



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GMI/19
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

DESEMPENHO DAS USINAS CONSTRUÍDAS EM REGIME DE *TURN KEY*

**Jarbas Patriota dos Santos(*)
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO SA.**

RESUMO

A Copel Geração e Transmissão SA monitora o desempenho das instalações de produção e transmissão de energia, assim como de seus equipamentos principais. Desde 1970, quando a UHE GPS entrou em operação comercial, é possível traçar um perfil de desempenho de cada instalação. Historicamente, as usinas vinham acumulando uma melhoria contínua na fase inicial da curva da banheira, com a entrada em operação comercial das usinas construídas na modalidade de *turn key*, constatou-se um descolamento nesta tendência.

O objetivo do trabalho é apresentar os dados referentes ao desempenho das usinas construídas em regime de *turn key*: ELEJOR (UHE SCL e FND, PCH SCP e FNP) e Foz do Chopim Energética (UHE FCH). Comparando-as com as construídas na modalidade de contratos segmentados (UHE GNB, UHE GJR e PCH DRJ).

Os dados a serem analisados são os referentes a taxa de falhas, horas programadas de manutenção, horas destinadas a manutenção corretiva. Além dos custos com mão de obra própria alocados nas atividades de manutenção.

Com o atual processo de leilão para definição dos empreendedores que irão implantar novas usinas, a modalidade de *turn key* se firmou como a que apresenta melhor custo benefício. Entretanto, é possível aprimorar esse processo, principalmente ao se tratar do recebimento destas instalações pela área que será responsável pela operação e manutenção.

PALAVRAS-CHAVE

turn key, desempenho, curva da banheira, performance

1.0 - INTRODUÇÃO

Até fevereiro de 1995, quando foi promulgada a Lei Federal 8.987/95, os custos de construção, operação e manutenção eram integralmente remunerados, através da autorização de uma tarifa que inclusive, tinha ainda a incidência de uma margem de lucratividade, na maioria dos casos era de 10% sobre os custos apresentados. Neste contexto, a construção de usinas através de licitação de contratos era vantajosa porque todos os custos incidentes eram ressarcidos integralmente. Outro aspecto relevante era que, dentro da área geográfica de atuação das concessionárias todos aproveitamentos de geração eram de sua "propriedade", não sendo objeto de disputa com outros empreendedores. Em outras palavras, havia uma reserva de mercado, inexistindo qualquer competição quando decidia-se pela construção de uma nova usina.

(*) Rua José Izidoro Biazzetto, n° 158 – sala 237 - Bloco A – CEP 81.200-240 Curitiba, Pr, – Brasil
Tel: (+55 41) 3331-3695 – Fax: (+55 41) 3331-4709 – Email: jarbas.patriota@copel.com

A promulgação da Lei Federal n. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, introduziu um importante marco regulatório no Setor Elétrico, ao exigir que todo o aproveitamento para produção de energia, sob concessão de serviço público, passasse a ser objeto de licitação prévia, extinguindo a reserva de mercado e o serviço pelo custo. A partir desta Lei os empreendimentos passaram a ser remunerados pelo preço, composto do valor que o agente ofertava em concorrência, normalmente um valor acima daquele fixado pelo Poder Concedente. Além do ágio inicial todos os demais custos do empreendimento (construção, indenizações, operação e manutenção) deveriam ser remunerados pelo preço ofertado pelo agente.

A partir desta nova condição a construção de usinas em regime de *turn key* mostrou ser aquela que apresentou melhor condição para assegurar o retorno previsto para o empreendimento. *Turn key*, em tradução informal - chave na mão, é a modalidade na qual o empreendedor contrata com uma empresa ou com um consórcio todas as etapas da construção, desde as atividades iniciais como levantamentos topográficos e indenizações fundiárias, até o comissionamento das instalações. Dependendo das condições contratuais, o acompanhamento de todas as etapas de construção pelo agente contratante, se faz através da engenharia do proprietário, que também pode ser terceirizada.

Entretanto, para garantir a rentabilidade almejada os custos de construção, fornecimento de equipamentos, montagem, comissionamento, etc, tiveram que ser os mais enxutos possíveis, tornando impraticável usar as mesmas especificações técnicas que o modelo anterior permitia. Portanto, as especificações usadas nas usinas construídas em regime de *turn key* são, presumivelmente, inferiores a aquelas usadas quando os contratos de fornecimento eram licitados pelo empreendedor e seu custo integralmente ressarcidos. Há, também um importante ponto a considerar que é a data prevista para a entrada em operação comercial, atrasos em relação a essa data acarretam grandes prejuízos para o empreendedor, para evitar isso há uma grande pressão para cumprimento do cronograma. Invariavelmente, implicando em passar aspectos técnicos fundamentais para segundo plano.

Este estudo pretende investigar quais as consequências para o desempenho das instalações com as reduções nas exigências técnicas, Comparando o desempenho das usinas construídas em regime de *turn key*, com o das usinas construídas na modalidade de contratos, para identificar pontos que possam contribuir para a melhoria do processo de construção de usinas, tendo em vista que os problemas decorrentes das etapas de construção são herdados pela operação e pela manutenção e perduram pelo tempo de concessão, impondo muitas vezes custos não previstos na modelagem inicial que podem inviabilizar a rentabilidade esperada para o empreendimento

2.0 - DESENVOLVIMENTO

Na Tabela 1, estão relacionadas as usinas do parque gerador da Copel que serão objeto deste estudo, sendo identificadas aquelas que foram construídas sob a modalidade de contratos, e as que foram construídas em regime de *turn key*.

Tabela 1 – Usinas da Copel GeT

| Usina | Siglas | Potência instalada | Entrada em operação comercial | Modalidade de construção |
|-------------------|---------|--------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Gov. Ney Braga | UHE GNB | 1.260,00 MW | 1992 | Contratos |
| Deriv. Rio Jordão | PCH DRJ | 6,5 MW | 1997 | Contratos |
| Gov. José Richa | UHE GJR | 1.240,00 MW | 1999 | Contratos |
| Foz do Chopim | UHE FCH | 29,7 MW | 2001 | Turn key |
| Santa Clara | UHE SCL | 120,16 MW | 2005 | Turn key |
| Fundão | UHE FND | 120,16 MW | 2006 | Turn key |
| PCH Santa Clara | PCH SCP | 3,60 MW | 2005 | Turn key |
| PCH Fundão | PCH FNP | 2,47 MW | 2006 | Turn key |

2.1 – Considerações iniciais

Para fins de comparação serão analisados os seguintes indicadores: taxa de falha, indisponibilidade forçada, indisponibilidade programada e custos de manutenção preventiva e corretiva. No aspecto custo, como o porte das usinas a serem comparadas é muito diferente, para tentar atenuar o ganho de escala que as grandes usinas possuem, foi introduzido um indicador que pretende aferir o custo de manutenção por megawatt instalado.

Para esta avaliação serão utilizados os dados provenientes do Sistema Pitágoras, que foi desenvolvido para gerenciar as informações referentes a perda da função geração. Neste sistema todas as falhas das Unidades Geradoras – UG são analisadas em reuniões periódicas, buscando identificar a causa fundamental que provocou a falha. Este sistema entrou em operação em 2006, para os anos anteriores as informações tiveram que ser acessadas em outros bancos de dados. Na análise das ocorrências as falhas são classificadas usando-se uma tabela onde estão listados 80 fatores que podem provocar falhas nas UG. Para o presente estudo serão consideradas apenas 7 fatores, considerados como principais contribuintes para as falhas no período inicial de operação (curva da banheira), ver Tabela 2.

Tabela 2 – Causas de Falhas (curva da banheira)

| | | |
|---------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| PR – Projeto Próprio | MP – Montagem Própria | CP – Comissionamento Próprio |
| PJ – Projeto de Terceiros | MT – Montagem de Terceiros | CM – Comissionamento de Terceiros |
| FB - Fabricação | | |

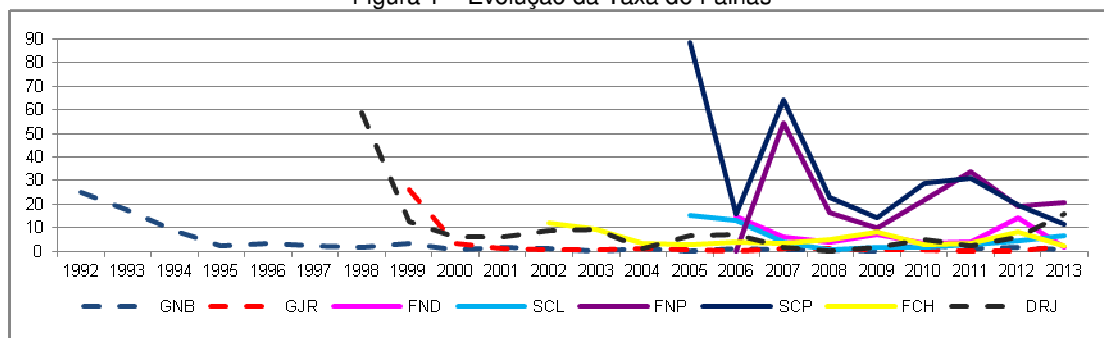
Contudo, estes fatores podem estar presentes após o encerramento da curva da banheira, porém em proporção inferior ao período inicial de operação. O período da curva da banheira dura de dois a três anos, é a fase em que acontecem com maior probabilidade as falhas decorrentes de projeto, montagem, comissionamento e fabricação. Depois, começa a fase das falhas aleatórias, que caracteriza-se pela ocorrência de falhas residuais, estas são inerentes ao projeto e aos materiais empregados na fabricação dos equipamentos.

Nos itens 2.2 a 2.5, a seguir, os indicadores serão apresentados de forma agrupada, permitindo visualizar a evolução de cada usina em comparação com as demais. A partir do item 2.6 apresenta-se cada usina e seus respectivos indicadores.

2.2 - Taxas de Falhas

O conceito de “taxa de falhas” é aquele onde o número de falhas é multiplicado pelas horas/ano padrão – 8760 h, e o produto resultante é dividido pelas horas em serviço de um equipamento, de uma unidade geradora ou de uma usina. A Figura 1, permite inferir que as usinas construídas sob modalidade de contratos, tendem a estabilizar o patamar de falhas aleatórios num nível inferior ao das usinas construídas em *turn key*. Fica destacado que as PCH, construídas em *turn key*, apresentam um comportamento bastante diverso das demais, mesmo após nove anos de operação, ainda não apresentam um patamar definido para as falhas aleatórias.

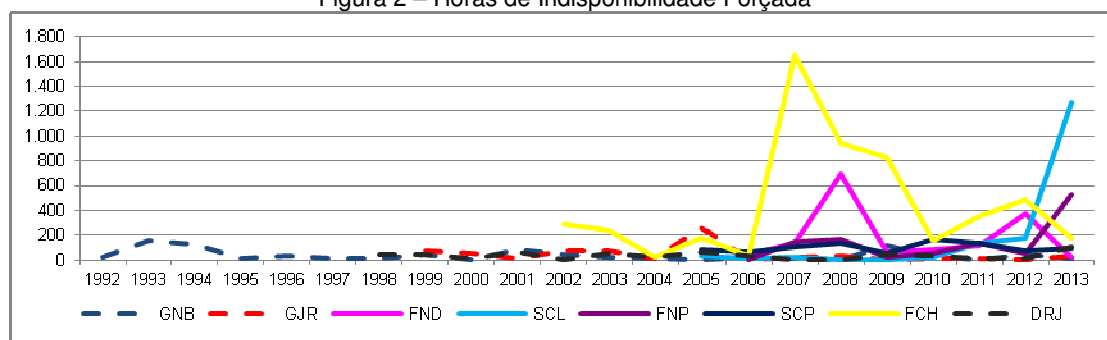
Figura 1 – Evolução da Taxa de Falhas



2.3 – Horas de indisponibilidade forçada:

São as horas em que as unidades geradoras ficaram fora de operação desde o início da falha até seu retorno a operação. Na Figura 2, observa-se a estabilidade do comportamento das usinas GNB, GJR e DRJ, enquanto as demais mostram uma performance aleatória com períodos de alta indisponibilidade

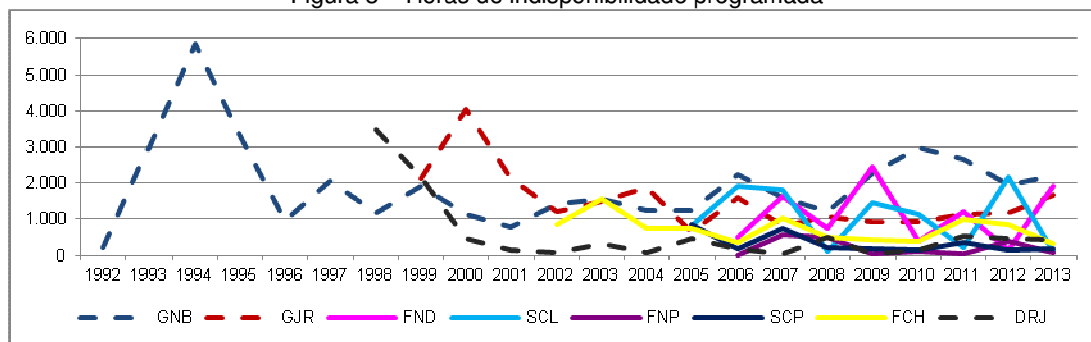
Figura 2 – Horas de Indisponibilidade Forçada



2.4 – Horas de indisponibilidade programada:

As horas para manutenção preventiva programada não apresentam tendências relevantes para o presente estudo, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Horas de indisponibilidade programada



2.5 – Custos de Manutenção

Os custos de manutenção que serão apresentados são os custos diretos que abrangem: a mão de obra própria e de terceiros, materiais próprios e de terceiros. Foram extraídas as OS – Ordens de Serviço classificadas no sistema de gerenciamento da manutenção, conforme a seguir:

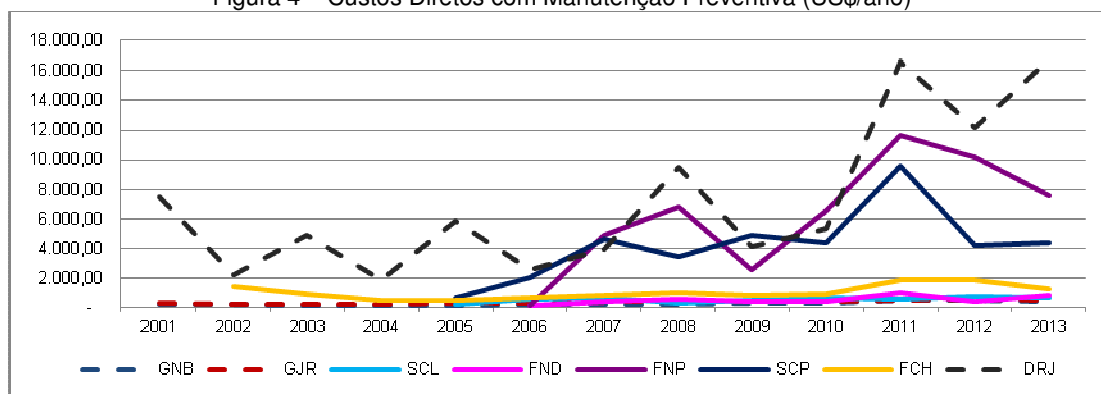
- PS – Preventiva Sistemática que são os custos relativos a execução dos guias de manutenção;
- PP – Preventiva Programada, são os custos com as manutenções programadas, não previstas em guias de manutenção que necessitam ser executadas antes que o equipamento venha a falhar;
- PN – Preventiva não Programada – são as intervenções executadas em caráter de urgência para impedir que uma falha venha a ocorrer;
- CP – Corretiva Programada – manutenções programadas para corrigir falhas;
- CN – Corretiva não Programada – intervenções em regime de urgência para restabelecer a função do equipamento.

Os valores dos custos de manutenção são armazenados em dólar, visando preservar os valores do processo inflacionário. Como o objetivo é comparar os custos entre as usinas, não será feita a conversão para o real.

Conforme já mencionado no item 2.1, o ganho de escala das grandes usinas é evidente, mesmo ao considerar o custo de manutenção por megawatt instalado.

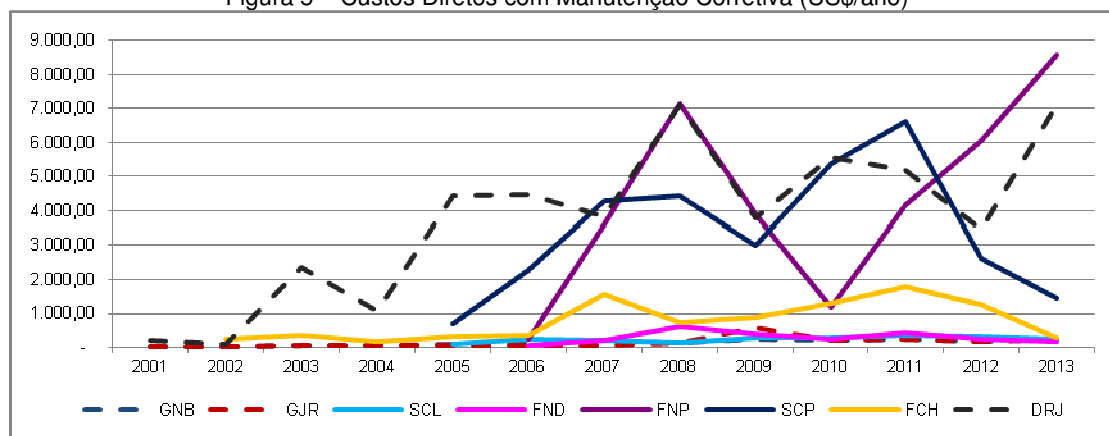
Na Figura 4, os custos com manutenção preventiva, para as grandes usinas GNB – 1260 MW e GJR – 1240 MW, demonstram uma grande estabilidade ao longo do tempo, sem apresentar variações significativas. Normalmente, da ordem de US\$ 200,00 a 350,00 por megawatt/ano. Nas usinas de SCL e FND, cuja potência instalada é da ordem de 120 MW, os custos com manutenção preventiva não ultrapassaram US\$ 1.000,00 megawatt/ano. Já FCH com 29,7 MW instalados após seis anos de operação atingiu o patamar de US\$ 1.000,00 megawatt/ano e, nos anos seguintes praticamente dobraram, apresentando tendência de retorno ao nível anterior por volta do décimo ano. Contudo, as menores usinas: SCP, FNP e DRJ apresentam os maiores valores de manutenção por megawatt instalado, chegando a superar US\$ 16.000,00 por megawatt/ano.

Figura 4 – Custos Diretos com Manutenção Preventiva (US\$/ano)



Na Figura 5, o comportamento dos custos com as manutenções corretivas são invariavelmente menores que os das manutenções preventivas, apenas em situações pontuais há uma aproximação nos valores verificados em determinados anos. Nas grandes usinas: GNB e GJR, os custos com as corretivas é da ordem da 50% das preventivas, o mesmo acontece nas médias: SCL e FND. Porém, nas PCH não é possível identificar uma tendência de comportamento.

Figura 5 – Custos Diretos com Manutenção Corretiva (US\$/ano)



A evolução dos custos de manutenção é um importante indicativo da qualidade das especificações técnicas de um projeto. Eventuais reduções nas exigências técnicas podem trazer ganhos de rentabilidade, porém caso passem a apresentar tendência de aumento acentuado ao longo do tempo, além de comprometer o retorno esperado podem exigir desembolsos impestivos de elevado valor.

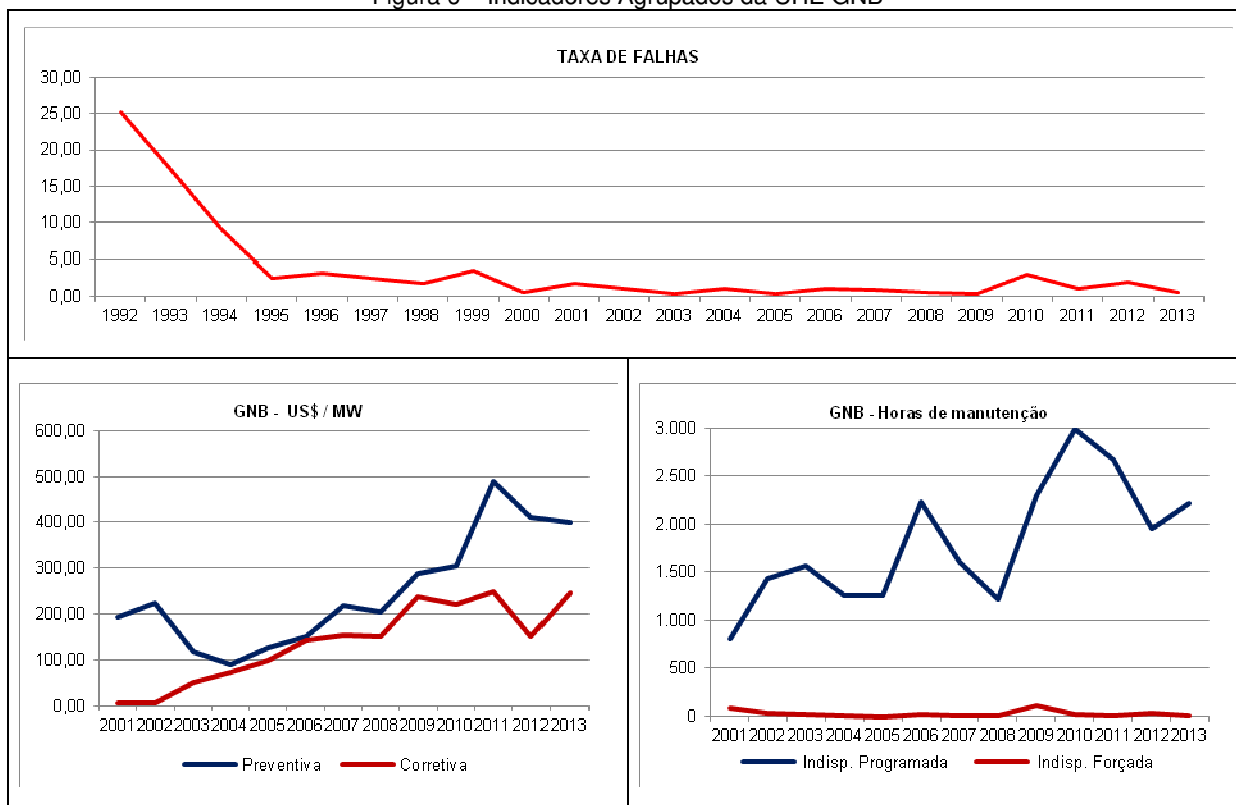
Os dados apresentados não permitem uma conclusão clara se a construção de usinas em regime de *turn key* é ou não mais vantajosa que a de contratos. Talvez com uma série temporal maior seja possível obter alguma indicação neste sentido.

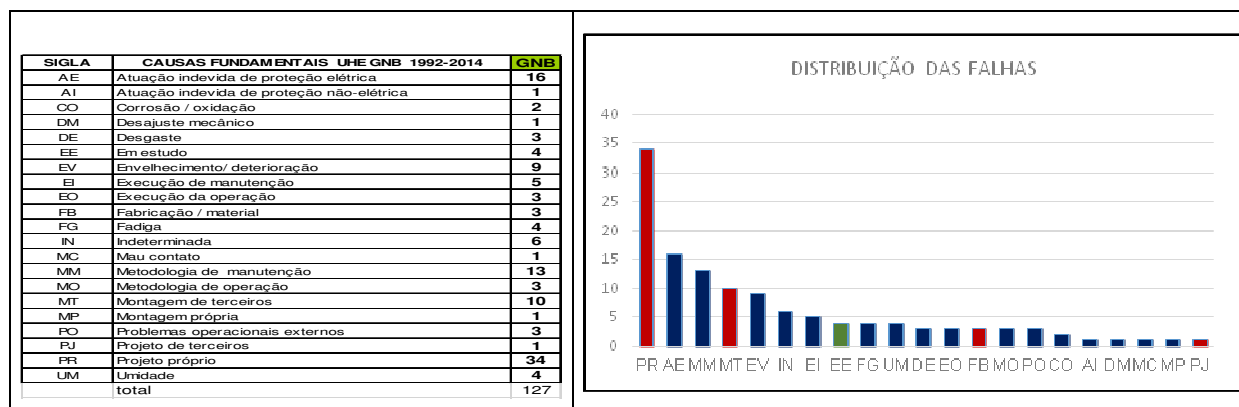
2.6. – Indicadores das usinas construídas sob contratos:

Neste item cada usina é analisada individualmente, será usado somente o número de falhas, quando for analisada a distribuição das falhas segundo a classificação utilizada nas reuniões de análise de ocorrências. E, as falhas classificadas conforme o item 2.1 (PR, PJ, MP, MT, CP, CM e FB) serão destacadas em vermelho nos gráficos de distribuição, aquelas que ainda estão classificadas como EE – Em Estudo estão identificadas em verde.

2.6.1 – Indicadores da UHE GNB – Gov. Ney Braga

Figura 6 – Indicadores Agrupados da UHE GNB

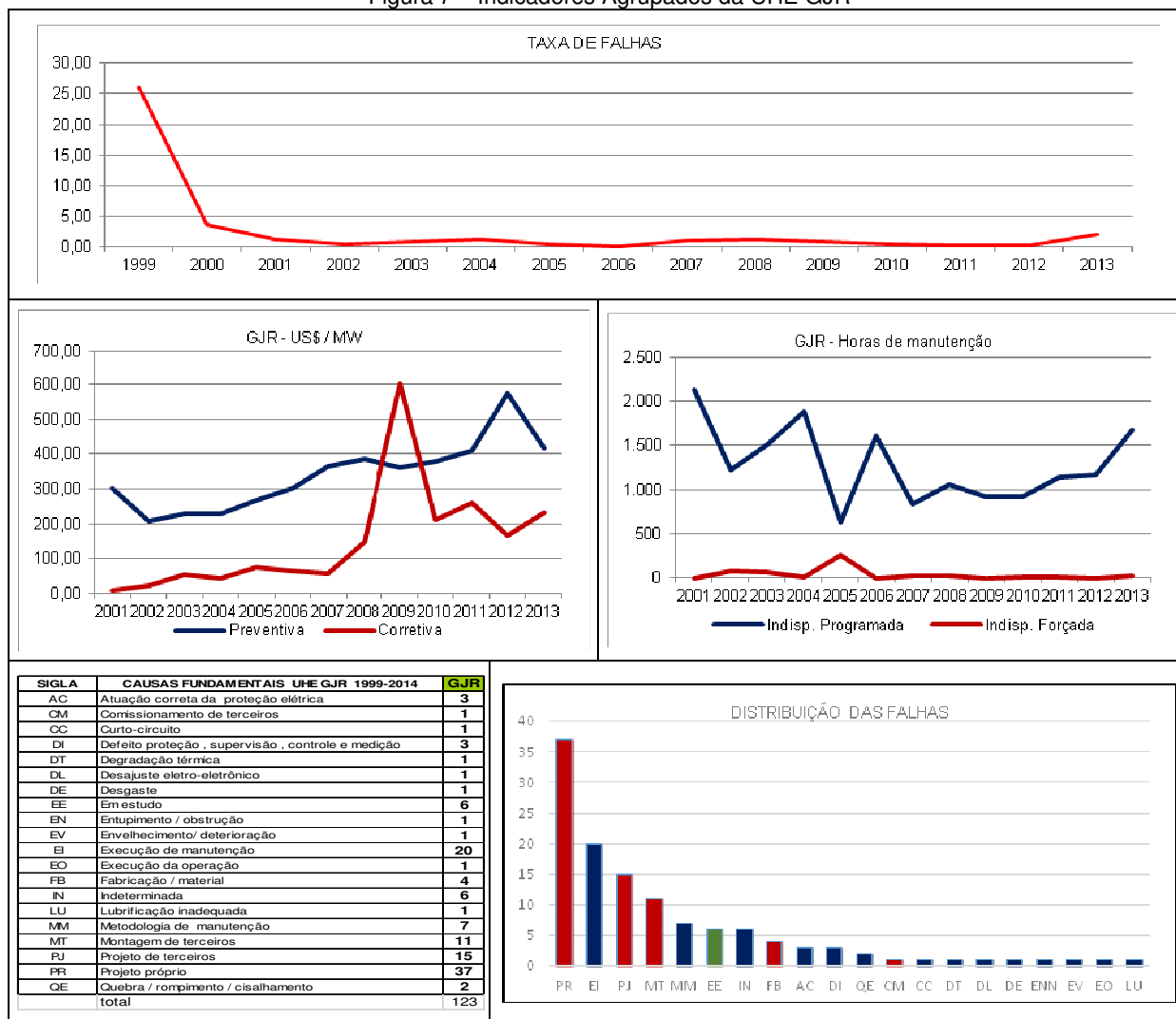




O gráfico da taxa de falha aponta para um patamar de estabilidade das falhas aleatórias, bem como o das horas por manutenção corretiva, os dois em níveis baixos. Na distribuição das falhas destacam-se as classificadas como PR – Projeto Próprio e MT – Montagem de Terceiros. Os custos com manutenção corretiva apresentam tendência ascendente ao longo do tempo.

2.6.2 – Indicadores da UHE GJR – Gov. José Richa

Figura 7 – Indicadores Agrupados da UHE GJR



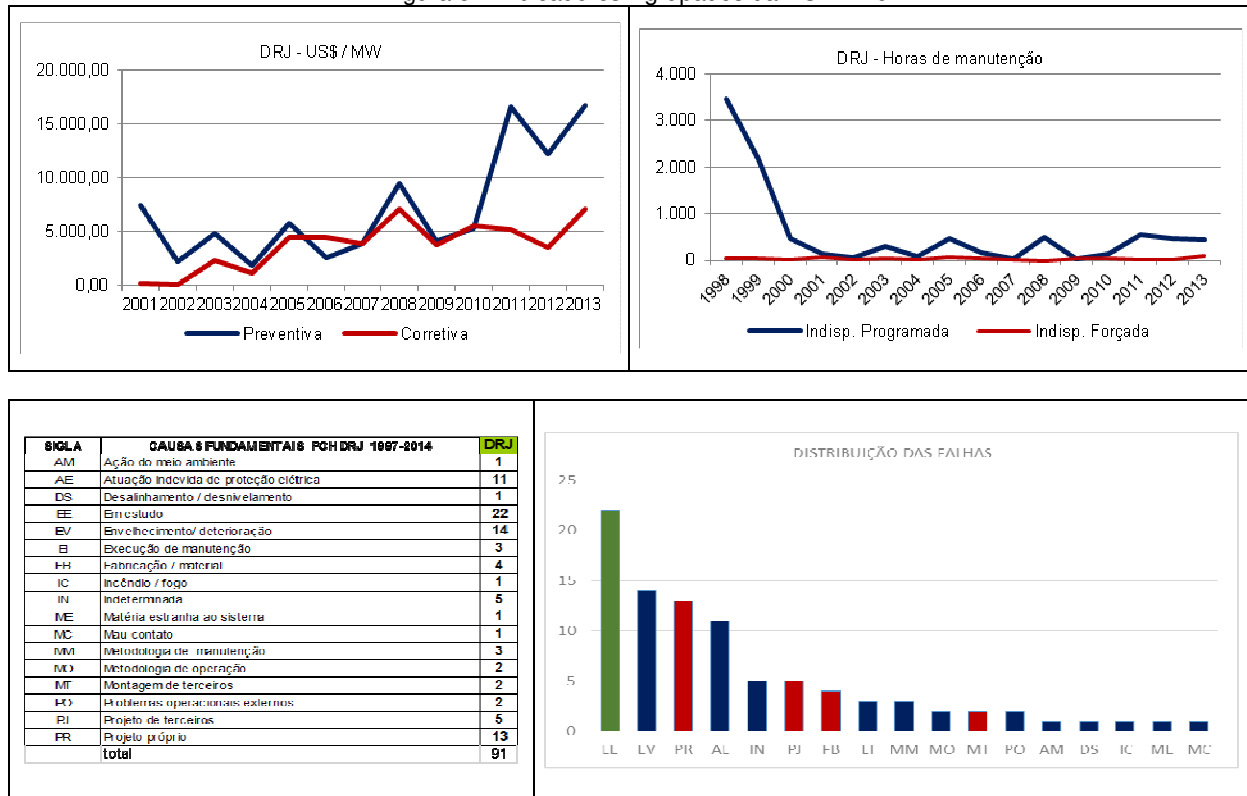
Esta UHE após o segundo ano de operação apresentou estabilidade da taxa de falhas em níveis próximo a zero, na distribuição das falhas nas quatro maiores classificações incidentes, três podem ser diretamente relacionadas a fase inicial: PR, PJ e MT. Entretanto, em outro contexto, é necessário averiguar o elevado índice de EI – Execução

da Manutenção, assim como o pico nos custos de manutenção corretiva em 2009, dez anos depois da entrada em operação comercial. E, também a elevação localizada das horas por manutenção corretiva em 2005.

6.6.3 – Indicadores da UHE DRJ – Derivação do Rio Jordão

Esta PCH tem somente uma UG, e apresenta menor número de horas por indisponibilidade programada que as grandes, entretanto tem desempenho de usina grande na taxa de falhas e na indisponibilidade forçada. Por ter potência instalada de 6,5 MW, por critérios internos a Copel GeT a análise de suas ocorrências não segue o mesmo rigor que as UG maiores, daí o elevado número de falhas ainda EE - Em Estudo. A investigar o elevado número de falhas classificadas como EV – Envelhecimento para uma usina com 15 anos de operação.

Figura 8 – Indicadores Agrupados da PCH DRJ

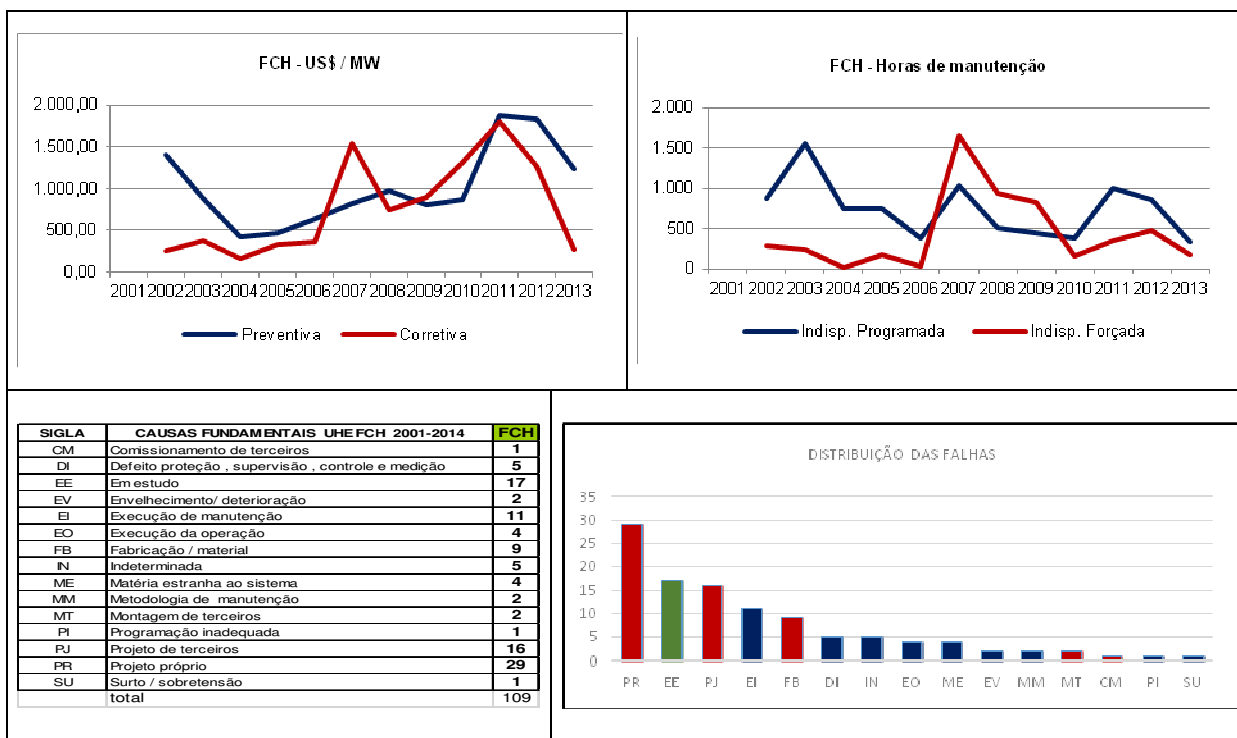


2.7 – Indicadores das usinas construídas sob *turn key*

2.7.1 – Indicadores da UHE FCH – Foz do Chopim

Figura 9 – Indicadores Agrupados da UHE FCH

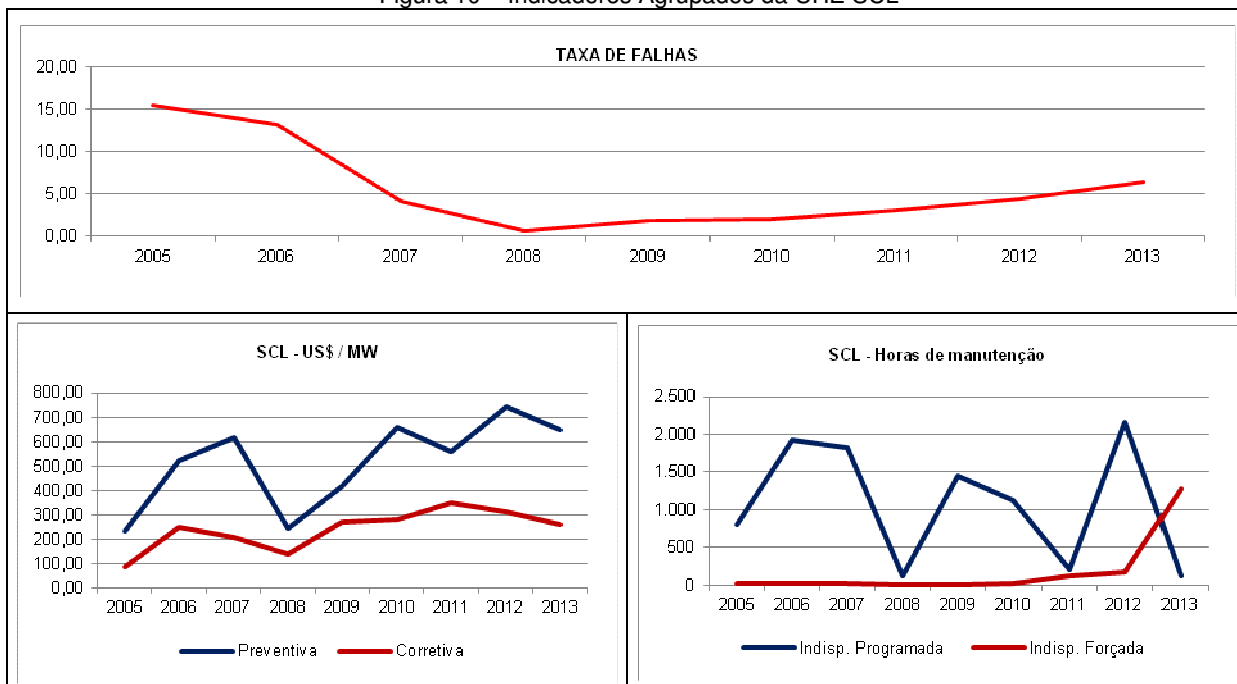


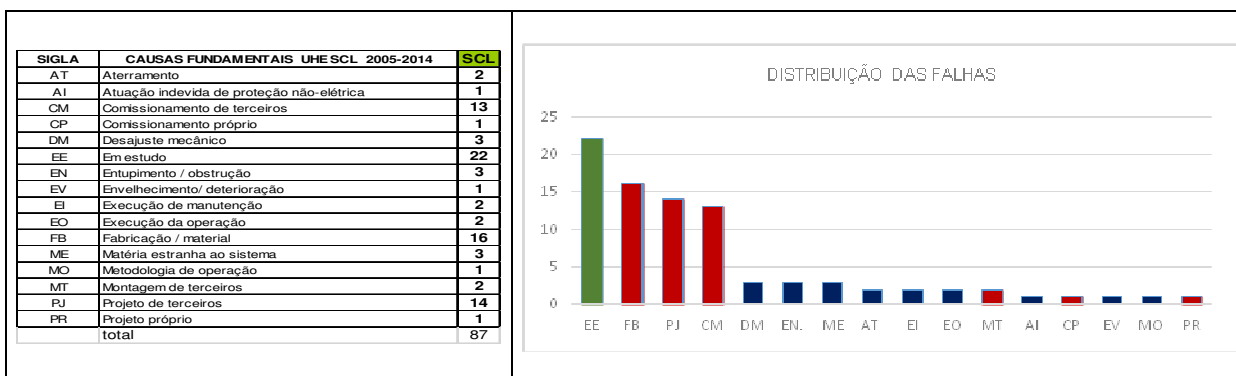


A estabilização do patamar de falhas aleatórias ocorreu após três anos de operação, porém num nível superior ao das usinas construídas sob contrato. Em 2009 e 2012 houveram picos na taxa de falha, respectivamente, 12 e 13 falhas. Em 2019 foram 4 falhas na proteção do gerador e três no distribuidor da turbina, em 2012 foram seis falhas no regulador de velocidade e três no sistema digital.

6.7. 2 – Indicadores da UHE SCL

Figura 10 – Indicadores Agrupados da UHE SCL

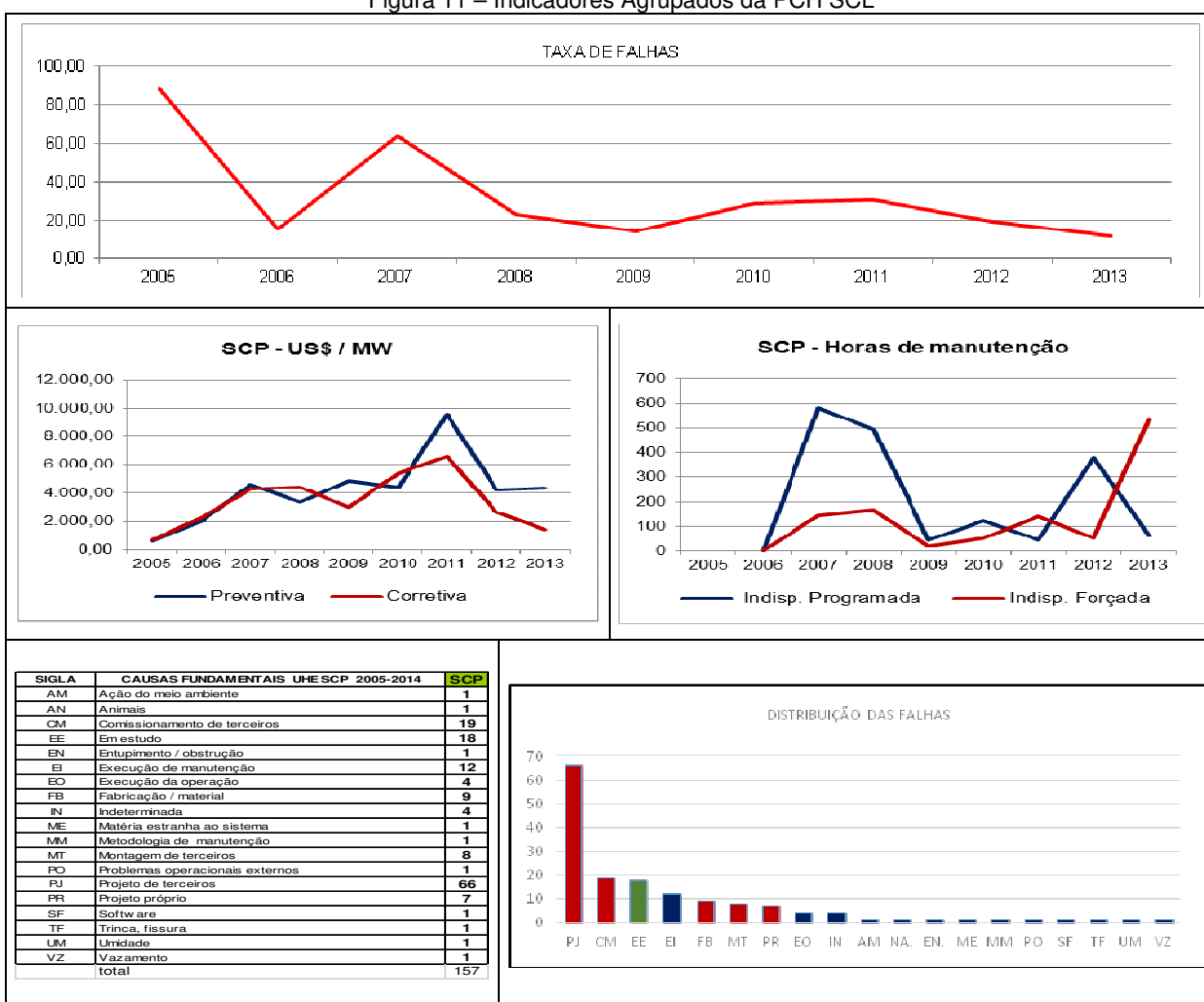




A estabilização das falhas em SCL ocorreu após três anos, atingindo seu ponto mínimo em 2008 e a partir dele inicia-se uma trajetória ascendente. As horas de manutenção corretiva, de 2005 até meados de 2010, permaneceram em níveis extremamente baixos, porém puxadas pelas falhas sofreu uma acentuada elevação, tendência que ainda não foi estabilizada. Os fatores classificatórios das falhas trazem como principais contribuintes a FB – Fabricação, PJ – Projeto de Terceiros e CM – Comissionamento de Terceiros.

6.7.3 – Indicadores da PCH SCP

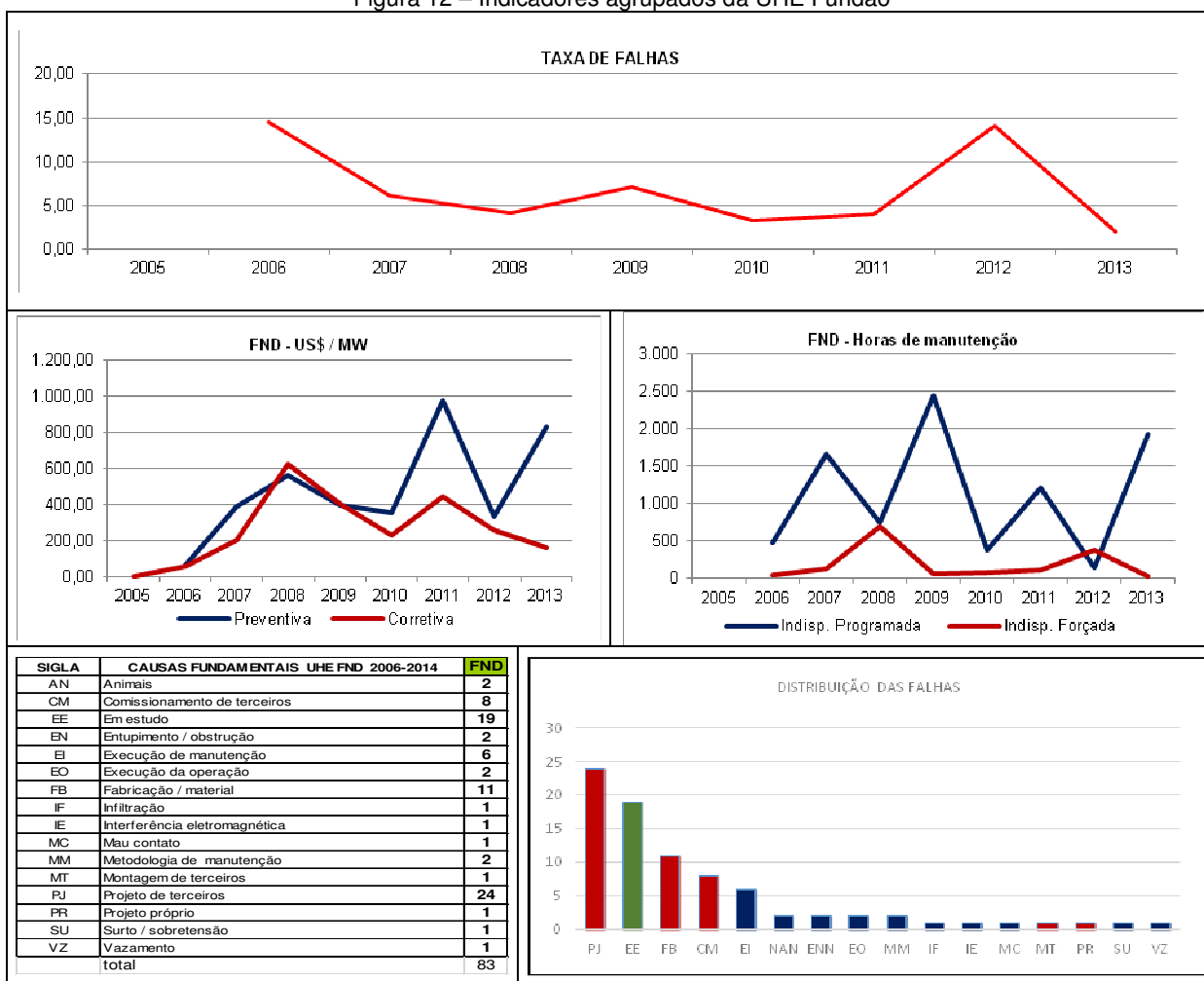
Figura 11 – Indicadores Agrupados da PCH SCL



Esta PCH está localizada na barragem da UHE SCL, sendo responsável pela manutenção da vazão sanitária a jusante da barragem. Apresenta como característica um rápido decréscimo nas falhas iniciais, seguido de um súbito acréscimo no ano seguinte, decaindo nos subsequentes, com tendência de estabilização do indicador ao redor de 20. O ganho de escala nos custos de manutenção das grandes usinas fica evidente quando comparado com uma PCH deste porte.

2.7. 4 – Indicadores da UHE FND

Figura 12 – Indicadores agrupados da UHE Fundão



A UHE FND tem um grande histórico de falhas em sistemas críticos, tais como: proteção do gerador (8 falhas em 2007), proteção, controle e automatismo do gerador (18 falhas em 2011), proteção e controle do sistema de excitação (6 falhas em 2013). Necessário investigar a correlação destas falhas com as especificações técnicas do projeto. Entretanto, pela similaridade com SCL, provavelmente as falhas podem estar vinculadas a erros na montagem, comissionamento ou fabricação.

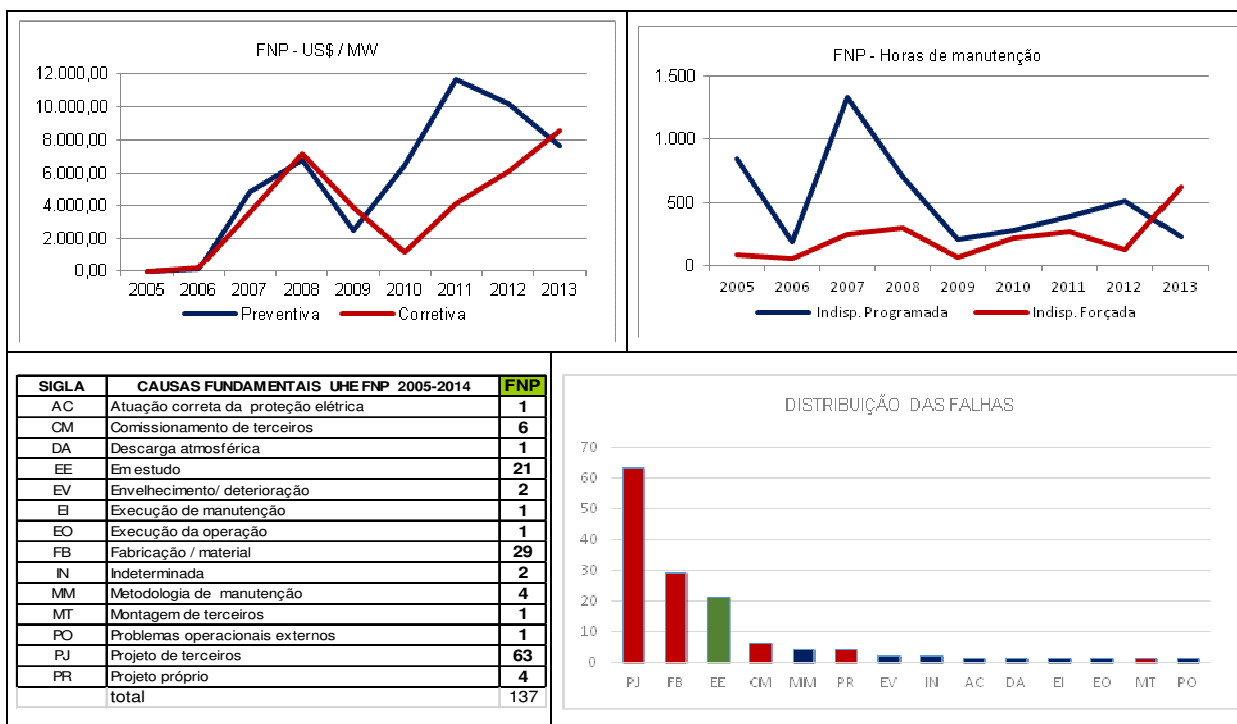
Interessante notar que instalações que compartilham o mesmo projeto apresentam desempenhos diferentes.

2.7.5 – Indicadores da PCH FNP

Da mesma forma que a PCH da UHE SCL, a UHE Fundão possui uma PCH na sua barragem que usa a vazão sanitária para movimentar sua UG. Os gráficos da Figura 13, indicam muita semelhança com o desempenho da PCH de SCL, seja na Taxa de Falhas que após oito anos de operação aparentemente encontrou um patamar de estabilidade a partir de 2012 no mesmo nível que a PCH SCP, em torno de 20. E, seus custos de manutenção são da mesma ordem que SCP.

Figura 13 – Indicadores agrupados da PCH FNP





3. CONCLUSÕES

Do exposto pelos indicadores do item Desenvolvimento, algumas conclusões são possíveis relacionar, entre elas:

- Devido ao discrepante porte das usinas estudadas uma comparação direta entre elas não apresenta resultados consistentes;
- O fato da modalidade de construção ser diferente, numa abordagem inicial, não implica em acentuadas diferenças durante a operação comercial das usinas.
- Há também, caso de SCL, FND e FCH, diferenças construtivas que implicam numa análise mais profunda das falhas ocorridas (por exemplo SCL e FND possuem turbinas Francis, a FCH usa turbinas Kaplan).
- Apenas ao compararmos as PCH SCP e FNP com DRJ algumas diferenças relevantes surgem na questão das falhas relativas a projeto, construção e comissionamento; por exemplo 26% das falhas em DRJ podem ser creditadas aos problemas típicos da curva da banheira, enquanto em SCP e FNP essa porcentagem chega a 68,8% e a 75,2%, respectivamente.
- Quanto ao número total de falhas: em DRJ – em 15 anos de operação foram 91 falhas, já em SCP (8 anos) e FND (7 anos) o número de falhas ocorridas é de 157 em SCP e 137 em FNP. A PCH DRJ tem uma taxa de falhas no patamar de falhas aleatórios em torno de 10, enquanto as demais é o dobro.

Contudo, há algumas contribuições a serem consideradas nos próximos empreendimentos, a saber:

- Envolvimento direto das áreas de O&M durante todas as fases da construção da usina;
- A aceitação final do empreendimento, deveria ser compartilhada entre as áreas que realizam a EP – Engenharia do Proprietário e a que vai ser responsável pelo O&M da usina.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, disponível em: www.planalto.gov.br
- Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, disponível em: www.planalto.gov.br