

# Introdução às Metodologias e Modelos Computacionais para o Planejamento da Expansão e da Operação Energética no Brasil

**Prof. Albert Melo**  
**Depto. Estatística**

31 de outubro de 2024, 15h30 – 17h00 Sala  
RAV62, 6º andar, Bloco F

**Projeto de Extensão**

Transição energética: vantagens e desafios técnicos das energias renováveis para o equilíbrio entre custos, segurança e mudanças climáticas



**Departamento de  
Estatística**

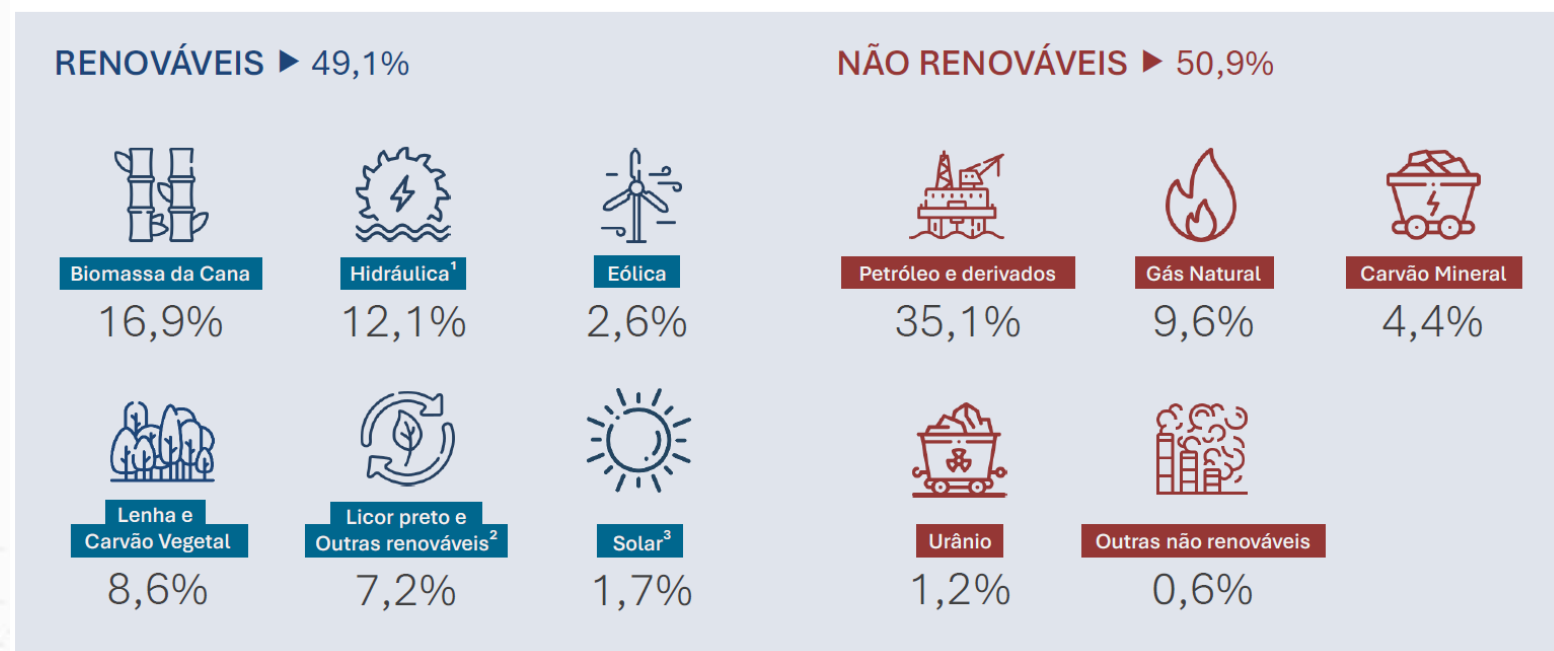


**ELE**  
**Depto. de Eng. Elétrica**



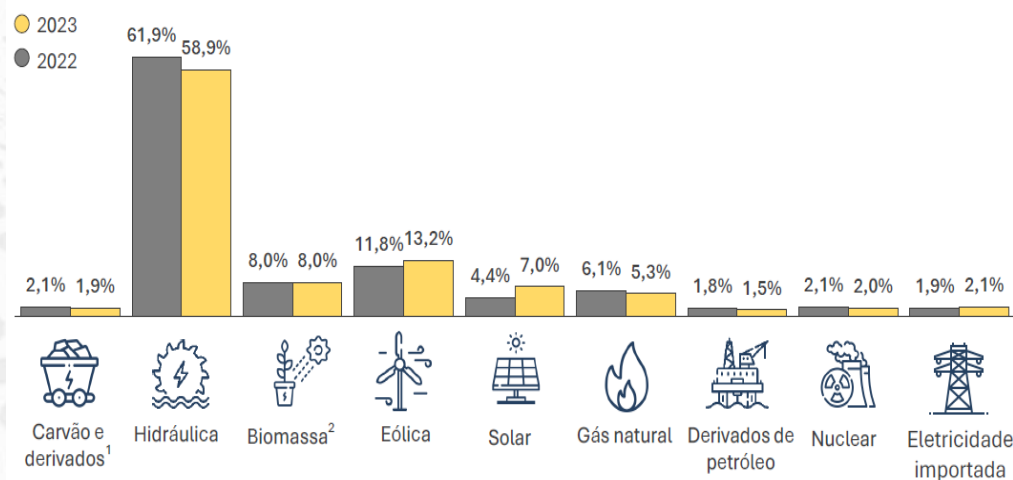
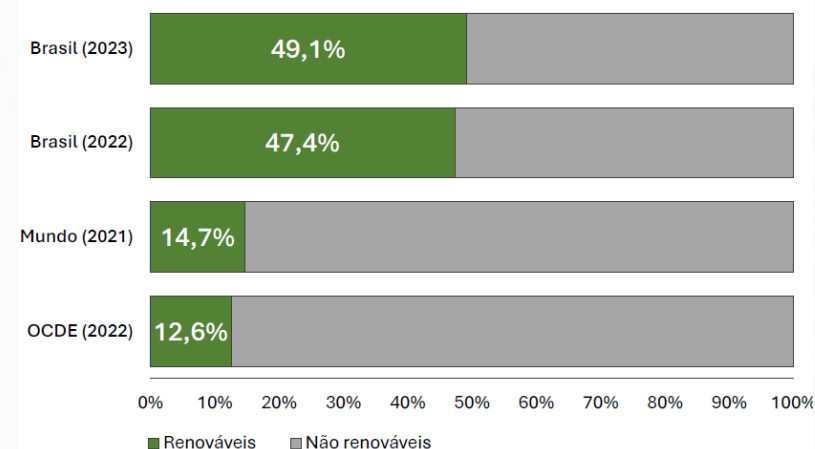
# Matrizes Energética e Elétrica Brasileiras

Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2023



Participação das renováveis na OIE

Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE) e EPE para o Brasil. Elaboração: EPE



2023 (TWh)

Oferta Total: 723,2

Oferta Hidráulica: 441,1

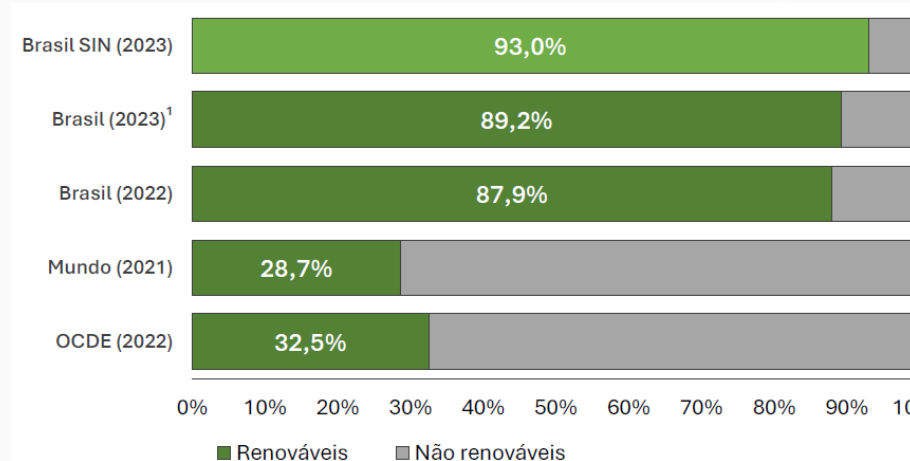
2022 (TWh)

Oferta Total: 690,1

Oferta Hidráulica: 440,0

↑ Aumento de 4,8%  
da Oferta Total

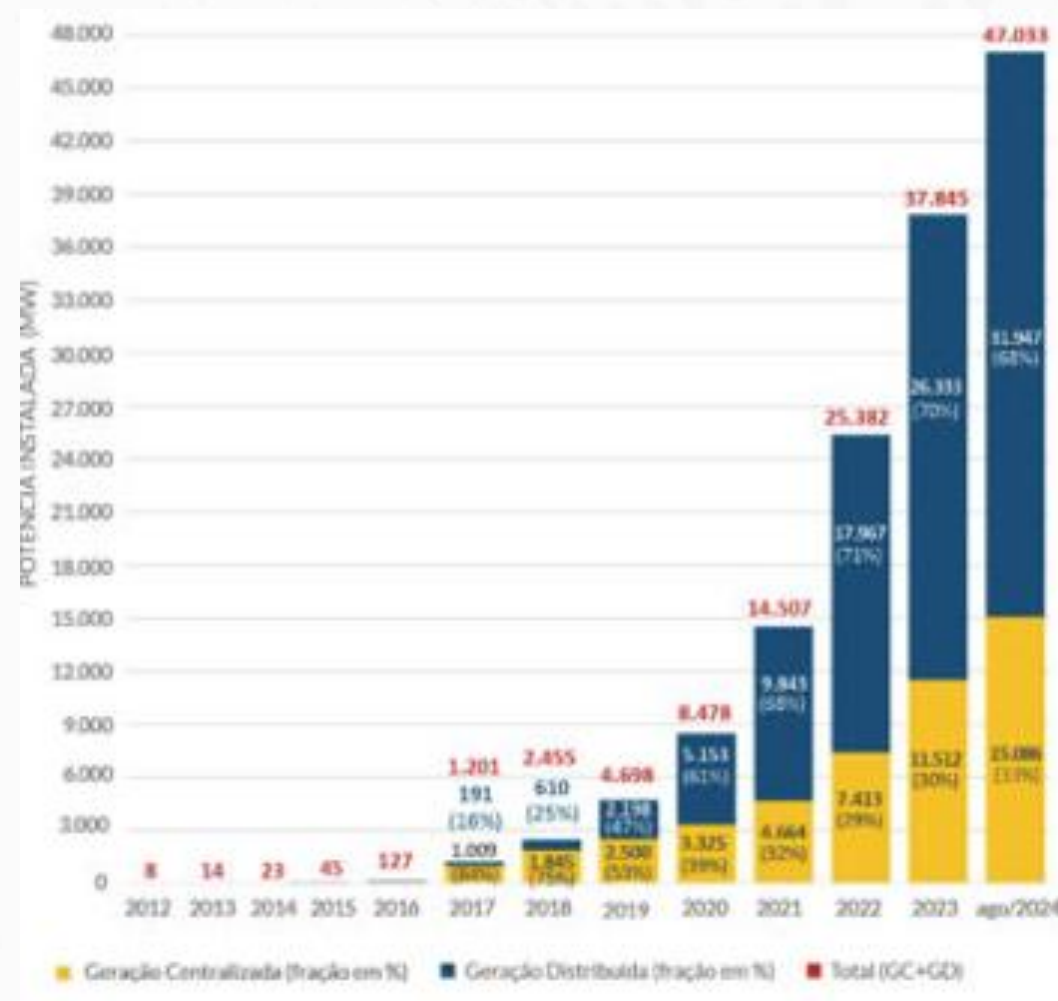
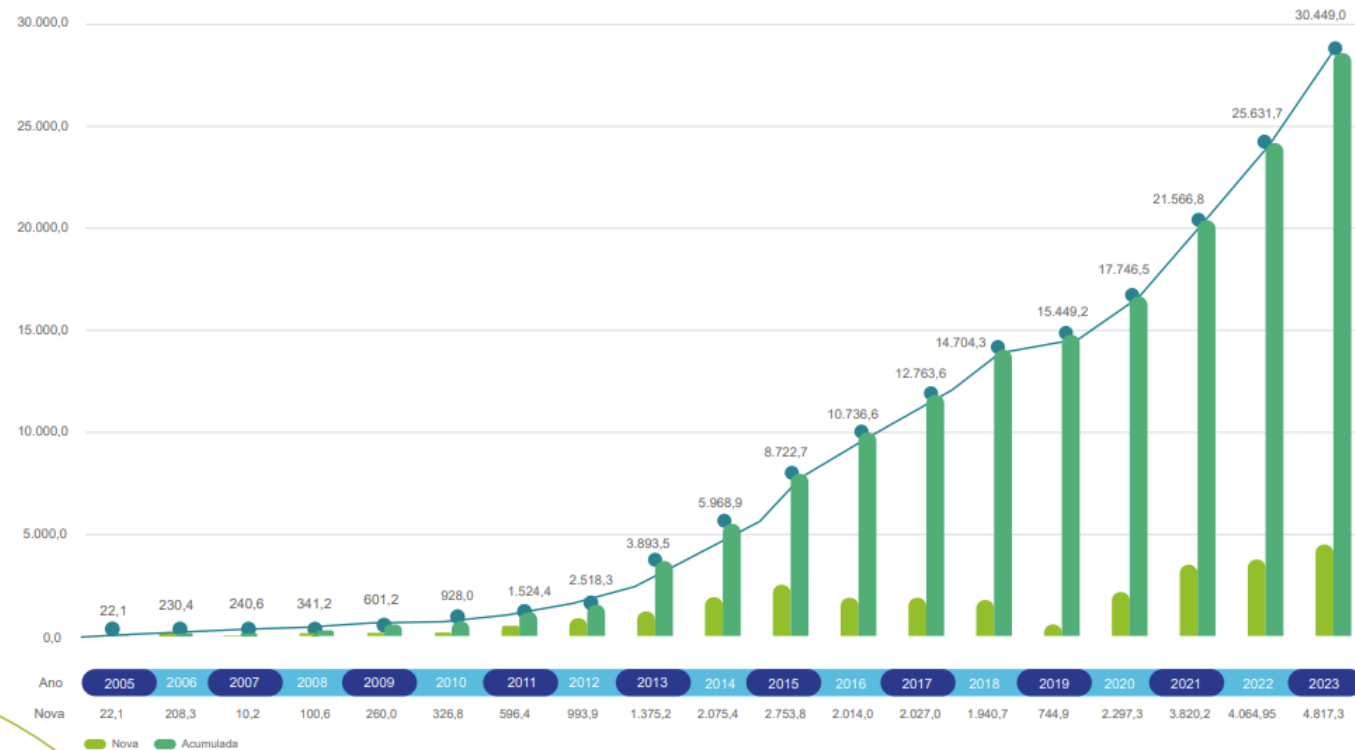
↑ Aumento de 0,2%  
da Oferta hidráulica



Fonte: EPE, IEA

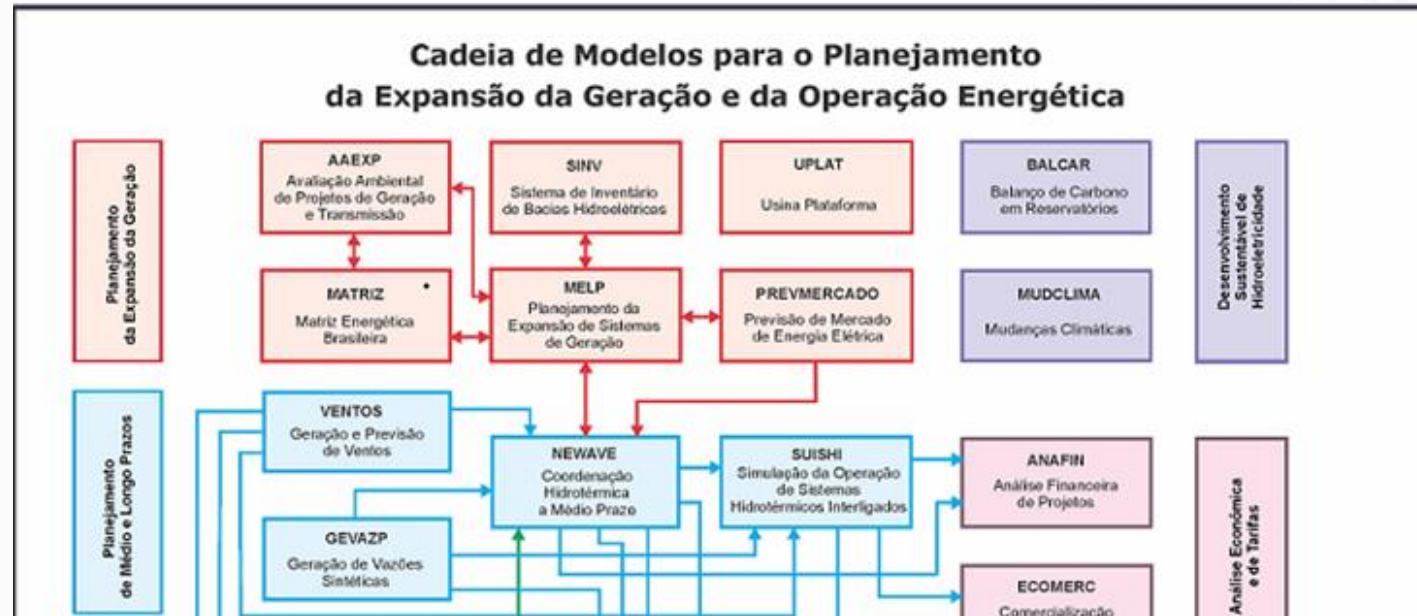
# Expansão Acelerada de Eólica e Solar

Evolução da Capacidade Instalada (MW)



Fonte: Abeeólica e Absolar

# Cadeia de Modelos de Otimização e Simulação do CEPEL para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação do Sistema Brasileiro



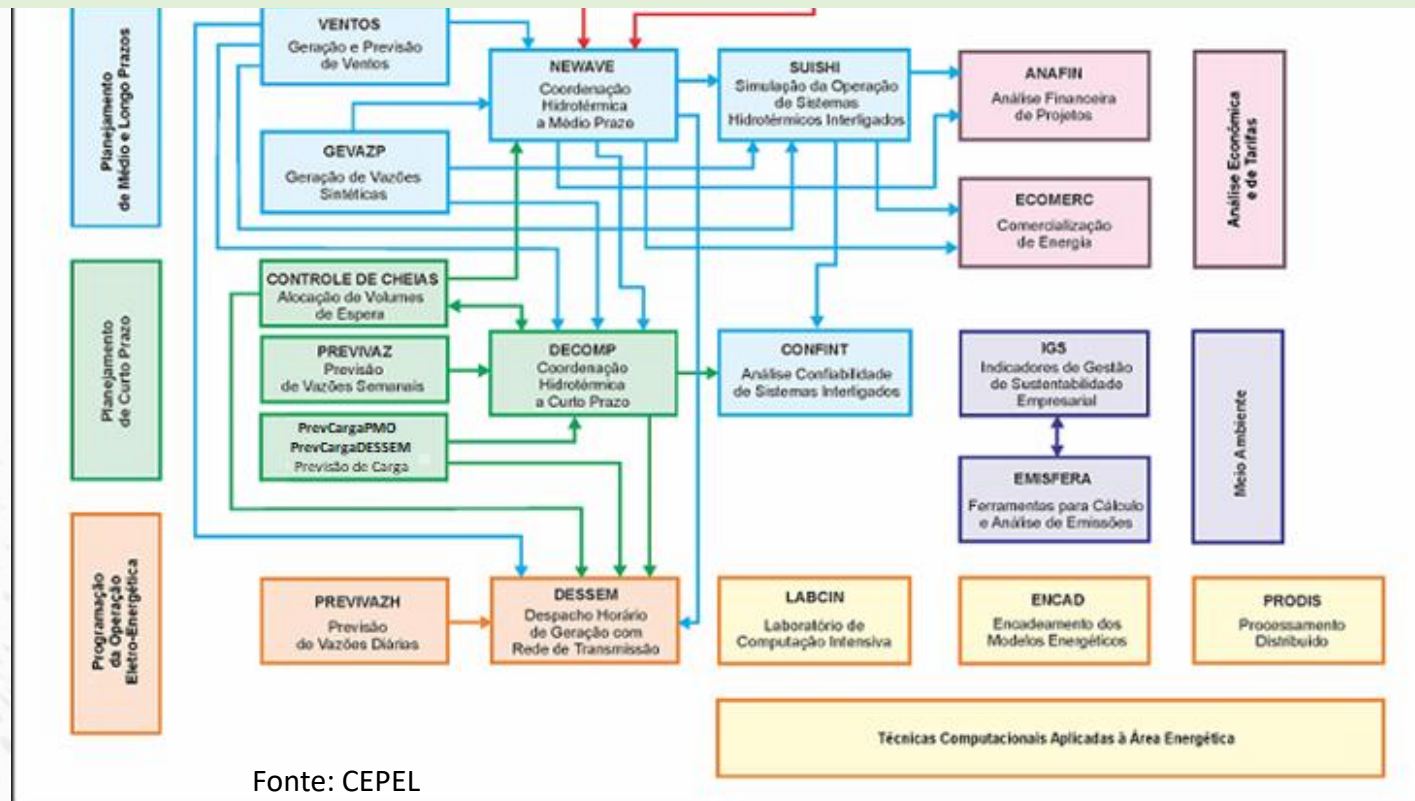
## Planejamento da Expansão

- ❑ **Determinar uma estratégia de expansão e/ou um cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto ao longo do horizonte de planejamento**
  - unidades geradoras (hidro, térmica, eólica, etc.)
  - interligações
- ❑ **que minimize**
  - custo de investimento
  - valor esperado do custo de operação
- ❑ **considerando requisitos de segurança e aspectos socioambientais e de mudanças do clima**

# Cadeia de Modelos de Otimização e Simulação do CEPEL para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação do Sistema Brasileiro

## Planejamento da Operação e Formação do PLD

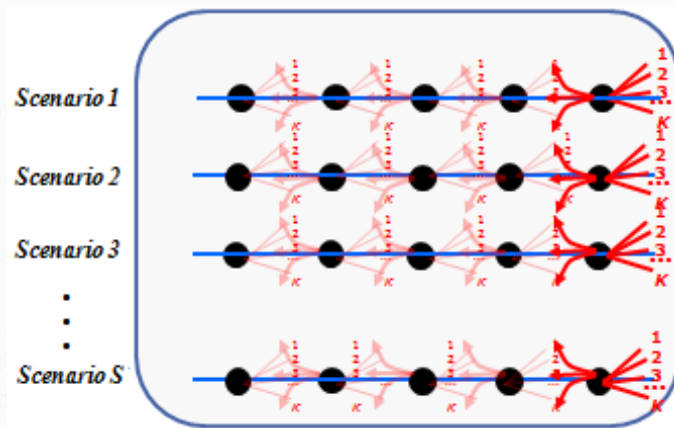
- ❑ **Determina, para cada estágio de tempo, uma estratégia de operação para unidades geradoras (hidro, térmica, eólica, etc.)**
  - despachos de geração (hidro, térmico, eólico etc)
  - fluxos nos intercâmbios
- ❑ **que minimiza**
  - valor esperado do custo de operação
- ❑ **considerando também medidas de aversão ao risco (CVaR)**





# Despacho e Formação do Preço (PMO/PLD)

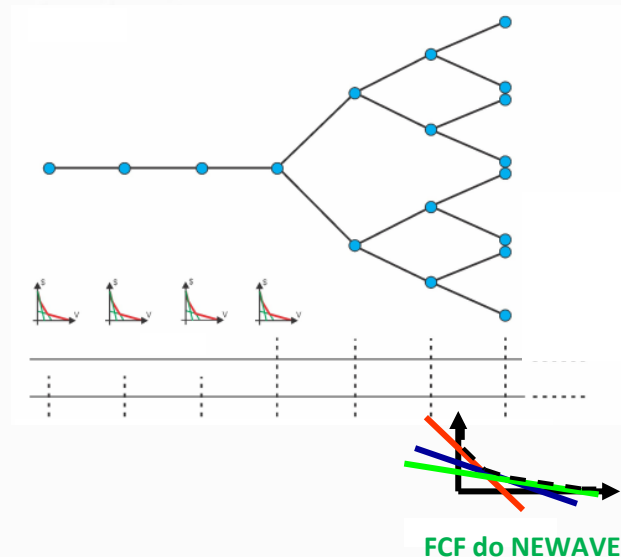
## NEWAVE



- ✓ Cálculo da *política de operação* (valoração da água no tempo)
- ✓ Estratégia de solução: PDDE

MODELO ESTRATÉGICO  
(DE LONGO-PRAZO)

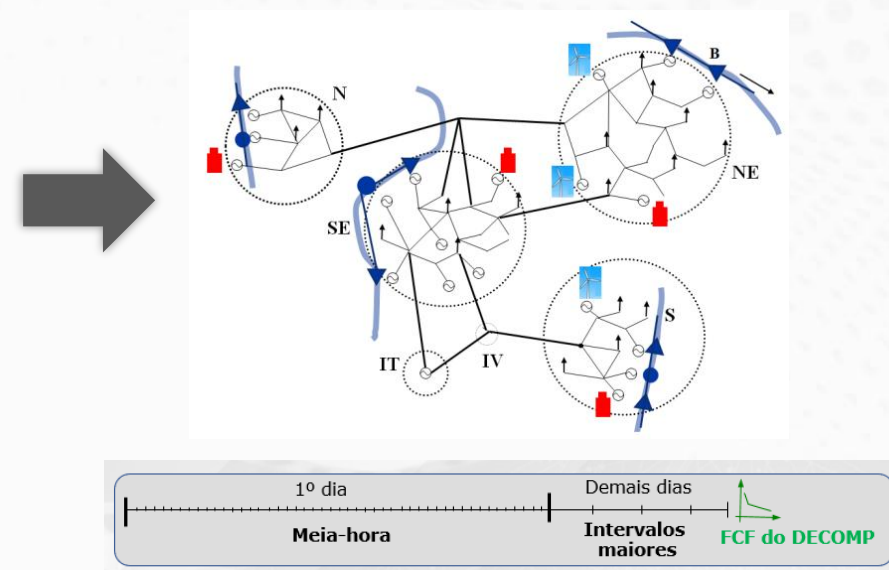
## DECOMP



- ✓ Refinamento da política de operação, com informações de *curto prazo*
- ✓ Estratégia de solução: PDD

MODELOS OPERACIONAIS  
(DE CURTO-PRAZO)

## DESSEM



- ✓ Cálculo do *despacho semi-horário* e do *preço horário*
- ✓ Estratégia de solução: MILP

[Maceira et al., 2008, 2015, 2016, 2018, 2020, 2022, 2023]

## Problema Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos

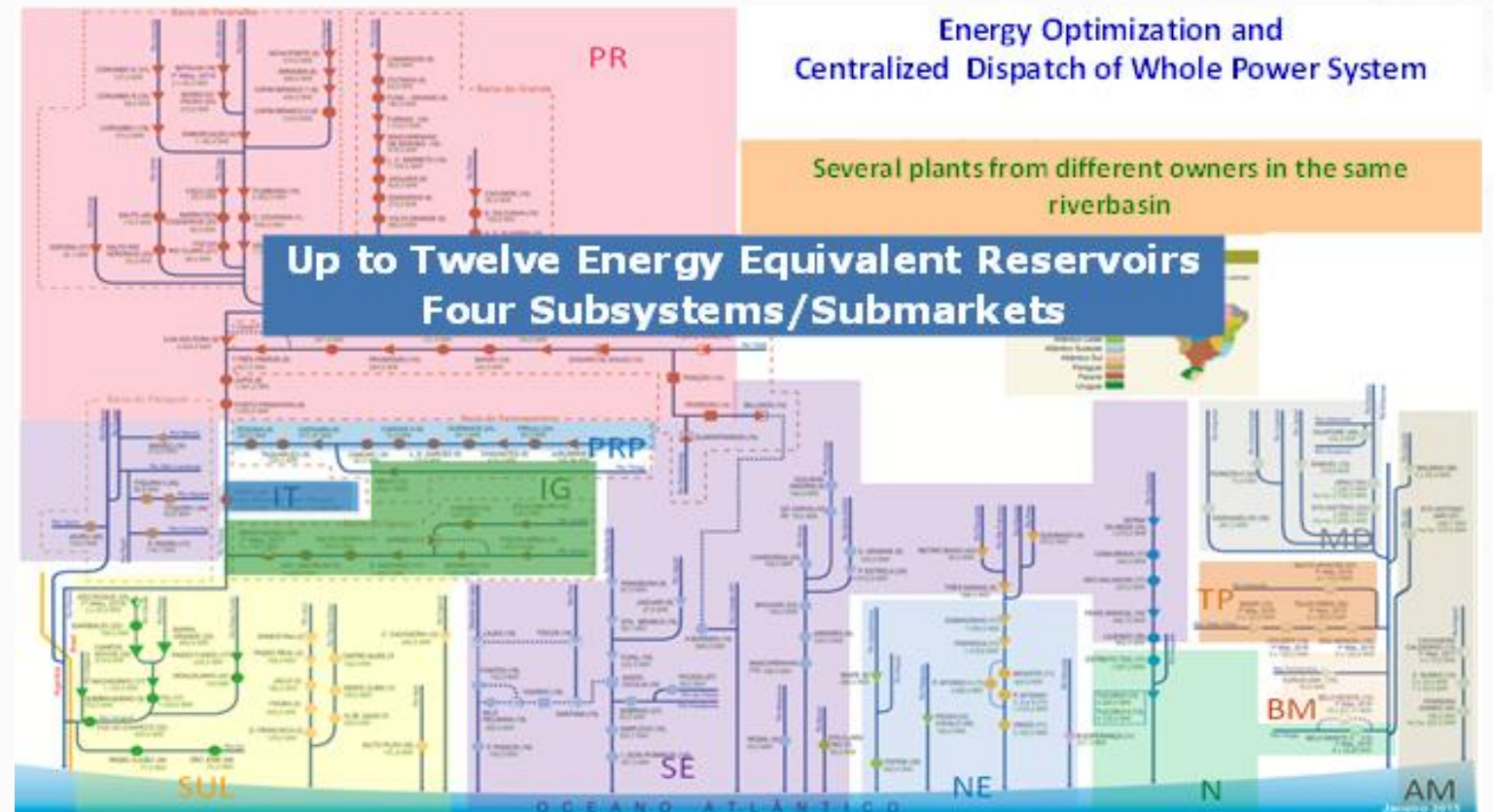
## • Objetivo

- Definir a alocação ótima de recursos de geração (hídricos, térmicos, eólicos etc.) para cada mês minimizando o valor esperado do custo total de operação (custos de geração térmica mais penalidades nas falhas de suprimento de carga) levando em consideração medidas de aversão a risco (CVaR ou SAR)

- Usinas individualizadas/REEs conectados hidraulicamente
- Restrições hidráulicas diversas
- Restrições de intercâmbio
- Perdas nos grandes troncos de interligação

## CVaR: [Maceira et al., 2015]

**SAR: [Diniz, Maceira et al., 2019]**



# **NEWAVE – Marcos Iniciais**

**1991 – Criação da PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica**

**1993 – Extensão da PDEE para considerar correlação temporal das afluências**

**1993 – Início do Projeto NEWAVE**

**1998 – Primeiro uso oficial do NEWAVE – Contratos Iniciais RE-SEB**

**2000 – Início do uso oficial pelo ONS para despacho e ASMAE (atual CCEE) para PLD**

**2000 – Início do uso oficial para o PDEE**

**2004 – Início do uso oficial pela EPE**

**...**

**2020 – Arcabouço metodológico para representação das incertezas na geração eólica**

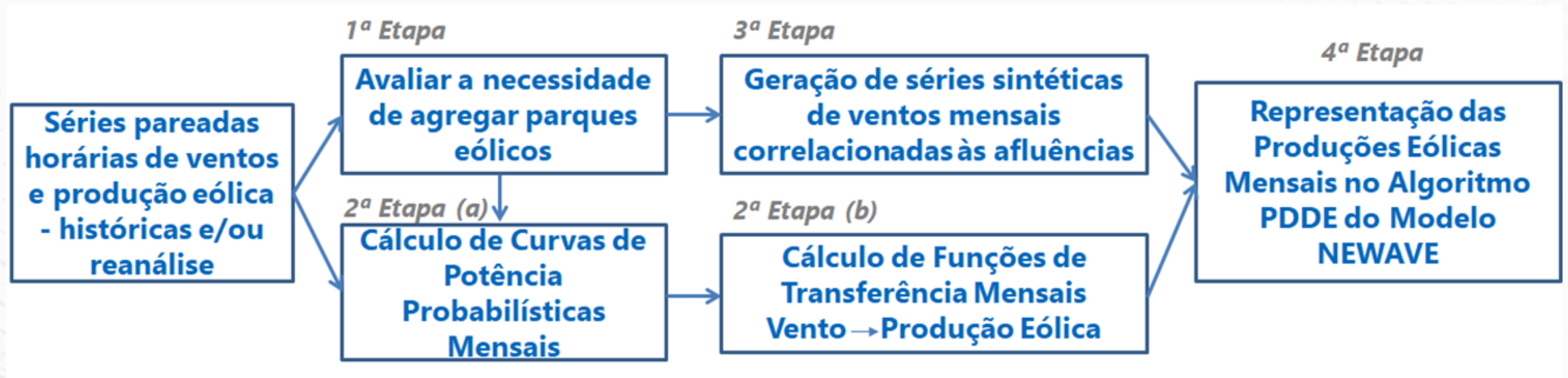
**2023 – Consolidação da metodologia para representação das incertezas na geração eólica**

**2024 – Testes de validação com a modelagem híbrida**



## Problema Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos

### • Representação das incertezas da fonte eólica no modelo NEWAVE

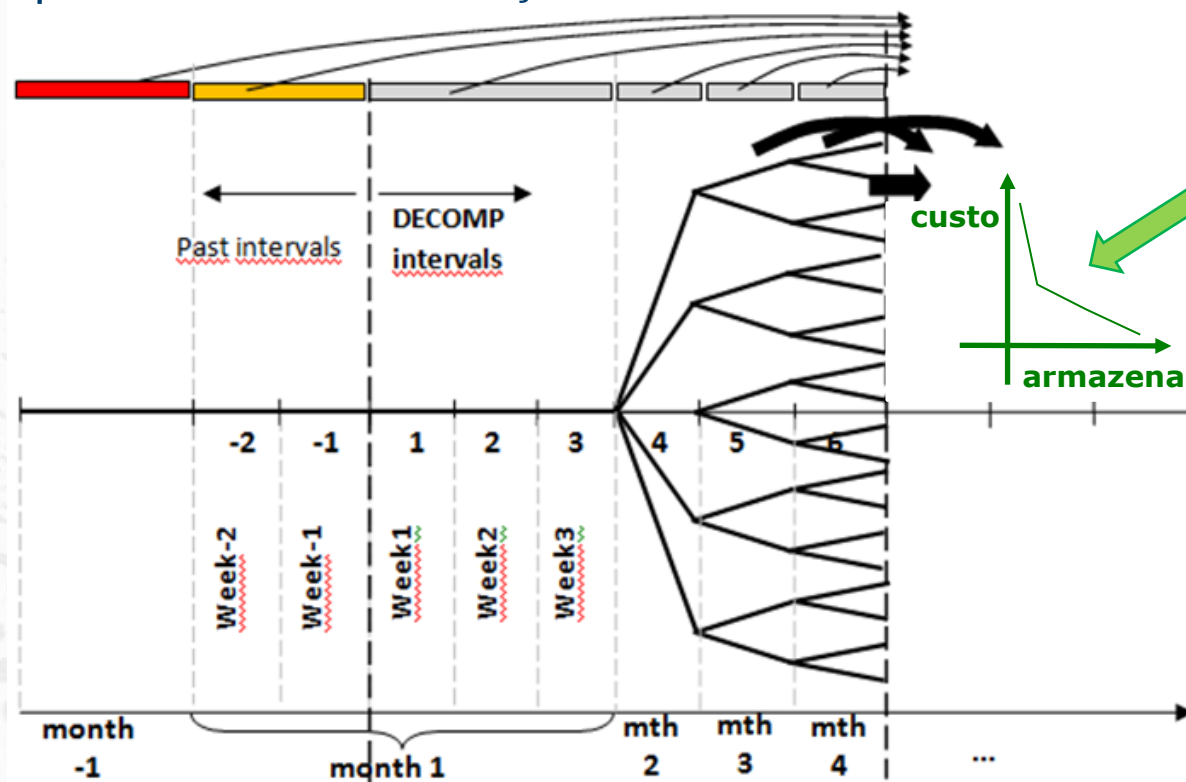


# Modelo DECOMP

[Diniz, Costa, Maceira et al., 2018]

## Problema Planejamento da Operação de Curto Prazo

- Discretização semanal para o primeiro mês
- Discretização mensal a partir do 2º mês, com árvore de cenários para vazão afluentes
- UHEs individualizadas
- Patamares de carga em cada período
- Acoplamento com a função de custo futuro do NEWAVE (FCF)



FCF fornecida pelo Modelo NEWAVE

- ➡ Armazenamos finais nos reservatórios
- ↪ Geração usinas GNL para além do horizonte do DECOMP
- ▬ Vazões ao longo do horizonte de estudo
- ▬ Vazões verificadas no 1º mês
- ▬ Vazões verificadas em meses passados

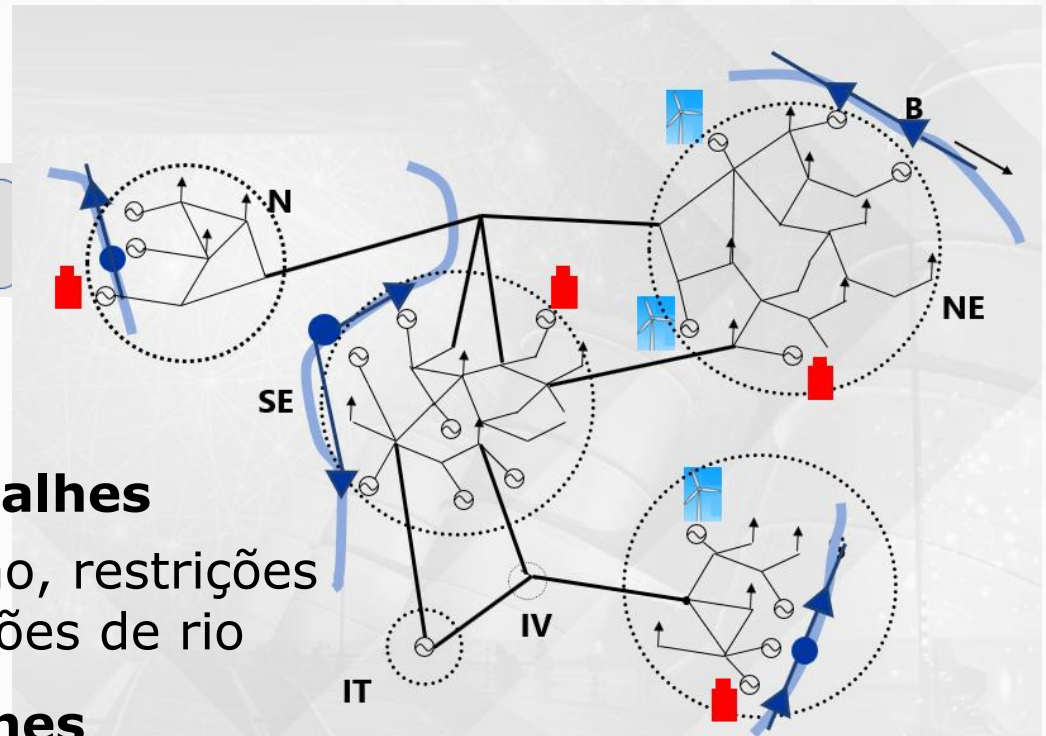
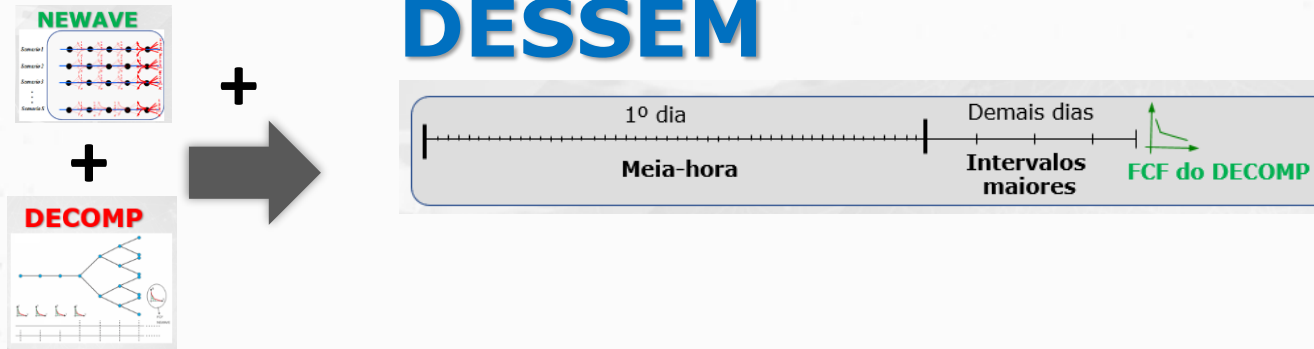
Programação Dinâmica Dual – PDD

Fonte: Adaptado de CEPEL

# Modelo **DESSEM**

## Programação Diária da Operação e Preço Horário

[Maceira, Terry, Diniz, et al, 2000]  
[Santos, Diniz, Saboia et al., 2021]



- **Representação do parque hidráulico em detalhes**
  - ✓ tempo de viagem da água, função de produção, restrições operativas diversas, operação de canais e seções de rio
- **Representação do parque térmico em detalhes**
  - ✓ restrições de unit commitment térmico e usinas a ciclo combinado
- **Modelagem detalhada da rede elétrica**
  - ✓ Fluxo de potência DC, limites de fluxo, restrições de segurança

**Programação  
Inteira Mista  
(MILP)**

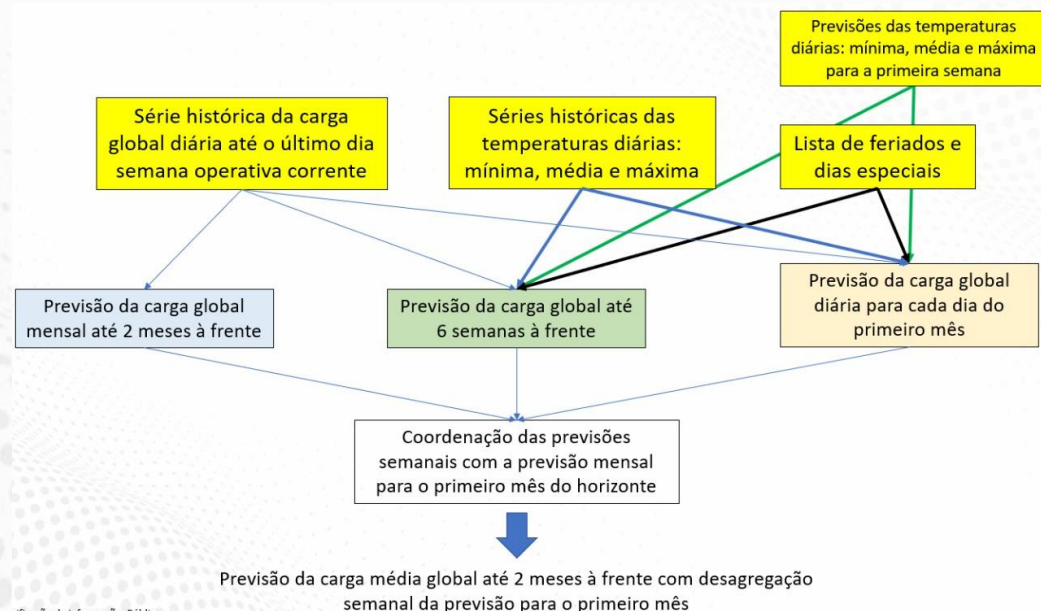
**Despacho do sistema de 1/2 em 1/2 hora, por unidade geradora (ONS)  
Preço de energia (PLD) horário (CCEE)**

# Previsão de Carga

## PrevCargaPMO [Pessanha et al., 2018]

### Previsão de Carga para o PMO

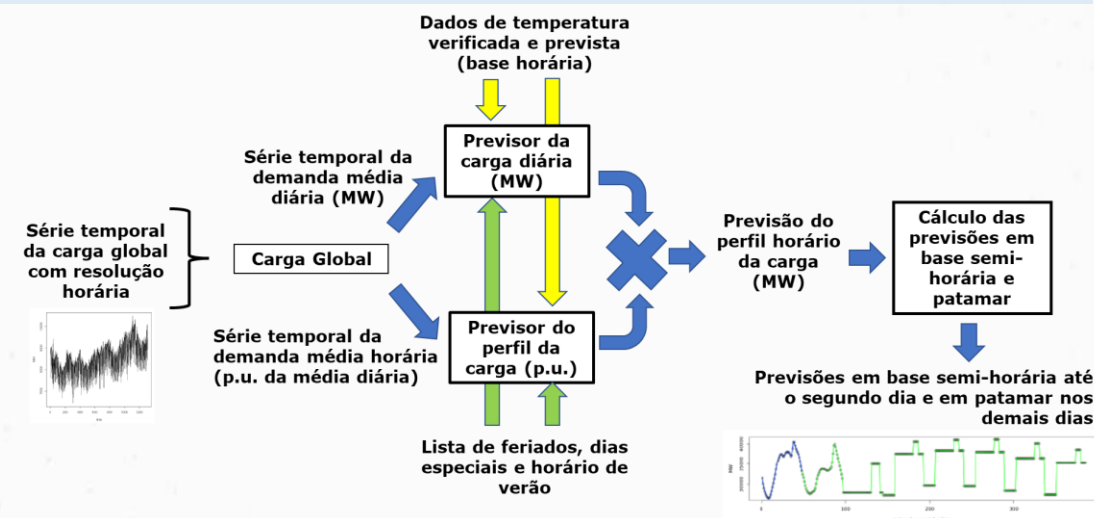
- Previsão de carga **até 2 meses à frente**
- Previsões com **resolução semanal e mensal**
- A previsão para a **primeira semana depende** da previsão de **temperatura**



## PrevCargaDESSEM

### Previsão de Carga para o DESSEM

- Pacote R desenvolvido pelo Cepel e ONS
- Previsão de carga para a programação diária da operação
- Previsão **até 8 dias à frente** com **resolução semi-horária e patamares de carga**
- **14 modelos** de previsão de carga

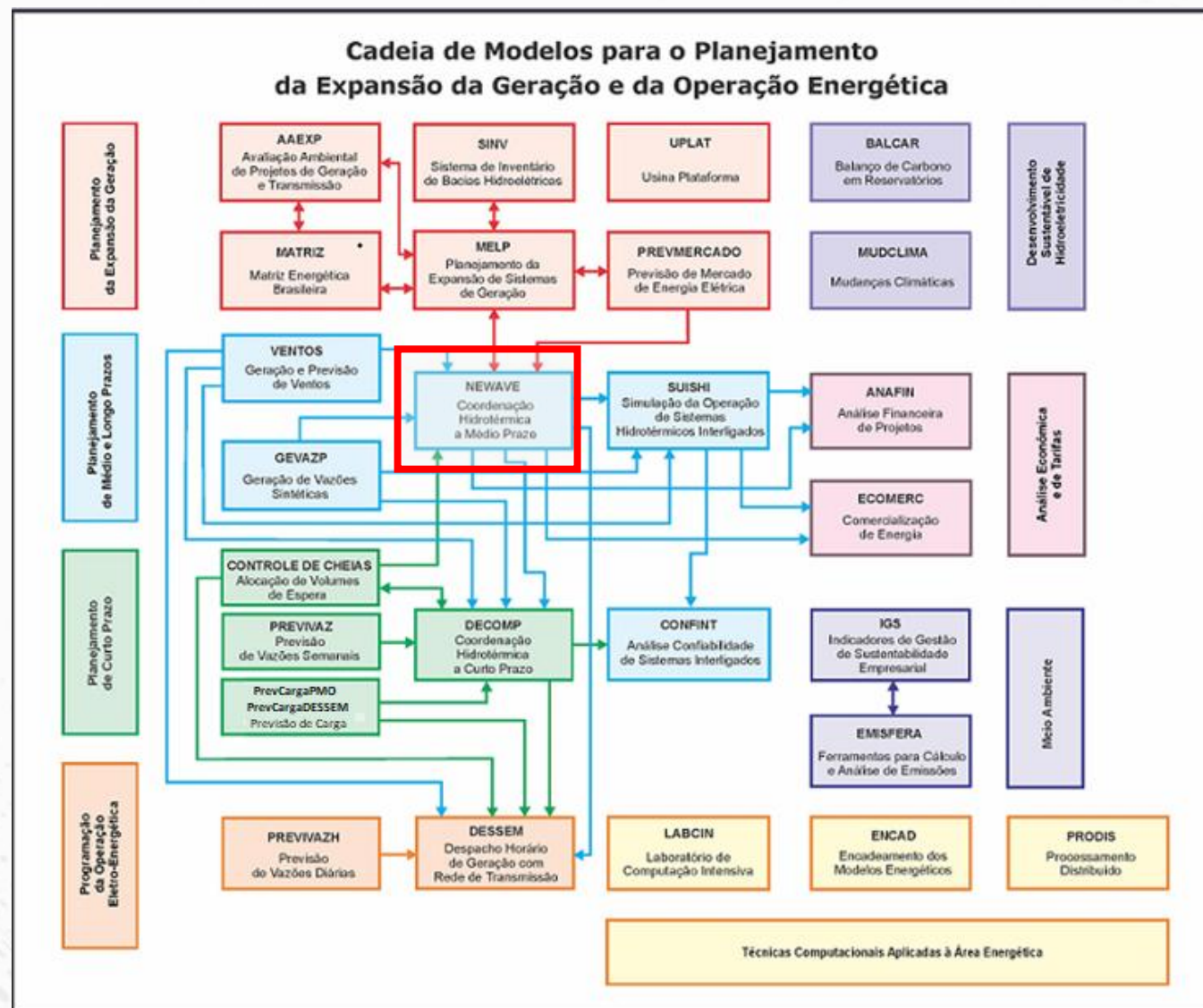


Fonte: Adaptado de CEPEL



# Aplicações do Modelo NEWAVE

- Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)
- Programa Mensal de Operação (PMO)
- Plano da Operação Energética (PEN)
- Comercialização – Cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)



- Definição e cálculo da Garantia Física e da Energia Assegurada de Empreendimentos de Geração
- Elaboração de diretrizes para os Leilões de Energia
- Avaliação das condições de suprimento / risco de racionamento
- Definição de estratégias corporativas de empresas e agentes

# Aplicações do Modelo NEWAVE

## Suporte à decisão de racionar ou não energia elétrica em 2014 e 2015

[Maceira, Melo, Zimmermann, 2016]

19th Power Systems Computation Conference - PSCC, Genoa, Italy, June 2016

### Application of Stochastic Programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System

M.E.P. Maceira A.C.G. Melo  
CEPEL - Electric Energy Research Center  
UERJ - State University of Rio de Janeiro  
Rio de Janeiro, Brazil  
[elvira@cepel.br](mailto:elvira@cepel.br) [albert@cepel.br](mailto:albert@cepel.br)

M.P. Zimmermann  
ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas S.A.  
Florianópolis, Brazil  
[marcio.z@eletrosul.com.br](mailto:marcio.z@eletrosul.com.br)

**Abstract**— During 2014 and 2015, the Brazilian hydrothermal interconnected system faced critical hydrological conditions, such as extremely low multivariate inflow values on February 2014 and January 2015. Therefore, an issue that arose in early 2014 was whether the Brazilian government would have to implement or not an energy rationing. In this sense, this paper summarizes a proposed approach to technically support this decision, based on dual stochastic dynamic programming, multivariate inflows scenarios generation and probabilistic analyses, and that utilized the chain of optimization models developed by CEPEL and real configurations of the Brazilian large scale interconnected hydrothermal system. These studies, inserted in a very comprehensive and detailed technical analyses carried out by the Brazilian Monitoring Committee of the Electrical Sector, led to the decision of not implementing an energy rationing in 2014, and to continue to closely monitoring the electric power system performance.

**Index Terms**—Hydrothermal Systems, Probabilistic Analysis, Stochastic Programming, Decision Making under Uncertainty, Large Scale Systems.

#### I. INTRODUCTION

The Brazilian generating system presents a high share of renewable energy sources, which includes hydropower, biomass, wind power, and more recently, solar PV, accounting for more than 80% of country's electricity consumption. It is hydro dominated and characterized by large reservoirs presenting multi-year regulation capability, arranged in complex cascades over several river basins [1]. For dispatch and spot price purposes, the Brazilian interconnected generating system is divided in four main regions [2]. In recent years, the observed hydrological sequence into these

regions has been very low, characterizing a dry period. For example, in February 2014, the energy inflows into the hydropower reservoirs of the Southeast and Northeast regions, which accounts for almost 85% of the country's storage capability, were the lowest since 1931, when we have started to record. In turn, January 2015, the energy inflows into the Southeast, Northeast and North regions together were again the lowest since 1931.

Due to the critical hydrological conditions, an issue that arose in early 2014 was whether the generation system would be able to meet the country's energy demand throughout this year, or whether the Brazilian government would have to implement an energy rationing. This dilemma is extremely complex. If there is a real need to implement rationing, and the decision is postponed, most likely the amount of energy to be cut in the future will be higher. On the other hand, if an energy rationing is implemented when it is not necessary, this decision could lead the country to bankrupt because of the associated enormous economic and social impacts.

The objectives of this paper are the following:

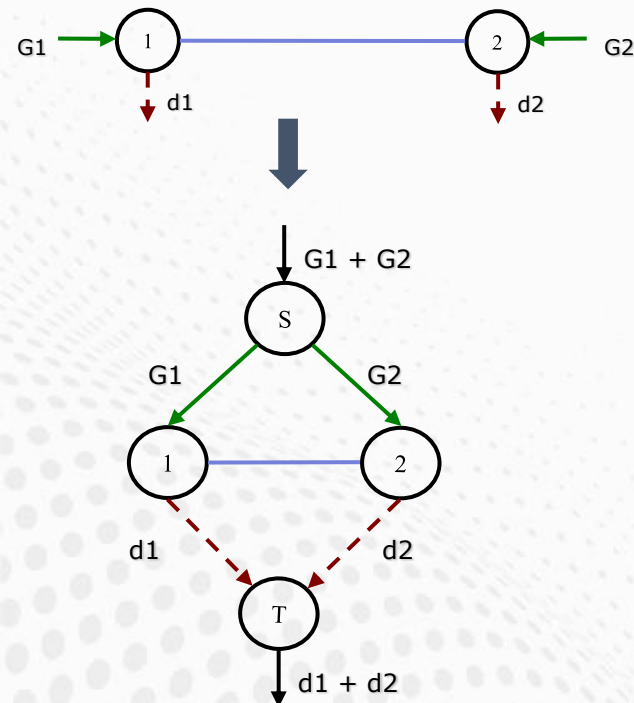
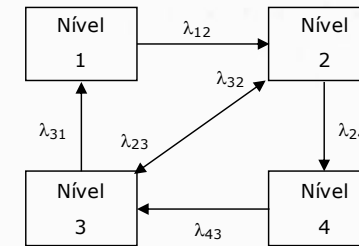
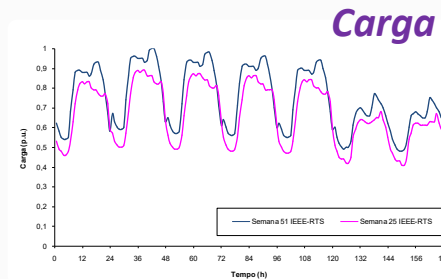
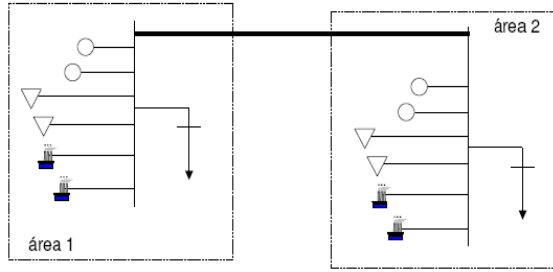
- (i) present the main features of the proposed approach to solve a real world decision under uncertainty problem, i.e. to assess whether energy (electricity) rationing should be implemented. The proposed approach is based on stochastic dual dynamic programming [3,4,7], multivariate inflows scenarios generation [5,6] and probabilistic analyses;
- (ii) discuss how appropriate are the methodologies to estimate the energy deficit probability when this index is intended for real decision-making, in our case, implement or not an energy rationing. In this sense, it is highlighted the importance of enhancing traditional SDDP algorithms with the



# Novo critério geral de garantia de suprimento - Modelo CONFINT

Os componentes do sistema são modelados por modelos de Markov

- Unidades geradoras, interligações e carga



O sistema é representado por um modelo de fluxo linear em redes

- Análise de adequação dos estados do sistemas é realizada por meio do *Teorema do Fluxo Máximo – Corte Mínimo*

Os índices de confiabilidade são calculados por *um método analítico (Integração Direta)* ou por *simulação estocástica (simulação Monte Carlo)*

# Referências Seleccionadas

- M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, J.F.M. Pessanha. *Comparing the Performance of Three-Parameter Weibull and Lognormal Distributions in the Generation of Energy Inflows Synthetic Scenarios*. In: 18th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2024, 2024, Auckland, New Zealand, June 20204.
- J.F.M. Pessanha, A.C.G. Melo, M.E.P. Maceira. *Modelling Wind Power Generation in Probabilistic Power Systems Analysis: A Case Study with Non-Gaussian Correlated Random Variables*. In: 18th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2024, Auckland, New Zealand, June 20204.
- A. Helseth, A.C.G. Melo, Q.M. Ploussard, B. Mo, M. E. P. Maceira, A. Botterud, N. Voisin, HELSETH, A., MELO, A.C.G., PLOUSSARD, Q.M., MO, B., MACEIRA, M.E.P., BOTTERUD, A., VOISIN, A., N. *Hydropower Scheduling Toolchains: Comparing Experiences in Brazil, Norway, and USA and Implications for Synergistic Research*, Journal of Water Resources Planning and Management, Vol. 149, Issue 7, July 2023.
- A. Helseth, A.C.G. Melo, "Scheduling Toolchains in Hydro-Dominated Systems - Evolution, Current Status and Future Challenges for Norway and Brazil", SINTEF Energy Research, Report 2020:00757, ISBN 978-82-14-06578-7, August 2020.
- M. E. P. Maceira, "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos, Rel. Técnico CEPEL 237/93," CEPEL, 1993.
- M. E. P. Maceira and C. V. Bezerra, "Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems," in Proc. 5th conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Vancouver, 1997.
- M. E. P. Maceira, L. A. Terry, A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, F. S. Costa, S. P. Romero, S.
- Binato, S. M. Amado, C. E. Vilasboas, R. Vilanova, *Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas*, VII SEPOPE Symposium of Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguacu, Brazil, May 2000.



# Referências Seleccionadas

- M. E. P. Maceira, L. A. Terry, F. S. Costa, J. M. Demazio, A. G. C. Melo, "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System," in *Power System Computation Conference (PSCC), Sevilla, 2002*.
- M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, L. A. M. Moraes and A. C. G. Melo, "Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil - description of the NEWAVE program," in *Proc. 16th Power System Computation Conference, Glasgow, 2008*.
- D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira and J. M. Damazio, "Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning," in *Proc. 17th Power System Computation Conference, Stockholm, 2011*.
- M. E. P. Maceira, L. G. B. Marzano, D. D. J. Penna, A. L. Diniz and T. C. Justino, "Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 72, 2015.
- M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo and M. P. Zimmermann, "Application of Stochastic Programming and Probabilistic Analysis as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System," in *19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genova, 2016*
- M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, R. J. Pinto, A. C. G. Melo, C. V. Vasconcellos and C. B. Cruz, "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model," in *Proc. 20th Power System Computation Conference, 2018*.
- M. E. P. Maceira, F. R. S. Batista, L. F. Cerqueira, A. C. G. Melo, L. G. Marzano and R. R. Olasagasti, "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems," in *Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018b*.

# Referências Seleccionadas

- M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, J.F.M. Pessanha, C. Cruz, V.A. Almeida, T. C. Justino, "Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Modelo Newave", *Cadernos do IME – Série Estatística*, ISSN on-line 2317-4535 / ISSN impresso 1413-9022 - v. 48, p.1 – 36, 2020.
- M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, J.F.M. Pessanha, C. Cruz, V.A. Almeida, T. C. Justino, " Wind Uncertainty Modeling in Long-Term Operation Planning of Hydro-Dominated Systems", *17th IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2022)*, Manchester, England, 12-15 June 2022, Online.
- M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, J.F.M. Pessanha, C. Cruz, V.A. Almeida, T. C. Justino, "UMA METODOLOGIA PARA A REPRESENTAÇÃO DAS INCERTEZAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO E MÉDIO PRAZOS", *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Rio de Janeiro-RJ, 15 a 18 de maio, 2022.
- A.C.G., Melo, G.C. Oliveira, S.H.F. Cunha, M.V.F. Pereira, "Analytically Based Frequency and Duration Calculations for Multi-Area Reliability Evaluation". *11th Power Systems Computation Conference - PSCC*, Avignon, France, August 30 - September 03, 1993.
- Justino, T. C., Marzano, L. G. B., Melo, A. C. G., Maceira, M. E. P., Batista, F. R. S., "Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load", *19th Power Systems Computation Conference - PSCC*, Genoa, Italy, 20-24 June 2016.
- A. L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C.B. Santos, R.N. Cabral, *Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil*, *PSCC - Power Systems Computation Conference*, 2018.
- A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, C. L. V. Vasconcellos and D. D. J. Penna, "A combined SDDP/Benders decomposition approach with a risk-averse surface concept for reservoir operation in long term power generation planning," *Ann Oper Res*, 2019.
- M. L. V. Lisboa; J. M. Damazio; M.E.P. Maceir; A.C.G. Melo, *MATRIZ - Um modelo para estudos integrados de planejamento de longo prazo para o sistema energético brasileiro*. In: *XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2012, Rio de Janeiro. *Anais do XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2012.

# Referências Seleccionadas

- *M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning," Mathematical Programming, vol. 52, pp. 359-375, 1991.*
- *J.F.M. Pessanha, V.A. Almeida, F.P. Menezes, M.H.T Azevedo, M.P. Santos, M.R. Peixoto, F. Bou-Issa, E.L. Mendes, G. Gonçalves, Emprego de Técnicas de Aprendizagem de Máquina na Previsão de Carga para o Programa Mensal da Operação Energética PMO.XIV Simpósio de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência, Recife, 2018.*
- *L. A.Terry, , A. C. G. Melo, M. L. V. Lisboa., et al., "Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System". IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, Maio 2004.*
- *T. N. Santos, A. L. Diniz, C H.Saboia , R.N. Cabral, L.F. Cerqueira , "Hourly pricing and day ahead dispatch setting in Brazil: the DESSEM model", Electric Power Systems Research, v.189, 106709, 2021.*
- *F. Treistman, M.E.P. Maceira, J.M. Damazio, C. Cruz, "Periodic Time Series Model with Annual Component Applied to Operation Planning of Hydrothermal Systems, 16th IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2020), Liège, Belgium, 18-21 August 2020. Online.*
- *T. C. Justino, A.C.G. Melo, N. Maculan, M.E.P. Maceira, "A Multicriteria Modelling to the Long Term Generation Expansion Planning considering Greenhouse Gas Emissions", 30th European Conference on Operational Research (EURO2019), Dublin, Ireland, 23-26 June, 2019.*
- *M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, L.F. Cerqueira, A.C.G. Melo, L.G. Marzano, R.R. Olasagasti, "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems", Power Systems Computation Conference – PSCC, Dublin, Ireland, 11-15 June, 2018.*