardo Silva; SOUZA, de Zulcy. **Máquinas térmicas de fluxo**: cálculo termodinâmico e estruturais. Rio de Janeiro: Interciência, 2013.

MATAIX, C. **Turbomáquinas térmicas**. Madrid: Editorial DOSSAT, 1973. 1032 p.

MANCINTYRE, A,J., **Equipamentos industriais e de processos**, Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MANCINTYRE, A,J., **Máquinas motrizes hidráulicas**, Rio de Janeiro: Guanabara, 1983.

MOUBRAY, J. **Manutenção centrada em confiabilidade**. Tradução de Kleber Siqueira. 2. ed.: Aladon Ltd, 2000. 425 p.

PINTO, Alan Kardec; XAVIER, Júlio Nascif. **Manutenção**: função estratégica. 3. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009. 384 p.

PINTO, Alan Kardec; XAVIER, Júlio Nascif. **Manutenção**: função estratégica. 4. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2013. 440 p.

PINTO, João Paulo. **Manutenção Lean**. Lisboa: Lidel Zamboni, 2013. 285 p.

Tarifa de energia elétrica: **Companhia de energia de Minas Gerais**. Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/ptbr/atendimento/Paginas/valores\\_de\\_tarifa\\_e\\_servicos.aspx](http://www.cemig.com.br/ptbr/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx)>. Acesso em: 13 mar. 2018.

TURTON, R.K. **Principles of turbomachinery**. 2ª ed. UK: CHAPMAN & HALL, 1995. 276 p.

RINO, Guilherme. **Tecnologias de turbinas a vapor aplicadas a processo (TGM)**. Apresentação realizada no 5º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e Cogeração de Energia da ABESCO em 12/06/2008. Disponível em: <<http://www.abesco.com.br/5eficienciaenergetica/>>. Acesso em: 23 nov. 2018.

RUSIN A, WOJACZEK A. **Optimization of power machines maintenance intervals taking the risk into consideration**: maintenance and reliability 2012. 72–76 p.

LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2 volumes, 2004. 1296 p.

SHLYAKHIN, P. **Steam turbines: theory and design**. Honolulu: University press of the pacific, 2005. 248 p.

VIANA, H. R. G. PCM: **Planejamento e controle da manutenção**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002. 192 p.

VERRI, Luiz Alberto. **Sucesso em paradas de manutenção**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2008. 232 p.

XENOS, Harilaus Georgius D`Philippos. **Gerenciando a manutenção produtiva**. 2. ed. Nova Lima: FALCONI, 2014. 312 p.

## APÊNDICE

**APÊNDICE A – Banco de dados referente ao desempenho da turbina de condensação Rateau com extração (Modelo:H3/800S ) aplicada no complexo mineroquímico (CMA) no período de Ago/2012 a Jul/2017 (Período entre manutenções preventivas)**

Nas Tabelas 16,17,18,19 e 20 está representado o período de cinco anos em operação da turbina que foi dividido em fases contendo 12 meses cada. Em cada uma destas fases que representa 1 ano da turbina em operação, foi comparado à variação entre a capacidade de geração de potência elétrica ( $W_{ele}$ ) descrita em projeto e a capacidade de geração de  $W_{ele}$  após manutenção preventiva realizada em Ago/2012 com o maior valor de geração de  $W_{ele}$  mensal com duração mínima de 12 horas quando a planta esta em regime permanente, além de também analisar a variação entre a geração de energia elétrica ( $E_{ele}$ ) neste mesmo período, considerando o período em operação desta turbina em cada mês.

Tabela 16 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2012/-Jul/2013) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.

1º Ano em Operação Após Manutenção Preventiva	Período 2012/2013	Horas de Operação em Plena Carga (h) - Disponibilidade de Vazão Volumétrica de Vapor de 52.000 (kg/h) e Extração de 3.700 (kg/h)	( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada Mensalmente) Geração de Potência Elétrica (MWe) Máxima Mensal Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Projeto) e ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012 e ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada Mensalmente)	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Projeto), ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1-	Ago/12	573,605	11,114	3,357	0,000	221,412	0,000
3-	set/12	567,389	11,110	3,391	0,036	221,282	2,270
3-	out/12	690,159	11,105	3,435	0,081	272,613	6,211
4-	nov/12	645,145	11,102	3,461	0,108	256,768	7,742
5-	dez/12	544,801	11,098	3,496	0,144	219,010	8,717
6-	jan/12	602,501	11,097	3,504	0,153	242,808	10,243
7-	fev/13	435,566	11,097	3,504	0,153	175,533	7,405
8-	mar/13	541,707	11,084	3,617	0,270	225,350	16,251
9-	abr/13	409,760	11,080	3,652	0,306	172,099	13,932
10-	mai/13	670,322	11,071	3,730	0,387	287,568	28,824
11-	jun/13	598,558	11,040	4,000	0,666	275,337	44,293
12-	Jul/13	614,455	11,021	4,165	0,837	294,324	57,144
					<b>Total</b>	<b>2.864,103</b>	<b>203,031</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 17 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2013/-Jul/2014) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.

2º Ano em Operação Após Manutenção Preventiva	Período 2013/2014	Horas de Operação em Plena Carga (h) - Disponibilidade de Vazão Volumétrica de Vapor de 52.000 (kg/h) e Extração de 3.700 (kg/h)	( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada Mensalmente) Geração de Potência Elétrica (MWe) Máxima Mensal Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Projeto) e ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012 e ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada Mensalmente)	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Projeto), ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( <i>W<sub>ele</sub></i> - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1-	Ago/13	667,571	10,997	4,374	1,053	335,788	78,106
3-	set/13	578,801	10,970	4,609	1,296	306,765	83,347
3-	out/13	597,648	10,930	4,957	1,656	340,659	109,967
4-	nov/13	604,289	10,922	5,026	1,728	349,279	116,023
5-	dez/13	562,255	10,904	5,183	1,890	335,104	118,074
6-	jan/14	627,316	10,873	5,452	2,168	393,327	151,183
7-	fev/14	501,671	10,865	5,522	2,240	318,561	124,916
8-	mar/14	613,803	10,850	5,652	2,375	398,972	162,044
9-	abr/14	600,674	10,821	5,904	2,636	407,858	175,997
10-	mai/14	497,667	10,807	6,026	2,762	344,883	152,784
11-	jun/14	589,561	10,780	6,261	3,005	424,484	196,913
12-	Jul/14	459,122	10,766	6,383	3,131	336,996	159,774
<b>Total</b>						<b>4.292,676</b>	<b>1.629,130</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2014/-Jul/2015) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.

3º Ano em Operação Após Manutenção Preventiva	Período 2014/2015	Horas de Operação em Plena Carga (h) - Disponibilidade de Vazão Volumétrica de Vapor de 52.000 (kg/h) e Extração de 3.700 (kg/h)	( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente) Geração de Potência Elétrica (MWe) Máxima Mensal Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto) e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012 e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente)	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto), ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1-	Ago/14	349,544	10,732	6,678	3,437	268,450	133,526
3-	set/14	679,550	10,702	6,939	3,707	542,281	279,975
3-	out/14	578,270	10,695	7,000	3,770	465,507	242,295
4-	nov/14	622,784	10,670	7,217	3,995	516,911	276,516
5-	dez/14	690,590	10,665	7,261	4,040	576,643	310,075
6-	jan/15	467,441	10,648	7,409	4,193	398,260	217,828
7-	fev/15	558,907	10,624	7,617	4,409	489,603	273,864
8-	mar/15	648,771	10,614	7,704	4,499	574,811	324,386
9-	abr/15	603,893	10,601	7,817	4,616	542,900	309,797
10-	mai/15	498,523	10,589	7,922	4,724	454,154	261,725
11-	jun/15	597,784	10,545	8,304	5,120	570,884	340,139
12-	Jul/15	619,590	10,510	8,609	5,435	613,394	374,232
<b>Total</b>						<b>6.013,797</b>	<b>3.344,357</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 19 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2015/-Jul/2016) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.

4º Ano em Operação Após Manutenção Preventiva	Período 2015/2016	Horas de Operação em Plena Carga (h) - Disponibilidade de Vazão Volumétrica de Vapor de 52.000 (kg/h) e Extração de 3.700 (kg/h)	( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente) Geração de Potência Elétrica (MWe) Máxima Mensal Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto) e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012 e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente)	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto), ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1-	Ago/15	479,661	10,498	8,713	5,543	480,620	295,471
3-	set/15	563,138	10,432	9,287	6,136	601,431	384,060
3-	out/15	589,600	10,359	9,922	6,793	672,734	445,148
4-	nov/15	671,557	10,309	10,357	7,243	799,824	540,603
5-	dez/15	623,480	10,220	11,130	8,044	798,054	557,391
6-	jan/16	469,851	10,100	12,174	9,124	657,791	476,429
7-	fev/16	580,550	10,008	12,974	9,951	866,181	642,088
8-	mar/16	471,655	9,930	13,652	10,653	740,498	558,440
9-	abr/16	570,705	9,890	14,000	11,013	918,835	698,543
10-	mai/16	680,669	9,801	14,774	11,814	1.156,457	893,718
11-	jun/16	670,040	9,745	15,261	12,318	1.175,920	917,285
12-	Jul/16	600,911	9,708	15,583	12,651	1.076,833	844,881
<b>Total</b>						<b>9.945,179</b>	<b>7.254,057</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 20 – Geração de potência elétrica MWe anual (Ago/2016/-Jul/2017) após manutenção preventiva e variação e variação de % de geração de energia elétrica MWh em relação à capacidade de geração de potência elétrica de projeto e horas mensais da turbina em operação.

5º Ano em Operação Após Manutenção Preventiva	Período 2016/2017	Horas de Operação em Plena Carga (h) - Disponibilidade de Vazão Volumétrica de Vapor de 52.000 (kg/h) e Extração de 3.700 (kg/h)	( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente) Geração de Potência Elétrica (MWe) Máxima Mensal Após Execução de Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto) e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012	Varição em (%) entre ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012 e ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada Mensalmente)	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Projeto), ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) e Horas em Operação em Plena Carga	Varição em (MWh) entre Geração de Energia Elétrica Considerando ( <i>W<sub>e</sub></i> - Realizada) Após Manutenção Preventiva - Ago/2012, ( <i>W<sub>e</sub></i> - Executada) Mensalmente e Horas em Operação em Plena Carga
1-	Ago/16	651,605	9,697	15,678	12,750	1.174,844	923,324
3-	set/16	604,389	9,603	16,496	13,595	1.146,526	913,232
3-	out/16	578,159	9,550	16,957	14,072	1.127,410	904,241
4-	nov/16	669,145	9,504	17,357	14,486	1.335,613	1.077,323
5-	dez/16	610,801	9,458	17,757	14,900	1.247,256	1.011,486
6-	jan/17	369,501	9,408	18,191	15,350	772,996	630,369
7-	fev/17	451,566	9,360	18,609	15,782	966,351	792,047
8-	mar/17	690,707	9,308	19,061	16,250	1.514,030	1.247,417
9-	abr/17	502,760	9,274	19,357	16,556	1.119,144	925,078
10-	mai/17	612,322	9,209	19,922	17,141	1.402,830	1.166,473
11-	jun/17	614,558	9,165	20,304	17,536	1.434,993	1.197,774
12-	Jul/17	578,455	9,054	21,270	18,535	1.414,901	1.191,617
<b>Total</b>						<b>14.656,893</b>	<b>11.980,382</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

