

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DIONEI DIONISIO DE CAMPOS

**ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO ORGANON NO
PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS: UM
ESTUDO DE CASO PARA O SUBSISTEMA SUL**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DIONEI DIONISIO DE CAMPOS

**ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO ORGANON NO
PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS: UM
ESTUDO DE CASO PARA O SUBSISTEMA SUL**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Campos, Dionei Dionisio de
ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO ORGANON NO PLANEJAMENTO INTEGRADO
DE RECURSOS ENERGÉTICOS: UM ESTUDO DE CASO PARA O SUBSISTEMA
SUL / Dionei Dionisio de Campos; orientação
de Everthon Taghori Sica. - Florianópolis, SC,
2022.

104 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos.
 2. Subsistema Sul. 3. Organon. 4. Região de Segurança.
- I. Sica, Everthon Taghori. II. Instituto Federal de
Santa Catarina. III. ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO ORGANON
NO PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS: UM
ESTUDO DE CASO PARA O SUBSISTEMA SUL.

**ANÁLISE DE APLICAÇÃO DO ORGANON NO PLANEJAMENTO INTEGRADO
DE RECURSOS ENERGÉTICOS: UM ESTUDO DE CASO PARA O SUBSISTEMA
SUL**

DIONEI DIONISIO DE CAMPOS

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 12 de dezembro, 2022.

Banca Examinadora:



Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.



Prof. Anésio Felipe Zettune, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina



Eng. Fábio Ornellas De Araújo, Me. Eng.
Operador Nacional do Sistema Elétrico

AGRADECIMENTOS

Gostaria agradecer à minha família, principalmente aos meus pais Dionísio e Regina, por sempre estarem ao meu lado quando foi preciso. Agradeço minha namorada e meus amigos, por me ajudarem e terem compreensão quando tive que adiar ou faltar encontros para focar nos estudos.

Agradeço meu orientador Everthon Taghori Sica pelos ensinamentos e paciência para me direcionar ao tema escolhido. Também agradeço meus amigos e colegas de turno, por aceitarem inversões de turno para que eu não perdesse aulas ou provas.

Agradeço ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a gerência do Centro de Operação do Sistema Regional Sul por disponibilizar o Organon para a realização deste trabalho. Por fim, agradeço aos colegas do ONS que me ensinaram a realizar as simulações no *software* e sanaram várias dúvidas, em especial ao Fábio Ornellas De Araújo.

RESUMO

Entregar energia elétrica com qualidade para a sociedade é uma das funções que um engenheiro eletricista que trabalha com sistemas de energia deve realizar, sendo que a execução de estudos por meio de *softwares* é uma das formas que permite ao engenheiro verificar possíveis problemas futuros, possibilitando implementar soluções para evitar transtornos para a sociedade. O presente trabalho consiste em estudos sobre Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIR) no subsistema Sul, utilizando o *software* Organon para realizar simulações que visam analisar as alternativas energéticas de oferta e de demanda e a segurança nas interligações do subsistema estudado. Para dar embasamento teórico é discorrido sobre os conceitos de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos, como os recursos energéticos primários e secundários, os recursos energéticos distribuídos, a complementaridade energética, as restrições de geração e a modelagem da demanda. Também é apresentado o *software* Organon, destacando a funcionalidade de gerar regiões de segurança, além de como pode ser utilizado para o planejamento energético integrado e para a operação eletroenergética. Já para situar o tema no subsistema Sul, destacam-se as principais peculiaridades e características elétricas e energéticas desse subsistema. E, utilizando uma metodologia científica-exploratória e indutiva, serão apresentadas possíveis hipóteses ligadas ao Planejamento Integrado de Recursos Energéticos, realizando análises dos estudos de caso por meio do Organon.

Palavras-chave: Planejamento Integrado de Recursos Energéticos. Subsistema Sul. Organon. Região de Segurança.

ABSTRACT

Providing quality electrical energy to society is one of the functions that an electrical engineer who works with power systems must perform, and the execution of studies through softwares is one of the ways that allows the engineer to verify possible future problems, implementing solutions to avoid inconvenience to the society. The present work consists of studies about Integrated Energy Resource Planning (IRP) in the South subsystem, using the Organon software to perform simulations that aim to analyze the energy supply and demand alternatives and the security in the interconnections of the studied subsystem. To provide a theoretical basis, the concepts of Integrated Energy Resource Planning are discussed, such as primary and secondary energy resources, energy complementarity, generation constraints, and demand modeling and projection. The Organon software is also presented, highlighting the functionality of generating safety regions, besides how it can be used for integrated energy planning and for electro-energy operation. As for placing the theme in the South subsystem, the main electrical and energetic peculiarities and characteristics of this subsystem are highlighted. And using a scientific-exploratory and inductive methodology, possible hypotheses related to the Integrated Energy Resource Planning will be presented, performing analysis of case studies through Organon.

Keywords: Integrated Energy Resource Planning. South Subsystem. Organon. Security Region.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Visão do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos	21
Figura 2 - Fluxo de energia	22
Figura 3 - Matriz Energética Brasileira	23
Figura 4 - Matriz Elétrica Brasileira	23
Figura 5 - Sistemas elétricos: presente e futuro	25
Figura 6 - Tipos de Eficiência Energética	27
Figura 7 - Conceito de complementaridade energética	32
Figura 8 - Sistema híbrido flutuante solar fotovoltaico - hidrelétrico	33
Figura 9 - Resumo das restrições usinas e conjuntos eólicos	35
Figura 10 – Projeção tridimensional da região de segurança	41
Figura 11 – Exemplo de nomograma para região de segurança	41
Figura 12 – Subsistemas do SIN	45
Figura 13 - Linhas de transmissão e Subestações no subsistema Sul	46
Figura 14 - Intercâmbios e geração no subsistema Sul no dia 20/11/2022	47
Figura 15 - Períodos de carga do subsistema Sul	49
Figura 16 - Limites de carregamento da LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1	50
Figura 17 - Controle de carregamento da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 ou C2	52
Figura 18 - Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2	54
Figura 19 - Controle de carregamento da LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1	56
Figura 20 - Região metropolitana de Curitiba Webmap EPE	58
Figura 21 - Número de indústrias extrativistas ou de transformação Paraná	59
Figura 22 - Complexo eólicoelétrico <i>offshore</i> de Águas Claras	60
Figura 23 - Subestações próximas às cidades de Capão da Canoa e Xangrilá	61
Figura 24 - Localização dos aerogeradores Complexo Eólico Lagunar	63
Figura 25 - Subestações próximas à cidade de Laguna	64
Figura 26 - Região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min	66
Figura 27 - Ponto de operação na região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min	67
Figura 28 – Eventual contingência da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1 na região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min	68
Figura 29 - Sobrecarga na LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1 na contingência da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1	69

Figura 30 - Fronteira entre áreas com e sem sobrecarga na região de segurança RS em 01/09/2022 às 13h12min.....	70
Figura 31 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min.....	71
Figura 32 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com redespacho de geração	73
Figura 33 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW.....	74
Figura 34 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW contingência.....	75
Figura 35 - Sobrecarga na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 na eventual contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1	76
Figura 36 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW e redução em GRL	77
Figura 37 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW e redução em GRL contingência	78
Figura 38 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min.....	80
Figura 39 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min após inserção de 370 MW de geração <i>offshore</i>	81
Figura 40 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min na eventual contingência da LT 230 kV Osório 2 / Taquara.....	82
Figura 41 - Sobrecarga na LT 230 kV Fibraplac / Osório 2 na eventual contingência da LT 230 kV Osório 2 / Taquara.....	83
Figura 42 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min após inserção de 375 MW de geração <i>offshore</i>	84
Figura 43 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min.....	85
Figura 44 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração	87
Figura 45 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração contorno de critério dinâmico.....	88
Figura 46 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração e incremento de carga.....	89
Figura 47 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min atuação de esquema especial	90
Figura 48 - Atuação do esquema especial	91
Figura 49 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min atuação de esquema especial e contingência próxima	92

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança do Rio Grande do Sul	67
Quadro 2 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança do Paraná	72
Quadro 3 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança de Santa Catarina	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Complexo Eólico Lagunar	62
Tabela 2 - Carga na região metropolitana de Curitiba.....	73
Tabela 3 - Parques eólicos próximos a SE Atlântida 2.....	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BTA	Bateias
CCO	Campo Comprido
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COSR	Centro de Operação do Sistema Regional
COSR-S	Centro de Operação do Sistema Regional Sul
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CVU	Custo Variável Unitário
Cx	Circuito x (1, 2 ou 3) de uma Linha de Transmissão
DSA	<i>Dynamic Security Assessment</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Centrais Geradoras Eólicas
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GLO	Gerenciamento pelo Lado da Oferta
GRL	Gralha Azul
HPPA	<i>High Performance Power Systems Applications</i>
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Mega Watts
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

P	Potência Ativa
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PEL	Plano da Operação Elétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos Energéticos
PNE	Plano Nacional de Energia
PR	Paraná
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RS	Rio Grande do Sul
RTP	<i>Real-time pricing</i>
SC	Santa Catarina
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
TOU	<i>Time-of-use</i>
UDV	<i>User Defined Variable</i>
UFV	Centrais Geradoras Solar Fotovoltaicas
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
VSA	<i>Voltage Stability Assessment</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	17
1.3	Objetivo Geral.....	18
1.4	Objetivos Específicos	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS	20
2.1	Recursos Energéticos Primários e Secundários	22
2.2	Recursos Energéticos Distribuídos	24
2.2.1	Eficiência Energética.....	25
2.2.2	Resposta da Demanda	28
2.2.3	Armazenamento de Energia.....	30
2.3	Complementaridade energética.....	31
2.4	<i>Curtailment-off e constrained-off</i> em fontes renováveis eolioelétricas	34
2.5	Modelagem e Projeção da Demanda	36
2.5.1	Top-Down.....	36
2.5.2	Bottom-up.....	37
2.6	Conclusão.....	37
3	SOFTWARE ORGANON COMO FERRAMENTA DE PLANEJAMENTO	39
3.1	O Software	39
3.2	Região de Segurança Organon.....	40
3.3	Uso no Planejamento Integrado Energético	43
3.4	Uso na Operação Eletroenergética.....	43
3.5	Conclusão.....	44
4	CENÁRIOS HIPOTÉTICOS E SIMULAÇÕES.....	45
4.1	Caracterização do Subsistema Sul.....	45
4.1.1	Patamares de carga no subsistema Sul.....	48
4.1.2	Procedimentos de Rede – Cadastros e Instruções de Operação	49
4.1.2.1	<i>Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos</i>	<i>50</i>
4.1.2.2	<i>Instruções de Operação Normal</i>	<i>51</i>
4.1.2.3	<i>Instruções de Esquemas Especiais</i>	<i>53</i>
4.2	Hipóteses.....	55
4.2.1	Usinas solares fotovoltaicas flutuantes como complementaridade energética	55
4.2.2	Resposta da demanda	57
4.2.3	Crescimento da geração eolioelétrica <i>Offshore</i> e <i>Onshore</i> – <i>curtailment-off</i> e <i>constrained-off</i>	59
4.2.3.1	<i>Offshore no Rio Grande do Sul.....</i>	<i>59</i>
4.2.3.2	<i>Onshore em Santa Catarina.....</i>	<i>61</i>
4.3	Resultados e Simulações	64
4.3.1	Usinas solares fotovoltaicas flutuantes como complementaridade energética	65
4.3.2	Resposta da demanda	71
4.3.3	Crescimento da geração eolioelétrica <i>Offshore</i> e <i>Onshore</i> – <i>curtailment-off</i> e <i>constrained-off</i>	78

4.3.3.1	<i>Offshore no Rio Grande do Sul</i>	78
4.3.3.2	<i>Onshore em Santa Catarina</i>	85
4.4	Conclusão	92
5	CONCLUSÃO	94
	REFERÊNCIAS	96

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) está em constante expansão, seja devido aos novos empreendimentos de geração ou devido ao crescimento de carga (industrial e residencial), sendo que para escoar a energia gerada ou atender a demanda solicitada, são utilizadas subestações e linhas de transmissão. Conforme destaca o Ministério de Minas e Energia (MME, 2022a), apenas no mês de março de 2022 entraram em operação 347 MW de geração, 409 km de linhas de transmissão e subestações com 2898 MVA de capacidade.

Para coordenar e operar esses empreendimentos existe o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), uma associação sem fins lucrativos criada em 1998, fiscalizada e regulada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que tem como principal objetivo manter o suprimento de energia elétrica em todo território nacional, com segurança e de forma otimizada, além de contribuir para que a expansão do SIN (Sistema Interligado Nacional) seja feita com menor custo e com as melhores condições operacionais (ONS, 2022a). O ONS possui quatro Centros de Operação do Sistema Regionais (COSR): Sul, Sudeste, Norte/Centro-Oeste e Nordeste. E, um Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) (ONS, 2022b).

Um dos pontos relevantes na coordenação e operação do SIN é a segurança. Destarte, o ONS realiza estudos tanto pré-operacionais, quanto em tempo real para que não tenha riscos de corte de carga durante a operação normal ou em contingências. No tempo real, a monitoração da segurança é fundamental, então os programas computacionais disponíveis analisam automaticamente o sistema de forma estática e dinâmica, verificando os riscos relacionados as contingências e disponibilizando-os por meio de listas ou diagramas. Um desses programas é o Organon, sistema da HPPA (*High Performance Power Systems Applications*) Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia LTDA., que permite realizar análises estáticas e dinâmicas para possíveis contingências (ONS, 2022c).

1.1 Justificativa

Atualmente, a matriz energética brasileira é composta na maior parte por fontes renováveis em cerca de 83,28%, sendo 58,50% referentes à fonte hidráulica,

8,79% de biomassa, 12,33% de eólica, 3,67% de solar (ANEEL, 2022a). Esse cenário se formou devido à grande capacidade de geração hídrica e ao aumento significativo da capacidade instalada de energias renováveis intermitentes (solares fotovoltaicas e eólicas), acentuado devido aos incentivos como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), os leilões de Energia de Reserva, a redução do pagamento das Tarifas de Usos dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, além dos incentivos à geração distribuída (MORAIS, 2022).

Além da expansão de geração por fontes renováveis, o crescimento da carga no país também é contínuo. De acordo com EPE (2022a), apenas no mês de maio de 2022 o consumo nacional de energia elétrica foi 41.999 GWh, 3% a mais do que no mesmo mês em 2021. Dessa forma, é necessário analisar os impactos e restrições causadas no sistema elétrico após a inclusão de possíveis novos empreendimentos de geração e do próprio crescimento de carga. Para Elgerd (1976), o objetivo de um sistema de energia elétrica é simplesmente gerar energia elétrica em quantidade suficiente no local mais adequado, transmiti-la em grandes quantidades aos centros de carga e depois distribuí-la aos clientes individuais de forma adequada, com qualidade e ao menor preço ecológico e econômico possível. E, de acordo com Santos (2010), um sistema de energia elétrica básico deve atender todos os requisitos de qualidade para suprir a demanda exigida pelos consumidores, para isso é necessário ter: frequência constante, tensão constante e elevada confiabilidade.

Assim, ao realizar simulações visando a segurança do sistema considerando o incremento de carga e de geração, é possível analisar se todas as condicionantes de qualidade de fornecimento de energia vão estar atendidas. Sendo que o tema em questão é de suma importância para sociedade, principalmente para as unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais conectadas nas subestações das interligações (linhas de transmissão e/ou transformadores) analisadas, já que a análise de segurança sistêmica previne possíveis cortes de carga. Os cortes de carga podem afetar inúmeros consumidores, deixando-os sem energia elétrica e provocando perdas intangíveis, pois atualmente a eletricidade é fundamental em nossas vidas promovendo conforto e gerando empregos de forma direta e indireta.

1.2 Definição do Problema

Embora a expansão da geração por fontes renováveis no SEB pareça constante, ela pode ser limitada pela falta da margem de escoamento de energia nas linhas de transmissão. Dessa forma, eventos de *constrained-off* (restrições de geração) e *curtailment-off* (cortes de geração) nessas fontes se tornam cada vez mais comuns (ONS, 2022d), sendo necessário analisar o impacto deste crescimento na rede de operação e verificar a necessidade de melhorias antes da adição de novos empreendimentos ao SIN.

O ONS já faz uma análise semelhante para todos os subsistemas, utilizando ferramentas computacionais, como o Organon e alguns programas do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) como o ANATEM e o ANAREDE, tendo como resultado o Plano de Planejamento de Médio Prazo do SIN (ONS, 2022c). Esse plano é elaborado anualmente e consiste em um documento que resulta no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e no Plano da Operação Elétrica (PEL), ambos indicam melhorias a serem realizadas no SIN. Um exemplo de publicação recente é o Sumário Executivo do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN, PAR/PEL 2020 (horizonte 2021-2025), com os principais destaques definidos pelo ONS (2022e) conforme:

Para os dois primeiros anos do ciclo, 2021-2022, o documento indica soluções e/ou medidas operativas, tais como: a necessidade de instalação de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), alterações na configuração da rede ou o despacho de geração térmica por restrições elétricas. Para os demais anos, ou seja, entre 2023 e 2025, a edição traz uma análise voltada à adequação do cronograma de obras e identifica quais empreendimentos que, já determinados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), devem sofrer alteração da data de necessidade ou até mesmo uma recomendação para a EPE definir uma nova solução estrutural. (ONS, 2022e, p.1)

Entretanto, diferente do PAR e PEL, neste trabalho serão utilizadas as regiões de segurança do Organon para análise do sistema, recurso muito usado em tempo real e que permite excursionar o sistema até o limite de segurança dinâmica e estática. Para tal análise, serão utilizadas as regiões de segurança do subsistema Sul, definidas nos Procedimentos de Rede do ONS, no submódulo 5.11: Cadastro de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real (ONS, 2022f). Dessa forma, a proposta deste trabalho é utilizar o Organon para implementar alternativas ligadas ao Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIR) que poderão vir a ocorrer em locais estratégicos do SIN. E, em seguida, também com o auxílio do Organon analisar

o sistema e questionar: após a implementação das hipóteses o sistema permanece em segurança?

1.3 Objetivo Geral

Analisar alternativas de planejamento integrado de recursos energéticos, condicionados pela segurança das interligações do subsistema Sul, considerando complementaridade energética por fontes renováveis, resposta da demanda e situações de escoamento energético em linhas de transmissão para evitar *curtailment-off* e *constrained-off*.

1.4 Objetivos Específicos

Para alcançar e contextualizar o objetivo geral serão necessários os seguintes passos:

- a) apresentar os conceitos de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos pertinentes às peculiaridades da demanda e da oferta de serviços energéticos para o subsistema Sul;
- b) apresentar e demonstrar a utilização do *software* Organon como forma de planejamento energético e de operação eletroenergética;
- c) apresentar e caracterizar eletricamente e energeticamente o subsistema Sul e os condicionantes do SIN para este subsistema;
- d) implementar estudos de caso, considerando situações hipotéticas de comportamento da carga demandada, da oferta complementar e da disponibilidade de recursos energéticos primários.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos. O primeiro capítulo é introdutório, são apresentados os objetivos, justificativas e a definição do problema.

O segundo capítulo apresenta o Planejamento Integrado de Recurso Energéticos, explicitando o que é e alguns dos conceitos relacionados ao tema que foram incorporados nas hipóteses, como os recursos energéticos distribuídos, complementaridade energética e *constrained-off* em eolioelétricas. Em seguida no capítulo 3, elucida-se o *software* Organon, destacando as principais funções que serão utilizadas, e como o *software* pode ser utilizado para planejamento integrado energético e operação eletroenergética. No capítulo 4, são apresentados os cenários hipotéticos e as simulações, caracterizando o subsistema Sul, expondo a área de controle, com as principais particularidades e alguns dos Procedimentos Rede que foram utilizados para basear as hipóteses. Também, é apresentado cada hipótese e na sequência os resultados obtidos com as simulações no Organon.

No último capítulo é feita conclusão final do trabalho, destacando possíveis soluções para os problemas encontrados. Por fim, é realizada a apresentação das referências utilizadas.

2 PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS

De acordo com Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018), devido aos impactos ambientais gerados por fontes poluentes, associados com a importância da energia para humanidade, emergiu a necessidade de encontrar soluções para fornecer energia de forma menos custosa, que agredisse menos o meio ambiente e condicionadas as taxas de recomposição do capital natural energético utilizado para produção de energia elétrica. Assim, surgiu o Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIR), sendo definido como:

[...] [PIR] é o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de gerenciamento do lado da demanda para fornecer serviços de energia a custo mínimo, incluindo custos sociais e ambientais. Esse tipo de planejamento incorpora o esforço de se contabilizar o potencial de recursos em melhorias do uso de energia com o mesmo rigor empregado para se inventariar os recursos de oferta de energia. (JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018, p. 20)

Já para Udaeta (1997) PIR é um processo que verifica todas as opções reais de serem realizadas para um determinado local e horizonte, selecionando aquelas com maior sustentabilidade socioeconômica. Desse modo, dependendo do ponto de vista do observador, o significado de PIR pode mudar, por exemplo:

- a) para o governo: criação de empregos, conservação/preservação do meio ambiente, reconhecimento internacional, novas técnicas e tecnologias;
- b) para a concessionária: baixo custo operacional, tarifas mais baixas e satisfação do consumidor; e
- c) para o consumidor: construções mais módicas, maior renda, maior conforto e segurança.

Em resumo, o PIR tem o objetivo de verificar alternativas tanto do lado da oferta, quanto da demanda, apontando maneiras de suprir uma futura demanda, de forma sustentável, segura e com custos que equilibram o interesse dos grupos afetados (UDAETA, 1997; JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018).

A aplicação do PIR vai desde GLD [Gerenciamento pelo Lado da Demanda] e GLO [Gerenciamento pelo Lado da Oferta], até as atividades de transmissão e distribuição de energia. Buscando integrar o uso eficiente da energia, causando efeitos econômicos, de segurança, no meio ambiente e sociedade. O PIR pode ser aplicado tanto a recursos energéticos, como as principais fontes primárias de energia (sol, água, vento, etc), no caso do GLD,

até programas de incentivo a eficiência energética como o PROCEL, e programas de incentivo a geração de energia elétrica por fontes alternativas, como PROINFA. (PAULI, 2018, p.23)

A Figura 1 apresenta uma visão geral do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos.

Figura 1 - Visão do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos



Fonte: Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Por meio da Figura 1 é possível verificar alguns elementos relacionados ao PIR, como os recursos de demanda e de oferta. Dessa forma, serão apresentados conceitos sobre fontes primárias e secundárias, recursos energéticos, serviços energéticos, modelagem e projeção da demanda, os quais são assuntos que servem de base para tomar decisões durante o planejamento integrado de recursos energéticos.

2.1 Recursos Energéticos Primários e Secundários

Dentro dos recursos pelo lado da oferta, destacam-se os recursos primários e secundários. O recurso primário é a energia encontrada na natureza que não foi submetida a qualquer processo de conversão ou transformação. São exemplos de recurso primário: combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), biomassas, energia geotérmica, energia de ondas e marés, energia hidráulica, energia solar, eólica e energia nuclear. Já o recurso secundário é fruto do recurso primário por processo de conversão ou transformação. São exemplos de recursos secundários: energia elétrica, gasolina, óleo diesel e o calor (JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018). A Figura 2 ilustra o fluxo de energia a partir das fontes primárias até alcançar o uso final.

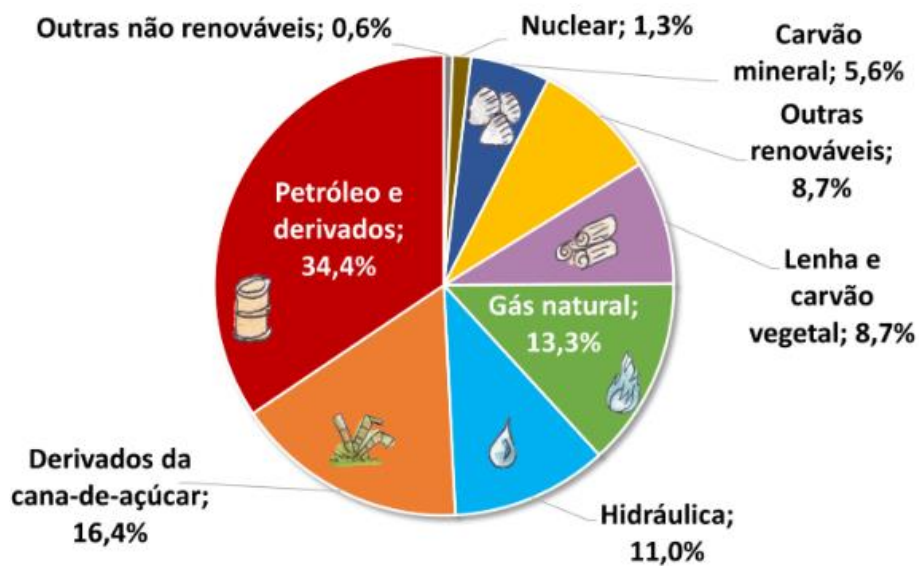
Figura 2 - Fluxo de energia



Fonte: Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

De acordo com (EPE, 2022b), no ano de 2021 a matriz energética brasileira, composta por fontes usadas para fins além da eletricidade, como gasolina e gás cozinha, foi formada por 44,8% de fontes renováveis, sendo 16,4% de derivados de cana-de-açúcar, 11% hidráulica, 8,7% de lenha e carvão vegetal e 8,7% de outras renováveis, como mostra a Figura 3.

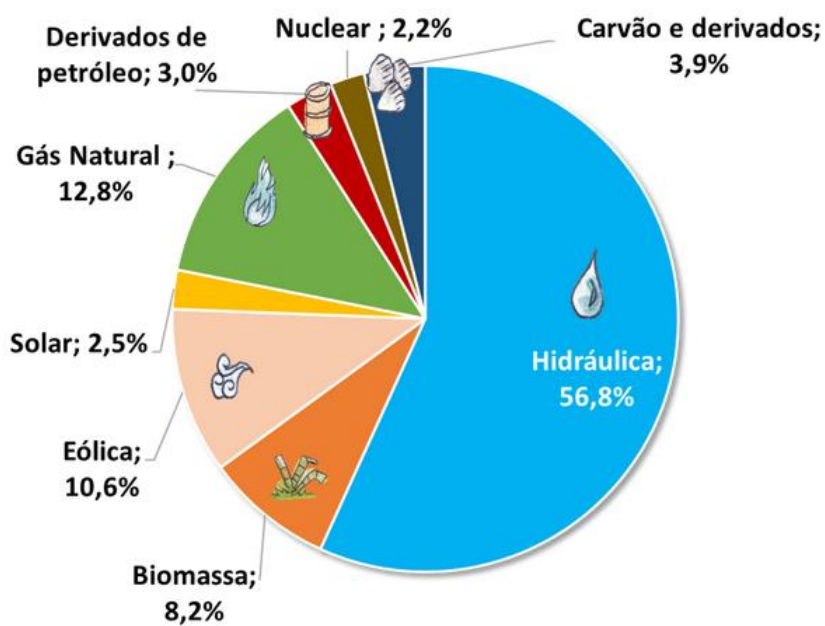
Figura 3 - Matriz Energética Brasileira



Fonte: EPE (2022b).

Já a matriz elétrica brasileira, composta por fontes apenas para gerar eletricidade, em 2021 foi formada por 78,1% de fontes renováveis, sendo 56,8% de hidráulicas, 8,2% de biomassa, 10,6% de eólica e 2,5% de solar, como mostra a Figura 4.

Figura 4 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: EPE (2022b).

2.2 Recursos Energéticos Distribuídos

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018) define Recursos Energéticos Distribuídos como:

Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou *Distributed Energy Resources* – DER em inglês) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Adicionalmente, com frequência essa definição vem se ampliando para abarcar ainda eficiência energética, resposta da demanda (RD) e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). (EPE, 2018, p. 4)

E de acordo com Bradford, Hoskins e Welton (2013) nos RED estão inclusos:

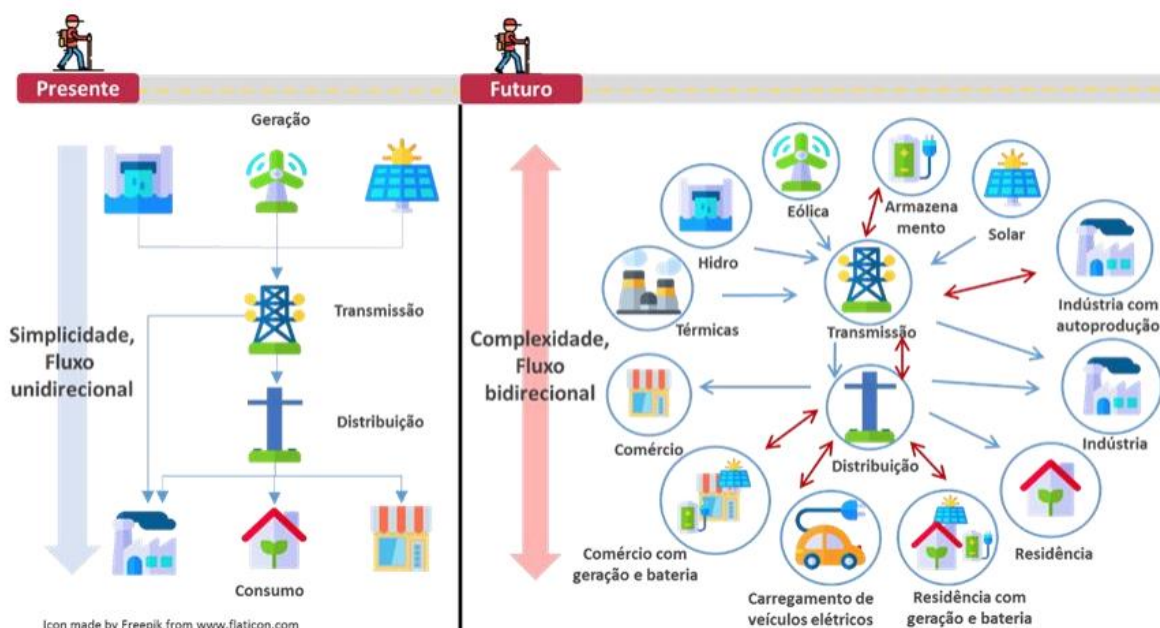
- a) eficiência energética;
- b) resposta da demanda;
- c) armazenamento de energia; e
- d) geração distribuída.

Que de acordo com FGV Energia (2016, p. 8) “do ponto de vista da operação da rede, esses recursos levam de modo geral ao mesmo resultado: eles reduzem ou transformam a carga que a rede precisa atender”, desta forma é necessário realizar um estudo de planejamento para saber como deverá ser atendida a carga no futuro. A EPE, empresa responsável por elaborar estudos de planejamento no setor energético brasileiro (EPE, 2022c), vê os Recursos Energéticos Distribuídos como algo que interrompe ou transforma o funcionamento normal do setor energético mundial. Sendo que a empresa elaborou um documento de apoio para o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2019a), este documento contempla projeções de três RED: micro e minigeração distribuída, veículos elétricos e eficiência energética.

Na perspectiva do planejamento, a inserção dos RED implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e sobre a composição da matriz de energia futura. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição (EPE, 2019a, p. 5).

A Figura 5 tem o objetivo de ilustrar o sistema elétrico presente (até 2019) e a projeção para o futuro.

Figura 5 - Sistemas elétricos: presente e futuro



Fonte: EPE (2019a).

Por meio da Figura 5 é possível verificar a projeção do aumento de geração distribuída, participação de armazenamentos e a inserção de veículos elétricos na matriz energética. Além disso, destaca-se na Figura 5 o fluxo bidirecional entre distribuição e carga, sendo que dependendo do período do dia, uma determinada região pode estar fornecendo energia elétrica para o sistema ou consumindo.

2.2.1 Eficiência Energética

Eficiência energética significa usar menos energia para fornecer o mesmo serviço energético. Por exemplo, uma lâmpada fluorescente compacta é mais eficiente que uma lâmpada incandescente tradicional, pois usa muito menos energia elétrica para produzir a mesma quantidade de serviço energético – a luz (NAPP *et al.*, 2012). E, na maioria das vezes, a eficiência energética é mais barata que produzir energia, sendo que o custo para conservar 1 kWh de energia é mais barato do que produzi-lo (JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018).

No âmbito dos estudos do PNE [Plano Nacional de Energia] 2050, estima-se que no cenário “desafio da expansão”, os ganhos de eficiência elétrica contribuam para reduzir a necessidade de 321 TWh de consumo de

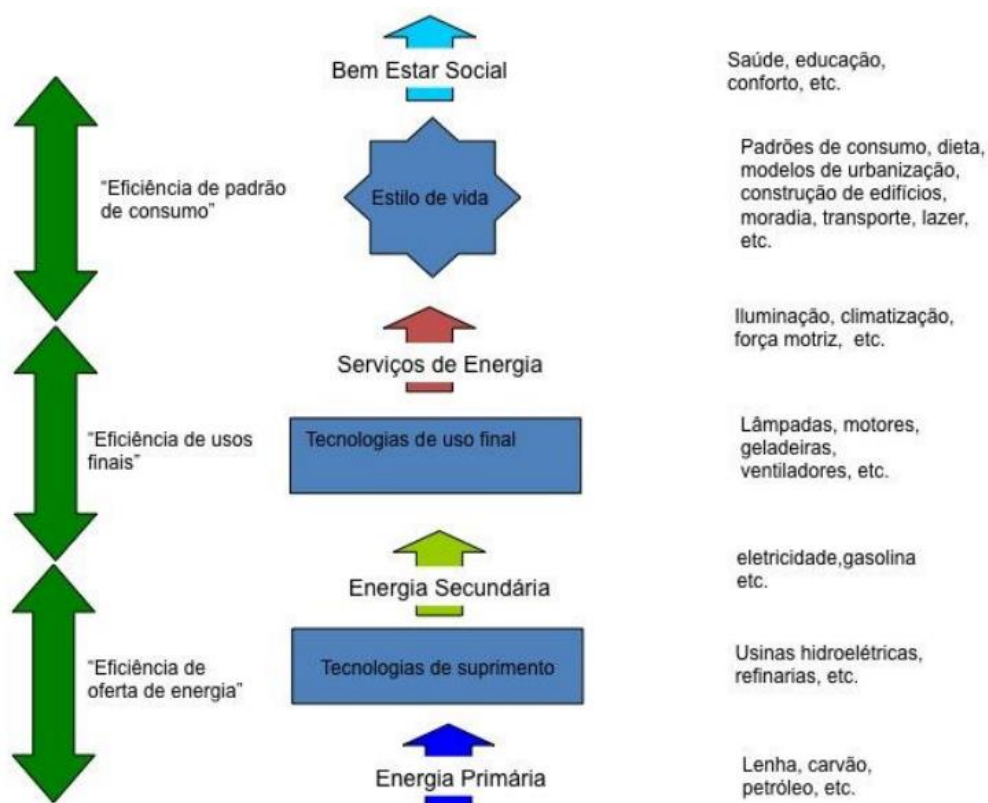
eletricidade (cerca de 17% do consumo total) em 2050, o que corresponderia a evitar mais de duas vezes o consumo de energia do setor industrial brasileiro em 2019 ou ainda, evitar a necessidade de expansão de capacidade instalada de geração equivalente a mais de 2,5 usinas de Itaipu em sua capacidade total (partes brasileira e paraguaia) (EPE; MME, 2020, p. 152).

Conforme Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018), pode-se dividir a eficiência energética em três tipos:

- a) eficiência pelo lado da oferta: onde os produtores de energia naturalmente tendem a produzir da forma mais eficiente para obterem lucro pela venda;
- b) eficiência de usos finais: também chamada de eficiência pelo lado da demanda, baseada na troca de equipamentos por outros mais eficientes;
- c) eficiência de padrão de consumo: influenciada pelos comportamentos dos consumidores, estes que vão decidir se vão comprar os equipamentos e como usá-los, o padrão de consumo e estilo vida influenciam.

A Figura 6 ilustra o fluxo de energia desde a energia primária ao bem-estar social, destacando os tipos de eficiência energética mencionados.

Figura 6 - Tipos de Eficiência Energética



Fonte: Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Para a FGV Energia (2016), a eficiência energética pelo lado da demanda oferece um retorno maior para a redução do consumo de energia por um longo período. E, com o avanço de programas nesse tema, pode-se reduzir investimentos em linhas de transmissão e na área de geração de energia elétrica. O Brasil já possui um Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL, 2022), criado em 1985, com o objetivo de “promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício” (PROCEL, 2022, p. 1).

As ações do Procel contribuem para o aumento da eficiência dos bens e serviços, para o desenvolvimento de hábitos e conhecimentos sobre o consumo eficiente da energia e, além disso, postergam os investimentos no setor elétrico, mitigando, assim, os impactos ambientais e colaborando para um Brasil mais sustentável (PROCEL, 2022, p. 1).

Produtos como o selo Procel que facilita a escolha do cliente por equipamentos mais eficientes e Procel Edifica que classifica eficiência energética de edificações, são algumas das ações promovidas pelo programa. Entretanto, a troca de um equipamento por um mais eficiente, não costuma ser feita de forma espontânea

pelos consumidores. Dessa forma, é necessário incentivos para a população, como a Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000, referente ao Programa de Eficiência Energética que obriga as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica a aplicar anualmente o montante de no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final (Brasil, 2000).

A quantidade de benefícios associados a eficiência energética é enorme, podendo se resumir em: economia de energia; redução de demanda de pico; redução das perdas de transmissão; custo evitado de construção de usinas; custo evitado de construção de transmissão e distribuição; reduções de gases do efeito estufa; aumento da segurança energética; redução de preços; criação de postos de trabalho; benefícios à saúde; melhoria da segurança e conforto dos consumidores; melhoria da qualidade do ar local; aumento da produção econômica; e aumento da competitividade do setor industrial (LUCAS, 2016).

2.2.2 Resposta da Demanda

Da mesma forma que a eficiência energética pelo lado da demanda, a resposta da demanda tem o objetivo de estimular a redução no consumo de energia. Porém, diferente dos programas de eficiência energética, os programas de resposta da demanda mudam o comportamento do consumidor em relação ao consumo de energia, realizando reduções de curto prazo na demanda. Por exemplo, deslocar a carga para um horário em que o consumo de energia no sistema seja menor ou reduzir carga por solicitação do operador do sistema elétrico (ROWLES, 2017; FGV ENERGIA, 2016).

Os programas de resposta da demanda podem ser divididos em dois tipos: programas baseados em preços, que usam sinais de preços e tarifas para encorajar os consumidores a mudarem o consumo. E, programas baseados em incentivos, que monetizam a flexibilidade por meio de pagamentos diretos consumidores para mudarem a demanda (IEA, 2022). A seguir são elencados exemplos para cada programa (U.S.A., 2006):

a) Programas baseados em preços:

- *Real-time pricing* (RTP): o preço da eletricidade normalmente flutua de hora em hora, refletindo as mudanças no preço de atacado da eletricidade;
- *Time-of-use* (TOU): tarifa com diferentes preços para uso em intervalos de tempo, geralmente definidos para um dia de 24 horas;
- *Critical Peak Pricing* (CPP): híbrido entre TOU e RTP. Base na estrutura TOU, com substituição do preço de pico por um preço de evento muito mais alto sob condições específicas no sistema;

b) Programas baseados em incentivos:

- Controle direto de carga: nesse programa o operador da rede desliga remotamente os equipamentos elétricos do cliente participante;
- Interruptibilidade/Limitação de Serviço: oferecem desconto na tarifa ou crédito na fatura para os consumidores que concordaram em reduzir a carga durante contingências do sistema;
- Programas de emergência: proporcionam pagamentos aos clientes para reduções de carga durante os períodos de déficits de reservas;
- Ofertas de demanda: clientes ofertam ao sistema para reduzir o consumo de eletricidade com base nos preços do mercado de eletricidade ou equivalente;
- Programas de mercado de capacidade: cortes de carga são oferecidos pelos clientes como capacidade para substituir os recursos convencionais de geração;
- Programas de Mercado de Serviços Ancilares: os consumidores oferecem cortes de carga para operadores do sistema elétrico como reservas operacionais. Se a oferta for aceita, eles receberão o preço de mercado por se comprometerem a ficar de prontidão, caso haja necessidade de corte de carga;

Atualmente, no Brasil há programas baseados em preços, dois são destinados para consumidores de alta tensão como as tarifas azul e verde no grupo

A, e a tarifa branca para consumidores do grupo B (EPE, 2019b). E, um programa baseado em incentivos por meio da Resolução Normativa ANEEL n. 1.040, de 30 de agosto de 2022, que possibilita a oferta de redução de carga por consumidores habilitados como um recurso adicional para atender o SIN, contribuindo para a confiabilidade do sistema e a redução tarifária (ONS, 2022g).

Neste programa, os Agentes participantes realizam ofertas de redução de demanda, através de plataforma eletrônica disponibilizada pelo Operador, para a seguinte semana operativa. As ofertas selecionadas são acionadas pelo ONS para o dia seguinte do seu despacho e fazem parte do Programa Diária de Operação – PDO (ONS, 2022g, p1).

De acordo com EPE (2019b), a resposta da demanda gera benefícios ao sistema elétrico como: maior flexibilidade e confiabilidade; redução de gases poluentes devido ao não acionamento de termelétricas; diminuição de custos e investimentos com geração, transmissão e distribuição; diminuição da volatilidade de preços. Entretanto, conforme Muller (2016) para a execução dos programas de resposta da demanda um ponto relevante é a utilização de forma maciça de medidores inteligentes, que permitem a comunicação bilateral entre o consumidor e a concessionária de energia elétrica, facilitando a coleta de dados para comunicação remota e atualização para o consumidor sobre custos variáveis.

2.2.3 Armazenamento de Energia

De acordo com Dena (2016), com o aumento das energias renováveis na matriz energética, flexibilidades como o armazenamento de energia e gerenciamento da demanda ganham maior importância. Sendo que o armazenamento de energia cumpre o papel de compensar variações de geração e carga, substituindo usinas convencionais. Xuewei *et al.* (2020), por exemplo, realizaram uma análise da volatilidade da energia solar e eólica em uma região da China, com um intervalo de tempo de 10 a 15 minutos. E, propuseram uma configuração com sistema de armazenamento de energia para suavizar as possíveis flutuações de potência ativa. Dessa forma, aproveitaram as características de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia, para manter a potência de saída estável, reduzindo flutuações, melhorando a qualidade de energia e reduzindo os impactos no sistema elétrico.

Segundo a EPE e o MME (2020), é possível classificar os sistemas de armazenamento de energia de acordo com a natureza:

- a) armazenamento mecânico: usinas reversíveis, ar comprimido e sistemas de volante de inércia;
- b) armazenamento químico: hidrogênio e gás natural sintético;
- c) armazenamento elétrico: bobinas supercondutoras e supercapacitores;
- d) armazenamento eletroquímico: composto por baterias; e
- e) armazenamento térmico: ar liquefeito, bombas de calor e sais fundidos.

Entre os sistemas citados, o armazenamento por usinas reversíveis é o tipo de tecnologia mais utilizada, com uma capacidade total instalada de 160 GW em 2021 e em 2020 representou 90% do armazenamento global em eletricidade. Em segundo lugar, as baterias que são o tipo mais escolhido em escala de rede, com um forte crescimento nos últimos anos (IEA, 2022). Esse crescente aumento das baterias, deve-se principalmente pelo avanço da tecnologia e pela sua atratividade, pois possui possibilidade de ser implementada próximo aos consumidores (FGV ENERGIA, 2016).

2.3 Complementaridade energética

De acordo com Collins (2022) complementaridade é um estado ou sistema que envolve componentes complementares, ou seja, componentes que são diferentes umas das outras, mas fazem uma boa combinação. E, conforme Jurasz *et al.* (2020), no contexto das fontes de energia renováveis variáveis (eólica, solar e hídrica), a complementaridade deve ser entendida como a capacidade destas fontes trabalharem de forma complementar (eólica-solar, solar-hídrica, solar-eólica-hídrica), podendo ser analisada de três diferentes formas:

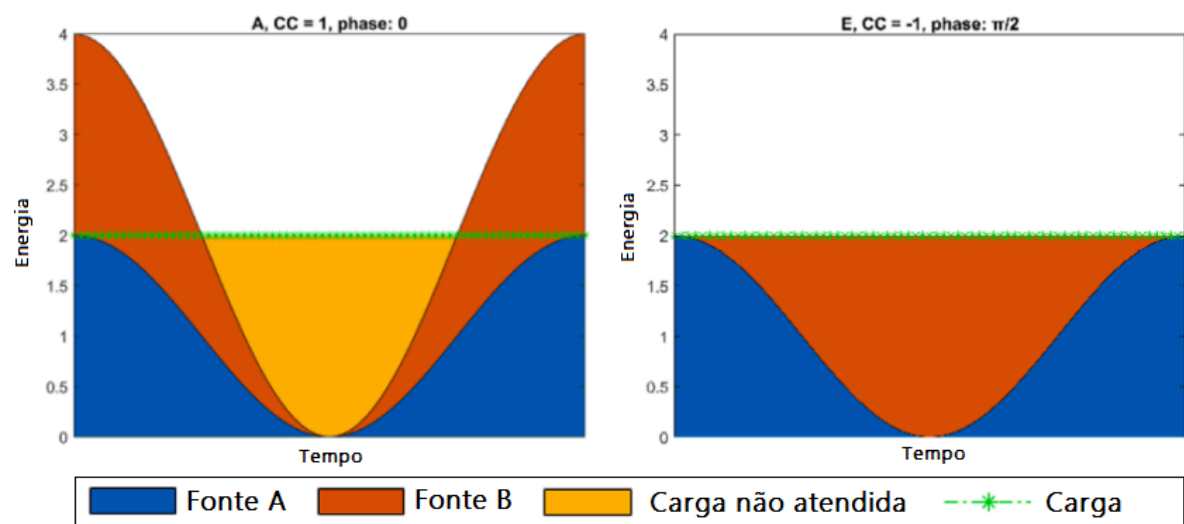
- a) Complementaridade temporal: fenômeno em que as fontes renováveis apresentam períodos de disponibilidade complementares no domínio do tempo na mesma região. Como exemplo, os padrões anuais de disponibilidade de energia eólica e solar na Europa, onde a eólica é

abundante no outono-inverno enquanto a solar é abundante no período primavera-verão;

- b) Complementaridade espacial: situação em que os recursos energéticos se complementam em determinada região. A falta de uma fonte em uma região é complementada por sua disponibilidade em outra ao mesmo tempo. Por exemplo, suavizar a geração eólicoelétrica com a distribuição espacial de aerogeradores;
- c) Complementaridade temporal e espacial: acontece simultaneamente nos domínios do tempo e do espaço. Por exemplo, o sistema elétrico brasileiro e seus recursos hidrelétricos, com a troca de energia pelas interligações entre os subsistemas.

A Figura 7 exemplifica o conceito de complementaridade energética para o atendimento de uma carga.

Figura 7 - Conceito de complementaridade energética

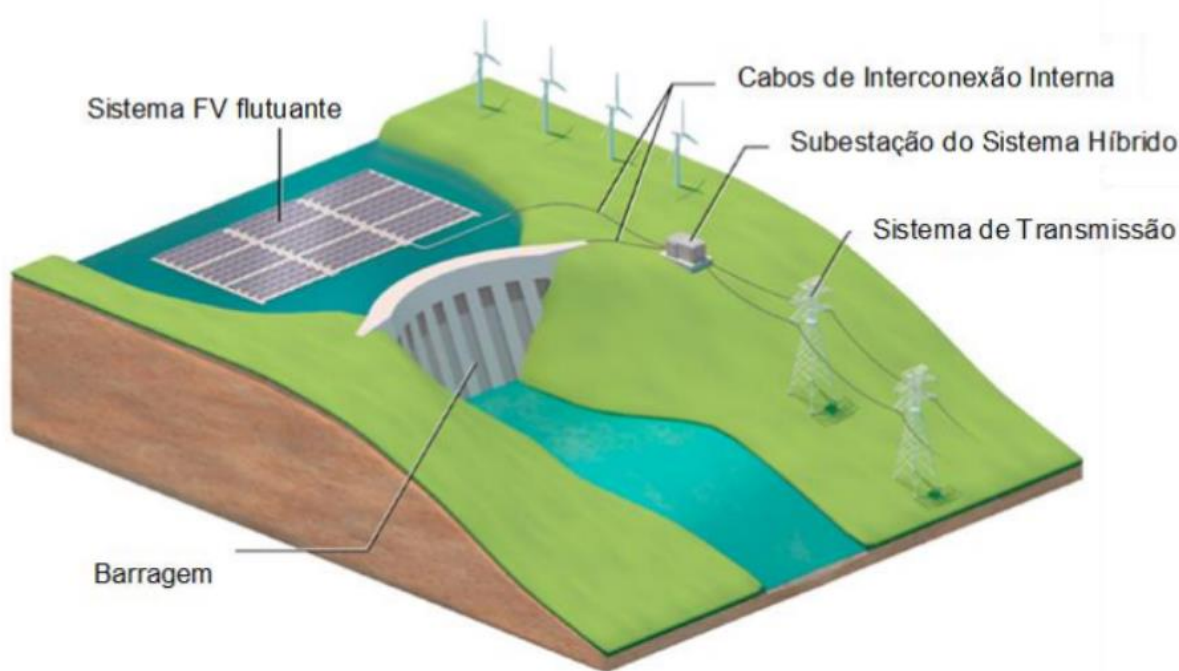


Fonte: Adaptado de Jurasz *et. al* (2020).

Da Figura 7 destaca-se que dependendo de como distribuída a energia de cada fonte no tempo, é possível ou não, atender uma determinada carga. Baseando-se no conceito de complementaridade energética, Lee *et. al* (2020) propuseram a

análise de um sistema híbrido flutuante solar fotovoltaico (FV) – hidrelétrico (Figura 8). Nesse sistema se utiliza o reservatório da hidrelétrica para alocar os painéis fotovoltaicos, sendo possível utilizar dois tipos de fontes renováveis no mesmo local e que geralmente são assíncronas em uma escala sazonal, onde estações com chuvas a qualidade do recurso hídrico é maior e solar é menor. Dessa forma, é possível aproveitar o recurso solar em situações de secas para recuperar o nível do reservatório da hidrelétrica. Já em uma escala diária, a hidrelétrica compensa as intermitências do solar fotovoltaico, pois não há recurso solar durante todo período do dia. Por fim, Lee *et. al* (2020) concluem que em potenciais globais, o sistema híbrido solar fotovoltaico – hidrelétrico, pode alcançar valores de 3,0 TW a 7,6 TW para os cenários estudados.

Figura 8 - Sistema híbrido flutuante solar fotovoltaico - hidrelétrico



Fonte: Adaptado de Lee *et. al* (2020).

2.4 *Curtailement-off* e *constrained-off* em fontes renováveis eólioelétricas

Eventos de *constrained-off* são restrições de operação que levam a redução ou até mesmo a interrupção total da produção de energia elétrica por um determinado tempo, para atender critérios energéticos ou elétricos do sistema (GARCIA NETO, 2022). Esses eventos são acompanhados de eventos de *curtailment-off*, que são os cortes realizados na geração para promover a redução da potência total de uma usina (GODOI; MONTENEGRO, 2022). Já de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 927/2021 (2021, p.1):

[...] eventos de restrição de operação por *Constrained-off* são definidos como a redução da produção de energia por usinas eólioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

Embora as primeiras discussões e regulamentações para *constrained-off* de fontes renováveis estejam sendo direcionadas para a aplicação apenas em usinas eólioelétricas, o mesmo entendimento poderá ser aplicado para as demais fontes de energias renováveis existentes no Brasil, como solar, biomassa e hidrelétricas a fio d'água. Sendo necessário ainda a regulamentação específica para essas outras fontes de energia por parte da ANEEL. Porém, para as usinas solar fotovoltaicas, em junho de 2022, a ANEEL aprovou uma metodologia de forma provisória, para os cálculos de eventuais ressarcimentos nos contratos regulados, através do Despacho ANEEL 1.407, de 24 de maio de 2022 (MME, 2022b).

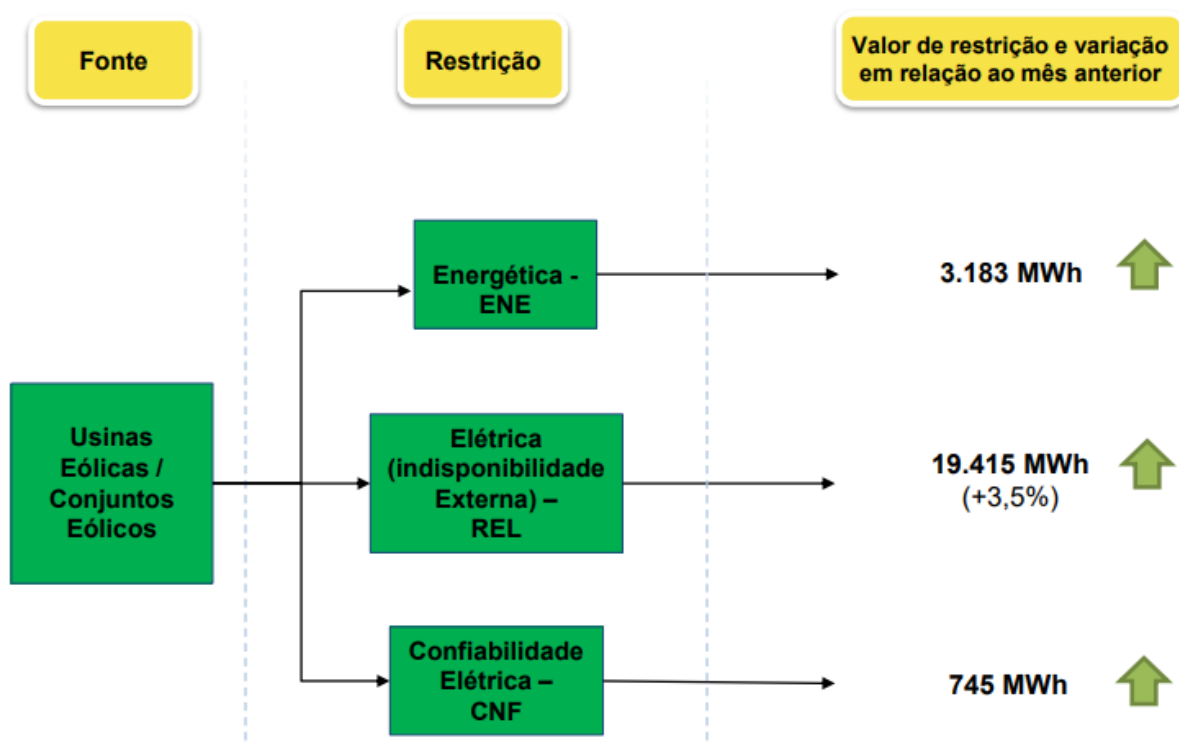
As restrições de geração por *constrained-off* em usinas eólioelétricas podem ser sistêmicas ou locais, e as razões são classificadas em três tipos de eventos possíveis, sendo eles (ANEEL, 2021):

- a) razão de indisponibilidade externa (REL): causada por indisponibilidades exógena a usina;
- b) razão de confiabilidade elétrica (CNF): motivadas por situações de confiabilidade elétrica externas as usinas, não causadas por indisponibilidades; e
- c) razão energética (ENE): causadas por impossibilidade de alocação de energia;

Sendo que apenas a razão classificada como indisponibilidade externa às instalações da usina é passível de ressarcimento financeiro para o agente gerador, por exemplo a falha elétrica em um transformador da subestação em que a usina esteja conectada e seja necessário reduzir geração (MORAIS, 2022).

O ONS disponibiliza mensalmente o documento denominado “Acompanhamento das Reduções de Geração” (ONS, 2022d), este documento possui as informações associadas à apuração das restrições geração das usinas e conjuntos eólicos, como mostrados na Figura 9.

Figura 9 - Resumo das restrições usinas e conjuntos eólicos



Fonte: ONS (2022d).

Verifica-se por meio da Figura 9 que no SIN o total de geração restrita chegou a 23343 MWh, ou seja, este valor representa a energia que não foi injetada no SIN devido a um dos motivos relacionados ao *constrained-off* (ENE, REL ou CNF). Cabe ressaltar que os dados apresentados estão baseados na rotina de operação RO-AO.BR.13 (Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eolioelétricas) dos Procedimentos de Rede, nesta rotina é descrito que “se a

geração verificada for menor que a geração limitada, apresentando um desvio maior do que 5% ou 5 MW (o que ocorrer primeiro) em relação à geração limitada, as usinas/conjuntos de usinas eólicas não fazem jus ao constrained-off” (ONS, 2022h, p.6). Assim, os valores de geração podem ser maiores do que os apresentados, porém não atenderam os critérios pré-estabelecidos pelos Procedimentos de Rede para serem contabilizados como restrição por *constrained-off*.

2.5 Modelagem e Projeção da Demanda

De acordo com a EPE (2019c), a modelagem da demanda é de suma importância para saber o quanto de energia elétrica o país irá precisar em curto, médio e longo prazo. Dessa forma, é possível saber quando realizar leilões de novos empreendimentos para atender essa demanda futura. Também é necessário acompanhar o consumo de energia para realimentar o modelo. E, segundo Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018), em 1970 as projeções da demanda eram feitas de forma macroeconômicas, sem considerar por exemplo as tecnologias existentes e o uso final da energia elétrica, resultando em grandes planos de expansão de oferta de energia, geralmente por fontes nuclear ou a carvão. Entretanto esse tipo de abordagem agregada não conseguia projetar de forma precisa a demanda futura.

Os modelos utilizados para projetar a demanda são divididos de acordo com a abordagem. Os modelos econométricos são aqueles que as informações são tratadas de forma agregada, são chamados de *top-down*. Já os modelos analíticos ou técnico econômicos, as informações são tratadas de forma desagregada e são chamados de *bottom-up*. (EPE, 2019c; JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018)

2.5.1 Top-Down

No modelo *top-down* as informações são tratadas de forma agregada, não se considera a estrutura tecnológica do país e representa-se de forma simplificada a demanda, utilizando equações com variáveis macroeconômicas (EPE, 2019c; JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018). Esse modelo pode por exemplo

representar o consumo de energia elétrica utilizando o PIB (Produto Interno Bruto) ou a população (EPE, 2019c).

2.5.2 Bottom-up

Os modelos *bottom-up* tratam as informações de forma desagregada, ao contrário do modelo *top-down*, este modelo detalha as tecnologias e a forma que a energia é usada, analisando a demanda de energia a partir dos usos-finais. E, realizando um detalhamento e organizando em vários níveis até que se tenha uma definição completa do sistema (EPE, 2019c; JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018).

Esse tipo de modelo permite analisar as consequências de mudanças estruturais e tecnológicas, tanto na sociedade, quanto nos equipamentos e tecnologias utilizados nos setores econômicos de uma determinada região ou país e, nesse sentido, necessitam de um grande conjunto de dados. (EPE, 2019c, p. 7)

Grande parte dos modelos *bottom-up* utilizam *softwares* e consideram dividir o sistema em subsistemas de energia para obter dados de entrada e saída dos componentes. Nesse modelo também são utilizadas variáveis técnicas e econômicas, com as tecnologias especificadas por entradas, saídas e custos unitários. Como análise *bottom-up* explícita e quantifica os recursos energéticos existentes na demanda, ela é de suma importância para o PIR (JANNUZZI; SWISHER; REDLINGER, 2018).

2.6 Conclusão

Ao apresentar o que é Planejamento Integrado de Recursos Energéticos e alguns dos principais conceitos associados, pretende-se destacar a importância do tema para a sociedade e para o sistema elétrico brasileiro.

Destaca-se que no PIR se considera a fonte de energia desde o início (recursos energéticos primários) até o encerramento (usos-finais). Dessa forma é possível sugerir mudanças em processos para otimizar objetivos, como evitar o desperdício de energia elétrica utilizando tecnologias de armazenamento, ou fornecer alternativas para substituir determinadas fontes de energia como a resposta da demanda. A utilização de *softwares* ou métodos matemáticos para aplicar os

conceitos de PIR é extremamente relevante, pois confirmam se os estudos propostos são racionais e ajudam a comparar hipóteses propostas.

No próximo capítulo será abordado sobre um *software* que permite a realização de estudos aplicando conceitos de Planejamento Integrado Recursos Energéticos ao Sistema Interligado Nacional.

3 SOFTWARE ORGANON COMO FERRAMENTA DE PLANEJAMENTO

A seguir será feita uma apresentação do *software* Organon (*software* pago, uso restrito) destacando a funcionalidade de criação de regiões de segurança para um sistema elétrico. Além de exemplificar como o Organon pode ser utilizado no planejamento integrado energético e na operação eletroenergética.

3.1 O Software

Jardim, Neto e Kwasnicki (2004), apresentaram recursos do projeto de um sistema de avaliação de segurança dinâmica (DSA - *Dynamic Security Assessment*) que estava sendo implementado no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Esse sistema basicamente consistia na automação de procedimentos de avaliação de segurança, utilizando soluções de fluxo de potência e transientes eletromecânicos para várias condições de carga/geração/rede, permitindo análises estáticas e dinâmicas de forma simultânea. Tal sistema foi nomeado como Organon e atualmente a empresa responsável é a HPPA (*High Performance Power Systems Applications*) Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia LTDA (ONS, 2022c).

O ORGANON é um sistema de avaliação da segurança de sistemas de potência aplicado tanto a problemas de natureza estática (*Voltage Stability Assessment* - VSA), quanto de natureza dinâmica (*Dynamic Security Assessment* - DSA). Esse sistema emprega computação de alto desempenho e algoritmos com grande robustez numérica, possibilitando uma modelagem detalhada da rede elétrica em ambiente de processamento distribuído. (PENNA *et al.*, 2011, p. 2).

O *software* Organon utiliza um processamento distribuído, permitindo a execução de tarefas em diferentes processadores. Assim, o tempo para uma análise utilizando o processo distribuído se torna menor, quando comparado com sistemas que utilizam apenas um processador (SANTOS, 2010). Além disso, o Organon possui funcionalidades como: analisar contingência de um ponto operacional; traçar regiões de segurança; e definir ações preventivas/corretivas a partir da análise de contingência. Essas funcionalidades servem para responder ao usuário do *software* as seguintes perguntas: caso tenha um ponto de operação, ao ocorrer uma contingência, o sistema estará ou não seguro? Se não estiver seguro, o que deve ser feito para corrigir? (JARDIM; NETO; KWASNICKI, 2004).

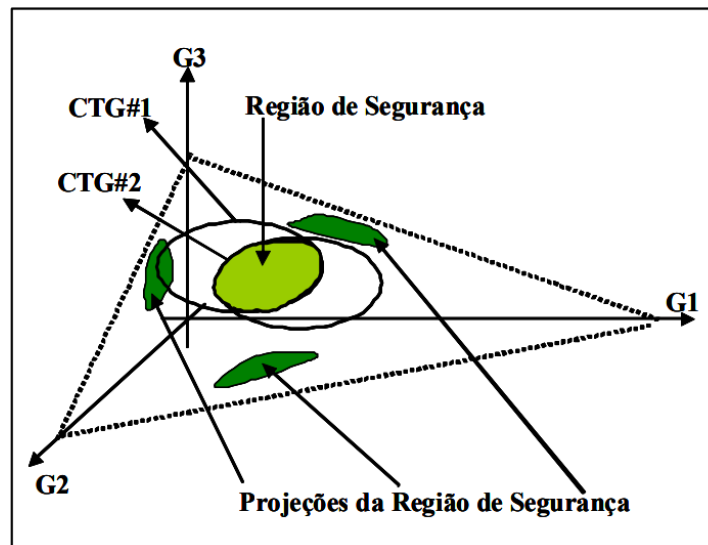
Ao comparar o Organon com outras ferramentas similares, uma das principais diferenças é o fluxo de potência por dinâmica sintética, que é uma solução robusta e fundamental para criar uma região de segurança correta. Além disso, o Organon possui fluxo de potência continuado que possibilita mudar o ponto de operação de forma automática (PENNA *et al.*, 2011). A análise estática utiliza fluxo de potência convencional para encontrar a solução ótima e a dinâmica simulações no domínio do tempo (SANTOS, 2010).

Destaca-se que o Organon encontra a região de instabilidade de forma mais rápida que o Anatem, *software* de propriedade do CEPEL. Porém, com algumas divergências, conforme verificaram Esteves *et al.* (2009) ao realizarem comparações entre a ferramenta Organon e as ferramentas diariamente utilizadas pelo ONS para análise estática (Anarede) e dinâmica (Anatem).

3.2 Região de Segurança Organon

Uma das funcionalidades do *software* Organon é traçar regiões de segurança para facilitar na análise de forma visual. Para traçar a região de segurança é necessário 3 grupos de geração, em que um grupo funciona como barra *swing* enquanto os outros grupos definidos pelo usuário podem variar a geração. Dessa forma, o programa verificará para diferentes cenários de geração com carga constante (no mesmo ponto de operação) se o sistema está seguro, ou seja, mesmo que aconteça alguma contingência (pré-definida) toda demanda será suprida sem que ocorram violações de restrições. A partir dessa verificação em paralelo com os limites de geração dos grupos, é delimitada a região de segurança pelo Organon (SANTOS, 2010). O usuário deve inserir no *software* uma lista de contingências pré-definidas, também é necessário informar a quantidade direções de variação de geração que *software* irá analisar (PENNA *et al.*, 2011). A Figura 10 ilustra a projeção tridimensional de um exemplo de região de segurança que pode ser gerado pelo sistema.

Figura 10 – Projeção tridimensional da região de segurança



Fonte: Quadros *et al.* (2008).

Destaca-se na Figura 10 que a região de segurança tridimensional em verde claro possui uma projeção em verde escuro para cada par de grupos de geração, onde é definida a projeção que não tem a barra *swing* para ser apresentada para o usuário. A Figura 11 mostra um exemplo de nomograma típico para a região de segurança no Organon.

Figura 11 – Exemplo de nomograma para região de segurança



Fonte: ONS (2022i).

Por meio da Figura 11 é possível explicar de forma visual a utilidade do *software* Organon. Primeiramente destaca-se que o ponto de operação (cruz azul clara) pode ser deslocado variando a geração dos grupos 1 e 2, por exemplo, no caso de elevar geração no grupo 1 e for mantida a geração no grupo 2 estável, o ponto de operação irá se deslocar para direita. A partir da legenda da Figura 11 é possível verificar as áreas, são elas:

- a) sem sobrecarga: informa que se caso o ponto de operação estiver nessa área, nenhuma das contingências pré-definidas irá causar sobrecarga nos equipamentos monitorados (linhas de transmissão (LT) e transformadores);
- b) com sobrecarga: uma ou mais contingências irão causar sobrecarga inadmissível em equipamentos monitorados;
- c) inseguro: sistema de potência analisado não converge para pelo menos uma contingência, operando de maneira insegura; e
- d) corte de carga ou esquema: caso o ponto de operação esteja nessa área, haverá atuação de um esquema especial ou corte carga (critérios definidos nos Procedimentos de Rede) para uma ou mais contingência pré-definidas.

Além das áreas, apresentadas na legenda da Figura 11, é possível verificar dois contornos:

- a) verde claro: enquanto o ponto operação estiver dentro do contorno não há violação de tensão para as contingências monitoradas, caso contrário terá violação; e
- b) vermelho: enquanto o ponto de operação estiver dentro do contorno não haverá violação de critérios dinâmicos ou violação de uma variável definida pelo usuário (UDV - *User Defined Variable*), para as contingências monitoras, caso contrário terá violação.

Salienta-se que os limites de segurança apresentados na Figura 11 estão relacionados ao total de direções geração pré-selecionadas para o *software* realizar a análise da segurança do sistema elétrico e apresentar na região de segurança.

3.3 Uso no Planejamento Integrado Energético

O Organon pode ser utilizado para realizar simulações, sendo possível inserir linhas de transmissão, carga ou geração como alternativas para o PIR. Por exemplo, Teixeira (2018), utilizou o Organon para avaliar os benefícios proporcionados pelo *software* no planejamento da expansão da transmissão. Como objeto de estudo, foi avaliado o relatório R1 “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Centro-Sul” da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) que considera obras como a subestação de 525 kV de Ponta Grossa e de 230 kV de Guarapuava Oeste. Assim, foi verificado o desempenho das alternativas consideradas pela EPE para a obra que tinha previsão de ser implementada em 2023, sendo proposta uma configuração ideal com base nos resultados do Organon.

Dessa forma, é possível utilizar o Organon como uma ferramenta para planejamento integrado de recursos energéticos, prevendo a variação geração e carga em um sistema de energia elétrica. Analisando os impactos no sistema estudado, sendo possível sugerir melhorias ou expansões para manter a operação segura.

3.4 Uso na Operação Eletroenergética

Atualmente o Organon está presente nas salas de controle do ONS, sendo que a ferramenta se tornou de grande importância para a operação em tempo real por ser consideravelmente rápida para análises dinâmicas e fornecer graficamente nomogramas das regiões de segurança. Essas regiões utilizadas em tempo real, estão definidas no submódulo 5.11: Cadastro de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real (ONS, 2022f) em que é possível verificar os grupos de geração para as regiões e quais contingências são consideradas.

Uma das aplicações para operação eletroenergética foi descrita por Penna *et al.* (2011), que consistiu em aplicar o Organon para criar uma região de segurança para o 525 kV do sistema Sul, sendo que as contingências mais críticas na época eram a perda da linha 525 kV Itá - Salto Santiago ou a linha 525 kV Areia - Campos Novos. Assim, a partir da região de segurança traçada pelo *software* durante a contingência da linha 525 kV Areia - Campos Novos, foi possível verificar em quais

usinas seria necessário realizar o redespacho de geração para que o sistema possa retornar a um ponto de operação segura, ou seja, para que em uma próxima contingência pré-definida, neste caso específico a linha 525 kV Itá - Salto Santiago, não ocorra violações estáticas ou dinâmicas no sistema.

3.5 Conclusão

Nesse capítulo foi introduzido o Organon, sendo que o principal objetivo do *software* é avaliar a segurança de um sistema elétrico. E, por usar um processamento distribuído fornece resultados mais rápidos do que sistemas que utilizam apenas um processador. Destaca-se que o Organon é um sistema robusto com funcionalidades que abrangem estudos dinâmicos e estáticos, sendo que para alguns concorrentes é necessário a utilização de mais de um programa para a realização dos mesmos estudos.

Também é importante ressaltar as funcionalidades do sistema, já que com o Organon é possível realizar análises por meio de fluxos de potências e gerar as regiões de segurança. Essa última funcionalidade, é um recurso visual que facilita muito na análise e a tomada de decisão por operadores de tempo real de forma rápida e precisa.

Como verificado, além da análise de segurança na operação do sistema elétrico, também é possível utilizar o Organon para o planejamento. Desta forma, também é possível a utilização desse *software* para estudos de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos. No capítulo 4 serão apresentadas as hipóteses escolhidas relacionadas com o PIR para serem simuladas utilizando o Organon.

4 CENÁRIOS HIPOTÉTICOS E SIMULAÇÕES

Os cenários sugeridos serão aplicados ao subsistema Sul, desta forma primeiramente apresenta-se as características do subsistema e os documentos retirados dos procedimentos de rede, utilizados para dar base as hipóteses. Em seguida, são introduzidos três cenários hipotéticos e por fim, as simulações com o Organon. Salienta-se que os estudos que serão desenvolvidos estão ligados a naturezas estáticas.

4.1 Caracterização do Subsistema Sul

O SIN é dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2022j). A Figura 12 ilustra a divisão dos subsistemas mencionados, destacando o único estado (Roraima) que ainda não faz parte do SIN.

Figura 12 – Subsistemas do SIN

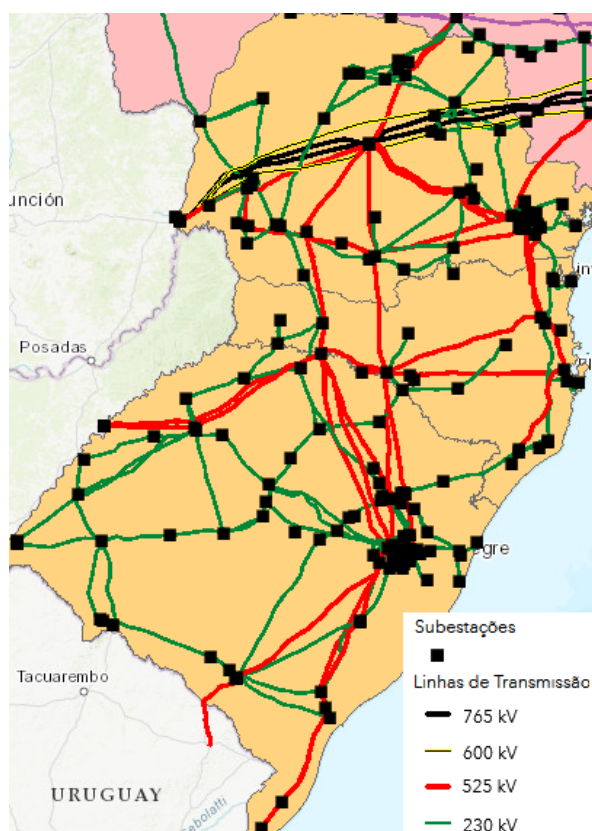


Fonte: Adaptado de Trinity Energia (2022).

O subsistema Sul é composto pelos estados da região Sul: Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. De acordo com os dados disponíveis em ONS (2022k), o subsistema Sul possui subestações com capacidade de transformação 70030 MVA (valor verificado para outubro de 2022). Já pelo SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL (2022a), é possível conferir que até o dia 18/11/2022 os três estados da região Sul somados possuem 32.081.328,68 kW de potência outorgada em operação, considerando as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Usinas Hidrelétricas (UHE), Usinas Termelétricas (UTE), Centrais Geradoras Eólicas (EOL) e Centrais Geradoras Solar Fotovoltaicas (UFV).

A região Sul também possui uma quantidade expressiva de linhas de transmissão, que realizam conexões nas subestações. A Figura 13 tem o objetivo de mostrar a quantidade de linhas de transmissão e subestações no subsistema Sul que fazem parte da rede básica.

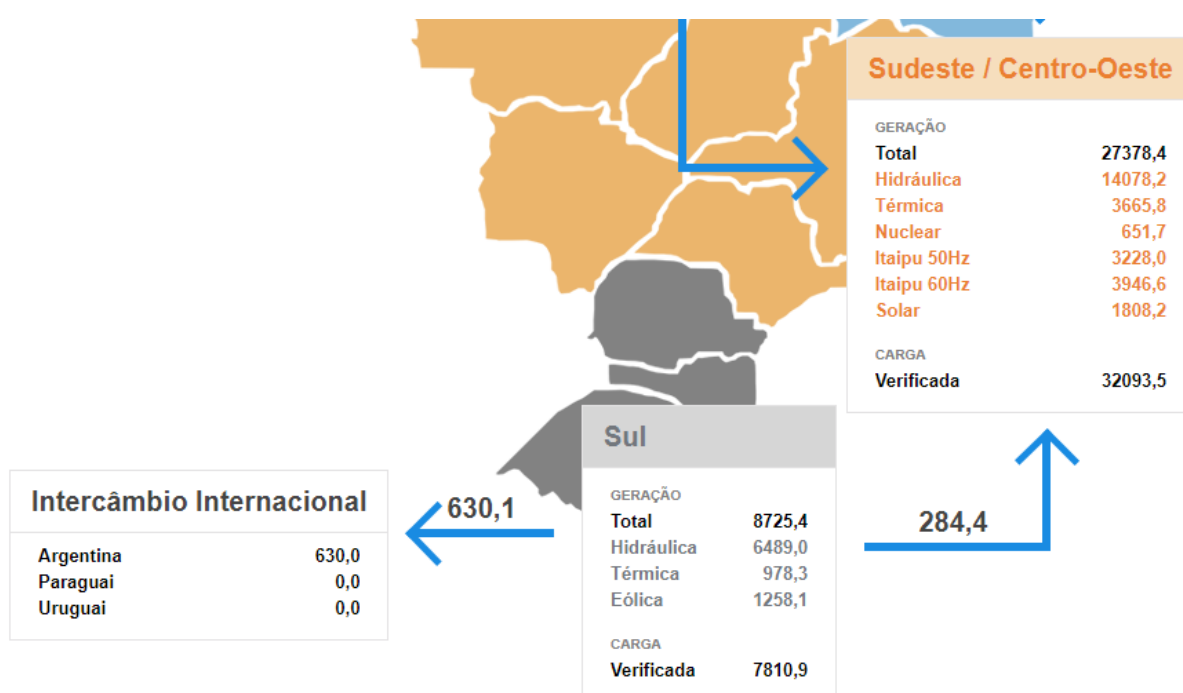
Figura 13 - Linhas de transmissão e Subestações no subsistema Sul



Fonte: Adaptado de EPE (2022d).

Ao analisar a Figura 13 é possível verificar que a maior parte do subsistema é composto por linhas de 525kV e 230kV. Além da capacidade de transformação, geração e linhas de transmissão, destaca-se que o subsistema Sul possui três conversores de frequência (Melo, Rivera e Garabi) que fazem intercâmbio internacional com a Argentina e Uruguai pelo estado do Rio Grande do Sul. A Figura 14 apresenta os valores médios em Mega Watts (MW) de intercâmbios no subsistema Sul para o dia 20/11/2022.

Figura 14 - Intercâmbios e geração no subsistema Sul no dia 20/11/2022



Fonte: Adaptado de ONS (2022I).

Por meio da Figura 14 é possível ter noção do quão elevada é a capacidade de geração hidráulica no subsistema Sul, pois o momento em que os dados foram coletados coincidem com o período de cheias nos principais rios do subsistema: Jacuí, Iguaçu e Uruguai. Além de apresentar os intercâmbios que o subsistema faz com outros subsistemas/países, salienta-se que o intercâmbio com o Paraguai, apresentado na Figura 14, atualmente não possui uma conversora que faz intercâmbio de energia com este país, conforme descrito nos Regulamentos Internacionais –

Submódulo 5.15 do ONS (2022m), apenas há possibilidade de intercâmbios com Argentina e Uruguai pelas conversoras já citadas.

Cabe ressaltar que ONS por meio do COSR-S (Centro de Operação do Sistema Regional Sul) opera os equipamentos pertencentes ao subsistema Sul, com exceção de Itaipu que é de responsabilidade do Centro Sudeste (ONS, 2022n). E o COSR-S também realiza a coordenação e controle dos equipamentos pertencentes ao Mato Grosso do Sul, mesmo sendo um estado fora do subsistema Sul (ONS, 2022o).

4.1.1 Patamares de carga no subsistema Sul

Um ponto importante para se abordar são os patamares de carga no subsistema Sul, já que interferem diretamente na operação do SIN e em simulações. Para ANEEL (2022c) por meio do PRODIST – Módulo 1, os patamares de carga são três e definidos como:

- a) Carga leve: quando ocorre o valor mínimo de consumo de energia elétrica;
- b) Carga média ou intermediária: consumo de energia elétrica intermediário, entre carga leve e pesada; e
- c) Carga pesada ou Ponta de carga: quando ocorre o maior consumo de energia elétrica, com duração de 2 a 3 horas.

A ANEEL (2022c) também informa que os períodos de duração de cada patamar de carga podem variar dependendo da região, semana ou estação do ano. Tal afirmação reflete no subsistema Sul, a Figura 15 foi retirada do submódulo 5.11 (Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão da Área 230 kV do Paraná) dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022p) e apresenta os períodos de cada patamar de carga para as áreas de 230 kV do Paraná, que se repetem para as outras áreas do subsistema Sul.

Figura 15 - Períodos de carga do subsistema Sul

Período	Segunda-Feira	Terça-Feira a Sábado	Domingo e Feriados
da 0h às 5h	Mínima	Leve	Leve
das 5h às 7h	Mínima	Leve	Mínima
das 7h às 9h	Média	Média	Mínima
das 9h às 18h	Média	Média	Leve
das 18h às 22h	Pesada	Pesada	Média
das 22h às 24h	Média	Média	Leve

Fonte: Adaptado de ONS (2022p).

Por intermédio da Figura 15, verifica-se que além dos patamares mencionados no PRODIST, na operação do SIN também há um período de carga mínima que pode ser considerado como um menor consumo que o patamar de carga leve.

4.1.2 Procedimentos de Rede – Cadastros e Instruções de Operação

Os Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos, as Instruções de Operação Normal e as Instruções de Esquemas Especiais são documentos pertencentes ao módulo 5 (Operação do Sistema) dos Procedimentos de Rede.

Os Procedimentos de Rede são as regras propostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, de acordo com a atribuição dada pela Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998 (ONS, 2022q, p. 1).

Nesses documentos estão contidas informações importantes para manter o SIN operando de forma segura. A seguir cada documento citado é apresentado de forma sucinta, destacando as principais contribuições e exemplos para o subsistema Sul.

4.1.2.1 Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos

Os documentos de Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos pertencem ao submódulo 5.11 (Cadastros de Informações Operacionais) dos Procedimentos de Rede e tem como objetivo “apresentar os limites operacionais de linhas de transmissão e de transformadores da Rede de Operação a serem controlados pelos operadores dos Centros de Operação do ONS e pela Operação dos Agentes envolvidos.” (ONS, 2022r, p. 13). Sendo que Rede de Operação é a junção da Rede Básica (instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV), da Rede Complementar (instalações fora da Rede Básica, mas que afetam o SIN) e das usinas despachadas de forma centralizada pelo ONS (ANEEL, 2022d; ONS, 2022s).

A Figura 16 contém informações de limites de carregamento para a LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1, que é um dos equipamentos da rede de operação pertencentes ao Cadastro de Limites Operacionais de Linhas de Transmissão e Transformadores da Área 230 kV do Rio Grande do Sul.

Figura 16 - Limites de carregamento da LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1

4.83. LT 230 KV GUARITA / SANTA ROSA 1

Limites de condição normal de operação (Longa duração)			
Período do ano	Período do dia	Valor operacional (A)	Fator limitante
01/Jan a 31/Dez	Diurno / Noturno	679	Cabo condutor

Limites de condição de emergência (Curta duração)				
Período do ano	Período do dia	Valor operacional (A)	Duração (Hh:mm)	Fator limitante
01/Jan a 31/Dez	Diurno / Noturno	856 (1)	(*)	Cabo condutor

Notas:

(1) - (*) Conforme exposto no item 2.4.2. deste Cadastro de Informações Operacionais.

Fonte: ONS (2022r).

Analisando a Figura 16 é possível verificar que a linha transmissão tem um limite de condição normal (ou longa duração) para os períodos diurno e noturno, no valor de 679 A. E, um limite de 856 A para condição de emergência (ou curta duração), que a duração faz referência ao item 2.4.2 do Cadastro de Informações Operacionais, conforme segue (ONS, 2022r, p. 13):

[Condição de Emergência de Operação] Situação de carregamento em que a linha de transmissão transporta corrente acima do seu valor operacional, em sua condição de carregamento superior ao nominal para a qual foi projetada, por um tempo não superior a 4 dias (96 horas) contínuos, ou um somatório máximo de 18 dias (432 horas) intermitentes (se somados em base anual todos os períodos contínuos inferiores a 4 dias).

4.1.2.2 Instruções de Operação Normal

As Instruções de Operação Normal são documentos que pertencem ao submódulo 5.12 (Instruções de Operação) dos Procedimentos de Rede, sendo que os objetivos são estabelecer procedimentos para o controle da tensão, o carregamento e os limites em operação normal, que devem ser seguidos pelos operadores do ONS e dos Agentes (ONS, 2022t). A Figura 17 apresenta um exemplo do conteúdo encontrado no documento, nela são mostrados os passos para o Controle de carregamento da LT 230 kV Bateias (BTA) / Campo Comprido (CCO), Circuito (C) 1 ou Circuito 2, na contingência (desligamento) da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 ou C2.

Figura 17 - Controle de carregamento da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 ou C2

Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	COSR-S	COSR-S		Monitorar a seguinte inequação: $P(\text{BTA/CCO C1 (ou C2)}) + 0,41 P(\text{BTA/CCO C2 (ou C1)}) \leq 370 \text{ MW}$ Onde: P(BTA/CCO C1 (ou C2)): fluxo de potência ativa na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), no sentido da SE Bateias para a SE Campo Comprido, medido na SE Bateias. P(BTA/CCO C2 (ou C1)): fluxo de potência ativa na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 (ou C1), no sentido da SE Bateias para a SE Campo Comprido, medido na SE Bateias.	Evitar que a contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), acarrete sobrecarga inadmissível na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 (ou C1).
2	Ocorrendo violação da inequação acima, remanejar geração nas usinas definidas na tabela a seguir, considerando uma elevação de 100 MW. Referência: UHE Ilha Solteira.				
2.1	CNOS	COSR-S	Agentes de Geração	Usina	MW
				UTE Araucária	-8
				UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza	-5
				Usina	MW
				UHE Gov. Jayme Canet Junior	+2

Fonte: ONS (2022t).

Conforme descrito na Figura 17, no passo 1 é necessário monitorar em operação normal a inequação $P(\text{BTA/CCO C1 (ou C2)}) + 0,41 P(\text{BTA/CCO C2 (ou C1)}) \leq 370 \text{ MW}$ para evitar sobrecarga inadmissível na linha remanescente. Essa inequação informa que ocorrendo o desligamento de um dos circuitos de 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 ou C2, 41% do fluxo de potência ativa (P) que estava passando no circuito que desligou irá passar pelo remanescente e para que o carregamento do circuito remanescente não ultrapasse o limite em condição emergência, o valor máximo da inequação deve ser 370 MW.

Se por motivo qualquer a inequação violar, ou seja, ultrapassar o valor de 370 MW, é necessário realizar um redespacho de geração. Desta forma, utiliza-se o passo 2 mostrado na Figura 17, em que as usinas de Araucária e Governador Pedro Viriato Parigot de Souza contribuem de forma negativa para inequação, ou seja, ao

e elevar 100 MW nessas usinas são reduzidos respectivamente 8 MW e 5 MW na inequação. Já a UHE Governador Jayme Canet Júnior, contribui de forma positiva 2 MW, ou seja, para reduzir 2 MW na inequação é necessário reduzir 100 MW na usina.

4.1.2.3 Instruções de Esquemas Especiais

Da mesma forma que as Instruções de Operação Normal, as Instruções de Esquemas Especiais também fazem parte do submódulo 5.12 dos Procedimentos de Rede. Entretanto, os objetivos das Instruções de Esquemas Especiais são descrever e estabelecer procedimentos a serem seguidos pelos operadores do ONS e dos Agentes para os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) (ONS, 2022u).

[SEP] Sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O SEP engloba os ECE [Esquemas de Controle de Emergência] e os ECS [Esquemas de Controle de Segurança] (ONS, 2022u).

A Figura 18 traz um item da IO-EE.S.2SC (Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina) com o intuito de exemplificar os procedimentos encontrados nesse tipo de documento.

Figura 18 - Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2

14. CONTROLE DE CARREGAMENTO DA LT 230 KV FORQUILHINHA / SIDERÓPOLIS E DA LT 230 KV FORQUILHINHA / SIDERÓPOLIS 2 (2.229.01)

14.1. FINALIDADE

Evitar sobrecarga inadmissível na LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e/ou na LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2, quando da ocorrência de contingência de equipamentos da região.

14.2. DESCRIÇÃO/ATUAÇÃO

A lógica monitora a corrente da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e a LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2, na SE Forquilha, e atua conforme segue:

Monitoração	Pick-up (A)	Atuação	Tempo (s)
LT 230 kV Forquilha / Siderópolis	815	Abertura dos disjuntores da LT 230 kV Forquilha / Torres 2	30
LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2	1292		

O Esquema pode ser ligado/desligado pela operação da EDP-C.

14.3. PROCEDIMENTOS

14.3.1. Procedimentos para a Operação do Esquema

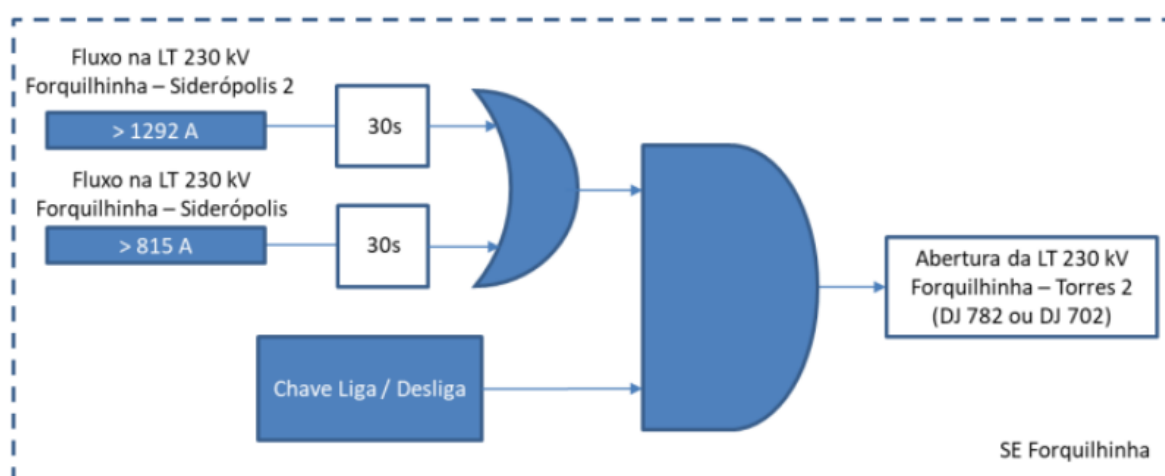
O Esquema deve permanecer ligado.

14.3.2. Procedimentos após a Atuação do Esquema

O COGT EDP deve informar ao COSR-S que ocorreu a atuação do Esquema.

Ocorrendo a atuação do Esquema, a recomposição da LT Forquilha / Torres 2 somente pode ser realizada com coordenação do COSR-S.

14.4. DIAGRAMA ASSOCIADO AO ESQUEMA



Fonte: ONS (2022u).

A Figura 18 mostra o esquema de Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2, informando nos subitens a finalidade, a descrição/atuação, os procedimentos e o diagrama do esquema. Ressalta-se a finalidade do esquema que tem o objetivo de “Evitar sobrecarga inadmissível na LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e/ou na LT 230 kV Forquilha /Siderópolis 2, quando da ocorrência de contingência de equipamentos da região” (ONS, 2022u) e a descrição/atuação que especifica as condições para a atuação do esquema, nesse caso se uma das linhas monitoradas ultrapassarem o valor de corrente de atuação (*pick-up*) após 30 segundos o esquema desliga a LT 230 kV Forquilha / Torres 2. Dessa forma, a corrente nas linhas monitoradas reduz ficando abaixo dos limites de emergência.

4.2 Hipóteses

Para a escolha das hipóteses foi utilizado as Instruções de Operação Normal e Instruções de Esquemas Especiais dos Procedimentos de Rede como base, já que esses documentos possuem situações admissíveis de ocorrerem no SIN. A seguir de forma detalhada são elencadas as hipóteses escolhidas para realizar as simulações no Organon.

4.2.1 Usinas solares fotovoltaicas flutuantes como complementaridade energética

Dependendo das condições do SIN, em operação normal algumas linhas podem ultrapassar o limite de corrente estabelecidos nos Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos entrando em sobrecarga. Dessa forma, situações de contingências acabam piorando a condição dessas linhas. Considerando essa informação apresenta-se o caso da linha de 230 kV Guarita / Santa Rosa 1, que como citado na Instrução de Operação Normal do Rio Grande do Sul (ONS, 2022v) pode entrar em sobrecarga quando de geração elevada nas usinas hidrelétricas de Foz do Chapecó e de Quebra Queixo, com elevado Fluxo para o Rio Grande do Sul e quando de exportação pelas Conversoras Garabi I e/ou II. Sendo que os

procedimentos para redução da sobrecarga com o sistema nessas condições são mostrados na Figura 19.

Figura 19 - Controle de carregamento da LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1

Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento		Objetivo / Item de Controle	
Fluxo de potência ativa da SE Guarita para a SE Santa Rosa 1							
1	Remanejar geração nas usinas constantes na tabela a seguir, considerando uma elevação de 100 MW. Referência: UHE Ilha Solteira.						
1.1	CNOS	COSR-S	Agentes de Geração	Usina	MW	Usina	MW
				UHE São José	-18	Conversora Rivera (Uru → Bra)	-4
				UHE Dona Francisca	-9	UHE Monte Claro UHE Castro Alves	-3
				UHE Passo São João	-8	UHE Salto Osório	+3
				UHE Itaúba UHE Jacuí UHE Passo Real	-7	Conversora Garabi I (Bra → Arg) Conversora Garabi II (Bra → Arg)	+7
				UTE Uruguaiana	-6	UHE Passo Fundo	+15
						UHE Quebra-Queixo	+16
				UTE Candiota III UTE Pampa Sul	-5	UHE Foz do Chapecó	+18

Fonte: ONS (2022v).

Por meio da Figura 19, verifica-se que as usinas com maior impacto na redução de fluxo potência ativa na linha são a UHE São José (-18 MW, ou seja, ao elevar 100 MW na usina reduz 18 MW na LT) e a UHE Foz do Chapecó (+18 MW, ou seja, ao reduzir 100 MW na usina reduz 18 MW na LT). Entretanto, haverá situações em que as usinas irão verter, não sendo vantajoso reduzir geração para controlar o carregamento e nem a exportação de energia. Nesses casos, se as usinas com sinal negativo já estiverem com a geração maximizadas ou impossibilitadas de elevar geração devido falta de água, as opções dadas pela instrução para diminuir o fluxo de

potência ativa na LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1 seriam reduzir geração nas usinas que contribuem positivamente mesmo com vertimento e na conversora de Garabi. Assim, a complementaridade energética por outras fontes como as usinas solares fotovoltaicas seriam de grande importância, evitando o desperdício de água para manter o sistema em segurança.

De acordo com Souza (2022) é possível a instalação de um sistema fotovoltaico flutuante como complementaridade energética na UHE Passo Real com uma potência de 14,123 MW, considerando um espaço usado no reservatório de no máximo 30%, para o estudo foram utilizados 32844 módulos da Canadian Solar CS3W-430P distribuídos em uma área de 74,646 km². Dessa forma, essa elevação de potência na usina de Passo Real corresponderia a uma redução de 0,98861 MW na LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1, evitando reduzir geração em usinas vertendo durante o período diurno. E, se todas as usinas hidrelétricas que contribuem de forma negativa para redução do carregamento na linha possuísem fotovoltaicas flutuantes o valor de redução de potência da linha seria maior.

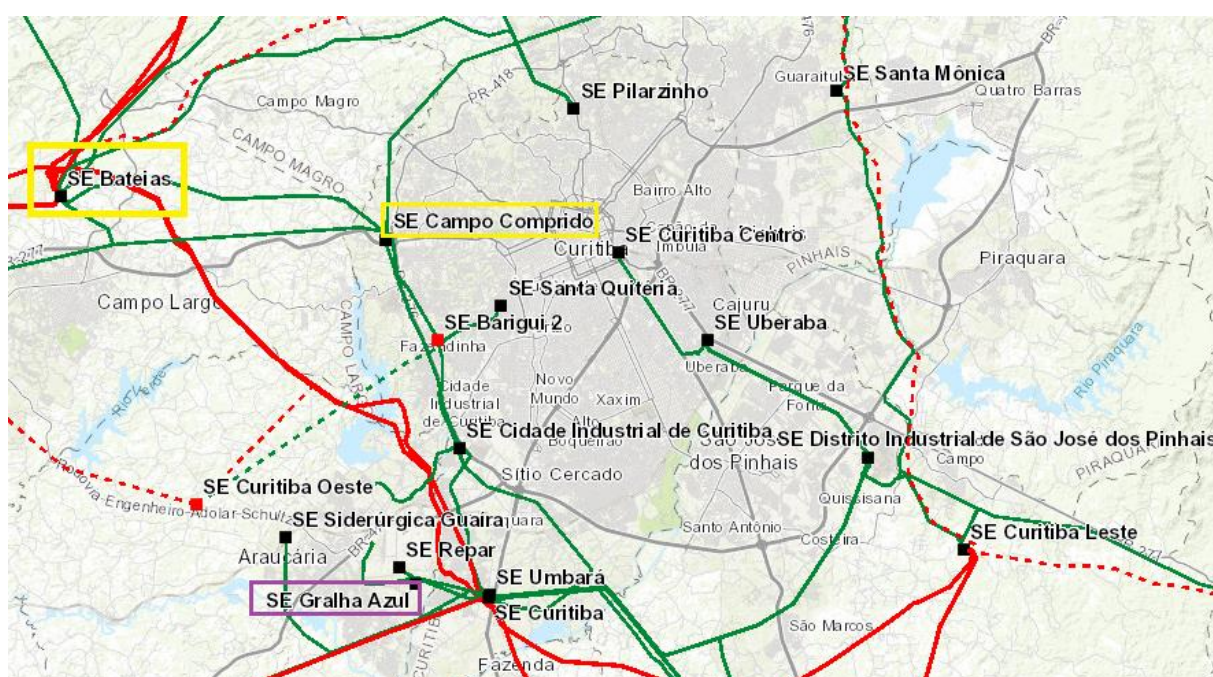
Propõem-se utilizar o Organon para confirmar o uso de fotovoltaicas flutuantes como uma opção efetiva e factível para a redução de carregamento na LT de 230 kV Guarita / Santa Rosa 1, como será provado no item 4.3. É importante salientar, que diferente da sensibilidade de geração apresentada nas Instruções de Operação Normal, o Organon analisa as possíveis contingências e mostra a necessidade de geração necessária para mover o ponto de operação para uma área segura de forma agrupada. Assim, não se deve analisar cada usina no *software* de forma separada como é feita na Instrução de Operação Normal.

4.2.2 Resposta da demanda

Outras duas linhas de transmissão no subsistema Sul que podem entrar em sobrecarga dependendo das condições do SIN, são as LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), na contingência das linhas 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 (ou C2), conforme já verificado no exemplo do item 4.1.2.2 (Figura 17). Porém, devido as condições dos reservatórios nem sempre é possível realizar o redespacho das hidrelétricas, sendo necessário despachar a termelétrica de Araucária. Mas, o

Custo Variável Unitário (CVU) da UTE Araucária é alto, de acordo com o Sumário do Programa Mensal de Operação da semana de 30/04 a 06/05 (ONS, 2022w), o último valor apresentado em 2022 estava em 706,35 R\$/MW. Com intuito de localizar o leitor apresenta-se a Figura 20 (EPE, 2022d), onde é possível verificar as subestações de Bateias e Campo Comprido (destacadas em amarelo), além da SE Gralha Azul (destacada em lilás) local em que fica conectada a UTE Araucária.

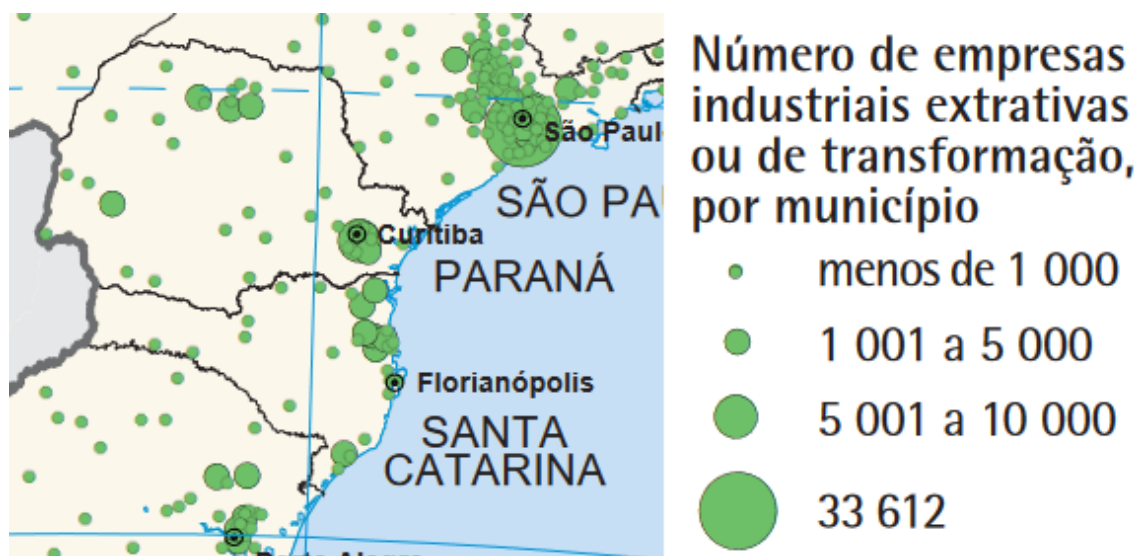
Figura 20 - Região metropolitana de Curitiba Webmap EPE



Fonte: Adaptado de EPE (2022d).

Uma solução para evitar o despacho da termelétrica seria o incentivo às indústrias da região metropolitana de Curitiba para reduzirem a demanda de energia em horários de carga elevada, deslocando o consumo para outros horários. Pois conforme verifica-se na Figura 21, só de indústrias extrativistas ou de transformação a região metropolitana de Curitiba em 2016 possuía um número que variava de 5001 a 10000 (IBGE, 2016), sendo que somadas podem contribuir para evitar o despacho da termelétrica.

Figura 21 - Número de indústrias extrativistas ou de transformação Paraná



Fonte: Adaptado de IBGE (2016).

Se o incentivo para as indústrias for menor que o CVU da usina termelétrica de Araucária, já haveria ganhos para o sistema. Desta forma, foi verificado no item 4.3 o impacto da redução na demanda em pontos com elevada carga industrial na região metropolitana de Curitiba e o impacto positivo no Sistema Elétrico, por meio do Organon.

4.2.3 Crescimento da geração eólicoelétrica *Offshore* e *Onshore* – *curtailment-off* e *constrained-off*

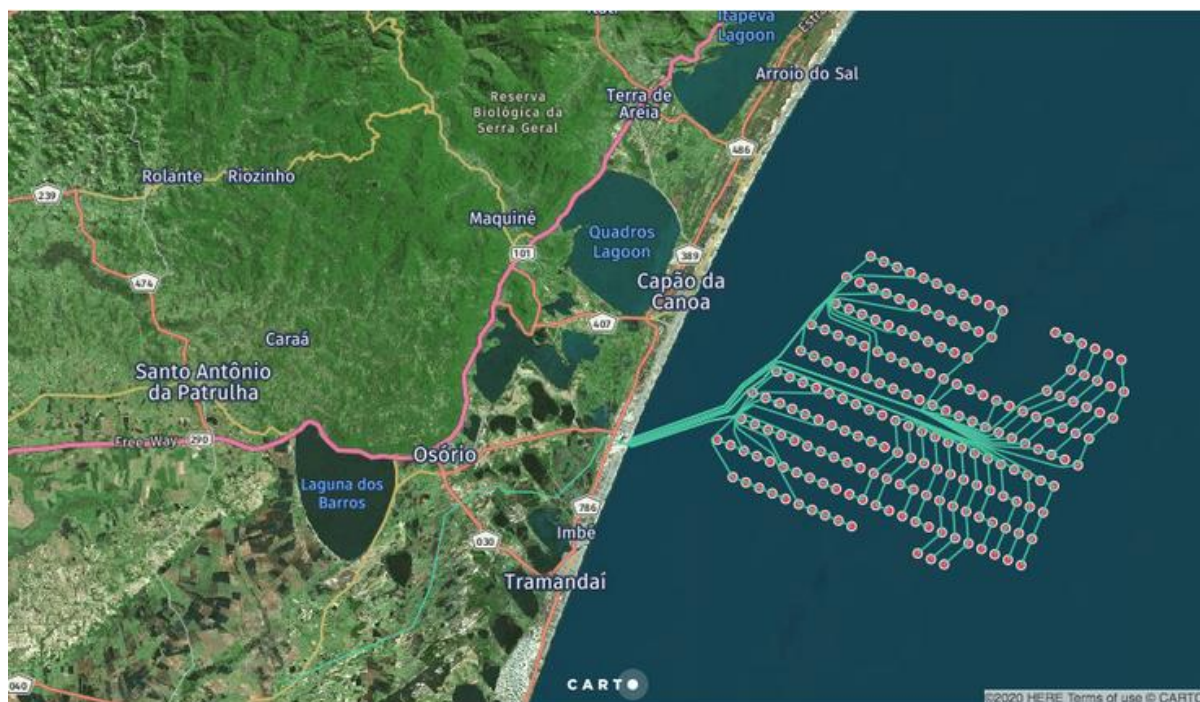
Como já comentado, o constante aumento de fontes intermitentes pode ser condicionado ao limite de escoamento de linhas de transmissão. A seguir são apresentados dois possíveis empreendimentos de geração eólicoelétrica na região Sul.

4.2.3.1 *Offshore* no Rio Grande do Sul

De acordo com a EPE (2020) por meio do *Roadmap Eólica Offshore* Brasil, no Rio Grande Sul há um projeto eólico *offshore* com licença ambiental em andamento com potência instalada de 3 GW e com conexão na futura subestação de 525 kV Capivari do Sul. A Figura 22, ilustra o complexo eólicoelétrico de Águas Claras que

ficará localizado no litoral das cidades de Capão da Canoa e Xangrilá, litoral norte do estado (GAUDARDE, 2020).

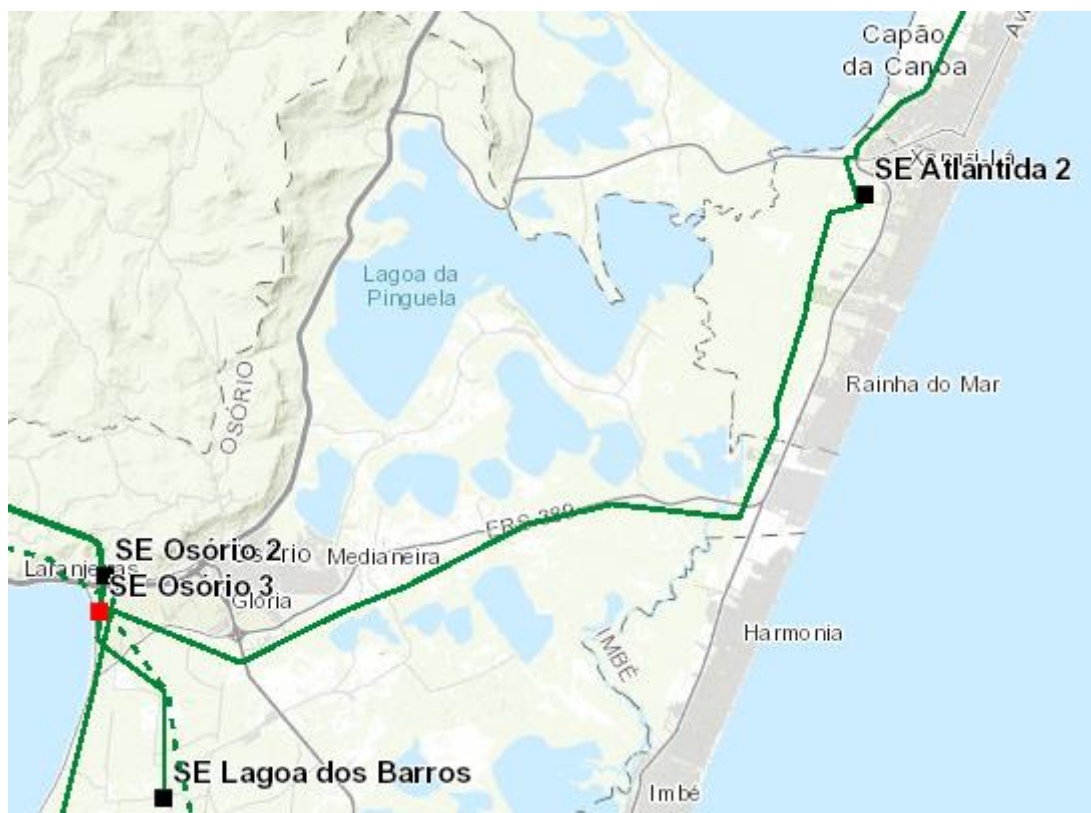
Figura 22 - Complexo eolioelétrico *offshore* de Águas Claras



Fonte: Gaudarde (2020).

A partir das informações coletadas, propõe-se realizar simulações para verificar o montante de energia gerada que pode ser conectado na região litorânea do Rio Grande do Sul, sem a entrada da subestação de 525 kV e ainda mantendo o sistema em segurança, mitigando possíveis atrasos da obra e ocorrências de *constrained-off* e *constrained-off*, caso uma parte do empreendimento seja liberado para operação. A Figura 23, mostra as subestações pertencentes a rede de operação em novembro de 2022 próximas as cidades de Capão da Canoa e Xangrilá.

Figura 23 - Subestações próximas às cidades de Capão da Canoa e Xangrilá



Fonte: EPE (2022d).

Da Figura 23, destaca-se que a subestação mais próxima ao possível empreendimento é Atlântida 2. Dessa forma, a subestação será usada como local base para inserção da geração na simulação no item 4.3.

4.2.3.2 Onshore em Santa Catarina

Conforme o Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) produzido pelas empresas RDS e Terra Ambiental (2013), há um grande potencial de energia eolielétrica na costa Sul de Santa Catarina no município de Laguna. Sendo que o relatório faz a análise da implantação do Complexo Eólico de Lagunar com uma potência instalada de 568,2 MW dividido em 9 empreendimentos conforme a Tabela 1.

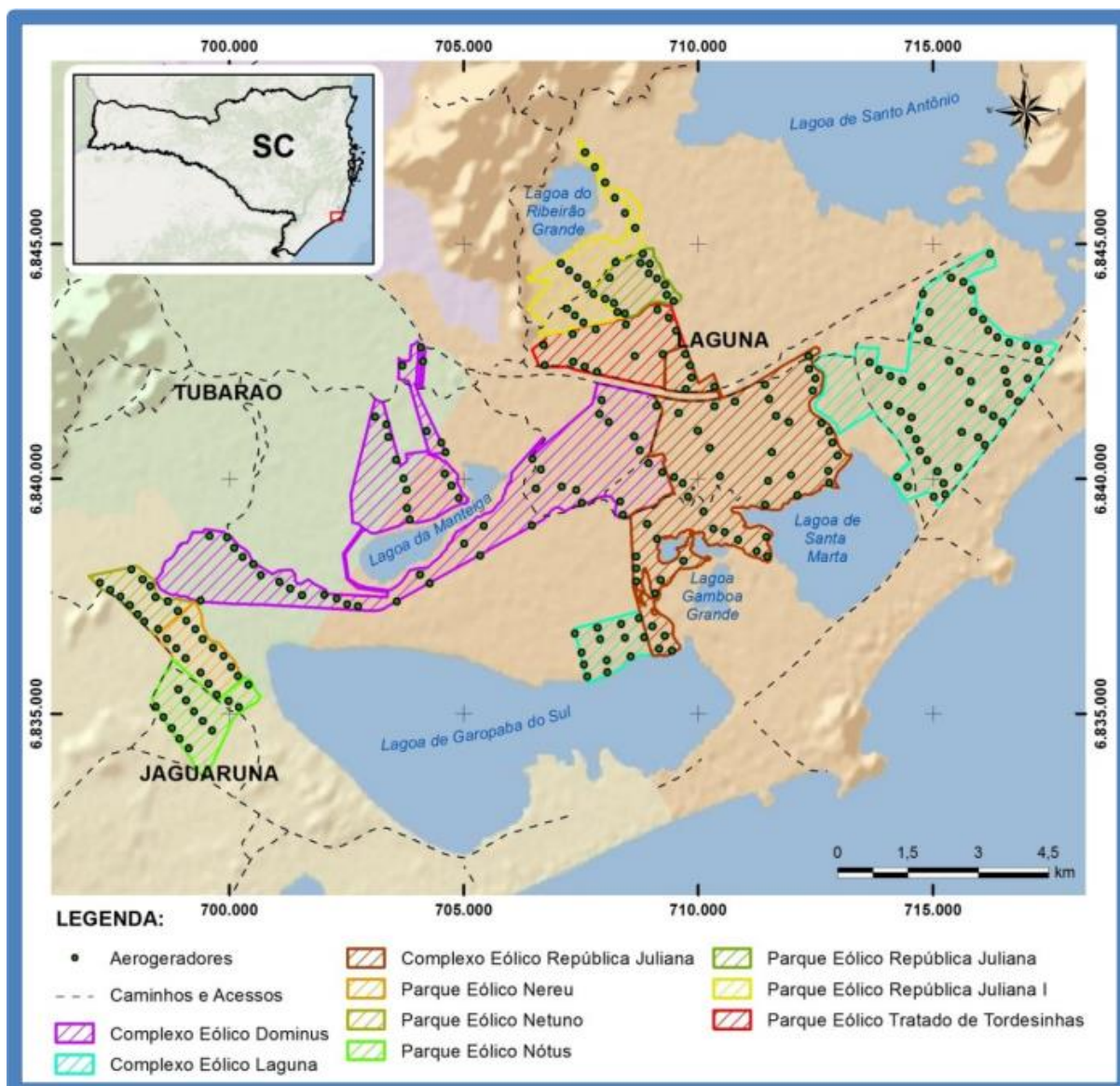
Tabela 1 - Complexo Eólico Lagunar

Empreendimento	Potência (MW)	Número de Aerogeradores
Complexo Eólico Dominus	119,6	52
Complexo Eólico Laguna	149,5	65
Complexo Eólico República Juliana	119,6	52
Parque Eólico Tratado de Tordesilhas	29,9	13
Parque Eólico Nereu	29,9	13
Parque Eólico Netuno	29,9	13
Parque Eólico Nótus	29,9	13
Parque Eólico República Juliana	30	15
Parque Eólico República Juliana I	29,9	13
Complexo Eólico Lagunar (Total)	568,2	249

Fonte: RDS e TERRA AMBIENTAL (2013).

A Figura 24 ilustra a localização dos aerogeradores eólicoelétricos e de cada parque do Complexo Eólico Lagunar.

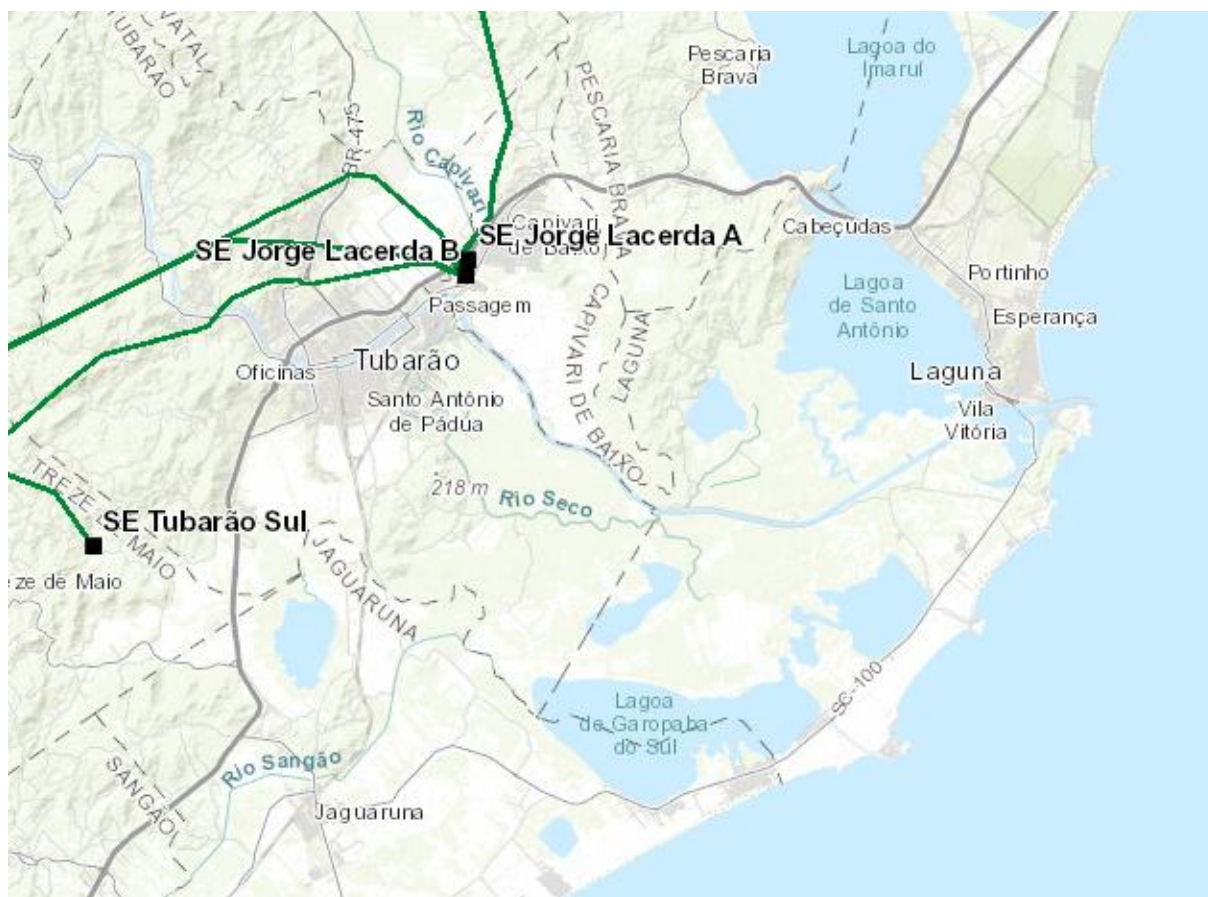
Figura 24 - Localização dos aerogeradores Complexo Eólico Lagunar



Fonte: RDS e TERRA AMBIENTAL (2013).

A partir das informações apresentadas, pretende-se simular o incremento de geração eolioelétrica *onshore* em Laguna, para verificar se é possível implementar um empreendimento desse porte na região, também mitigando situações de *constrained-off* e *constrained-off* como na hipótese de geração *offshore*. A Figura 25 mostra as subestações próximas ao local do empreendimento.

Figura 25 - Subestações próximas à cidade de Laguna



Fonte: EPE (2022d).

Ao verificar a Figura 25, conclui-se que as subestações mais próximas ao município de Laguna são Jorge Lacerda A e B. Como a Subestação de Jorge Lacerda A possui menos linhas de transmissão para o escoamento de potência elétrica, será escolhida a subestação de Jorge Lacerda B para a implantação do empreendimento. Além de situações de sobrecarga de linha de transmissão espera-se a indicação de atuação do esquema de controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2, visto no item 4.1.2.3 na Figura 18.

4.3 Resultados e Simulações

A seguir são apresentadas as simulações e os resultados encontrados no Organon, utilizando as hipóteses já mencionadas. Destaca-se que as simulações

foram realizadas apenas com a adição ou redução de potência ativa em usinas ou barramentos, usando as regiões de segurança dinâmicas (Dyn) do histórico de operação do Organon para implementação e análise de resultados. Para as simulações foram escolhidos dias típicos de carga e de geração que acarretam situações de contorno elétricas e energéticas para o exercício do planejamento integrado.

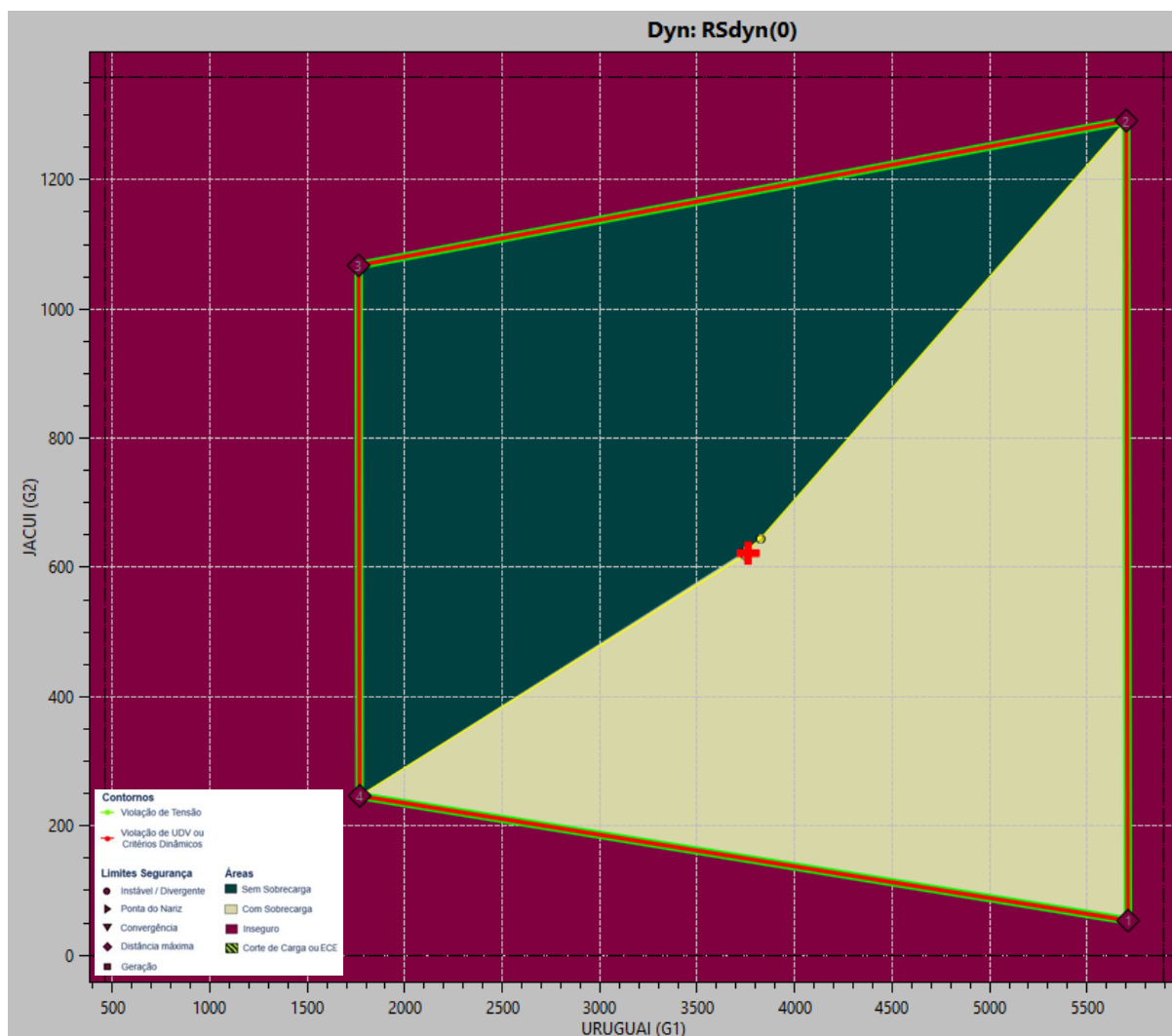
Também cabe ressaltar que cada região de segurança possui grupos de geração específicos e contingências pré-selecionadas, criados pelos engenheiros responsáveis pelo uso do *software* no tempo real do ONS com o intuito de representar da melhor forma possível a região de segurança de cada estado. Para o subsistema Sul apenas a região de segurança do 525 kV Sul e de 230 kV Santa Catarina estão explicitadas no submódulo 5.11 (ONS, 2022e) dos Procedimentos de Rede, de qualquer forma serão apresentados os grupos de geração de cada região de segurança utilizada e algumas das contingências pré-selecionadas serão evidenciadas nas simulações.

4.3.1 Usinas solares fotovoltaicas flutuantes como complementaridade energética

Para realizar essa simulação foi utilizado como data base o dia 01 de setembro de 2022 às 13h12min, pois apresentou as condições necessária para evidenciar a possível sobrecarga na LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1. Nesse dia a Conversora de Frequência de Garabi 1 estava exportando 954 MW e a Conversora de Garabi 2 exportando 80 MW, totalizando uma exportação de 1034 MW para a Argentina. E, o circuito 1 da LT 525 kV Ytá / Santa Ângelo estava desligado para manutenção.

Para a linha de 230 kV Guarita / Santa Rosa 1, a simulação foi realizada na região do Rio Grande do Sul (RS) e o resultado encontrado por meio do Organon está apresentado no nomograma da Figura 26.

Figura 26 - Região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

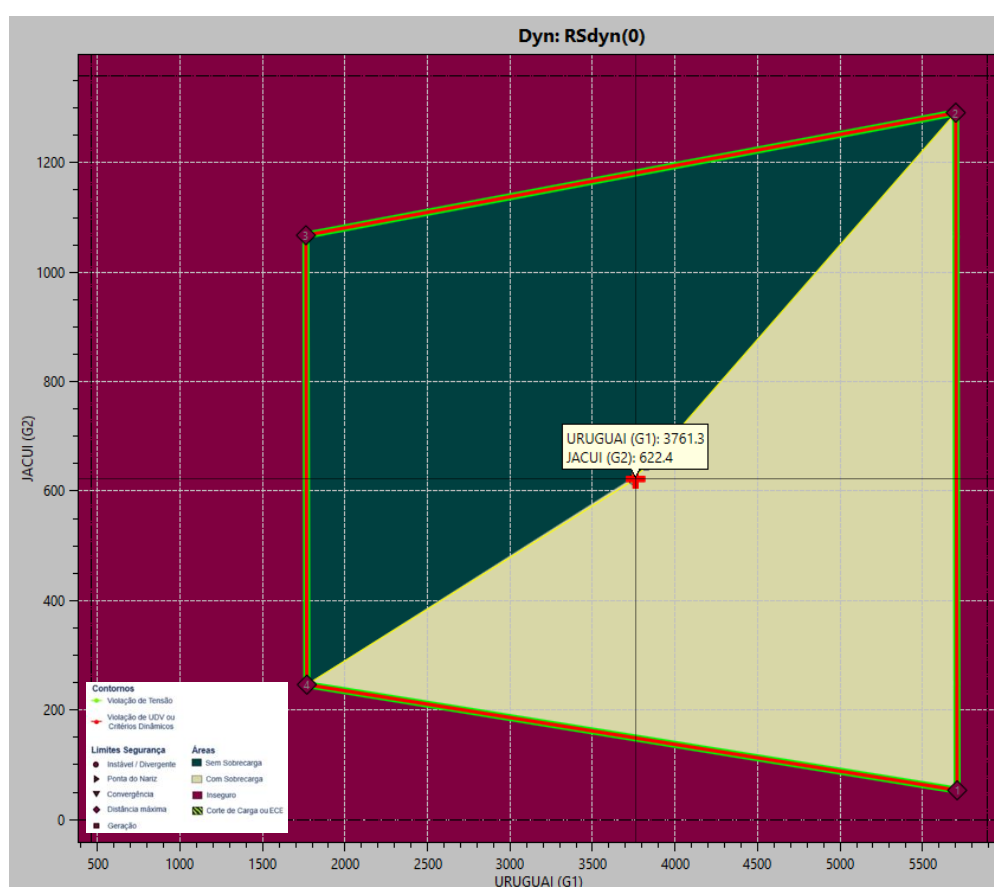
Por meio da Figura 26, verifica-se que o nomograma está dividido em três partes e o ponto de operação se encontra dentro da área com sobrecarga. Além disso, o eixo das ordenadas representa a geração do Grupo 2 de geração (G2), composto pelas usinas do Rio do Jacuí e adjacentes. O eixo das abscissas representa o Grupo 1 de geração (G1), composto pelas usinas do Rio Uruguai e adjacentes. As usinas de cada grupo são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança do Rio Grande do Sul

Uruguai (G1)	Jacuí (G2)
Garibaldi	Passo Real
Campos Novos	Jacuí
Barra Grande	Itaúba
Machadinho	Dona Francisca
Itá	Castro Alves
Foz do Chapecó	Monte Claro
Salto Pilão	Quatorze de Julho
Quebra Queixo	Canoas
Passo Fundo	Candiota
Monjolinho	Pampa Sul
São José	-
Passo São João	-

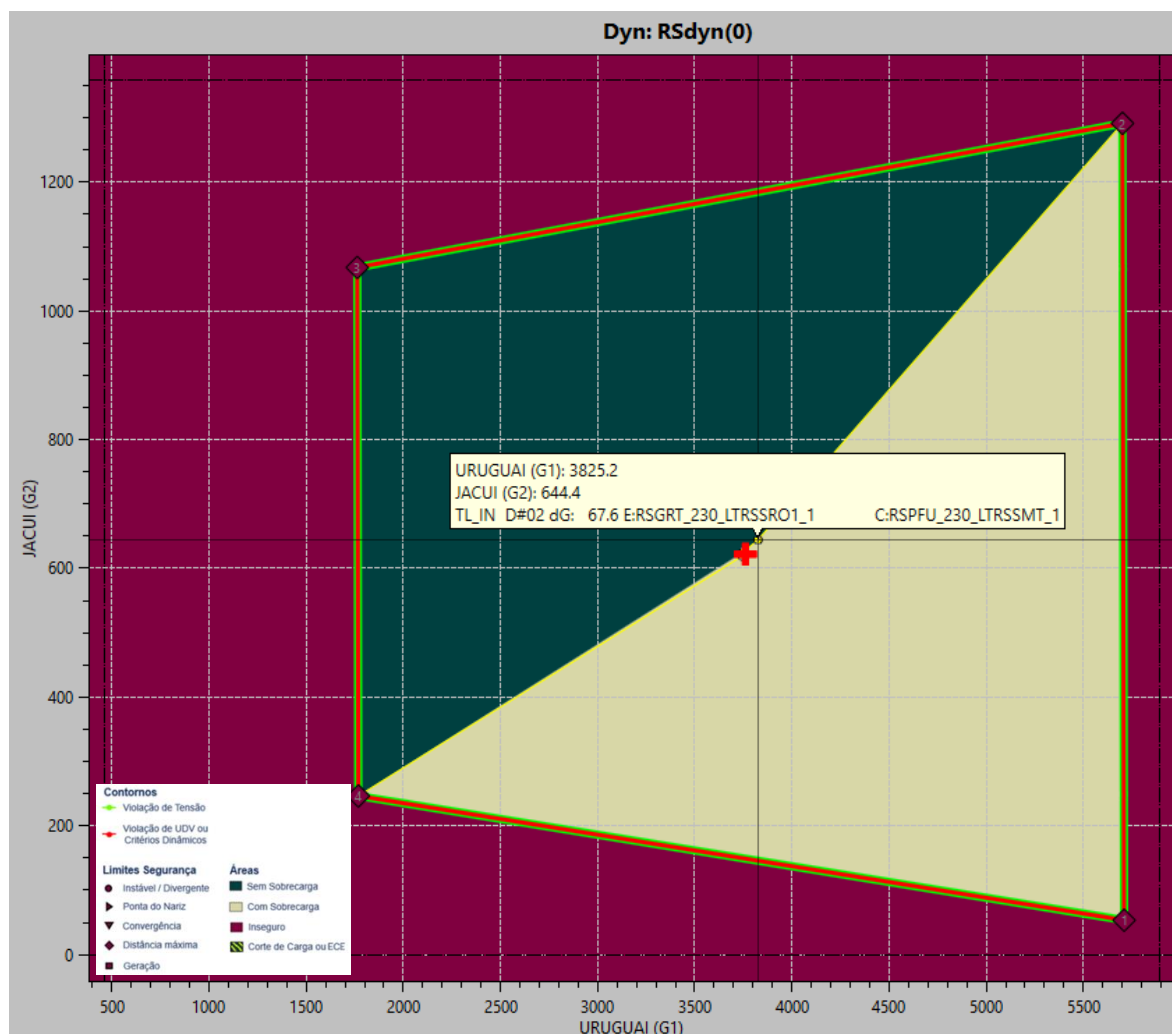
Fonte: Elaboração própria.

Para facilitar a visualização, a Figura 27 apresenta o ponto de operação e a Figura 28 contingência que está causando a sobrecarga.

Figura 27 - Ponto de operação na região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min

Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

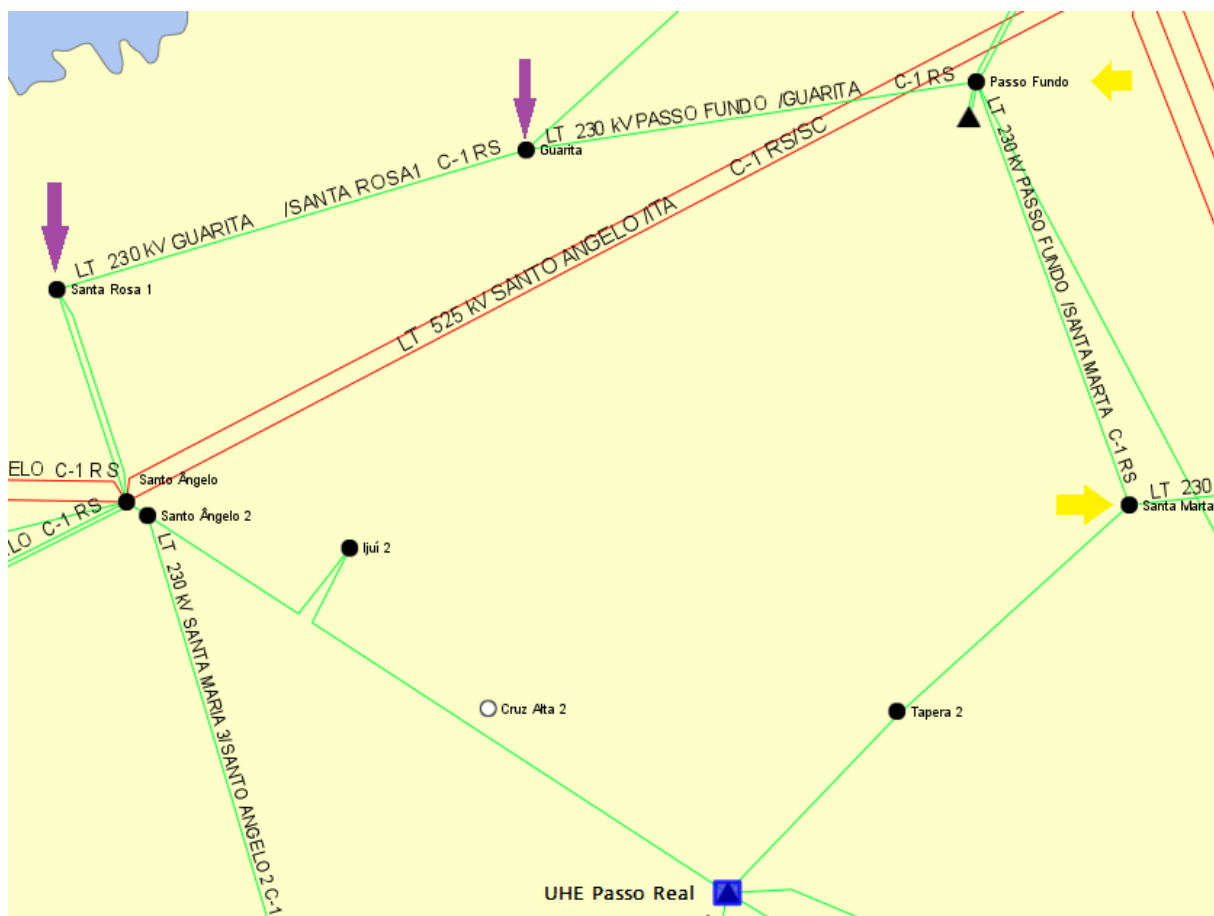
Figura 28 – Eventual contingência da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1 na região de segurança do RS em 01/09/2022 às 13h12min



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Da Figura 27 destacam-se os valores de geração de cada grupo no ponto de geração, sendo que Uruguai (G1) está com 3761,3 MW e o Jacuí (G2) com 622,4 MW. E, a linha que está indicando sobrecarga inadmissível, que no caso é a 230 kV Guarita / Santa Rosa 1 C1 (RSGRT_230_LTRSSRO1_1) para eventual contingência da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1 (RSPFU_230_LTRSSMT_1). Já a Figura 29 tem objetivo de deixar mais claro o cenário de contingência (setas amarelas) e sobrecarga (setas roxas) apresentado no Organon.

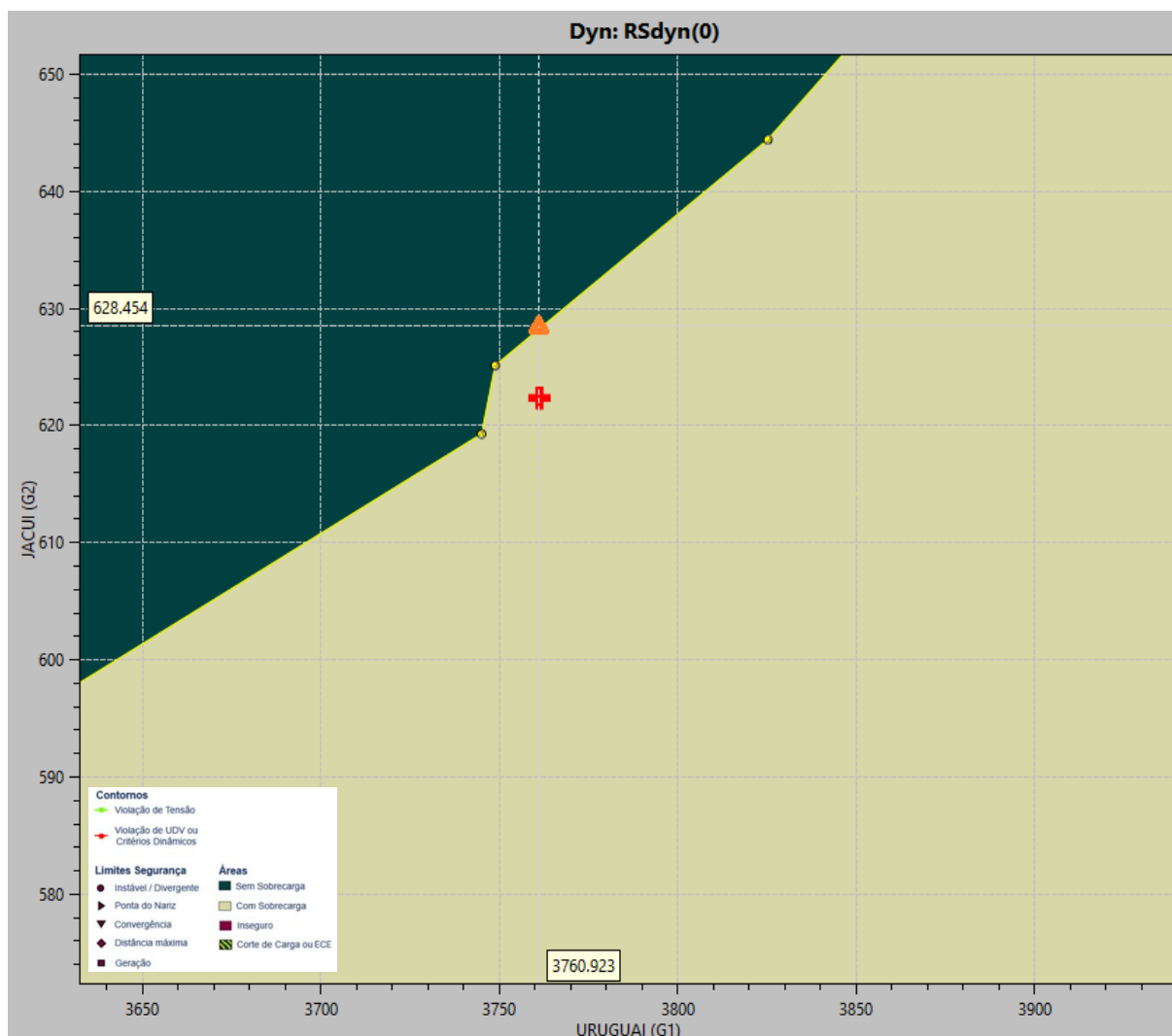
Figura 29 - Sobrecarga na LT 230 kV Guarita / Santa Rosa 1 na contingência da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1



Fonte: ONS (2022x).

Como uma linha pode ultrapassar os limites de emergência cadastrados e entrar em sobrecarga, é necessário realizar providências para deslocar o ponto de operação para a região sem sobrecarga do nomograma, evitando a possível sobrecarga no desligamento da LT 230 kV Passo Fundo / Santa Marta C1. Considerando a hipótese apresentada no 4.2.1, referente a complementaridade energética com usinas solares fotovoltaicas flutuantes, para alterar o ponto de operação não se pretende alterar exportação pelas conversoras de Garabi ou reduzir geração nas usinas do Uruguai, mas sim elevar a geração nas usinas do Jacuí (grupo 2) com a adição das fotovoltaicas. A Figura 30 mostra a fronteira entre área com e sem sobrecarga, e o montante de geração no Grupo 2 nesse ponto.

Figura 30 - Fronteira entre áreas com e sem sobrecarga na região de segurança RS em 01/09/2022 às 13h12min



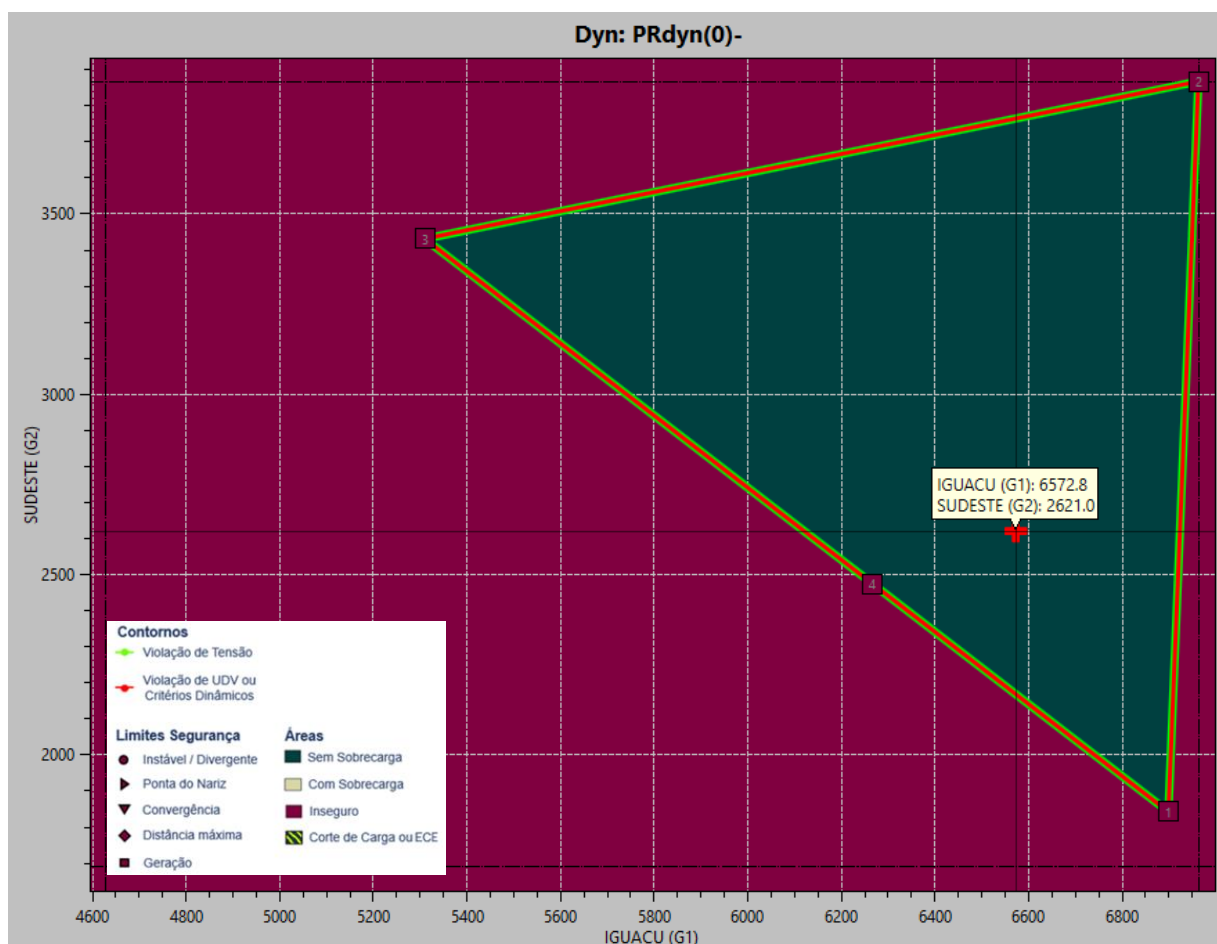
Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Como é possível verificar na Figura 30, a geração necessária no Grupo 2 para retirar o ponto de operação da região com sobrecarga deve ser maior que 628,454 MW e considerando que o ponto de operação está em 622,4 MW, é necessário elevar mais do que 6,054 MW nas usinas do Rio Jacuí. Ou seja, se for implementada uma geração de 14,123 MW na Usina do Passo Real, o ponto de operação do sistema entraria na região sem sobrecarga inadmissível, evitando reduzir exportação ou geração nas usinas do Grupo 1.

4.3.2 Resposta da demanda

Para realizar essa simulação o dia escolhido foi 24 de agosto de 2022 às 18h49min, por ser um horário com patamar de carga pesada com a usina termelétrica de Araucária e a usina hidrelétrica de Governador Parigot de Souza (GPS) em operação, com 465,7 MW e 245,5 MW respectivamente. Como listado na Figura 17 do item 4.1.2.2, essas usinas são recursos para reduzir o carregamento da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 ou C2. Assim, caso forem desligadas as usinas, a condição do sistema nesse dia passa a ser pior para os circuitos mencionados. A Figura 31 mostra a região de segurança do Paraná (PR) no dia e horário escolhido.

Figura 31 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Como verifica-se por intermédio da Figura 31, a região de segurança do Paraná é composta pelos grupos de geração Sudeste (G2) e Iguaçu (G1), as usinas de cada grupo estão listadas no Quadro 2. Também é possível verificar a geração de cada grupo, onde G1 está com 6572,8 MW e G2 com 2621,0 MW. E, que a região está dividida em duas áreas, área sem sobrecarga e área de insegurança.

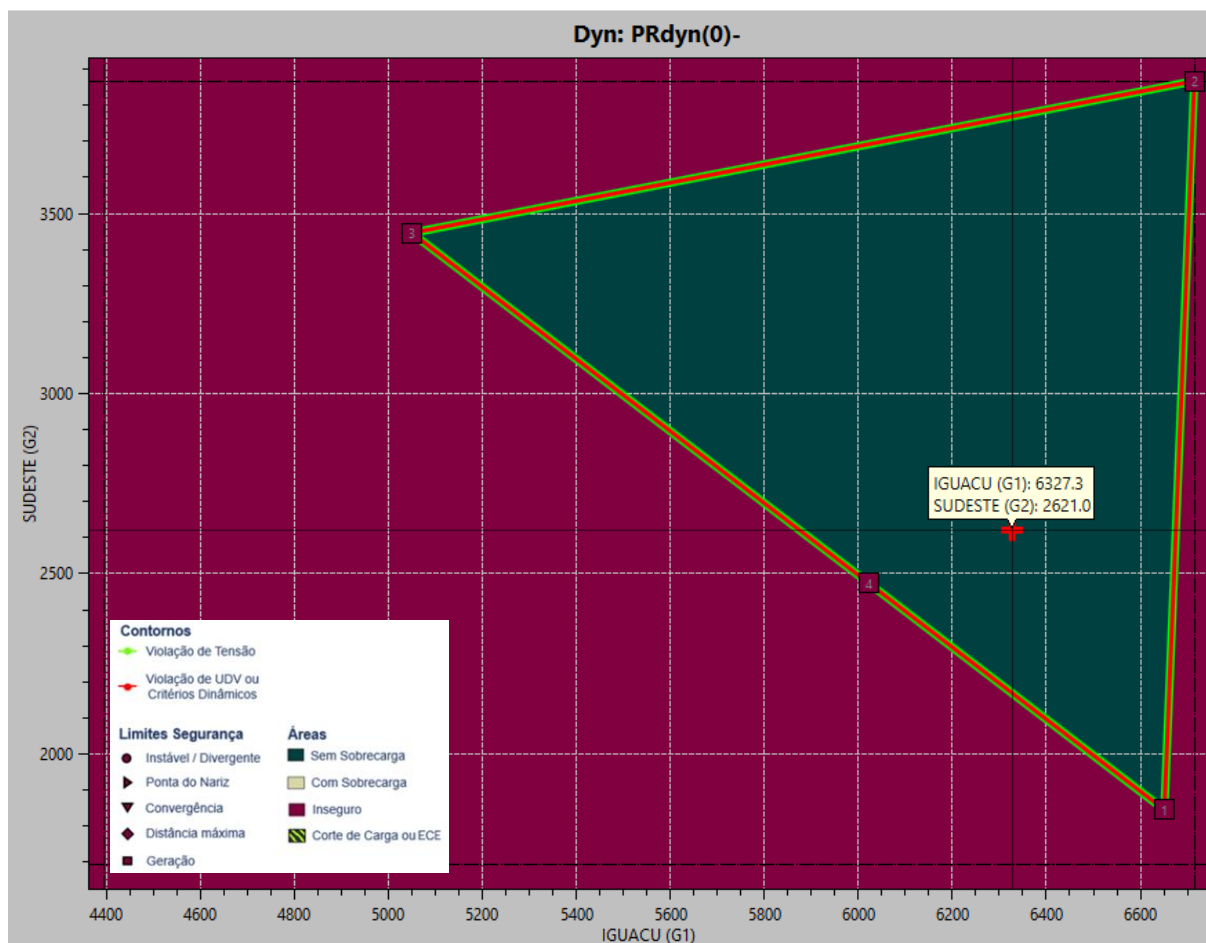
Quadro 2 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança do Paraná

Iguaçu (G1)	Sudeste (G2)
Gov. Bento Munhoz da Rocha	Chavantes
Gov. Ney Aminthas Barros	Piraju
Salto Santiago	Jurumirim
Salto Osório	Jupia
Gov. José Richa	Porto Primavera
Baixo Iguaçu	Rosana
Gov. Jayme Canet Jr	Taquarucu
Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza	Capivari
Santa Clara	Três Irmãos
Fundão	-

Fonte: Elaboração própria.

Após definir o dia e horário para a simulação foi realizado o redespacho de geração nas usinas de Araucária e Governador Parigot de Souza, desligou-se ambas as usinas do SIN para verificar se com a carga em que o sistema se encontrava, ocasionaria problemas. A Figura 32 ilustra a nova região de segurança, após o redespacho de geração.

Figura 32 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com redespacho de geração



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Ao analisar a Figura 32 verifica-se que apenas o ponto de operação se deslocou 245,5 MW para esquerda, pois como visto no Quadro 2, a usina de GPS faz parte do grupo de geração G1. Dessa forma, além do redespacho foi implementado mais carga na região metropolitana de Curitiba sendo adicionados 1200 MW distribuídos entre as subestações que possuem conexões com a SE Campo Comprido, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Carga na região metropolitana de Curitiba

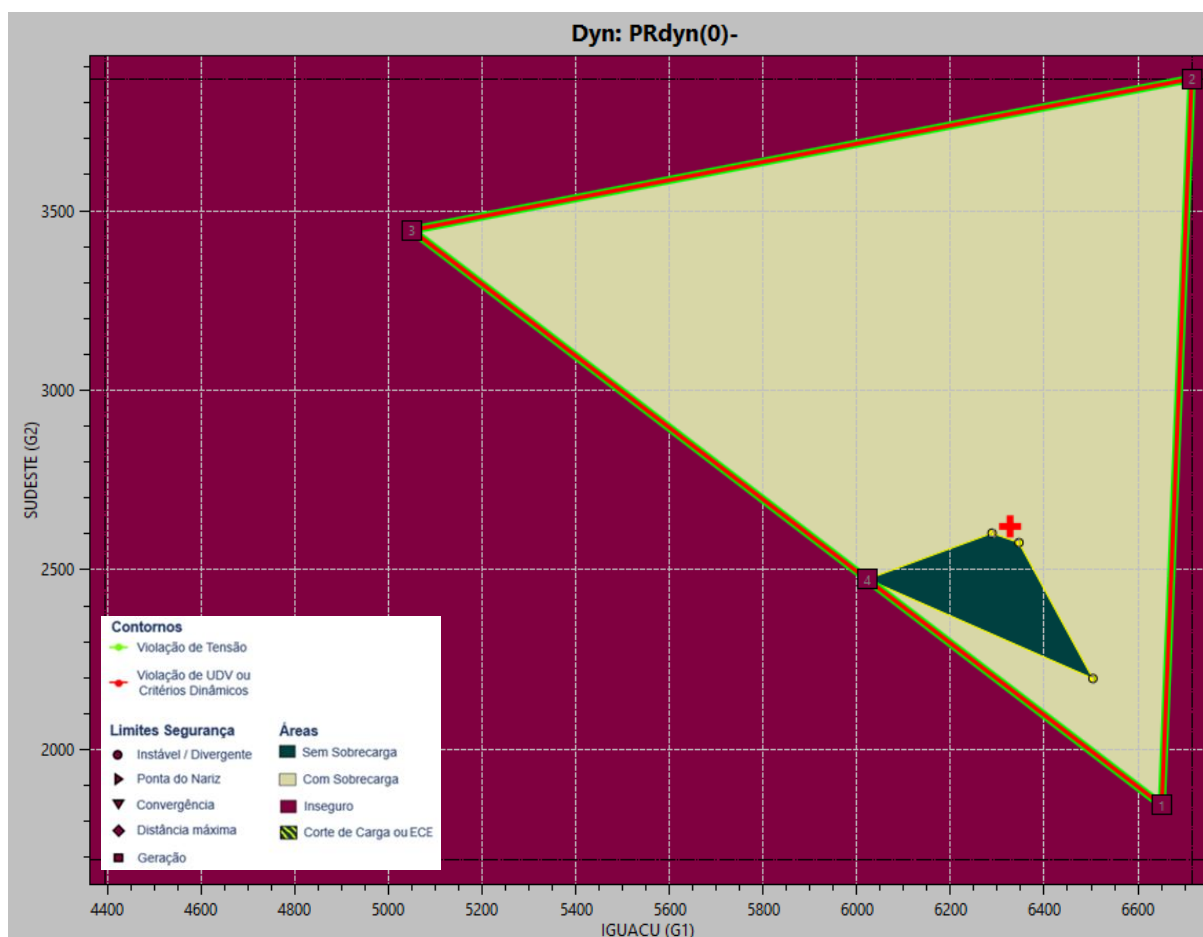
Subestação	Carga Adicionada (MW)
Campo Comprido	500
Gralha Azul	300

Cidade Industrial de Curitiba	200
Santa Quitéria	100
Pilarzinho	100
Total	1200

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 33 mostra a região de segurança do Organon com a adição de 1200 MW na região metropolitana de Curitiba.

Figura 33 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW

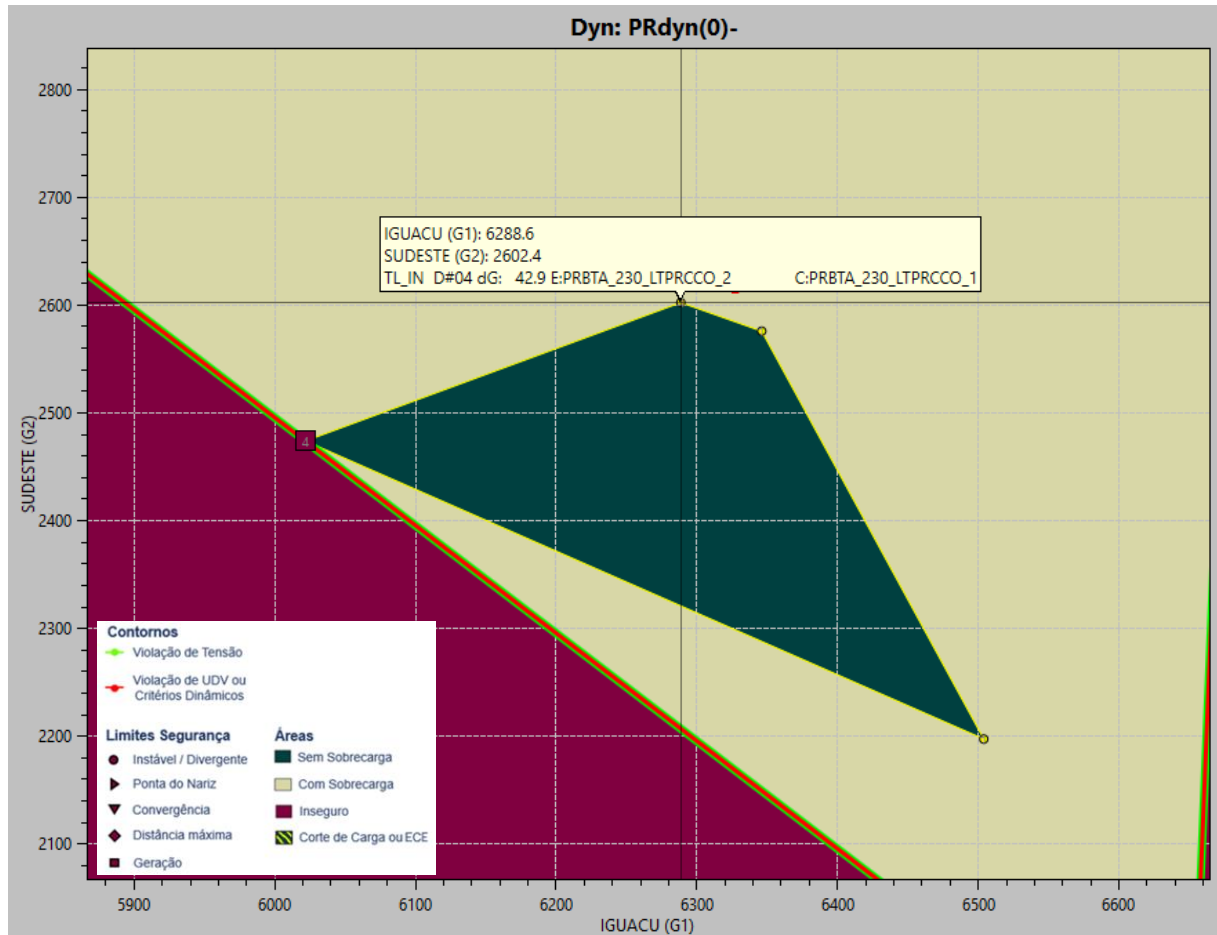


Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Ao analisar a Figura 33, verifica-se o surgimento de uma área com sobrecarga e que ponto de operação está dentro dela. Essa área é delimitada pela

contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1 que causará uma sobrecarga na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2, como mostra a Figura 34.

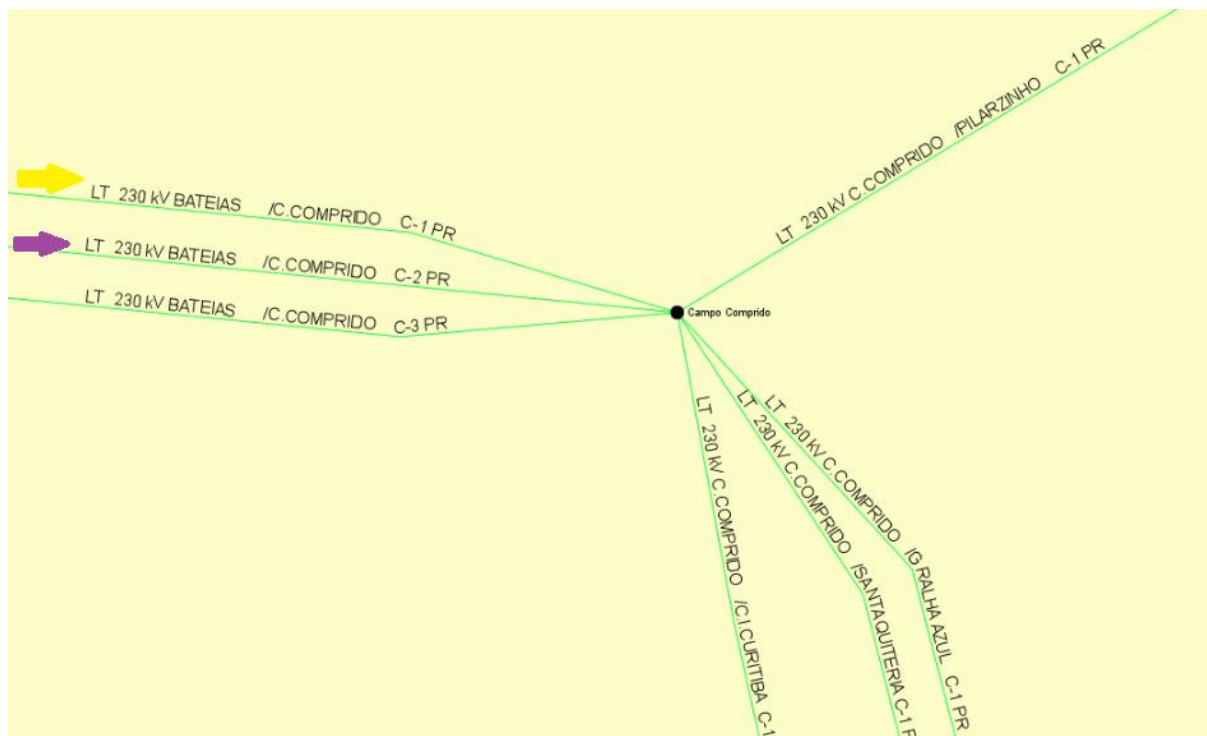
Figura 34 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW contingência



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Com o resultado apresentado na região de segurança anterior, foi possível alcançar uma situação semelhante a Instrução de Operação Normal. A Figura 35 ilustra a situação obtida no Organon, com o cenário de eventual contingência (seta amarela) e a linha que pode entrar em sobrecarga (seta roxa).

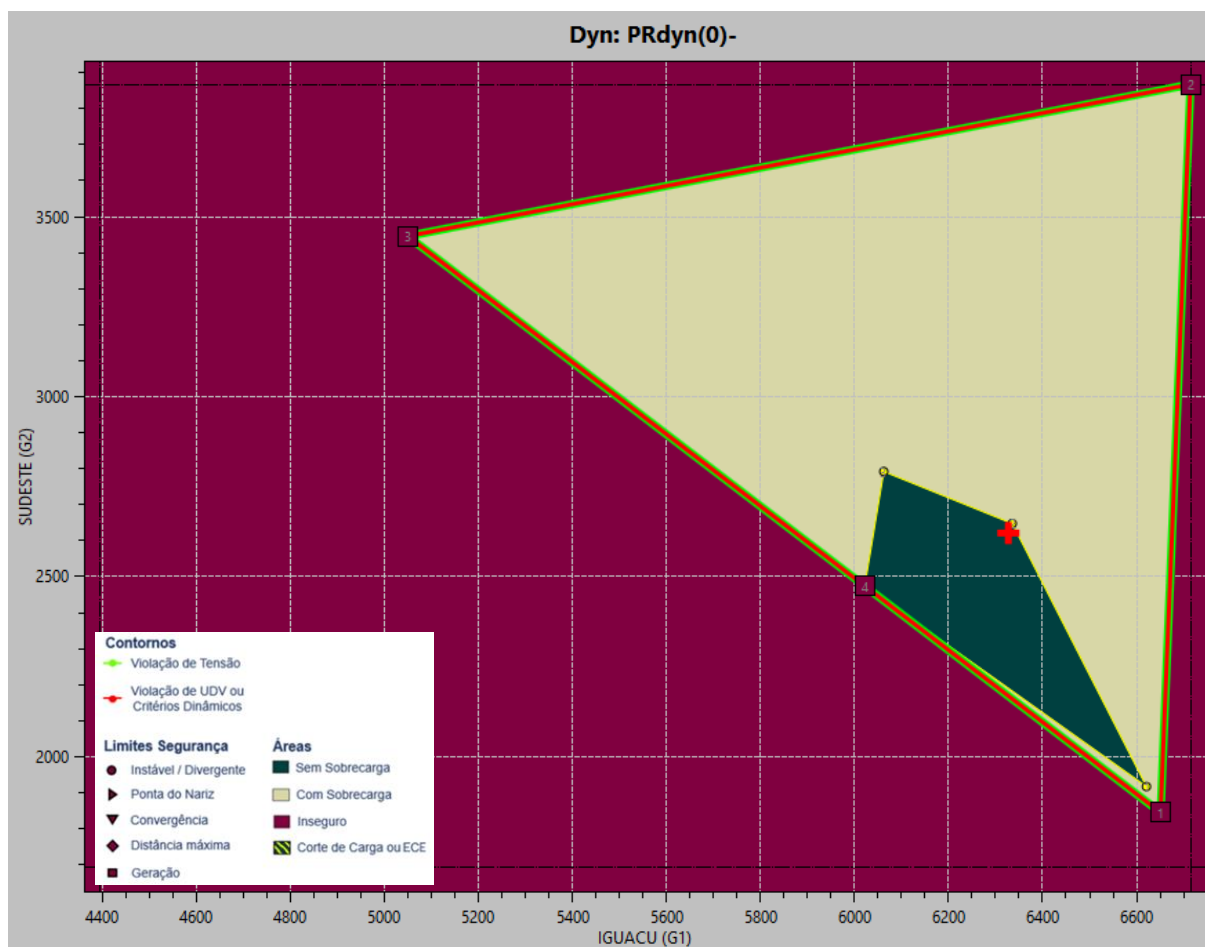
Figura 35 - Sobrecarga na LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C2 na eventual contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1



Fonte: ONS (2022x).

Em seguida é verificado se uma alteração na demanda pode substituir a geração térmica de Araucária. Para isso, foi reduzido 10 MW na subestação de Gralha Azul (GRL), onde é conectada a UTE Araucária, a região de segurança após essa alteração é apresentada na Figura 36.

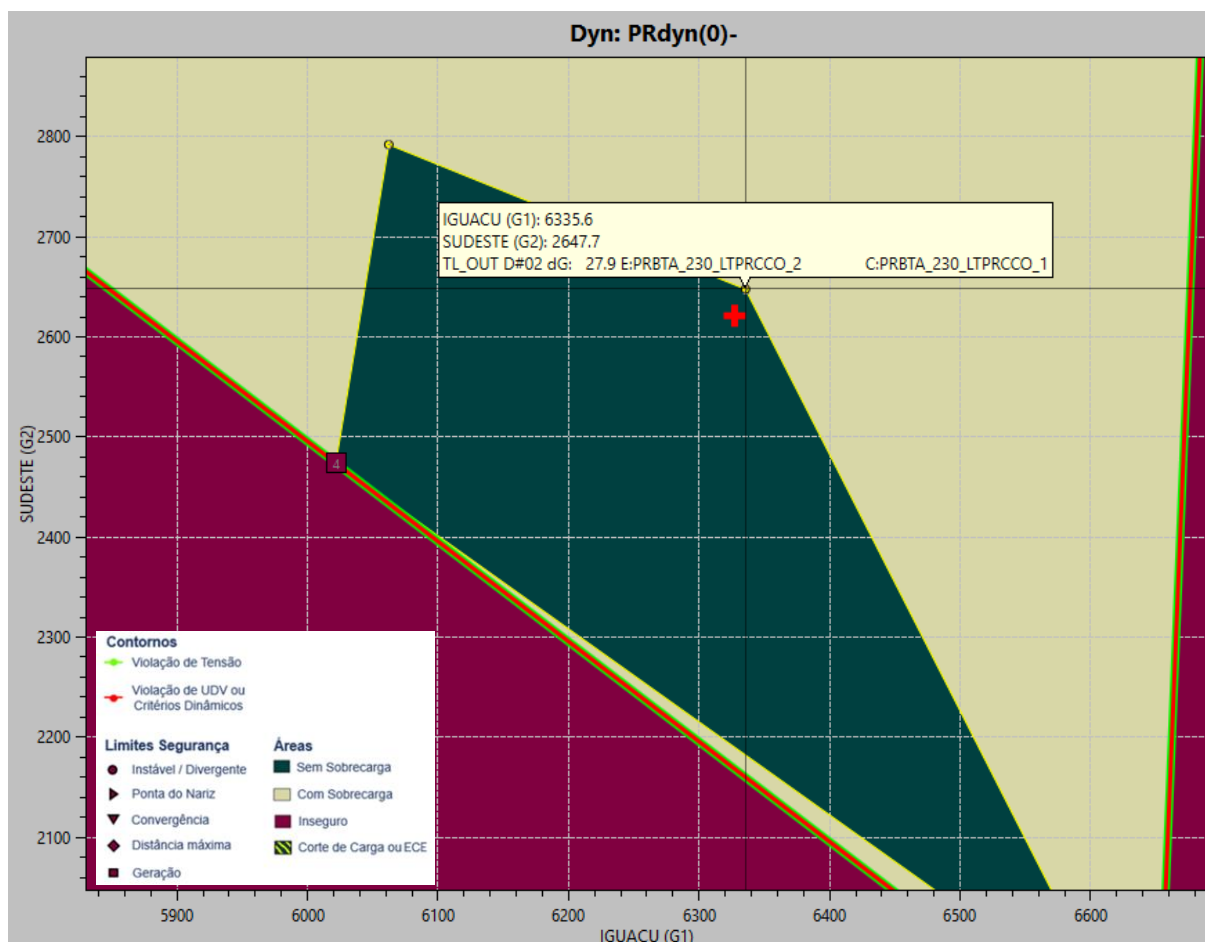
Figura 36 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW e redução em GRL



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Por meio da Figura 36 verifica-se que a região de segurança teve alteração na proporção da área com sobrecarga, fazendo o ponto de operação entrar na área sem sobrecarga. Ou seja, a redução de 10 MW causada por uma possível resposta da demanda pode substituir a geração da UTE Araucária na mesma proporção. A Figura 37 ilustra a situação de sobrecarga inadmissível para a eventual contingência da LT 230 kV Bateias / Campo Comprido C1, a mais próxima do ponto de operação.

Figura 37 - Região de segurança do PR em 24/08/2022 às 18h49min com 1200 MW e redução em GRL contingência



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

4.3.3 Crescimento da geração eólicoelétrica *Offshore* e *Onshore* – *curtailment-off* e *constrained-off*

A seguir são apresentadas as simulações para os empreendimentos *offshore* no litoral do Rio Grande do Sul e *onshore* no litoral de Santa Catarina.

4.3.3.1 *Offshore* no Rio Grande do Sul

A simulações foram realizadas com os dados do dia 12 de novembro de 2022 às 20h01min, ou seja, cenário de carga média de domingo. Antes de realizar a simulação foi verificado a geração eólicoelétrica na região que o parque *offshore* seria inserido, já que a região conta com outros parques eólicoelétricos *onshore*. A Tabela 3

apresenta um resumo da geração cada parque próximo a subestação de Atlântida 2 no momento da simulação e a potência instalada conforme informadas nos PR.

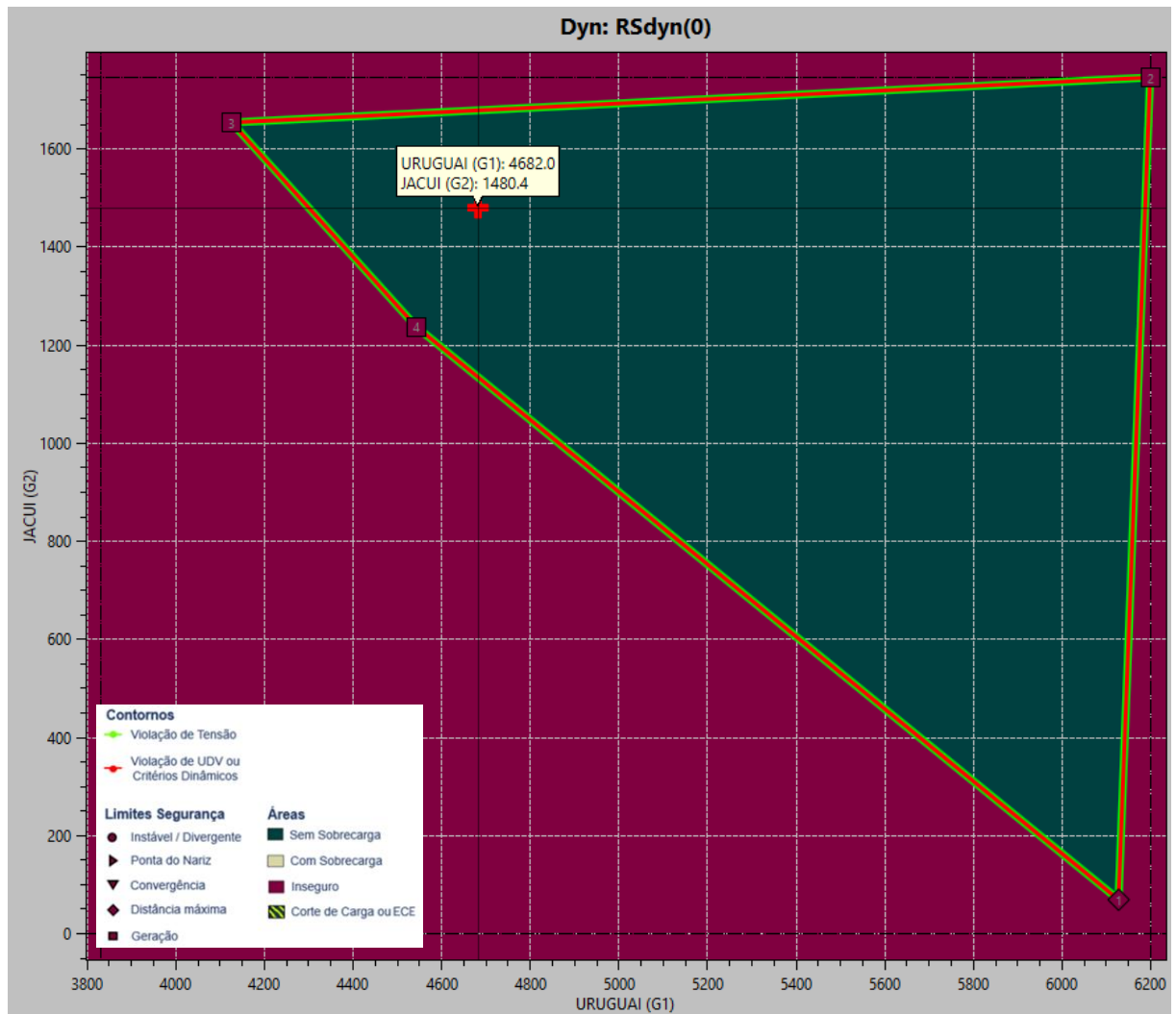
Tabela 3 - Parques eólicos próximos a SE Atlântida 2

Parque Eólico	Potência Atual (MW)	Potência Instalada (MW)
Cidreira	51,2	70
Atlântica	101,2	120
Lagoa dos Barros	291	317,9
Xangrilá	28,3	31,7
Total	471,7	539,6

Fonte: Adaptado de ONS (2022y).

Pela Tabela 3, verifica-se que a diferença entre potência instalada e potência atual (na simulação) é de 67,9 MW. Assim, quando foi adicionada a geração *offshore* na subestação de Atlântida 2, descontou-se essa diferença de potência que os parques *onshore* podem alcançar. A região de segurança do Rio Grande do Sul às 20h01min do dia 12 de novembro de 2022 é apresentada na Figura 38.

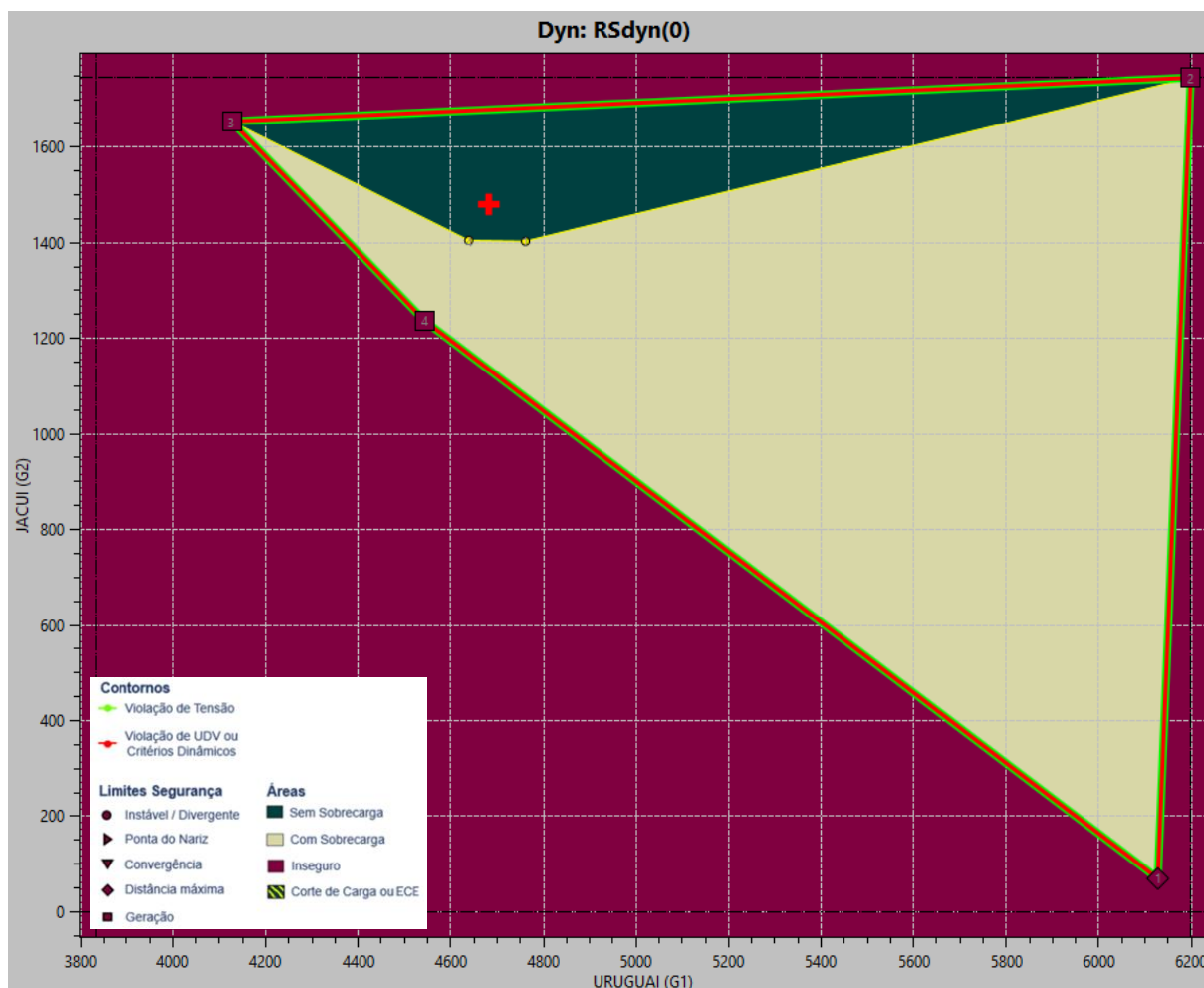
Figura 38 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

A simulação foi realizada com incrementos de geração até encontrar uma região de insegurança ou sobrecarga, sendo que ao adicionar 370 MW, ou seja, 12,33% da geração *offshore* prevista, a região de segurança do Organon se comportou conforme a Figura 39.

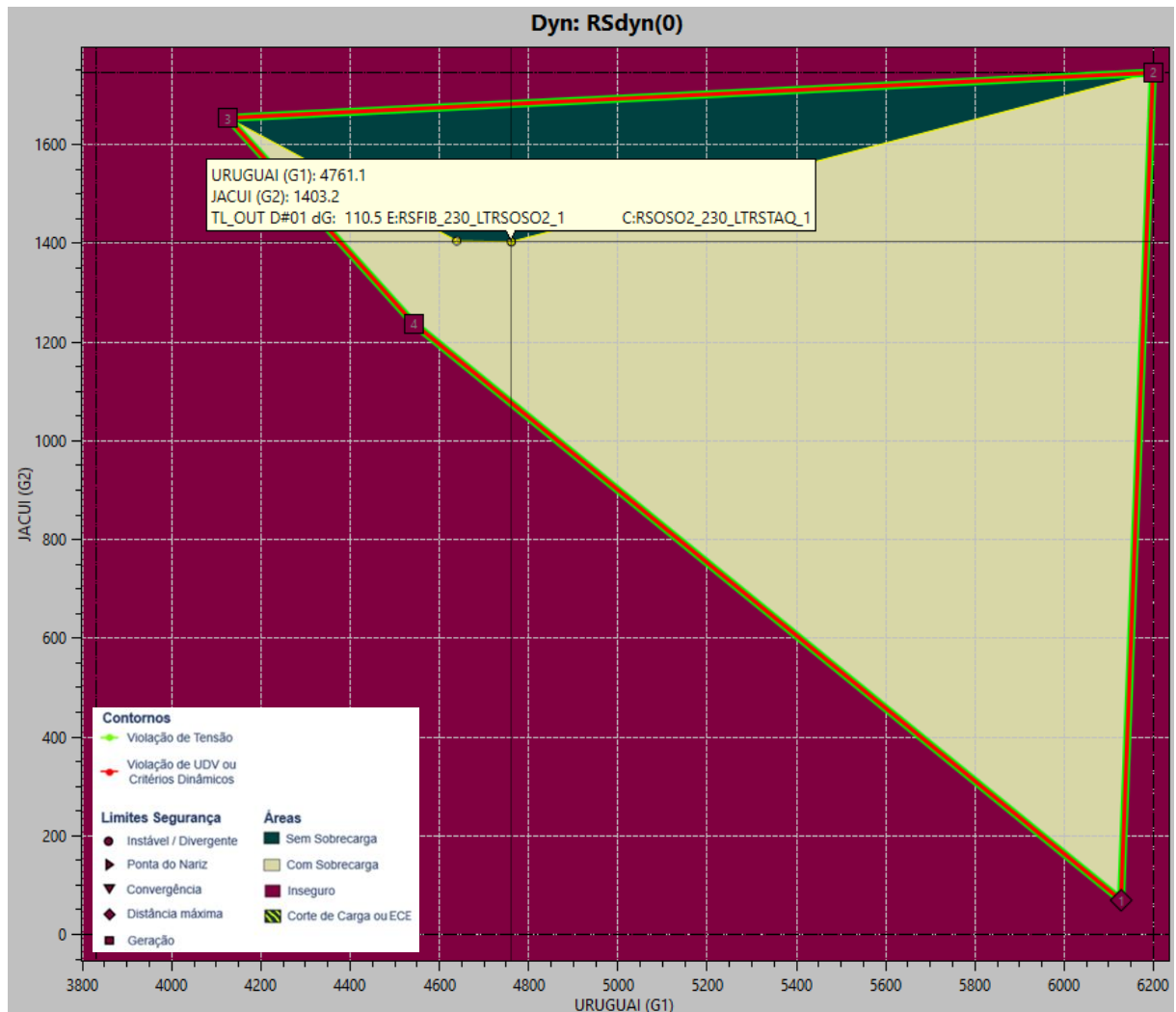
Figura 39 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min após inserção de 370 MW de geração offshore



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Pela Figura 39 verifica-se que o ponto de operação está em uma área sem sobrecarga inadmissível, porém se reduzir geração no grupo G2 e/ou elevar no grupo G1 o ponto passa para uma área com sobrecarga inadmissível. A contingência responsável pela área de sobrecarga na Figura 39 é o desligamento da LT 230 kV Osório 2 / Taquara que causará uma sobrecarga na LT 230 kV Fibraplac / Osório 2, como pode ser visto na Figura 40.

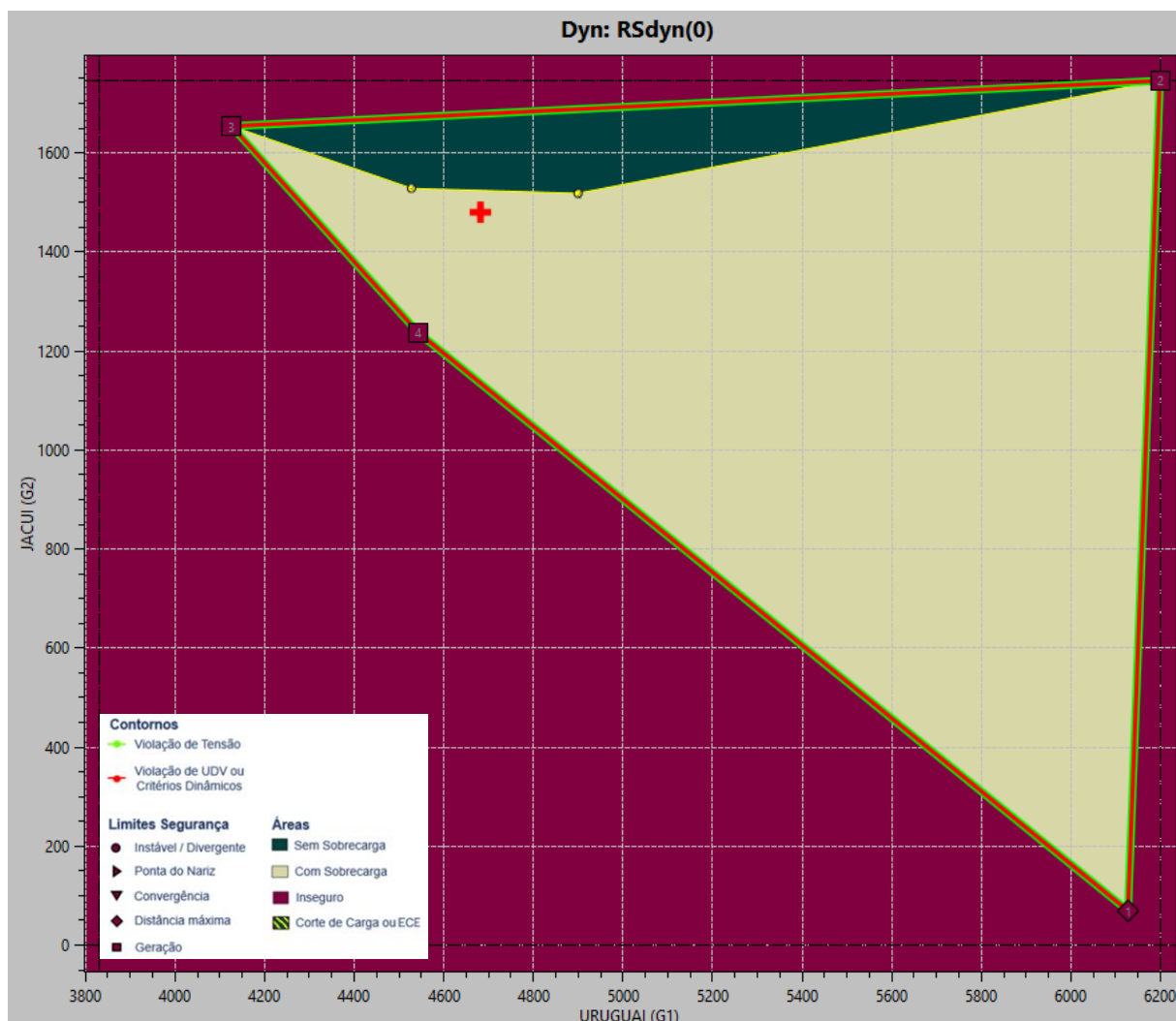
Figura 40 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min na eventual contingência da LT 230 kV Osório 2 / Taquara



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

A Figura 41 ilustra o cenário obtido no Organon de forma espacial, onde as setas amarelas indicam a contingência e as setas roxas indicam a sobrecarga. Em azul foi destacada a SE Atlântida 2, local da inserção de geração eólica.

Figura 42 - Região de segurança RS em 12/11/2022 às 20h01min após inserção de 375 MW de geração *offshore*



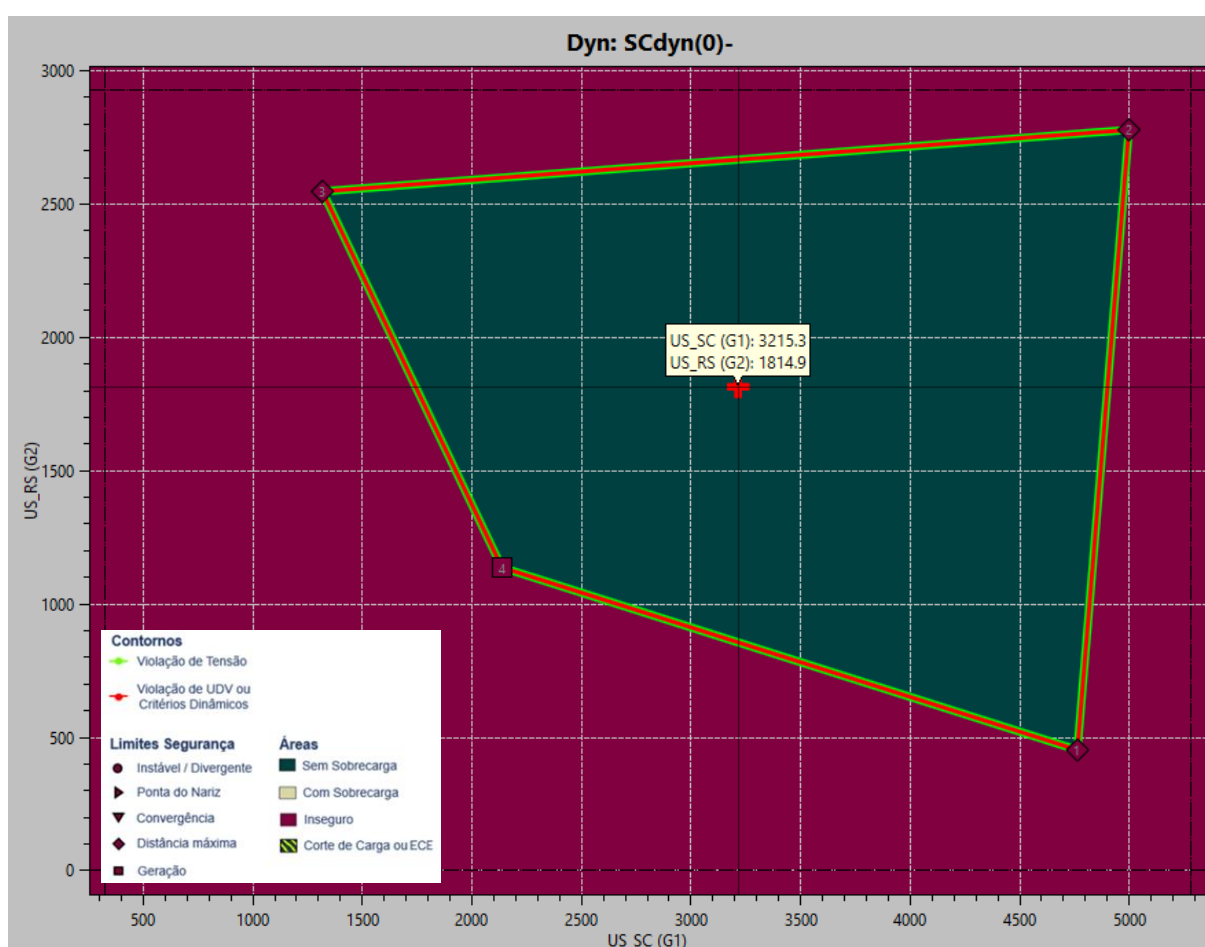
Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Assim, ao analisar a Figura 42 verifica-se que o ponto de operação entrou em uma área de sobrecarga. Sendo possível tomar duas decisões, ou reduzir a geração eólicoelétrica *offshore* ou mover o ponto de operação utilizando os Grupos 1 e 2 de geração. Como o objetivo era verificar o máximo de geração que seria possível adicionar em um determinado cenário de operação do SIN, conclui-se que o máximo geração que pode ser colocado adicionado na região é 370 MW no dia 12 de novembro de 2022 às 20h01min.

4.3.3.2 Onshore em Santa Catarina

Para essa simulação foi usado como base o dia 13 de novembro de 2022 às 20h05min (patamar de carga pesada), pois havia despacho de geração em todos subestações de Jorge Lacerda, com geração de 55 MW em Jorge Lacerda A, 110 MW em Jorge Lacerda B e 320 MW em Jorge Lacerda C. A Figura 43 ilustra a região de segurança de Santa Catarina (SC) para o dia e horário escolhido.

Figura 43 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Na região de segurança da Figura 43 nota-se que há apenas duas áreas, uma de insegurança e outra sem sobrecarga, sendo que o ponto de operação se encontra com o grupo G1 em 3215,3 MW e o grupo G2 em 1814,9 MW. A composição de usinas em cada grupo é apresentada no Quadro 3.

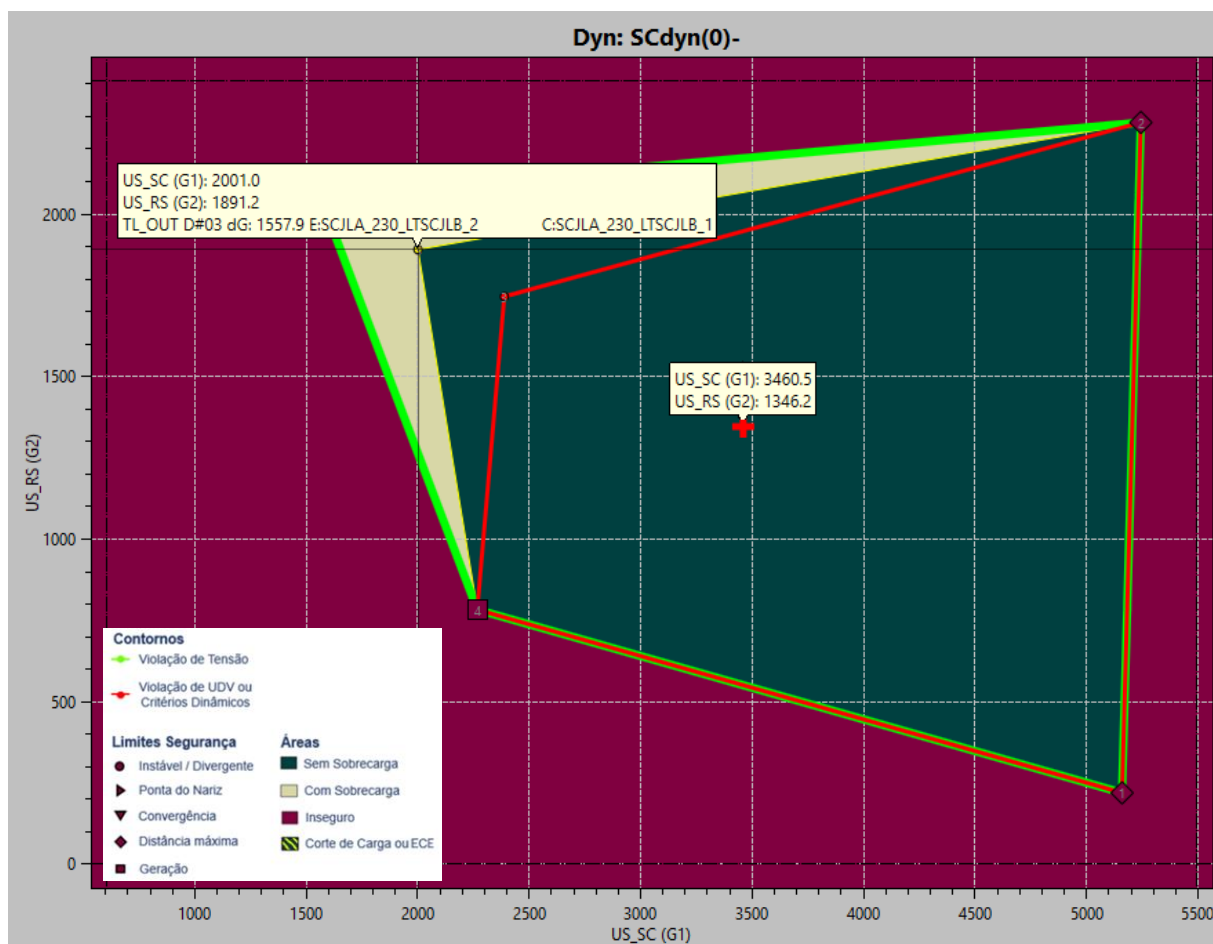
Quadro 3 - Usinas dos Grupos de Geração da Região de Segurança de Santa Catarina

US_SC (G1)	US_RS (G2)
São Roque	Passo Real
Garibaldi	Jacuí
Campos Novos	Itaúba
Barra Grande	Dona Francisca
Machadinho	Castro Alves
Itá	Monte Claro
Quebra Queixo	Quatorze de Julho
Salto Pilão	Foz do Chapecó
Jorge Lacerda A	Passo Fundo
Jorge Lacerda B	Monjolinho
Jorge Lacerda C	São José
-	Passo São João
-	Candiota
-	Canoas
-	Pampa Sul

Fonte: Elaboração própria.

Para promover um cenário mais adequado para atuação do Esquema Especial de Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2, visto no item 4.1.2.3 na Figura 18, foi elevada a geração do Complexo de Jorge Lacerda para o máximo, com apenas uma unidade geradora sincronizada em cada usina, sendo necessário ultrapassar os limites de geração das unidades de Jorge Lacerda A e B, pois não foi possível sincronizar outros grupos durante essa simulação. Também, foram desligadas a termelétrica de Pampa Sul e a hidrelétrica do Jacuí. Com essas alterações, pretende-se aumentar o fluxo de potência em direção ao Rio Grande do Sul e maximizar a potência disponível próximo a subestação de Jorge Lacerda B. Paralelamente, foi incluído a geração do Complexo Eólico de Lagunar no valor de 568,2 MW no barramento da subestação de Jorge Lacerda B. A Figura 44 mostra a região de segurança após o redespacho de geração e incremento da geração *onshore*.

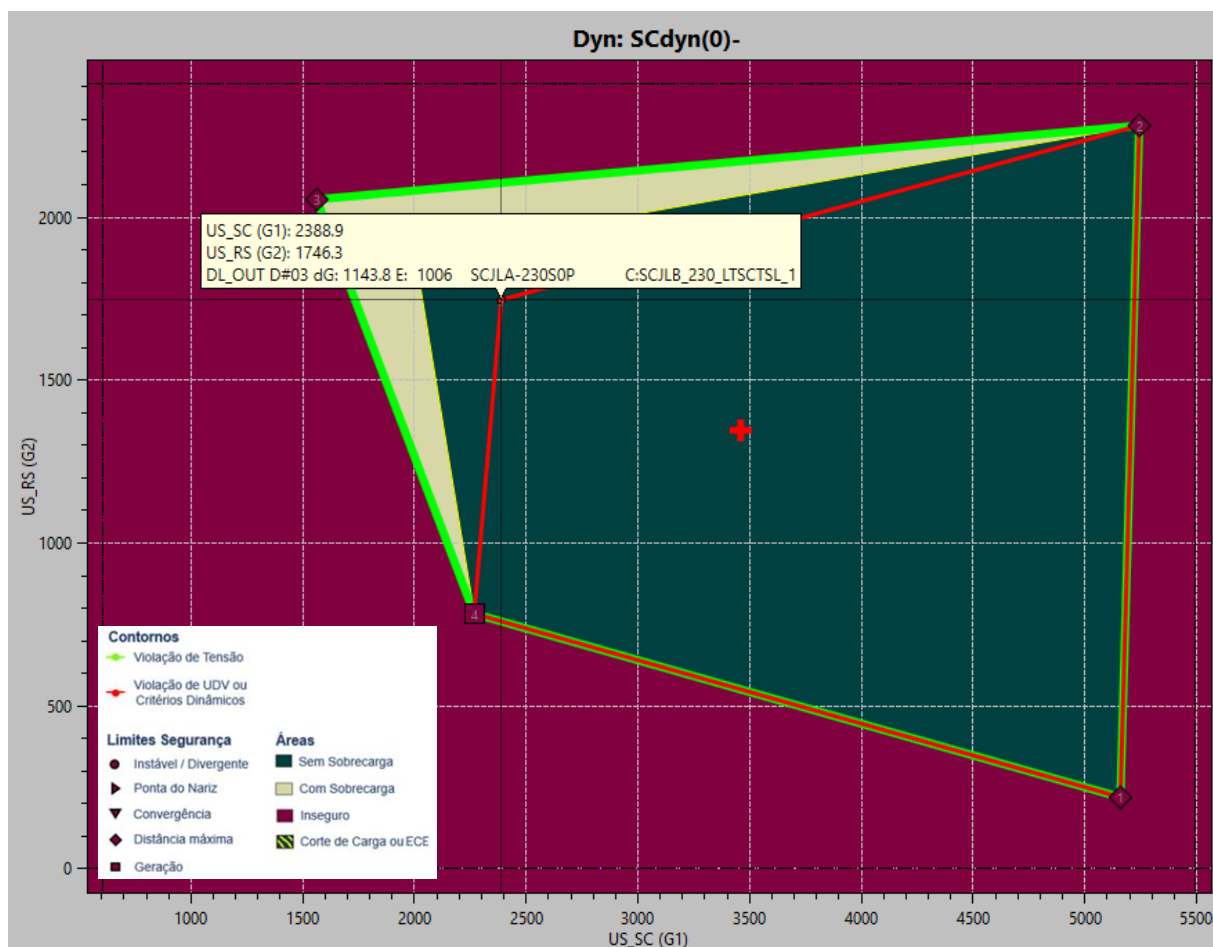
Figura 44 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Pela Figura 44 verifica-se que o ponto de operação teve um deslocamento para G1 com 3460,5 MW e G2 com 1346,2 MW, já que as usinas redespachadas fazem parte dos grupos. Também é notável uma área com sobrecarga inadmissível referente a contingência da LT 230 kV Jorge Lacerda A / Jorge Lacerda B C1 sobrecarga na LT 230 kV Jorge Lacerda A / Jorge Lacerda B C2 (circuito remanescente). E, uma aproximação do contorno de critério dinâmico do ponto de operação devido a contingência da LT 230 kV Jorge Lacerda A / Tubarão Sul C1 com violação no barramento de 230 kV de Jorge Lacerda A, como mostrado na Figura 45. Esse critério dinâmico pode ser ignorado, pois surgiu devido à sobre geração colocada nas unidades geradoras de Jorge Lacerda A e B.

Figura 45 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração contorno de critério dinâmico



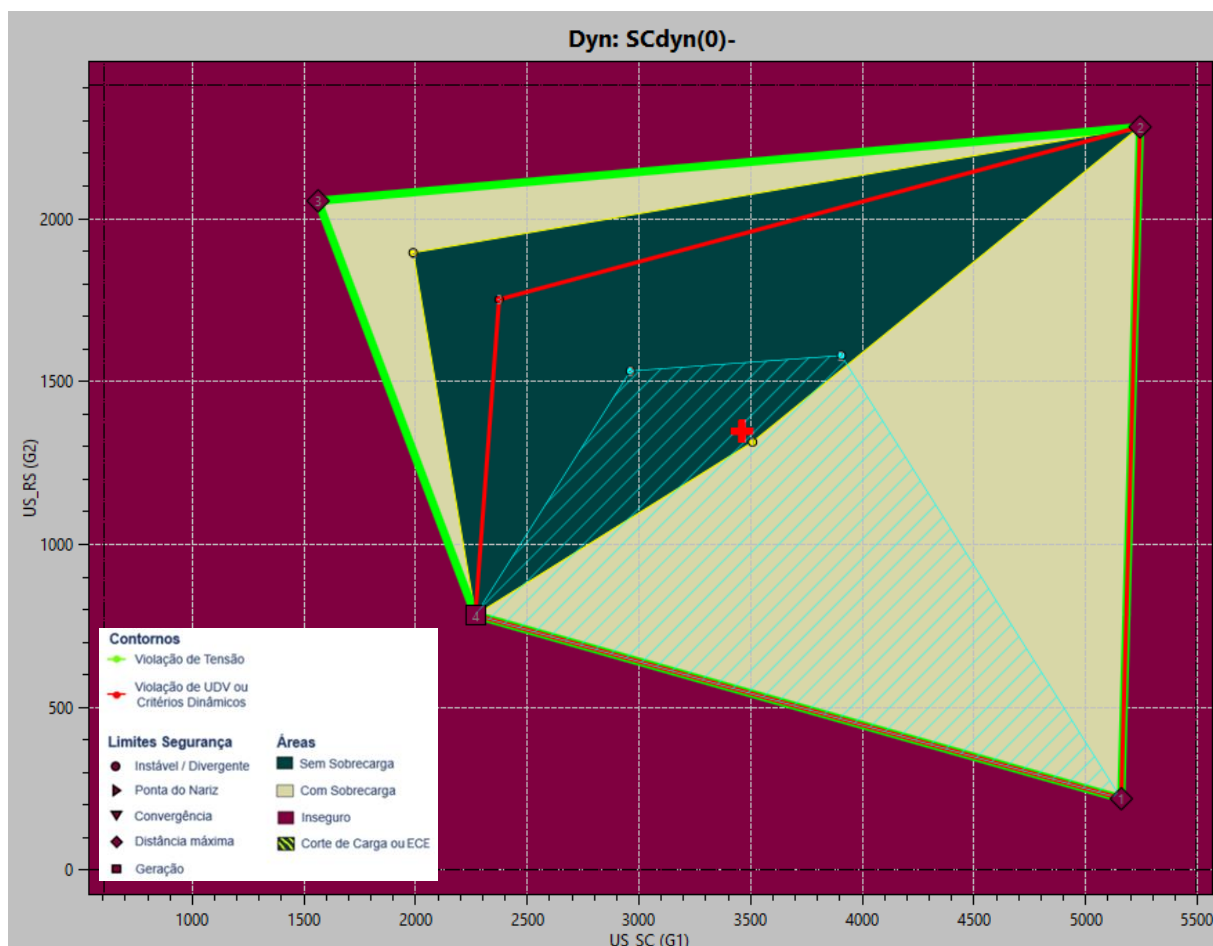
Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Como pode ser verificado pelas Figura 44 e Figura 45, mesmo com a geração maximizada no complexo Jorge Lacerda e redução de geração no Rio Grande do Sul, a adição do Complexo Eólico Lagunar não afetaria a segurança do sistema. Porém, problemas podem ser percebidos, caso a geração eólica da região de Atlântida 2 e Osório 2 no Rio Grande Sul estiver zerada. E, adicionalmente a carga da região estiver elevada, o que pode ser um cenário possível pois as regiões litorâneas nos finais de ano e carnaval possuem incremento de carga expressivo como relata o Governo do Estado do Rio Grande do Sul (2004).

Desta forma, realizou-se a compensação da geração eólica na região de Atlântida 2 e Osório 2, e foi realizado o aumento de carga na SE Atlântida 2 e na SE Forquilha até o Organon apresentar uma área com sobrecarga ou a atuação do Esquema Especial de Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha /

Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2. A Figura 46 ilustra a região de segurança do Organon com o incremento de carga.

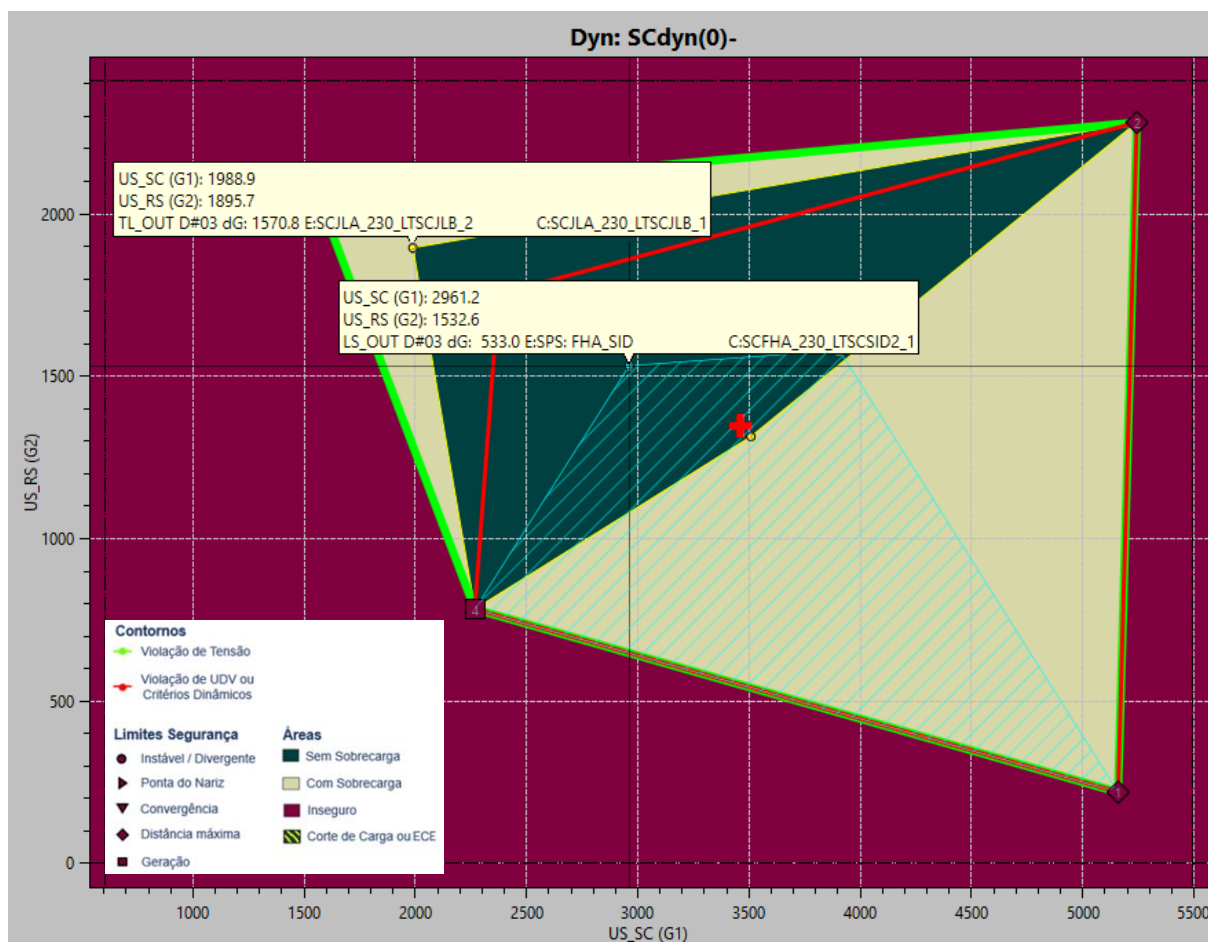
Figura 46 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min com redespacho de geração e incremento de carga



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Pela Figura 46 verifica-se que o ponto de operação entrou em uma área de corte carga ou atuação de esquema especial. A carga necessária para chegar para região de segurança ficar nessa situação, foi 440 MW em Atlântida 2 e 50 MW em Forquilha. A Figura 47 mostra o descritivo da atuação do esquema especial no Organon e valores de geração de cada grupo no vértice da área.

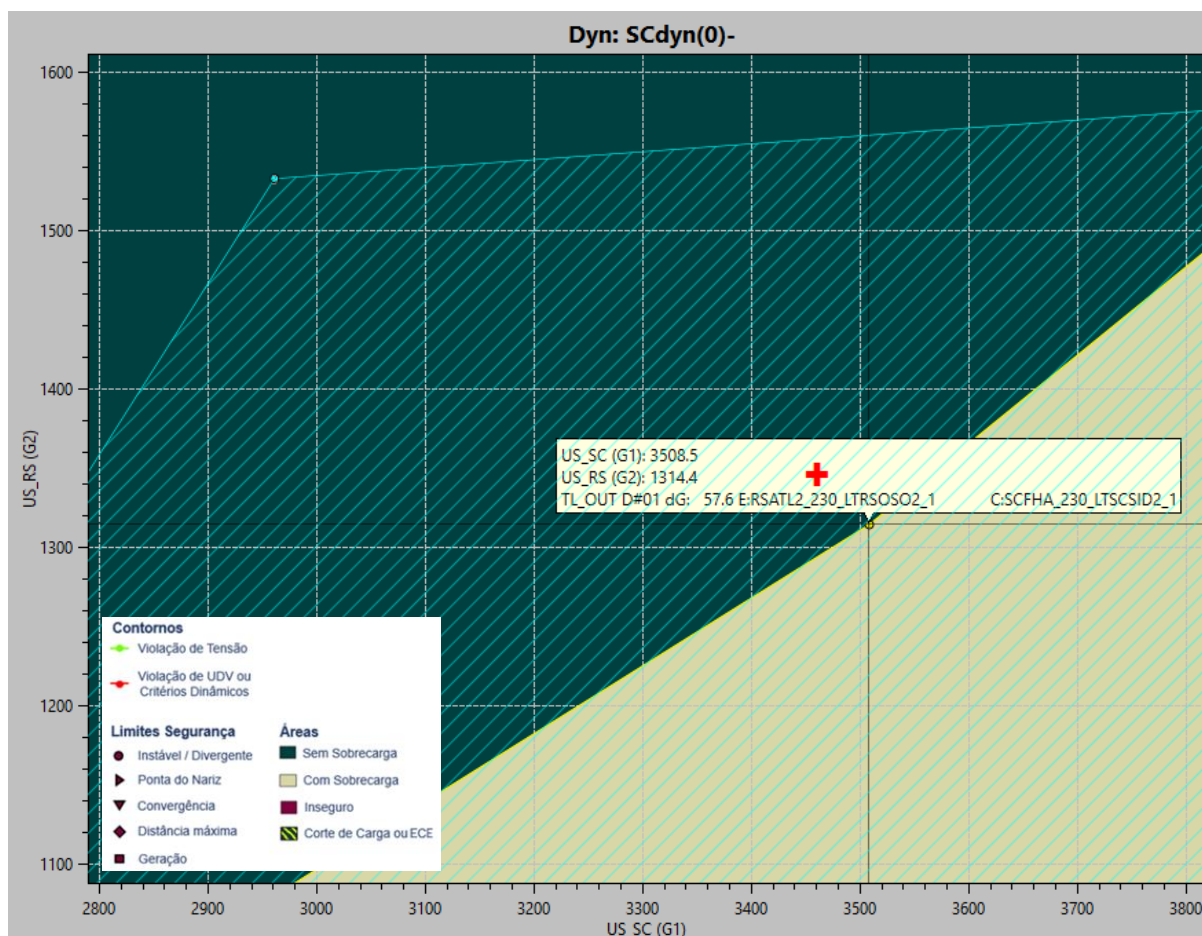
Figura 47 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min atuação de esquema especial



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Pela Figura 47 confirma-se que o esquema especial atuado faz referência ao Esquema Especial de Controle de carregamento da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis e da LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2. Novamente, para ilustrar os resultados obtidos no Organon de forma espacial utiliza-se a Figura 48, onde as setas amarelas indicam a contingência (LT 230 kV Forquilha / Siderópolis 2) e a seta azul indica a linha 230 kV Forquilha / Torres 2 que será desligada na atuação do mesmo.

Figura 49 - Região de segurança SC em 13/11/2022 às 20h05min atuação de esquema especial e contingência próxima



Fonte: Elaboração própria, capturada de HPPA (2022).

Com os resultados obtidos é possível confirmar que se pode conectar o Complexo Eólico Lagunar, porém em cenários de carga elevada e principalmente geração eólica reduzida no litoral norte do Rio Grande do Sul, poderá ser necessário solicitar o corte de geração (*curtailment-off*) para evitar a atuação do esquema especial apontado.

4.4 Conclusão

Nesta conclusão de capítulo destaca-se que o subsistema Sul está em constante crescimento e possui um grande potencial de elevação de geração eólioelétrica. Dependendo do cenário de carga e geração podem ocorrer situações que equipamentos do sistema trabalhem acima dos limites permissíveis, entrando em

sobrecarga. Para evitar tais situações, o ONS possui procedimentos específicos em cada caso, além do *software* Organon para auxiliar na tomada de decisão.

Mesmo se baseando nos procedimentos de rede utilizados no tempo real, as hipóteses propostas acabam saindo do âmbito destes, já que os cenários apresentados como a complementaridade energética e resposta da demanda, ainda não são recursos utilizados ou os empreendimentos não entraram em operação no caso das eólicas *offshore* e *onshore*, por isso a área do planejamento é a mais adequada.

Também cabe salientar que as regiões de segurança utilizadas, são para todo um estado, seja Rio Grande do Sul, Santa Catarina ou Paraná. Assim, para análises sensibilidade em circuitos específicos como é feito nas Instruções de Operação Normal, o ideal é criar regiões de segurança próprias para aquela análise, já que em alguns casos, usinas com sensibilidades diferentes em um circuito podem estar no mesmo grupo de geração do Organon.

5 CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido foi satisfatório, sendo possível demonstrar como determinadas regiões do subsistema Sul se comportam após a implementação das hipóteses. Assim, com os resultados obtidos é possível constatar a importância do Planejamento Integrado de Recursos Energético em cada simulação.

Para a simulação de complementaridade energética, mostra-se que um incremento de potência ativa, mesmo que seja mínimo, de forma a complementar a elevação de geração de uma usina hidrelétrica pode retirar um equipamento da área de sobrecarga, evitando reduções de geração em usinas vertendo, elevações em usinas com cenários hidrológicos desfavoráveis ou diminuindo a transferência para outro país via exportação pelas conversoras. Já na simulação de resposta da demanda, tal recurso energético distribuído evita o despacho de usinas termelétricas que são uma fonte de geração mais cara, que quando despachadas possuem tempo de permanência sincronizadas e potência mínima de operação. Assim, a resposta da demanda acarreta uma redução de custos para sociedade e evita externalidades negativas para o meio ambiente causadas pela geração termelétrica.

Sobre as simulações de incremento de geração eólica *offshore* e *onshore*, os resultados foram limitações devido sobrecargas inadmissíveis nas linhas de transmissão adjacentes ou atuação de SEP para evitar sobrecarga em linhas de transmissão. Desta forma, para elevar a geração acima do valor de 370 MW para a *offshore* no litoral norte do Rio Grande do Sul e manter a possível geração do Conjunto Eólico Lagunar sem atuação do SEP, é necessário investir em soluções como a criação de novas subestações ou linhas para escoar a energia excedente, como está previsto de acordo com EPE (2020) para a geração *offshore*. Ou, criar soluções utilizando recursos vinculados ao PIR como a utilização de tecnologias de armazenamento locais para exportação, como o hidrogênio verde, que possui esse nome por ser produzido com fontes renováveis de energia e pode ser transportado para outras regiões ou países (BEZERRA, 2021). Como citado por Cabral (2021), usinas eólicas *offshore* precisam de portos marítimos próximos, pois os equipamentos e estruturas são muito grandes e pesadas, ou seja, é possível utilizar a existências desses portos para a exportar a energia excedente das eólicas, utilizando as tecnologias armazenamentos adequadas.

Por fim, em todas as situações estudadas também é necessário considerar a possível elevação do consumo de energia ao passar dos anos, podendo usar técnicas como a *bottom-up* e *top-down* para encontrar possíveis valores. E, de forma geral sobre as simulações, mesmo usando regiões de segurança dinâmicas do Organon as análises foram estáticas, focadas no carregamento de linhas de transmissão e sem a criação de modelos elétricos para os aerogeradores. Assim, uma ideia para trabalhos futuros é a realizar estudos semelhantes, porém analisando também a resposta dinâmica dos equipamentos e criar modelos elétricos para os aerogeradores utilizados.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzd kNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5Yz AxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 05 nov. 2022a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL Nº 927 DE 22/03/2021**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=411400>. Acesso em: 06 nov. 2022b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do Prodist**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 08 nov. 2022c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/transmissao5>. Acesso em: 13 nov. 2022d.

BEZERRA, Francisco D. Hidrogênio Verde: nasce um gigante no setor de energia. **Banco do Nordeste**, Fortaleza, 2021. Caderno Setorial ETENE, nº 212, p. 13. Disponível em: https://bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1109/1/2021_CDS_212.pdf. Acesso em: 20 nov. 2022.

BRADFORD, T.; HOSKINS, A.; WELTON, S. **Valuing Distributed Energy: Economic and Regulatory Challenges**. Princeton: Columbia University, 2013. Disponível em: https://acee.princeton.edu/wp-content/uploads/2019/03/2013-Roundtable-Summary-Conclusions-061413_FINAL.pdf. Acesso em: 02 de jul. de 2022.

BRASIL. **Lei 9.991, de 24 de Julho de 2000**. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9991.htm. Acesso em: 29 out. 2022.

CABRAL, Andressa S. **Análise Introdutória Sobre o Aproveitamento Eólico Offshore no Brasil**. 2021. 111 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.

COLLINS. **Definition of 'complementarity'**. Disponível em: <https://www.collinsdictionary.com/dictionary/english/complementarity>. Acesso em: 19 nov. 2022.

DENA. Deutsche Energie-Agentur GmbH. **Energy supply with renewables – Made in Germany**. Berlin: DENA, 2016. Disponível em: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/202/9079_Anbieterkatalog_renewables_Made_in_Germany_2016_englisch.pdf. Acesso em: 03 de nov. 2022.

ELGERG, Olle I. **Introdução à teoria de sistemas de energia**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1976.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Rio de Janeiro: EPE, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético**. Rio de Janeiro: EPE, 2019b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf. Acesso em: 01 nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica EPE DEA 003/2019. Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade**. Rio de Janeiro: EPE, 2019c. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-374/NT%20Metodologia_Novo%20Modelo%20de%20Eletricidade%20\(MDE\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-374/NT%20Metodologia_Novo%20Modelo%20de%20Eletricidade%20(MDE).pdf). Acesso em: 02 nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>. Acesso em: 04 nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha Mensal: O consumo nacional de energia elétrica foi 41.999 GWh em maio, expandindo 3,0% em comparação com mesmo mês de 2021**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-nacional-de-energia-eletrica-foi-41-999-gwh-em-maio-expandindo-3-0-em-comparacao-com-mesmo-mes-de-2021->. Acesso em: 13 nov. 2022a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. 14 nov. 2022b.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Quem somos**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 14 nov. 2022c.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Webmap EPE**. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 16 nov. 2022d.

EPE; MME. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 29 out. 2022.

ESTEVES, A. C. *et al.* Utilização do Programa Organon no ONS: Testes de Validação e Comparação de Resultados. In: SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 11, 2009, Belém. **Anais [...]** Belém: Cigré, 2009.

FGV ENERGIA. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Rio de Janeiro: FGV ENERGIA, 2016. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-recursos-energeticos-distribuidos>. Acesso em: 02 jul. 2022.

GARCIA NETO, Urias Martiniano. **Constrained-off para as usinas solares**. 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/opinioao/opinioao-mercado/constrained-off-para-as-usinas-solares>. Acesso em: 12 nov. 2022.

GAUDARDE, GUSTAVO. **Neoenergia estuda três complexos eólicos offshore no Ceará, RJ e RS**. Disponível em: <https://epbr.com.br/eolicas-offshore-novos-projetos-somam-9-gw-de-capacidade-instalada/>. Acesso em: 10 nov. 2022.

GODOI, M; MONTENEGRO, S. **Aneel aprova regra sobre constrained-off de eólicos**. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53167122/aneel-aprova-regra-sobre-constrained-off-de-eolicas>. Acesso em: 12 nov. 2022.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **CEEE intensifica inspeções em redes do Litoral**. Disponível em: <https://estado.rs.gov.br/ceee-intensifica-inspecoes-em-redes-do-litoral>. Acesso em: 1 nov. 2022.

HPPA. *High Performance Power System Applications*. **Online Organon**. Disponível em: <https://www.hppa.com.br/>. Acesso em: 08 de nov. 2022.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Distribuição espacial da indústria - 2016**. Disponível em: https://atlas escolar.ibge.gov.br/images/atlas/mapas_brasil/brasil_distribuicao_industrias.pdf. Acesso em: 14 nov. 2022.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Demand Response**. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/demand-response>. Acesso em: 01 de nov. 2022.

JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J.; REDLINGER, R. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Oferta, demanda e suas interfaces**. Campinas: IEI Brasil, 2018.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. Design features of a dynamic security assessment system; Design features of a dynamic security assessment system. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.**, [s. l.], 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397480>. Acesso em: 17 jun. 2022.

JURASZ, J.; CANALES, F. A.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703–724, 2020. Pergamon.

LEE, N.; GRUNWALD, U.; ROSENLIEB, E.; *et al.* Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential. **Renewable Energy**, v. 162, p. 1415–1427, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120313252>. Acesso em: 14 nov. 2022.

LUCAS, Kevin. Energizando o futuro do Brasil com Eficiência Energética. In: FGV Energia, **Recursos Energéticos Distribuídos**, ano 3, nº 7, maio de 2016.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – Mar-2022**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2022/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico-mar-2022.pdf/view>. Acesso em: 20 maio 2022a.

MME. Ministério de Minas e Energia. **ANEEL aprova metodologia provisória para o cálculo de constrained-off para geração fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-aprova-metodologia-provisoria-para-o-calculo-de-constrained-off-para-geracao-fotovoltaica>. Acesso em: 12 nov. 2022b.

MORAIS, Gustavo H. **Constrained-off: a formulação da REN nº 927/2021 e seus impactos para a energia renovável**. Brasil, 16 abr. 2021. LinkedIn: Gustavo Henrique Moraes. Disponível em: <https://pt.linkedin.com/pulse/constrained-off-formula%C3%A7%C3%A3o-da-ren-n%C2%BA-9272021-e-seus-impactos-morais>. Acesso em: 12 nov. 2022.

MULLER, Glaysson M. **Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro**. 2016. 207f. Tese (Doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

NAPP, Tamaryn; *et. al.* What's energy efficiency and how much can it help cut emissions? **The Guardian**, Reino Unido, abr. de 2012. Disponível em: <https://www.theguardian.com/environment/2012/jun/08/energy-efficiency-carbon-savings>. Acesso em: 31 out. 2022.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o ONS: O que é ONS**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 20 maio 2022a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 5.1 Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022b.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 2 Critérios e Requisitos, 2022c.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Acompanhamento das Reduções de Geração – Outubro 2022**. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/>. Acesso em: 10 nov. 2022d.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **ONS Divulga Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo, com previsões até 2025**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/ONS-divulga-Plano-da-Opera%C3%A7%C3%A3o-El%C3%A9trica-de-m%C3%A9dio-prazo,-com-previs%C3%B5es-at%C3%A9-2025.aspx>. Acesso em: 10 nov. 2022e.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Cadastro de Regiões de Segurança Aplicadas ao Tempo Real, revisão 09. Cadastros de Informações Operacionais Gerais. Submódulo 5.11 Cadastros de Informações Operacionais. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022f.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Programa de resposta da demanda**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>. Acesso em: 11 nov. 2022g.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Apuração de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas, revisão 02. Apuração de Dados. Rotinas Pós-Operação. Submódulo 5.13 Rotinas Operacionais. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022h.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Conceitos e entendimento da Região de Segurança para uso em Tempo Real, revisão 01. Controle da Transmissão. Referências Técnicas. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022i.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o SIN: O que é SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 15 nov. 2022j.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Capacidade de Transformação em Subestações**. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_subestacao.aspx. Acesso em: 18 nov. 2022k.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Energia Agora: Balanço de Energia**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>. Acesso em: 20 nov. 2022l.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 5.15 Regulamentos Internacionais. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022m.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Operação Normal da Interligação Sul / Sudeste, revisão 116. Interligação entre Regiões. Operação Normal. Controle da Transmissão. Submódulo 5.12 Instruções de Operação. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022n.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Operação Normal da Área 230 kV do Mato Grosso do Sul, revisão 46. Operação Normal. Controle da Transmissão. Submódulo 5.12 Instruções de Operação. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022o.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão da Área 230 kV do Paraná, revisão 33. Cadastros de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão. Submódulo 5.11 Cadastros de Informações Operacionais. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022p.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de rede – O que são**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 06 nov. 2022q.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Cadastro de limites operacionais de linhas de transmissão e transformadores da área 230 kV do Rio Grande do Sul, revisão 200. Cadastros de Informações Operacionais de Limites de Equipamentos. Submódulo 5.11 Cadastros de Informações Operacionais. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022r.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 1.2: Glossário dos Procedimentos de Rede. Revisão 2020.12. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 1 Relacionamento com Agentes, 2022s.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Operação Normal da Área 230 kV do Paraná., revisão 196. Operação Normal. Controle da Transmissão. Submódulo 5.12 Instruções de Operação. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022t.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Esquemas Especiais da Área 230 kV de Santa Catarina, revisão 75. Esquemas Especiais. Controle da Transmissão.

Submódulo 5.12 Instruções de Operação *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022u.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Normal da Área 230 kV do Rio Grande do Sul, revisão 264. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022v.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sumário do Programa Mensal de Operação - Semana operativa de 30/04 a 06/05/2022**. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SUMARIO-PMO-30_04%20a%2006_05.pdf. Acesso em: 09 nov. 2022w.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **SINDAT - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. Disponível em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>. Acesso em: 21 nov. 2022x.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Ajustamentos Operativos da Região Sul. Região Sul. Submódulo 5.14 Ajustamentos Operativos. *In*: ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede** - Módulo 5 Operação do Sistema, 2022y.

PAULI, Guilherme. **Um Estudo sobre o Potencial de Dispositivos IOT no Planejamento Integrado de Recursos Aplicado no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. 2018. 92 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

PENNA, L. D. O. *et al.* Utilização da Ferramenta Organon nos Processos do ONS. *In*: SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 21, 2011, Florianópolis. **Anais [...]** Florianópolis: Cigré, 2011.

PROCEL. **O Programa**. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?Team=%7B505FF883%2DA273%2D4C47%2DA14E%2D0055586F97FC%7D>. Acesso em: 29 out. 2022.

ROWLES, Peter. **Demand Response and Demand Side Management What's the Difference?** 2017. Disponível em: <https://www.energyadvantage.com/blog/demand-response-demand-side-management-whats-difference/>. Acesso em: 01 de nov. 2022.

QUADROS, M. A. *et al.* Aplicação da Avaliação Dinâmica e Estática do SIN nos Centros de Operação do ONS. *In*: EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação, 10, 2008, São Paulo. **Anais [...]**. São Paulo: Isa CTEEP, Cigré, ONS, 2008.

RDS, Soluções em engenharia; TERRA AMBIENTAL. **Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA)- Complexo Eólico Lagunar**. São José: RDS; TERRA AMBIENTAL, 2013.

SANTOS, Pedro H. L. **Avaliação de segurança em sistemas elétricos de potência utilizando o programa computacional Organon**. 2010. 129 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Janeiro / Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2010.

SOUZA, Luiza De. **Estudos sobre o impacto ambiental e o aproveitamento energético de plantas fotovoltaicas flutuantes em corpos de água doce**. 2022. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2022.

TEIXEIRA, Victor C. **Aplicação da ferramenta Organon no planejamento da expansão da transmissão**. 2018. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Janeiro / Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2018.

TRINITY ENERGIA. **Brasil ‘joga fora’ energia do Norte e Nordeste e conta fica mais cara**. Disponível em: <https://www.trinityenergia.com.br/2021/06/07/brasil-joga-fora-energia-do-norte-e-nordeste-e-conta-fica-mais-cara-2/>. Acesso em: 17 jun. 2022.

UDAETA, Miguel. E. M. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos – PIR – Para o Setor Elétrico (pensando no desenvolvimento sustentável)**. 1997. 430 f. Tese (Doutorado) – Curso de Engenharia de Sistemas de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

U.S.A. U. S. Department of Energy. A report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of The Energy Policy Act of 2005. **Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them**. U.S.A., fev. 2006. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf. Acesso em: 01 de nov. 2022.

XUEWEI, S.; XUEFANG, S.; WENQI, D.; *et al.* Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility. 2020 10th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). **Anais [...]**. p.464–468, 2020.