



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo

GUSTAVO HENRIQUE DUZZI LIBANORI

**MODELAGEM NUMÉRICA DE OTIMIZAÇÃO
APLICADA A SISTEMAS COMBINADOS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES
INTERMITENTES E USINAS HIDRELÉTRICAS
REVERSÍVEIS**

CAMPINAS

2017

GUSTAVO HENRIQUE DUZZI LIBANORI

**MODELAGEM NUMÉRICA DE OTIMIZAÇÃO
APLICADA A SISTEMAS COMBINADOS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES
INTERMITENTES E USINAS HIDRELÉTRICAS
REVERSÍVEIS**

Dissertação de Mestrado apresentada a Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO GUSTAVO HENRIQUE DUZZI LIBANORI E ORIENTADA PELO PROF. DR. ALBERTO LUIZ FRANCATO.

CAMPINAS

2017

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Libanori, Gustavo Henrique Duzzi, 1991-
L614m Modelagem numérica de otimização aplicada a sistemas combinados de geração de energia elétrica por fontes intermitentes e usinas hidrelétricas reversíveis / Gustavo Henrique Duzzi Libanori. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Alberto Luiz Francato.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Usina hidrelétrica. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. 4. Setor elétrico. 5. Otimização. I. Francato, Alberto Luiz, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Numerical optimization modelling applied to hybrid electric generation systems composed by intermittent sources and pumped storage

Palavras-chave em inglês:

Hydroelectric power plant

Wind energy

Solar energy

Brazilian electricity sector

Optimization

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora:

Alberto Luiz Francato [Orientador]

Tiago Zenker Gireli

Paulo Henrique de Mello Sant'Anna

Data de defesa: 29-08-2017

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E
URBANISMO

MODELAGEM NUMÉRICA DE OTIMIZAÇÃO APLICADA A
SISTEMAS COMBINADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA POR FONTES INTERMITENTES E USINAS
HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Gustavo Henrique Duzzi Libanori

Dissertação de Mestrado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:

Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Presidente e Orientador / FEC - Unicamp

Prof. Dr. Tiago Zenker Gireli

FEC – Unicamp

Prof. Dr. Paulo Henrique de Mello Sant’Ana

UFABC

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se
no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 29 de agosto de 2017

DEDICATÓRIA

*A todos aqueles que me apoiaram
incondicionalmente durante o desenvolvimento
deste trabalho.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Alberto Luiz Francato, por propor o tema desta pesquisa e pelo apoio integral fornecido para seu desenvolvimento.

Aos meus pais, Clair Duzzi Libanori e Renato Augusto Libanori, verdadeiros financiadores desta pesquisa.

Ao amigo Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro, pelas valiosas discussões e contribuições.

A Bruno, Beatriz, Pedro, Ana e Carol, pelo companheirismo.

RESUMO

As fontes renováveis alternativas de energia elétrica, principalmente eólica e solar fotovoltaica, vem ganhando espaço na matriz elétrica brasileira. Os principais motivos para o crescimento destas fontes no país são o amadurecimento técnico das tecnologias envolvidas, a necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro e o esgotamento do potencial hidroenergético do país para grandes usinas sem que haja grandes impactos ambientais.

Estas fontes, no entanto, possuem algumas limitações. A principal delas é a intermitência, que não as permite garantir um fornecimento energético firme. Sendo assim, formas de armazenamento de energia podem ajudar a mitigar a intermitência destas fontes.

Uma forma de armazenar a energia das fontes intermitentes é associá-las a uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR). Esta tem a capacidade de bombear água para um reservatório superior em momentos que o custo da energia ou sua disponibilidade são viáveis. Assim, a energia destas fontes é armazenada na forma de energia potencial gravitacional e a UHR pode gerar eletricidade nos horários mais convenientes. Este trabalho desenvolveu um modelo de otimização que minimiza os custos de operação de um sistema de geração de energia elétrica composto por uma UHR, uma usina eólica, uma usina solar fotovoltaica e uma usina termelétrica, permitindo a avaliação do uso de usinas hidrelétricas reversíveis como forma de mitigar o impactos decorrentes da penetração de fontes intermitentes de geração elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro.

Palavras-chave: usina hidrelétrica; energia eólica; energia solar; Setor Elétrico; otimização

ABSTRACT

Alternative sources of electricity, especially wind and solar photovoltaic, have been growing in the last decades in parallel with global energy consumption and environmental concerns. Technical developments in the field have allowed these technologies to compete with traditional sources of energy in productivity and cost-effectiveness, becoming mainstreamed energy resources.

These sources of electricity, however, have a few limitations. The most important is their intermittence, which makes impossible for these sources to guarantee a constant and uninterrupted supply of electricity. For that reason, energy storage systems can be useful allies to help mitigate the intermittence of these alternative sources.

One method of storing the energy from the intermittent sources is associating them to pumped storage power plants (PS). This power plant have the capability to pump water for an upper reservoir using the energy produced by the intermittent sources. This way, the energy from these sources can be stored in the form of gravitational potential energy and the PS can generate electricity at convenient moments.

This work developed a computational optimization model to minimize the operational costs of an electric power system composed by a PS, a wind power plant, a photovoltaic power plant and a thermal power plant, allowing to evaluate the use of pumped storage power plants as a way of minimizing the effects of recent rise of intermittent generation plants on the Brazilian energy sector.

Keywords: hydroelectric power plant; wind energy; solar energy; Brazilian Electricity Sector; optimization

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Adição de capacidade instalada global de fontes renováveis e fração da adição de capacidade. Adaptado de International Energy Agency (2015)	18
Figura 2 - Participação de fontes de produção na capacidade instalada. Fonte: PDE 2024	19
Figura 3 – Participação percentual de diferentes fontes na geração. Adaptado de BEN2015 .	19
Figura 4 - Dados de radiação solar global diária (Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil)	22
Figura 5 - Capacidade instalada de geração eólica mundial de 2000 a 2015. Adaptado de Global Wind Energy Council (2016)	23
Figura 6 - Países com maior capacidade instalada de geração eólica. Adaptado de Global Wind Energy Council (2016)	23
Figura 7 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: PDE2024	24
Figura 8 - Tipos de dispositivos de geração undi-elétrica (Fonte: Bureau Of Ocean Energy Management (2016))	26
Figura 9 - Esquema típico de uma UHR (Fonte: MWH, 2009)	27
Figura 10 - Eficiência de UHRs em operação nos Estados Unidos (Fonte: MWH, 2009)	30
Figura 11 - Maturidade e custos de tecnologias de armazenamento de energia (Adaptado de International Energy Agency (2014))	31
Figura 12 - Capacidade instalada de tecnologias de armazenamento de energia (Adaptado de International Energy Agency (2014))	32
Figura 13 - Topologia dos REE no modelo NEWAVE (Fonte:)	37
Figura 14 - Geração de eletricidade (Fonte: BEN 2016)	38
Figura 15 - Participação percentual de fontes na geração de fontes renováveis (Fonte: BEN 2016)	39
Figura 16 - Participação percentual de fontes na geração de fontes renováveis, exceto hidráulica (Fonte: BEN 2016)	39
Figura 17 - Potência instalada por tipo de fonte por região (MW) (Fonte: BEN2016)	40
Figura 18 - Fluxograma de funcionamento do modelo	43
Figura 19 - Representação esquemática do sistema modelado	44
Figura 20 - Diagrama esquemático de vazões	45
Figura 21 - Geração eólica no estado da Bahia em base horária. Fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica	48
Figura 22 – Discretização horária dos dados obtidos em forma gráfica	48
Figura 23 – Importação dos dados de geração eólica	49
Figura 24 - Curva de geração de energia solar (Fonte: Solstício Energia)	50
Figura 25 - Variabilidade do valor médio de irradiação solar (Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar)	51
Figura 26 – Curva de custos do sistema termelétrico	52
Figura 27 - IPDO do dia 31/01/2016 Fonte: ONS	59
Figura 28 - IPDO do dia 18/01/2016 Fonte: ONS	59
Figura 29 - Diagrama esquemático da Usinas Hidrelétricos do subsistema Nordeste	60
Figura 30 - Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas e geração eólica verificada no Submercado Nordeste (Fonte: ONS)	60

Figura 31 - Ambiente de entrada de dados da UHR e de vazão afluyente	62
Figura 32 - Ambiente de entrada de dados de energia solar e eólica	62
Figura 33 - Ambiente de entrada de dados da fonte termelétrica, déficit e demanda	63
Figura 34 - Volume do reservatório e vazão afluyente no primeiro processamento	63
Figura 35 - Geração das fontes do sistema híbrido	64
Figura 36 – Resultados do primeiro processamento para o dia 01/01	65
Figura 37 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/03	65
Figura 38 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/05	65
Figura 39 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/07	66
Figura 40 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/09	66
Figura 41 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/11	66
Figura 42 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 100 MW	67
Figura 43 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 200 MW	68
Figura 44 - Volume dos reservatórios e vazão afluyente no segundo processamento	69
Figura 45 - Geração de energia das fontes do sistema híbrido para o segundo processamento	69
Figura 46 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/01	70
Figura 47 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/03	70
Figura 48 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/05	70
Figura 49 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/07	71
Figura 50 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/09	71
Figura 51 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/11	71
Figura 52 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 200 MW	72
Figura 53 - Volume dos reservatórios e vazão afluyente para o terceiro cenário de processamento	73
Figura 54 - Geração de energia das fontes do sistema híbrido para o terceiro processamento	73
Figura 55 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/01	74
Figura 56 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/03	74
Figura 57 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/05	74
Figura 58 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/07	75
Figura 59 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/09	75
Figura 60 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/11	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada por fonte em valores absolutos (MW)	20
Tabela 2 - Capacidade instalada por fonte em termos percentuais.....	20
Tabela 3 - Dimensões de reservatórios de usinas hidrelétricas	29
Tabela 4 - Tempos de resposta de UHRs	31
Tabela 5 - Capacidade instalada de UHRs	33
Tabela 6 - Potência instalada por tipo de fonte por região (MW)	40
Tabela 7 – Dados de carga acumulada no último dia do mês para o ano de 2016 (MWh) (Fonte: ONS)	53
Tabela 8 – Fator de correção para o mês de simulação) (Fonte: ONS).....	54
Tabela 9 - Patamares de redução de carga e custo de déficit.	55

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Objetivos.....	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1. Fontes Intermitentes	18
2.1.1. Fonte Solar Fotovoltaica	21
2.1.2. Fonte Eólica	22
2.1.3. Fontes Marinhas – Ondas e Maré	24
2.1.3.1. Fonte maremotriz	24
2.1.3.2. Fonte undi-elétrica.....	25
2.2. Usinas Hidrelétricas Reversíveis	27
2.2.1. Breve Histórico e Aspectos Técnicos	27
2.2.2. Estado da arte	31
2.3. A Modelagem Numérica e o SIN	33
2.3.1. O Sistema Interligado Nacional – breve caracterização	33
2.3.2. Otimização numérica no âmbito do SIN.....	35
2.3.2.1. Modelo NEWAVE	36
2.3.2.2. Modelo DECOMP	37
2.4. A entrada de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira	38
3. METODOLOGIA	42
3.1. Proposta de um modelo de otimização para usinas hidrelétricas reversíveis	42
3.2. Fluxograma de procedimentos.....	42
3.3. Caracterização do sistema combinado.....	44
3.4. Modelagem da fonte hidráulica	44
3.5. Modelagem das fontes intermitentes	47
3.5.1. Modelagem da fonte eólica.....	47
3.5.2. Modelagem da fonte solar.....	49
3.6. Modelagem da fonte termoeletrica	51
3.7. Modelagem da demanda.....	53
3.8. Modelagem do déficit.....	55
3.9. Função objetivo e restrições	55

4. ESCOLHA DE CENÁRIOS PARA O PROCESSAMENTO DO MODELO	58
5. EXEMPLOS DE PROCESSAMENTOS DO MODELO	61
5.1. Primeiro cenário de processamento	63
5.2. Segundo cenário de processamento	67
5.3. Terceiro cenário de processamento	71
6. ANÁLISE DE RESULTADOS	76
7. CONCLUSÕES.....	79
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
Anexo A.....	85
Anexo B.....	93

1. INTRODUÇÃO

A Organização das Nações Unidas (ONU) aprovou em sua Assembleia Geral de setembro de 2015 a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. Nesse contexto, entraram em vigor em 2016, para um período de 15 anos, os 17 Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável (ODS). Calcadas na herança dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, os ODS visam mobilizar esforços para erradicar a pobreza, diminuir as desigualdades e evitar mudanças climáticas (United Nations, 2016).

Dentro dos ODS, o Objetivo 7 busca “*Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos.*” (BRASIL, 2016k). O documento da ONU destaca ainda como meta deste objetivo o aumento substancial da participação de energias renováveis na matriz energética global até o ano de 2030.

A geração de energia elétrica no Brasil tem, historicamente, mantido a predominância de fontes renováveis, com destaque à energia hidráulica. Dados do Balanço Energético Nacional 2016 (BEN 2016) que relatam a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil de 1974 até o ano base do relatório, 2015, indicam a predominância da fonte hidráulica sobre quaisquer outras fontes, além de apontarem seu aumento a taxas quase constantes desde o início do registro. As fontes de geração térmica, no entanto, apresentam quase nenhum aumento até o ano 2000, a partir de quando demonstram crescimento em ritmo levemente superior àquele da fonte hidráulica.

O mesmo relatório aponta que fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) não apresentavam qualquer capacidade instalada até 1992, ano em que surge a instalação de fonte eólica. Tal fonte apresenta capacidades instaladas incipientes até 2005, ano em que projeta-se acentuada tendência de crescimento, alcançando 4.888 MW em 2014, 7.633 MW em 2015 e 10.745 MW em 2017. A fonte solar, por sua vez, surge somente em 2010 e mantém-se em números embrionários até 2014, somando 15 MW, alcançando 21 MW em 2015 e 148 MW em 2017.¹

A energia solar é utilizada no Brasil para aquecimento e geração elétrica por meio, principalmente, de painéis fotovoltaicos. Pereira et al (2012) destaca que porção significativa dos sistemas fotovoltaicos do país foram instalados no contexto do PRODEEM – Programa de

¹ O BEN 2016 compila dados do ano base 2015. Os dados de capacidade instalada para o ano de 2017 foram extraídos do Banco de Informações de Geração. (BRASIL, 2016 e, f, g).

Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – e que, apesar de a potência instalada ser ainda residual, haveria expectativa de crescimento devido às instalações a serem executadas no âmbito do Programa Luz para Todos.

Tal expectativa era compartilhada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023), que reconhece a pequena participação da modalidade na matriz elétrica, associada a projetos de P&D, usinas instaladas em estádios da Copa do Mundo 2014 e usinas de mini e microgeração distribuída. O Plano indicava, no entanto, a operação de usinas solares fotovoltaicas centralizadas a partir de 2017, com base em leilão de energia de reserva previsto para 2014 – e de fato ocorrido em novembro de 2015, sendo contratados 889,6 MW de capacidade instalada. (BRASIL, 2013, 2014a, b)

Pereira et al (2012) também afirma que, por ser renovável, amplamente distribuída, livre de emissões e de baixos custos de implementação, a energia eólica é considerada uma das fontes naturais de energia mais promissoras, tendo um papel fundamental em países com pequenas redes hidrográficas. Os autores defendem que, em países como o Brasil, contudo, fontes eólicas tornar-se-ão mais significativas à medida que os recursos hídricos fiquem mais escassos e rigidamente controlados.

Neste sentido, o PDE 2023 aponta que a geração eólica é a modalidade de geração que mais aumentou sua participação em leilões desde 2009, atingindo preços competitivos e tornando Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) menos competitivas. (BRASIL, 2013) Já o PDE 2024 detalha que, no horizonte de planejamento, a participação relativa de fontes renováveis na capacidade instalada manter-se-á constante em torno de 84 a 87%. Desse número, a participação hidrelétrica cairá de 67,6% para 56,7%, de modo que a manutenção da participação de fontes renováveis na matriz dar-se-á principalmente por meio do aumento da capacidade instalada de outras fontes renováveis, principalmente a eólica.

Informações do BIG (Banco de Informações de Geração) confirmam essa tendência, apontando a fonte eólica como a maior fonte de potência outorgada para empreendimentos em construção e como segunda maior para empreendimentos com construção ainda não iniciada (BRASIL, 2017h). No primeiro caso, a fonte eólica representa 32% dos 11 GW em construção. Para o segundo caso, a fonte eólica representa 29% dos 12 GW, situando-se atrás de 45% de fontes termelétricas, porém abrindo larga folga sobre 5% de fontes hidrelétricas.

Fontes de energia como solar, eólica, ondas, maremotriz e biomassa são inerentemente intermitentes e, portanto, falham em produzir energia continuamente e em valores próximos de sua capacidade instalada. Tais fontes apresentam diferentes graus de

intermitência, e a natureza flutuante de sua geração introduz uma nova fonte de incerteza na operação e planejamento de sistemas elétricos, impondo desafios a um fornecimento regular e ininterrupto e à estabilidade do sistema de distribuição. (REHMAN, AL-HADHRAMI e MAHBUB, 2015; BEAUDIN et al, 2010)

Abbey e Joos apud Beaudin et al (2010) pondera, no entanto, que sistemas de armazenamento de energia tem a capacidade de resolver vários problemas associados à integração de fontes renováveis intermitentes à rede elétrica. Uma de tais formas de armazenamento, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) diferenciam-se de hidrelétricas convencionais ao passo que podem bombear água de um reservatório inferior para um reservatório em nível superior, armazenando energia a partir dessa diferença de cota. (BEAUDIN ET AL, 2010)

Rehman. Al-Hadhrami e Mahbub (2015) afirmam que UHR são a técnica atualmente mais eficiente em termos de custos para armazenar grandes quantidades de energia elétrica, mas que os custos de implantação e as características locais são fatores críticos de decisão para sua implantação. O autor defende ainda que os sistemas combinados de geração – notadamente a fonte eólica associada a hidrelétrica reversível – são uma forma viável de alcançar uma alta penetração de fontes renováveis, desde que os componentes do sistema sejam corretamente dimensionados.

Zuculin, Pinto e Barbosa (2014) compartilham da ideia de utilizar UHR para suportar a expansão de fontes renováveis intermitentes, mas apontam que, para inserir-se no Sistema Interligado Nacional, as UHR devem ser viáveis economicamente e estabelecer novas bases regulatórias para sua operação.

A modelagem de sistemas elétricos é complexa e envolve um grande número de variáveis, de modo que sua otimização não pode ser realizada empiricamente. Nesse sentido, a modelagem numérica apresenta-se como uma possível ferramenta para permitir a simulação de uma operação economicamente viável.

1.1.Objetivos

Este trabalho tem o objetivo geral de estudar o planejamento da operação de fontes intermitentes de geração de energia elétrica no contexto do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), utilizando modelagem numérica de otimização como ferramenta para avaliar a utilização de UHRs como possível forma de mitigação de problemas decorrentes da penetração de fontes intermitentes. Tem ainda, os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo computacional de otimização em GAMS (General Algebraic Modeling System) com interface em planilha eletrônica com recursos VBA que permita a avaliação da operação de um sistema híbrido de geração de energia elétrica composto por fontes intermitentes, hidráulicas e térmicas.
- Aplicar o modelo desenvolvido a um estudo de caso, em que seja possível avaliar os benefícios do sistema híbrido.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1.Fontes Intermitentes

Caracterizam-se como intermitentes as fontes de energia elétrica cuja produção não pode ser controlada ou prevista ao longo do tempo, dependendo de fatores ou matérias-primas de natureza variável ao longo do tempo, ou de difícil ou impossível previsão, tal como a velocidade do vento, a incidência de luz solar ou a amplitude e período de ondas do mar.

Dados da *International Energy Agency* (2015) apontam que as fontes renováveis tem ganhado espaço na matriz energética global, alcançando em 2014 a marca de quase 130 GW em adição de capacidade instalada, o que corresponde a mais de 45% da capacidade instalada adicionada total no mundo (Figura 1). Neste contexto, não apenas as fontes renováveis ganharam espaço, mas desde 2009 as fontes intermitentes são responsáveis por mais da metade de tal capacidade adicionada.

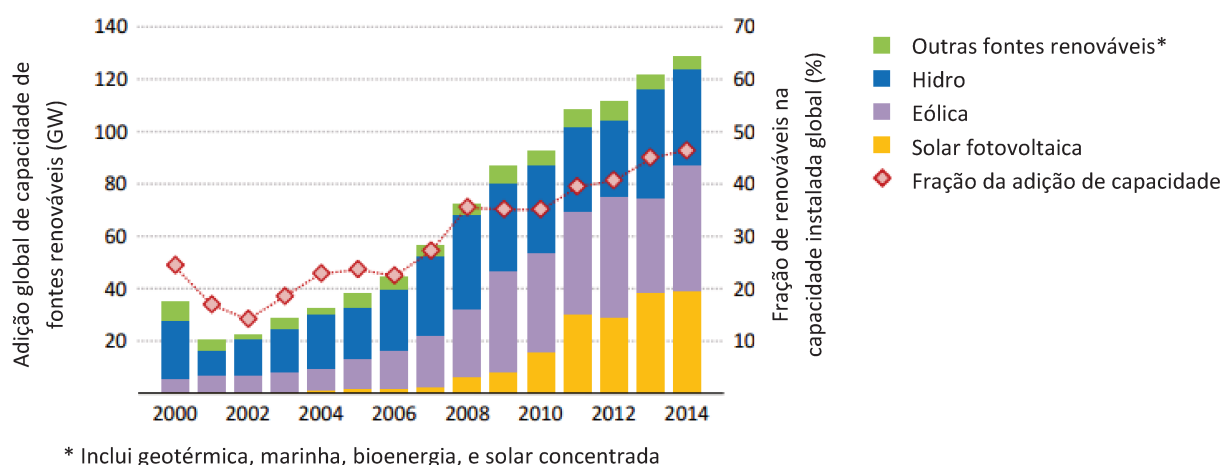
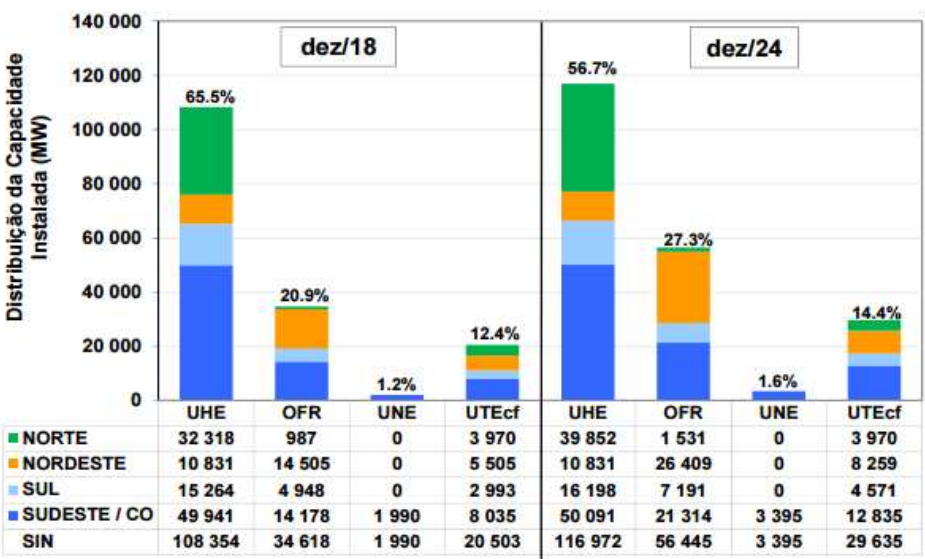


Figura 1 - Adição de capacidade instalada global de fontes renováveis e fração da adição de capacidade.

Adaptado de International Energy Agency (2015)

No Brasil, dados do PDE 2024 indicam que as fontes renováveis devem diminuir sua participação percentual em termos de capacidade instalada, passando de 86,4% em 2018 para 84,0% em 2024, como mostra a Figura 2. No entanto, tal queda deve-se à diminuição da participação percentual de fontes hidrelétricas, uma vez que outras fontes renováveis devem aumentar sua participação.



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTE-usinas termelétricas

Figura 2 - Participação de fontes de produção na capacidade instalada. Fonte: PDE 2024

Nesse mesmo sentido, dados do BEN 2016, do BEN 2017 e do BIG reforçam essa tendência. As fontes hidrelétrica mais intermitentes, responsáveis por 77% da geração em 2006, passaram pelo mínimo de 70% em 2013. Porém, novamente tal queda deve-se a diminuição da participação da fonte hidráulica, uma vez que as fontes intermitentes aumentaram sua participação em todo o período, como mostra a Figura 3 e, de modo detalhado, a Tabela 1 e Tabela 2

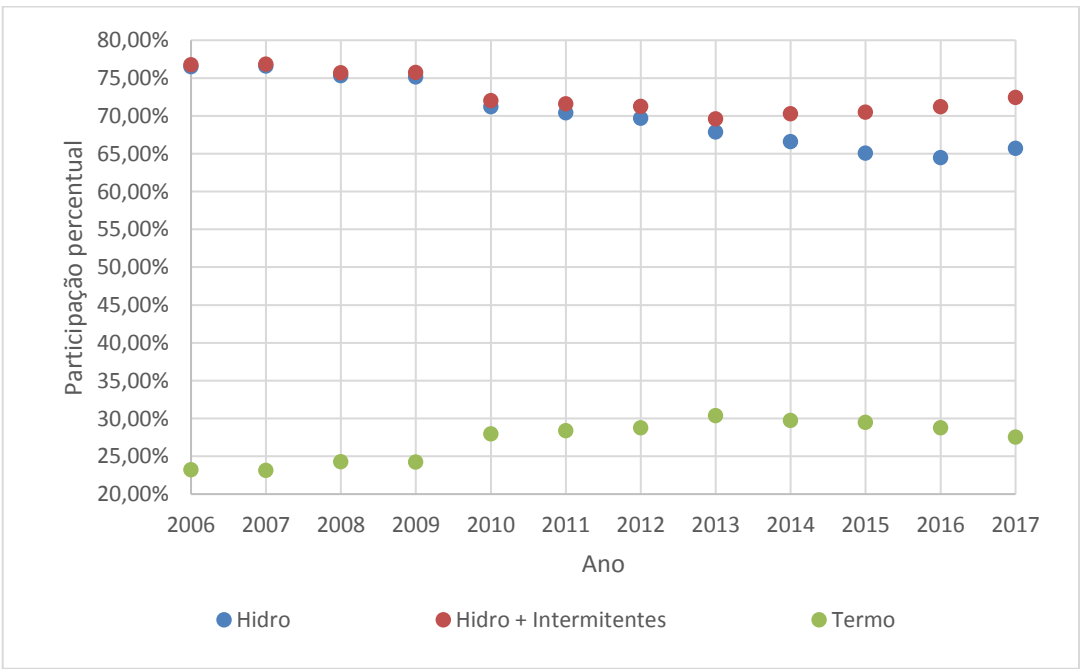


Figura 3 – Participação percentual de diferentes fontes na geração. Adaptado de BEN2015

Tabela 1 - Capacidade instalada por fonte em valores absolutos (MW)²

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
UHE	72005	74937	74901	75484	77090	78347	79956	81132	84095	86366	-	101138
PCH	1566	1820	2490	2935	3428	3896	4101	4620	4790	4886	-	4984
CGH	107	112	154	173	185	216	236	266	308	398	-	544
Hidro	73678	76869	77545	78592	80703	82459	84293	86018	89193	91650	96925	106666
EOL	237	247	398	602	927	1426	1894	2202	4888	7633	10124	10744
SOL	0	0	0	0	1	1	2	5	15	21	24	148
Hidro + intermitentes	73915	77116	77943	79194	81631	83886	86189	88225	94096	99304	107073	117558
UTE	20372	21229	22999	23350	29689	31243	32778	36528	37827	39564	41276	42749
UTN	2007	2007	2007	2007	2007	2007	2007	1990	1990	1990	1990	1990
Termo	22379	23236	25006	25357	31696	33250	34785	38518	39817	41554	43266	44739
Total	96294	100352	102949	104551	113327	117136	120974	126743	133913	140858	150339	162297

Tabela 2 - Capacidade instalada por fonte em termos percentuais

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
UHE	74.78%	74.67%	72.76%	72.20%	68.02%	66.89%	66.09%	64.01%	62.80%	61.31%		62.32%
PCH	1.63%	1.81%	2.42%	2.81%	3.02%	3.33%	3.39%	3.65%	3.58%	3.47%		3.07%
CGH	0.11%	0.11%	0.15%	0.17%	0.16%	0.18%	0.20%	0.21%	0.23%	0.28%		0.34%
Hidro	76.51%	76.60%	75.32%	75.17%	71.21%	70.40%	69.68%	67.87%	66.61%	65.07%	64.47%	65.72%
EOL	0.25%	0.25%	0.39%	0.58%	0.82%	1.22%	1.57%	1.74%	3.65%	5.42%	6.73%	6.62%
SOL	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.02%	0.09%
Hidro + intermitentes	76.76%	76.85%	75.71%	75.75%	72.03%	71.61%	71.25%	69.61%	70.27%	70.50%	71.22%	72.43%
UTE	21.16%	21.15%	22.34%	22.33%	26.20%	26.67%	27.10%	28.82%	28.25%	28.09%	27.46%	26.34%
UTN	2.08%	2.00%	1.95%	1.92%	1.77%	1.71%	1.66%	1.57%	1.49%	1.41%	1.32%	1.23%
Termo	23.24%	23.15%	24.29%	24.25%	27.97%	28.39%	28.75%	30.39%	29.73%	29.50%	28.78%	27.57%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Diferentes autores suportam que os diferentes graus de intermitência de fontes renováveis, bem como a natureza flutuante de sua geração introduzem incertezas na operação e planejamento de sistemas elétricos, impondo desafios a um fornecimento firme de energia e à estabilidade do sistema de transmissão. (REHMAN, AL-HADHRAMI e MAHBUB, 2015; BEAUDIN et al, 2010)

Em contraste, outros autores sustentam que tecnologias de armazenamento em grande escala são uma maneira de reduzir o consumo de combustíveis fósseis para atender à

² Dados de 2006 a 2015 são do Relatório Final do BEN 2016. Dados de 2016 são do Relatório Síntese do BEN 2017, cujo Relatório Final não foi divulgado até a data de submissão deste trabalho. Dados do 2017 são do BIG.

demanda por energia, bem como possibilitar a penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica. (Abbey e Joos apud Beaudin et al, 2010)

2.1.1. Fonte Solar Fotovoltaica

Sistemas fotovoltaicos geram eletricidade a partir da luz solar por meio de um processo eletrônico ocorrido em materiais semicondutores. Ao serem atingidos por fótons, elétrons são liberados da camada de valência dos átomos do material e, devido às propriedades semicondutoras do mesmo, são forçados em uma direção, criando uma corrente elétrica. (SOLAR ENERGY INDUSTRIES ASSOCIATION, 2016)

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre Becquerel em 1839, durante um experimento com uma célula eletrolítica. Em 1876, observou-se o efeito em selênio sólido, e as primeiras células solares de selênio foram descritas em 1883. Em 1904 Albert Einstein publica seu trabalho teórico sobre o efeito fotoelétrico, confirmado experimentalmente por Millikan em 1916, e que rendeu a Einstein o Nobel de Física de 1921. A estes fatos iniciais do surgimento dessa tecnologia, segue-se a descoberta e descrição de diversos outros materiais com estas propriedades, que registram recordes de eficiência da ordem de 1% em 1931, mas que sobem a 4% e 6% em 1953 e 1954, respectivamente, atingindo até 35% em 2006. (PETROVA-KOCH, 2009)

Fontes solares fotovoltaicas tem ganhado espaço dentro do panorama das fontes de energia renováveis no mundo, alcançando cerca de 1/3 da capacidade instalada adicionada nos últimos anos, conforme apresentado na Figura 1.

No Brasil, segundo dados do Atlas de Energia Elétrica, a modalidade de aproveitamento fotovoltaica é mais utilizada nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas do SIN. O mesmo documento lista estudos conduzidos no país para estimar a radiação solar incidente sobre o território brasileiro. Os resultados de ambos estudos, apresentados na Figura 4 apontam que os maiores índices de radiação são observados na região Nordeste, no Vale do São Francisco.

Pinto, Amaral e Janissek (2016) sumarizam que o potencial de energia solar no Brasil excede 230% do consumo elétrico no país e que o custos de implementação desses sistemas tendem a diminuir entre 3,3 e 6,5% ao ano até 2030. Ao comparar a geração solar do Brasil com a da Alemanha – quase cinco vezes maior que a brasileira, apesar de ter a radiação solar menos favorável – os autores apontam que o país carece de programa e políticas efetivos que tornem essa modalidade de geração mais competitiva e que estimulem a sua instalação.

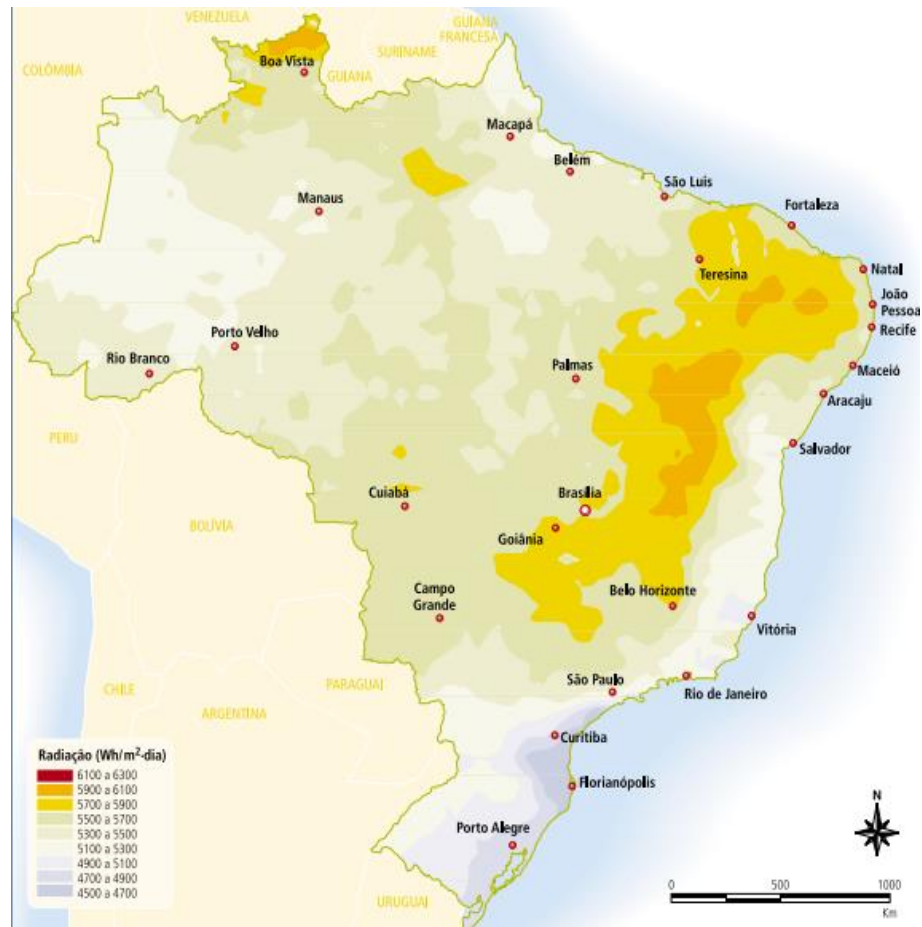


Figura 4 - Dados de radiação solar global diária (Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil)

Os empreendimentos de micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica atingiram, em outubro de 2015, 1074 adesões de consumidores, com cerca de 10MW de potência instalada (BRASIL, 2015c). As regras para acesso a esses sistemas são regidas pela Instrução Normativa nº482/2012, alterada pela Resolução Normativa 687/2015, cuja promulgação teve o objetivo de aumentar a adesão de consumidores a esses sistemas, por meio, por exemplo, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que torna a instalação de tais sistemas mais economicamente atraente ao consumidor.

2.1.2. Fonte Eólica

A utilização de energia eólica data de muito cedo na história, desde seu uso para propelar barcos no Rio Nilo em 5000 A.C. O uso de vento pelos Persas para bombear água e moer grãos entre 900 e 500 A.C., espalhou-se pelo Oriente Médio em forma de moinhos de vento utilizados largamente para produção de alimento. Mais tarde, em torno do ano 1000 D.C.,

estas tecnologias alcançaram os países europeus, tais como a Holanda, sendo vastamente utilizados para drenar lagos e áreas alagadiças, e dali espalharam-se por todo o mundo.

Na década de 1890, registra-se nos Estados Unidos, a utilização de fontes eólicas para a geração de energia elétrica. No entanto, a tecnologia desenvolve-se muito lentamente até a década de 1970, quando os preços de combustíveis elevaram-se na segunda fase da Crise do Petróleo, renovando o interesse nesta tecnologia. Na década de 1980 registram-se os primeiros campos de produção de energia eólica de grande porte nos Estados Unidos. (USA, 2016)

A capacidade instalada dessa tecnologia vem aumentando sensivelmente ao longo dos anos, conforme apontam os dados da Global Wind Energy Council apresentados na Figura 5. Neste cenário, o Brasil ocupa a 10ª posição entre os países com maior capacidade instalada, conforme dados da Figura 6.

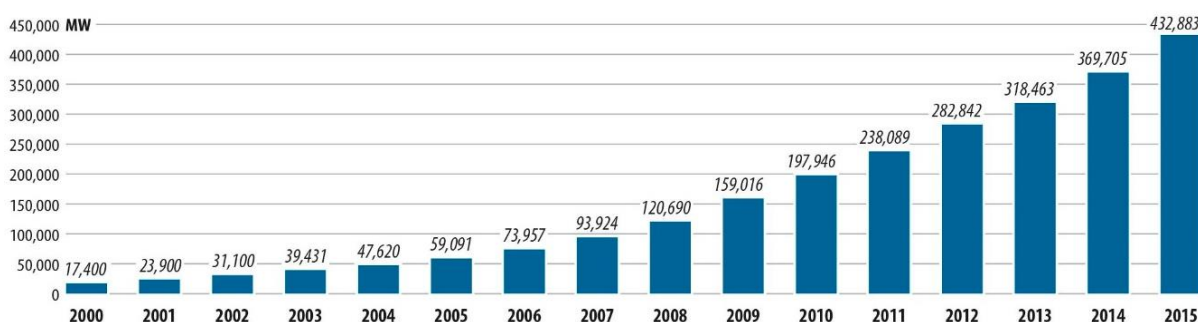


Figura 5 - Capacidade instalada de geração eólica mundial de 2000 a 2015. Adaptado de Global Wind Energy Council (2016)

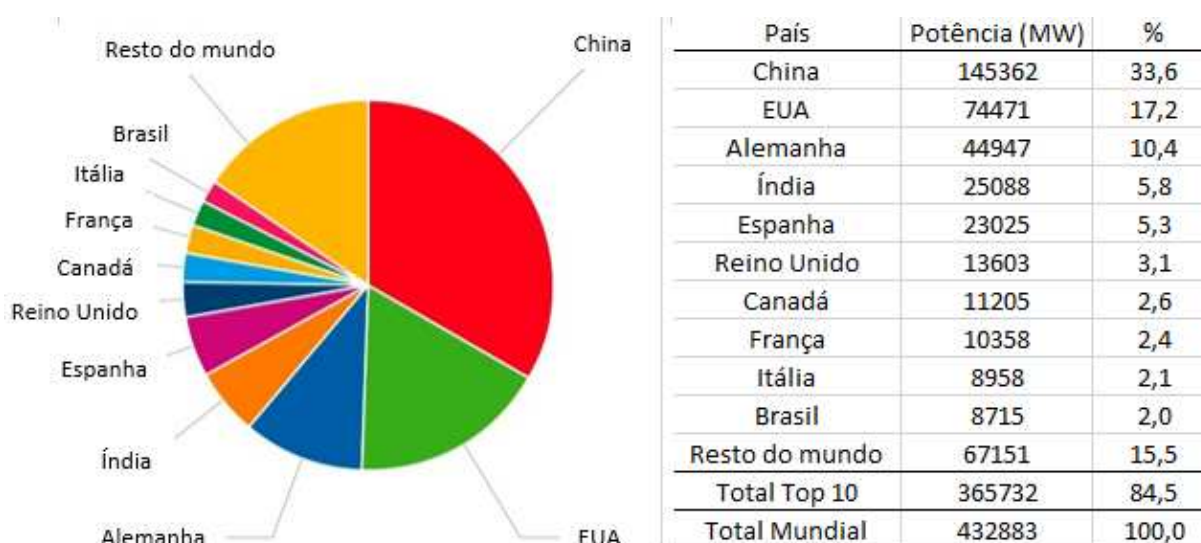


Figura 6 - Países com maior capacidade instalada de geração eólica. Adaptado de Global Wind Energy Council (2016)

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 compartilha da expectativa de aumento de capacidade instalada desta tecnologia para o Brasil, prevendo um crescimento da potência instalada de 5 GW em 2014 para 24 GW em 2024.

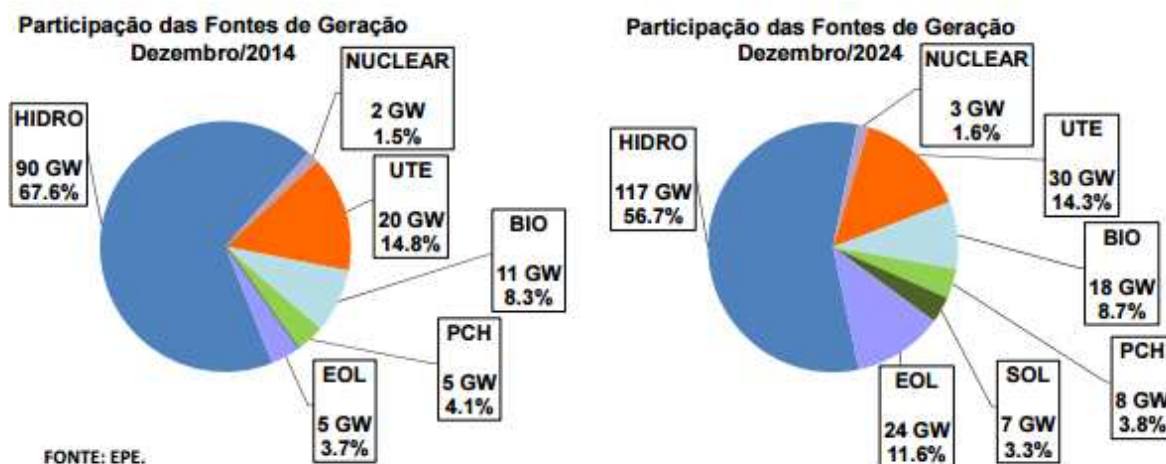


Figura 7 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: PDE2024

2.1.3. Fontes Marinhas – Ondas e Maré

2.1.3.1. Fonte maremotriz

Marés são alterações no nível da água do mar causadas pela interação gravitacional entre o Sol, a Lua e a Terra. Tal interação manifesta-se na forma de ondas de período muito longo ($T=12\sim 24h$) que se propagam nos oceanos, com alturas que podem chegar a até 15 metros. Fleming (2012) aponta que a observação de marés e sua influência sobre as regiões portuárias são decisivas, por exemplo, sobre a possibilidade de atracação de uma embarcação em determinado local e que, por este motivo, as marés têm sido estudadas há bastante tempo.

As tecnologias de geração de energia maremotriz podem ser classificadas em função da forma de energia que utilizam para geração. Tradicionalmente, utiliza-se a elevação do nível d'água causada pela subida da maré (energia potencial), ou as correntes geradas pelo deslocamento da onda de maré (energia cinética).

Na modalidade que utiliza a energia potencial, a geração se dá pela utilização de estruturas como barragens ou lagunas para promover o represamento da onda de maré em um dos lados da estrutura. Aproveitando-se a diferença de nível gerada neste procedimento, a água é turbinada para geração de energia. A outra modalidade utiliza-se da energia cinética associada à propagação da onda de maré para geração de energia. Assim, inserem-se dispositivos

geradores em locais em que a propagação da onda de maré cause correntes suficientemente rápidas para acionar tais dispositivos.

Apesar de as marés serem um fenômeno bastante complexo, sua previsão é relativamente simples, e é bastante precisa quando há um registro razoavelmente longo de marés. A partir de um registro de maré, é possível decompor a maré registrada em harmônicos: curvas senoidais de amplitude e período conhecidos. Assim, ao projetar-se o comportamento dessas curvas no futuro, é possível prever a maré. Assim, apesar de ser uma modalidade de geração inerentemente intermitente, as marés são quase que totalmente previsíveis.

Não existe hoje nenhuma usina maremotriz no Brasil. No entanto, tanto o Ministério de Minas e Energia (2016) quanto Fleming (2012) indicam que o país tem condições favoráveis para a implantação desta tecnologia, indicando como possíveis localidades os estados do Maranhão, Amapá e Pará, bem como a foz do Rio Amazonas.

2.1.3.2. Fonte undi-elétrica

Diferente das marés, as ondas causadas pelo vento costumam ter menores períodos, e, portanto, são mais facilmente percebidas.

Segundo o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), os dispositivos capazes de extrair energia das ondas do mar utilizam-se da movimentação da superfície dos mares ou da variação de pressão sob a superfície para fazê-lo. As tecnologias capazes de extrair energia de ondas do mar existentes hoje diferenciam-se entre si tanto pela sua orientação em relação à direção de propagação das ondulações quanto pela forma como convertem energia das ondas. (BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, 2016) Os principais tipos são:

- Dispositivos tipo “*terminator*”: se estendem perpendicularmente à direção de propagação da onda, capturando-a ou refletindo-a em seu interior. Incluem-se nesta categoria as colunas oscilantes de água, dispositivos que utilizam-se da oscilação das ondas para comprimir uma massa de ar, forçando-o para uma turbina. (Figura 8(a))
- Atenuadores: dispositivos flutuantes de vários segmentos orientados paralelamente à direção de propagação das ondas, cujo funcionamento baseia-se na flexão das junções entre cada dispositivo devida às diferenças de alturas causadas pelo deslocamento da onda. (Figura 8(b))

- Dispositivos de absorção pontual: estruturas flutuantes cujos componentes movem-se relativamente entre si devido à ação das ondas e cuja geração de energia baseia-se nesse movimento. (Figura 8(c))
- Dispositivos de galgamento: contém reservatórios que enchem-se pelo galgamento causado pelas ondas, gerando uma diferença de cota utilizada para geração. (Figura 8(d))

No Brasil, uma única central geradora undi-elétrica está instalada, a usina do Porto do Pecém tem 50 kW de potência instalada. O sistema operava de forma experimental em 2012, porém estava abandonado em 2014 (GLOBO, 2012; NORDESTE, 2014).



(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 8 - Tipos de dispositivos de geração undi-elétrica (Fonte: Bureau Of Ocean Energy Management (2016))

Diversos autores sustentam que os oceanos podem ser fonte de geração de energia renovável. No entanto, ressaltam que todas as tecnologias de extração de energia dos oceanos, exceto a geração marémotriz por energia potencial, encontram-se em fase inicial de seu desenvolvimento. Apesar de a indústria ter alcançado progressos significantes nas tecnologias de geração de energia por fontes marinhas, ainda existem diversos desafios a superar no que

tange à confiabilidade, redução de custos e minimização de riscos de instalação e operação. (UIHLEIN E MAGAGNA, 2016; LEWIS ET AL, 2011; MAGAGNA ET AL, 2014)

2.2. Usinas Hidrelétricas Reversíveis

2.2.1. Breve Histórico e Aspectos Técnicos

Uma usina hidrelétrica reversível, UHR, sob a definição dada por MWH (2009) é:

“uma usina hidrelétrica que gera energia elétrica para suprir as cargas de pico (demanda) utilizando água que foi previamente bombeada para um reservatório de armazenagem superior durante períodos fora do pico de carga.” (MWH, 2009, tradução nossa)

Um esquema típico de uma UHR é apresentado na Figura 9:

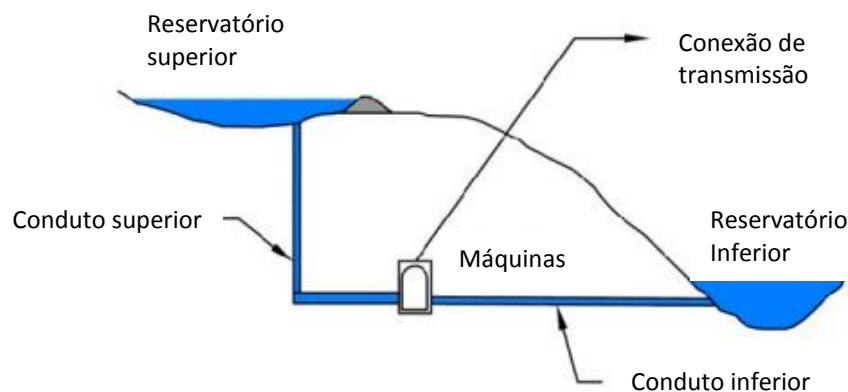


Figura 9 - Esquema típico de uma UHR (Fonte: MWH, 2009)

Usinas hidrelétricas reversíveis foram originalmente concebidas para armazenar a energia produzida em momentos fora de pico por usinas de base e permitir sua disponibilização em momentos de pico. Tal característica é apontada por Zuculin, Pinto e Barbosa (2014), que resumizam que deste princípio decorrem outros benefícios oferecidos por esta modalidade de geração. No entanto, os atuais projetos de UHRs justificam-se sob um novo contexto técnico e econômico que inclui a introdução de fontes renováveis intermitentes a sistemas interligados (MWH, 2009).

A primeira utilização de bombeamento para armazenagem com fins de geração elétrica é datada do ano 1904, na usina de Ruppoldingen, na Suíça. (Hartey & Scott apud MWH,

2009). Em 1929, registra-se a primeira utilização desta tecnologia na América do Norte, na usina de Rocky River, em Connecticut (ASME apud MWH, 2009)

Os conjuntos bomba-motor e turbina-gerador dessas usinas operavam separadamente, sendo instalados independentemente. Outras das primeiras usinas utilizavam único conjunto gerador-motor e uma bomba e turbina montadas sobre um único eixo. Apesar de permitir uma eficiência de ciclo bastante alta, uma vez que tanto bomba quanto turbina podiam ser operadas à sua máxima eficiência, estes arranjos configuravam custos bastante altos devido à necessidade de uma grande casa de máquinas que abrigasse ambos equipamentos e ao alto custo dos equipamentos (MWH, 2009).

Relatório da *American Society of Mechanical Engineers* (ASME) relata que a construção de uma segunda unidade geradora na usina hidrelétrica do Rio Hiwassee, na Carolina do Norte, abriu precedentes para a utilização de um único equipamento operando como bomba-turbina. O empreendimento foi construído entre 1936 e 1940 para atuar no controle de cheias e geração de energia, e continha uma turbina Francis convencional e gerador com potência nominal de 57,6 MW, além de espaço para a instalação de uma nova unidade no futuro. Ao fim da década de 1940, os estudos para a instalação da segunda unidade geradora consideraram a utilização de uma bomba-turbina reversível, colocada em funcionamento em maio de 1956 (USA, 1981).

Os testes de performance realizados na usina hidrelétrica reversível do Rio Hiwassee mostraram que a eficiência da turbina alcançava ou ultrapassava 88,4 % e, da bomba, 90,0 %. Além disso, sua capacidade instalada excedia consideravelmente o limite teórico de 25 MW para a potência nominal de bombas-turbinas reversíveis previsto à época, bem como excedia em mais de quatro vezes a capacidade da maior bomba-turbina existente na época, 20 MW, na Estação Elevatória de Pedreira (USA, 1981).

USA (1981) ainda aponta que o projeto de uma bomba-turbina reversível que opera a uma única velocidade apresenta uma limitação à operação eficiente ao turbinar ou bombear, de modo que só é possível obter eficiências razoáveis em ambos modos de operação ao limitar a queda de referência a um intervalo bastante restrito. MWH (2009) aponta que tal limitação pôde ser superada com o desenvolvimento de máquinas de velocidade ajustável no início da década de 1980, que foram construídas pela primeira vez em UHRs no final da década de 1980 e meados da década de 1990

Os principais parâmetros de projeto de uma UHR estão relacionados à queda disponível, vazões e dimensões dos reservatórios. MWH (2009) elenca que UHRs tem sido construídas com alturas de queda entre 30 e 760 m, mas que um mínimo adotado para estes

empreendimentos tem sido de cerca de 100 m. Aponta-se que a definição das vazões de projeto, associada à altura de queda definem a capacidade da UHR, mas que seu dimensionamento deve obedecer à análise do tempo de ciclo desejado para reservatório e aos diâmetros das estruturas de adução e condução, bem como das unidades geradoras e bombas.

A definição das dimensões dos reservatórios, por sua vez, está associada a esses parâmetros e, além deles, à existência de condições geológicas e físicas favoráveis à sua implantação e aos custos de aquisição de terras. Além disso, as dimensões do reservatório também serão determinadas pelas características do sistema elétrico em que inserir-se-á a UHR, uma vez que o reservatório deverá promover uma reservação compatível com a operação econômica do sistema (MWH, 2009). A esse respeito, Zuculin, Pinto e Barbosa (2014) apontam, justificando com os dados sumarizados na Tabela 3 que os reservatórios de UHRs são bastante menores que aqueles de usinas hidrelétricas convencionais.

Tabela 3 - Dimensões de reservatórios de usinas hidrelétricas

Usina hidrelétrica	Capacidade Instalada (MW)	Volume útil do reservatório (hm ³)
UHR	786	8,1
UHE Três Irmãos	808	3500
UHE Ilha dos Pombos	187	7

Fonte: Zuculin, Pinto e Barbosa (2014)

A localização dos reservatórios também impactará na definição de ter-se um sistema fechado ou aberto. Denomina-se “fechado” o sistema de uma UHR em que ambos reservatórios inferior e superior localizam-se *off-stream*, fora de um curso d’água. Por outro lado, denomina-se “aberto” o sistema em que pelo menos um dos reservatórios –geralmente o inferior- é um corpo d’água existente.

A eficiência de uma UHR pode ser medida por meio de sua “eficiência de ciclo”. O termo é definido por ASCE (1989) como “a razão entre a energia gerada por uma usina hidrelétrica reversível e a energia correspondente gasta para bombeamento. Inclui as perdas associadas às eficiências do motor, bomba, turbina e gerador e as perdas de carga nos condutos” (ASCE, 1989, tradução nossa).

MWH (2009) compila as eficiências de ciclo de 19 diferentes UHRs comissionadas entre 1963 e 1995 e mostra que tais eficiências variam entre 60% e 80%. Apesar de não incluir as perdas hidráulicas, os dados compilados, apresentados na Figura 10 apontam que a eficiência dos equipamentos vem melhorando ao longo dos anos. Além disso, o autor aponta que a

eficiência da bomba-turbina varia significativamente com a queda líquida e vazão, mas que a operação de equipamentos que admitem o ajuste de velocidade permite alcançar maiores eficiências.

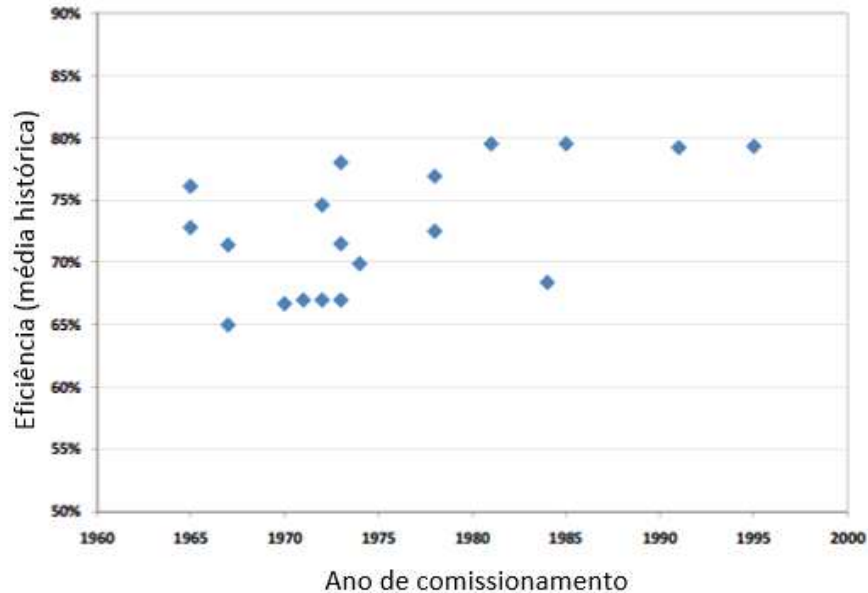


Figura 10 - Eficiência de UHRs em operação nos Estados Unidos (Fonte: MWH, 2009)

As principais perdas associadas a projetos de UHR estão relacionadas:

- à evaporação do reservatório, dependente da localização e dimensões do reservatório, podendo ser estimadas por meio do uso de tanques evaporimétricos e que, se consideradas significantes, podem requerer determinado suplemento hídrico para reposição de perdas;
- às perdas devidas a vazamentos no reservatório ou condutos, que requerem a instalação de sistemas de impermeabilização, detecção e coleta de vazamentos, que podem permitir seu bombeamento de volta ao reservatório;
- e
- às perdas de transmissão, dependentes do comprimento, voltagem e tipo e tamanho dos condutores, bem como das características de interligação da UHR à rede (MWH, 2009).

Os tempos de resposta de sistemas hidrelétricos reversíveis, isto é, o tempo necessário para alterar sua operação de bombeamento para geração e vice-versa, ou da condição de desligamento a um desses estados, são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 - Tempos de resposta de UHRs

Operação	Tempo (minutos)
De bombeamento a geração	02 a 20
De geração a bombeamento	05 a 40
De desligado a geração em plena capacidade	01 a 05
De desligado a bombeamento	03 a 30

Fonte: MWH(2009)

MWH (2009) ainda aponta que a utilização de equipamentos que permitem ajuste de velocidade pode reduzir estes tempos em 5 a 15%. Similarmente, a utilização de equipamentos com uma única máquina acoplada a uma bomba e uma turbina e equipada com um *by-pass* pode ter menores tempos de reversão, uma vez que não é necessário inverter a direção de rotação.

2.2.2. Estado da arte

O relatório de 2014 da *International Energy Agency* (IEA), *Technology Roadmap: Energy Storage*, detalha que as diversas maneiras de armazenar energia tem ganhado espaço em diversos mercados, apesar de terem diversos níveis de amadurecimento de sua tecnologia e custos bastante diversos entre si. Um panorama dessas tecnologias é apresentada na Figura 11. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014)

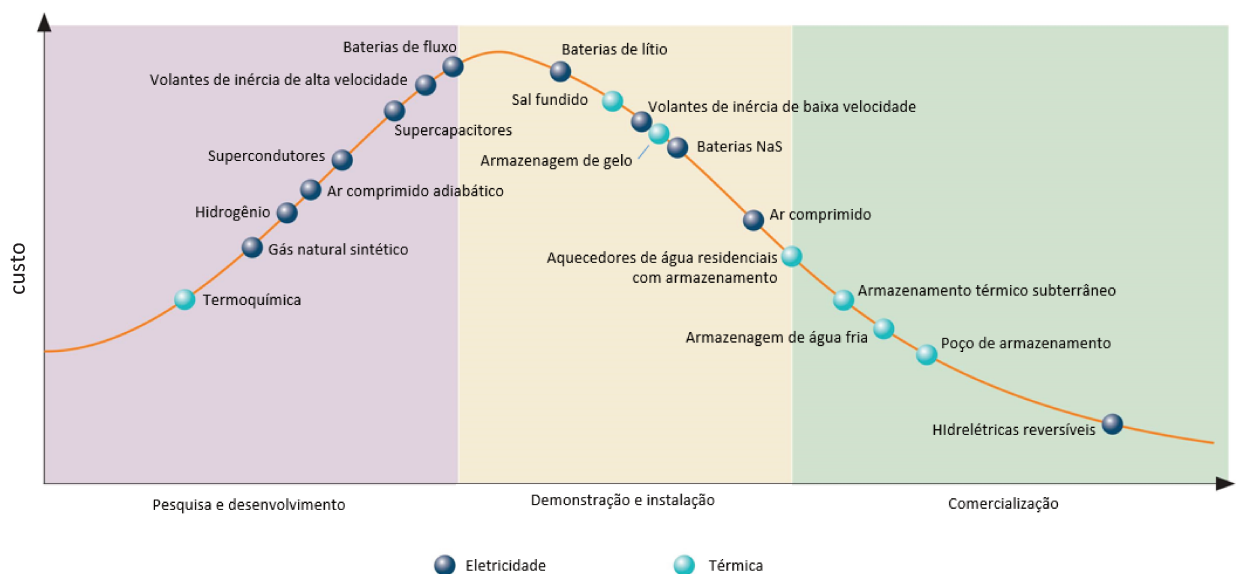


Figura 11 - Maturidade e custos de tecnologias de armazenamento de energia (Adaptado de International Energy Agency (2014))

Para as tecnologias de armazenamento de energia elétrica (na figura, em azul escuro), as UHR apresentam-se como a única tecnologia desenvolvida até o estágio e comercialização, além de ter o menor custo, seguida pela tecnologia de uso de ar comprimido, ainda em estágio de desenvolvimento.

O mesmo relatório apresenta dados de capacidade instalada de armazenagem de energia para diversas tecnologias (Figura 12). Observa-se que as usinas hidrelétricas reversíveis sobressaem-se do restante das tecnologias, correspondendo a 99,3% da capacidade instalada.

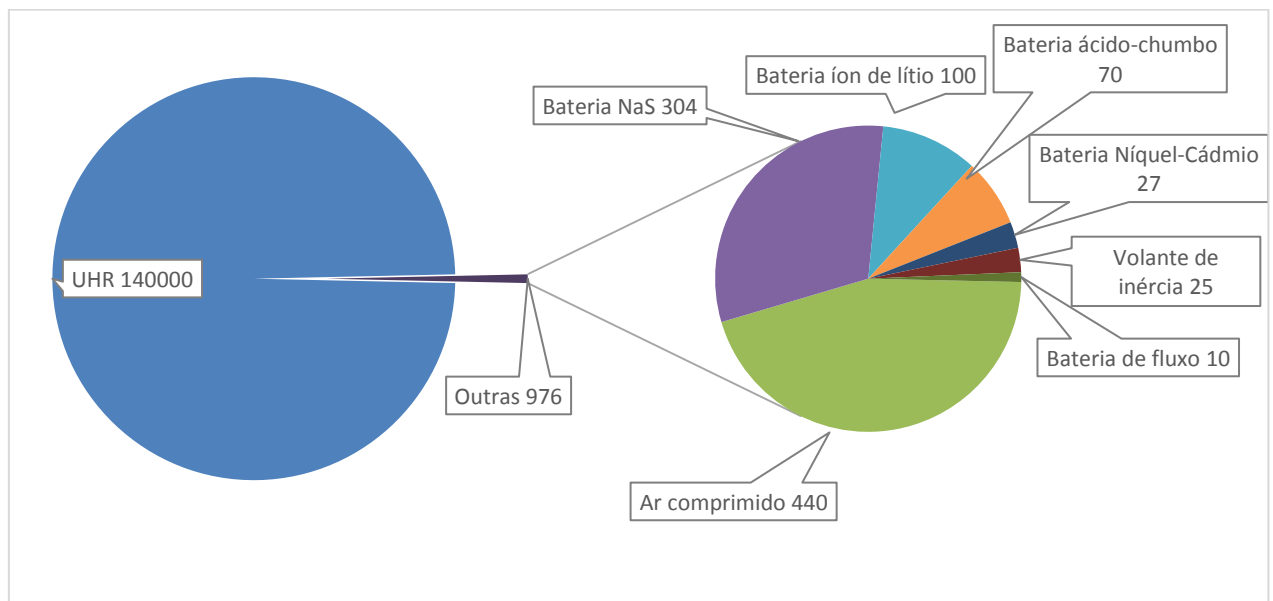


Figura 12 - Capacidade instalada de tecnologias de armazenamento de energia (Adaptado de International Energy Agency (2014))

Informações compiladas por Barbour et al (2016) mostram, para o ano de 2014, as maiores capacidades instaladas de usinas hidrelétricas reversíveis. Destacam-se valores absolutos que chegam a 24,5 GW no Japão, ou 4,8GW na Áustria, que correspondem a 21% da capacidade instalada total do país europeu.

Tabela 5 - Capacidade instalada de UHRs

País	Capacidade instalada de UHR (GW)	Capacidade instalada de UHR, em relação à capacidade instalada total do país (%)
Japão	24,5	8,5
China	22,6	1,8
Estados Unidos	20,5	1,9
Itália	7,1	5,7
Espanha	6,8	6,6
Alemanha	6,3	3,5
França	5,8	4,4
Índia	5,0	2,2
Áustria	4,8	21
Grã-Bretanha	2,7	3,0
Suíça	2,5	12
Portugal	1,1	6,1

Fonte: Barbour et al, 2016

No Brasil, estudos de pré-inventário realizados pela CESP no final da década de 1970, relatado por Zuculin, Pinto e Barbosa (2014), indicaram potencial de 735 GW nas Serras do Mar, da Mantiqueira e Geral, em mais de 341 alternativas. À época, uma análise de custos reduziu as possibilidades para 68 locações que totalizavam 199,7GW. Os mesmos autores relatam um estudo de pré-inventário da Eletrobrás que indicava potencial de 289 GW na Região Nordeste, Minas Gerais e Rio de Janeiro.

2.3. A Modelagem Numérica e o SIN

2.3.1. O Sistema Interligado Nacional – breve caracterização

Terry et al (1986) detalha as dificuldades de coordenação e operação de um sistema elétrico do porte do SIN – composto por centenas de unidades geradoras, espalhadas por uma grande área e interconectadas por milhares de quilômetros de linhas de transmissão. Por ser majoritariamente hidrotérmico, isto é, composto por unidades geradoras hidrelétricas e termoelétricas, a operação deste sistema é bastante diferente daquela de sistemas puramente hidrelétricos ou termelétricos.

O autor detalha que a operação de sistemas puramente hidrelétricos depende de muitos fatores, mas que a potência gerada depende de dois fatores: a vazão turbinada e a queda, definida como a distância vertical entre o nível d'água no reservatório e o nível d'água no canal

de fuga, descontadas a perda de carga. No entanto, o nível d'água no reservatório é função do volume armazenado no reservatório, de modo que a produção de energia apresenta-se como dependente desta variável. Ademais, na ocasião em que as vazões afluentes excedem o volume disponível para sua armazenagem, esta pode ser desviada por meio de vertedores, não produzindo energia. Ainda que os vertedores possam desviar enormes quantidades de água, isso poderia causar enormes enchentes a jusante, de modo que os reservatórios frequentemente dispõem de um volume destinado ao controle de cheias, o que atenua a necessidade de vertimento de grandes vazões, porém diminui o volume disponível para geração no reservatório. A operação de um reservatório, assim, afeta a operação dos reservatórios a jusante, uma vez que sua vazão defluente, composta pela soma das vazões turbinadas e vertidas, será agregada à vazão afluente das usinas a jusante.

Sistemas unicamente termoeletrônicos, por outro lado, serão operados visando a minimização dos custos, majoritariamente ligados ao suprimento de combustível. Deste modo, a operação ótima destes sistemas se dá atendendo à demanda com as usinas em ordem crescente de custo incremental da geração. O autor pondera, no entanto, que a operação real destes sistemas é muito mais complexa devido a diversos fatores, mas que eles preservam as seguintes características:

- As decisões de operação no presente não afetam as decisões futuras;
- O custo de operação das unidades são independentes entre si;
- A operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração de outra;
- Os custos de combustível servem como mecanismo de coordenação de operação; e
- A confiabilidade do suprimento da demanda depende somente da capacidade de geração e disponibilidade de combustível, e não da maneira como as unidades foram operadas em determinado momento.

Sistemas hidrotérmicos, por sua vez, agregam em si a complexidade de sistemas hidrelétricos além da possibilidade de utilizar a água armazenada para gerar energia, evitando os custos com combustível em unidades térmicas. A otimização destes sistemas é mais complexa à medida em que a afluência é dependente da precipitação e, portanto, difícil de ser prevista. O autor elenca as seguintes características destes sistemas:

- As decisões de operação no presente afetam os custos de operação futuros;
- É essencialmente estocástico, devido às incertezas das afluências;

- O custo da energia gerada por fonte hidrelétrica não pode ser medido diretamente como uma função das condições de geração nesta usina, mas em termos do custo do combustível não utilizado em geração térmica;
- Há um *trade-off* entre a confiabilidade no atendimento à demanda e o custo da operação:
 - O uso contínuo de unidades térmicas garante menor uso da água armazenada, minimizando a probabilidade de desabastecimento, mas a um alto custo de operação;
 - Um baixo custo de operação pode ser alcançado ao utilizar massivamente a fonte hidrelétrica, mas aumenta-se o risco de não ser capaz de atender a demanda no futuro.

2.3.2. Otimização numérica no âmbito do SIN

O SIN compreende, em 2017, 4682 usinas geradoras, das quais 2924 são termoeletricas, 1264 são hidráulicas, 442 são eólicas, 50 são solares e 2 são nucleares, de acordo com dados do BIG (Brasil, 2017h). A coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão do SIN são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atuando sob regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Dentro do escopo de atuação da ONS está a elaboração dos “Procedimentos de Rede”, um conjunto de normas e requisitos a quem devem obedecer a ONS e demais agentes envolvidos na operação do SIN em suas atividades de planejamento, programação, supervisão, coordenação e controle da operação, administração dos serviços de transmissão, e proposição de ampliação e reforços da rede básica do SIN.

O módulo 18 dos “Procedimentos de Rede” detalha as ferramentas computacionais utilizadas pelos agentes atuantes no setor elétrico nacional. Elas são utilizadas para estudos energéticos, elétricos, para previsão da carga, estudos hidrológicos, programação diária eletroenergética, operação em tempo real, para administração dos serviços de transmissão, para avaliação de desempenho dos sistemas de comunicação e para integração entre modelos energéticos e hidrológicos.

O planejamento da operação eletroenergética do SIN baseia-se na otimização do uso de recursos do sistema elétrico (usinas hidrelétricas, usinas térmicas e linhas de transmissão) e envolve a previsão de cargas e vazões, e o atendimento a diversas restrições

devidas a critérios de segurança elétrica, segurança energética, e de operação de fontes hidráulicas, tal qual condicionantes ambientais, restrições de usos múltiplos de águas e restrições físicas de reservatórios.

Este procedimento de otimização é realizado em horizontes de estudo de médio e curto prazo, para os quais adotou-se a utilização de uma cadeia de modelos de otimização, cujo objetivo é minimizar o custo total da operação por meio de decisões de geração térmica, geração hidráulica, intercâmbios inter-regionais e cortes de carga.

O custo total da operação, neste casos, é composto pela soma de um custo imediato e um custo futuro. O custo imediato é custo de geração das usinas térmicas ou do déficit, e é um valor conhecido. O custo futuro, por sua vez, é correspondente ao valor da água, e é um valor desconhecido e dependente das vazões no futuro, que é determinado por meio de estudos do comportamento estatístico das vazões.

No âmbito do SIN, utiliza-se o programa NEWAVE para o planejamento da operação a médio prazo, e o programa DECOMP para o planejamento da operação a curto prazo (BRASIL, 2016j).

Além destes modelos, atualmente em operação, estuda-se a implantação do DESSEM, programa que modela o despacho hidrotérmico de curto prazo.

2.3.2.1. Modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE realiza a otimização do planejamento da operação de médio prazo, utilizando para isso um horizonte de planejamento de até 5 anos e adotando uma discretização mensal e representação dos reservatórios por sistemas equivalentes. Desse modo, o modelo NEWAVE representa o SIN por meio de 4 subsistemas ou submercados, e 9 reservatórios equivalentes de energia (REE), a exemplo do apresentado na Figura 13.

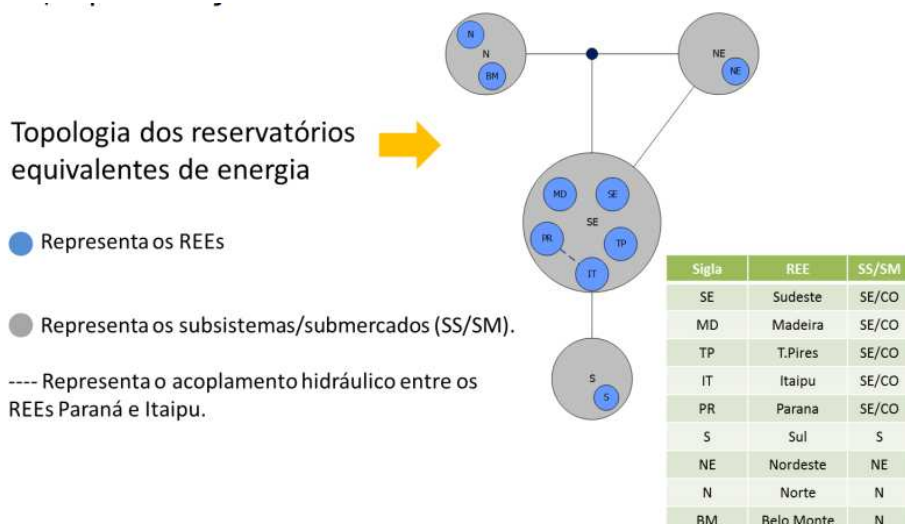


Figura 13 - Topologia dos REE no modelo NEWAVE (Fonte: (BRASIL, 2016j).)

O modelo NEWAVE objetiva a minimização do valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento, determinando a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada período. Além disso, o modelo gera como resultado as funções de custo futuro, uma medida do impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios, que é utilizada em outras instâncias do planejamento eletroenergético, tais como o acoplamento com o modelo DECOMP.

2.3.2.2. Modelo DECOMP

O modelo DECOMP realiza a otimização do planejamento da operação a curto prazo, adotando para tanto um horizonte de planejamento de 2 a 6 meses e discretização semanal. O modelo utiliza as funções de custo futuro geradas pelo NEWAVE, e representa as usinas individualmente, além de considerar diversos outros fatores, tais como a produtividade variável com altura da queda, a representação do tempo de viagem da água e o enchimento de volume morto. Seus principais resultados são a trajetória do reservatório, a geração hidráulica em cada aproveitamento, a geração térmica, o fluxo nas interligações e balanço energético de cada subsistema, além do Custo Marginal de Operação (CMO), utilizado como dado de entrada para a apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e contabilização de contratos realizados no mercado de curto prazo.

2.3.2.3. Modelo DESSEM

O modelo DESSEM está atualmente em estudo para utilização pelo ONS, pela CCEE e pelos agentes do Setor Elétrico Brasileiro. O modelo realiza a otimização do planejamento da operação a curto prazo em discretização intra-horária, permitindo o detalhamento e otimização da operação diária do SIN.

Diferente dos modelos em operação, o modelo DESSEM, previsto para entrar em processo de validação, modelará as usinas do SIN de forma individualizada e em base intra-horária, permitindo a simulação de fenômenos não considerados nos demais modelos, como o tempo de viagem da água entre as usinas da mesma cascata, o remanso e outras restrições de ordem hidráulica e/ou elétrica.

2.4.A entrada de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira

O SIN é caracterizado como um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e de diversos proprietários, que integra 98,7% da energia elétrica consumida pelo país, tendo fora de si somente pequenos sistemas isolados, em sua maioria localizados na região amazônica. (BRASIL, 2016d).

Dados do BEN 2016 confirmam a tendência de crescimento tanto da capacidade instalada do SIN quanto da eletricidade gerada em suas instalações (Figura 14). No entanto, em um cenário de desfavoráveis condições hidrológicas para a geração hidrelétrica, registrou-se recentes quedas na participação percentual de fontes renováveis na geração elétrica primariamente capitaneadas pela queda da geração da fonte hidrelétrica, que foi de 428GWh em 2011 para 359GWh em 2015.

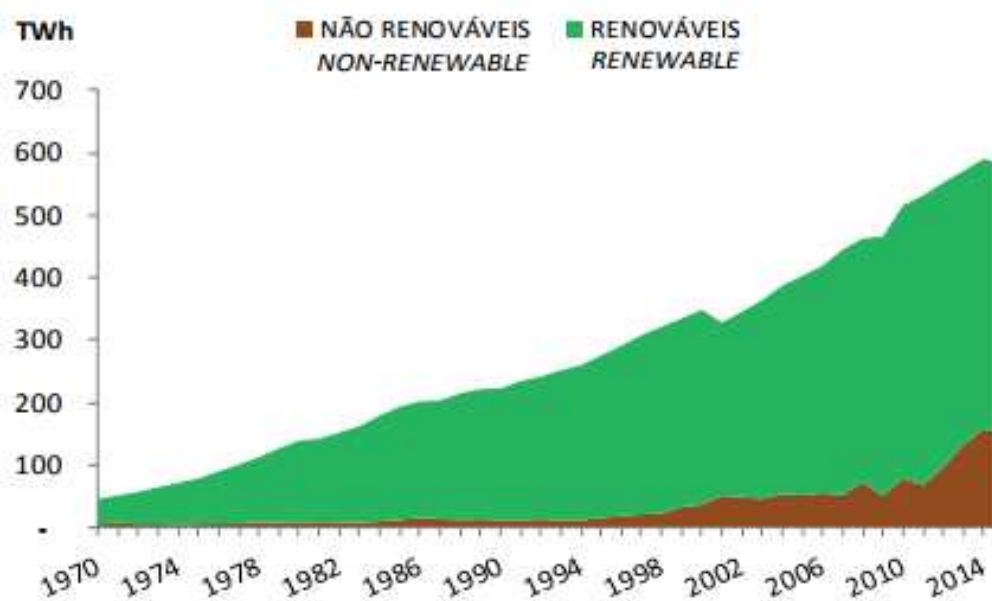


Figura 14 - Geração de eletricidade (Fonte: BEN 2016)

Ao analisar-se somente a energia gerada por fontes renováveis, por outro lado, nota-se que apesar da queda da geração em usinas hidrelétricas, a quase totalidade das demais fontes apresentam aumento de sua geração (Figura 15 e Figura 16), com destaque às usinas de biomassa a bagaço de cana de açúcar e usinas eólicas.

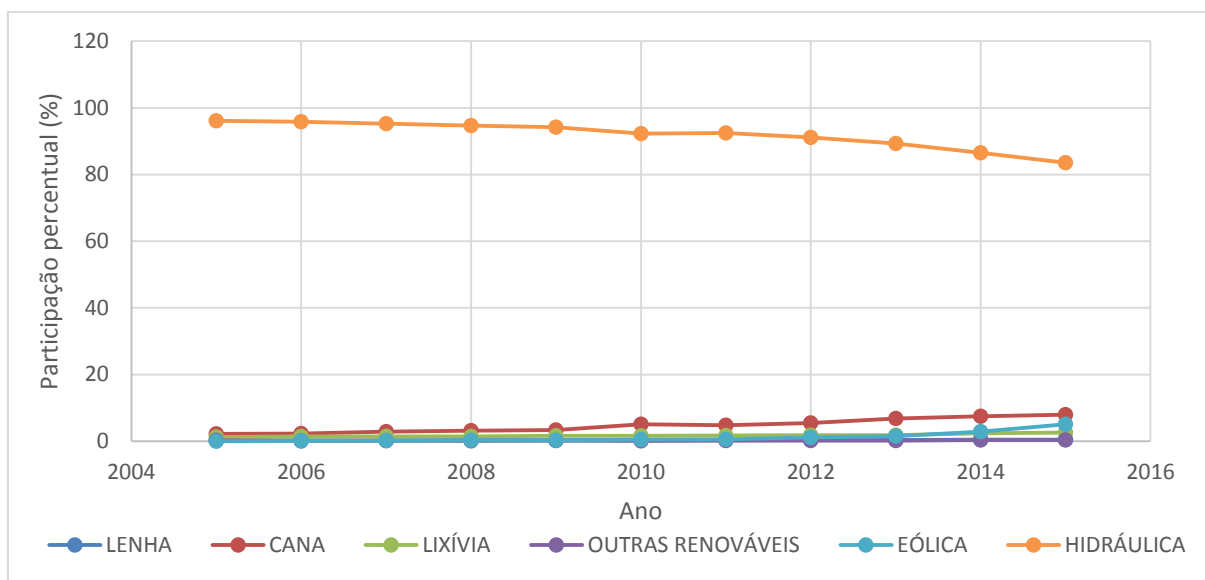


Figura 15 - Participação percentual de fontes na geração de fontes renováveis (Fonte: BEN 2016)

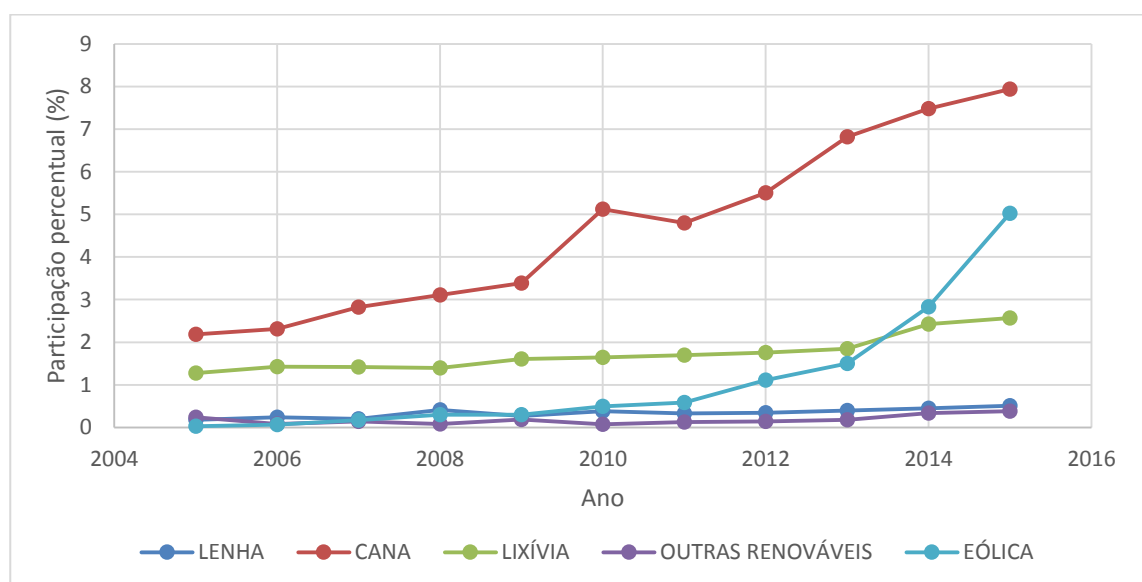


Figura 16 - Participação percentual de fontes na geração de fontes renováveis, exceto hidrúlica (Fonte: BEN 2016)

Tais dados de geração não refletem, no entanto, a realidade da capacidade instalada do SIN em cada região do Brasil. Dados do BEN 2016, apresentados na Tabela 6 e Figura 17, mostram a capacidade instalada de geração elétrica por tipo de fonte em cada região brasileira. Nota-se, por exemplo, que a totalidade das fontes hidrúlicas divide-se de modo razoavelmente igualitário entre o mínimo de 13,0% na região Nordeste e o máximo de 28,2% na região Sudeste. Contrariamente, a fonte eólica não apresenta qualquer participação nas regiões Norte e Centro-Oeste, enquanto concentra 79,9% de seu total na região Nordeste.

Tabela 6 - Potência instalada por tipo de fonte por região (MW)

	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
Hidro	17607	11561	25121	24662	12738	91650
Termo	3891	9502	16970	4672	4529	39563
Eólica	0	5805	28	1799	0	7633
Solar	0	15	3	4	0	21
Nuclear	0	0	1990	0	0	1990
Total	21497	26883	44112	31098	17268	140858

Fonte: BEN2016

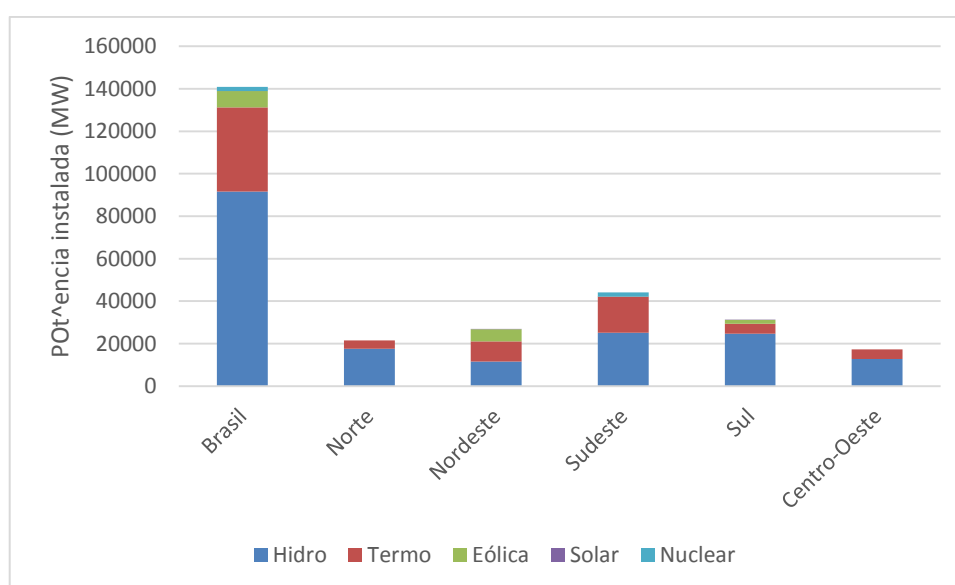


Figura 17 - Potência instalada por tipo de fonte por região (MW) (Fonte: BEN2016)

Complementarmente a esses dados, o PDE 2024 destaca que a região Nordeste, além de já ter a maior porcentagem de fontes intermitentes de todo o território nacional, apresenta tendência de aumentar esse número, uma vez que verá o percentual de outras fontes renováveis (OFR – incluem biomassa, PCH, eólica e solar) aumentar significativamente – 82% em um horizonte de seis anos (Figura 2). Tal valor é significativamente maior que as taxas de crescimento previstas para as demais regiões, cujo valor máximo alcança 50,3% na região Sudeste, para as OFR.

As diferenças nas características de capacidade instalada e de geração entre as regiões do país, representam tanto um desafio à continuidade da operação, bem como uma oportunidade de otimização ao explorar as particularidades de cada fonte de geração, de modo

que é salutar que se estude a otimização da operação do sistema como um todo a partir das características de cada região.

3. METODOLOGIA

3.1.Proposta de um modelo de otimização para usinas hidrelétricas reversíveis

Propõe-se para este trabalho o desenvolvimento de um modelo computacional de otimização, escrito em GAMS e interface amigável em planilha eletrônica com recursos VBA que permita a avaliação da operação de um sistema híbrido de geração elétrica composto por fontes intermitentes, hidráulicas e térmicas pelo horizonte de um ano em base horária.

O modelo atuará minimizando o custo de operação do sistema híbrido por meio das decisões de turbinamento, bombeamento, vertimento, geração térmica e déficit de geração.

O modelo tem ainda as características seguintes:

- Possibilidade de eficiente escolha e manipulação de dados e parâmetros;
- Flexibilidade para a seleção de solvers de otimização;
- Possibilidade de salvamento de processamentos; e
- Saída de resultados na forma gráfica.

As simulações do modelo ocorrerão em um horizonte de simulação de um ano, discretizado em intervalos iguais com duração de uma hora, ou seja, totalizando 8760 intervalos.

Nas seções seguintes, apresenta-se um fluxograma de procedimentos do modelo, bem como as premissas de operação adotadas para cada um dos componentes do sistema híbrido.

3.2.Fluxograma de procedimentos

Apresenta-se na Figura 18 um fluxograma que exemplifica o funcionamento do modelo a ser desenvolvido.

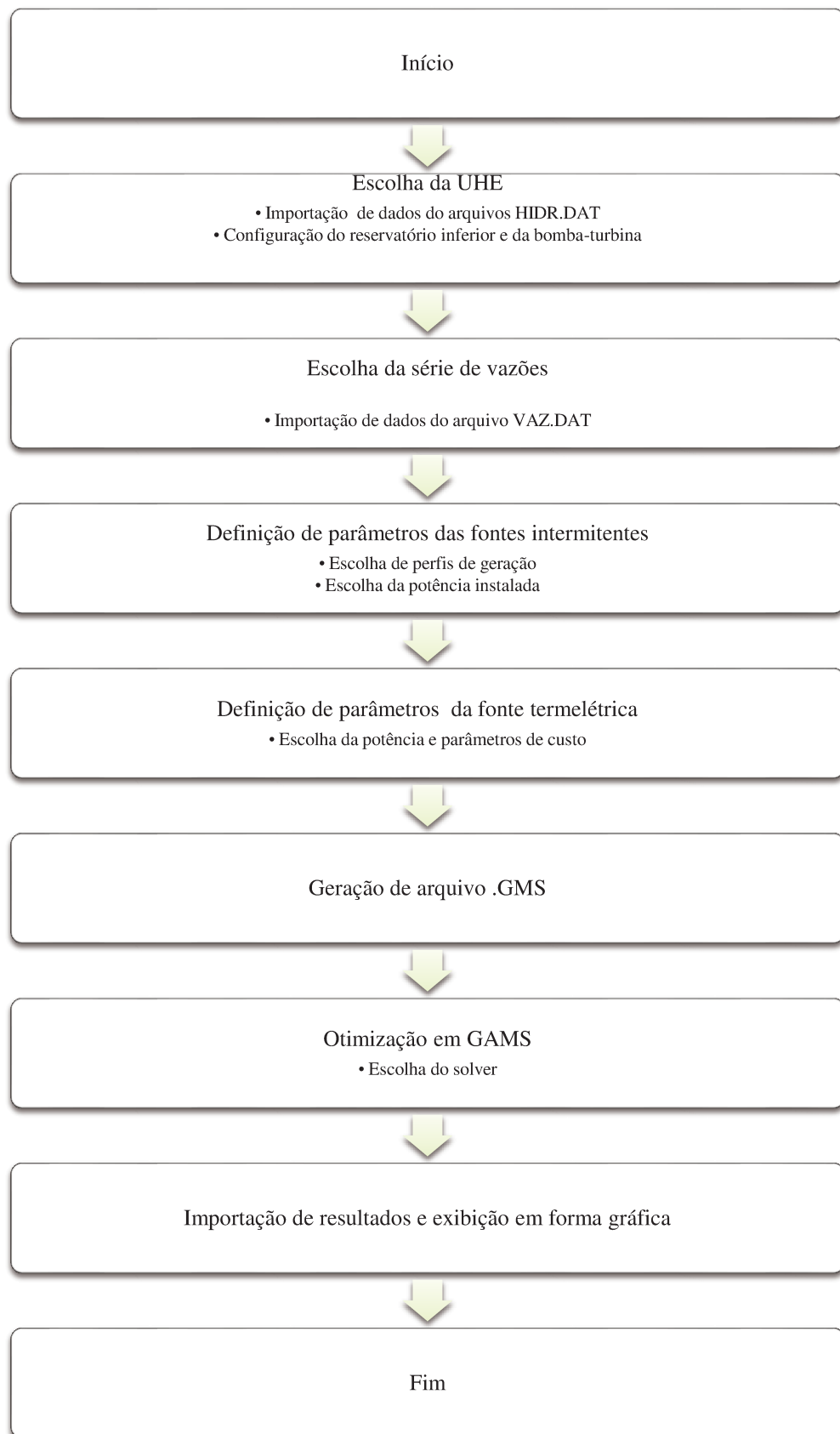


Figura 18 - Fluxograma de funcionamento do modelo

3.3. Caracterização do sistema combinado

O sistema a ser modelado pode ser representado esquematicamente pela Figura 19.

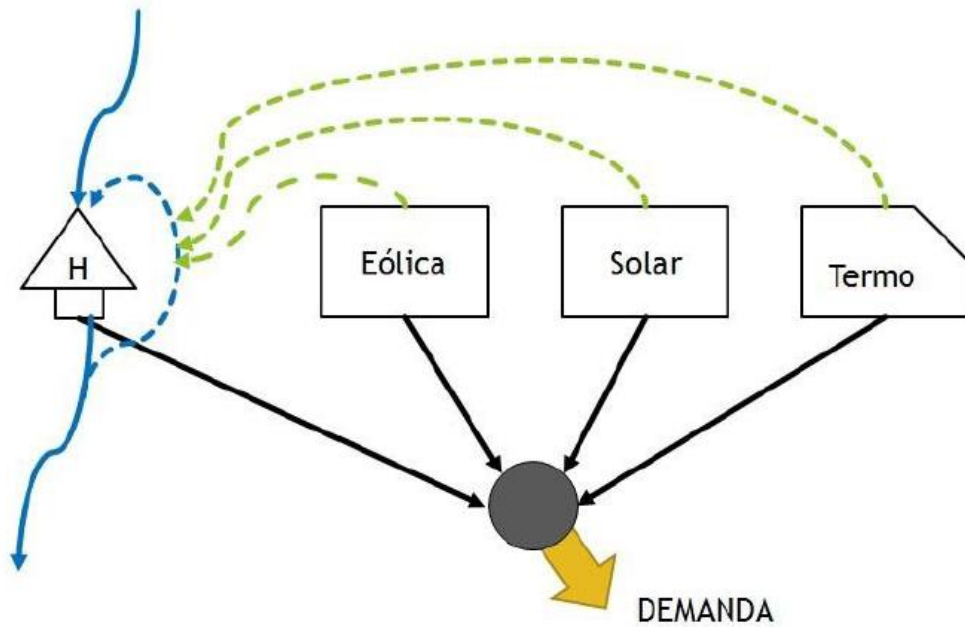


Figura 19 - Representação esquemática do sistema modelado.

O sistema pode atender à demanda utilizando a energia de todas as fontes, bem como utilizar as fontes intermitentes e térmica para promover o bombeamento nas usinas hidrelétricas quando houver energia excedente ou quando for economicamente interessante.

A condição de balanço energético a ser atendida pelo sistema é expressa pela Equação (1):

$$Demanda_t + E_{bomba,t} = G_{eólica,t} + G_{solar,t} + G_{termo,t} + G_{hidro,t} + Déficit_t \quad (1)$$

3.4. Modelagem da fonte hidráulica

Por meio do equacionamento da variação dos volumes dos reservatórios superior e inferior ao longo do período de simulação, representa-se a equação do balanço hídrico do sistema. No reservatório superior:

$$VR_{s,fin} = VR_{s,ini} + (Q_{s,afl} - Q_{s,def}) \times 60 \times 60 / 1000000 \quad (2)$$

$$Q_{s,def} = Q_{tur} + Q_{s,ver} - Q_{bom} \quad (3)$$

Onde,

$VR_{s,fin}$ → Volume do reservatório superior ao fim do intervalo de simulação (hm^3)

$VR_{s,ini}$ → Volume do reservatório superior no início do intervalo de simulação (hm^3)

$Q_{s,afl}$ → Vazão afluyente no reservatório superior (m^3/s)

$Q_{s,def}$ → Vazão defluente do reservatório superior (m^3/s)

Q_{tur} → Vazão turbinada (m^3/s)

$Q_{s,ver}$ → Vazão vertida do reservatório superior (m^3/s)

Q_{bom} → Vazão bombeada (m^3/s)

No reservatório inferior:

$$VR_{i,fin} = VR_{i,ini} + (Q_{i,afl} - Q_{i,ver}) \times 60 \times 60 / 1000000 \quad (4)$$

$$Q_{i,afl} = Q_{tur} + Q_{s,ver} - Q_{bom} \quad (5)$$

Onde,

$VR_{i,fin}$ → Volume do reservatório inferior ao fim do intervalo de simulação (hm^3)

$VR_{s,ini}$ → Volume do reservatório inferior no início do intervalo de simulação (hm^3)

$Q_{s,afl}$ → Vazão afluyente no reservatório inferior (m^3/s)

$Q_{i,ver}$ → Vazão vertida do reservatório inferior (m^3/s)

Um diagrama esquemático das vazões é apresentado na Figura 20:

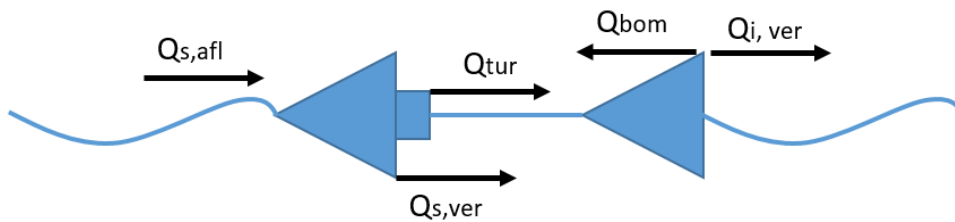


Figura 20 - Diagrama esquemático de vazões

A potência da fonte hidrelétrica é função da vazão turbinada, bem como nível d'água dos reservatórios, além da produtibilidade específica do equipamento.

$$PH = Q_{tur} \times HL \times PRT \quad (6)$$

$$HL = HB \times \left(1 - \frac{PC}{100}\right) \quad (7)$$

$$HB = NRS - NRI \quad (8)$$

Onde,

PH→Potência da usina hidrelétrica (MW)

HL→Queda líquida (m)

PRT→Produtibilidade específica da usina hidrelétrica (MW/m³/s/m)

HB→Queda bruta (m)

PC→Perda de carga no circuito de adução (%)

NRS→Nível d'água no reservatório superior(m)

NRI→Nível d'água no reservatório inferior (m)

A potência consumida pelo bombeamento para o reservatório superior, é calculada por:

$$PB = Q_{bom} \times HB \times PRT \times 100 / \alpha \quad (9)$$

Onde,

PB→Potência consumida pela bomba (MW)

α →Fator de eficiência de ciclo (%)

Tanto a potência da usina hidrelétrica (PH) quanto a potência consumida pela bomba (PB) são contabilizados a cada intervalo de tempo da simulação, calculando-se por:

$$EH = PH \times \Delta t \quad (10)$$

$$EB = PB \times \Delta t \quad (11)$$

Onde,

EH→Energia produzida pela hidrelétrica (MWh)

EB→Energia consumida pelo bombeamento (MWh)

Os valores de vazão afluente no reservatório superior ($Q_{s,aff}$) são dados de entrada para a otimização, podendo ser adotados como um valor constante para todo o período, ou ainda ser utilizada uma série de vazões naturais médias diárias, obtidas a partir do website da ONS (Início > Avaliação de Curto Prazo da Operação > Diretrizes para a Operação Eletroenergética > Hidrologia > Séries Históricas de Vazões).

3.5. Modelagem das fontes intermitentes

Neste trabalho, são utilizadas as fontes solar e eólica para avaliação da operação do sistema híbrido. Para o tratamento desses dados, ambas serão dados de entrada do modelo, porém cada uma dessas fontes terá um tratamento diferenciado, buscando capturar suas particularidades e adequar-se aos dados disponíveis para a modelagem.

3.5.1. Modelagem da fonte eólica

São utilizadas séries históricas de geração eólica média em base horária para diversos estados do Brasil e para cada mês do ano, a partir dos quais serão construídas curvas neutras de perfis de geração de cada mês e estado do Nordeste.

Adicionalmente, há a funcionalidade de escolher qual a potência instalada a ser considerada para a simulação, sendo utilizada uma curva neutra como base para traçar o perfil horário de geração, bem como é possível adotar para o sistema híbrido um parque eólico composto de ativos de diversos Estados, gerando uma curva neutra proporcional às potências instaladas em cada um deles.

O procedimento detalhado é apresentado a seguir.

Inicia-se com a importação dos dados de geração eólica em base horária, obtido em forma gráfica, disponibilizados pela ONS no Boletim Mensal de Geração Eólica. Em seguida, os dados da curva de geração que representa a média dos dias daquele mês é obtida de forma numérica por meio do uso do aplicativo WebPlotDigitizer, como apresentado na Figura 22 e Figura 23. Tais dados de geração são então importados para o Microsoft Excel. Além disso, são importados do Boletim Mensal de Geração Eólica dados de capacidade instalada de geração eólica para cada estado em cada mês.

Desse modo, define-se então a geração eólica do sistema modelado por meio da aplicação da Equação (12)

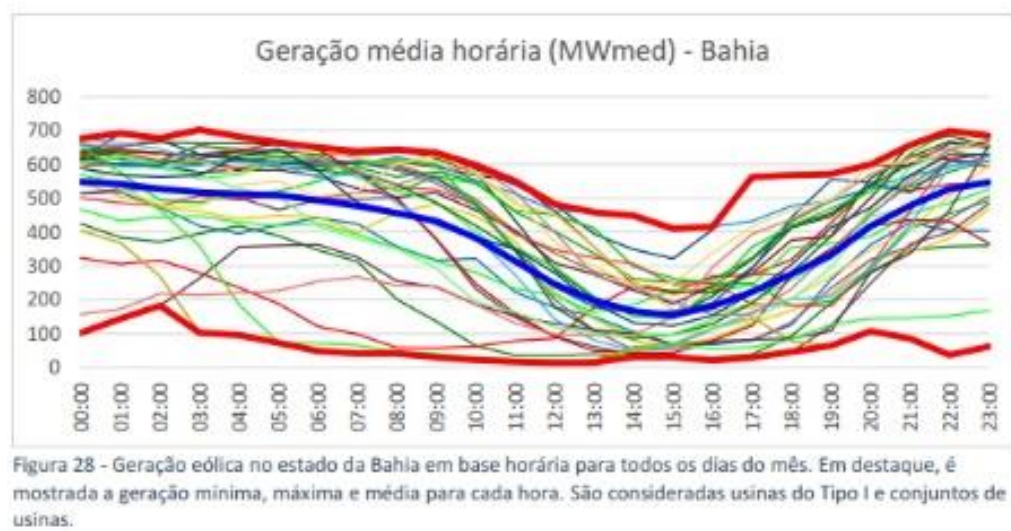


Figura 21 - Geração eólica no estado da Bahia em base horária. Fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica

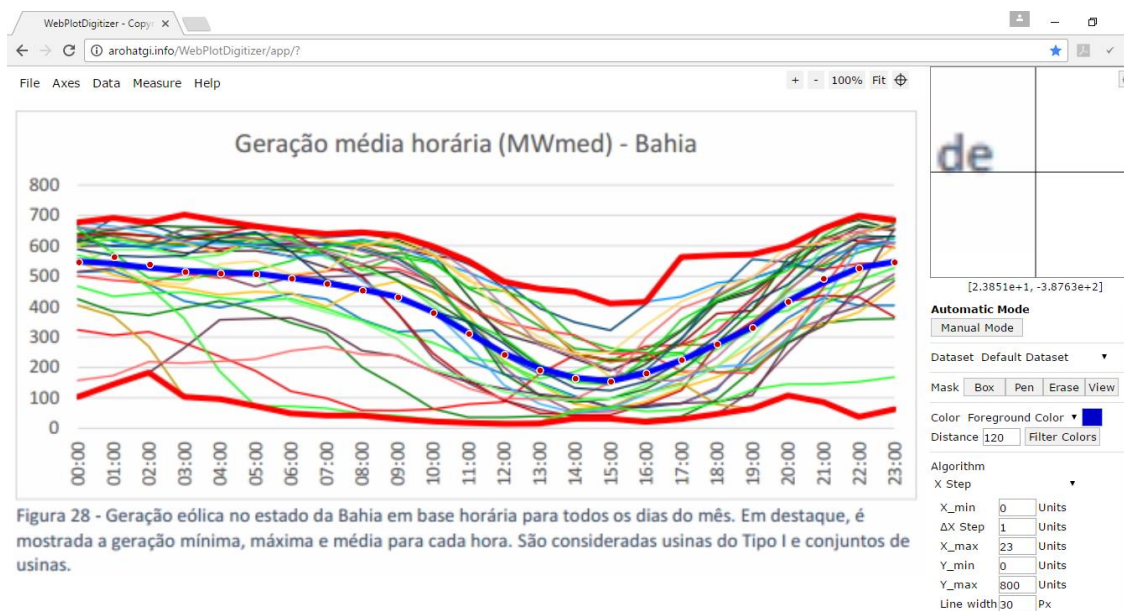


Figura 22 – Discretização horária dos dados obtidos em forma gráfica

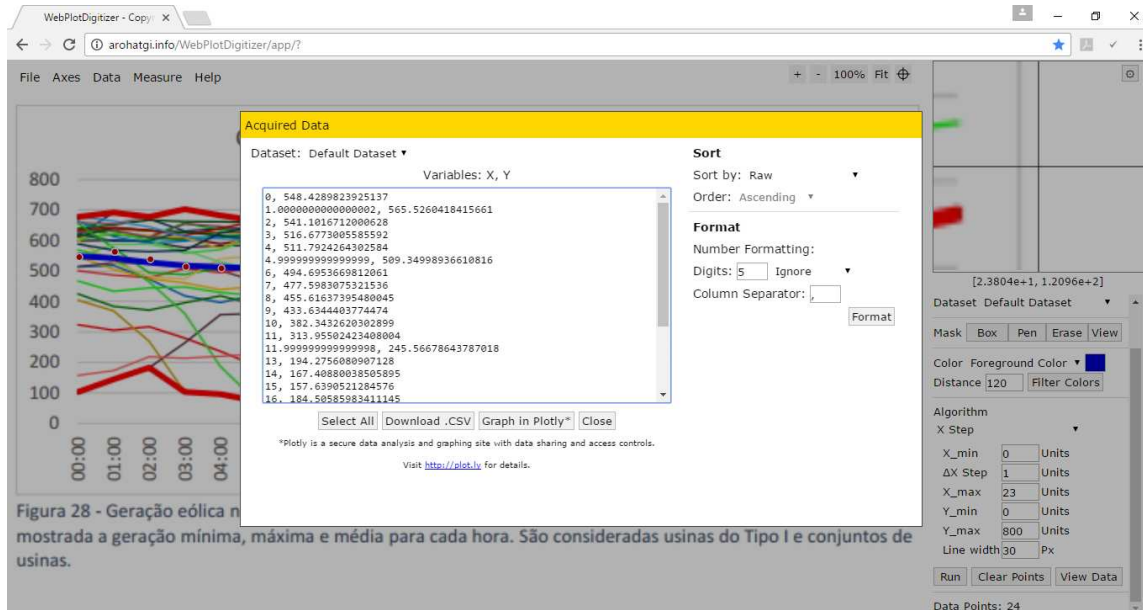


Figura 23 – Importação dos dados de geração eólica

$$G_{eólica,t} = \frac{P_{eólica,sist} \times G_{eólica,ONS}}{P_{eólica,ONS}} \quad (12)$$

Onde,

$P_{eólica,sist}$ → Potência instalada de fonte eólica no sistema modelado (MW)

$G_{eólica,ONS}$ → Geração eólica de referência (MWh)

$P_{eólica,ONS}$ → Potência instalada de fonte eólica de referência (MW)

3.5.2. Modelagem da fonte solar

Para a modelagem da fonte solar, obteve-se uma curva de geração de energia de painéis fotovoltaicos, cujos dados foram cedidos pela Solstício Energia. Tais dados correspondem a uma potência instalada de referência de 3 MW, e foram utilizados para geração de uma curva neutra de geração solar diária, apresentada na Figura 24.

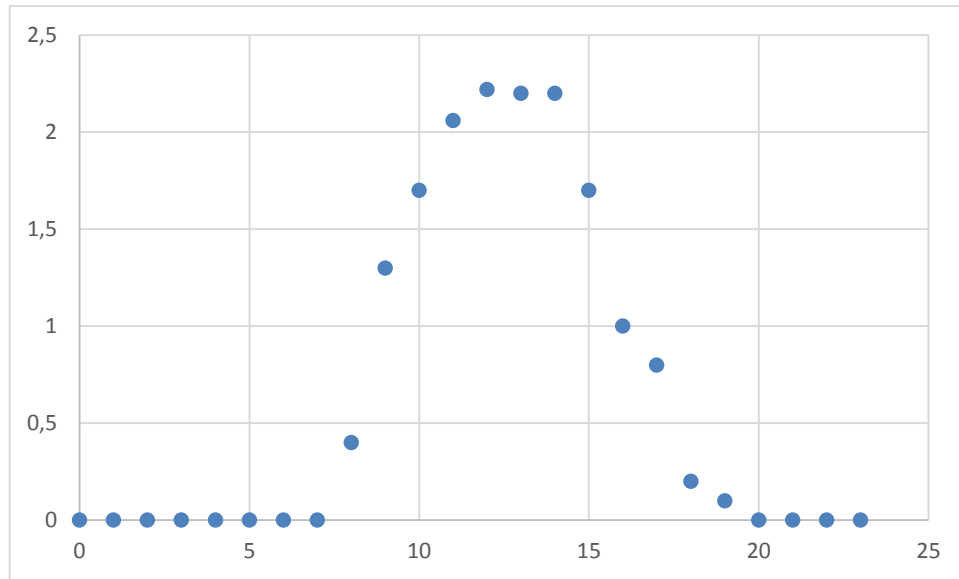


Figura 24 - Curva de geração de energia solar (Fonte: Solstício Energia)

Em seguida, a partir de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, 2006), foram obtidos dados de variabilidade de irradiação solar para as regiões do Brasil, apresentados na Figura 25. Tais dados foram utilizados para contabilizar as variações de produção de energia ao longo das estações do ano, bem como para cada região do país. Os valores de irradiação foram divididos pelo valor máximo da série, resultando em um fator de correção para cada estação. Adicionalmente, implantou-se a funcionalidade de selecionar as porcentagens de cada região geográfica para o cálculo final dos fatores de correção.

$$G_{solar,t} = \frac{P_{solar,sist} \times G_{solar,ref}}{P_{solar,ref}} * F_{estação} \quad (13)$$

Onde,

$P_{solar,sist}$ → Potência instalada de fonte solar no sistema modelado (MW)

$G_{solar,ref}$ → Geração solar de referência (MWh)

$P_{solar,ref}$ → Potência instalada de fonte solar de referência (MW)

$F_{estação}$ → Fator de correção para a estação do ano

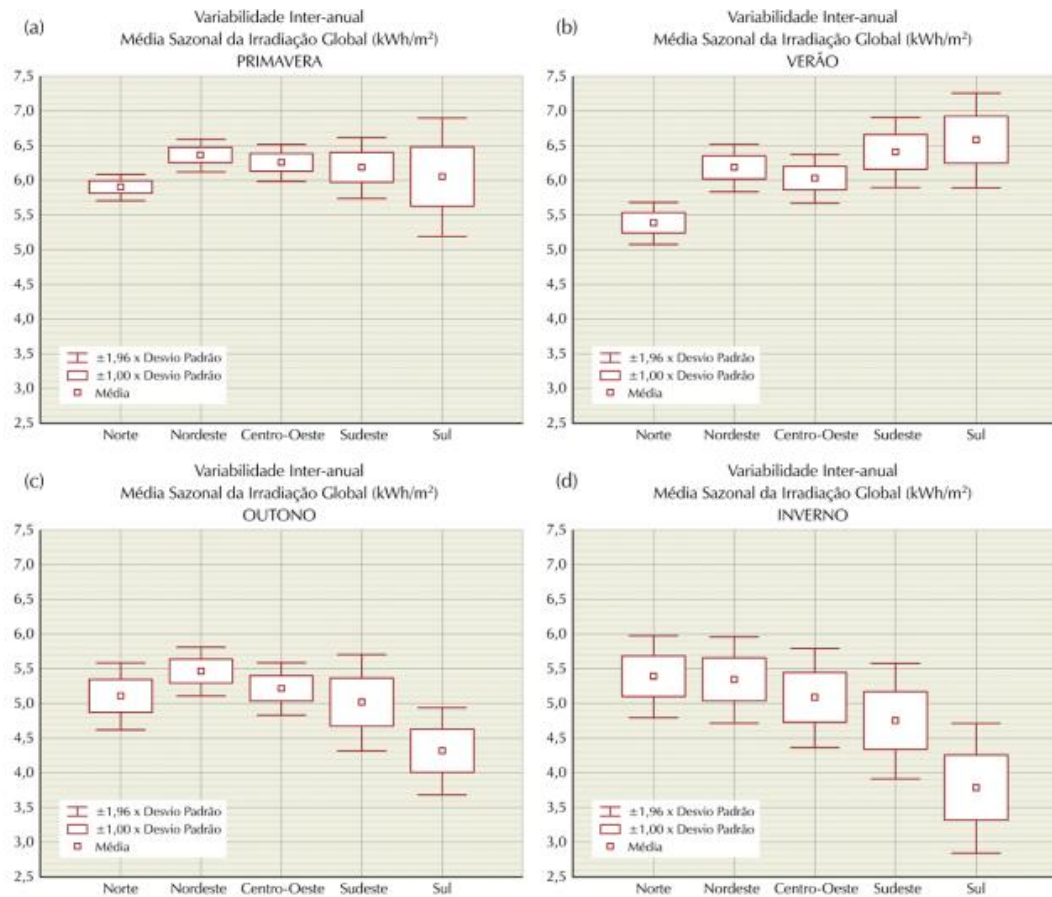


Figura 25 - Variabilidade do valor médio de irradiação solar (Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar)

3.6. Modelagem da fonte termoeletrica

A fonte termoeletrica a ser modelada para atendimento à demanda terá um custo variável em função da potência despachada em cada intervalo, buscando simular o comportamento da curva de custos gerada pelo despacho em ordem de mérito de custos.

Desse modo, importou-se dados de custos de usinas termelétricas do SIN a partir de dados do Programa Mensal da Operação (PMO) de Março de 2017, do arquivo CLAST.DAT.

Inicialmente, foram excluídas do registro as usinas termoeletricas, por terem um custo muito mais baixo que as restantes, bem como por declararem total inflexibilidade e estarem, portanto, na base da geração. As usinas foram então ordenadas em ordem crescente de custo de operação e foram acumulados os valores de potência disponível e custo de operação, permitindo o ajuste de um polinômio que representasse a curva de custos, conforme apresentado na Figura 26.

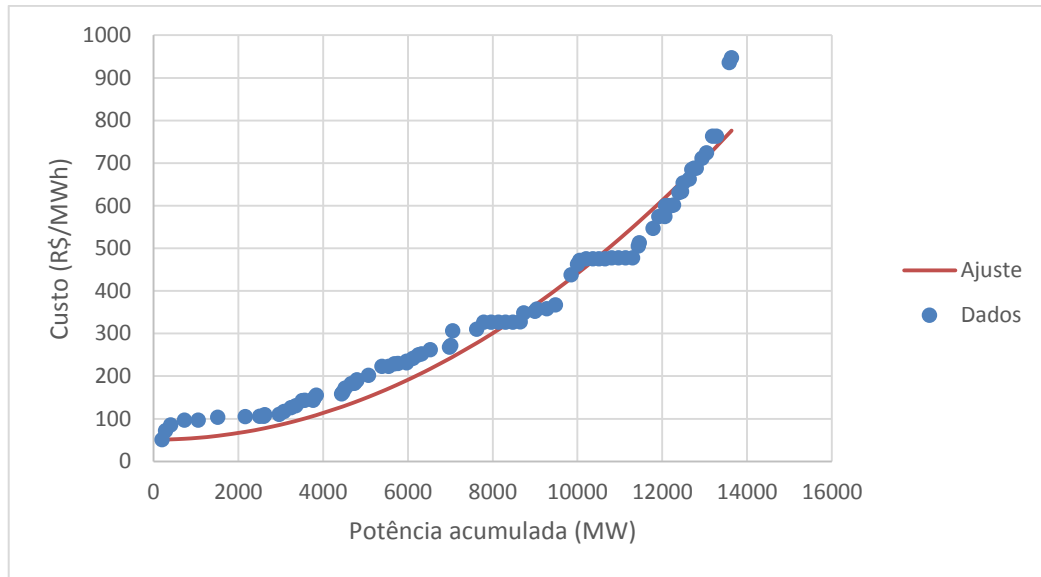


Figura 26 – Curva de custos do sistema termelétrico

Os valores resultantes do ajuste polinomial são:

$$c_{termo} = a_0 + a_1 \times P_{termo} + a_2 \times P_{termo}^2 \quad (14)$$

$$a_0 = R\$ 51/MWh$$

$$a_1 = 0$$

$$a_2 = R\$ 3,9 \times 10^{-6}/MWh/MW^2$$

Onde,

c_{termo} → Custo de geração termelétrica (R\$/MWh)

P_{termo} → Potência despachada na fonte termelétrica (MW)

$a_{0,1,2}$ → coeficientes de ajuste do polinômio

A potência termelétrica despachada a ser utilizada na Equação (14) para a composição do custo de geração térmica não é aquela produzida pelo sistema modelado. Isso decorre do fato que, uma vez que o sistema modelado tem proporções muito menores que o SIN, a ordem de grandeza das potências de fontes termelétricas despachadas traria custos de operação muito próximos ao custo mínimo. Desse modo, realiza-se um ajuste da potência a ser inserida na equação, de modo que os custos da fonte termelétrica assumam valores que representem uma situação em que o SIN despacha potência termelétrica em proporções iguais à do sistema modelado, a exemplo do equacionado na Equação (15)

$$P_{termo} = \frac{P_{termo,SIN}}{P_{termo,sist}} * P_{termo,desp} \quad (15)$$

Onde,

$P_{termo,SIN}$ → Potência termelétrica instalada no SIN (MW)

$P_{termo,sist}$ → Potência termelétrica instalada no sistema modelado (MW)

$P_{termo,desp}$ → Potência termelétrica despachada no sistema modelado (MW)

3.7. Modelagem da demanda

A demanda será modelada com base no dado de demanda média, que é input do modelo.

Da análise de dados do Balanço Diário de Energia, disponibilizado pela ONS no Boletim Diário da Operação, será gerada uma correção deste valor para cada mês do período de simulação, buscando simular as variações da demanda mês a mês. Os dados de carga acumulada no último dia de cada mês do ano de 2016 em cada subsistema foram compilados, e são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados de carga acumulada no último dia do mês para o ano de 2016 (MWh) (Fonte: ONS)

	N	NE	S	SE/CO	SIN	Dias
Janeiro	5139	9592	11253	36565	62549	31
Fevereiro	5239	9935	11761	39528	66463	29
Março	5586	10311	11911	41342	69150	31
Abril	5096	10146	9247	31327	55816	30
Maio	5301	10072	9936	34008	59317	31
Junho	5170	9748	10569	33318	58805	30
Julho	5206	9569	10074	33241	58090	31
Agosto	5479	9658	10217	34363	59717	31
Setembro	5447	9784	10029	34837	60097	30
Outubro	5461	10090	10160	35196	60907	31
Novembro	5582	10187	10709	34813	61291	30
Dezembro	5235	10065	11132	35818	62250	31
Média Ponderada	5329	9929	10582	35360	61200	-

Em seguida, dividiram-se os valores das cargas pela carga média de cada subsistema, obtendo-se os valores da Tabela 8.

Tabela 8 – Fator de correção para o mês de simulação) (Fonte: ONS)

Subsistema/Mês	N	NE	S	SE/CO	SIN
Janeiro	0.9644	0.966	1.0635	1.0341	1.022
Fevereiro	0.983119	1.000572	1.111459	1.11788	1.086003
Março	1.048235	1.038439	1.125634	1.169181	1.129908
Abril	0.9562848	1.021822	0.8738762	0.8859497	0.9120312
Maiο	0.995	1.014	0.939	0.962	0.969
Junho	0.97	0.982	0.999	0.942	0.961
Julho	0.977	0.964	0.952	0.94	0.949
Agosto	1.0282	0.9727	0.9655	0.9718	0.9758
Setembro	1.0221514	0.9853643	0.9477782	0.985215	0.9819825
Outubro	1.02478	1.01618	0.96016	0.99537	0.99522
Novembro	1.0474847	1.0259512	1.0120407	0.9845362	1.0014924
Dezembro	0.9823687	1.0136643	1.0520158	1.0129584	1.0171624

Similarmente, a partir da análise de curvas de carga de demanda em base horária, disponibilizadas na seção “Carga Horária por Submercado” do “Boletim Diário da Operação” serão geradas curvas características de demanda para cada um dos dias da semana. Foram utilizados dados de duas semanas base: a primeira, durante o horário de verão, de 05 a 11/02/2017; a segunda, fora do horário de verão, de 5 a 11/03/2017. Nesse caso, utilizou-se o ano de 2017 como base uma vez que tais dados em base horário começaram a ser disponibilizados pela ONS a partir de fevereiro de 2017.

Assim, a demanda em cada intervalo de simulação é calculada por:

$$Demanda = Demanda_{média} * F_{mês} * F_{dia} \quad (16)$$

Onde,

$Demanda_{média}$ → Demanda média do sistema modelado (MW)

$F_{mês}$ → Fator de correção para o mês

F_{dia} → Fator de correção para o dia da semana

Adicionalmente, o modelo permite que a demanda seja composta por parcelas de cada um dos subsistemas, de modo que os fatores de correção $F_{mês}$ e F_{dia} são calculados com base em uma média ponderada dos valores de cada subsistema, utilizando como peso o percentual correspondente à parcela de cada subsistema.

3.8. Modelagem do déficit

O custo de déficit de energia é um importante parâmetro utilizado em diversos estudos no âmbito do planejamento da operação do SIN, e busca refletir o custo imputado à sociedade pela insuficiência na oferta de energia elétrica. O custo é calculado por meio de uma Curva de Custo do Déficit, homologada anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apresentados na Tabela 9.

Neste trabalho, decidiu-se adotar um único patamar de custo para o déficit. Adotou-se o valor correspondente a redução de carga maior de 20%, ou seja, R\$8.050,39. Sendo este valor maior que o custo máximo da fonte termelétrica, as decisões do modelo independem da categorização do déficit em patamares e, portanto, visando simplificar o modelo, adotou-se um único valor.

Tabela 9 - Patamares de redução de carga e custo de déficit.

Patamares (% de Redução de Carga – RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
$0\% < RC \leq 5\%$	1.571,42
$5\% < RC \leq 10\%$	3.390,08
$10\% < RC \leq 20\%$	7.084,98
$RC > 20\%$	8.050,39

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015)

3.9. Função objetivo e restrições

A função objetivo deste modelo será minimizar o custo total da operação do sistema, descrito pela Equação (17)

$$CT = \sum_t C_{termo,t} + C_{déficit,t} \quad (17)$$

Adotaram-se restrições relacionadas aos sistemas de geração e reversão, ao reservatório, ao balanço energético e à operação do sistema reversível, sendo:

- Da geração hidrelétrica e reservação:

$$Q_{\text{tur},i} \leq Q_{\text{tur},\text{máx}} \quad (\text{A vazão turbinada a cada intervalo é menor ou igual a um máximo})$$

$$V_{\text{fin},n} \geq V_{\text{fin}} \quad (\text{O volume final do reservatório no intervalo final é maior ou igual a um mínimo})$$

$$V_{\text{fin},i} \leq V_{\text{máx}} \quad (\text{O volume final do reservatório a cada intervalo é menor ou igual a um máximo})$$

$$V_{\text{fin},i} \geq V_{\text{min}} \quad (\text{O volume final do reservatório a cada intervalo é maior ou igual a um mínimo})$$

- Do bombeamento para reversão:

$$Q_{\text{rev},i} \leq Q_{\text{rev},\text{máx}} \quad (\text{A vazão revertida a cada intervalo é menor ou igual a um máximo})$$

$$E_{\text{sol},i} + E_{\text{eól},i} + E_{\text{tér},i} \geq E_{\text{rev},i} \quad (\text{A cada intervalo, a energia total produzida deve ser maior ou igual à energia gasta em bombeamento})$$

- Da geração térmica:

$$E_{\text{ter},i} \leq E_{\text{ter},\text{máx}} \quad (\text{A geração térmica a cada intervalo é menor ou igual a um máximo})$$

- Do vertimento:

$$Q_{\text{ver},i} \leq Q_{\text{ver},\text{máx}} \quad (\text{A cada intervalo, a vazão vertida é menor ou igual a um máximo})$$

- Do balanço energético:

$$E_{\text{hid},i} + E_{\text{sol},i} + E_{\text{eól},i} + E_{\text{ter},i} + \text{Déficit}_i = E_{\text{revb},i} + \text{Demanda}_i$$

- Do sistema reversível:

$$Q_{\text{rev},i} \times Q_{\text{tur},i} = 0$$

(O produto da vazão bombeada pela vazão turbinada a cada intervalo é igual a zero)

- Implícitas:

$$Q_{\text{tur},i}; Q_{\text{rev},i}; Q_{\text{ver},i} \geq 0 \quad (\text{A cada intervalo, as vazões turbinada, revertida e vertida são positivas})$$

Anexos a este trabalho, são apresentados os scripts em VBA e o código GAMS gerado.

O Apêndice A apresenta o script em VBA, com todas as sub-rotinas.

O Apêndice B, por sua vez, apresenta o código GAMS gerado. Uma vez que o horizonte de simulação é de 8760 horas, determinados dados de entrada e equacionamentos apresentam-se de forma bastante extensa, dificultando a leitura e compreensão. Deste modo, optou-se por apresentar o código gerado para um horizonte de simulação de 24 horas, indicando os pontos onde o código se estende para cobrir as 8760 horas.

4. ESCOLHA DE CENÁRIOS PARA O PROCESSAMENTO DO MODELO

Neste trabalho, tomar-se-á o subsistema Nordeste (NE) como fonte de dados para o processamento do modelo. Tal escolha baseia-se na grande penetração de fontes renováveis no parque gerador deste subsistema, bem como o recente aumento nas transferências de energia deste e para este subsistema, o que pode tornar-se um gargalo na operação do SIN. Deste modo, alcança-se o objetivo proposto de ter um modelo numérico que represente a realidade do SIN, bem como avalia-se a possibilidade de que um sistema hidrelétrico reversível seja utilizado para mitigar problemas decorrentes da geração intermitente no subsistema.

De acordo com dados do Boletim Preliminar da Operação, lançado diariamente pela ONS, a exemplo da Figura 27, verifica-se que em dia de alta produção de energia eólica o subsistema Nordeste tem participações no atendimento à demanda composta por 35% de fontes hidráulicas, 25% de fontes eólicas e 25% de fontes térmicas, e 15% de recebimento por intercâmbio entre subsistemas. Por outro lado, num dia de baixa produção eólica, o atendimento à demanda se dá por 25% de fontes hidráulicas, 5% de fontes eólicas e 40% de fonte térmicas, e 30% de recebimento por intercâmbio entre subsistemas, como mostra a Figura 28. Nota-se que grande parte da intermitência na geração é solucionada por meio de intercâmbio com outros subsistemas, além do uso de fonte termelétrica.

Diante disso, a implantação de sistemas híbridos de geração pode ser interessante ao subsistema Nordeste pelos seguintes motivos:

- a) Já existe o problema da intermitência nesta região, conforme verifica-se nos boletins de operação;
- b) Existe vocação climatológica para as gerações eólica e solar fotovoltaica na região; e
- c) A diminuição nos intercâmbios entre regiões colabora para a diminuição nas perdas de transmissão de energia e confere ao sistema capacidade extra de atendimento à demanda em situações de emergência.

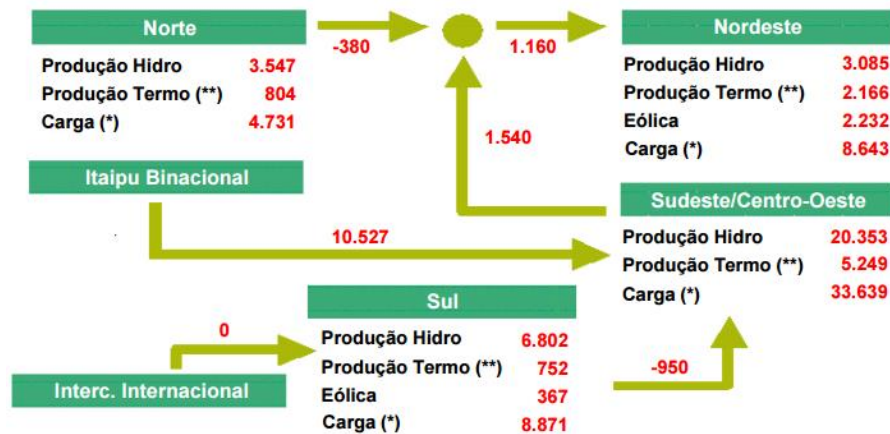


Figura 27 - IPDO do dia 31/01/2016 Fonte: ONS (BRASIL, 2016l)

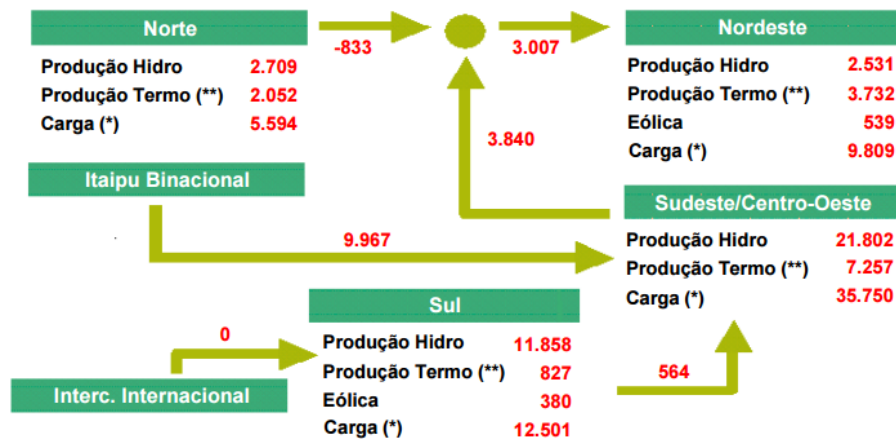


Figura 28 - IPDO do dia 18/01/2016 Fonte: NOS (BRASIL, 2016l)

O subsistema Nordeste agrega em si diversas modalidades de geração de energia elétrica. As usinas térmicas neste subsistema totalizam uma capacidade instalada de 5512 MW, sendo 5333 MW do tipo I e 179 MW do tipo II-A, de acordo com dados do Informativo Preliminar Diário da Operação (BRASIL, 2016l).

As usinas hidrelétricas deste subsistema, por sua vez, estão localizadas nas bacias hidrográficas do São Francisco, do Parnaíba e do Atlântico Leste. O diagrama esquemático destas usinas é apresentado na Figura 29. Estas usinas totalizam uma capacidade instalada de 11874,4 MW. Ressalte-se que as usinas de Queimado, Três Marias, Irapé e Retiro Baixo são interligadas eletricamente ao subsistema Sudeste, de modo que a capacidade instalada do subsistema é de 10892,4 MW.

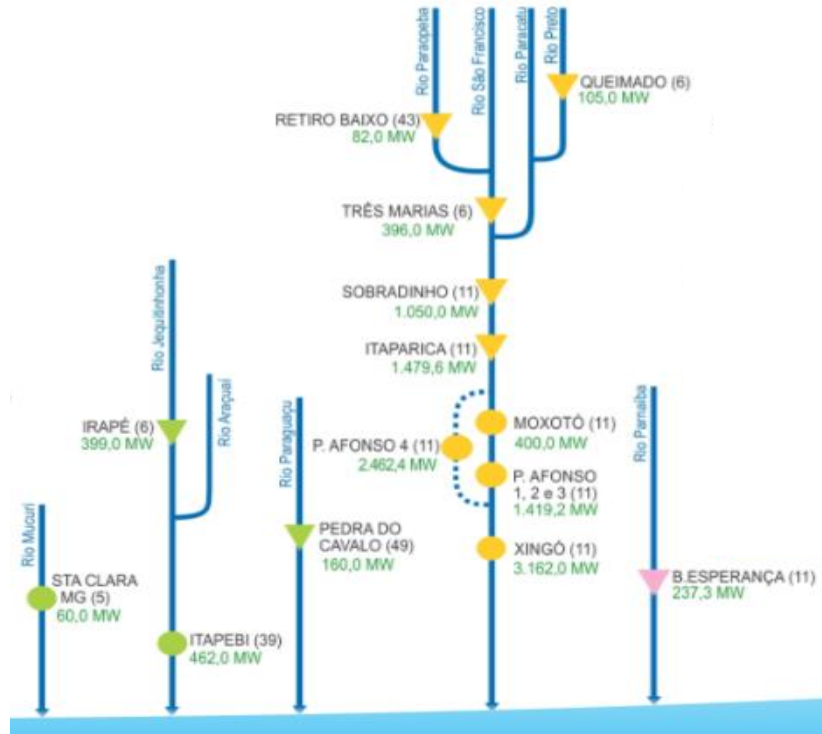


Figura 29 - Diagrama esquemático das Usinas Hidrelétricas do subsistema Nordeste

As usinas eólicas no subsistema Nordeste somam, em Abril de 2016, capacidade instalada de 6281,2 MW, segundo dados do Boletim Mensal de Geração Eólica, que também indica que a modalidade está em franca expansão (Figura 30).

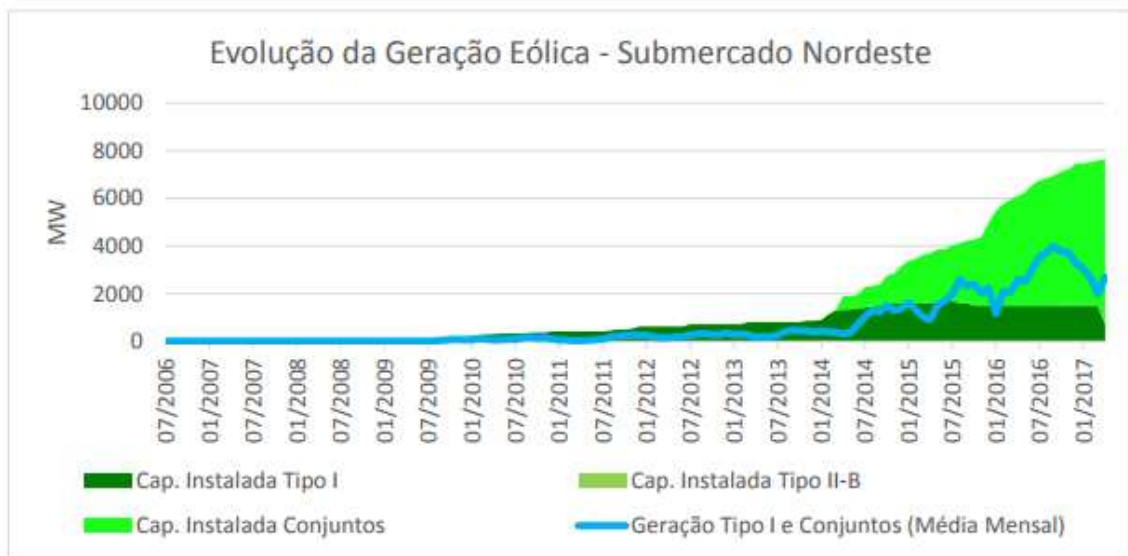


Figura 30 - Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas e geração eólica verificada no Submercado Nordeste (Fonte: ONS)

5. EXEMPLOS DE PROCESSAMENTOS DO MODELO

Para demonstrar a utilização do modelo HIDROREV, tomou-se um sistema com as seguintes características:

- Usina hidrelétrica com capacidade instalada de 237 MW;
- Planta solar fotovoltaica com capacidade instalada de 100MW;
- Parque eólico com capacidade instalada de 100 MW; e
- Usina termelétrica com capacidade instalada de 144 MW.

Apresenta-se na Figura 31 o ambiente de entrada dos dados da UHR e de vazão afluente. Elegeu-se adotar o dados da usina hidrelétrica de Boa Esperança, por ser aquela de menor capacidade instalada no subsistema Nordeste. Os dados do reservatório superior e da turbina foram extraídos do arquivo HIDR.DAT, componente do deck de entrada dos modelos Newave e Decomp.

O reservatório inferior, por sua vez, foi modelado hipoteticamente, tendo metade do volume do reservatório superior e de modo que, quando em seu volume máximo, sua cota fosse aquela do canal de fuga da usina original. Os parâmetros da curva cota-volume foram adotados de modo que a diferença entre a cota máxima e a cota do reservatório inferior vazio fosse igual à diferença entre a cota do reservatório superior vazio e a cota do canal de fuga original. Por fim, a vazão bombeada máxima também foi considerada como 50% da vazão turbinada máxima, e a eficiência de ciclo foi fixada em 80%.

A vazão afluente adotada para a simulação foi obtida das vazões naturais médias diárias para o reservatório da usina hidrelétrica de Boa Esperança no ano de 2015. Tais dados são disponibilizados pelo ONS e foram assim escolhidos por serem os mais atualizados do histórico e um dos mais secos do histórico recente.

A Figura 32 apresenta o ambiente de entrada dos dados de energia solar. Adotou-se neste caso um parque fotovoltaico com capacidade instalada de 100MW localizado totalmente na região Nordeste. Similarmente, o parque eólica considerado tem 100 MW de potência instalada, e é localizado nos estados da Bahia e do Ceará, com iguais potências em cada estado.

Tais capacidades instaladas foram adotadas hipoteticamente. No entanto, apesar de a potência da fonte eólica representar um valor factível diante dos empreendimentos em operação no Brasil (potência instalada de 10,5 GW, segundo dados do BIG), a potência da fonte

solar ainda é um valor muito alto para a atualidade das fontes instaladas (24 MW), mas que pode tornar-se factível diante dos novos empreendimentos em construção (potência outorgada de 1,2 GW).

A		C		D	E	F	G	H	I
HIDROREV		Modelo numérico de otimização da operação de usina hidrelétrica reversível associada a fontes intermitentes							
1. UHR		Reservatório Superior				Reservatório Inferior			
		Dados Físicos:				Dados Físicos:			
		Volume inicial:	3500	hm ³	Volume inicial:	1750	hm ³		
		Volume final:	3500	hm ³	Volume final:	1750	hm ³		
		Volume Mínimo:	3173	hm ³	Volume Mínimo:	1586.5	hm ³		
		Volume Máximo:	5085	hm ³	Volume Máximo:	2542.5	hm ³		
		Parâmetros Curva Cota x Volume:				Parâmetros Curva Cota x Volume:			
		a ₀ :	#####		a ₀ :	#####			
		a ₁ :	#####		a ₁ :	#####			
		a ₂ :	#####		a ₂ :	#####			
a ₃ :	#####		a ₃ :	#####					
a ₄ :	#####		a ₄ :	#####					
2. Vazão afluente		Turbina-bomba e condutos							
		Produtibilidade Específica:	0.009035	MW/M3/s/m	Vazão turbinada máxima	624	m3/s		
		Perda de Carga(%):	1.11	%	Vazão bombeada máxima	312	m3/s		
		Eficiência de ciclo	0.8		Vazão vertida máxima	1000	m3/s		
Vazão Afluente		☐ Vazão Fixa 7 m3/s ☒ Médias diárias Para utilizar as médias diárias, inserir os valores manualmente da aba Qdiária para a aba Qafi							

Figura 31 - Ambiente de entrada de dados da UHR e de vazão afluente

3. Solar Fotovoltaica		Solar			
		Potência instalada:	100		MW
		Composição do Parque:			
		N	0		%
		NE	100		%
		CO	0		%
		SE	0		%
S	0	%			
Total	100	%			
4. Eólica		Eólica			
		Potência instalada:	100		MW
		Composição do Parque:			
		BA	50		%
		CE	50		%
		PE	0		%
		PI	0		%
RN	0	%			
Total	100	%			

Figura 32 - Ambiente de entrada de dados de energia solar e eólica

A Figura 33 apresenta o ambiente de entrada dos dados da fonte termelétrica, bem como do custo de déficit e dos dados de demanda.

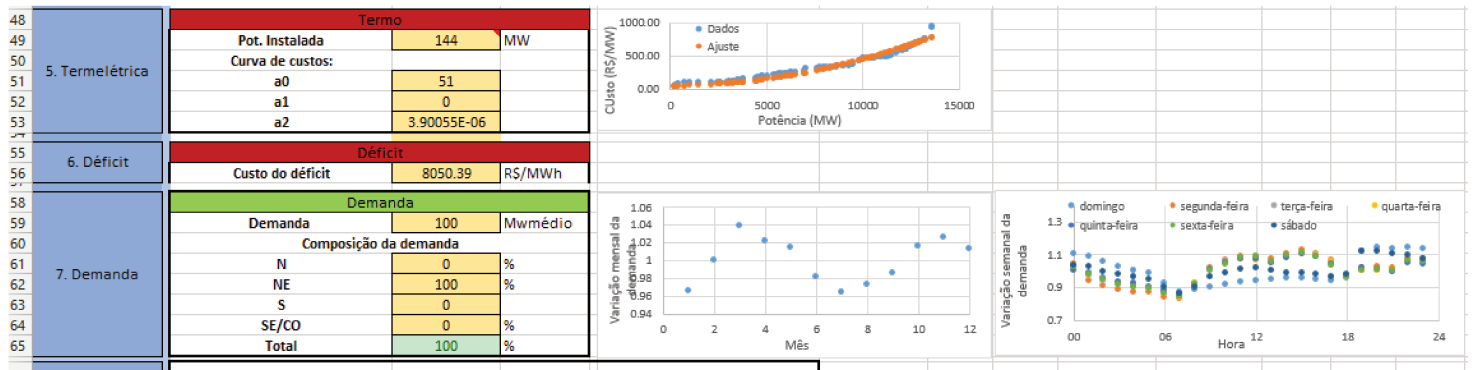


Figura 33 - Ambiente de entrada de dados da fonte termelétrica, déficit e demanda

5.1. Primeiro cenário de processamento

O primeiro cenário de processamento do modelo tomou uma demanda média de 100MW. O processamento ocorreu em uma máquina Intel Core i7 2.30 GHz, com memória de 8.00GB, e levou 14 minutos para retornar resultados.

Neste cenário, a demanda foi atendida pelas fontes hidrelétricas, solar e eólica, sem que houvesse despacho da fonte térmica e sem que ocorresse déficit. O bombeamento ocorreu somente em momentos de superávit energético, quando a geração das fontes intermitentes superava a demanda instantânea.

A Figura 34 apresenta, para este cenário, a vazão afluyente e o volume armazenado no reservatório ao longo do intervalo de simulação. A Figura 32, por sua vez, apresenta as gerações de cada uma das fontes ao longo do intervalo.

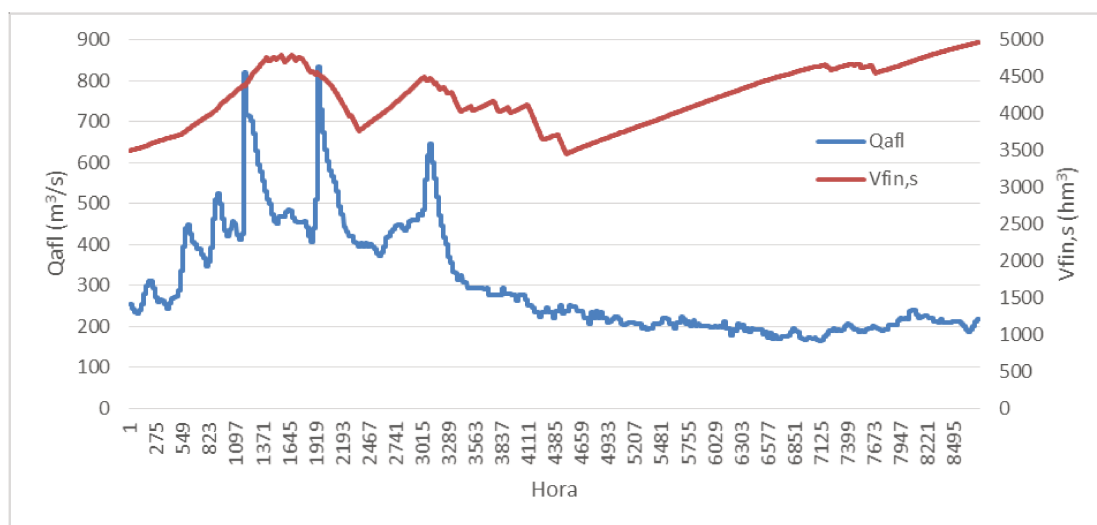


Figura 34 - Volume do reservatório e vazão afluyente no primeiro processamento

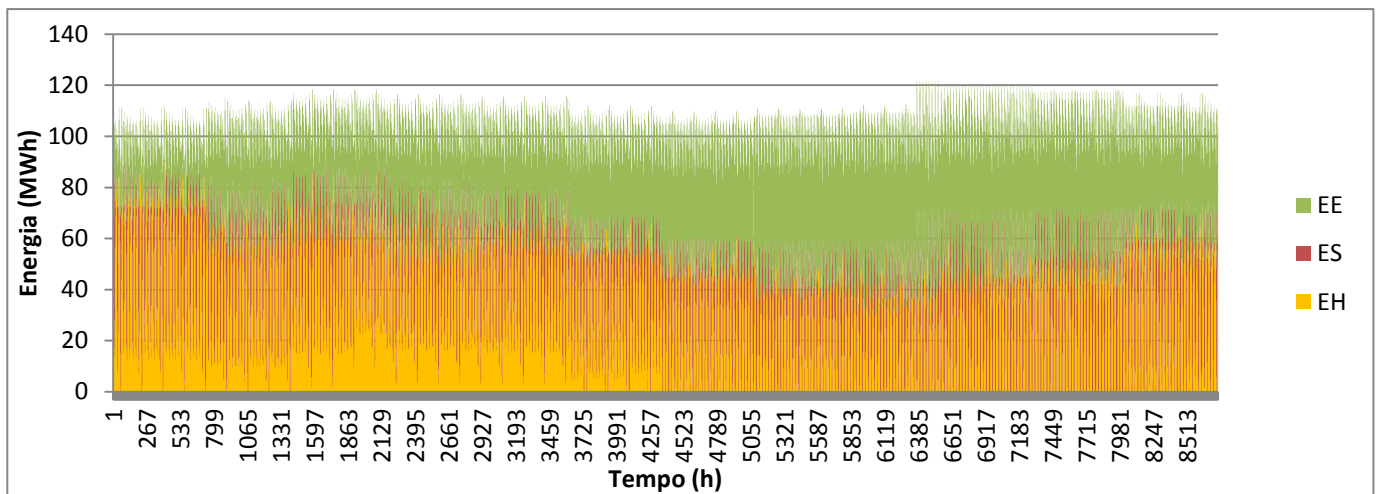


Figura 35 - Geração das fontes do sistema híbrido

Nota-se que o volume do reservatório majoritariamente acompanha a evolução da vazão afluente, principalmente na primeira metade do período de simulação, em que a geração hídrica assume características mais constantes devido à menor disponibilidade de fonte eólica. Na segunda metade do período de simulação, ocorre recuperação do volume do reservatório mesmo apesar da menor disponibilidade hídrica, devido ao aumento de geração eólica e ao surgimento de oportunidades de bombeamento a ela associadas.

Apresenta-se nas figuras seguintes os resultados do processamento em base diária para seis dias de simulação sendo:

- Figura 36: dia 01/01;
- Figura 37: dia 01/03;
- Figura 38: dia 01/05;
- Figura 39: dia 01/07;
- Figura 40: dia 01/09;
- Figura 41: dia 01/11.

Nestes casos, percebe-se que os momentos em que existe disponibilidade de fonte solar são aproveitados para recuperação do volume do reservatório, com exceção do dia 01/03 em que está ocorrendo vertimento. Nos casos 01/07, 01/09 e 01/11 ainda ocorre reversão nos momentos em que há superávit energético, das 12h às 14h.

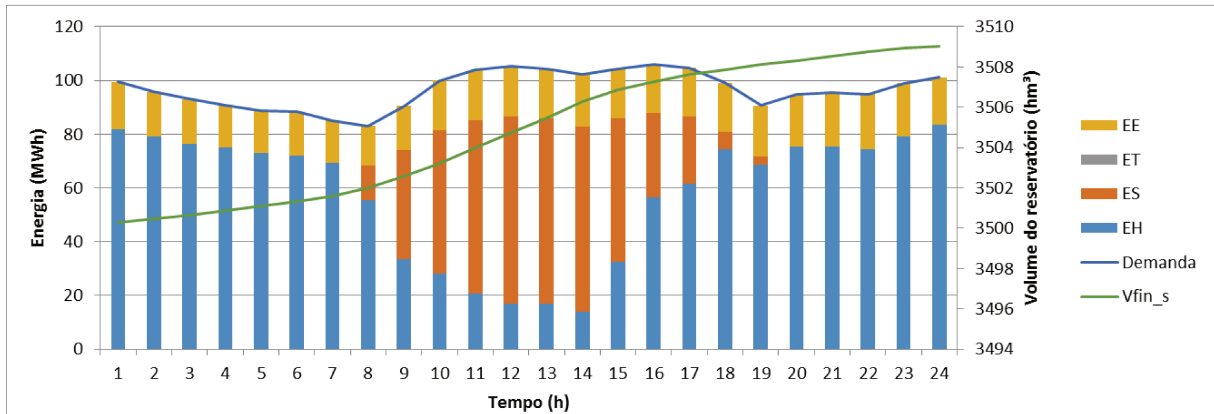


Figura 36 – Resultados do primeiro processamento para o dia 01/01

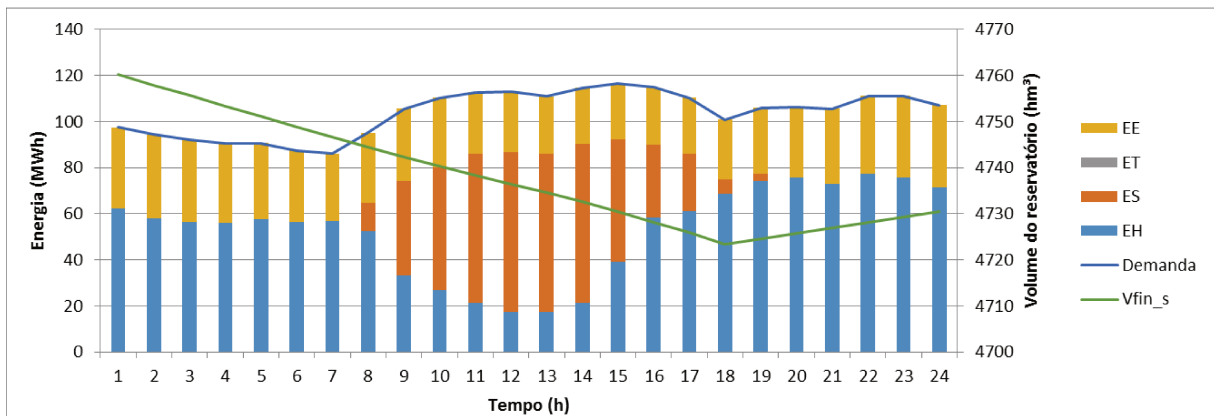


Figura 37 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/03

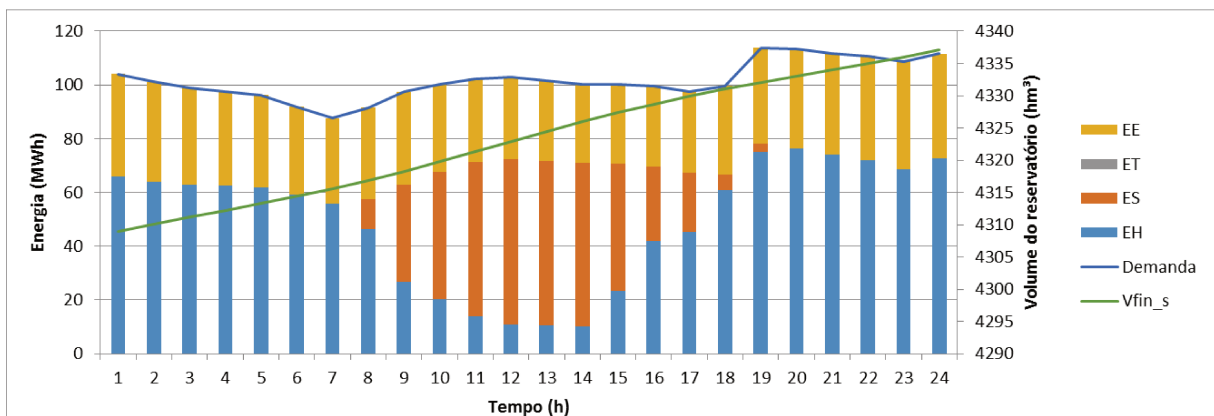


Figura 38 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/05

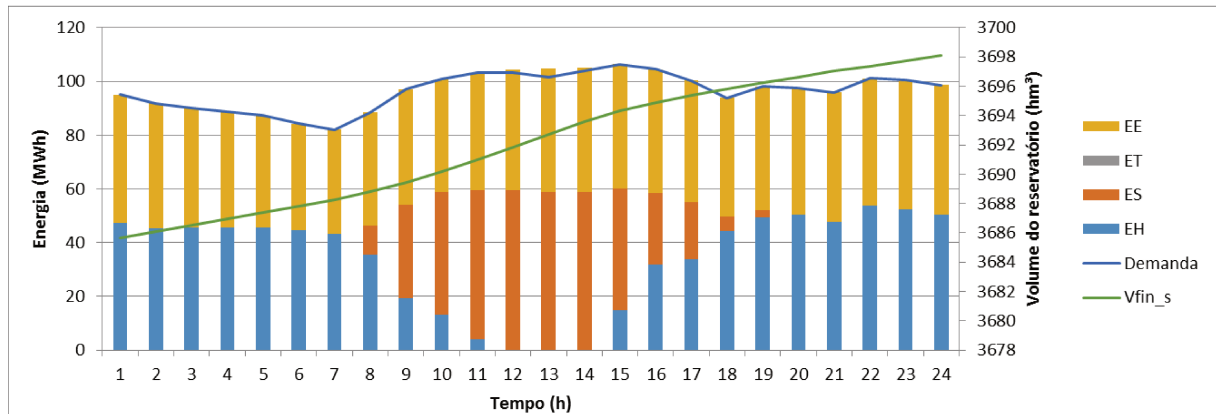


Figura 39 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/07

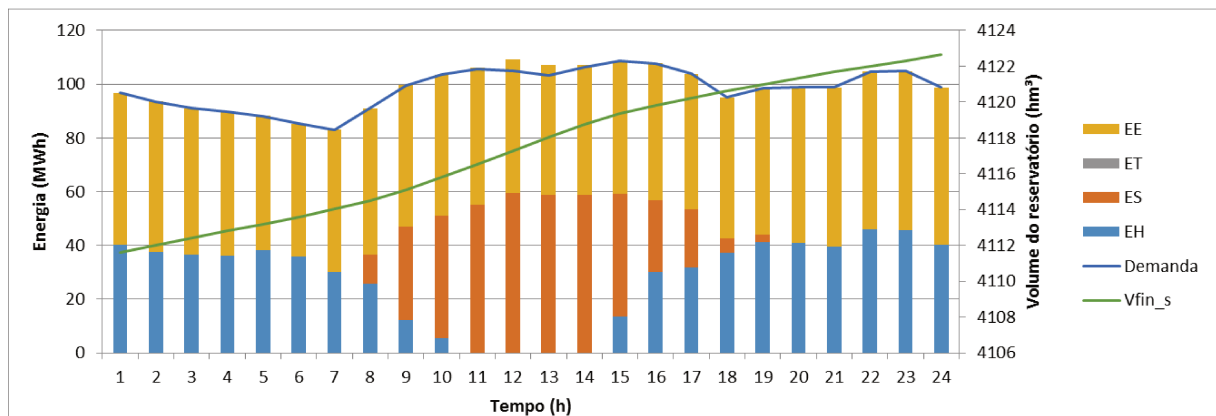


Figura 40 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/09

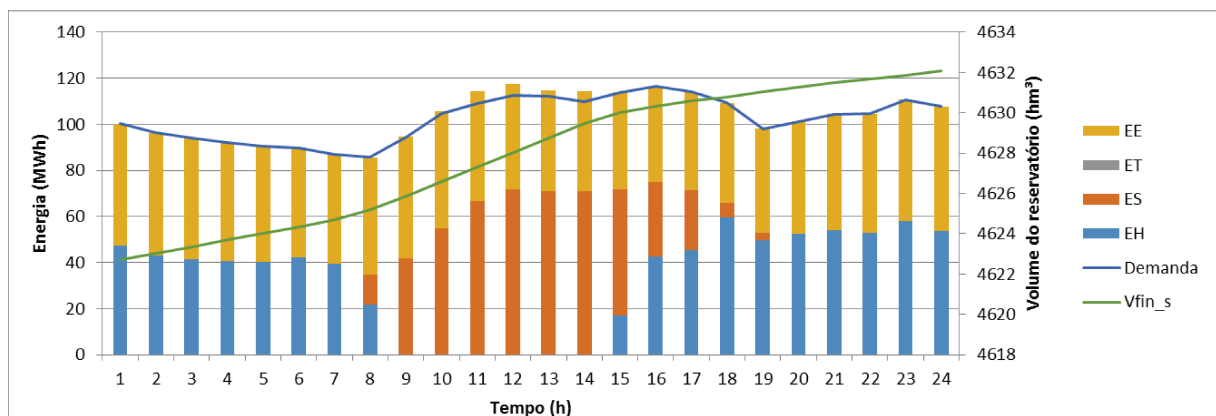
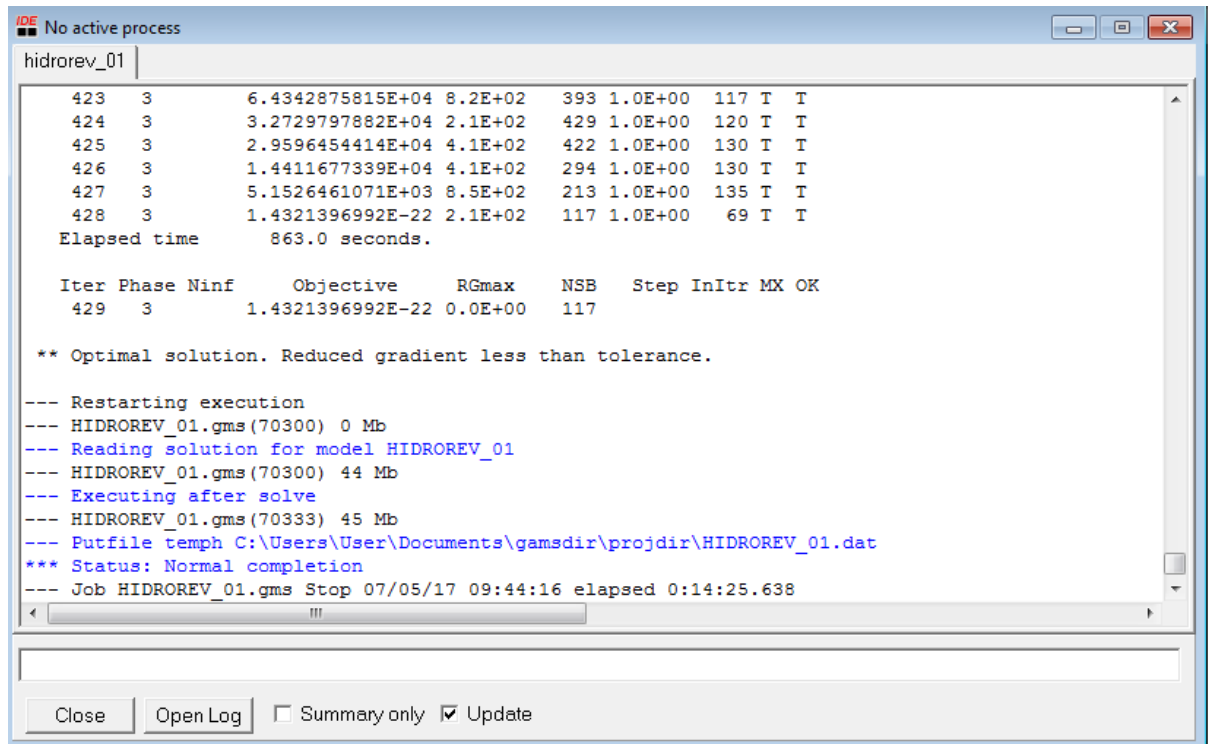


Figura 41 - Resultados do primeiro processamento para o dia 01/11

O custo final de operação do sistema para este processamento foi zero, uma vez que não houve qualquer despacho de fonte termelétrica ou déficit. O reservatório terminou o período de simulação com 4972 hm³, valor bastante próximo ao limite superior de armazenamento

(5000 hm³). Tais resultados indicam que a disponibilidade hídrica do sistema tem folga diante da demanda, de modo que outros aspectos da operação podem ser explorados ao considerar-se um cenário de processamento com maior demanda.

Além disso, este sistema tem infinitas soluções, sendo apresentada aquela retornada pelo modelo ao final do processamento, com custo operacional igual a zero.



```

IDE No active process
hidrorev_01

423 3      6.4342875815E+04 8.2E+02 393 1.0E+00 117 T T
424 3      3.2729797882E+04 2.1E+02 429 1.0E+00 120 T T
425 3      2.9596454414E+04 4.1E+02 422 1.0E+00 130 T T
426 3      1.4411677339E+04 4.1E+02 294 1.0E+00 130 T T
427 3      5.1526461071E+03 8.5E+02 213 1.0E+00 135 T T
428 3      1.4321396992E-22 2.1E+02 117 1.0E+00 69 T T
Elapsed time      863.0 seconds.

Iter Phase Ninf      Objective      RGmax      NSB      Step InItr MX OK
429 3      1.4321396992E-22 0.0E+00      117

** Optimal solution. Reduced gradient less than tolerance.

--- Restarting execution
--- HIDROREV_01.gms (70300) 0 Mb
--- Reading solution for model HIDROREV_01
--- HIDROREV_01.gms (70300) 44 Mb
--- Executing after solve
--- HIDROREV_01.gms (70333) 45 Mb
--- Putfile temp C:\Users\User\Documents\gamsdir\projdir\HIDROREV_01.dat
*** Status: Normal completion
--- Job HIDROREV_01.gms Stop 07/05/17 09:44:16 elapsed 0:14:25.638

Close Open Log ☐ Summary only ☒ Update

```

Figura 42 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 100 MW

5.2.Segundo cenário de processamento

Este cenário de processamento tomou uma demanda média de 200 MW, conservando as demais características do processamento anterior. Neste caso, o tempo de processamento para obtenção da solução ótima foi de 109 horas. A demanda foi atendida por meio das fontes hidráulica, solar e eólica, bem como pelo despacho da fonte termelétrica, a um custo final de R\$8.403.422,20. Para este caso, não houve bombeamento.

```

IDE No active process
hidrorev_02

49244  4      8.4034122171E+06  6.5E+02  8623  1.0E+00   2  T  T
49245  4      8.4034122010E+06  9.3E+02  8625  1.0E+00   8  F  T
Elapsed time  393358.0 seconds.

  Iter Phase Ninf      Objective      RGmax      NSB      Step InItr MX OK
49246  4      8.4034121960E+06  2.3E-01  8621  1.0E+00   3  F  T
49247  4      8.4034072394E+06  1.2E-01  8738  1.0E+00  16  T  T
49248  4      8.4034072394E+06  8.1E-04  8755  1.0E+00   3  F  T
49249  4      8.4034072394E+06  6.5E-05  8759  1.0E+00   3  F  T
49250  4      8.4034072394E+06  6.5E-08  8759

** Optimal solution. Reduced gradient less than tolerance.

--- Restarting execution
--- HIDROREV_02.gms (70300)  0 Mb
--- Reading solution for model HIDROREV_02
--- HIDROREV_02.gms (70300)  44 Mb
--- Executing after solve
--- HIDROREV_02.gms (70333)  45 Mb
--- Putfile temp C:\Users\User\Documents\gamsdir\projdir\HIDROREV_02.dat
*** Status: Normal completion
--- Job HIDROREV_02.gms Stop 06/24/17 03:04:04 elapsed 109:16:51.097

```

Figura 43 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 200 MW

A Figura 44 apresenta a vazão afluente no sistema, bem como os volumes dos reservatórios superior e inferior ao longo do período de simulação. Observa-se o reservatório superior sofreu um ligeiro deplecionamento no início do período, recuperando seu volume até próximo do valor máximo quando ocorre aumento das vazões. Em seguida, à medida que as vazões diminuem, o volume também diminui, alcançando o valor da restrição de volume final mínimo.

O reservatório inferior, por sua vez, apresenta deplecionamento devido a vertimento até alcançar seu volume mínimo, que é assim mantido ao longo de quase todo o período por meio de vertimento igual à vazão turbinada. Próximo ao final do intervalo, o volume é recuperado por meio da acumulação das vazões turbinadas, alcançando o valor de restrição de volume final mínimo.

A Figura 45 apresenta a geração de cada uma das fontes de energia ao longo do período de simulação. As fontes eólica e solar não sofreram modificações em relação ao processamento anterior, porém nota-se que se produziu mais energia hidrelétrica nos momentos de maior disponibilidade hídrica e que a fonte termelétrica foi despachada ao longo de todo o período de simulação.

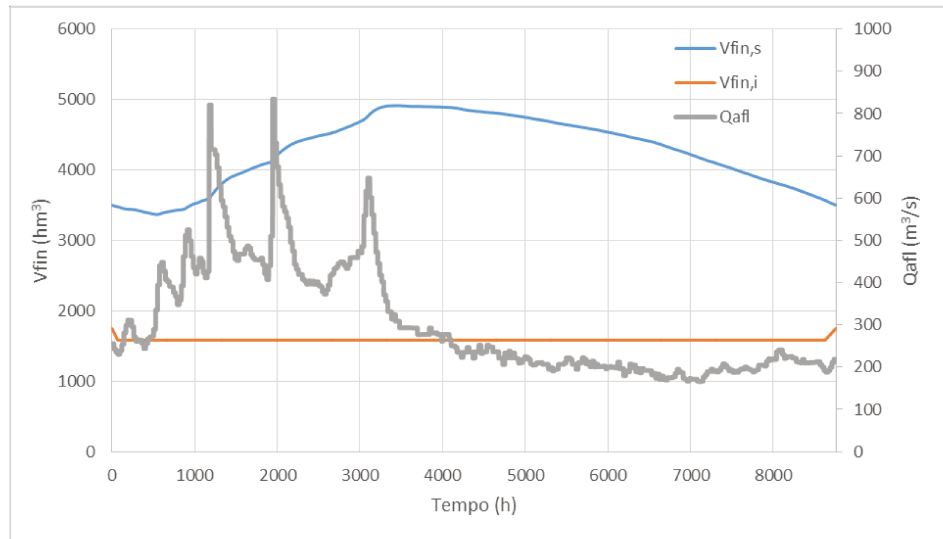


Figura 44 - Volume dos reservatórios e vazão afluente no segundo processamento

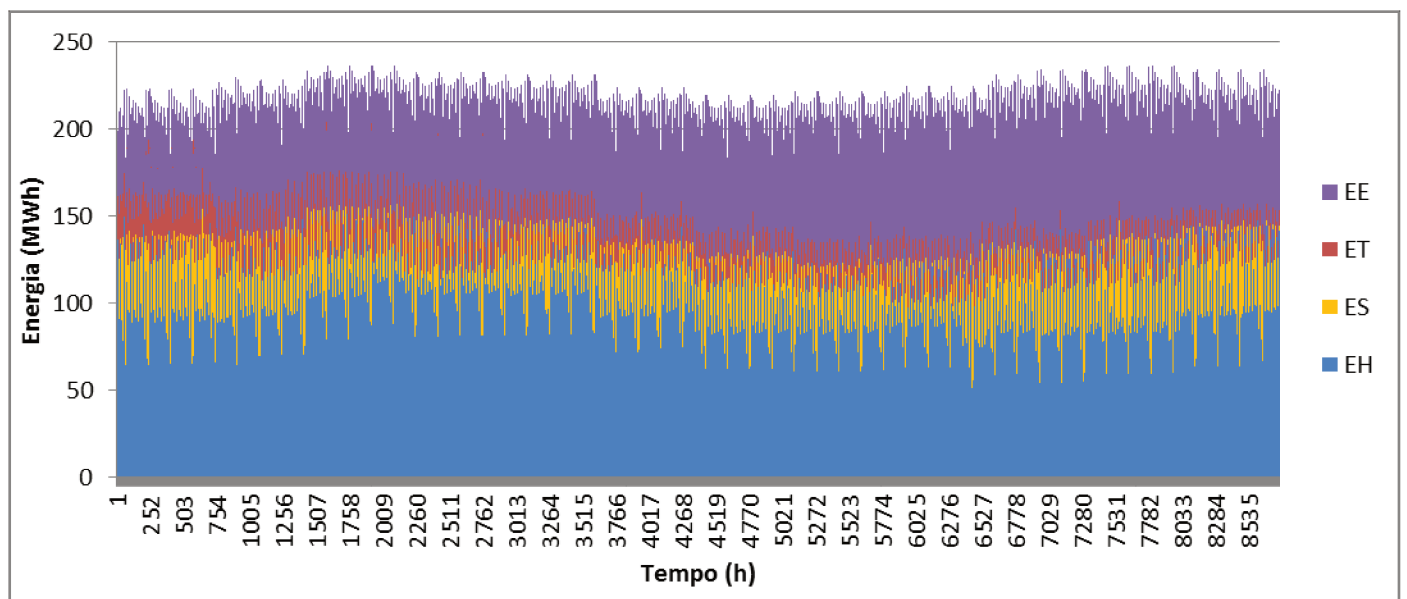


Figura 45 - Geração de energia das fontes do sistema híbrido para o segundo processamento

As figuras seguintes apresentam os resultados obtidos para a geração de cada uma das fontes em base diária para os mesmos seis dias do processamento anterior. Nota-se que mesmo em cenários de deplecionamento do reservatório (Figura 46, Figura 49, Figura 50 e Figura 51), os momentos de pico da geração da fonte solar permitem que o reservatório mantenha ou mesmo aumente ligeiramente seu volume.

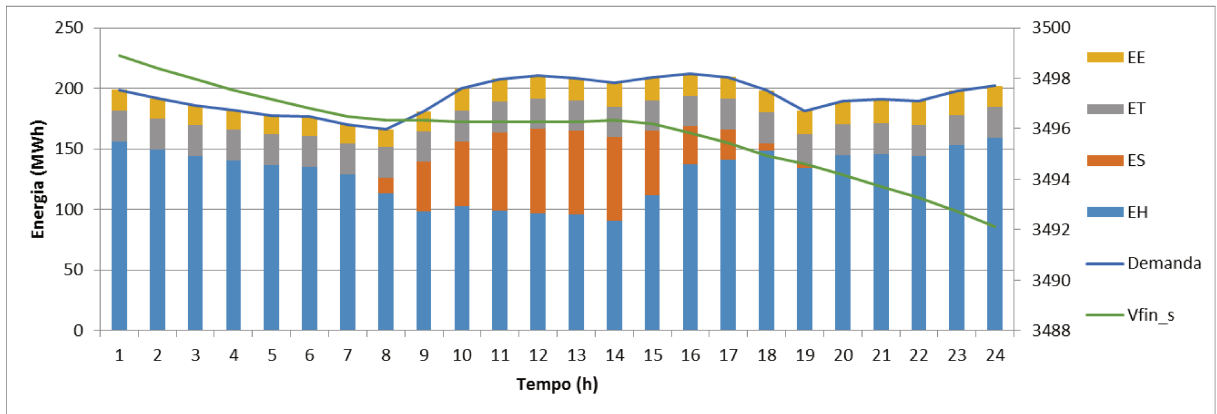


Figura 46 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/01

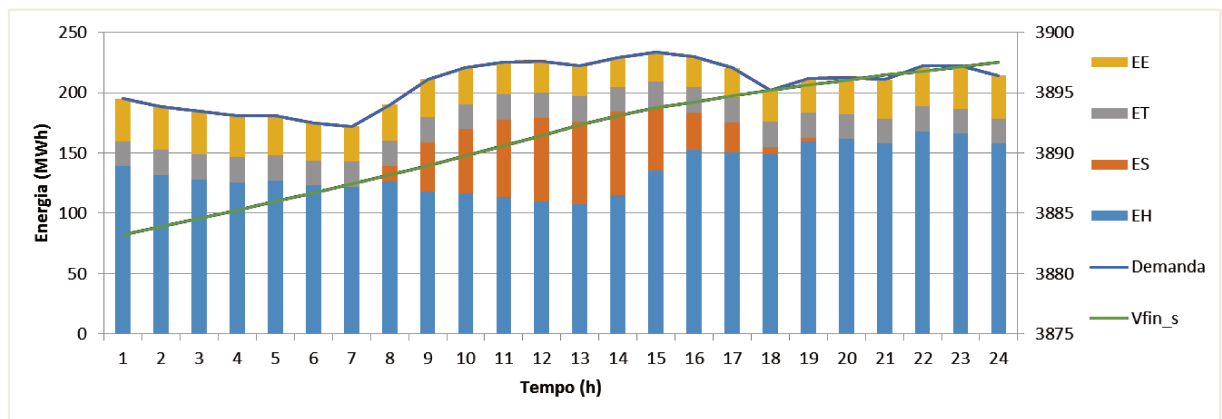


Figura 47 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/03

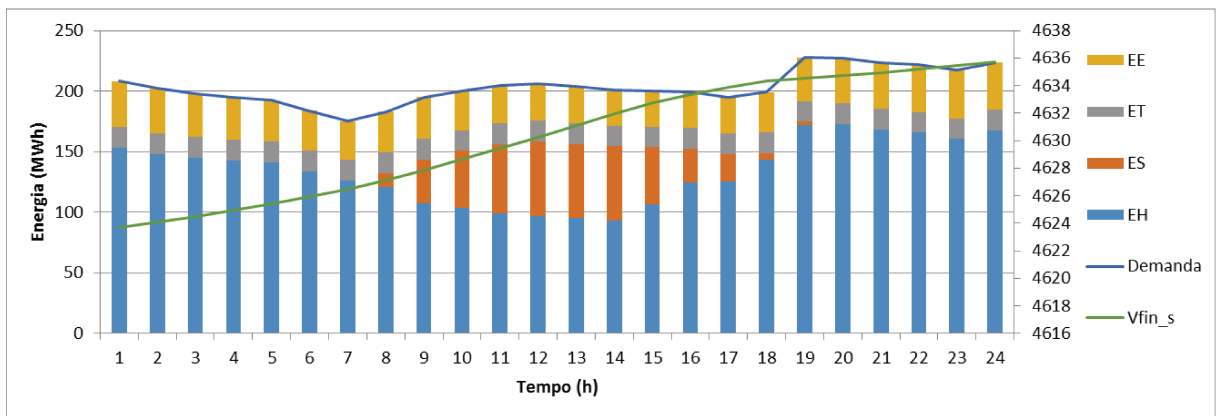


Figura 48 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/05

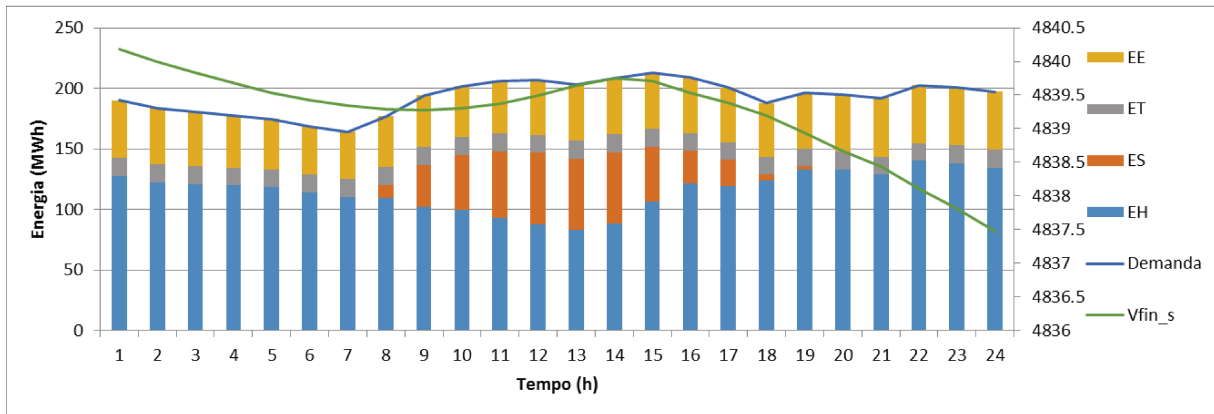


Figura 49 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/07

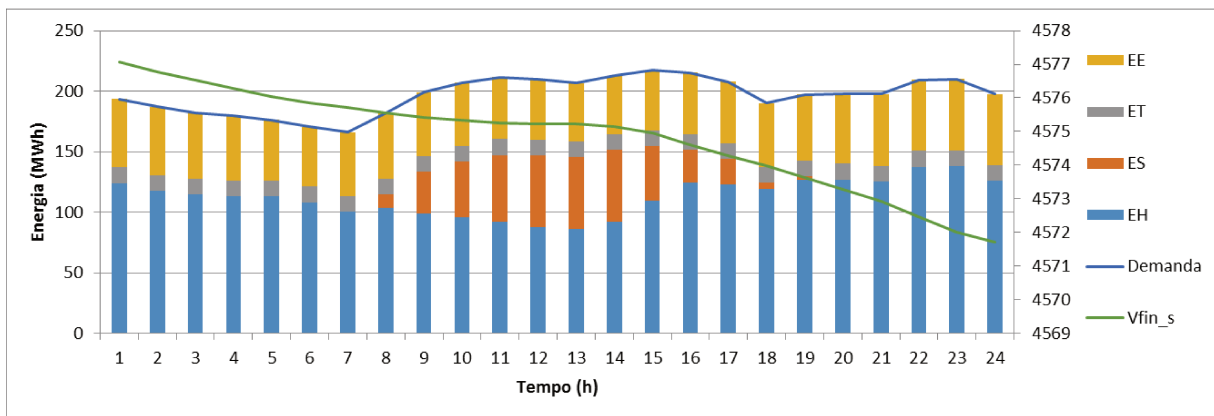


Figura 50 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/09

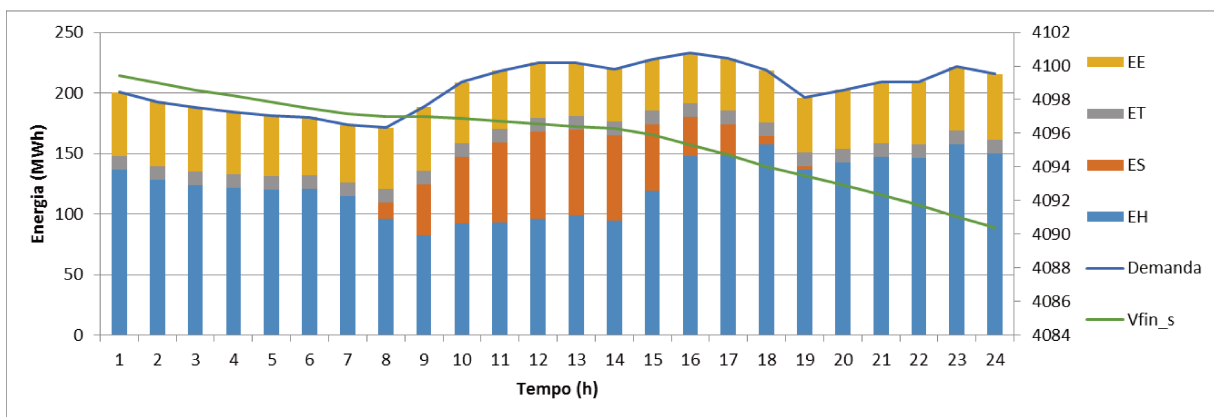


Figura 51 - Resultados do segundo processamento para o dia 01/11

5.3. Terceiro cenário de processamento

Este cenário de processamento tomou uma demanda média de 300 MW, conservando as demais características dos processamentos anteriores. O tempo de

processamento para obtenção da solução ótima foi de 133 horas, e a demanda foi atendida por meio das fontes hidráulica, solar e eólica, bem como pelo despacho da fonte termelétrica, a um custo final de R\$ R\$520.976.636,91. Para este caso, também não houve bombeamento.

A operação ótima do modelo foi bastante similar ao do processamento anterior, principalmente no tocante à variação do volume dos reservatórios ao longo do tempo (Figura 53). As gerações de cada uma das fontes diferenciou-se somente pelo maior despacho da fonte termelétrica, que manteve-se em níveis mais altos, porém razoavelmente constantes ao longo do tempo.

```

HIDROREV_03

66902  4      5.2097663753E+08  2.6E+04  8759  1.0E+00    1 T  T
66903  4      5.2097663718E+08  1.6E+01  8758  1.0E+00    5 F  T
Elapsed time  481292.9 seconds.

  Iter Phase Ninf      Objective      RGmax      NSB      Step InItr MX OK
66904   4      5.2097663718E+08  1.1E-01  8758  1.0E+00   10 F  T
66905   4      5.2097663718E+08  1.6E-04  8758  1.0E+00    5 F  T
66906   4      5.2097663718E+08  1.2E-06  8758  1.0E+00    9 F  T
66907   4      5.2097663718E+08  5.6E-07  8758  5.3E-01    1 F  T
66908   4      5.2097663718E+08  8.4E-08  8758

** Optimal solution. Reduced gradient less than tolerance.

--- Restarting execution
--- HIDROREV_03.gms (70300)  0 Mb
--- Reading solution for model HIDROREV_03
--- HIDROREV_03.gms (70300)  44 Mb
--- Executing after solve
--- HIDROREV_03.gms (70333)  45 Mb
--- Putfile temp C:\Users\User\Documents\gamsdir\projdir\HIDROREV_03.dat
*** Status: Normal completion
--- Job HIDROREV 03.gms Stop 07/02/17 06:02:17 elapsed 133:42:02.804
  
```

Figura 52 - Tela de processamento do GAMS para o sistema com demanda de 200 MW

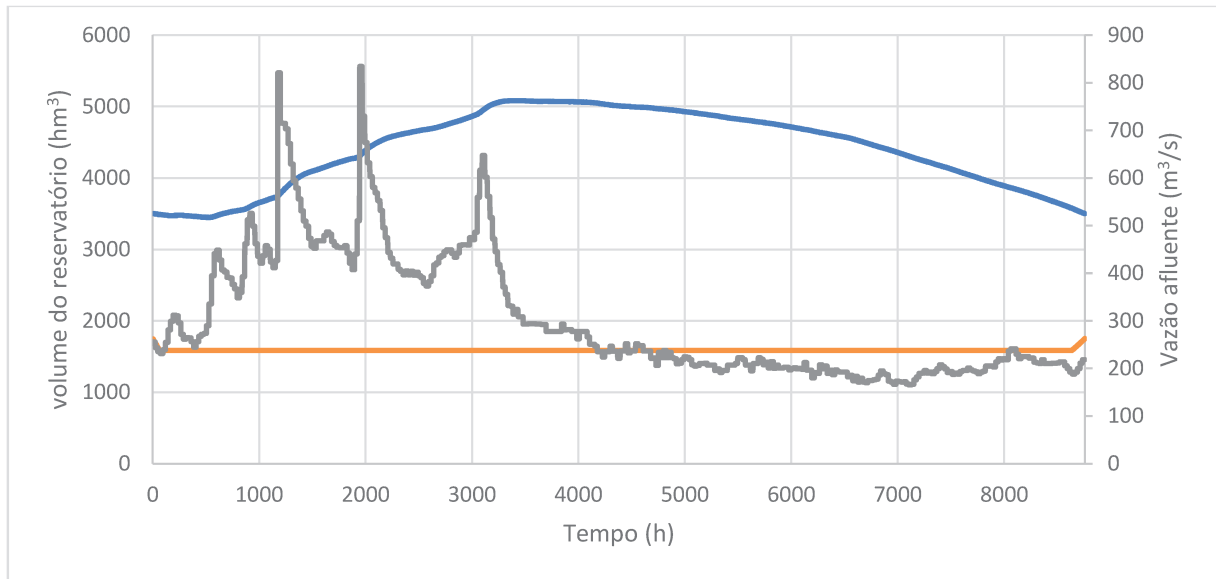


Figura 53 - Volume dos reservatórios e vazão afluente para o terceiro cenário de processamento

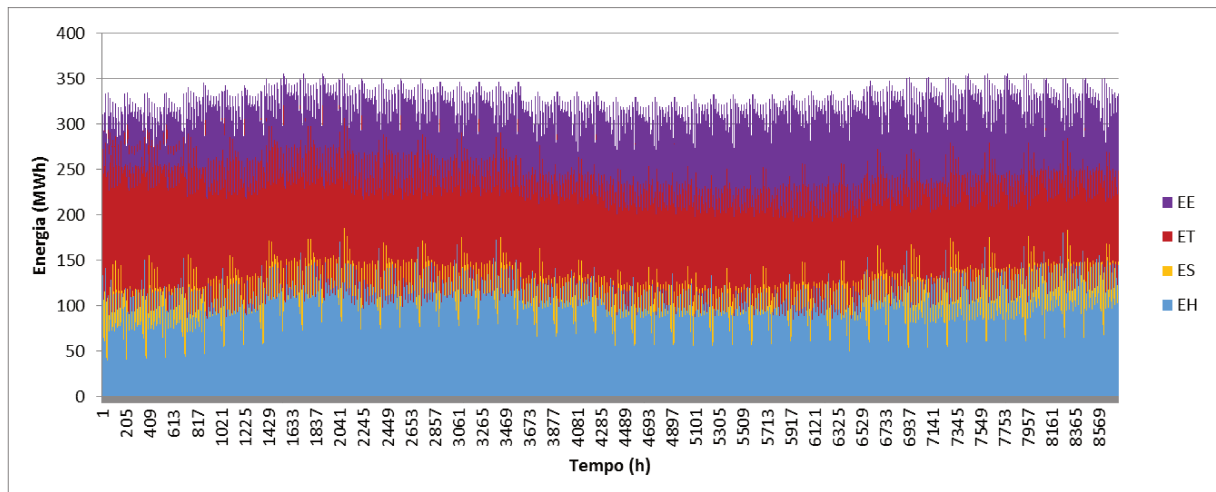


Figura 54 - Geração de energia das fontes do sistema híbrido para o terceiro processamento

São apresentadas nas figuras seguintes os resultados do processamento, detalhando a produção de energia de cada uma das fontes para os mesmos dias dos processamentos anteriores. Similarmente ao processamento anterior, os momentos de pico de produção de energia solar são utilizados para promover o enchimento do reservatório (Figura 55), ou para amenizar a taxa de deplecionamento (Figura 58, Figura 59 e Figura 60)

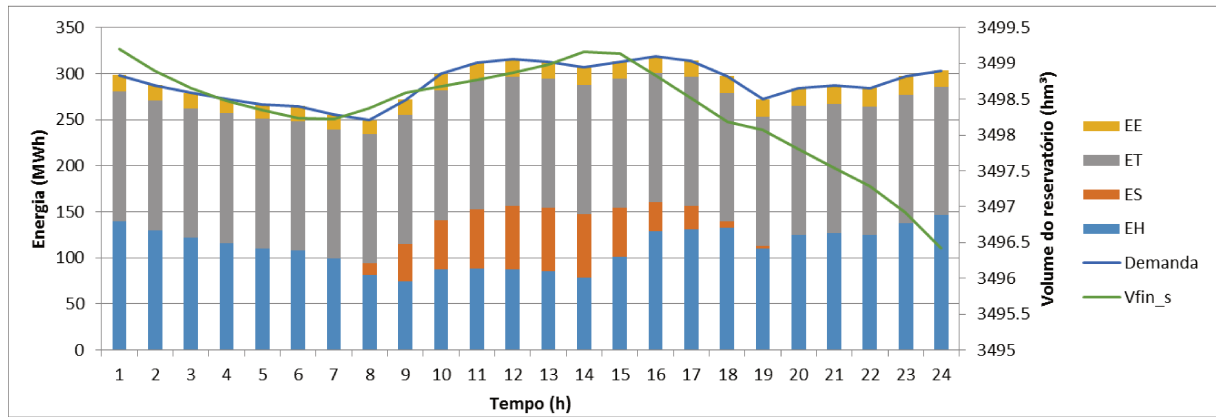


Figura 55 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/01

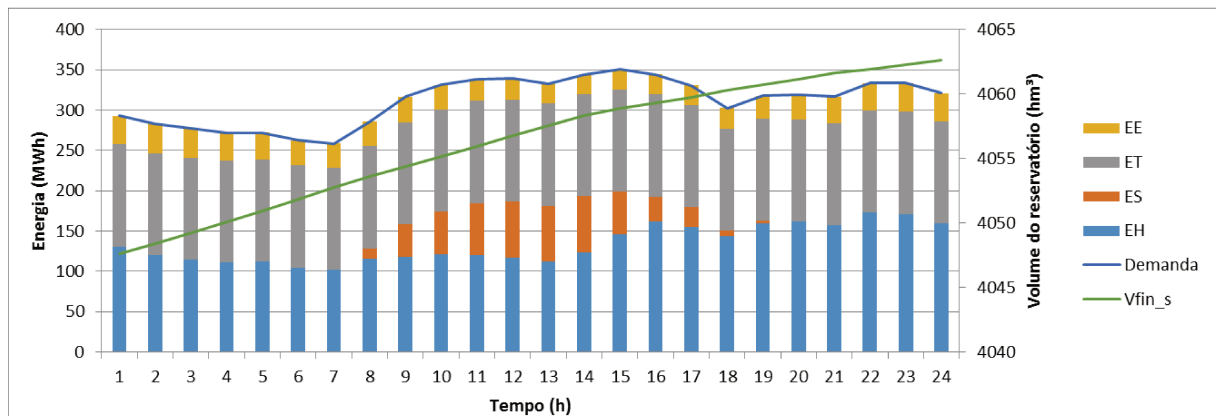


Figura 56 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/03

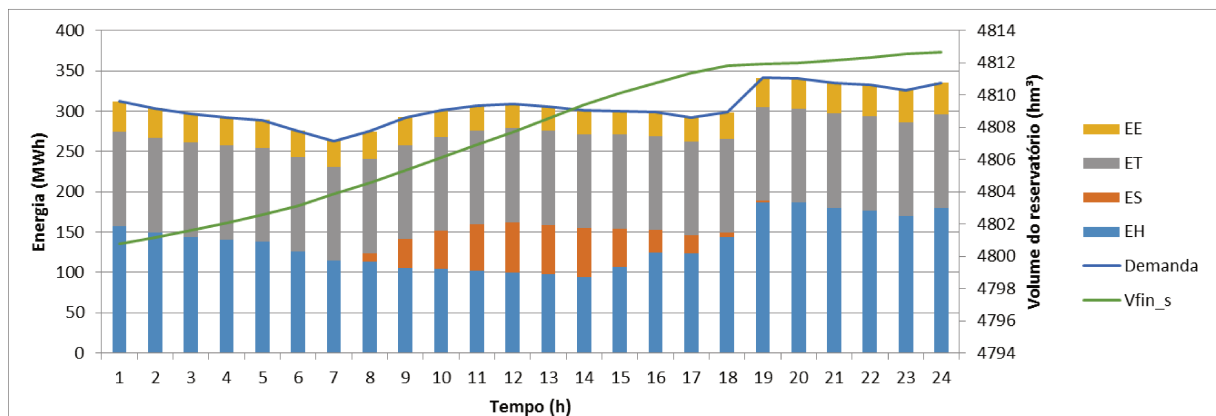


Figura 57 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/05

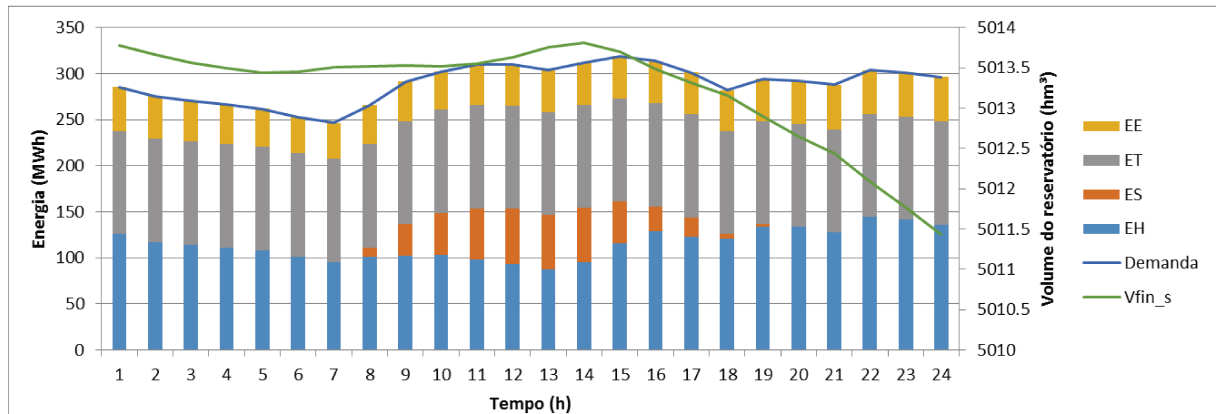


Figura 58 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/07

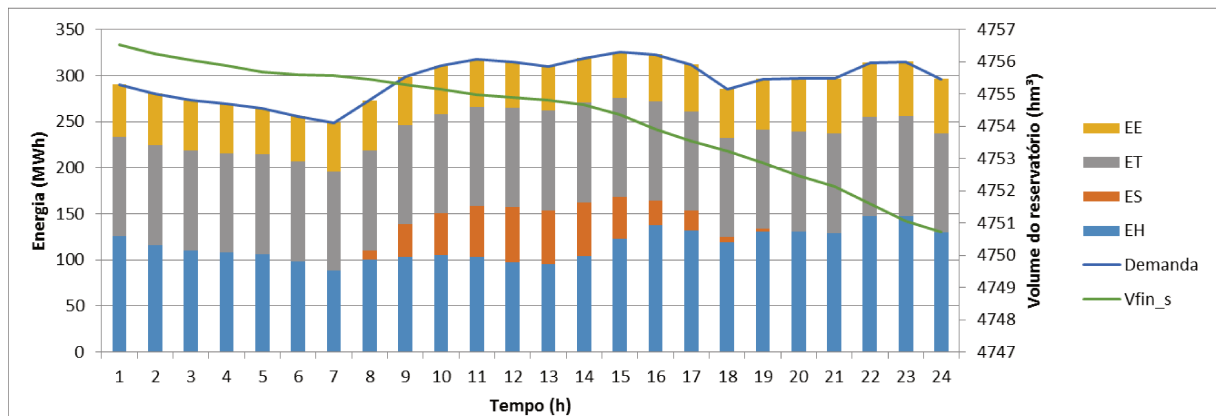


Figura 59 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/09

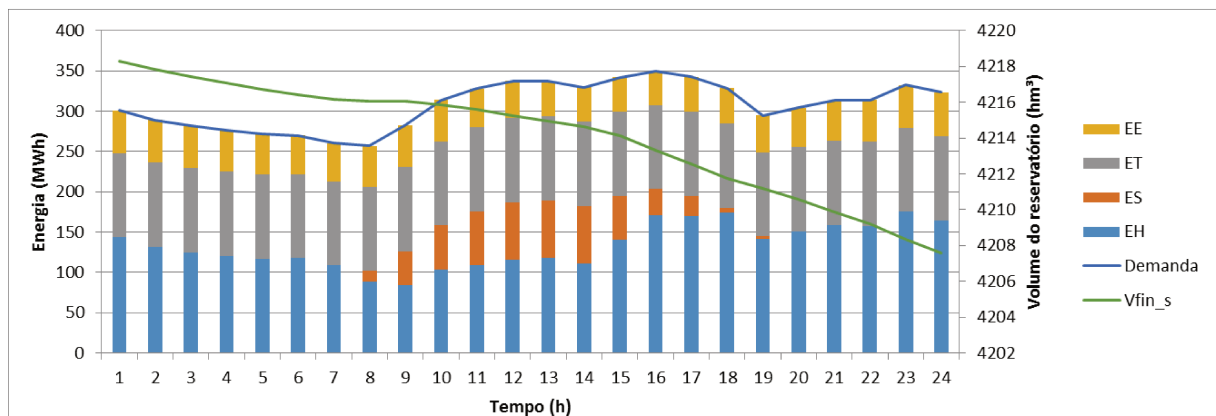


Figura 60 - Resultados do terceiro processamento para o dia 01/11

6. ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados de cada um dos processamentos do modelo HIDROREV mostraram-se bastante diferentes devido a uma série de fatores. Primeiramente, ao ser possível uma operação “folgada”, onde a demanda é baixa diante das capacidades instaladas das fontes hidráulica e intermitentes, o primeiro processamento retornou custo final igual a zero, de modo que o resultado final é uma das infinitas soluções factíveis para este sistema. Adicionalmente, o primeiro cenário permitia a ocorrência de momentos com superávit energético, em que o bombeamento era possível. Contrariamente, o segundo processamento teve custo final diferente de zero, de modo que o resultado final representa a operação ótima do sistema. Além disso, não há momentos de superávit energético, fazendo com que apenas ocorresse bombeamento mediante o despacho de fonte termelétrica. Tal opção, no entanto, não mostrou-se economicamente interessante ao modelo.

A princípio, buscava-se a definição de uma estratégia operacional ótima para um sistema híbrido com base nos resultados gerados pelo modelo HIDROREV. No entanto, o primeiro processamento – com capacidades instaladas muito maiores que a demanda – não permitiu a definição de uma estratégia, uma vez que a otimização obtém infinitas soluções, mas que o modelo apresenta somente uma delas.

Portanto, a solução obtida, apesar de ser a ótima dada a função objetivo definida, pode não ser a mais adequada à operação de um sistema real. É possível que uma operação mais próxima à realidade buscasse, por exemplo, a manutenção de maiores ou menores volumes no reservatório, buscando adequar os vertimentos a cenários hidrológicos esperados.

A magnitude das vazões bombeadas teve média de $14 \text{ m}^3/\text{s}$ e valor máximo de $57 \text{ m}^3/\text{s}$, valores muito menores que as vazões turbinadas, que obtiveram média de $116 \text{ m}^3/\text{s}$ e máximo de $250 \text{ m}^3/\text{s}$. Uma vez que o bombeamento ocorreu somente nos momentos de superávit energético, é compreensível que as vazões tenham valores pequenos, uma vez que serão definidas de modo a atender à restrição de balanço energético e que tal superávit tem valores pequenos. No entanto, tais valores de vazão bombeada podem estar bastante fora da região de eficiência ótima da bomba-turbina, o que não é considerado neste trabalho. Assim, a definição de uma possível estratégia operacional para este cenário não representaria o funcionamento mais eficiente da bomba.

Contrariamente, o segundo processamento alcançou uma solução ótima com custo diferente de zero para a situação em estudo, permitindo a definição de uma estratégia de operação. Neste caso, a soma das capacidades instaladas das fontes intermitentes igualava a demanda média, mas sua produção energética era sempre menor. Assim, as oportunidades de reversão mostraram-se escassas, uma vez que não haveria superávit energético, de modo que a reversão ocorreria somente por meio de despacho da fonte termelétrica. Tal cenário não mostrou-se vantajoso para a reversão, que efetivamente não ocorreu.

O terceiro cenário de processamento retornou resultados bastante similares ao segundo, diferenciando-se o despacho térmico de maiores proporções com consequente custo térmico mais elevado. Mesmo com custos da fonte térmica mais altos, a reversão não mostrou-se economicamente vantajosa e, portanto, não ocorreu.

Cabe ressaltar que, por tratar-se de um modelo de otimização não-linear, os procedimentos de solução estão sujeitos à ocorrência de ótimos locais, de modo que a solução apresentada pode não ser a de menor custo operacional, mas a de menor custo dentro de um certo universo de soluções.

No entanto, é interessante notar que o despacho da fonte termelétrica ocorreu de forma razoavelmente constante ao longo de todo o período de simulação do segundo e terceiro cenários. Tal configuração é bastante interessante diante da maneira como estruturou-se a modelagem da fonte termelétrica. Uma vez que o custo dessa fonte aumenta com o quadrado da potência despachada, será mais econômico adotar – para a mesma quantidade de energia – um despacho constante do que um que ocorra com potências mais altas em momentos de picos de demanda.

Adicionalmente, tal característica de despacho da fonte termelétrica foi possível devido à disponibilidade de energia solar nos momentos de pico, que permitiu também a diminuição da produção hidrelétrica e consequente recuperação dos volumes armazenados no reservatório. No entanto, é importante notar que a fonte solar modelada neste trabalho é bastante “bem comportada”, variando somente ao longo das horas do dia e diferente para cada estação do ano, de modo que todos os picos de demanda coincidiram com os momentos de geração solar. Assim, uma possível adoção de dados de geração mais realistas (obtidos de uma série histórica, por exemplo) poderia trazer resultados que reflitam uma política operacional mais adequada à realidade.

Nesse mesmo sentido, a utilização de dados de geração de energia eólica partiu da discretização da curva de geração horária média, o que deixou os dados de geração eólica mais constantes. Tal solução mostrou-se necessária diante de não disponibilidade de dados de

geração eólica em base horária, porém podem ter inculido no modelo uma geração com mais característica de atendimento à demanda de base, o que pode não refletir a realidade da geração desta modalidade.

Finalmente, ao utilizar intervalos de processamento de uma hora de duração, buscou-se uma janela pequena o suficiente para capturar as particularidades de cada fonte intermitente de geração. Se por um lado, a adoção deste intervalo conseguiu refletir essas características nos dados de entrada do modelo, por outro lado obtiveram-se tempo de processamento bastante grandes devido ao esforço computacional dedicado à modelagem do intervalo de 8760 horas em um ano. Ainda assim, para uma definição de estratégias de operação mais adequadas à prática corrente do SEB, seria salutar a adoção de intervalos de simulação de 15 minutos de duração, o que possivelmente levaria a tempos de processamento inviáveis para a máquina utilizada neste trabalho.

7. CONCLUSÕES

O objetivo principal deste trabalho foi analisar o planejamento da operação de fontes intermitentes de geração de energia elétrica no SEB, avaliando a utilização de UHRs como forma de mitigação da intermitência de tais fontes. Para tanto, desenvolveu-se um modelo computacional de otimização que permite a avaliação da operação de sistemas híbridos de geração de energia compostos por fontes intermitentes, térmicas e hidrelétricas reversíveis.

Para tanto, foi modelado um sistema composto por uma usina hidrelétrica reversível, uma fonte termelétrica e fontes intermitentes de geração de energia (solar e eólica), atendendo a uma demanda, para o período de um ano, discretizado em intervalos de uma hora.

O modelo, denominado HIDROREV, foi aplicado a um estudo de caso com dois exemplo de processamento, permitindo a análise da operação ótima do sistema – definida como aquela de menor custo operacional – bem como a definição de uma estratégia operacional para o sistema híbrido de geração.

Para o primeiro exemplo de processamento, a capacidade instalada das fontes intermitentes igualava a demanda média do sistema, de modo que ocorria reversão nos momentos de superávit energético. No entanto, tal processamento obteve infinitas soluções com custo operacional igual a zero, ou seja, sem despacho térmico e sem déficit. Assim, apesar de apresentar uma solução factível, a utilização deste resultado para a definição de estratégias de operação fica comprometida. Desse modo, foi salutar realizar novas simulações em que o sistema fosse mais “estressado” para atendimento à demanda.

O segundo exemplo de processamento, por sua vez, teve uma solução ótima em que ocorria despacho da fonte termelétrica para complementação da demanda, sem que houvesse déficit. Neste caso, a reversão para mitigação da intermitência não foi economicamente interessante, porém os picos de geração da fonte solar foram aproveitados para promover a diminuição da vazão turbinada, com consequente recuperação de volume do reservatório, e permitiram que a fonte termelétrica fosse despachada de modo razoavelmente constante. O terceiro cenário de processamento retornou resultados similares a este, com maiores valores de despacho termelétrico. Nos três exemplos, a equalização entre variação de demanda e intermitência de geração é realizada por meio de despacho térmico e variação da vazão turbinada, com consequente variação de volume do reservatório.

Verifica-se assim, que mesmo sem a ocorrência de reversão, o reservatório, por meio de sua variação de cota ao longo da operação, constitui-se como uma fonte de armazenamento, permitindo a operação ótima do sistema híbrido.

Desse modo, diante das premissas adotadas e dos cenários de processamento testados, não se verifica a utilização de reversão em UHRs como forma de mitigar a intermitência de fontes renováveis.

Algumas limitações do modelo HIDROREV se referem, principalmente, às premissas adotadas para a definição dos dados de entrada para as fontes de energia intermitentes. Tanto fonte solar quanto eólica basearam-se em registros que promovem certa equalização das intermitências (utilização de um único perfil de geração para a fonte solar, e utilização de dados de geração média para a fonte eólica). Desse modo, aponta-se que a obtenção de dados reais de geração para cada uma dessas fontes possibilita a utilização do HIDROREV para a obtenção de novos e interessantes resultados.

Nesse sentido, cabe ainda apontar que algumas simplificações adotadas para a modelagem do sistema podem ser objeto de futuros trabalhos, visando a complementação ou modificações do modelo HIDROREV. Por exemplo, cita-se a possibilidade de incorporar o cálculo de eficiência do conjunto bomba-turbina, como variável em função das vazões e altura de queda, ou a consideração da operação independente das máquinas componentes da UHR (possibilitando inclusive a especificação dos parâmetros de cada máquina).

Ainda, diante da utilização de máquinas mais robustas para processamento do modelo HIDROREV, é possível testar uma maior variedade de cenários de processamento, buscando avaliar em qual configuração de potências instaladas ou diante de quais características do sistema híbrido a reversão apresenta-se como alternativa para mitigação da intermitência.

Similarmente, é possível utilizar o modelo HIDROREV, mediante pequenas modificações, para analisar a atuação do sistema em diferentes cenários hidrológicos, diferentes perfis de demanda, ou mesmo para buscar as melhores configurações dos componentes de um sistema de geração híbrido.

O desenvolvimento do modelo HIDROREV constitui-se como a principal contribuição deste trabalho ao estudo da inserção de fontes intermitentes ao Sistema Interligado Nacional, ao permitir a análise da operação de tais fontes junto a UHRs. Diante do cenário crescente de instalação dessas fontes, será necessário o aprofundamento de estudos relativos à sua integração ao SIN e a demais fontes geradoras, de modo que o modelo HIDROREV pode ser utilizado e aprimorado para embasar tais estudos.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 265, de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Brasília, 10 junho 2003.
- _____. Resolução Homologatória nº 2.002, de 2015. Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO e da TEO Itaipu e homologa os valores da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, para 2016.. Brasília, 15 de dezembro de 2015
- BEAUDIN, Marc et al. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. **Energy For Sustainable Development**, [s. L.], v. 14, n. 4, p.302-314, dez. 2010.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2015. (a)
- _____. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Leilão de Energia de Reserva 2014 atrai investimentos de R\$ 7,1 bilhões**. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leilão de Energia de Reserva \(2014\)/LeilãodeEnergia de Reserva 2014 atrai investimentos de R\\$7,1 bi.aspx](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leilão%20de%20Energia%20de%20Reserva%202014%20atrai%20investimentos%20de%20R$%207%2C1%20bilhoes.aspx)>. Acesso em: 17 fev. 2015. (b)
- _____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. . **Geração distribuída supera 1000 conexões no Brasil**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=90>. Acesso em: 7 maio 2016. (c)
- _____. ONS. . **ONS - Conheça o Sistema - O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 07 maio 2016. (d)
- _____. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Relatório do Balanço Energético Nacional 2015**. Brasília: 2015. (e)
- _____. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Relatório do Balanço Energético Nacional 2016**. Brasília: 2016. (f)

- _____. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2017**. Brasília: 2017. (g)
- _____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. . **BIG - Banco de Informações de Geração: Matriz de Energia Elétrica**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 27 jun. 2017. (h)
- _____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. . **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2017. (i)
- _____. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICA. . **O SIN E OS MODELOS NEWAVE E DECOMP UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA E NO CÁLCULO DO PLD**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/agentes/pmo/treinamentoPMO/05-ONS_CCEE_AP_2_Apresentação_Conceitual-Newave-Decomp_2016.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2016. (j)
- _____. MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES. . **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Brasília: Onu, 2016. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/20160119-Transformando_Nosso_Mundo.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2016. (k)
- _____. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. . **ONS - Resultados da Operação - IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx>. Acesso em: 28 jun. 2016. (l)
- _____. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. . **Término do Horário de Verão 2012/2013**. 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/horario_verao.aspx>. Acesso em: 23 abr. 2016. (m)
- BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT (Usa). **Ocean Wave Energy**. 2016. Disponível em: <<http://www.boem.gov/Renewable-Energy-Program/Renewable-Energy-Guide/Ocean-Wave-Energy.aspx>>. Acesso em: 4 jul. 2016.
- Edward Barbour, I.A. Grant Wilson, Jonathan Radcliffe, Yulong Ding, Yongliang Li, A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 61, August 2016, Pages 421-432, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>.
- FRANCATO, Alberto Luiz. **Determinação de Soluções Ótimas Cooperativas no Planejamento da Operação de Sistemas de Geração de Energia Hidroelétrica por meio da Teoria dos Jogos**. 2014. 105 f. Tese (Livre Docência) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (Bélgica). **Global statistics**. 2016. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 21 ago. 2016.

- GLOBO, O. **Primeira usina de energia a partir de ondas já opera em Pecém.** 2012. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/primeira-usina-de-energia-partir-de-ondas-ja-opera-em-pecem-6633938>>. Acesso em: 18 maio 2016.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy and Climate Change: World Energy Outlook Special Report.** Paris: Oecd/iea, 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportEnergyandClimateChange.pdf>>. Acesso em: 24 maio 2016.
- _____. (Paris). **Technology Roadmap: Energy storage.** Paris: Iea, 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>>. Acesso em: 5 maio 2016.
- Julian T.M. Pinto, Karen J. Amaral, Paulo R. Janissek, **Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing, Solar Energy, Volume 133, August 2016, Pages 73-84, ISSN 0038-092X**
- LEWIS, Anthony et al (Org.). **Ocean Energy.** In: EDENHOFER, O. et al. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** Cambridge, United Kingdom And New York, Ny, Usa: Cambridge University Press, 2011. p. 497-534.
- MAGAGNA, Davide et al. **Wave and Tidal Energy Strategic Technology Agenda.** 2. ed.: Si Ocean, 2014.
- MWH (Washington). **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest.** Bellevue: Mwh, 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 07 maio 2015.
- NORDESTE, Diário do. **Usina de ondas do Pecém está abandonada.** 2014. Disponível em: <<http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/usina-de-ondas-do-pecem-esta-abandonada-1.1112312>>. Acesso em: 18 maio 2016.
- PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: Inpe, 2006.
- PEREIRA, Marcio Giannini et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s. L.], v. 16, n. 6, p.3786-3802, ago. 2012.
- PETROVA-KOCH, Vesselinka. Milestones of Solar Conversion and Photovoltaics. In: PETROVA-KOCH, Vesselinka; HEZEL, Rudolf; GOETZBERGER, Adolf (Ed.). **High-efficient Low-cost Photovoltaics: Recent Developments.** Berlin: Springer, 2009. p. 1-6.
- REHMAN, Shafiqur; AL-HADHRAMI, Luai M.; ALAM, Md. Mahbub. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s. L.], v. 44, n. 1, p.586-598, abr. 2015.

UIHLEIN, Andreas; MAGAGNA, Davide. Wave and tidal current energy: A review of the current state of research beyond technology. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, n. 58, p.1070-1081, maio 2016.

UNITED NATIONS (Onu). **United Nations sustainable development agenda**. 2016. Disponível em: <<http://www.un.org/sustainabledevelopment/development-agenda/>>. Acesso em: 18 abr. 2016.

USA. TENNESSEE VALLEY AUTHORITY. . **Hiwassee Dam Unit 2 Reversible Pump Turbine 1956()**: A National Historic Mechanical Engineering Landmark. Murphy: Asme, 1981. Disponível em: <<https://www.asme.org/getmedia/4a637087-db16-4eb1-8240-e2a1a40e9d8c/67-Hiwassee-Dam.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2016.

_____. Energy.gov Office Of Energy Efficiency & Renewable Energy. Energy Department. **History of Wind Energy**. 2016. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/wind/history-wind-energy>>. Acesso em: 21 ago. 2016.

ZUCULIN, Sérgio; PINTO, Mirian Adelaide R. R. C.; BARBOSA, Paulo S. F.. A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasil eiro. In: SEMINÁRIO TÉCNICO SOBRE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, 1., 2014, Brasília. **Artigos Técnicos**. Brasília: Eletronorte, 2014. p. 1 - 10. Disponível em: <<http://www.eln.gov.br/opencms/opencms/seminarioTecnico/artigos.html>>. Acesso em: 16 fev. 2015.

ZUCULIN, Sérgio et al. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Eletronorte, 2014. 38 slides, color. Disponível em: <http://www.eletronorte.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/seminarioTecnico/apresentacoesTecnicas/AP_Brasilia_Mirian_Zuculin_Paulo.pdf>. Acesso em: 09 jun. 2015.

Apêndice A

Script do modelo HIDROREV em VBA

```

Sub Verificações() 'Verifica se foram informados dados de entrada essenciais

Dim Tex As String

'Verificando se foi informado o nome do arquivo.
If Sheets("Painel de Controle").Cells(67, 4) = "" Then 'Se o campo com nome estiver em branco
    Tex = "Nome do arquivo de otimização não informado." 'Adiciona mensagem à string Tex
    Tex = MsgBox(Tex, vbCritical, "Aviso...") 'Gera caixa de mensagem com a string Tex
    Exit Sub
End If

'Verificando se foi informado o diretório de solução.
If Sheets("Painel de Controle").Cells(68, 4) = "" Then
    Tex = "O diretório onde estará o modelo e a solução não foi informado."
    Tex = MsgBox(Tex, vbCritical, "Aviso...")
    Exit Sub
End If

'Verificando se foi informado o diretório do executável do GAMS.
If Sheets("Painel de Controle").Cells(69, 4) = "" Then
    Tex = "O diretório onde está o arquivo executável do software não foi informado."
    Tex = MsgBox(Tex, vbCritical, "Aviso...")
    Exit Sub
End If

End Sub

```

```

Sub Montagem() 'Monta o arquivo GAMS para rodar a otimização
    'Aqui, o Excel/VBA irá "printar" o código em linguagem GAMS no arquivo específico

Open Sheets("Cálculos").Cells(12, 8) & "/" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & ".GMS" For Output
As #1 'Especifica o arquivo a ser "printado"
Print #1, ""
Print #1, "SETS"
Print #1, ""
Print #1, "    JJ horizonte de planejamento /1*" & Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) & "/*;"
'Define o horizonte de planejamento (em horas)
Print #1, ""
Print #1, "PARAMETERS" 'Define o input de valores para as fontes intermitentes, demanda e vazão
afluente
Print #1, ""
Print #1, "*    Geração solar"
Print #1, ""
Print #1, "    SOLAR(JJ) "
Print #1, "    /"
    For i = 1 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1 'Lê na aba cálculos os valores
a serem printados (quantidade de valores igual ao horizonte)
        Print #1, "    " & i & " " & Sheets("Cálculos").Cells(23 + i, 30)
    Next i
Print #1, "    /"
Print #1, ""
Print #1, "*    Geração EÓLICA"
Print #1, ""
Print #1, "    EOLICA(JJ) "
Print #1, "    /"
    For i = 1 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1
        Print #1, "    " & i & " " & Sheets("Cálculos").Cells(23 + i, 32)
    Next i
Print #1, "    /"
Print #1, ""

```

```

Print #1, "*"      Demanda"
Print #1, "*"
Print #1, "      DEMANDA(JJ) "
Print #1, "      /"
  For i = 1 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1
    Print #1, "      " & i & " " & Sheets("Cálculos").Cells(23 + i, 35)
  Next i
Print #1, "      /"
Print #1, "*"      Vazão Afluente"
Print #1, "*"
Print #1, "      QAFL(JJ) "
Print #1, "      /"
  For i = 1 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1
    Print #1, "      " & i & " " & Sheets("Cálculos").Cells(23 + i, 13)
  Next i
Print #1, "      /"
Print #1, ""
Print #1, "SCALARS"          'Especifica os escalares que caracterizam o sistema
Print #1, ""
Print #1, "*" Coeficientes do Polinomio Cota x Volume SUPERIOR *"
Print #1, "      cvs0      /" & Sheets("Cálculos").Cells(10, 3) & "/"
Print #1, "      cvs1      /" & Sheets("Cálculos").Cells(11, 3) & "/"
Print #1, "      cvs2      /" & Sheets("Cálculos").Cells(12, 3) & "/"
Print #1, "      cvs3      /" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 3) & "/"
Print #1, "      cvs4      /" & Sheets("Cálculos").Cells(14, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Coeficientes do Polinomio Cota x Volume INFERIOR *"
Print #1, "      cvi0      /" & Sheets("Cálculos").Cells(10, 11) & "/"
Print #1, "      cvi1      /" & Sheets("Cálculos").Cells(11, 11) & "/"
Print #1, "      cvi2      /" & Sheets("Cálculos").Cells(12, 11) & "/"
Print #1, "      cvi3      /" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 11) & "/"
Print #1, "      cvi4      /" & Sheets("Cálculos").Cells(14, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Coeficientes do Polinomio de custo da termica  *"
Print #1, "      ct0      /" & Sheets("Cálculos").Cells(18, 15) & "/"
Print #1, "      ct1      /" & Sheets("Cálculos").Cells(19, 15) & "/"
Print #1, "      ct2      /" & Sheets("Cálculos").Cells(20, 15) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Multiplicador de ajuste da curva de custo da termica  *"
Print #1, "      mult      /" & Sheets("Termo").Cells(4, 14) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Produtibilidade específica da UHR(MW/m3/s.m)  *"
Print #1, "      produtesp /" & Sheets("Cálculos").Cells(16, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Perda de carga(%)  *"
Print #1, "      perda      /" & Sheets("Cálculos").Cells(17, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Vazao turbinada maxima (m3/s)  *"
Print #1, "      qturbmax    /" & Sheets("Cálculos").Cells(17, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Vazao revertida maxima (m3/s)  *"
Print #1, "      qrevmax      /" & Sheets("Cálculos").Cells(18, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Vazao vertida maxima (m3/s)  *"
Print #1, "      qvermax      /" & Sheets("Cálculos").Cells(19, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Geração termica maxima(MW-medio)  *"
Print #1, "      termax      /" & Sheets("Cálculos").Cells(16, 15) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Volume inicial do reservatório SUPERIOR (hm3)  *"
Print #1, "      volumeinicial_S /" & Sheets("Cálculos").Cells(4, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Volume final do reservatório SUPERIOR (hm3)  *"
Print #1, "      volumefinal_S   /" & Sheets("Cálculos").Cells(5, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "*" Volume minimo do reservatório SUPERIOR (hm3)  *"
Print #1, "      volumeminimo_S  /" & Sheets("Cálculos").Cells(6, 3) & "/"

```

```

Print #1, ""
Print #1, "* Volume maximo do reservatório SUPERIOR (hm3) *"
Print #1, "    volumemaximo_S    /" & Sheets("Cálculos").Cells(7, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Volume inicial do reservatório INFERIOR (hm3) *"
Print #1, "    volumeinicial_I    /" & Sheets("Cálculos").Cells(4, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Volume final do reservatório INFERIOR (hm3) *"
Print #1, "    volumefinal_I    /" & Sheets("Cálculos").Cells(5, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Volume minimo do reservatório INFERIOR (hm3) *"
Print #1, "    volumeminimo_I    /" & Sheets("Cálculos").Cells(6, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Volume maximo do reservatório INFERIOR (hm3) *"
Print #1, "    volumemaximo_I    /" & Sheets("Cálculos").Cells(7, 11) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Custo do déficit (R$/MWh) *"
Print #1, "    custodeficit    /" & Sheets("Cálculos").Cells(16, 19) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "* Eficiência de ciclo () *"
Print #1, "    efciclo    /" & Sheets("Cálculos").Cells(19, 3) & "/"
Print #1, ""
Print #1, "VARIABLES"                'Especifica as variáveis que devem ser calculadas ao longo do
processo de otimização
Print #1, ""
Print #1, "* Variaveis da usina hidreletrica reversivel*"
Print #1, ""
Print #1, "            VINI_S(JJ)            volume inicial do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            VFIN_S(JJ)            volume final do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            VINI_I(JJ)            volume inicial do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            VFIN_I(JJ)            volume final do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            QTUR(JJ)            vazao turbinada no periodo JJ"
Print #1, "            QREV(JJ)            vazao revertida no periodo JJ"
Print #1, "            QVER_S(JJ)            vazao vertida do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            QVER_I(JJ)            vazao vertida do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            QDEF(JJ)            vazao defluente no periodo JJ"
Print #1, "            NRINI_S(JJ)            nivel inicial do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            NRFIN_S(JJ)            nivel final do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            NRMED_S(JJ)            nivel medio do reservatorio superior no periodo JJ"
Print #1, "            NRINI_I(JJ)            nivel inicial do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            NRFIN_I(JJ)            nivel final do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            NRMED_I(JJ)            nivel medio do reservatorio inferior no periodo JJ"
Print #1, "            HB(JJ)            altura de queda bruta no periodo JJ"
Print #1, "            HL(JJ)            altura de queda liquida no periodo JJ"
Print #1, "            PRT(JJ)            produtibilidade no periodo JJ"
Print #1, "            EH(JJ)            geracao de energia hidraulica no periodo JJ"
Print #1, "            EB(JJ)            gastos de energia para bombeamento periodo JJ"
Print #1, ""
Print #1, "* Variaveis da usina termelétrica *"
Print #1, ""
Print #1, "            ET(JJ)            geracao de energia termelétrica no periodo JJ"
Print #1, ""
Print #1, "* Balanço energético *"
Print #1, ""
Print #1, "            DEFICIT(JJ)            deficit energetico no periodo JJ"
Print #1, ""
Print #1, "* Custos *"
Print #1, ""
Print #1, "            CUSTOTERMOPORMW(JJ)    custo por MW da termelétrica no periodo JJ"
Print #1, "            CUSTOTERMO(JJ)    custo da termelétrica no periodo JJ"
Print #1, "            CUSTODEF(JJ)    custo do deficit no periodo JJ"
Print #1, "            CUSTOTOTAL(JJ)    custo total de operação no periodo JJ"
Print #1, ""
Print #1, "* Custo total de operação durante todo o intervalo *"
Print #1, ""
Print #1, "            Z            funcao ojetivo"
Print #1, ""

```

```

Print #1, ";"
Print #1, ""
Print #1, "POSITIVE VARIABLES QTUR,QREV,QVER_S,QVER_I,EH,EB,ET,DEFICIT;"      'Especifica quais
variaveis não podem assumir valores negativos
Print #1, ""
Print #1, "EQUATIONS"              'Especifica as equações para o modelo
Print #1, ""
Print #1, "          CUSTO1(JJ), CUSTO2(JJ), CUSTO3(JJ), CUSTO4(JJ), CUSTO5, E1(JJ), E2(JJ),
E3(JJ), E4(JJ), E5(JJ), E6(JJ),"      'Declaração de equações
Print #1, "          E7(JJ), E8(JJ), E9(JJ), E10(JJ), E11(JJ), E12(JJ), E13(JJ), E14(JJ), E15(JJ),
E16(JJ), E17(JJ), E18(JJ), E19(JJ),"
Print #1, "          E20(JJ), E21(JJ), E22(JJ), E23(JJ), E24(JJ), E25(JJ), E26(JJ), E27(JJ),
E28(JJ)"
    For i = 1 To 2 * Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1      'Declaração de equações varia com o
tamanho do universo de planejamento
        Print #1, ", E" & 28 + i & ""
    Next i
Print #1, ";"
Print #1, ""
Print #1, "CUSTO1(JJ).. CUSTOTOTAL(JJ) =E= CUSTOTERMO(JJ) + CUSTODEF(JJ);"
Print #1, "CUSTO2(JJ).. CUSTODEF(JJ) =E= custodeficit * DEFICIT(JJ);"
Print #1, "CUSTO3(JJ).. CUSTOTERMOPORMW(JJ) =E= ct0 + ct1*ET(JJ)*mult +
ct2*ET(JJ)*ET(JJ)*mult*mult;"
Print #1, "CUSTO4(JJ).. CUSTOTERMO(JJ) =E= CUSTOTERMOPORMW(JJ)*ET(JJ);"
Print #1, "CUSTO5.. Z =E= SUM(JJ, CUSTOTOTAL(JJ));"
Print #1, ""
Print #1, ""
Print #1, "E1(JJ).. EH(JJ) =E= QTUR(JJ)*PRT(JJ);"
Print #1, "E2(JJ).. PRT(JJ) =E= produtesp*HL(JJ);"
Print #1, "E3(JJ).. HL(JJ) =E= HB(JJ)*(100 - perda)/100;"
Print #1, "E4(JJ).. HB(JJ) =E= NRMED_S(JJ) - NRMED_I(JJ);"
Print #1, "E5(JJ).. NRMED_S(JJ) =E= (NRINI_S(JJ) + NRFIN_S(JJ))/2;"
Print #1, "E6(JJ).. NRMED_I(JJ) =E= (NRINI_I(JJ) + NRFIN_I(JJ))/2;"
Print #1, "E7(JJ).. EB(JJ) =E= QREV(JJ)*HB(JJ)*produtesp/efciclo;"
Print #1, ""
Print #1, ""
Print #1, ""* Polinomios cota x volume (JJ) *""
Print #1, ""
Print #1, "E8(JJ).. NRINI_S(JJ) =E= cvs0 + cvs1*VINI_S(JJ) + cvs2*(VINI_S(JJ)**2) +
cvs3*(VINI_S(JJ)**3)+ cvs4*(VINI_S(JJ)**4);"
Print #1, "E9(JJ).. NRFIN_S(JJ) =E= cvs0 + cvs1*VFIN_S(JJ) + cvs2*(VFIN_S(JJ)**2) +
cvs3*(VFIN_S(JJ)**3)+ cvs4*(VFIN_S(JJ)**4);"
Print #1, ""
Print #1, "E10(JJ).. NRINI_I(JJ) =E= cvi0 + cvi1*VINI_I(JJ) + cvi2*(VINI_I(JJ)**2) +
cvi3*(VINI_I(JJ)**3)+ cvi4*(VINI_I(JJ)**4);"
Print #1, "E11(JJ).. NRFIN_I(JJ) =E= cvi0 + cvi1*VFIN_I(JJ) + cvi2*(VFIN_I(JJ)**2) +
cvi3*(VFIN_I(JJ)**3)+ cvi4*(VFIN_I(JJ)**4);"
Print #1, ""
Print #1, ""
Print #1, ""* Balanço hidrico (JJ)*""
Print #1, ""
Print #1, "E12(JJ).. VFIN_S(JJ) =E= VINI_S(JJ) + ((QAFI(JJ) - QDEF(JJ))*60*60/1000000);"
Print #1, "E13(JJ).. QDEF(JJ) =E= QTUR(JJ) + QVER_S(JJ) - QREV(JJ);"
Print #1, ""
Print #1, "E14(JJ).. VFIN_I(JJ) =E= VINI_I(JJ) + ((QTUR(JJ)+QVER_S(JJ)-QREV(JJ)-
QVER_I(JJ))*60*60/1000000);"
Print #1, ""
Print #1, ""* Restrições (JJ)*""
Print #1, ""
Print #1, "E15(JJ).. QTUR(JJ) =L= qturbmax;"
Print #1, "E16(JJ).. QVER_S(JJ) =L= qvermax;"
Print #1, "E17(JJ).. QVER_I(JJ) =L= qvermax;"
Print #1, "E18(JJ).. QREV(JJ) =L= qrevmax;"
Print #1, "E19(JJ).. QREV(JJ) * QTUR(JJ) =E= 0;"

Print #1, "E20(JJ).. VFIN_S(JJ) =G= volumeminimo_S;"
Print #1, "E21(JJ).. VFIN_S(JJ) =L= volumemaximo_S;"
Print #1, "E22(JJ).. VFIN_S('' & Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) & "'') =G= volumefinal_S;"

```

```

Print #1, "E23(JJ).. VFIN_I(JJ) =G= volumeminimo_I;"
Print #1, "E24(JJ).. VFIN_I(JJ) =L= volumemaximo_I;"
Print #1, "E25(JJ).. VFIN_I('' & Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) & "'') =G= volumefinal_I;"

Print #1, "E26(JJ).. ET(JJ) =L= termax;"
Print #1, "E27(JJ).. SOLAR(JJ) + EOLICA(JJ) + ET(JJ) =G= EB(JJ);"
Print #1, "E28(JJ).. EOLICA(JJ) + SOLAR(JJ) + ET(JJ) + EH(JJ) + DEFICIT(JJ) =E= DEMANDA(JJ) + EB(JJ);"
Print #1, ""
Print #1, "E29.. VINI_S('1') =E= volumeinicial_S;"
    For i = 2 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1
        Print #1, "E" & i + 28 & ".. VINI_S('' & i & "'') =E= VFIN_S('' & i - 1 & "'');"
    Next i
Print #1, ""
Print #1, "E" & Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) + 29 & ".. VINI_I('1') =E= volumeinicial_I;"
    For i = 2 To Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) Step 1
        Print #1, "E" & i + Sheets("Cálculos").Cells(11, 8) + 28 & ".. VINI_I('' & i & "'') =E= VFIN_I('' & i - 1 & "'');"
    Next i
Print #1, ""
Print #1, ""
Print #1, "MODEL " & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & " /ALL/;"           'Declara o modelo
Print #1, "OPTION NLP = " & Sheets("Input").Cells(23, 6) & ";"           'Declara o solver
Print #1, "OPTION LIMROW = 0;"                                           'Diminui o tamanho do output
no arquivo LST
Print #1, "OPTION LIMCOL = 0;"                                           'idem
Print #1, "OPTION SOLPRINT = ON;"                                         'imprime a solução no arquivo LST
Print #1, "OPTION RESLIM = 345600;"                                       'limita o tempo de processamento
Print #1, "OPTION ITERLIM = 10000000000;"                                'limita o numero de iterações

Print #1, ""
Print #1, "SOLVE " & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & " USING NLP MINIMIZING Z;" 'comando do solver
Print #1, ""
Print #1, "DISPLAY QTUR.L, QREV.L, ET.L, Z.L, EH.L, DEMANDA, DEFICIT.L;" 'quais
variáveis são mostradas ao final do processo
Print #1, ""
Print #1, "file tempH /" & Sheets("Cálculos").Cells(12, 8) & "\" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & ".dat/;" 'gera um arquivo .dat com a solução
Print #1, "put tempH;"
'são incluídos no arquivo os dados especificados abaixo
Print #1, "loop(JJ, put (VINI_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (VFIN_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (VINI_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (VFIN_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (QTUR.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (QREV.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (QVER_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (QVER_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRINI_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRFIN_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRMED_S.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRINI_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRFIN_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (NRMED_I.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (HB.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (HL.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (EH.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (EB.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (SOLAR(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (ET.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (EOLICA(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (DEMANDA(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (DEFICIT.L(JJ)) /)"
Print #1, "loop(JJ, put (CUSTOTERMOPORMW.L(JJ)) /)"

```

```

Print #1, "loop(JJ, put (CUSTOTERMO.L(JJ))/"
Print #1, "loop(JJ, put (CUSTODEF.L(JJ))/"
Print #1, "loop(JJ, put (CUSTOTOTAL.L(JJ))/"
Print #1, "putclose tempH;"
Close #1
Close #1
End Sub

```

```

Sub Rodagams()          'executa o arquivo GAMS (função Shell roda outro programa a partir do VBA)
    Dim retorno As Double
    retorno = Shell(Sheets("Cálculos").Cells(14, 8) & "\gamside.exe" & " " &
    Sheets("Cálculos").Cells(12, 8) & "\" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & ".gms")
End Sub

```

```

Sub ImportaResultados() 'Esta sub-rotina lê o arquivo .dat e insere suas informações na aba
"Resultado"

    Sheets("Resultado").Range("A4:AC8763").ClearContents    'Limpa a aba
    Dim i As Long
    Dim Data As String
    ThisFile = Sheets("Cálculos").Cells(12, 8) & "\" & Sheets("Cálculos").Cells(13, 8) & ".dat"
'Especifica o arquivo a ser lido
    Open ThisFile For Input As #1

    For i = 1 To 27 * (Sheets("Cálculos").Cells(11, 8)) 'Lê o arquivo, inserindo os dados na
primeira coluna
        Line Input #1, Data
        Sheets("Resultado").Cells(2 + i, 1).Value = Data
    Next i

    For i = 1 To (Sheets("Cálculos").Cells(11, 8))          'Lê os dados da primeira coluna e os
reorganiza em formato de tabela
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 2) = i
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 3) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 0 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 4) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 1 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 5) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 2 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 6) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 3 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 7) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 4 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 8) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 5 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 9) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 6 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 10) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 7 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 11) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 8 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 12) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 9 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 13) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 10 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 14) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 11 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 15) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 12 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 16) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 13 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 17) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 14 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 18) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 15 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)

```

```

        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 19) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 16 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 20) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 17 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 21) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 18 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 22) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 19 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 23) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 20 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 24) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 21 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 25) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 22 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 26) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 23 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 27) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 24 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 28) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 25 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
        Sheets("Resultado").Cells(3 + i, 29) = Sheets("Resultado").Cells(i + 2 + 26 *
Sheets("Cálculos").Cells(11, 8), 1)
    Next i
    Close #1
End Sub

```

```

Sub PrepGráfico()    'Prepara os dados para a geração de gráfico, de acordo com a janela temporal
especificada pelo usuário

```

```

    Sheets("Resultado").Range("AE5:AN8765").ClearContents    'Limpa as células que receberão os
resultados
    Dim ref As Integer
    ref = (Sheets("Resultado").Cells(3, 32))    'ref é o dia do ano especificado,
chamado dia de referência

    For i = 1 To 24 * (Sheets("Input").Cells(29, 2))    'escreve os resultados nas células de
interesse. o loop é executado 24 x o número de dias especificados, a partir do dia de referência
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 31) = i
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 32) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 19)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 33) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 21)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 34) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 22)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 35) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 23)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 36) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 24)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 37) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 4)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 38) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 7)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 39) = Sheets("Resultado").Cells((24 * (ref - 1)) + 2 + i, 8)
        Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 40) = Sheets("Resultado").Cells(4 + i, 39) * (-1)
    Next i
End Sub

```

```

Sub GeraGráfico()    'Atualiza os gráfico de acordo com os dados preparados pela sub PrepGráfico

```

```

    Call PrepGráfico    'Executa a sub PrepGráfico

    Dim MyRange1 As String    'Declara o range dos gráficos a serem atualizados, que dependerá da
janela temporal especificada
    Dim MyRange2 As String
    Dim MyRange3 As String
    Dim UltLinha As Integer
    UltLinha = 4 + (24 * Worksheets("Input").Cells(29, 2))
    MyRange1 = "AF4:AK" & UltLinha
    MyRange2 = "AL4:AL" & UltLinha
    MyRange3 = "AN4:AN" & UltLinha

```

```
Worksheets("Input").ChartObjects("Chart 2").Activate           'Seleciona o gráfico
ActiveChart.SetSourceData Source:=Worksheets("Resultado").Range(MyRange1) 'Altera o range do
gráfico selecionado
```

```
Worksheets("Input").ChartObjects("Chart 1").Activate           'idem
ActiveChart.SetSourceData Source:=Worksheets("Resultado").Range(MyRange2, MyRange3)
```

```
Worksheets("Painel de Controle").ChartObjects("Chart 13").Activate 'idem
ActiveChart.SetSourceData Source:=Worksheets("Resultado").Range(MyRange1)
```

```
Worksheets("Painel de Controle").ChartObjects("Chart 14").Activate 'idem
ActiveChart.SetSourceData Source:=Worksheets("Resultado").Range(MyRange2, MyRange3)
```

```
End Sub
```

```
Sub RodaTUDO() 'Sub-rotina principal, que aglutina as demais
```

```
Call Verificações
```

```
Call Montagem
```

```
Call Rodagams
```

```
resultado1 = MsgBox("O processamento do modelo GAMS foi bem sucedido?", vbYesNo) 'Gera
caixa de mensagem para saber se o processamento retornou resultados
```

```
If resultado1 = vbNo Then GoTo aux1
```

```
'Se não, encerra
```

```
Application.Cursor = xlWait
```

```
'Se sim, importa os resultados e gera os gráficos
```

```
Call ImportaResultados
```

```
Application.Cursor = xlDefault
```

```
Call GeraGráfico
```

```
aux1:
```

```
End Sub
```

Apêndice B

Código do modelo HIDROREV em GAMS

SETS

JJ horizonte de planejamento /1*24/;

PARAMETERS

*

*

*

Geração solar

Valor original: 8760

SOLAR(JJ)

/

1 0

2 0

3 0

4 0

5 0

6 0

7 0

8 0

9 12.5252524939394

10 40.7070706757576

11 53.2323232636364

12 64.5050505363636

13 69.5151515151515

14 68.8888888575758

15 68.8888888575758

16 53.2323232636364

17 31.3131312818182

18 25.0505050818182

19 6.26262629393939

20 3.1313131

21 0

22 0

23 0

24 0

/

Se estende por 8760
linhas

*

*

*

Geração EÓLICA

EOLICA(JJ)

/

1 17.675928243065

2 17.5477868570049

3 16.5467034959814

4 16.5467034959814

5 15.9344166072213

6 15.9344166072213

7 16.1819547511752

8 15.6912507773505

9 14.9661256018211

10 16.464471407794

11 18.5794764166101

12 18.7098039597117

13 18.5925933588594

14 18.3450552149055

15 19.4699076479059

16 18.6078964581503

17 18.2409615563025
 18 17.9934234123486
 19 18.3559860001133
 20 18.9573421036657
 21 19.183018677204
 22 20.0319129247103
 23 20.3901031983918
 24 19.7668855244239
 /

Se estende por 8760
linhas

*
*
*

Demanda

DEMANDA (JJ)

/

1	98.7379416595881
2	99.4352448793556
3	95.7690387650409
4	92.9749693990665
5	90.9166136492884
6	88.8887213173676
7	88.2619696073627
8	85.0855622723376
9	83.1072061068459
10	90.5903460290477
11	99.9581560693597
12	103.840784900105
13	105.174376204163
14	104.280606014156
15	102.254303077949
16	104.393364810109
17	106.096137418694
18	104.706917264635
19	99.1517143438771
20	90.709639007382
21	94.668735431937
22	95.5833443657538
23	94.8799484624149
24	99.0007217510188

/

Se estende por 8760
linhas

*
*

Vazão Afluentes

QAFL (JJ)

/

1	255.57
2	255.57
3	255.57
4	255.57
5	255.57
6	255.57
7	255.57
8	255.57
9	255.57
10	255.57
11	255.57
12	255.57
13	255.57
14	255.57
15	255.57
16	255.57
17	255.57
18	255.57

```

19 255.57
20 255.57
21 255.57
22 255.57
23 255.57
24 255.57
/

```

Se estende por 8760
linhas

SCALARS

```

* Coeficientes do Polinomio Cota x Volume SUPERIOR *
  cvs0      /282.0339/
  cvs1      /0.00668066/
  cvs2      /-0.00000062855/
  cvs3      /3.689889E-11/
  cvs4      /-7.79909E-16/

* Coeficientes do Polinomio Cota x Volume INFERIOR *
  cvi0      /238/
  cvi1      /0.0125/
  cvi2      /-0.000001/
  cvi3      /0/
  cvi4      /0/

* Coeficientes do Polinomio de custo da termica *
  ct0       /51/
  ct1       /0/
  ct2       /3.90055472857304E-06/

* Multiplicador de ajuste da curva de custo da termica *
  mult      /94.6891582968739/

* Produtibilidade especifica da UHR(MW/m3/s.m) *
  produtesp /0.009035/

* Perda de carga(%) *
  perda     /1.11/

* Vazao turbinada maxima (m3/s) *
  qturbmax  /624/

* Vazao revertida maxima (m3/s) *
  qrevmax   /312/

* Vazao vertida maxima (m3/s) *
  qvermax   /1000/

* Geraçao termica maxima(MW-medio) *
  termax    /144/

* Volume inicial do reservatório SUPERIOR (hm3) *
  volumeinicial_S /3500/

* Volume final do reservatório SUPERIOR (hm3) *
  volumefinal_S   /3500/

* Volume minimo do reservatório SUPERIOR (hm3) *
  volumeminimo_S  /3173/

* Volume maximo do reservatório SUPERIOR (hm3) *

```

```

volumemaximo_S    /5085/

* Volume inicial do reservatório INFERIOR (hm3) *
  volumeinicial_I  /1750/

* Volume final do reservatório INFERIOR (hm3) *
  volumefinal_I    /1750/

* Volume minimo do reservatório INFERIOR (hm3) *
  volumeminimo_I   /1586.5/

* Volume maximo do reservatório INFERIOR (hm3) *
  volumemaximo_I   /2542.5/

* Custo do déficit (R$/MWh) *
  custodeficit     /8050.39/

* Eficiência de ciclo ( ) *
  efciclo          /0.8/

```

VARIABLES

* Variaveis da usina hidreletrica reversivel*

VINI_S(JJ)	volume inicial do reservatorio superior no periodo JJ
VFIN_S(JJ)	volume final do reservatorio superior no periodo JJ
VINI_I(JJ)	volume inicial do reservatorio inferior no periodo JJ
VFIN_I(JJ)	volume final do reservatorio inferior no periodo JJ
QTUR(JJ)	vazao turbinada no periodo JJ
QREV(JJ)	vazao revertida no periodo JJ
QVER_S(JJ)	vazao vertida do reservatorio superior no periodo JJ
QVER_I(JJ)	vazao vertida do reservatorio inferior no periodo JJ
QDEF(JJ)	vazao defluente no periodo JJ
NRINI_S(JJ)	nivel inicial do reservatorio superior no periodo JJ
NRFIN_S(JJ)	nivel final do reservatorio superior no periodo JJ
NRMED_S(JJ)	nivel medio do reservatorio superior no periodo JJ
NRINI_I(JJ)	nivel inicial do reservatorio inferior no periodo JJ
NRFIN_I(JJ)	nivel final do reservatorio inferior no periodo JJ
NRMED_I(JJ)	nivel medio do reservatorio inferior no periodo JJ
HB(JJ)	altura de queda bruta no periodo JJ
HL(JJ)	altura de queda liquida no periodo JJ
PRT(JJ)	produtibilidade no periodo JJ
EH(JJ)	geracao de energia hidraulica no periodo JJ
EB(JJ)	gastos de energia para bombeamento periodo JJ

* Variaveis da usina termeletrica *

ET(JJ)	geracao de energia termeletrica no periodo JJ
--------	---

* Balanço energético *

DEFICIT(JJ)	deficit energetico no periodo JJ
-------------	----------------------------------

* Custos *

CUSTOTERMOPORMW(JJ)	custo por MW da termeletrica no periodo JJ
CUSTOTERMO(JJ)	custo da termeletrica no periodo JJ
CUSTODEF(JJ)	custo do deficit no periodo JJ
CUSTOTOTAL(JJ)	custo total de operacao no periodo JJ

* Custo total de operação durante todo o intervalo *

Z funcao ojetivo

;

POSITIVE VARIABLES QTUR,QREV,QVER_S,QVER_I,EH,EB,ET,DEFICIT;

EQUATIONS

 CUSTO1(JJ), CUSTO2(JJ), CUSTO3(JJ), CUSTO4(JJ), CUSTO5, E1(JJ),
 E2(JJ), E3(JJ), E4(JJ), E5(JJ), E6(JJ),
 E7(JJ), E8(JJ), E9(JJ), E10(JJ), E11(JJ), E12(JJ), E13(JJ), E14(JJ),
 E15(JJ), E16(JJ), E17(JJ), E18(JJ), E19(JJ),
 E20(JJ), E21(JJ), E22(JJ), E23(JJ), E24(JJ), E25(JJ), E26(JJ),
 E27(JJ), E28(JJ)
 , E29
 , E30
 , E31
 , E32
 , E33
 , E34
 , E35
 , E36
 , E37
 , E38
 , E39
 , E40
 , E41
 , E42
 , E43
 , E44
 , E45
 , E46
 , E47
 , E48
 , E49
 , E50
 , E51
 , E52
 , E53
 , E54
 , E55
 , E56
 , E57
 , E58
 , E59
 , E60
 , E61
 , E62
 , E63
 , E64
 , E65
 , E66
 , E67
 , E68
 , E69
 , E70
 , E71
 , E72
 , E73

```
, E74
, E75
, E76
;
```

Se estende até a linha
17548

```
CUSTO1(JJ).. CUSTOTOTAL(JJ) =E= CUSTOTERMO(JJ) + CUSTODEF(JJ);
CUSTO2(JJ).. CUSTODEF(JJ) =E= custodeficit * DEFICIT(JJ);
CUSTO3(JJ).. CUSTOTERMOPORMW(JJ) =E= ct0 + ct1*ET(JJ)*mult +
ct2*ET(JJ)*ET(JJ)*mult*mult;
CUSTO4(JJ).. CUSTOTERMO(JJ) =E= CUSTOTERMOPORMW(JJ)*ET(JJ);
CUSTO5.. Z =E= SUM(JJ, CUSTOTOTAL(JJ));

E1(JJ).. EH(JJ) =E= QTUR(JJ)*PRT(JJ);
E2(JJ).. PRT(JJ) =E= produtesp*HL(JJ);
E3(JJ).. HL(JJ) =E= HB(JJ)*(100 - perda)/100;
E4(JJ).. HB(JJ) =E= NRMED_S(JJ) - NRMED_I(JJ);
E5(JJ).. NRMED_S(JJ) =E= (NRINI_S(JJ) + NRFIN_S(JJ))/2;
E6(JJ).. NRMED_I(JJ) =E= (NRINI_I(JJ) + NRFIN_I(JJ))/2;
E7(JJ).. EB(JJ) =E= QREV(JJ)*HB(JJ)*produtesp/efciclo;

* Polinomios cota x volume (JJ) *

E8(JJ).. NRINI_S(JJ) =E= cvs0 + cvs1*VINI_S(JJ) + cvs2*(VINI_S(JJ)**2) +
cvs3*(VINI_S(JJ)**3)+ cvs4*(VINI_S(JJ)**4);
E9(JJ).. NRFIN_S(JJ) =E= cvs0 + cvs1*VFIN_S(JJ) + cvs2*(VFIN_S(JJ)**2) +
cvs3*(VFIN_S(JJ)**3)+ cvs4*(VFIN_S(JJ)**4);

E10(JJ).. NRINI_I(JJ) =E= cvi0 + cvi1*VINI_I(JJ) + cvi2*(VINI_I(JJ)**2) +
cvi3*(VINI_I(JJ)**3)+ cvi4*(VINI_I(JJ)**4);
E11(JJ).. NRFIN_I(JJ) =E= cvi0 + cvi1*VFIN_I(JJ) + cvi2*(VFIN_I(JJ)**2) +
cvi3*(VFIN_I(JJ)**3)+ cvi4*(VFIN_I(JJ)**4);

* Balanço hidrico (JJ)*

E12(JJ).. VFIN_S(JJ) =E= VINI_S(JJ) + ((QAFL(JJ) - QDEF(JJ))*60*60/1000000);
E13(JJ).. QDEF(JJ) =E= QTUR(JJ) + QVER_S(JJ) - QREV(JJ);

E14(JJ).. VFIN_I(JJ) =E= VINI_I(JJ) + ((QTUR(JJ)+QVER_S(JJ)-QREV(JJ)-
QVER_I(JJ))*60*60/1000000);

* Restrições (JJ)*

E15(JJ).. QTUR(JJ) =L= qturbmax;
E16(JJ).. QVER_S(JJ) =L= qvermax;
E17(JJ).. QVER_I(JJ) =L= qvermax;
E18(JJ).. QREV(JJ) =L= qrevmax;
E19(JJ).. QREV(JJ) * QTUR(JJ) =E= 0;
E20(JJ).. VFIN_S(JJ) =G= volumeminimo_S;
E21(JJ).. VFIN_S(JJ) =L= volumemaximo_S;
E22(JJ).. VFIN_S('24') =G= volumefinal_S;
E23(JJ).. VFIN_I(JJ) =G= volumeminimo_I;
E24(JJ).. VFIN_I(JJ) =L= volumemaximo_I;
E25(JJ).. VFIN_I('24') =G= volumefinal_I;
E26(JJ).. ET(JJ) =L= termmax;
E27(JJ).. SOLAR(JJ) + EOLICA(JJ) + ET(JJ) =G= EB(JJ);
E28(JJ).. EOLICA(JJ) + SOLAR(JJ) + ET(JJ) + EH(JJ) + DEFICIT(JJ) =E=
DEMANDA(JJ) + EB(JJ);
```

```

E29.. VINI_S('1') =E= volumeinicial_S;
E30.. VINI_S('2') =E= VFIN_S('1');
E31.. VINI_S('3') =E= VFIN_S('2');
E32.. VINI_S('4') =E= VFIN_S('3');
E33.. VINI_S('5') =E= VFIN_S('4');
E34.. VINI_S('6') =E= VFIN_S('5');
E35.. VINI_S('7') =E= VFIN_S('6');
E36.. VINI_S('8') =E= VFIN_S('7');
E37.. VINI_S('9') =E= VFIN_S('8');
E38.. VINI_S('10') =E= VFIN_S('9');
E39.. VINI_S('11') =E= VFIN_S('10');
E40.. VINI_S('12') =E= VFIN_S('11');
E41.. VINI_S('13') =E= VFIN_S('12');
E42.. VINI_S('14') =E= VFIN_S('13');
E43.. VINI_S('15') =E= VFIN_S('14');
E44.. VINI_S('16') =E= VFIN_S('15');
E45.. VINI_S('17') =E= VFIN_S('16');
E46.. VINI_S('18') =E= VFIN_S('17');
E47.. VINI_S('19') =E= VFIN_S('18');
E48.. VINI_S('20') =E= VFIN_S('19');
E49.. VINI_S('21') =E= VFIN_S('20');
E50.. VINI_S('22') =E= VFIN_S('21');
E51.. VINI_S('23') =E= VFIN_S('22');
E52.. VINI_S('24') =E= VFIN_S('23');

```

Se estende por 8760
linhas

```

E53.. VINI_I('1') =E= volumeinicial_I;
E54.. VINI_I('2') =E= VFIN_I('1');
E55.. VINI_I('3') =E= VFIN_I('2');
E56.. VINI_I('4') =E= VFIN_I('3');
E57.. VINI_I('5') =E= VFIN_I('4');
E58.. VINI_I('6') =E= VFIN_I('5');
E59.. VINI_I('7') =E= VFIN_I('6');
E60.. VINI_I('8') =E= VFIN_I('7');
E61.. VINI_I('9') =E= VFIN_I('8');
E62.. VINI_I('10') =E= VFIN_I('9');
E63.. VINI_I('11') =E= VFIN_I('10');
E64.. VINI_I('12') =E= VFIN_I('11');
E65.. VINI_I('13') =E= VFIN_I('12');
E66.. VINI_I('14') =E= VFIN_I('13');
E67.. VINI_I('15') =E= VFIN_I('14');
E68.. VINI_I('16') =E= VFIN_I('15');
E69.. VINI_I('17') =E= VFIN_I('16');
E70.. VINI_I('18') =E= VFIN_I('17');
E71.. VINI_I('19') =E= VFIN_I('18');
E72.. VINI_I('20') =E= VFIN_I('19');
E73.. VINI_I('21') =E= VFIN_I('20');
E74.. VINI_I('22') =E= VFIN_I('21');
E75.. VINI_I('23') =E= VFIN_I('22');
E76.. VINI_I('24') =E= VFIN_I('23');

```

Se estende por 8760
linhas

```

MODEL Hidrorev /ALL/;
OPTION NLP = conopt;
OPTION LIMROW = 0;
OPTION LIMCOL = 0;
OPTION SOLPRINT = ON;
OPTION RESLIM = 345600;
OPTION ITERLIM = 1000000000;

SOLVE Hidrorev USING NLP MINIMIZING Z;

```

```
DISPLAY QTUR.L, QREV.L, ET.L, Z.L, EH.L, DEMANDA, DEFICIT.L;
```

```
file temph /C:\Users\ghdl\OneDrive\Documentos\gamssdir\projdir\Hidrorev.dat/;
put temph;
loop(JJ, put (VINI_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (VFIN_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (VINI_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (VFIN_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (QTUR.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (QREV.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (QVER_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (QVER_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRINI_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRFIN_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRMED_S.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRINI_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRFIN_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (NRMED_I.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (HB.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (HL.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (EH.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (EB.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (SOLAR(JJ)) /)
loop(JJ, put (ET.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (EOLICA(JJ)) /)
loop(JJ, put (DEMANDA(JJ)) /)
loop(JJ, put (DEFICIT.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CUSTOTERMOPORMW.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CUSTOTERMO.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CUSTODEF.L(JJ)) /)
loop(JJ, put (CUSTOTOTAL.L(JJ)) /)
putclose temph;
```