



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

## Interface de dispositivos primários com o SCADA – Princípios e finalidade dos testes durante desconexões para manutenção

**Marcio R. K. Lino**  
mlino@itaipu.gov.br

**Victor A. G. Alvarez**  
divag@itaipu.gov.py

**Marcelo Roca Hahn**  
rocahahn@itaipu.gov.py

**Fernando de Menezes**  
menezes@itaipu.gov.br

ITAIPU BINACIONAL

Brasil/Paraguai

### RESUMO

A confiabilidade do sistema de Supervisão e Controle da Usina de Itaipu depende, antes de tudo, da integridade dos dispositivos de acionamento de estados dos diversos equipamentos da central, sejam estados que indiquem a condição de operação ou condição de alarme por anomalias de funcionamento.

Atualmente, o sistema SCADA estabelece interface com os equipamentos da planta industrial por diversos meios distintos, tais como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), Gateways de comunicação e a tradicional Unidade Terminal Remota (UTR). Todos estes, possuem grande parte dos dados de entrada, alterados por contatos secos de relés eletromecânicos intrinsecamente sujeitos à fadiga, desgaste, sujeira, e falhas em função do tempo e do número de operações.

O método dos ensaios realizados, através da interface com o SCADA, contempla a verificação de toda a cadeia de acionamento de dispositivos para pontos de supervisão e controle digital. A avaliação é feita a partir do acionamento do dispositivo primário (relés locais ou bornes de interligação) durante rotina da manutenção e verificação simultânea do referido alarme ou evento na console SCADA de Tempo Real por um integrante da Operação.

Espera-se com este trabalho, identificar preventivamente as eventuais falhas de supervisão digital, corrigir desvios de fidelidade em alarmes e eventos no SCADA além de avaliar a situação de pontos digitais com pendências de comissionamento.

### PALAVRAS CHAVES

Dispositivos Primários, SCADA, Confiabilidade do Sistema Digital, Falhas de Supervisão.

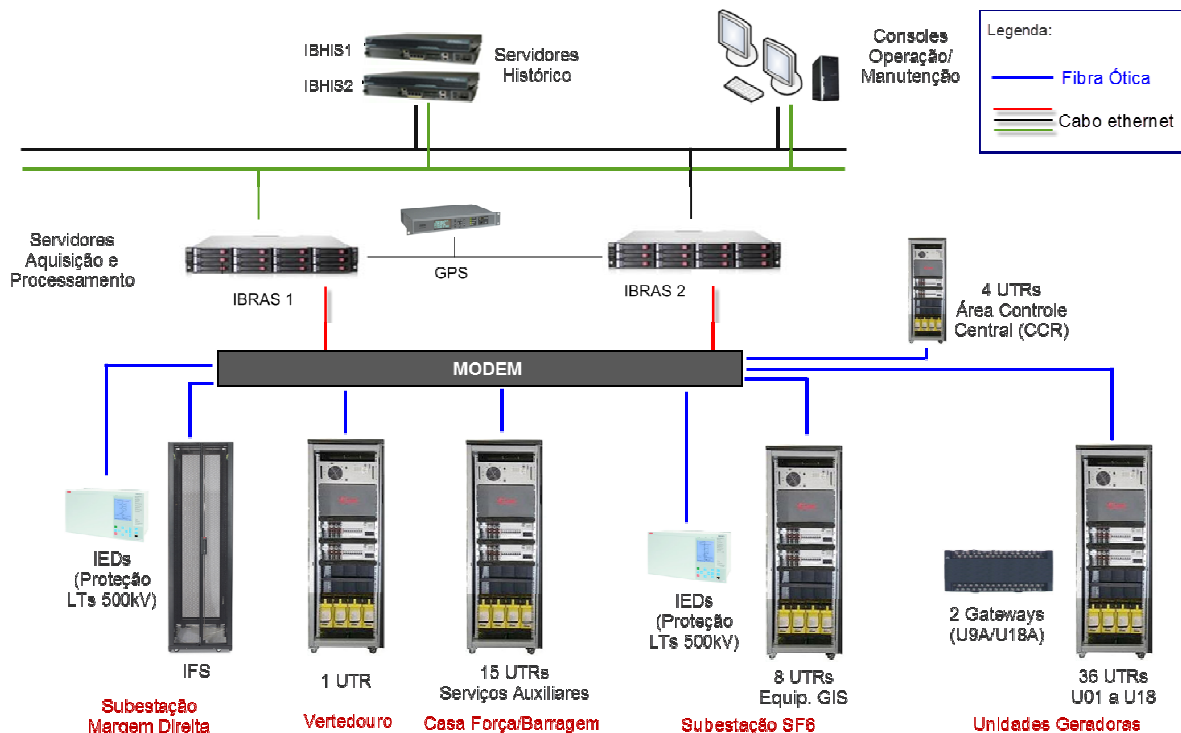
## 1 APRESENTAÇÃO

O sistema SCADA (ABB) em Itaipu, conta atualmente com 26.802 pontos de supervisão de estado, dos quais 63% são alarmes e, com 2.678 pontos para supervisão de grandezas analógicas.

A arquitetura básica do SCADA, considerando desde o primeiro estágio de aquisição de dados de tempo real, compreende:

- Hardware de aquisição com 64 Unidades Terminais Remotas (UTRs) e 5 sistemas com interface digital (Gateways e “Dispositivos Eletrônicos Inteligentes – IEDs”)
- Links de comunicação em fibra ótica;
- servidores de aquisição e processamento de dados redundantes entre si;
- servidores redundantes para armazenamento de dados históricos;
- 12 estações desktop de operação em tempo real; e
- estações desktop atendendo à intervenções de manutenção no sistema digital.

A Figura 1 ilustra a arquitetura do sistema SCADA limitando-se aos equipamentos e servidores dedicados à supervisão e controle de tempo real.



**Figura 1: Arquitetura simplificada do Sistema Scada ITAIPU**

Para demonstrar a distribuição destes pontos de supervisão, entre os diversos equipamentos da Usina, pode-se agrupá-los em sistemas distintos conforme discriminação e Tabela 1 a seguir:

- Unidades Geradoras (incluindo os seus equipamentos auxiliares);
- Equipamentos de Transmissão (subestação blindada a SF6 e linhas de transmissão);

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

- Vertedouro;
- Serviços Auxiliares da Usina (ar/ventilação, drenagem, água/esgoto, geradores de emergência, entre outros);
- Subestação da Margem Direita (SE de conexão com Sistema Elétrico Paraguauio).

Tabela I: Distribuição quantitativa de alarmes e eventos no SCADA

Sistemas Principais	Alarmes	Eventos
20 Unidades Geradoras	10.076	2861
SE blindada SF6 e LTs	2.499	1.840
Serviços Auxiliares da Usina	1.762	827
Subestação Margem Direita	535	1.856
Vertedouro	150	127
Outros	663	2395
<b>TOTAL</b>	<b>15.685</b>	<b>9.906</b>

As informações transmitidas pelo sistema para as consoles de operação em Tempo Real (Sala de Controle Central - CCR), foram projetadas de forma a garantir a qualidade necessária para a supervisão e controle da geração, dos processos seqüenciais como partida e parada de unidades geradoras, conhecimento de todas as condições anormais de risco ao fornecimento de energia, falhas no funcionamento de equipamentos além de atuação de proteções elétricas e mecânicas na instalação e Linhas de Transmissão.

Contudo, durante a evolução da montagem e comissionamento do sistema, restaram alguns pontos de supervisão pendentes de implementação no sistema digital principalmente por limitação física nos módulos de aquisição das UTRs. Estes pontos foram classificados como pendência de comissionamento.

Importante considerar também que o sistema SCADA representa a principal interface de supervisão e controle da Usina, mas não a única. O sistema convencional (painéis das Salas de Controle Local e Centralizado) entra no esquema em nível secundário e ambos devem apresentar coerência e fidelidade no acionamento de alarmes, condições anormais e ações de controle na planta.

## 2 FILOSOFIA TÍPICA DE PROJETO PARA ALARMES NO SCADA

Analisando a filosofia de implementação dos alarmes reportados para o sistema SCADA, detectamos dois modelos caracterizados pela arquitetura de acionamento da entrada digital na Unidade Terminal Remota (UTR). O primeiro deles é representado pelo relé primário envolvido diretamente no processo ou equipamento da planta e o segundo pelo chaveamento sucessivo de relés multiplicadores de contatos.

### 2.1 Dispositivos Primários

De maneira geral o termo dispositivo primário é utilizado para qualquer elemento de circuito que provoque alteração de um estado lógico ou analógico no sistema de supervisão e controle. Neste universo estão incluídos todos os pontos que indicam acionamento de alarmes, chaves de seleção, condição operativa de equipamentos, modos de operação, supervisão de grandezas elétricas, mecânicas e químicas, entre outros.

#### 2.1.1 Acionamento Direto

Os elementos, aqui caracterizados como de acionamento direto, correspondem aos pontos de alarme no SCADA acionados diretamente do quadro de controle e/ou proteção do equipamento, no qual o dispositivo primário representa um relé com um determinado conjunto de contatos acionados simultaneamente



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

reportando a atuação (ou rearme) para os diversos níveis de sinalização tais como: anunciador localíssimo, anunciador ULP, anunciador GUS e SCADA.

No sistema SCADA, estes pontos são caracterizados por especificar o dispositivo (DEVNAM) e o quadro de origem (PNLNAM) de acordo com o diagrama unifilar funcional.

### **2.1.2 *Acionamento Indireto***

Os elementos de acionamento indireto correspondem aos pontos de alarme no SCADA que são reportados através de uma cadeia de acionamento de relés eletromecânicos. Nestes casos, a situação típica é a em que o dispositivo primário aciona um relé no painel anunciador, e este por sua vez, possuindo um conjunto de contatos auxiliares, multiplica o acionamento do alarme aos distintos sinóticos de supervisão, dentre eles o SCADA.

### **2.1.3 *Alarmes Agrupados***

Complementando o tema referente a acionamentos, vale à pena destacar que existem no SCADA inúmeros alarmes agrupados por quadros elétricos ou sistemas na Usina. Estes alarmes reportam duas ou mais condições de estado do equipamento em um único ponto digital e possuem em seu descritivo os dispositivos associados ou o texto genérico de “Condição Anormal”.

## **3 QUESTÃO/PROBLEMAS**

Os problemas identificados durante estes anos de operação do SCADA e que são objeto de estudo neste trabalho relacionam-se essencialmente com:

- Falhas de supervisão por defeitos intrínsecos à tecnologia dos relés eletromecânicos com seus elementos móveis intensamente sujeitos à fadiga, desgaste e poeira deixando de operar corretamente;
- Discrepâncias na sinalização de eventos e alarmes entre os sistemas de supervisão e controle convencional e digital (SCADA);
- Pendências de comissionamento do sistema SCADA, haja vista que alguns pontos não foram efetivamente implementados e precisam de um tratamento diferenciado a fim de finalmente colocá-los em serviço ou eliminá-los do projeto se este for o entendimento em consenso entre as áreas técnicas de Itaipu.

Estes fatores nortearam a equipe de “Suporte Técnico do SCADA”, na Operação, sobre a necessidade de mobilizar as equipes envolvidas na manutenção dos equipamentos da geração para que, num esforço conjunto, fossem realizados os testes dos pontos de supervisão de forma a simular a atuação do dispositivo de origem e simultaneamente verificar o acionamento coerente no sistema SCADA, garantindo a confiabilidade do sistema e a fidelidade das informações adquiridas.

## **4 TESTE DE DISPOSITIVOS PRIMÁRIOS COM SCADA**

A forte interação entre as equipes de operação e manutenção viabilizou a execução de testes com dispositivos primários dos painéis e equipamentos associados a unidades geradoras, nos moldes do que já é executado com as Planilhas de Inspeção e Controle – PIC. Os referidos ensaios são realizados com comunicação direta entre o pessoal da manutenção e o pessoal da operação.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Além dos ensaios com dispositivos, a equipe da operação acompanha os registros de eventos durante todo o período da manutenção dos equipamentos, buscando encontrar incoerências no SCADA para a seqüência de eventos características para diversos processos da unidade geradora, alertando os responsáveis pelos trabalhos na Manutenção e/ou setor de Revisão de Unidades da Operação para as verificações e intervenções corretivas necessárias para regularizar a supervisão.

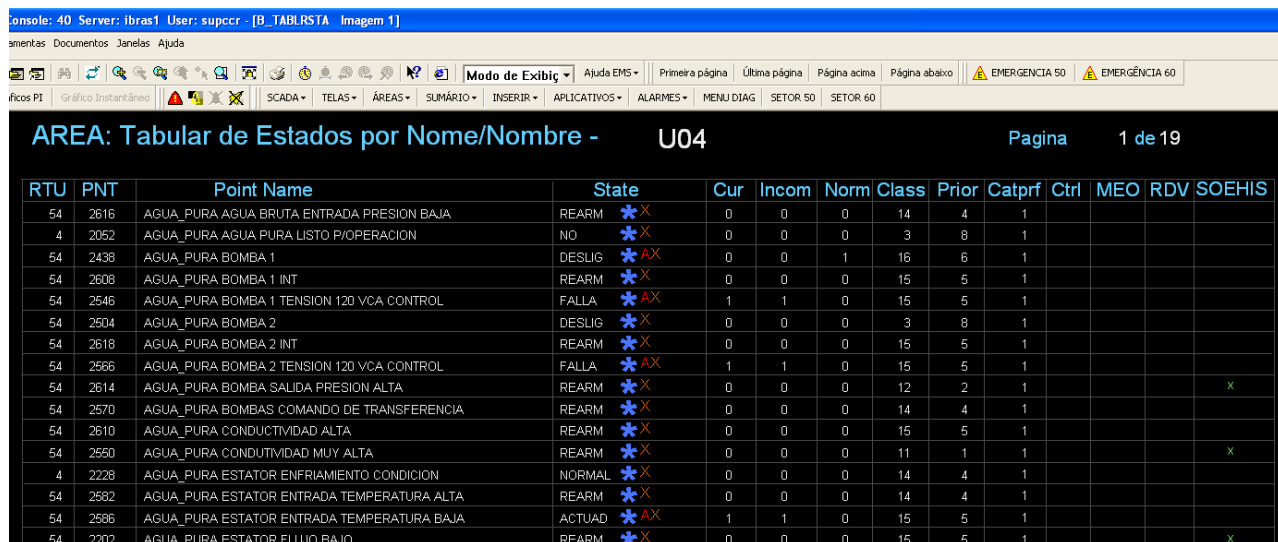
#### 4.1 Finalidade

O teste com dispositivos primários tem a finalidade de verificar o acionamento de todos os eventos e alarmes sinalizados localmente nos painéis convencionais e sistemas digitais dedicados através do sistema SCADA, aumentando assim a confiabilidade do principal sistema de supervisão e controle em tempo real da usina de Itaipu.

#### 4.2 Metodologia

Quando o ensaio de um equipamento, painel ou algum dispositivo está prestes a iniciar, o pessoal da **Manutenção** responsável pelo equipamento entra em contato com o pessoal da **Operação** da Usina responsável pelo sistema SCADA. A data e hora de início dos testes e o técnico da Manutenção que executa o acionamento nos dispositivos do equipamento são registrados em uma planilha de acompanhamento.

Iniciado o ensaio, o técnico da **Manutenção** informa um determinado alarme ou ponto antes de acioná-lo podendo ser: chaves, indicadores, alarmes, simulação entre outros. Uma vez feito o acionamento, o mesmo deve ser visualizado na console do SCADA na Lista Tabular de pontos (conforme ilustrado na Figura 2) além de ser registrado no histórico do sistema (IBHIS) com a respectiva data e hora do evento.



RTU	PNT	Point Name	State	Cur	Incom	Norm	Class	Prior	Catprf	Ctrl	MEO	RDV	SOEHIS
54	2616	AGUA_PURA AGUA BRUTA ENTRADA PRESION BAJA	REARM *X	0	0	0	14	4	1				
4	2052	AGUA_PURA AGUA PURA LISTO P/OPERACION	NO *X	0	0	0	3	8	1				
54	2430	AGUA_PURA BOMBA 1	DESLIG *AX	0	0	1	16	6	1				
54	2608	AGUA_PURA BOMBA 1 INT	REARM *X	0	0	0	15	5	1				
54	2646	AGUA_PURA BOMBA 1 TENSION 120 VCA CONTROL	FALLA *AX	1	1	0	15	5	1				
54	2604	AGUA_PURA BOMBA 2	DESLIG *X	0	0	0	3	8	1				
54	2618	AGUA_PURA BOMBA 2 INT	REARM *X	0	0	0	15	5	1				
54	2666	AGUA_PURA BOMBA 2 TENSION 120 VCA CONTROL	FALLA *AX	1	1	0	15	5	1				
54	2614	AGUA_PURA BOMBA SALIDA PRESION ALTA	REARM *X	0	0	0	12	2	1				X
54	2670	AGUA_PURA BOMBAS COMANDO DE TRANSFERENCIA	REARM *X	0	0	0	14	4	1				
54	2610	AGUA_PURA CONDUCTIVIDAD ALTA	REARM *X	0	0	0	15	5	1				
54	2650	AGUA_PURA CONDUCTIVIDAD MUY ALTA	REARM *X	0	0	0	11	1	1				X
4	2228	AGUA_PURA ESTATOR ENFRIAMIENTO CONDICION	NORMAL *X	0	0	0	14	4	1				
54	2682	AGUA_PURA ESTATOR ENTRADA TEMPERATURA ALTA	REARM *X	0	0	0	14	4	1				
54	2686	AGUA_PURA ESTATOR ENTRADA TEMPERATURA BAJA	ACTUAD *AX	1	1	0	15	5	1				
54	2202	AGUA_PURA ESTATOR FLUJO BAJO	REARM *X	0	0	0	15	5	1				X

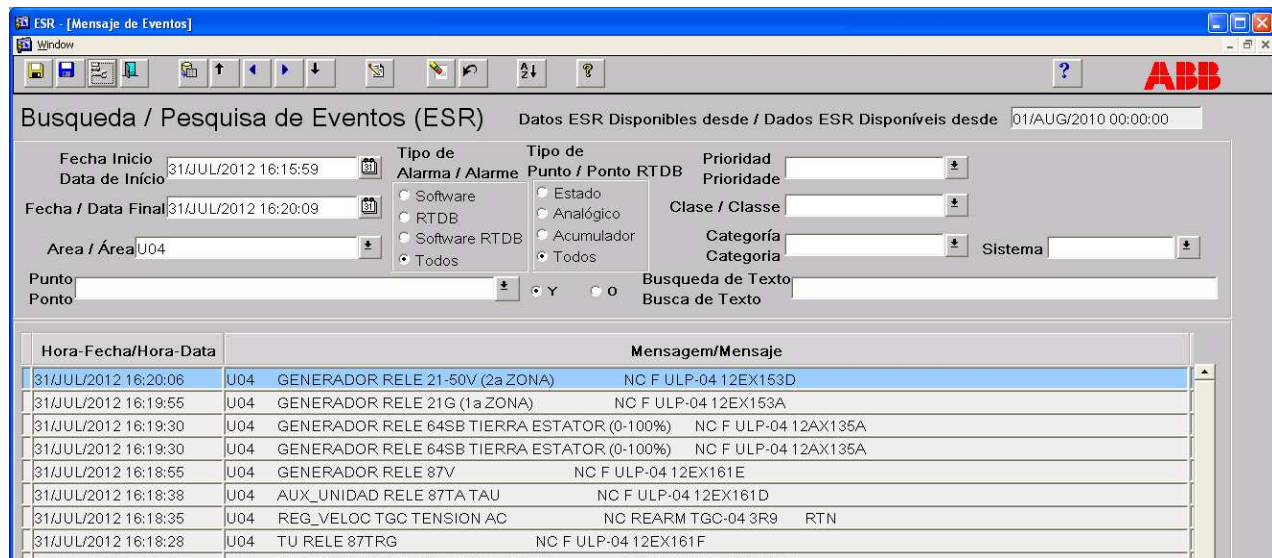
Figura 2: Lista Tabular do SCADA com relação do sistema Água Pura U04

O responsável pela verificação no SCADA confirma ao técnico da **Manutenção** se o evento ou atuação do ponto foi registrada pelo sistema conforme previsto e se o mesmo é coerente com o acionamento e a identificação do dispositivo. Este procedimento repete-se em cada dispositivo a ser testado no painel.

Finalizado o ensaio, é registrada a data e hora de conclusão e também, na planilha de controle, o evento gerado na atuação para todos os pontos verificados no teste, incluindo detalhes dos problemas identificados e as ações corretivas executadas pela equipe de manutenção. Isto permite a validação dos testes realizados e a gestão do processo durante o andamento da Parada.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Outra ferramenta para verificação de pontos atuados no SCADA é o relatório obtido pelo “ESR – Pesquisa de Eventos”, conforme ilustração da Figura 3, utilizado principalmente durante os ensaios de proteção, uma vez que a atuação destes dispositivos é representada por um pulso o que impossibilita a visualização na Lista Tabular em tempo real.



**Figura 3: Aplicativo “ESR - Pesquisa de Eventos” durante testes de Proteção Primária e Alternada U04 (PD 2012/240). Neste estágio são consultados os eventos e alarmes já gravados no histórico do sistema digital.**

## 5 RESULTADOS

Ao final dos testes dos dispositivos de cada painel, é realizada a identificação de pontos que não foram testados ou de pontos com falhas de acionamento para intervenção corretiva ou execução do teste conforme o caso.

São identificados também, pontos que figuram na base de dados do sistema SCADA, mas não estão efetivamente implementados. Os mesmos estão sendo gradativamente encaminhados à Engenharia de Projetos a fim de desenvolver estudo de viabilidade e finalmente projeto de implementação, se este for o caso.

Como resultado deste procedimento, consegue-se um aumento na confiabilidade do sistema de controle digital e fidelidade na supervisão dos processos seqüenciais dos equipamentos, haja vista que todos os aspectos são avaliados e as distorções encaminhadas durante o período do PD para intervenção da área responsável, seja ela a Manutenção ou a Operação quando o problema envolve telas operação ou correção em parâmetros do banco de dados.

Considerando os resultados práticos, a seguir estão relacionados alguns casos relevantes registrados durante os ensaios de dispositivos:

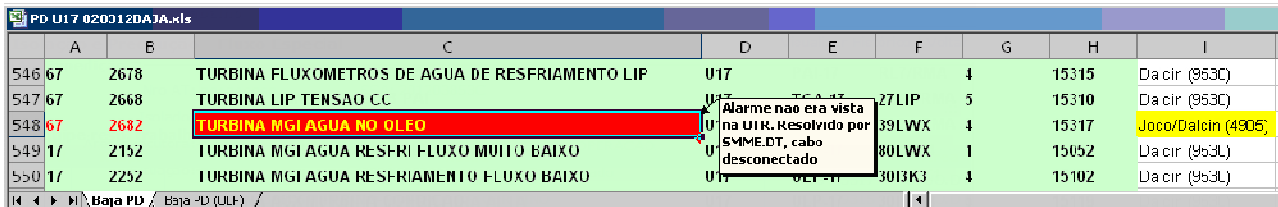
### 5.1 Caso 1 – PD 2012/043, manutenção preventiva quadrienal U17:

Durante ensaio do painel LIP-17 foi constatado que o alarme “TURBINA MGI AGUA NO OLEO”, não chegava a sinalizar no SCADA. Acionando a equipe da Manutenção Eletrônica para inspeção na UTR verificou-se que o ponto não subia na UTR 617-1. Com a pesquisa da falha foi encontrado cabo



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

desconectado entre o painel LIP e a UTR. O problema foi resolvido pela equipe de manutenção eletrônica, sendo o dispositivo testado com sucesso após a intervenção.

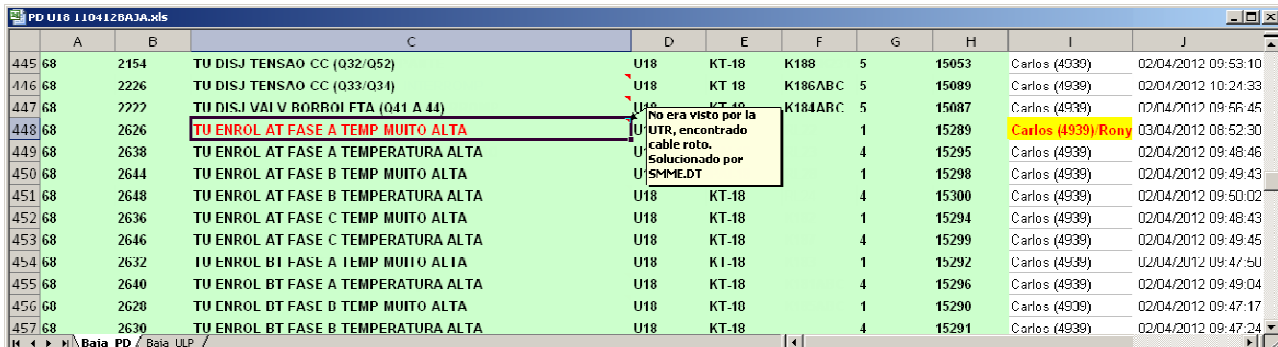


A	B	C	D	E	F	G	H	I
546	67	2678	TURBINA FLUXOMETROS DE AGUA DE RESFRIAMENTO LIP	U17		4	15315	Dacir (953C)
547	67	2668	TURBINA LIP TENSÃO CC	U17		5	15310	Dacir (953C)
548	67	2682	TURBINA MGI AGUA NO OLEO	U17		4	15317	Joco/Dalcin (4905)
549	17	2152	TURBINA MGI AGUA RESFRI FLUXO MUITO BAIXO	U17		1	15052	Dacir (953L)
550	17	2252	TURBINA MGI AGUA RESFRIAMENTO FLUXO BAIXO	U17		4	15102	Dacir (953L)

Figura 4: Registros do ensaio de dispositivos primários LIP-17 (PD 2012/043)

5.2 Caso 2 - PD 2012/076 manutenção preventiva quadrienal U18:

Durante ensaio com o quadro KT (controle e supervisão dos transformadores da unidade) no dia 02/04/2012, foi verificado o não acionamento do alarme “TU ENROL AT FASE A TEMP MUITO ALTA” no SCADA (temperatura muito alta no enrolamento de alta tensão fase A). Foi efetuado contato com a Manutenção Eletrônica para verificação do problema e constatou-se cabo interrompido no circuito que conecta o relé do painel com a entrada no módulo da UTR. O defeito foi solucionado e o dispositivo foi testado novamente pela equipe da Manutenção de Transformadores com o resultado esperado.



A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
445	68	2154	TU DISJ TENSÃO CC (032/052)	U18	KT-18	K188	5	15053	Carlos (4939)	02/04/2012 09:53:10
446	68	2226	TU DISJ TENSÃO CC (033/031)	U18	KT-18	K186ABC	5	15089	Carlos (4939)	02/04/2012 10:24:33
447	68	2227	TU DISJ VAI V BARRA FTA (041 A 44)	U18	KT-18	K184ABC	5	15087	Carlos (4939)	02/04/2012 09:55:45
448	68	2626	TU ENROL AT FASE A TEMP MUITO ALTA	U18	KT-18		1	15289	Carlos (4939) Rony	03/04/2012 08:52:30
449	68	2638	TU ENROL AT FASE A TEMPERATURA ALTA	U18	KT-18		4	15295	Carlos (4939)	02/04/2012 09:48:46
450	68	2644	TU ENROL AT FASE B TEMP MUITO ALTA	U18	KT-18		1	15298	Carlos (4939)	02/04/2012 09:49:43
451	68	2648	TU ENROL AT FASE B TEMPERATURA ALTA	U18	KT-18		4	15300	Carlos (4939)	02/04/2012 09:50:02
452	68	2636	TU ENROL AT FASE C TEMP MUITO ALTA	U18	KT-18		1	15294	Carlos (4939)	02/04/2012 09:48:43
453	68	2646	TU ENROL AT FASE C TEMPERATURA ALTA	U18	KT-18		4	15299	Carlos (4939)	02/04/2012 09:49:45
454	68	2632	TU ENROL BT FASE A TEMP MUITO ALTA	U18	K1-18		1	15292	Carlos (4939)	02/04/2012 09:47:50
455	68	2640	TU ENROL BT FASE A TEMPERATURA ALTA	U18	KT-18		4	15296	Carlos (4939)	02/04/2012 09:49:04
456	68	2628	TU ENROL BT FASE B TEMP MUITO ALTA	U18	KT-18		1	15290	Carlos (4939)	02/04/2012 09:47:17
457	68	2630	TU ENROL BT FASE B TEMPERATURA ALTA	U18	KT-18		4	15291	Carlos (4939)	02/04/2012 09:47:24

Figura 5: Registros do ensaio de dispositivos primários KT-18 (PD 2012/076)

5.3 Caso 3 - PD 2012/204 manutenção preventiva anual U05:

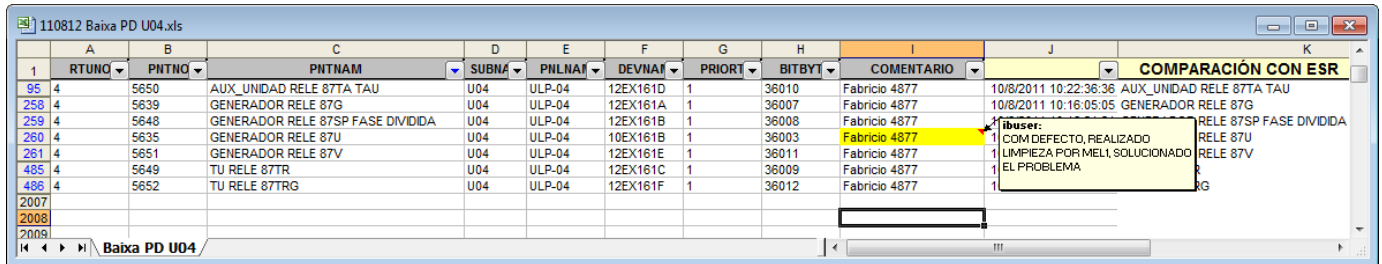
Durante a execução de testes com o quadro de Controle Local (ULP-05), foi detectada uma inversão na atuação de pontos no SCADA. Ao comutar a chave 43PP (ponto “SUPERV/CONTR LLAVE 43PP y/o 43AID CONDICION” no SCADA) foi verificada a atuação incorreta de “SUPERV/CONTR BARRA ULP TENSION CC”, que corresponde a um ponto com pendências de implementação. O teste foi repetido algumas vezes a fim de confirmar o resultado discrepante. Na interação com a equipe da Manutenção Eletrônica foi detectado e solucionado o problema na conexão do ponto junto a UTR. O teste com a chave 43PP foi repetido com a equipe de Revisão e Ensaio de Operação e o resultado foi conforme o esperado.

5.4 Caso 4 - PD 2012/240 manutenção preventiva anual U04:

Durante ensaios de dispositivos primários com o quadro de controle local da unidade (ULP-04), em 31/07/2012, foi detectado o não acionamento do alarme “TU RELE 87TR”. Após esta constatação a equipe da Manutenção Eletrônica inspecionando o circuito de sinalização, detectou defeito no referido relé, o mesmo foi solucionado e novamente testado várias vezes com sucesso.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Neste ensaio também foi encontrada falha na atuação do relé diferencial 87U, alarme “GENERADOR RELE 87U”. A equipe Manutenção Eletrônica responsável realizou limpeza dos contatos sendo testada novamente a atuação com sucesso no SCADA. Cabe destacar que este problema foi recorrente e já havia sido detectado e solucionado durante a manutenção preventiva anterior, aproximadamente um ano antes (PD 2011/1125 – Agosto/2011), conforme é mostrado na Figura 6 a seguir.



1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	RTUNO	PNTNO	PNTNAM	SUBNA	PNLNA	DEVNA	PRIOR	BITBY	COMENTARIO		COMPARACIÓN CON ESR
95	4	5650	AUX_UNIDAD RELE 87TA TAU	U04	ULP-04	12EX161D	1	36010	Fabricio 4877	10/8/2011 10:22:36.36	AUX_UNIDAD RELE 87TA TAU
258	4	5639	GENERADOR RELE 87G	U04	ULP-04	12EX161A	1	36007	Fabricio 4877	10/8/2011 10:16:05.05	GENERADOR RELE 87G
259	4	5648	GENERADOR RELE 87SP FASE DIVIDIDA	U04	ULP-04	12EX161B	1	36008	Fabricio 4877		RELE 87SP FASE DIVIDIDA
260	4	5635	GENERADOR RELE 87U	U04	ULP-04	10EX161B	1	36003	Fabricio 4877		RELE 87U
261	4	5651	GENERADOR RELE 87V	U04	ULP-04	12EX161E	1	36011	Fabricio 4877		RELE 87V
485	4	5649	TU RELE 87TR	U04	ULP-04	12EX161C	1	36009	Fabricio 4877		RELE 87TR
486	4	5652	TU RELE 87TRG	U04	ULP-04	12EX161F	1	36012	Fabricio 4877		RELE 87TRG
2007											
2008											
2009											

Figura 6: Registros do ensaio de dispositivos primários da U04 (PD 2011/1125) onde para o relé 87U ficaram registradas a falha na atuação e a solução do problema.

## 6 CONCLUSÃO

O procedimento de ensaios de dispositivos primários dos equipamentos eletromecânicos com o sistema SCADA, que envolve o pessoal da manutenção e operação, trouxe uma maior segurança para todos os envolvidos na manutenção das Unidades Geradoras, representando uma garantia adicional para o sucesso das intervenções realizadas.

A realização desta atividade trouxe benefícios não somente para a qualidade da supervisão, mas também motivou a forte interação entre operação e manutenção melhorando a integração entre estes profissionais.

Espera-se reduzir a emissão de solicitações aperiódicas devido à discrepância no acionamento de alarmes da planta industrial e melhorar o processo no que diz respeito à supervisão e controle dos equipamentos com o menor impacto possível, uma vez que pequenas falhas são detectadas e sanadas em período de manutenção preventiva programada.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Sistema SCADA Itaipu, Base de Dados, 2012.
- [2] Zamora, Judy, *Scada Operators Manual*, Manual de Operação SCADA-NMR3/ABB, Julho 2010.