Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Estudo de Caso: Instalação de Baterias no Litoral do Estado de São Paulo

(*) MARCOS RODOLFO CAVALHEIRO(1); VICTOR MAKIDA NAKASHIMA(2); MARIANA NUNES DE OLIVEIRA(3); EDISON CARDONA RENDON(4); RAMÓN ALBERTO LEÓN CANDELA(5)
CTEEP(1);CTEEP(2);CTEEP(3);XM(4);ISA(5);

RESUMO

Em 2012, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificou a necessidade de ampliações e reforços no sistema elétrico de atendimento do Litoral de São Paulo. Tais obras foram licitadas em 2014, mas a empresa responsável ainda não iniciou as obras devido problemas ambientais. Sendo assim, este artigo apresenta o estudo de caso para a implantação de uma solução alternativa composta por um banco de baterias e transformadores defasadores. O objetivo é assegurar um desempenho satisfatório da rede elétrica do Litoral nos horizontes de curto/médio prazo, proporcionando tempo hábil para que os órgãos responsáveis viabilizem uma solução estrutural para a região.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de Energia, Banco de Baterias, Transformadores Defasadores, Inovação, Sistemas de Potência

1.0 - INTRODUÇÃO

Em 2012, O Estudo para Definição de Reforços ao Sistema Elétrico do Litoral de São Paulo - Relatório R1 [1] identificou a necessidade da implantação de reforços e ampliações nessa rede, para eliminar violações de carregamento e tensão da região. As obras recomendadas foram licitadas no Lote C - Leilão ANEEL nº 001/2014 [2]. Contudo, mesmo após 5 anos, a vencedora desse lote ainda não conseguiu obter a licença necessária para construir a linha de transmissão que supriria a nova subestação do Litoral Norte, pois a mesma apresenta um trecho dentro da zona de voo da Base Aérea de Santos.

(*) Avenida Luiz Gushiken, 5000 – Bairro Fazenda Grande – CEP 13212-437, Jundiaí, SP, Brasil
Tel: (+55 11) 4589-6586 – Email: mcavalheiro@isacteep.com.br

Assim, existe o risco de que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) declare a caducidade deste empreendimento.

Além disso, de acordo com o Estudo da Temporada Verão 2018/2019 [3], que abrange o período entre 14/11/2018 e 11/03/2019, a rede elétrica de interesse apresentou elevados carregamentos em regime normal de operação e poderia ter sofrido sobrecargas inadmissíveis em alguns elementos, se determinadas contingências ocorressem.

Os órgãos competentes procuram alternativas para viabilizar os reforços e ampliação licitados para o sistema de atendimento do Litoral Norte de São Paulo. Todavia, até a finalização deste trabalho, nenhuma solução oficial havia sido proposta.

2.0 - OBJETIVOS

3.0 - Diante do cenário exposto, os principais objetivos deste artigo são:

- Identificar os problemas do sistema de atendimento do Litoral Norte de São Paulo;
- Propor uma solução capaz de assegurar um desempenho satisfatório para a rede de interesse, nos horizontes de curto e médio prazo.

4.0 - CRITÉRIOS E PREMISSAS

Nesta seção são apresentados os principais critérios e premissas adotados. Os dados completos podem ser verificados no relatório Nº EP-RT-BAT-01 [4].

5.0 - 3.1 HORIZONTES DE ESTUDO

Os intervalos de tempo considerados para avaliar o desempenho do sistema e da solução proposta contemplaram apenas o período de Verão, que abrange os meses entre Outubro de um ano e Março do ano subsequente. Doravante, os períodos de Verão serão referenciados apenas pelo seu ano final. Assim, os horizontes elaborados foram:

- Diagnóstico do Sistema: Verão 2021 até Verão 2024
- Curto Prazo: Verão 2021;
- Médio Prazo: Verão 2022 até Verão 2029.

6.0 - 3.2 CENÁRIOS

Para cada horizonte do estudo, foram elaborados os cenários apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Horizonte e seus respectivos cenários

HORIZONTE	CENÁRIOS
Diagnóstico do Sistema e Curto Prazo	Verão
	Natal
	Carnaval
	Réveillon
Médio Prazo	Réveillon

Cada um desses cenários é composto por valores distintos das seguintes variáveis: Topologia do sistema elétrico de interesse; Cargas da região; Despacho das usinas locais e Tensões nos secundários das transformações de fronteira. Os valores exatos podem ser verificados no relatório Nº EP-RT-BAT-01 [4].

No horizonte de Diagnóstico do Sistema foram elaborados 4 cenários para avaliar o desempenho da rede de interesse ao longo do período de Verão e seus principais feriados. Este mesmo critério foi utilizado para o horizonte de Curto Prazo, para analisar se apenas a instalação de baterias conseguiria assegurar um desempenho satisfatório do sistema de atendimento do Litoral Norte de São Paulo, neste horizonte.

No horizonte de Médio Prazo, avaliou-se apenas a pior situação para o sistema de interesse: (Réveillon), pois partiu-se do princípio que a implantação de todos os reforços propostos obrigatoriamente deveria eliminar quaisquer violações de tensão e carregamento identificadas, mesmo no cenário mais severo.

7.0 - 3.3 ESGOTAMENTO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

O critério para determinar o esgotamento da solução proposta foi o de sobrecarga inadmissível em uma das transformações de fronteira existentes que suprem o Litoral Norte de SP: SE Taubaté, SE Santo Ângelo e SE

Baixada Santista.
Quando uma dessas 3 transformações apresenta sobrecarga inadmissível, mesmo na presença da solução proposta, torna-se evidente a necessidade por novas ampliações e/ou reforços de grande porte no sistema de interesse.

8.0 - 3.4 PARÂMETROS ECONÔMICOS

Para estimar os investimentos necessários para implantar a solução proposta, foram utilizadas as seguintes referências como base:

- Baterias: Consulta ao mercado realizada pela ISA CTEEP;
- Transformadores Defasadores: Estudo da EPE para os defasadores de Rosana - SP [5];
- Equipamentos em subestações blindadas (SF6): Valores de referência ISA CTEEP;
- Demais equipamentos: Banco de Preços ANEEL / Junho 2017 [6].

9.0 - DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE INTERESSE

O sistema elétrico analisado faz fronteira com a Rede Básica através das transformações de 440/138 kV da SE Taubaté, 440/138 kV da SE Santo Ângelo e 230/138 kV da SE Baixada Santista. A partir dessas transformações têm-se 4 interligações em 138 kV: Taubaté – Paraibúna – Caraguatatuba; Santo Ângelo – Rio Pardo – São Sebastião; Santo Ângelo – Bertioga II; e Baixada Santista – Vicente de Carvalho. Tais interligações aliadas à geração da UHE Paraibúna e as transformações de fronteira já citadas são responsáveis por suprir as cargas das seguintes distribuidoras: Elektro, EDP Bandeirante e CPFL Piratininga. Esta rede é apresentada na Figura 1.

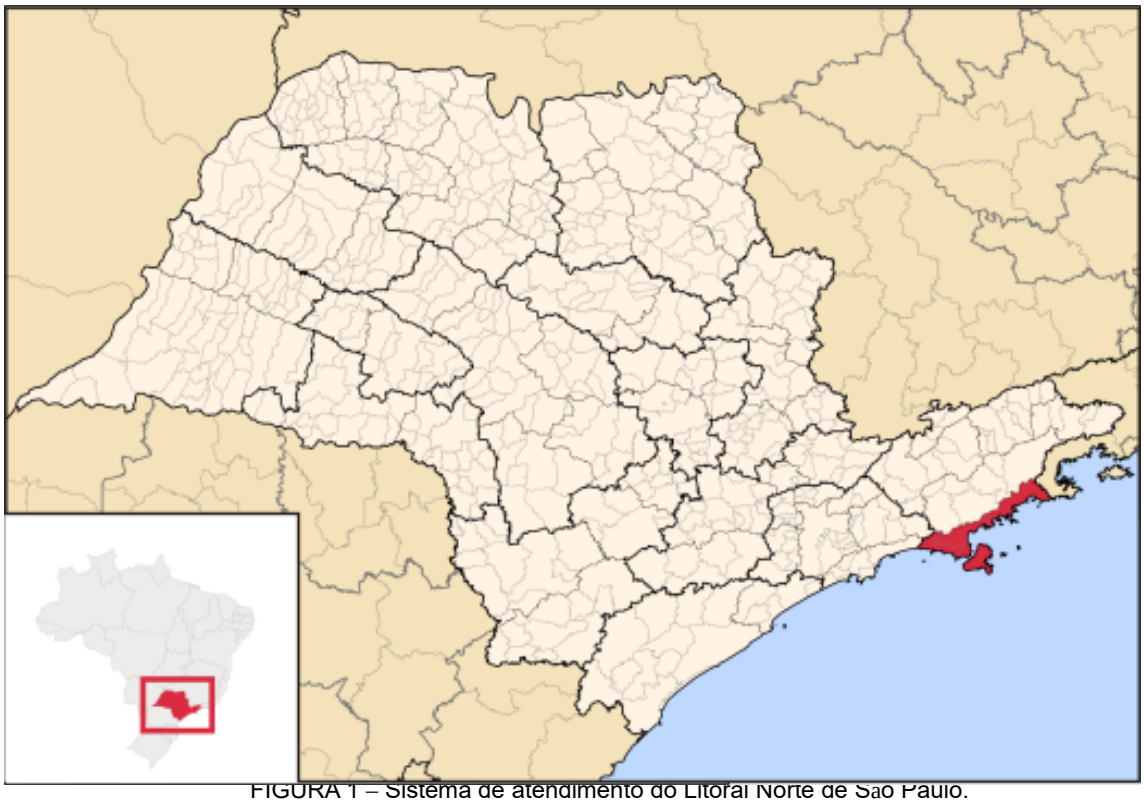

FIGURA 1 – Sistema de atendimento do Litoral Norte de São Paulo.

10.0 - 4.1 DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE

Em regime normal de operação, o sistema de interesse apresenta desempenho satisfatório, com exceção de alguns feriados, ao longo do horizonte analisado (Verão 2021 – Verão 2024), não ocorrendo problemas de sobrecarga, subtensão ou sobretensão. Durante o período que abrange os feriados do Natal, Carnaval e Réveillon, o sistema passa a ser mais solicitado e verificam-se elevados carregamentos, até mesmo superação das capacidades de longa duração de alguns elementos da rede elétrica do Litoral Norte de São Paulo.

Destaca-se que não foram observadas violações dos limites de tensão, ao longo do horizonte de diagnóstico, mesmo para contingências simples.

No entanto, em regime de emergência (N-1) são verificadas sobrecargas inadmissíveis, ao longo de todo o período de verão, para determinadas contingências. Essas situações podem ser observadas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**. Nessas tabelas, os valores destacados em laranja e vermelho apontam carregamentos superiores a 90% e 100%, respectivamente.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** são expostos os ativos com os maiores carregamentos da região. Além disso, são detalhadas as siglas e capacidades relacionadas aos mesmos.

Tabela 2 – Ativos e suas respectivas capacidades normal e de emergência.

ATIVO	SIGLA	CAPACIDADE	
		NORMAL (MVA)	EMERG. (MVA)
LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2	LT 138 kV SAA–BER II C1/C2	108	130
TR 345/230 kV – SE Baixada Santista	TR 345/230 kV– SE BSA	500	550
LT 230 kV Henry Borden - Piratininga	LT 230 kV HBO-PIR	265	319
TRs 230/138 kV – SE Baixada Santista	TR 230/138 kV– SE BSA	150	180
LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2	LT 138kV VIC-BER II C1/C2	108	130

Com base nos dados apresentados nas tabelas abaixo, nota-se que em regime de emergência (N-1), para todos os cenários estudados, há sobrecargas inadmissíveis e elevados carregamentos. Sendo assim, torna-se imprescindível a implantação uma solução já no horizonte de curto prazo, a qual seja capaz de eliminar todos problemas identificados.

Tabela 3. Diagnóstico – Carregamento – Condição de emergência (N-1) - Verão.

CONTINGÊNCIA N-1	ATIVO	CARREGAMENTO (%)			
		2021	2022	2023	2024
LT 138 kV SAA–BER II C1/C2	Circ. Remanescente	85	95	95	98
TR 345/230 kV– SE BSA	LT 230 kV HBO-PIR	76	117	115	114
TR 230/138 kV– SE BSA	TR Remanescente	64	63	65	66
LT 138kV VIC-BER II C1/C2	Circ. Remanescente	75	75	77	78

Tabela 4. Diagnóstico – Carregamento – Condição de emergência (N-1) – Natal.

CONTINGÊNCIA N-1	ATIVO	CARREGAMENTO (%)			
		2021	2022	2023	2024
LT 138 kV	Circ.	92	103	104	106

SAA–BER II C1/C2	Remanescente				
TR 345/230 kV– SE BSA	LT 230 kV HBO-PIR	51	**96**	**95**	**94**
TR 230/138 kV– SE BSA	TR Remanescente	69	67	69	69
LT 138kV VIC-BER II C1/C2	Circ. Remanescente	68	66	68	69

Tabela 5. Diagnóstico – Carregamento – Condição de emergência (N-1) - Carnaval.

CONTINGÊNCIA N-1	ATIVO	CARREGAMENTO (%)			
		2021	2022	2023	2024
LT 138 kV SAA–BER II C1/C2	Circ. Remanescente	**113**	**125**	**127**	**131**
TR 345/230 kV– SE BSA	LT 230 kV HBO-PIR	62	**115**	**114**	**113**
TR 230/138 kV– SE BSA	TR Remanescente	**94**	**92**	**95**	**96**
LT 138kV VIC-BER II C1/C2	Circ. Remanescente	**109**	**109**	**112**	**114**

Tabela 6. Diagnóstico – Carregamento – Condição de emergência (N-1) – Reveillon.

CONTINGÊNCIA N-1	ATIVO	CARREGAMENTO (%)			
		2021	2022	2023	2024
LT 138 kV SAA–BER II C1/C2	Circ. Remanescente	**104**	**119**	**121**	**125**
TR 345/230 kV– SE BSA	LT 230 kV HBO-PIR	53	85	86	84
TR 230/138 kV– SE BSA	TR Remanescente	**120**	**109**	**111**	**111**
LT 138kV VIC-BER II C1/C2	Circ. Remanescente	**118**	**116**	**119**	**121**

11.0 - SOLUÇÃO PROPOSTA

A solução proposta neste trabalho é composta por reforços em instalações e linhas de transmissão existentes, além da implantação de um banco de baterias e bancos de transformadores defasadores também em subestações existentes.

As principais obras associadas a esta solução, bem como as suas datas de necessidade sistêmica, são listadas a seguir e ilustradas no diagrama unifilar da Figura 2:

- 1º banco de baterias de 18 MW/18 MWh na SE Bertioga II (Verão 2021);
- Ampliação da capacidade da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, através de recondutoramento com cabo especial (termoresistente), trecho de ≈ 6,8 km a partir do terminal da SE Vicente de Carvalho (Verão 2021);
- 1º e 2º bancos de transformadores defasadores 138/138 kV de 300 MVA cada – (2+1R) x 300 MVA, +/- 30º, na SE Taubaté (Verão 2022);
- 1º, 2º, 3º e 4º bancos de transformadores defasadores 138/138 kV de 150 MVA cada – (4+1R) x 150 MVA, +/- 30º, na SE Santo Ângelo (Verão 2022):
    - Instalação de 2 bancos em série com os circuitos da LT 138 kV Santo Ângelo – Bertioga II C1/C2;
    - Instalação de 2 bancos em série com os circuitos da LT 138 kV Santo Ângelo – Rio Pardo C1/C2;
- 2º banco de autotransformadores 345/230 kV de 500 MVA – 3 x 167 MVA na SE Baixada Santista

(Verão 2022);

- 3º e 4º bancos de capacitores – 50 MVar cada, na SE Caraguatatuba (Verão 2022);
- 1º banco de capacitores – 50 MVar na SE Vicente de Carvalho (Verão 2027).

As demais obras estão vinculadas a substituição de equipamentos em subestações existentes, para permitir o escoamento de fluxo de potência ativa através dos transformadores defasadores e podem ser verificadas no relatório Nº EP-RT-BAT-01 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**.

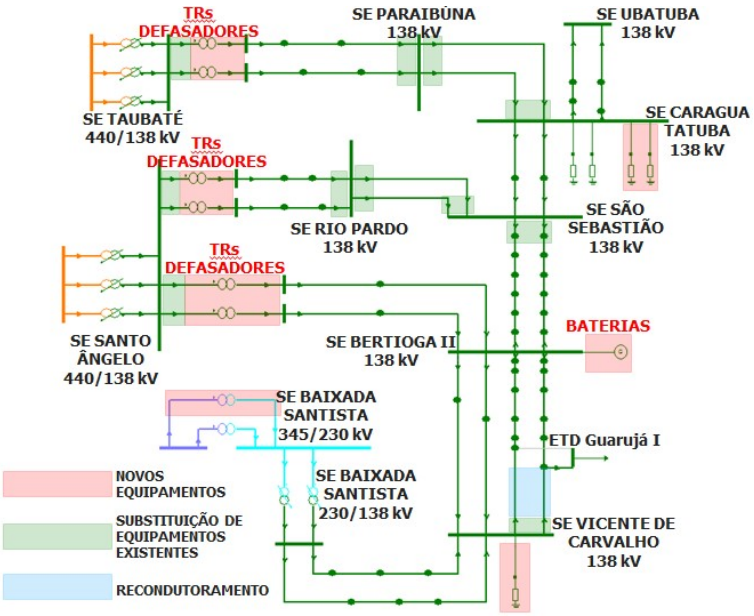

FIGURA 2– Diagrama esquemático do plano de obras da alternativa proposta.

12.0 - RESULTADOS

A solução proposta neste artigo eliminou todos os problemas identificados no Diagnóstico do Sistema. Os resultados completos podem ser verificados no relatório Nº EP-RT-BAT-01 [4].

Na Tabela 7 são apresentados os dados referentes à longevidade e custos deste conjunto de obras.

Tabela 7. Longevidade e custos da solução proposta.

LONGEVIDADE	CUSTOS	
	R$ x Milhões	US$ x Milhões
27,1%	196,3	51,7

A robustez da solução foi avaliada analisando o quanto ela permite que as cargas do Litoral Norte de São Paulo cresçam, em relação ao Réveillon de 2018/2019.

Conforme pode ser observado na Tabela 7, a solução proposta permite um crescimento de 27,1% das cargas do sistema de interesse, com referência nas cargas do Réveillon 2018/2019. Considerando um crescimento de 2,7% ao ano, o montante de 27,7% pode ser traduzido em 7 anos de robustez.

Destaca-se a importância do banco de baterias, uma vez que o seu baixíssimo tempo de implantação, em conjunto com a ampliação da capacidade da LT 138 kV Vicente de Carvalho – Bertioga II C1/C2, elimina os problemas identificados já no horizonte de Curto Prazo (até 2021). Sendo assim, nota-se que o conjunto de obras proposto é capaz de assegurar um desempenho satisfatório para o sistema do Litoral Norte de São Paulo nos horizontes de curto e médio prazo.

Já os investimentos estimados são de R$ 196,3 Milhões (US$ 51,7 Milhões). Ressalta-se que os custos reais de

implantação da solução avaliada neste artigo podem não estar plenamente representados. Isso ocorre principalmente por:

- Defasagem do banco de preços em relação ao custo real de implantação de obras em linhas de transmissão e de serviços (montagem, obras civis, engenharia, etc.) em geral;
- Inexistência no banco de preços de custos associados a instalações isoladas à SF6 e transformadores defasadores.

13.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Diante do cenário de atraso e indefinição da implantação dos reforços e ampliações licitados no Lote C - Leilão ANEEL nº 001/2014 [2], este artigo identificou que o sistema de atendimento do Litoral Norte de SP já está exposto a possíveis sobrecargas inadmissíveis dentro do horizonte de curto prazo (2021), se determinadas contingências acontecerem.

Desse modo, este trabalho propõe uma solução composta pela implantação de Baterias, Transformadores Defasadores e reforços complementares.

Esta solução também é bastante conveniente para os órgãos responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico brasileiro, pelos seguintes motivos:

- Solução assegura que o atendimento do Litoral Norte de São Paulo será realizado de modo satisfatório nos horizontes de curto e médio prazo (7 anos, a partir do Verão de 2021, para um crescimento de carga de 2,7% ao ano). Dessa forma, ela proporciona o tempo hábil necessário para que estes órgãos viabilizem uma solução estrutural para essa região;
- Solução que otimiza o uso da rede existente, através da redistribuição de fluxo de potência de elementos com elevados carregamentos para outros com capacidades ociosas, proporcionada pelos transformadores defasadores.

14.0 -

15.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão – Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo para Definição de Reforços ao Sistema Elétrico do Litoral de São Paulo
[2] Edital de Leilão nº 001/2014 – ANEEL. Anexo 6C – Lote 6C - Instalações de Transmissão Compostas por SE Domênico Rangoni – Seccionamento do C3 da LT 345 kV Tijuco Preto – Baixada Santista e SE Manoel da Nóbrega e LT 230 kV Henry Borden – Manoel da Nóbrega – Características e Requisitos Técnicos Específicos.
[3] Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA CTEEP) – Departamento de Operação, Estudo da Temporada Verão 2018/2019. Nº TOPEE_18_075.
[4] Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (ISA CTEEP) – Departamento de Planejamento Integrado de Ativos, Proposta de Reforços para o Sistema do Litoral Norte de São Paulo. Nº EP-RT-BAT-01.
[5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão – Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Regiões Norte e Noroeste.
[6] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Banco de Preços ANEEL Junho/2017.

16.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcos Rodolfo Cavalheiro (*)
Engenheiro Eletricista
Universidade São Francisco, Itatiba
Cargo Atual: Engenheiro Sr. Estudos Operação e Proteção
Divisão de Análise da Operação
ISA CTEEP-Brasil

Victor Makida Nakashima
Engenheiro Eletricista
Universidade de São Paulo, São Carlos
Cargo Atual: Engenheiro Jr. de Estudos e Expansão
Divisão de Planejamento Integrado de Ativos
ISA CTEEP – Brasil.

Mariana Nunes de Oliveira
Engenheira Eletricista
Universidade de Brasília, Brasília
Cargo atual: Engenheira Jr. Projetos de Subestações
Divisão de Soluções Inovadoras
ISA CTEEP - Brasil

Ramón Alberto León Cadela
Engenheiro Eletricista,
Universidad Tecnológica de Bolívar
Mestrado em Engenharia Elétrica, Iowa State University, USA
Cargo atual: Especialista Proyectos Corporativos
Divisão de Vicepresidencia Transporte de Energia
ISA - Colômbia

Edison Cardona Rendón
Engenheiro Eletricista
Universidade Nacional da Colômbia
Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, University of Wisconsin, USA
Cargo atual: Engenheiro Especialista em Estudos

XM - Colômbia