

NOVO SISTEMA SUPERVISÓRIO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA ARCELORMITTAL TUBARÃO¹

*Lorena Donati Zanchetta*²
*Fernando Dummer Silva*³
*Willye Bonfá de Lima*³
*Sávio Marcos Alfano*⁴
*Fabio Luiz Valle*⁵

Resumo

Esse trabalho técnico apresenta aspectos da implementação do novo sistema de supervisão da distribuição de energia elétrica da ArcelorMittal Tubarão, o Power TG. Em 1983, com produção de 3 milhões de toneladas de aço/ano e geração de 144 MW, o sistema elétrico era originalmente não automatizado. Com a expansão em 1997 para 4,5 milhões de toneladas/ano e geração de 290 MW, houve a digitalização das subestações e instalação de um sistema digital supervisório centralizado ALSPA. Em 2007 com a expansão para 7,5 milhões de toneladas/ano e matriz de geração aumentada para 433 MW, surgiu um superávit de 120 MW de potência que passou a ser vendida, levando à operação conjunta com o Operador Nacional do Sistema. O novo sistema Power TG, com suas interfaces para controle do sistema, monitoração das principais informações gerenciais, base de dados históricos e comunicação com sistemas PROCOM, foi implantado para atender aos novos desafios surgidos. O sistema supera as expectativas iniciais, e proporciona flexibilidade, segurança e confiabilidade à complexa operação do sistema elétrico. **Palavras-chave:** Automação; Nível 2; Sistema elétrico; Power TG.

THE NEW POWER DISTRIBUTION SUPERVISORY SYSTEM OF ARCELORMITTAL TUBARÃO

Abstract

This paper presents the aspects of the implementation of the new supervisory system Power TG, of ArcelorMittal power distribution system. In 1983, with a year production of 3 million tons of steel and a power generation capacity of 144 MW, the power distribution system was originally not automated. In 1997, with its year production expanded to 4,5 million tons and power capacity of 290 MW, the power substations were digitalized and the digital system ALSPA was installed, centralizing the operation. With the expansion in 2007 to 7,5 million tons/year and the power generation capacity expanded to 433 MW, a power surplus of 120 MW started to be sold to the power market, leading to the power system co-operation with the National System Operation, ONS. Hence, new supervisory system was designed to be a response to the new challenges with its system control interfaces, main managerial information monitoring, historical database and communication with PROCOM systems. The system nowadays exceeds the initial expectations, since it provides flexibility, safety and reliability to the complex power grid operation.

Keywords: Automation; Level 2; Power distribution system; Power TG.

¹ *Contribuição técnica ao 12° Seminário de Automação de Processos, 1 a 3 de outubro de 2008, Vitória, ES*

² *Engenheira de Computação e Especialista de Automação da ArcelorMittal Tubarão*

³ *Engenheiro Eletricista e Especialista de Automação da ArcelorMittal Tubarão*

⁴ *Técnico Especializado em Sistemas Digitais da ArcelorMittal Tubarão*

⁵ *Engenheiro Eletricista e Especialista de Engenharia da ArcelorMittal Tubarão*

1 INTRODUÇÃO

No processo siderúrgico moderno, um dos pontos de maior importância estratégica são os sistemas de utilidades, que consiste na geração de insumos vitais: energia elétrica, gases combustíveis, vapores de processo, gases derivados do fracionamento de ar como argônio, oxigênio e nitrogênio, e águas. Esse sistemas encontram-se distribuídos e presentes em todos os processos produtivos da ArcelorMittal Tubarão, do recebimento de matérias-primas (carvão, minérios de ferro, fundentes etc.) ao produto final (placas de aço, bobinas de tiras a quente e despacho via modais rodoviário ou naval).

O Sistema de Distribuição Elétrica da empresa possui uma concepção que permite o gerenciamento eficiente e com alto grau de confiabilidade. Projetado com uma filosofia voltada ao controle integrado dos sistemas elétricos, o Centro de Energia permite supervisão centralizada e operação otimizada, reduzindo as perdas potenciais de ocorrências no Sistema de Distribuição interno (que alimenta o processo de produção) ou no Sistema Interligado com Furnas.

O presente trabalho se concentra Sistema de Supervisão e Controle do Sistema de Distribuição Elétrica. Far-se-á uma contextualização do Sistema Elétrico na história da ArcelorMittal Tubarão, e sua evolução até 2008.

2 HISTÓRICO DO MODELO ENERGÉTICO

A evolução do Modelo Energético da Empresa possui quatro momentos cruciais que representaram marcos para a expansão da matriz geradora/consumidora e para a evolução tecnológica de seu controle e gerenciamento.

2.1 Startup – 3,0 MT/ano

Em 1983, a Empresa, então chamada de CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão, iniciou suas operações com uma capacidade produtiva de 3,0 milhões de toneladas de aço/ano. Era uma empresa estatal ligada ao Grupo Siderbrás. Destaca-se que nessa fase havia somente 1 Alto-Forno, sistema de lingotamento convencional com forno de reaquecimento e laminação de lingotes.

A matriz de geração era composta de 2 centrais termelétricas que utilizam os gases oriundos do processo siderúrgico (COG – Gás de Coqueria e BFG – Gás de Alto-Forno), cada uma com capacidade de 68 MW, perfazendo uma matriz de 136 MW de potência instalada. A capacidade de geração própria era de 90% da potência consumida. O Sistema de Distribuição Elétrica era constituído de 6 Subestações.

Em 1992, ocorreu a privatização da Empresa, e novos investimentos para ampliar a produção ocorreram em 1996, com o startup do Lingotamento Contínuo 1 em substituição ao processo de lingotamento convencional, para agregar valor às placas de aço produzidas.

2.2 1998 – 4,5 MT/ano

Em 1998, houve a primeira expansão de produção significativa, para 4,5 milhões de toneladas de aço/ano, com a implantação do Alto-Forno 2 (Figura 1) e do Lingotamento Contínuo 2.



Figura 1 – Alto-Forno 2

Com essa expansão de produção, foi instalada uma terceira Central termelétrica, de 75 MW, e uma Turbina de Recuperação de Pressão de Topo no Alto-Forno 1, com capacidade de geração de 16 MW. A matriz de geração cresceu para 227 MW, tornando-se capaz de prover 100% da potência consumida na empresa.

Em 2002, houve um grande salto no valor agregado da produção, com a implantação do LTQ – Laminação de Tiras a Quente (Figura 2).



Figura 2 – Parte do processo do LTQ – Coil Box

O Sistema de Distribuição Elétrica contava, então, com 10 Subestações de Distribuição. A Empresa passou a demonstrar uma capacidade de gestão geradora de resultados que a tornou apta a vislumbrar novas etapas de crescimento, que de fato vieram em seguida.

2.3 2004 – 5,0 MT/ano

Em 2004, houve uma otimização de produção para 5 milhões de toneladas/ano sem a construção de novas unidades produtivas, onde se procurou basicamente melhorar a performance das plantas já em operação. Em um projeto visionário, foi implantado um sistema de recuperação para queima do gás de Aciaria, LDG, oriundo do refino de aço no convertedor e de alto poder calorífico. Esse gás passou a ser aproveitado para queima na caldeira de uma quarta Central Termelétrica, com capacidade de 75 MW de geração. A matriz de geração cresceu para a 302 MW.

2.4 2007 – 7,5 MT/ano

Em 2007 foi concluída a nova e importante etapa de expansão de produção, para 7,5 milhões de toneladas/ano, destacando-se a construção de um terceiro Alto-Forno, novo Convertedor, Lingotamento Contínuo 3, nova Calcinção, e a nova Coqueria Heat Recovery com 2 novas Centrais Termelétricas de 98 MW cada. A expansão do sistema elétrico o deixou com 15 subestações de distribuição de energia elétrica. A matriz de geração elétrica, a partir de então, atingiu o patamar de 472 MW de capacidade de geração, equivalente a 120% da carga consumidora interna. Com essa configuração, a empresa passou a vender energia e, em função

da potência enviada, foi enquadrado pelo ONS como 'gerador despachado', passando o sistema de distribuição a ser operado conjuntamente com o ONS.

3 HISTÓRICO DO SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE

A evolução da supervisão e controle do Sistema de Distribuição Elétrica acompanhou, ao longo do seu trajeto, tanto a evolução e crescimento da matriz produtiva da empresa quanto a tecnologia de supervisão e controle disponível e competitiva. Há 3 grandes momentos, um no startup da empresa, outro da digitalização do Sistema de Distribuição, e o terceiro com a adequação do sistema de supervisão para a expansão de produção para 7,5 milhões de toneladas/ano.

3.1 Configuração Original

No *startup* da empresa em 1983, não havia sistema automatizado para operar de forma centralizada o Sistema Elétrico, nem tecnologia digital disponível para tal que fosse a um custo competitivo. Por esse motivo, cada uma das 6 subestações possuía sua própria mesa de comando e controle com painéis sinóticos a partir dos quais os operadores, sempre em campo, atuavam conforme as necessidades de manobras e balanços de cargas do sistema. Nessa época, o sistema de proteção do sistema elétrico consistia de relés analógicos com funções de proteção individuais. O sistema possuía somente uma Estação Receptora, que interconectava as duas primeiras centrais termoeletricas e a ligação com Furnas/Escelsa para compra da energia que faltava para completar o balanço de carga da usina (Figura 3).

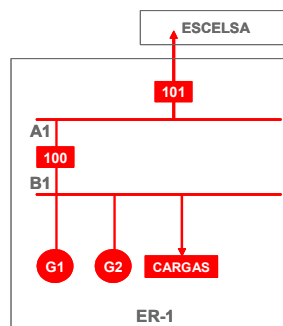


Figura 3 – Configuração do Sistema de Distribuição Elétrica no startup

3.2 Digitalização do Sistema Elétrico

Em 1997, a empresa estava apta a enfrentar o desafio do crescimento e inovação de seus processos produtivos. Com o advento da construção do Alto Forno 2, a terceira unidade do Fracionamento de Ar e a terceira Central Termelétrica, e já com tecnologias de comunicação de dados por fibra ótica, comunicação digital, controle lógico programável, sistemas avançados de supervisão e controle de redes de distribuição de energia elétrica, se fez necessária a modernização do sistema Elétrico da CST. Nesse ano ocorreu a digitalização das Subestações e a substituição dos painéis de supervisão e comando pelo Sistema de Supervisão e Controle – SSC “ALSPA” que possibilitou a operação e controle remoto de todas as unidades via Centro de Energia. O sistema ALSPA foi baseado em uma plataforma de sistema OpenVMS, cuja performance era a resposta adequada às demandas por robustez e confiabilidade. A expansão do sistema colocou um desafio adicional: além de o sistema passar a ter controle digitalizado, o upgrade das subestações

originais precisaria ser compatível com as novas subestações, motivo pelo qual foi adotado um padrão para sistemas de proteção a relé digital (GE Multilin), PLC's de controle (GE Fanuc) e sistemas de comunicação (FDDI com TCP/IP). O sistema elétrico, agora com duas Estações Receptoras, quatro Centrais Termelétricas e duas linhas de interligação com a Escelsa (Figura 4), estava completamente modernizada, o que representou a aquisição de uma importante vantagem competitiva pela empresa.

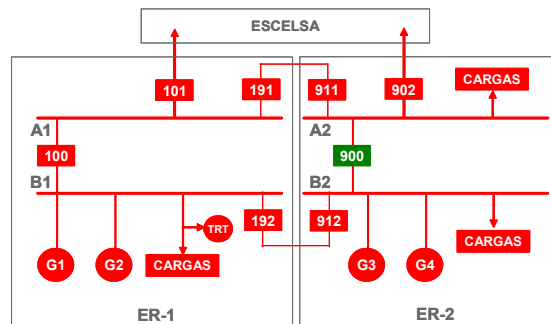


Figura 4 – Configuração do Sistema de Distribuição Elétrica na fase de 5 milhões de toneladas/ano

Essa vantagem tornou-se visível quando a nova expansão de produção para 7,5 milhões de toneladas/ano foi iniciada: aumentando de 10 para 15 subestações de distribuição, de 2 para 3 Estações Receptoras, de 4 para 6 Centrais Termelétricas, o sistema aumentou significativamente em complexidade, estando sua parte já operacional apta a se adequar ao crescimento da malha de comunicação digital (Figura 5), à exceção do sistema de supervisão.

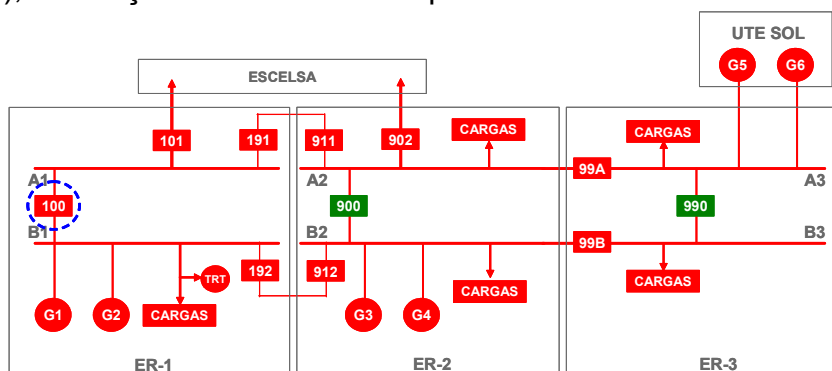


Figura 5 – Configuração básica do Sistema de Distribuição Elétrica na fase de 7,5 milhões de toneladas/ano

4 VANTAGENS DO SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE

O Sistema de Supervisão e Controle trouxe melhorias à operação do Sistema:

- Operação remota e padronizada de todas as subestações pelo Centro de Energia: reduziu tanto a quantidade de operadores em campo quanto a probabilidade de erros humanos durante as atividades rotineiras ou especiais nos elementos do sistema (seccionadoras, barramentos, disjuntores, interligações, etc.). Destaca-se ainda a opção alternativa de operação local nas subestações via painel, representando uma alternativa de operação local no caso de qualquer anomalia que impeça sua operação centralizada.

- Centralização de informações do Sistema Elétrico, de Combustíveis, de Águas, no mesmo ambiente operacional: proporcionou um único centro de supervisão e controle de Utilidades, aumentando a sinergia com os Sistemas de Combustíveis e os Sistemas de Águas.
- Compatibilidade, similaridade e padronização de todos os componentes elétricos de Controle, Medição e Proteção (relés digitais): permitiu a supervisão centralizada da rede de controle do sistema digital de proteção elétrica e a instalação do sistema central de rejeição de cargas, crucial para minimizar impactos no sistema decorrentes de eventos oriundos internos (ex: desligamento intempestivo de uma Termelétrica) ou externos (ex: subtensões na interligação com Furnas/Escelsa).
- Melhoria do gerenciamento operacional: permitiu a geração de informações de suporte à tomada de decisão no nível de supervisão (que exige informações confiáveis e rápidas) e no nível gerencial (que exige retenção de informação, capacidade de análise e tratamento de dados):
 - Relatórios diários e mensais: geração de relatórios com dados confiáveis garantindo alta confiabilidade na informação oferecida ao supervisor na rotina de operação do sistema e na informação periódica oferecida ao gerente na rotina de gestão e planejamento.
 - Balanço energético: permite fazer priorizações de distribuição e manobras para prevenir que se ultrapasse restrições técnicas, legais ou contratuais, e uma melhor equalização de cargas geradoras e consumidoras entre as três Estações Receptoras.
 - Base de dados histórica: permite que se analisem a posteriori dados para investigar causas de problemas, além de permitir levantamentos de dados históricos sobre a operação do sistema.
 - Gráficos de tendência: permite que informações operacionais críticas do sistema sejam monitoradas no curto prazo para o seu controle constante, além da tomada de decisões operacionais em situações emergenciais.
 - Registro de ocorrências e eventos (PLCs SOE): permite o levantamento de eventos de proteção decorrentes de condições inesperadas no sistema, para se encontrar as causas, sanar problemas e melhorar a robustez do sistema.

5 NECESSIDADE DE TROCA DO SISTEMA DE SUPERVISÃO

A robustez do SSC-ALSPA/OpenVMS trouxe consigo um problema técnico que se revelou quando começaram os trabalhos da expansão para 7.5 milhões de toneladas/ano: o sistema tinha baixa flexibilidade para expandir tanto o número de pontos de comunicação com a rede digital de controle do Sistema de Distribuição como o número de variáveis de controle, além de possuir limitações para armazenar informações. O custo implicado na sua adequação à expansão acabou levando à procura por soluções alternativas que fossem igualmente robustas e confiáveis, e não tão caras. Esse levantamento levou à escolha de um novo sistema baseado em servidor Windows XP: o Siemens Power TG, que agregava todas as características de funcionalidade e versatilidade necessários para a expansão do sistema elétrico.

6 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA POWER TG

As características fundamentais do Power TG estão abaixo descritas.

- Arquitetura Cliente-Servidor Windows: O Power TG funciona em servidor Windows, comunicando-se em rede com estações-cliente que se comunicam em tempo-real com o aplicativo servidor.
- Base de dados de tempo real orientada a objetos: As informações recebidas de ou enviadas para PLC's ou sistemas PROCOM são armazenadas em uma base de dados em tempo-real, gerenciada pelo aplicativo servidor.
- Alta performance e eficiência: O aplicativo servidor realiza leituras de recebimento e envio de dados a cada 4 segundos para todas as interfaces do sistema, tornando-o rápido o suficiente para exibir as informações às estações de controle em tempo-real, e para enviar os comandos oriundos dos operadores para os PLC's em alta velocidade.
- Alta disponibilidade (acima de 99,98%): A robustez da arquitetura de software o torna altamente resistente a problemas de software, tornando-o apto à criticidade de sua missão de supervisionar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
- Flexibilidade, escalabilidade, interface gráfica amigável: O Power TG pode ser continuamente customizado sem grande dificuldade para se adequar a modificações ou novas necessidades identificadas. Sua capacidade de expansão de base de dados – se adequadamente correspondida com as adequações de hardware que forem necessárias – o torna apto a responder às futuras expansões e/ou adequações no Sistema de Distribuição.
- Gráficos de Tendências: O novo sistema permite a construção de gráficos de tendências customizados conforme as necessidades operacionais surgirem. Um exemplo é a monitoração do envio de energia (MWh) para o sistema interligado, que deve estar dentro de uma faixa máxima e mínima a cada ciclo de 15 minutos, e que por meio do seu acompanhamento permite que se tomem decisões operacionais a respeito.
- Filtros de Alarmes (por prioridade, Subestação, não reconhecidos, etc.): Os alarmes são classificados de forma ao operador conseguir visualizar mais rapidamente eventos de maior prioridade ou criticidade. Isso auxilia na redução do tempo de diagnóstico de problemas e a resolução das mesmas.
- Expansividade (o sistema atualmente possui aproximadamente 25 mil pontos): O Power TG pode ter mais pontos de comunicação e controle agregados conforme houver necessidade de expansão.
- Manutenção de telas e base de dados em Tempo Real: As telas da interface com os operadores podem ser continuamente modificados e aprimorados, conforme houver necessidade operacional.
- Redundância a falhas (Hot Standby): O sistema de servidores é constituído de dois servidores em redundância, de modo que, no caso de o computador que estiver supervisionando o Sistema de Distribuição entrar em falha por qualquer motivo, o computador em 'hot standby' assume automaticamente a supervisão, minimizando transtornos operacionais.
- Flexibilidade de protocolos de comunicação: O sistema Power TG comunica-se com os PLC's de subestações via protocolo TCP/IP, com os sistemas PROCOM via protocolo OPC, e com o link de comunicação com o ONS via protocolo ICCP, todos em tempo-real.

- Portabilidade de dados: Os dados da base de tempo-real são convertidos para diferentes formatos, conforme a interface com quem se comunica: para a comunicação digital com PLC's (Automação Nível 1), ou com o ONS ou os sistemas PROCOM (Automação Nível 2). Os dados de tempo-real ou do servidor Histórico podem ainda ser exportados para formatos conversíveis em tabelas do MS-Office para análise de dados de eventos.

7 TOPOLOGIA DO SISTEMA

O sistema possui uma topologia em Nível 1, da comunicação com os PLC's, e em Nível 2, da comunicação entre os servidores, estações Console e outros.

7.1. Topologia do Sistema em Nível 1

A arquitetura em Nível 1, conforme a Figura 6, consiste de três grupos principais de PLC's: PLC's do Sistema de Rejeição ligados em anel FDDI entre si e com o servidor do SRCG – Sistema de Rejeição de Cargas e Geração; PLC's do Sistema de Supervisão e Controle do Sistema de Distribuição de Energia, interligados com o Rejeição e com o Power TG; PLC's do Sistema de Eventos (SOE), também interligados com o Rejeição e com o Power TG. A separação do anel do Rejeição provê a segurança necessária para a rejeição rápida de cargas ou de geração durante eventos no próprio Sistema de Distribuição ou no Sistema Interligado.

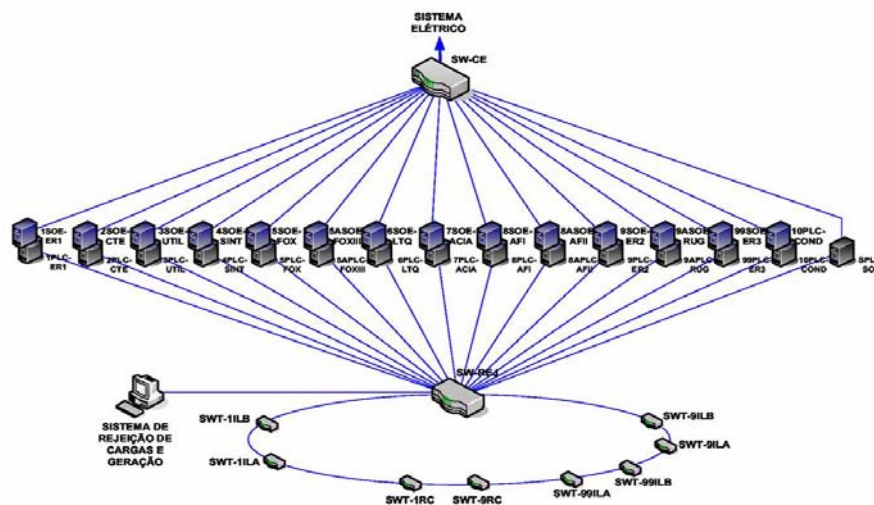


Figura 6 – Topologia do sistema no Nível 1

7.2 Topologia do Sistema em Nível 2

A topologia do sistema em Nível 2 consiste, conforme mostra a Figura 7, da interligação dos servidores 1, 2 e Histórico com as duas Estações Console, com a switch de comunicação com os PLC's das Subestações, com a estação DTS, com o switch de comunicação com o sistema PROCOM e com o servidor ICCP (comunicação com o link para o ONS).

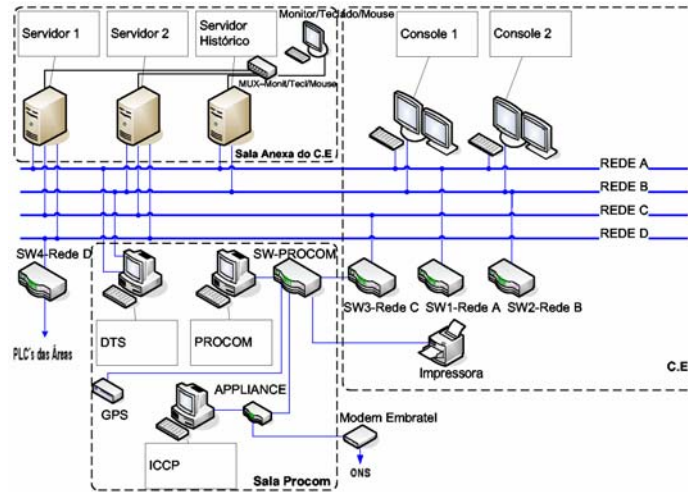


Figura 7 – Topologia do sistema no Nível 2

8 SISTEMAS INTEGRADOS

Os sistemas integrados com o Power TG executam funções complementares importantes que agregam funcionalidades ao sistema.

8.1 Funções Básicas

- **Lista de Alarmes:** O sistema Power TG atualiza continuamente uma lista de alarmes de eventos gerados pelos PLC's de supervisão, do SOE ou do Rejeição, bem como alarmes internos ou dos sistemas comunicantes (ICCP, PROCOM).
- **Filtro de Alarmes:** O Power TG filtra os alarmes por categoria, por subestação, por serem ou não reconhecidos, e por outros tipos de filtro.
- **Busca de eventos:** O sistema permite viabilizar a busca pela origem de eventos que tiveram alarme registrado no sistema, através de sua forma de endereçamento de informações e filtragem de dados.
- **PrintScreen de telas:** Para permitir a troca de informações entre os níveis de operação, supervisão, gerência e suporte técnico, há o recurso de impressão de telas para a coleta de evidências de quaisquer tipo de problemas que ocorram no sistema.
- **Redundância de Servidores:** O método 'hot standby' é viabilizado pela existência de dois servidores de tempo-real redundantes, que se comunicam ambos com todas as interfaces pertinentes.
- **Telecomandos:** As operações de manobra dos sistemas conectados no Nível 1 podem ser feitas pelo operador na sua mesa de operação do Centro de Energia.

8.2 Opcionais

- **Banco de Dados Histórico:** O servidor Histórico armazena dados em um prazo muito maior (a depender da densidade de dados, até de meses), permitindo a posterior coleta de dados para análise de informações acerca de eventos ou outros, sempre que for necessário.

- Acesso Remoto: O suporte técnico Siemens, por meio de link de comunicação segura via Internet, pode acessar remotamente os servidores para realizar atuações de melhoria, ajustes de configuração ou modificações por solicitação da ArcelorMittal Tubarão.
- Funções de Controle: O sistema oferece funções avançadas de controle que permitem a monitoração de itens gerenciais de controle do sistema, tais como o Controle de Demanda, e Controle de Fator de Potência dentre outros.
- Relatórios: O sistema permite a coleta de dados específicos filtrados, para a elaboração de relatórios, além de permitir ao operador acompanhar em tempo real os principais dados gerenciais relativos à operação do sistema.

8.3 Aplicativos

- Scripts: Por meio de scripts em linguagem proprietária, são construídas ou modificadas as estruturas das bases de dados, interfaces de comunicação ou telas de interação do operador com o sistema.
- Protocolos de Comunicação: Para a comunicação em nível 1, com os PLC's das subestações, e entre servidores e consoles e demais switches, utiliza-se o protocolo TCP/IP. A comunicação com o ONS é feita via servidor com protocolo ICCP. A troca de dados com o PROCOM é suportada por protocolo OPC.
- Sistema de configuração: O ambiente Siemens Builder é o sistema utilizado para configurar parâmetros diversos do Power TG, processo que normalmente é feito, durante a atualização do sistema, sem causar impactos nos servidores.
- Editor de telas: O aplicativo Siemens IPE permite a edição e customização das telas do sistema sempre que for preciso, evitando que o sistema fique 'engessado' e perca gradualmente funcionalidade e adequação.
- Editor de Base dados: O aplicativo Siemens Builder permite a edição da base de dados de tempo-real e de histórico, permitindo sua progressiva adequação ou ajustes à medida que surgirem novas necessidades ou houver problemas que precisam ser corrigidos na base preexistente.
- Migração e Exportação de dados: O Power TG possui interface de comunicação ODBC que permite a ferramentas de 'data mining' coletar dados específicos armazenados no servidor Histórico.

8.4 Gerenciamento de Dados

- Base de dados de tempo real: A base de dados realiza uma varredura de todos os pontos de dados (tanto recebidos quanto enviados) a cada 4 segundos, conferindo uma grande velocidade tanto na atualização dos dados nas telas do sistema quanto no envio de comandos operacionais às Subestações.
- RTUCS: As Remote Terminal Unit Communication Systems são funções de concentração de dados executadas pelos servidores 1 ou 2 quando estão executando a supervisão do sistema: eles agregam em uma única base os dados de todo o Sistema de Distribuição, trata-os e os exibe nas estações Console.
- API : As Application Program Interfaces são drives de comunicação de dados utilizados pelo Power TG para trocar dados com os sistemas PROCOM, proporcionando uma forma estável de comunicação de dados.

- ICCP: A comunicação com o ONS, imperativa na configuração de ‘Gerador Despachado’ do Sistema de Distribuição da ArcelorMittal Tubarão, é realizada por meio do servidor de comunicação ICCP ligado ao roteador Embratel.
- SQL Server: As bases de dados históricas são construídas em ambiente SQL Server, no servidor Histórico, proporcionando versatilidade e portabilidade ao mesmo, por sua ampla compatibilidade.

8.5 Sistema de Comunicação com o ONS

O ONS coordena toda a geração e transmissão de energia elétrica do país e gerencia níveis de reservatórios hidrelétricos. Para isso são necessárias informações online de todas as empresas geradoras despachadas (empresas geradoras que enviam acima de 30 MW ao Sistema). Esse link de comunicação online é provido pelo servidor ICCP. Além das informações online, são enviados por email ou internet, relatórios contendo as programações de geração diária, mensal, anual e paradas programadas de manutenção dos geradores. Esse procedimento é termo contratual do fornecimento de energia ao sistema interligado.

8.6 PROCOM Utilidades

Sistema desenvolvido em arquitetura OpenVMS, o PROCOM Utilidades provê a integração das informações dos sistemas de supervisão e controle das áreas da Utilidades (Energia Elétrica, Combustível, Águas, Termelétricas e FOX - Unidades de Fracionamento de Ar) para fechamento de balanços (relatórios operacionais/gerenciais), comunicação com sistemas corporativos (Boletim de Produção e Custos) e integração com outros sistemas PROCOM da usina. Ele é assim importante ferramenta de gestão e de planejamento e estratégico.

8.7 Servidor Histórico

O servidor Histórico possui a mesma arquitetura de hardware dos Servidores 1 e 2 de tempo-real. Sua capacidade de retenção e armazenamento de dados dos mais de 8.700 pontos armazenados é facultada por um serviço MS-SQL Server 2000 que se comunica continuamente com o servidor que está supervisionando o Sistema de Distribuição, possuindo um disco rígido adequado para o armazenamento de dados em médio prazo (meses). Via protocolo ODBC, é possível obter dados do Histórico para análise.

9 PRINCIPAIS CONTROLES

O Power TG proporciona controle eficaz e monitoração de informações gerencialmente relevantes no dia-a-dia da operação rotineira do Sistema de Distribuição (Tabela 1).

Tabela 1 – Principais controles gerenciais do Sistema de Distribuição

Controles		Valores	Período	Como?
DEMANDA	Compra	20 MW HF 15 MW HP	15 min.	- Elevar geração ou corte de cargas - Elevar geração ou corte de cargas
	Envio	124 MW	15 min.	- Reduzir geração
FATOR DE POTÊNCIA	Capacitivo	> 0,92	06h ~ 24h	Elevar geração de energia reativa
	Indutivo	> 0,92	00h ~ 06h	Reduzir geração de energia reativa
FLUXO A x B (100)	Assumindo	< 10 MW	Constante	Transferência de barras ou rejeição de cargas
FLUXO B x A (100)	Rejeitando	< 35 MW	Constante	Colocar TRT em rejeição

9.1 Controle de Barramentos

Esse controle visa compatibilizar a quantidade de potência gerada com as cargas ligadas à barra de geração, ou seja, de cada Estação Receptora. Isso é necessário para evitar que, durante uma falha com abertura do disjuntor de interligação entre barras, ocorra uma rejeição muito grande de vapor nas caldeiras da CTE – Central Termelétrica – devido ao excesso de geração, ou uma subfrequência por excesso de carga.

9.2 Controle de Demanda

Ela visa evitar que a demanda consumida ou gerada pelo Sistema de Distribuição supere os valores de contrato nos períodos especificados: 'Hora Fora de Ponta e Hora de Ponta (18:00 às 21:00 ou 19:00 às 22:00 durante horário de verão). Esta demanda é controlada a cada 15 minutos, iniciando a monitoração em cada quarto de hora (Figura 8).



Figura 8 – Tela do Controle de Demanda

9.3 Função de Controle de Fator de Potência

Seu objetivo é controlar o FP – Fator de Potência horário do sistema da empresa em relação à concessionária (ESCELSA). O FP é controlado para hora cheia (00:00 - 01:00 – 02:00, ...). A regulação do FP é feita atuando-se na geração interna.

9.4 Gráfico de Geração Bruta, Envio para Escelsa e Consumo do LTQ

Esses gráficos permitem a monitoração da geração total (MWh), geração enviada para o sistema interligado e a carga consumida pelo LTQ em determinado intervalo de tempo (Figura 9). Esses itens são cruciais para haver uma supervisão eficaz do Sistema de Distribuição ao longo do dia.



Figura 9 – Gráficos de Geração bruta, Envio e Consumo do LTQ

10 INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE A GERAÇÃO ELÉTRICA DA ARCELORMITTAL TUBARÃO

A capacidade de Geração Elétrica da ArcelorMittal Tubarão em 2008 é de 433 MW, enquanto a geração da Escelsa está em 230 MW (203 MW a menos). O consumo médio do estado do Espírito Santo é de 1200 à 1400MW.

A ArcelorMittal Tubarão é auto-suficiente em energia elétrica e agora comercializa o excedente para a Tractebel, empresa com sede em Florianópolis/SC, utilizando-se o sistema interligado com Escelsa/Furnas/ONS para envio dessa potência excedente.

A utilização dos gases siderúrgicos (BFG, COG e LDG) nas termelétricas contribui para a redução das emissões atmosféricas, pois essa energia deixa de ser gerada através da queima direta de combustíveis fósseis em outras unidades termelétricas, ou por meio de mais armazenamento de água nos reservatórios. Além disso, minimiza o impacto sobre a rede pública por tornar o sistema elétrico do Espírito Santo mais robusto, com uma matriz de geração maior.

11 CONCLUSÃO

Durante a expansão de produção para 7,5 milhões de toneladas de aço/ano, a configuração do Sistema de Distribuição Elétrica da ArcelorMittal Tubarão mudou sua característica, aumentando sua criticidade não só para a empresa como para o sistema elétrico brasileiro como um todo, surgindo então mais partes interessadas na sua estabilidade operacional.

A adoção do novo sistema de supervisão representou a evolução adequada para essa mudança de paradigma, ao agregar as funcionalidades necessárias.

Após dois anos de desenvolvimento, testes em fábrica, comissionamentos em campo, implantações, treinamentos de usuários, e com a retirada de pendências e melhorias em andamento, o sistema ultrapassou as expectativas de performance operacional, proporcionando maior flexibilidade aos usuários e auxiliando a manutenção da estabilidade operacional do Sistema de Distribuição Elétrica da ArcelorMittal Tubarão.