

Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos no Brasil



André Luis Marques Marcato



CAMPUS UFJF



O Projeto MDDH

- **Equipe da UFJF**

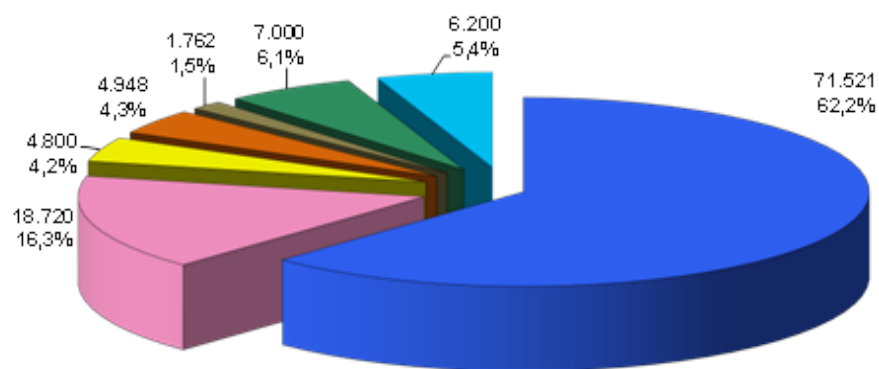
- Prof. André Luis Marques Marcato, DSc – Depto Eng. Elétrica, UFJF
- Prof. Bruno Henriques Dias, DSc – Depto Eng. Elétrica, UFJF
- Prof. Ivo Chaves da Silva Jr, DSc – Depto Eng. Elétrica, UFJF
- Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. – Depto. Eng. Elétrica, UFJF
- Prof. Tales Pulinho Ramos, MSc – Doutorando / IFET-SUDESTEMG
- Prof. Rafael Bruno da Silva Brandi, MSc – Doutorando / IFET-SUDESTEMG

PROJETO ESTRATÉGICO E LIVRO



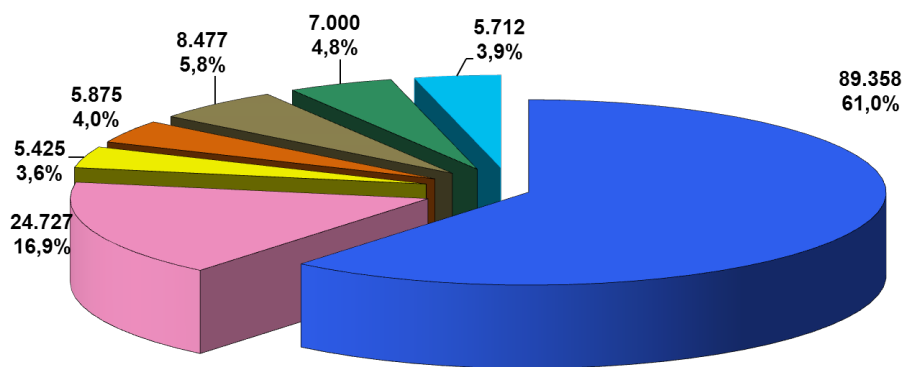
Características Sistema Brasileiro

**Capacidade Instalada
31/12/2012**



Total Disponível: 114.951 MW

**Capacidade Instalada
31/12/2017**



Total Disponível: 146.574 MW



Organização



Sistema Estocástico

- Afluências aos Reservatórios
- Séries de Vento
- Séries de Irradiação Solar
- Carga
- Longas Distâncias entre a geração e centros consumidores

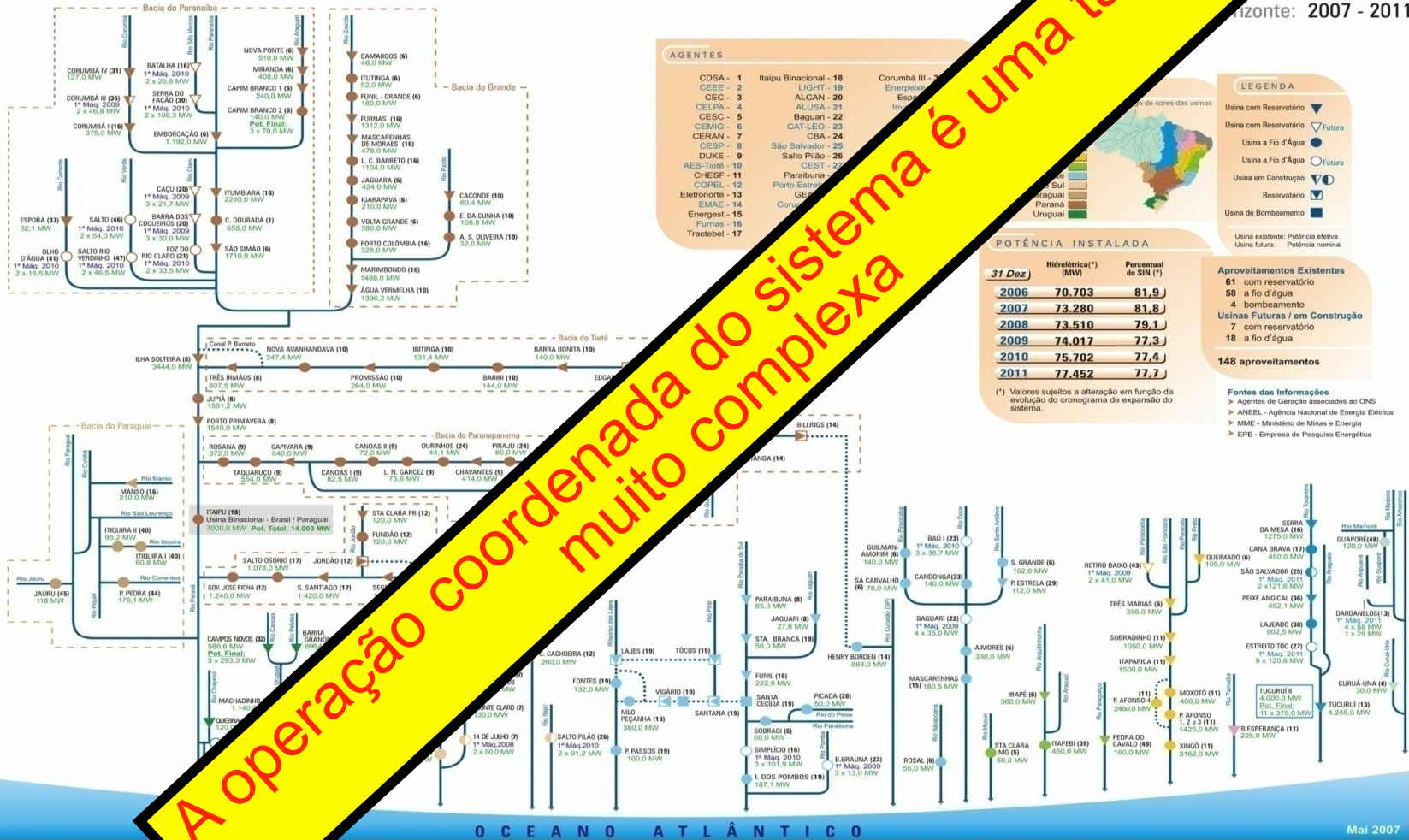
Acoplamento Espacial



Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do SIN

Usinas Hidrelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do SIN

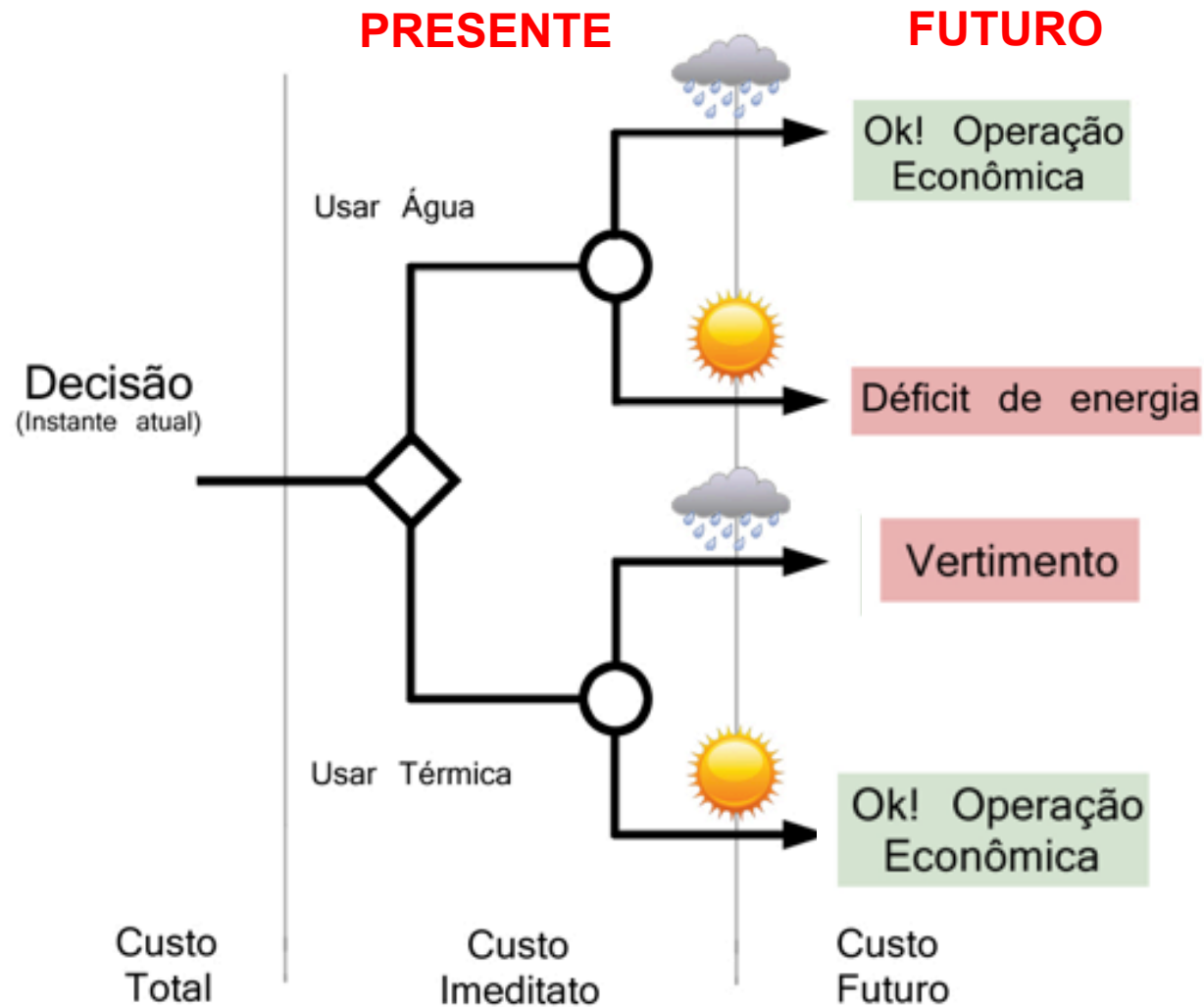
Horizonte: 2007 - 2011



A operação coordenada do sistema é uma tarefa muito complexa

Mai 2007

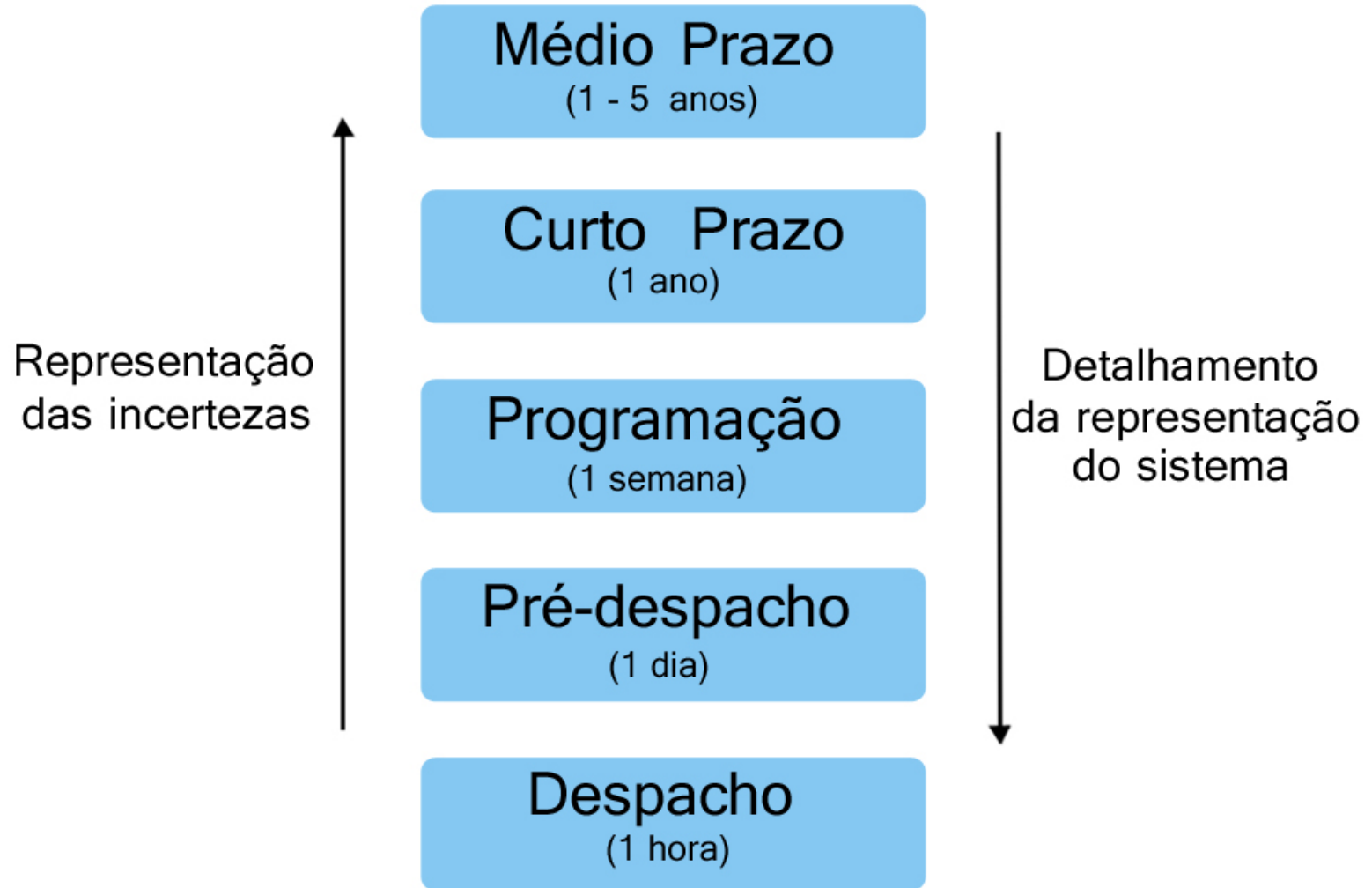
Decisão da Operação



SISTEMA HIDROTÉRMICO

- Acoplado Temporalmente e Espacialmente
- Altamente dependente da estocasticidade
- Trade off: Custo de Operação x Confiabilidade Suprimento

Técnicas de Otimização



Planejamento da Operação Médio Prazo

- Objetivo
 - Minimizar ao longo do período de planejamento o custo total esperado de operação (geração térmica + déficit)
- Técnicas
 - PDE
 - PDDE
- Abordagem: Sistemas Equivalentes de Energia

O problema do Planejamento Energético

- Breve Histórico do Planejamento Energético no Brasil
 - Programação Dinâmica Estocástica (PDE):
utilizada no Sistema Elétrico Brasileiro até os anos 80
onde não se considerava os intercâmbios
 - Com a ampliação da rede de transmissão
(interconexão dos subsistemas):
considerada inviável para o planejamento da operação
Alto esforço computacional – elevado número de estados
(anos 80 e 90)

Utilização da Prog. Dinâmica Dual Estocástica

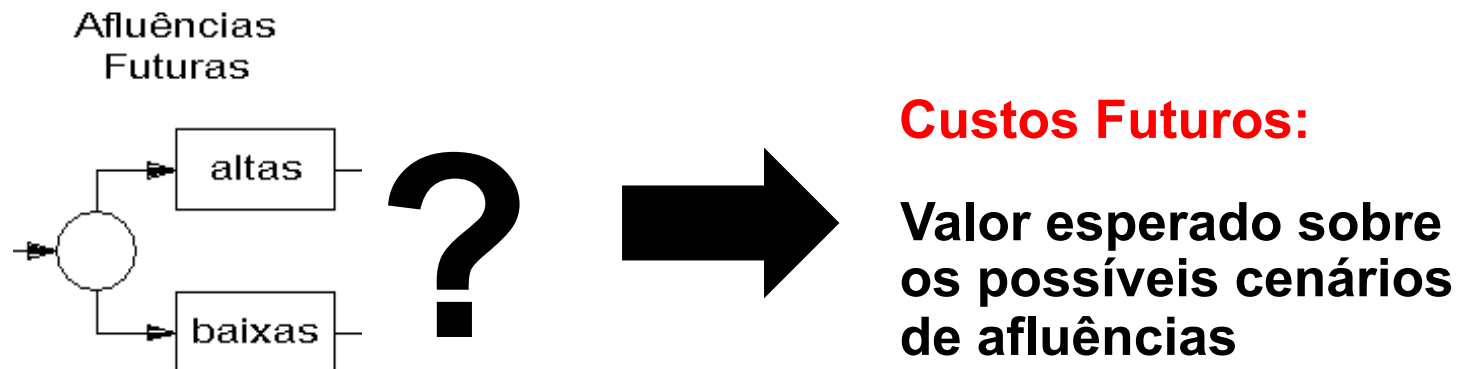
O problema do Planejamento Energético

- Breve Histórico

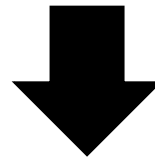
PDDE:

- não exige a discretização do espaço de estados
- FCF construída iterativamente
- Recursão Direta e Inversa (Forward e Backward)

O problema do Planejamento Energético



Natureza Dinâmica / Estocástica



PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

O problema do Planejamento Energético

Planejamento de médio/longo prazo:

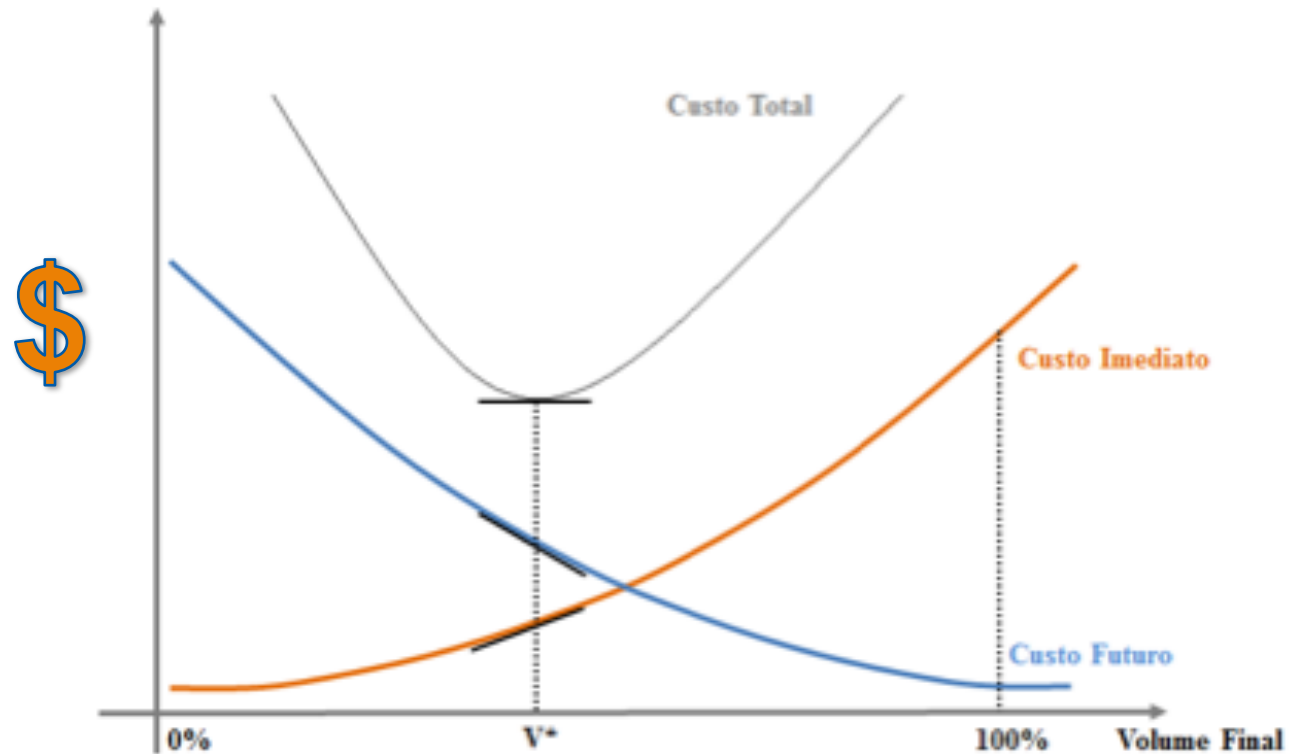
MINIMIZAR

Valor Esperado Custo Total de Operação
(Custo Imediato + Custo Futuro)

Sujeito às restrições:

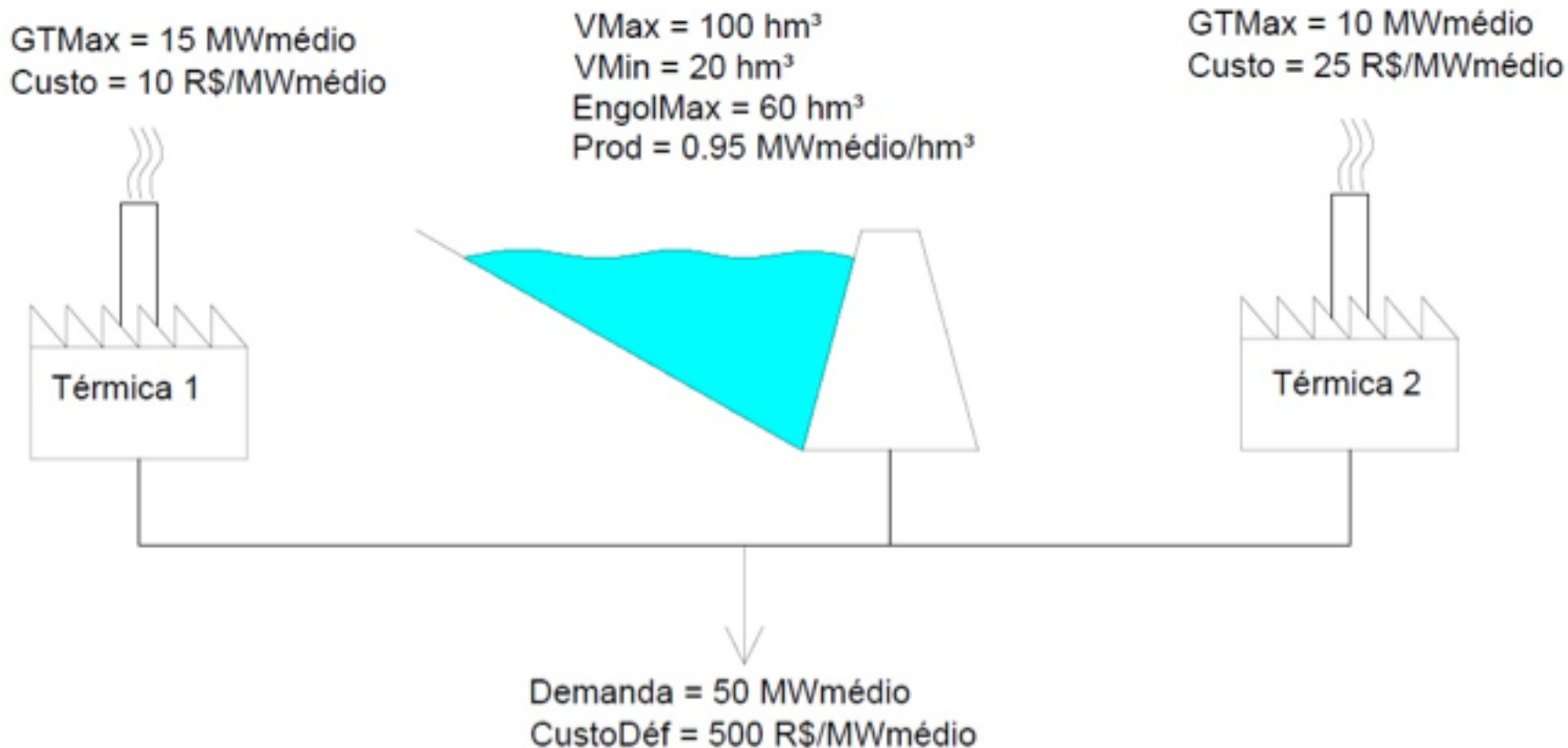
Atendimento à Demanda
Balanço Hídrico
Restrições Operativas (limites das variáveis)
Função de Custo Futuro

Função de Custo Futuro



Fonte: (Pereira, Campodónico, & Kelman, 1998)

Exemplo PDE

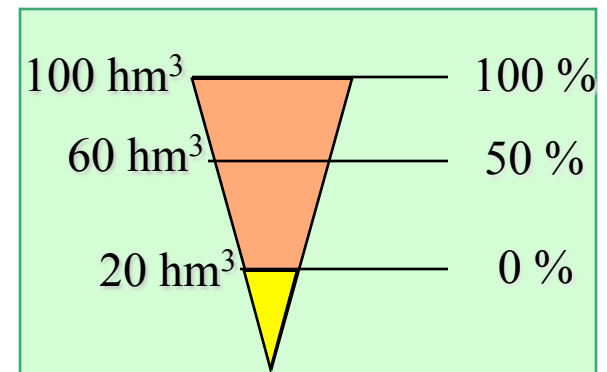


Programação Dinâmica Estocástica

Armazenamento Máximo (hm^3)	Armazenamento Mínimo (hm^3)	Volume Turbinado Máximo (hm^3)	Produtibilidade ($\text{MW_médio}/\text{hm}^3$)
100	20	60	0.95

Estágio	Afluência Alta	Afluência Baixa
1	23	16
2	19	14
3	15	11

Carga = 50 MW - Déf = 500 um/MW



Programação Dinâmica Estocástica

Termelétrica (UTE)	Geração Máxima (MW)	Custo de Operação (u.m./MW_médio)
1	15	10
2	10	25

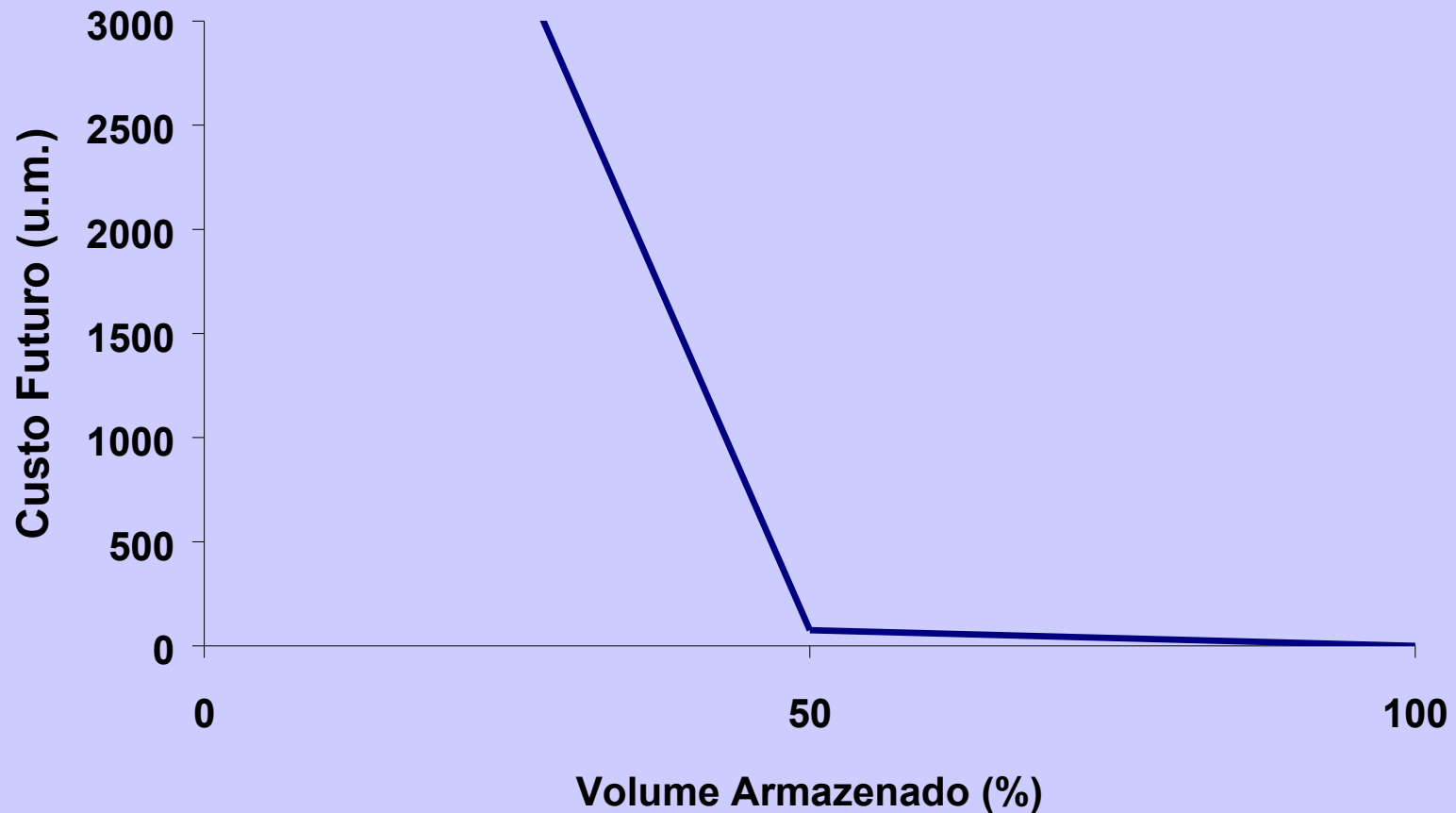
Decisão Térmica (MW)	GT ₁	GT ₂
1	0	0
2	15	0
3	15	10

Técnicas de Otimização

● 3º estágio

Armazenamento (hm ³)	100 (100%)		60 (50%)		20 (0%)	
Afluência (hm ³)	11	15	11	15	11	15
Decisão Ótima	$v_t=52,6$	$v_t=52,6$	$v_t=36,8$ $g_{t1}=15$	$v_t=52,6$	$v_t=11$ $g_{t1}=15$ $g_{t2}=10$ $D_t=14,5$	$v_t=15$ $g_{t1}=15$ $g_{t2}=10$ $D_t=10,7$
Custo Imediato (UM)	0,0	0,0	150,0	0,0	7675	5775
Custo Ótimo (UM)	0,0		75,0		6725,0	

Discretização da Função de Custo Futuro



- 2º estágio
- Sistema hidrotérmico: exemplo
 - Segundo estágio ($v_2=100$; $y=19$)

Decisão Térmica	$C_t(u_t)$	$\alpha_{t+1}^*(x_{t+1})$ Custo Futuro	$\alpha_t(x_t)$ Custo Total Atualizado
1	0	75	68,18
2	150	0	150
3	400	0	400

- 2º estágio
- Sistema hidrotérmico: exemplo
 - Segundo estágio ($v_2=100$; $y=14$)

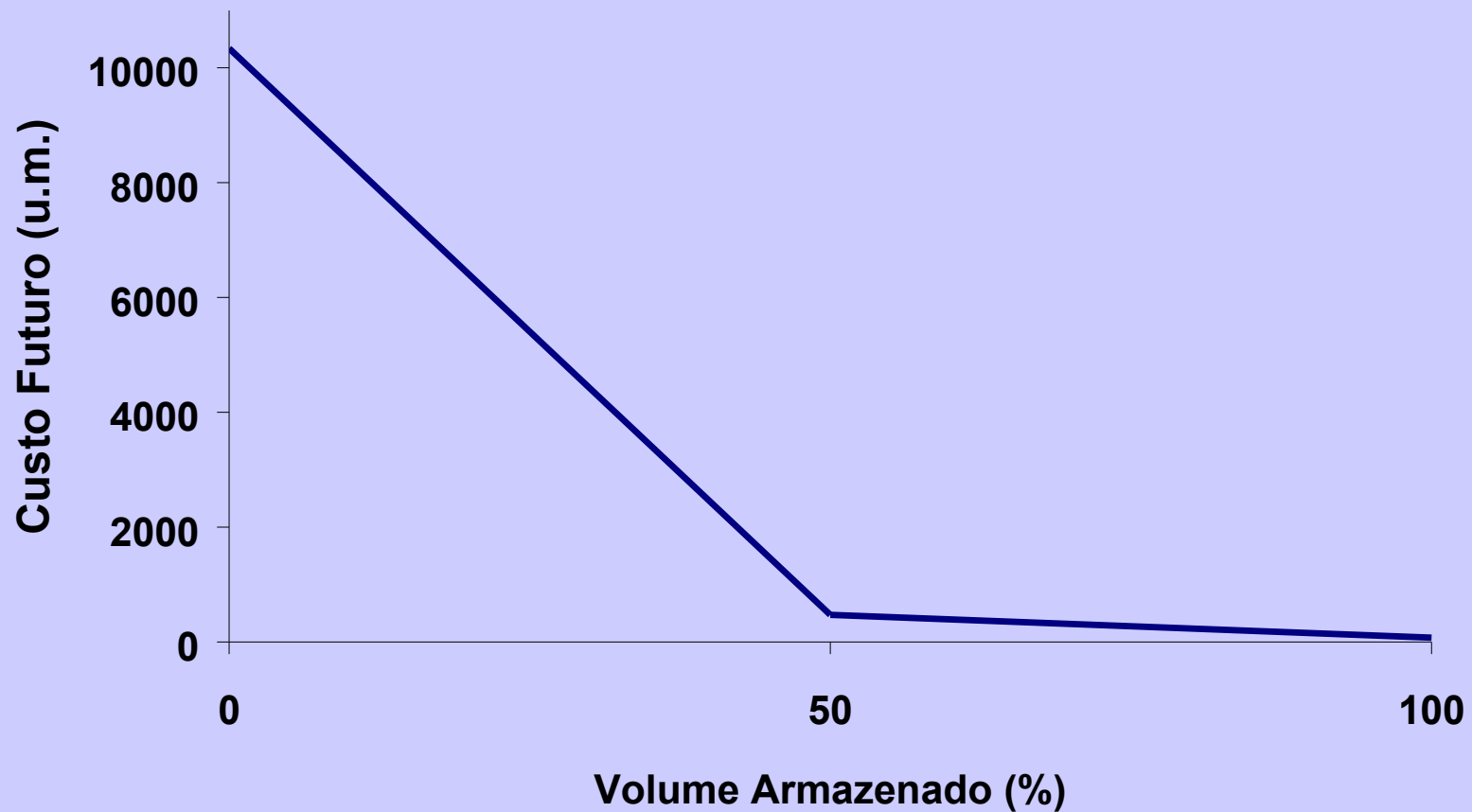
Decisão Térmica	$C_t(u_t)$	$\alpha_{t+1}^*(x_{t+1})$ Custo Futuro	$\alpha_t(x_t)$ Custo Total Atualizado
1	0	75	68,18
2	150	0	150
3	400	0	400

Técnicas de Otimização

● 2º estágio

Armazenamento (hm³)	100 (100%)		60 (50%)		20 (0%)	
Afluência (hm³)	14	19	14	19	14	19
Decisão Term. Ótima	1	1	3	3	3	3
Custo Imediato	0	0	400	400	3750	3745
Custo Futuro	75,0	75,0	75,0	75,0	6725	6725
Custo Ótimo (UM)	75,0		475,0		10337,50	

Discretização da Função de Custo Futuro

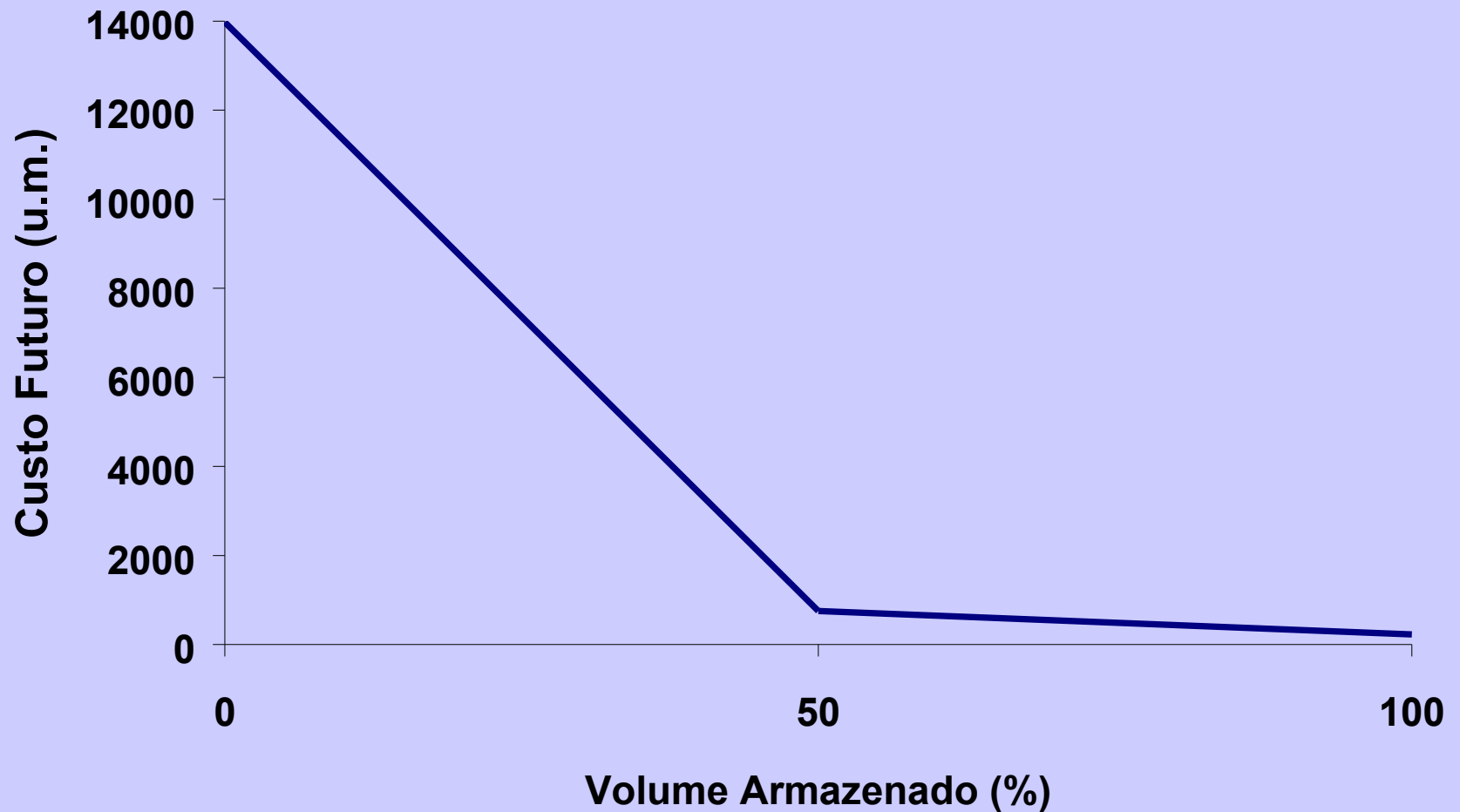


Técnicas de Otimização

● 1º estágio

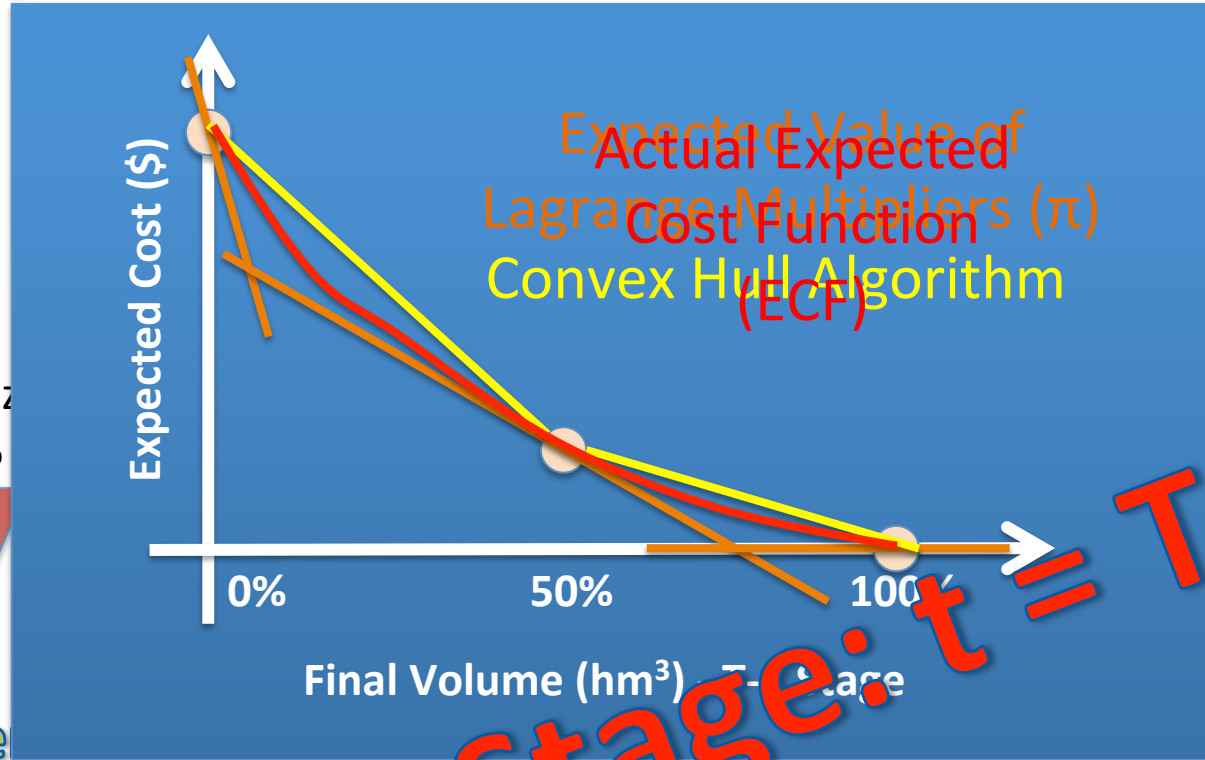
Armazenamento (hm³)	100 (100%)		60 (50%)		20 (0%)	
Afluência (hm³)	16	23	16	23	16	23
Decisão Term. Ótima	2	2	3	2	3	3
Custo Imediato	150,0	150,0	400	150	5300	1975
Custo Futuro	75,0	75,0	475,0	475,0	10337,5	10337,5
Custo Ótimo (UM)	225		750		13975	

Discretização da Função de Custo Futuro



Problem Formulation – SDP

① Hydro Plant + Thermal Plants



First Discretization
100 %

Second Discretization
0 %

Hydro Cen

Hydro Cenario

1: \$
2: \$

$\alpha_t(X_t) = E_{t|T}[\min_{U_t} \{C_t(U_t) + \alpha_{t+1}(X_{t+1})\}]$

1: \$
2: \$

$\frac{\$1 + \$2}{2}$



$\frac{\$1 + \$2}{2}$



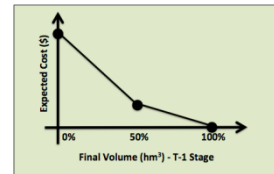
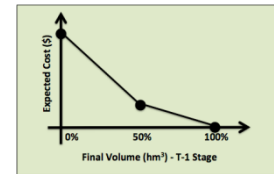
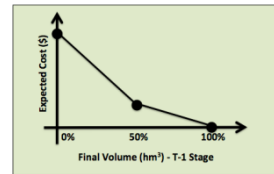
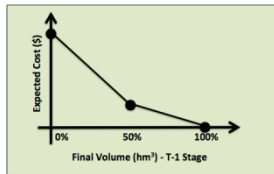
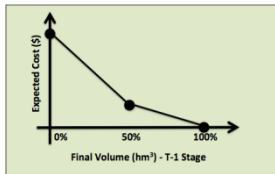
$\frac{\$1 + \$2}{2}$



Last Stage: $t = T$

Problem Formulation

1 Hydro Plant + Thermal Plants



$t = 1$

$t = 2$

...

$t = T-2$

$t = T-1$

$t = T$

Backward Phase

Energy Policy Evaluation

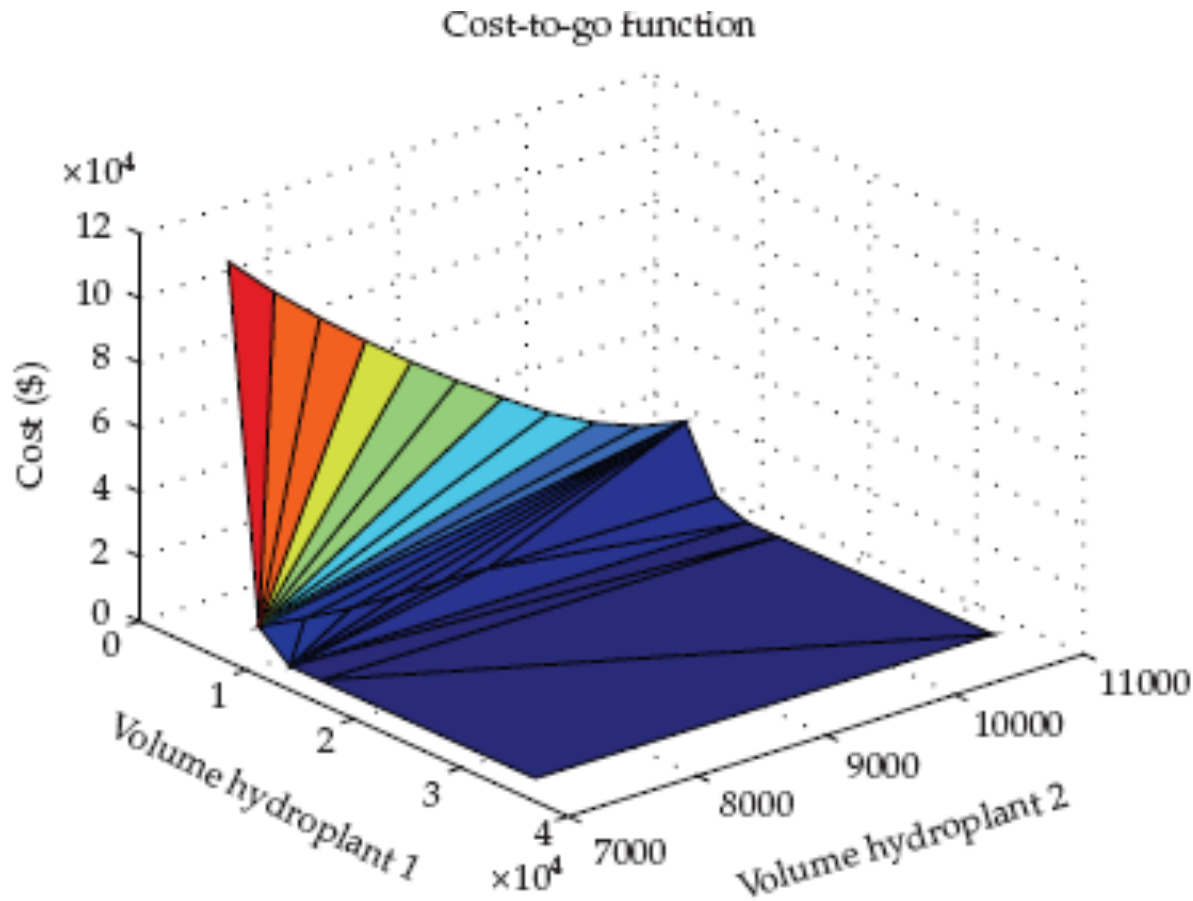
Forward Phase

Operation Simulation

- Different Scenarios
- Different Initial Reservoir Conditions

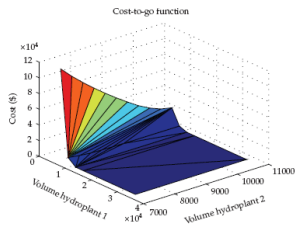
Problem Formulation

2 Hydro Plants + Thermal Plants

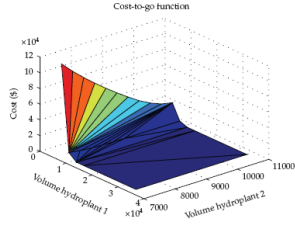


Problem Formulation

2 Hydro Plant + Thermal Plants

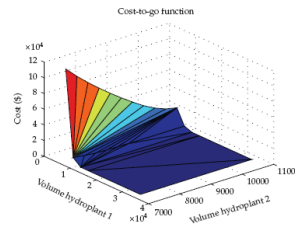


$t = 1$

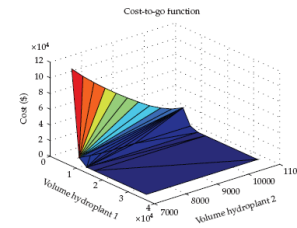


$t = 2$

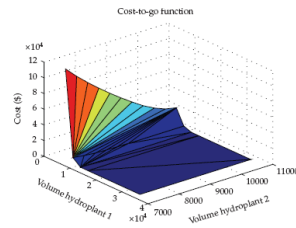
\dots



$t = T-2$



$t = T-1$



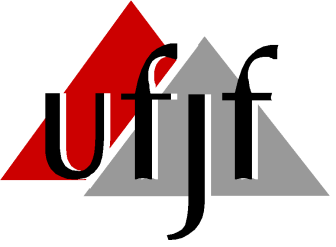
$t = T$

Backward Phase

Energy Policy Evaluation

Forward Phase
Operation Simulation

- Different Scenarios
- Different Initial Reservoir Conditions



Problem Formulation n Hydro Plants + Thermal Plants

- Hyper Planes
- Combinatorial explosion (curse of dimensionality)
- The number of Linear Programming Problems (LPP) to be solved in the SDP techniques is determined by the following equation:

O problema do Planejamento Energético

Programação Dinâmica Estocástica

- ☑ Período de Estudo (T) dividido em Estágios;
- ☑ Discretização do Volume dos Reservatórios;
- ☑ Processo de Cálculo Recursivo.

**Aplicação em: problemas multi-estágios
estocásticos
não lineares**

Desvantagem: Maldição da Dimensionalidade

$$\text{Nº total de Combinações} = (D)^{N_{usi}} \cdot cen \cdot est$$

O problema do Planejamento Energético

Maldição da Dimensionalidade

Fonte: ONS

Legenda

Aproveitamentos Existentes

65 com reservatório

64 a fio d'água

4 bombeamento

Usinas Futuras / em Construção

7 com reservatório

13 a fio d'água

153 aproveitamentos

Representação Individualizada dos Reservatórios

☒ 11 discretizações

☒ 70 cenários

☒ 5 anos = 60 meses (estágios)

$$\text{Nº de Estados} = (11)^{65} \cdot 70 \cdot 60 \cong 10^{67}$$

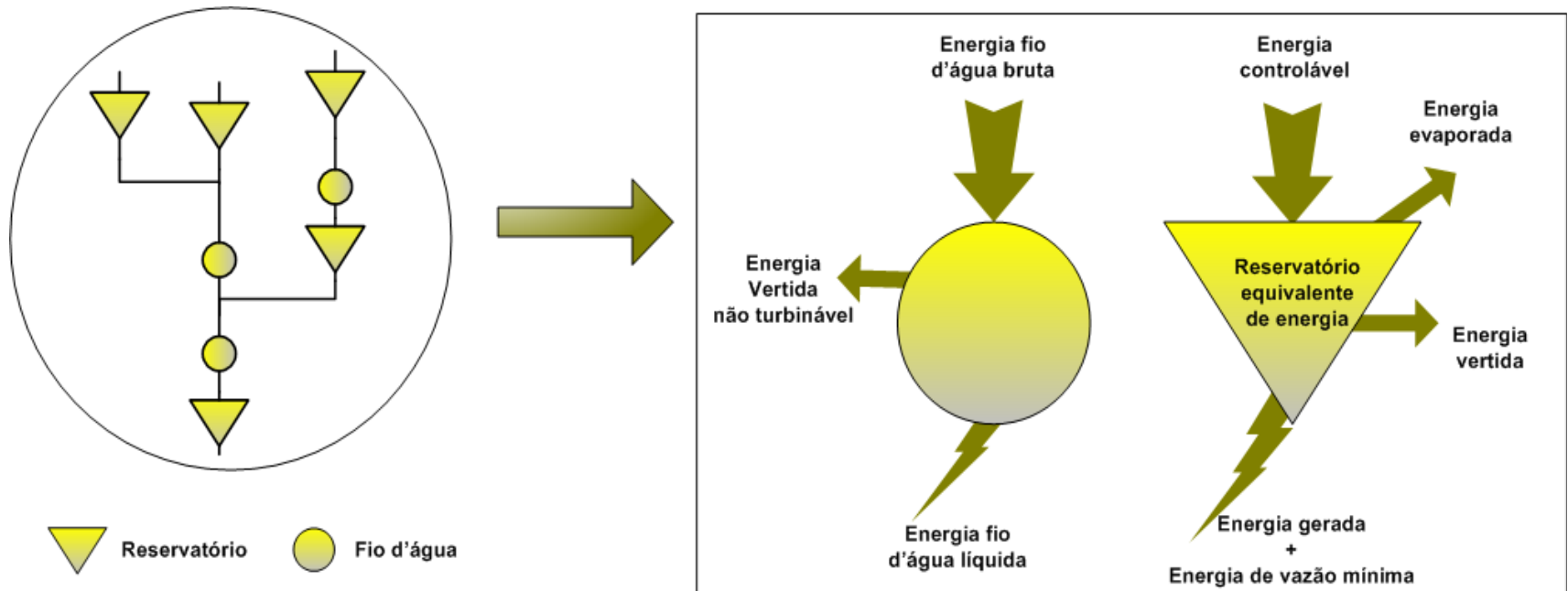
O problema do Planejamento Energético

Maldição da Dimensionalidade

Estratégias contra a maldição da dimensionalidade:

Utilização de reservatórios equivalentes

Redução significativa do tamanho do sistema



Fonte: ONS

O problema do Planejamento Energético

Representação do SIN por 2 reservatórios equivalentes

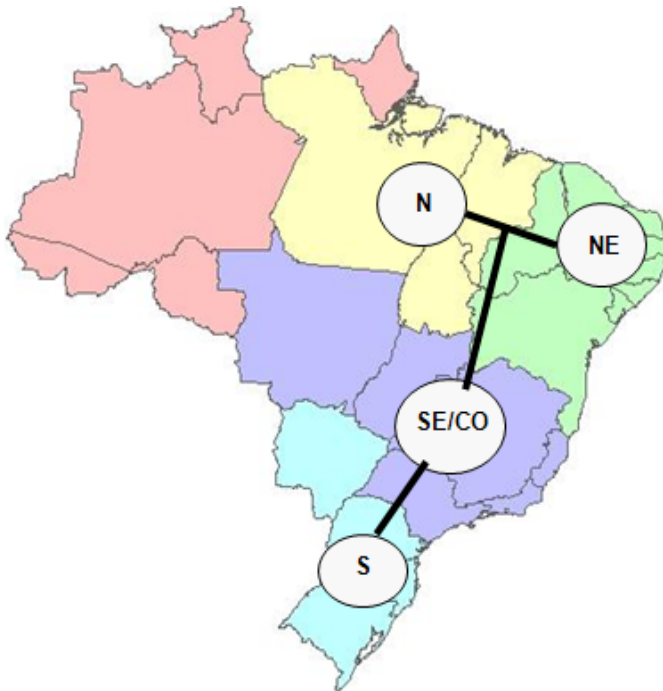


- ☑ 11 discretizações
- ☑ 70 cenários
- ☑ 5 anos = 60 meses (estágios)

$$\text{Nº de Combinações} = (11)^2 \cdot 70 \cdot 60 = 508.200$$

O problema do Planejamento Energético

Representação do SIN por 4 reservatórios equivalentes



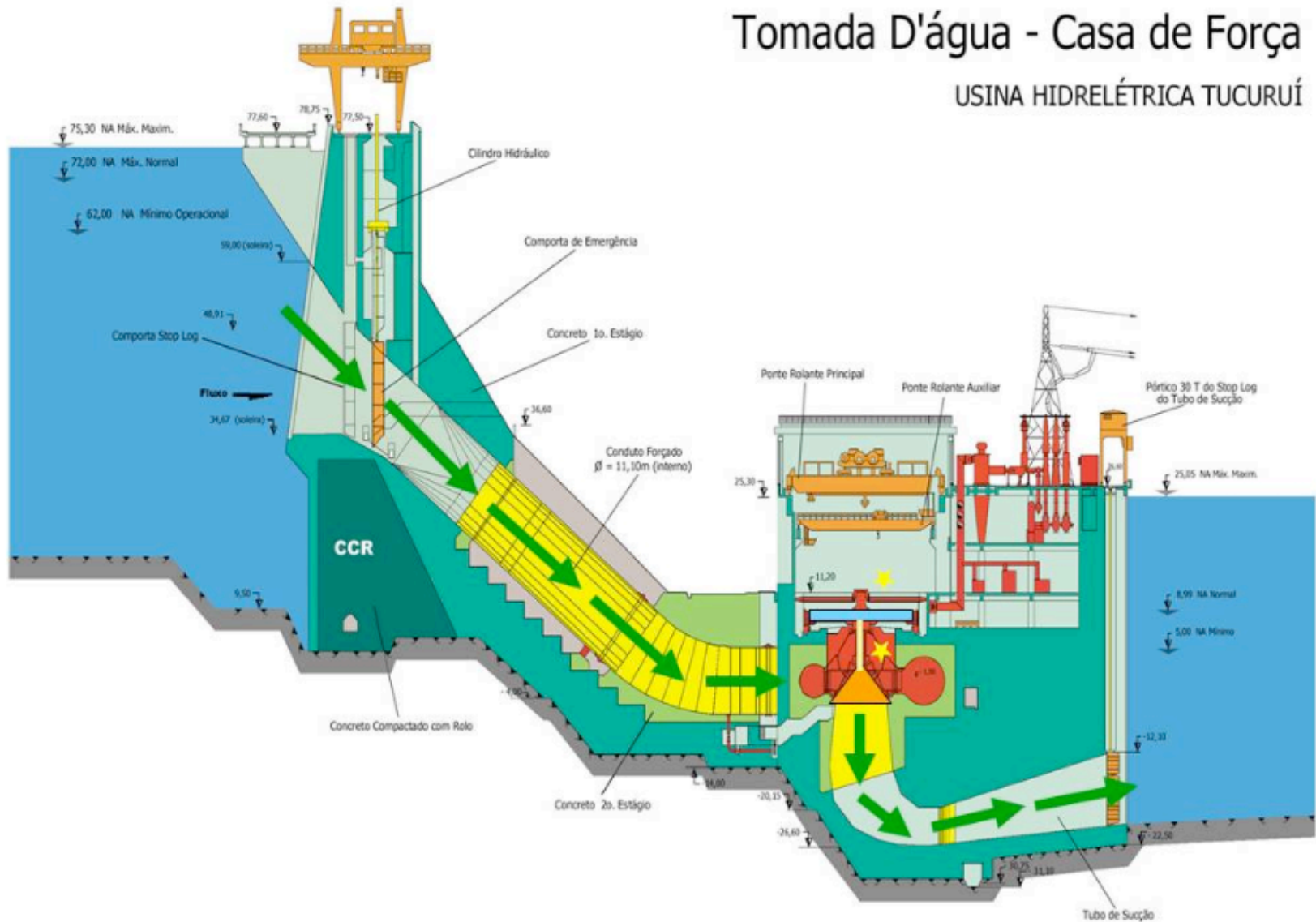
- ✓ 11 discretizações
- ✓ 70 cenários
- ✓ 5 anos = 60 meses (estágios)

$$\text{Nº de Combinações} = (11)^4 \cdot 70 \cdot 60 = 61.492.200$$

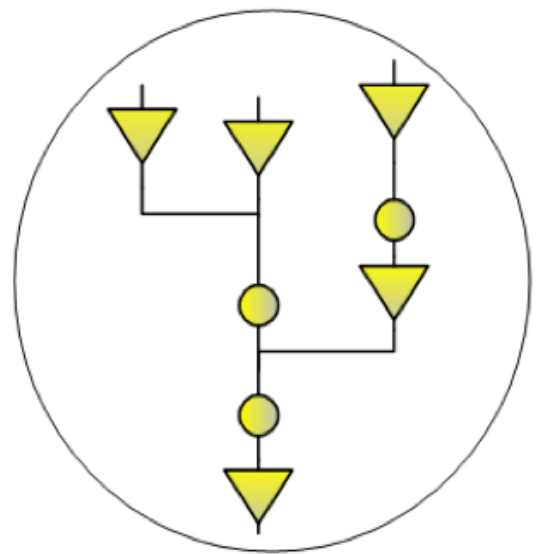
Usina Hidrelétrica Individualizada

Tomada D'água - Casa de Força

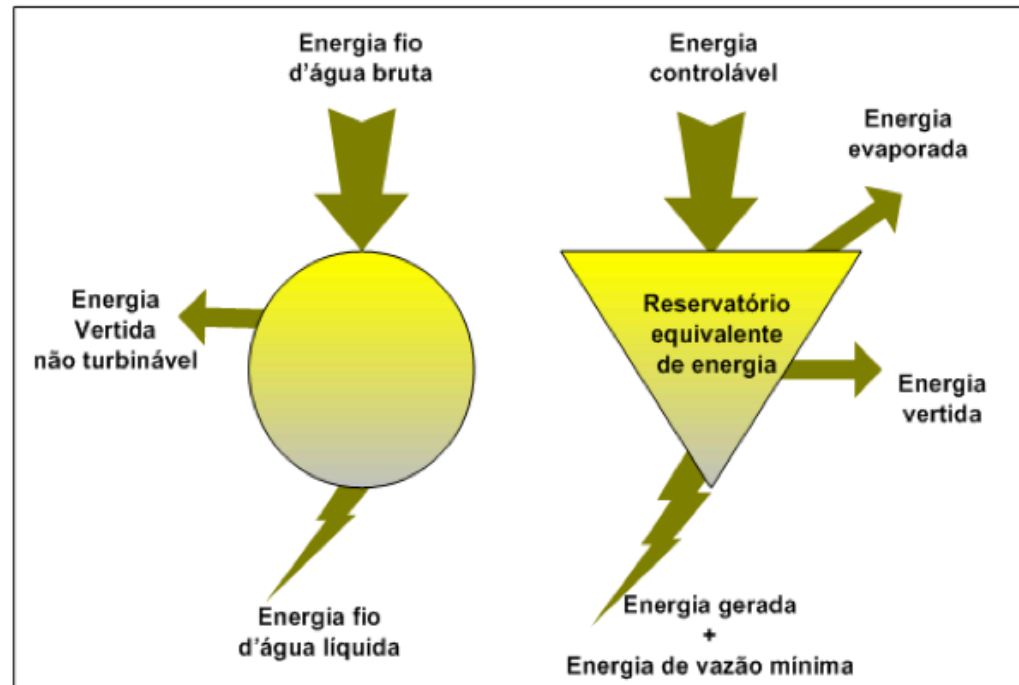
USINA HIDRELÉTRICA TUCURUÍ



Sistemas Equivalentes de Energia

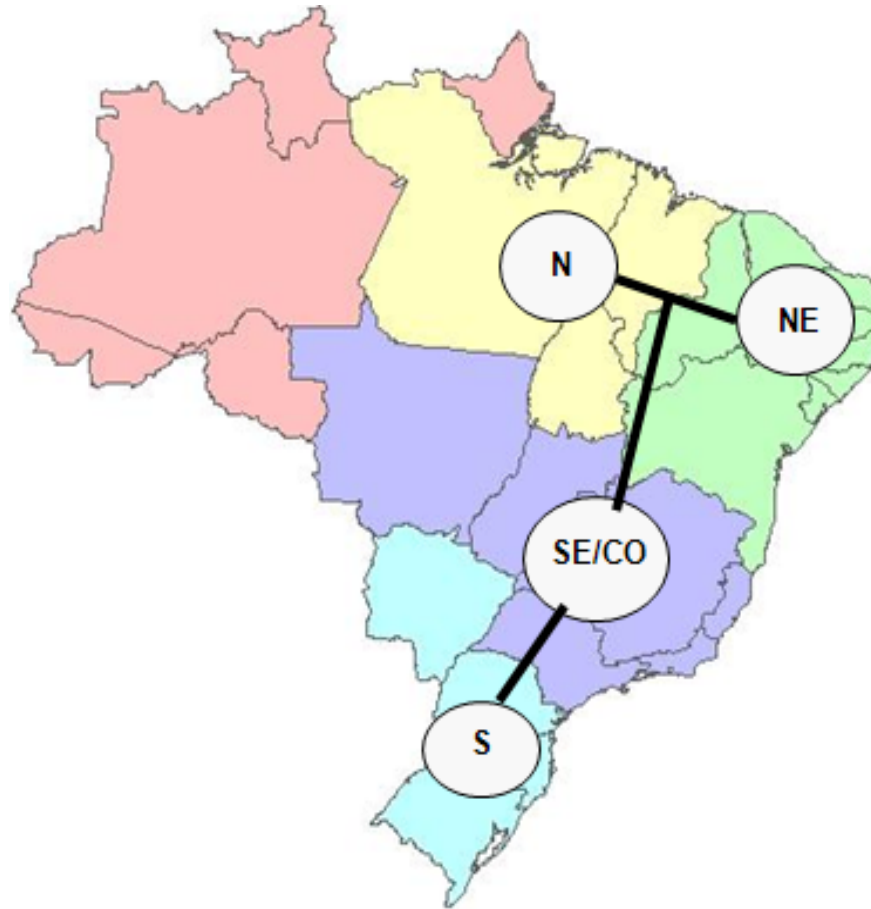


▼ Reservatório ● Fio d'água



Fonte: ONS

Sistemas Equivalentes de Energia



Individualizada x Equivalente

Usinas Individualizadas	Sistema Equivalente de Energia
Volume Armazenado Máximo	Energia Armazenada Máxima
Vazão dos Reservatórios (Controlável)	Energia Controlável
Vazão das Usinas Fio d'Água	Energia Fio d'Água
Volume Evaporado do Reservatório	Energia Evaporada
Turbinamento Máximo	Geração Hidráulica Máxima
Turbinamento Mínimo	Energia de Vazão Mínima
Volume Armazenado	Energia Armazenada
Volume de Enchimento de Volume Morto	Energia de Enchimento de Volume Morto
Vazão Vertida	Energia Vertida
Vazão Natural Afluyente	Energia Natural Afluyente

hm³ ou m³/2

MW.mês ou MWmédio

Energia Armazenada Máxima

Antes de Encher Volume Morto:

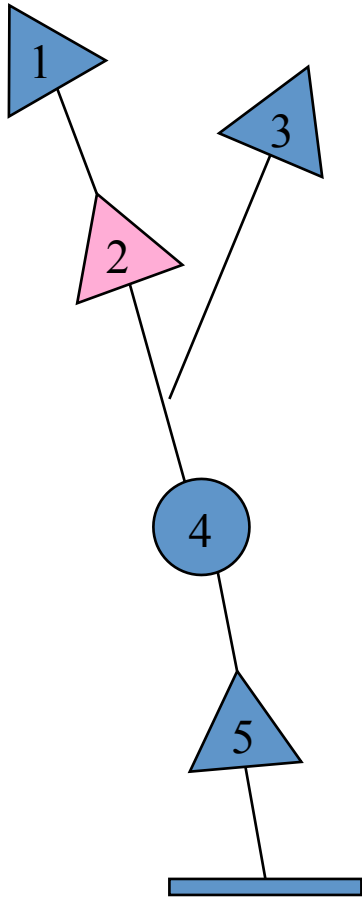
$$EAMAX = 0,385 \cdot V_{Util_1} (\rho_1 + \rho_4 + \rho_5) + \\ + 0,385 \cdot V_{Util_3} (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_{Util_5} (\rho_5)$$

Após Enchimento de Volume Morto:

$$EAMAX = 0,385 \cdot V_{Util_1} (\rho_1 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_{Util_2} (\rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_{Util_3} (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_{Util_5} (\rho_5)$$

Após Atingir Potência de Base:

$$EAMAX = 0,385 \cdot V_{Util_1} (\rho_1 + \rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_{Util_2} (\rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_{Util_3} (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_{Util_5} (\rho_5)$$



Energia Armazenada no Ponto

Antes de Encher Volume Morto:

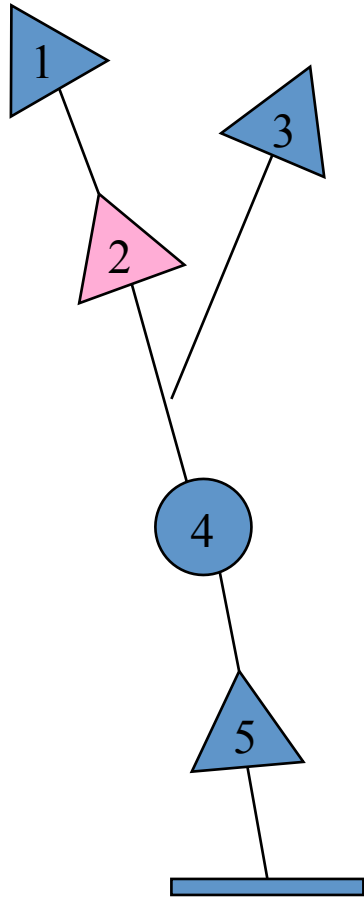
$$EA = 0,385 \cdot V_1 (\rho_1 + \rho_4 + \rho_5) + \\ + 0,385 \cdot V_3 (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_5 (\rho_5)$$

Após Enchimento de Volume Morto:

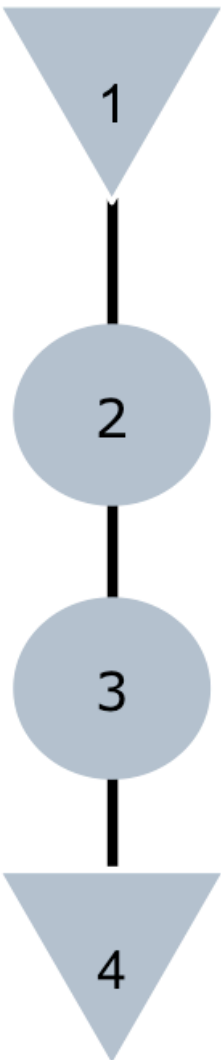
$$EA = 0,385 \cdot V_1 (\rho_1 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_2 (\rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_3 (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_5 (\rho_5)$$

Após Atingir Potência de Base:

$$EA = 0,385 \cdot V_1 (\rho_1 + \rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_2 (\rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + 0,385 \cdot V_3 (\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + \\ 0,385 \cdot V_5 (\rho_5)$$



Energia Armazenada



Energia Armazenada

$$EA = \left. \begin{aligned} &\frac{VA_1}{2.592} \cdot (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &\frac{VA_4}{2.592} \cdot (\rho_4) \end{aligned} \right\}$$

$$EA = \frac{1}{2,592} \sum_{i=1}^{NRES_i} VA^i \cdot \rho_{ACUM}^i$$

Energia Armazenada Máxima

$$\overline{EA} = \left. \begin{aligned} &\frac{VUTIL_1}{2.592} \cdot (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &\frac{VUTIL_4}{2.592} \cdot (\rho_4) \end{aligned} \right\}$$

$$\overline{EA} = \frac{1}{2,592} \sum_{i=1}^{NRES_i} VUTIL^i \cdot \rho_{ACUM}^i$$

ONS (www.ons.org.br)

ACCESSO CONTROLADO | PORTAL DE COMPRAS | TRABALHE NO ONS | FALE CONOSCO | PT

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

[SOBRE O ONS](#) [SOBRE O SIN](#) [ENERGIA NO FUTURO](#) [ENERGIA AGORA](#) [RESULTADOS DA OPERAÇÃO](#) [CONHECIMENTO](#) [IMPRENSA](#)

ENERGIA NO FUTURO
ONS, EPE E CCEE PREVÊEM
CRESCIMENTO DE 3,7% DA
CARGA DE ENERGIA EM
2018

< >

PROGRAMA CONSTRUIR
Inscrições abertas para o programa Trainee 2018.

RESPOSTA DA DEMANDA
Saiba o que é e quem pode participar.

QUALIDADE DO SUPRIMENTO

HISTÓRICO DA OPERAÇÃO

BOLETINS DA OPERAÇÃO





Carga de Energia



Curva de Carga Horária



Intercâmbios de Energia



Energia Natural Afluente
por Subsistema



Dados Hidrológicos / Vazões



Dados Hidrológicos / Níveis



Custo Marginal de Operação



Capacidade de Transformação
em Subestações, pelo lado de alta



Demanda Máxima



Geração de Energia



Energia Armazenada



Energia Natural Afluente
por Bacia



Dados Hidrológicos / Volumes



Capacidade Instalada de Geração



Extensão das Linhas de Transmissão



ONS (Energia Armazenada)



Simples

Comparativo

Temporal



Selecione

- ☒ EAR (MWmês)
- ☐ EAR (GWh)
- ☐ EAR (%)
- ☐ EAR Máximo (MWmês)

Escala de Tempo

Mês

Subsistema

(Tudo)

Período

Início

01/01/2017

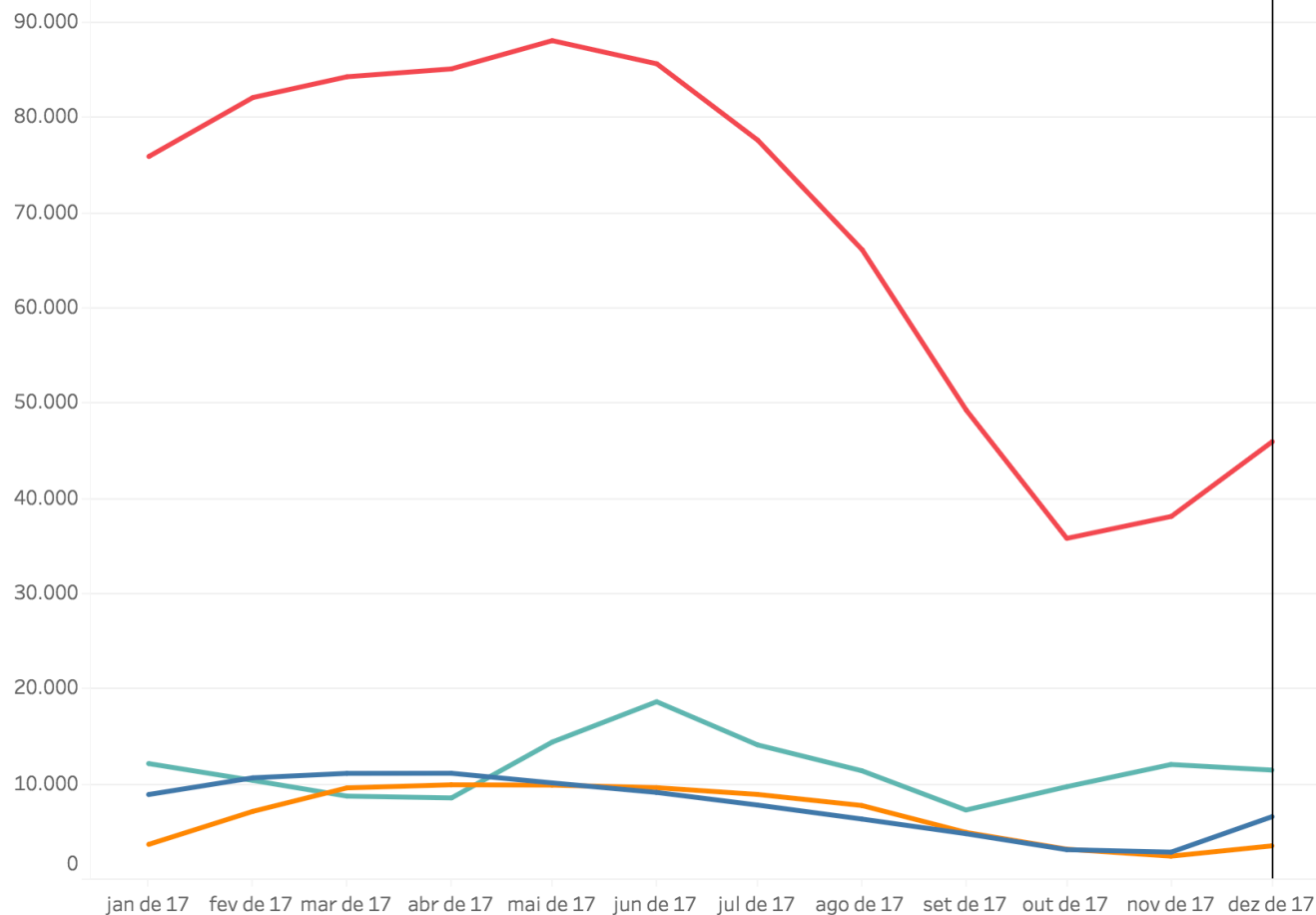
Fim

31/12/2017

365 dia(s) selecionado(s)

- Nordeste
- Norte
- Sudeste/Centro-Oeste
- Sul

EAR (MWmês)



ONS (% da Energia Armazenada)

< Simples Comparativo Temporal >

Selecione

- ☐ EAR (MWhmês)
- ☐ EAR (GWh)
- ☒ EAR (%)
- ☐ EAR Máximo (MWhmês)

Escala de Tempo

Mês

Subsistema

(Tudo)

Período

Início

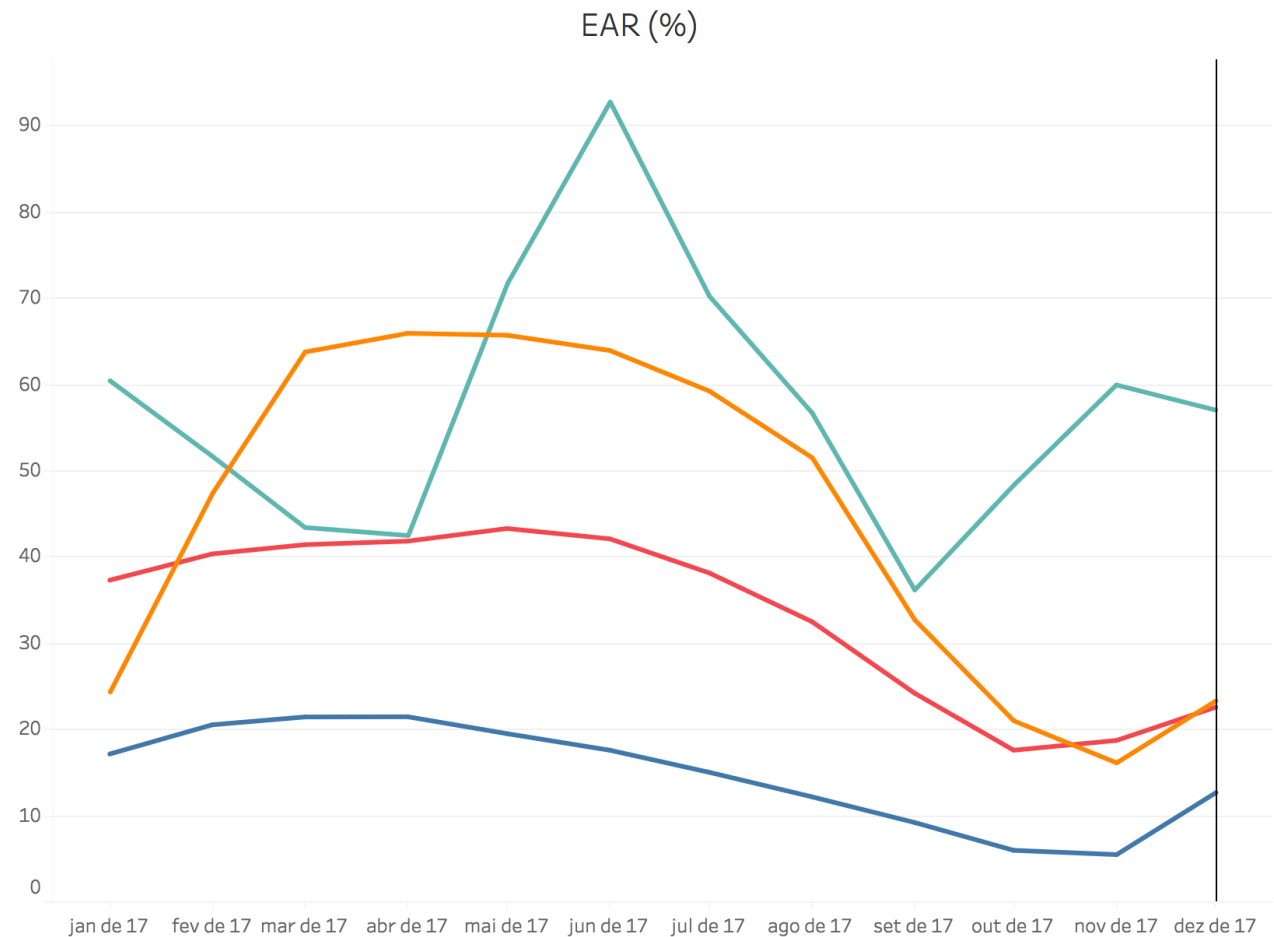
01/01/2017

Fim

31/12/2017

365 dia(s) selecionado(s)

- Nordeste
- Norte
- Sudeste/Centro-Oeste
- Sul



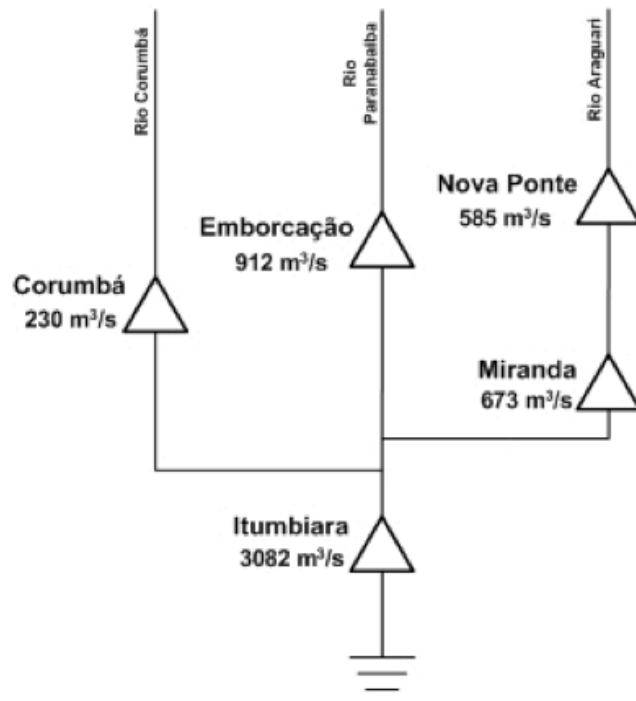
Vazão Natural Afluyente

- É vazão observada em um determinado ponto desconsiderando a regularização imposta pelos reservatórios e os usos múltiplos da água

Vazão Incremental de um Reservatório

- É o incremento observado em um reservatório decorrente da contribuição lateral entre este reservatório e todos os reservatórios imediatamente à montante

Vazão Incremental Reservatório



Usina Hidrelétrica	Vazão Natural (m³/s)	Vazão Incremental (m³/s)	Procedimento de Cálculo da Vazão Incremental
Corumbá	230	230	Cabeceira
Emborcação	912	912	Cabeceira
Nova Ponte	585	585	Cabeceira
Miranda	673	88	673 – 585
Itumbiara	3082	1267	3082 – 230 – 912 – 673

Energia Natural Afluyente

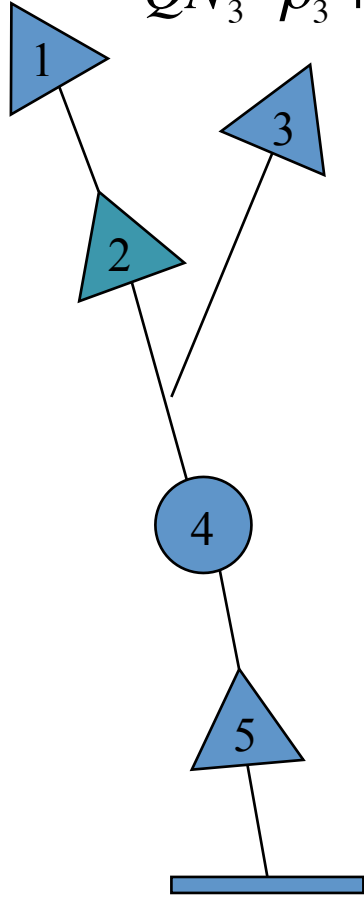
- É a energia que se obtém quando a vazão natural afluyente a um ponto de observação é turbinada nas usinas situadas à jusante deste ponto.
- A energia afluyente a um sistema equivalente ou uma bacia é a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas existentes no sistema equivalente ou bacia.

Energia Natural Afluyente

$$ENA = QN_1 \cdot \rho_1 + QN_2 \cdot \rho_2 + QN_3 \cdot \rho_3 + QN_4 \cdot \rho_4 + QN_5 \cdot \rho_5$$



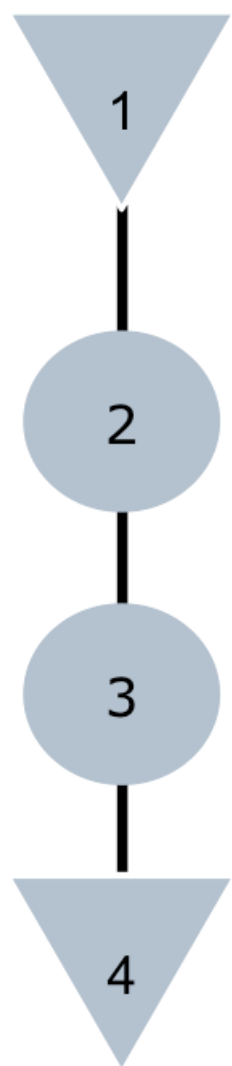
$$ENA = QI_1(\rho_1 + \rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + QI_2(\rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + QI_3(\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + QI_4(\rho_4 + \rho_5) + QI_5(\rho_5)$$



$$EC = QI_1(\rho_1 + \rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + QI_2(\rho_2 + \rho_4 + \rho_5) + QI_3(\rho_3 + \rho_4 + \rho_5) + QI_4(\rho_5) + QI_5(\rho_5)$$

$$EFIO = +QI_4(\rho_4)$$

Energia Natural Afluyente



$$\left. \begin{aligned} ENA &= QINC_1 \cdot (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &QINC_2 \cdot (\rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &QINC_3 \cdot (\rho_3 + \rho_4) + \\ &QINC_4 \cdot (\rho_4) \end{aligned} \right\}$$

$$ENA = \sum_{i=1}^{NUSI_i} QINC^i \cdot \rho_{ACUM}^i$$

$$\left. \begin{aligned} EC &= QINC_1 \cdot (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &QINC_2 \cdot (\rho_4) + QINC_3 \cdot (\rho_4) + QINC_4 \cdot (\rho_4) = \\ &QINC_1 \cdot (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4) + \\ &(QINC_2 + QINC_3 + QINC_4) \cdot (\rho_4) \end{aligned} \right\}$$

$$EC = \sum_{i=1}^{NRES_i} QINC_{\text{entre reservatórios}}^i \cdot \rho_{ACUM}^i$$

$$\left. \begin{aligned} EFIO &= QINC_2 \cdot (\rho_2 + \rho_3) + \\ &QINC_3 \cdot (\rho_3) \end{aligned} \right\}$$

$$EFIO = \sum_{i=1}^{NFIO_i} QINC^i \cdot \rho_{\substack{\text{ACUMALADA ATÉ} \\ \text{O PRÓXIMO RESERVATÓRIO} \\ \text{EXCLUSIVE}}}^i$$



Carga de Energia



Curva de Carga Horária



Intercâmbios de Energia



Energia Natural Afluente
por Subistema



Dados Hidrológicos / Vazões



Dados Hidrológicos / Níveis



Custo Marginal de Operação



Capacidade de Transformação
em Subestações, pelo lado de alta



Demanda Máxima



Geração de Energia



Energia Armazenada



Energia Natural Afluente
por Bacia



Dados Hidrológicos / Volumes



Capacidade Instalada de Geração



Extensão das Linhas de Transmissão

HISTÓRICO DA OPERAÇÃO

- Geração de Energia
- Carga de Energia
- Carga de Demanda
- Intercâmbio entre as Regiões
- Energia Natural Afluenta
- Volume Útil dos Principais Reservatórios
- Energia Armazenada



ONS (Energia Natural Afluyente)

< Simples Comparativo Temporal >

Selezione

- ☒ ENA Bruta (MWmed)
- ☐ ENA Bruta (% MLT)
- ☐ ENA Armazenável (MWmed)
- ☐ ENA Armazenável (% MLT)

Escala de Tempo

Mês

Subsistema

(Tudo)

Período

Início

01/01/2017

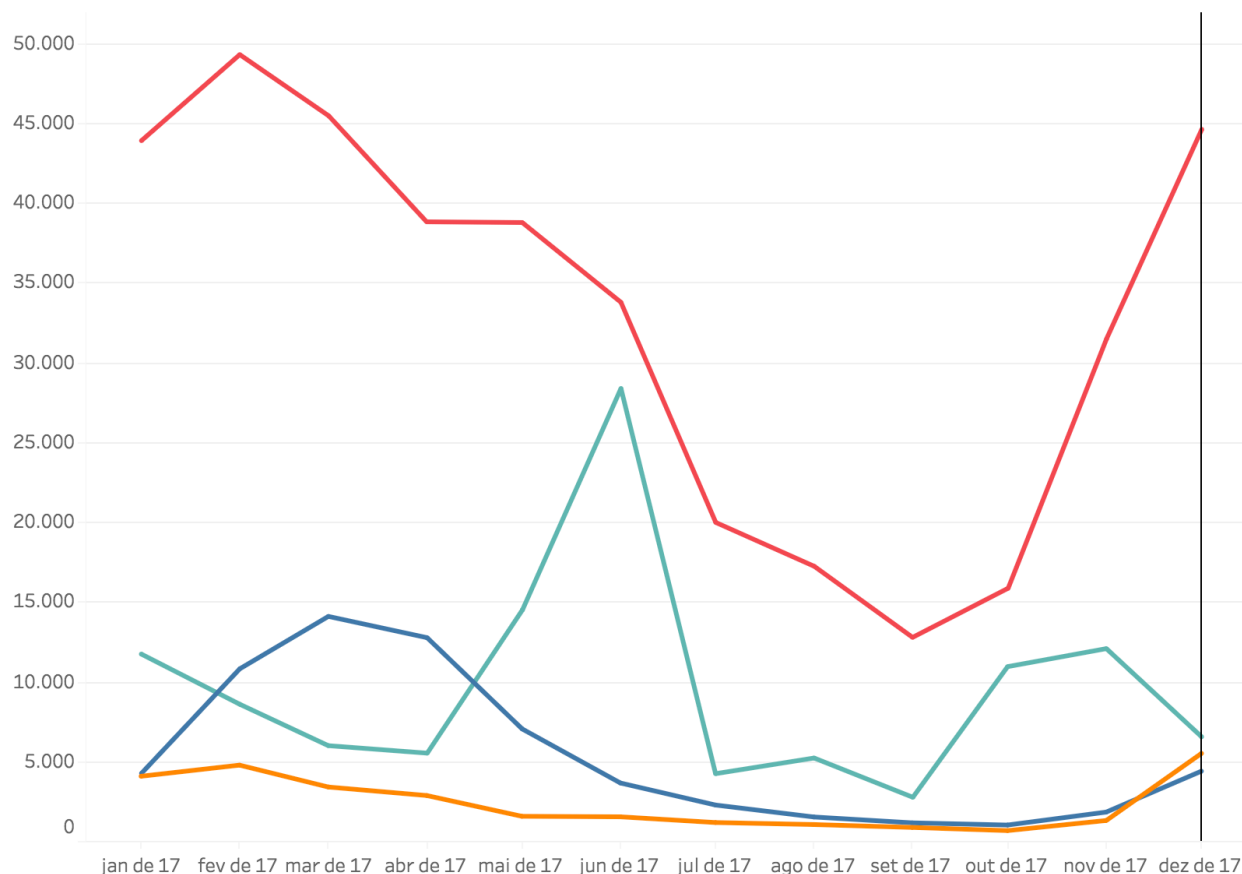
Fim

31/12/2017

365 dia(s) selecionado(s)

- ☒ Nordeste
- ☒ Norte
- ☒ Sudeste/Centro-Oeste
- ☒ Sul

ENA Bruta (MWmed)



ONS (ENA %MLT)



Selecione

- ☐ ENA Bruta (MWmed)
- ☒ ENA Bruta (% MLT)
- ☐ ENA Armazenável (MWmed)
- ☐ ENA Armazenável (% MLT)

Escala de Tempo

Mês

Subsistema

(Tudo)

Período

Início

01/01/2017

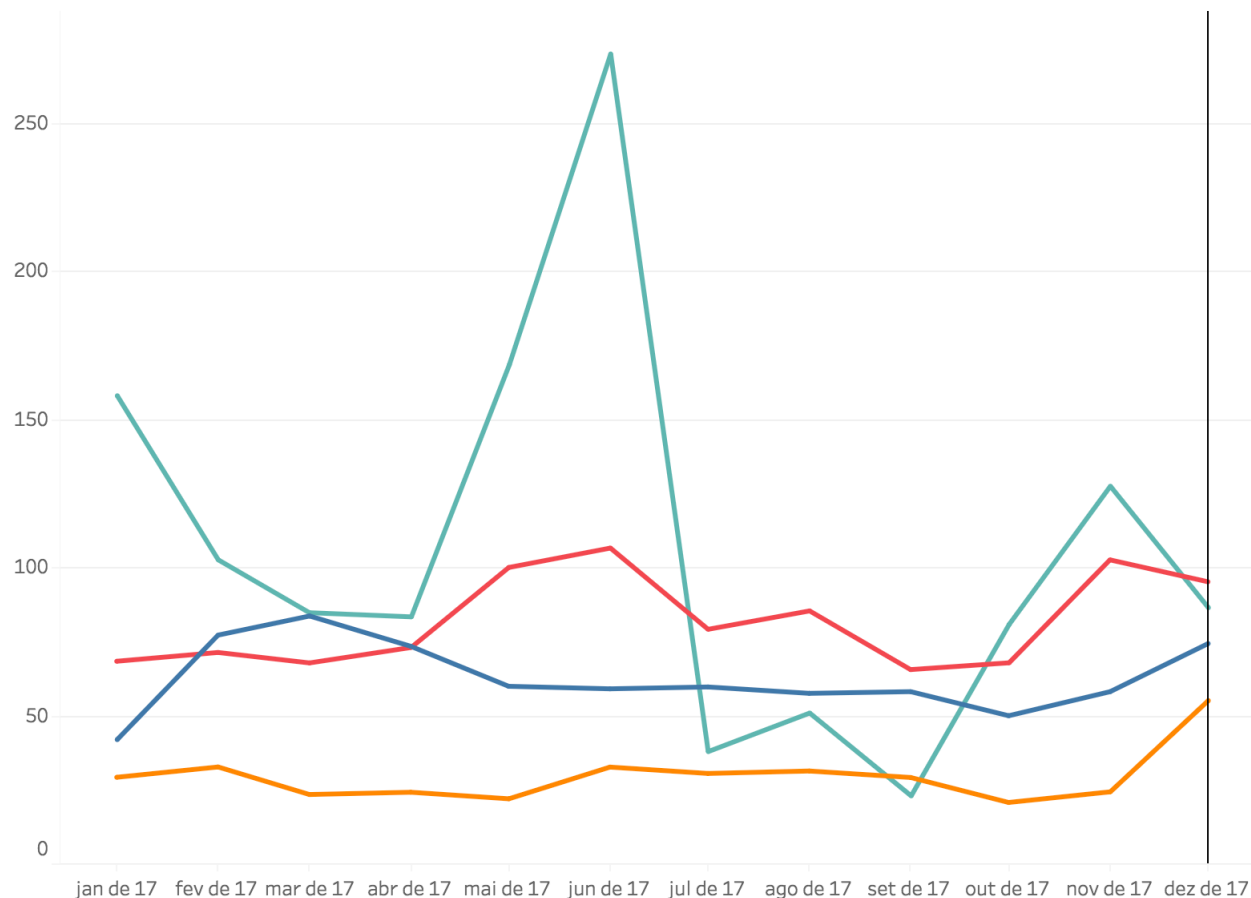
Fim

31/12/2017

365 dia(s) selecionado(s)

- Nordeste
- Norte
- Sudeste/Centro-Oeste
- Sul

ENA Bruta (% MLT)



PARCERIA UFJF E STUDIO APP



PARCERIA UFJF E STUDIO APP



- Sistema de Apoio à Decisão para avaliação de:
 - projetos
 - análise tarifária
 - preços
 - planejamento de curto, médio e longo prazo



- Laboratório de Planejamento Energético
 - PMO
 - Programação Paralela
 - Modelos Chuva-Vazão
 - PDE, PDDE
 - PAR(p)

Muito obrigado !

andre.marcato@ufjf.edu.br

ivo.junior@ufjf.edu.br