

► Preço Horário

Gerência Executiva de Preços,
Modelos e Estudos Energéticos

08/04/2020



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



Aversão ao risco

CVaR e VMinOp (jan/2020)

Redução de geração térmica fora da ordem de mérito



Volatilidade

Tema priorizado na CPAMP para 2020

Reduzir as variações abruptas do PLD

Preço Horário

Implementação em janeiro de 2021

Maior granularidade temporal



1º semestre (2018 e 2019)

- ❑ Tendência de desacoplamento do PLD horário:
 - N: PLD mínimo em várias horas do dia
 - NE: PLD reduzido em função do excedente de geração do Norte e aumento quando da ocorrência de baixa geração eólica, descolando do PLD do Norte

2º semestre (2018 e 2019)

- ❑ Tendência de acoplamento do PLD horário entre todos os submercados
 - NE: em algumas horas do dia pode desacoplar para baixo, em razão de eventuais aumentos de geração eólica

Aspectos gerais

- As novas funcionalidades introduzidas pelo DESSEM na formação do PLD horário estão tendo um comportamento adequado
- O PLD horário tende a acompanhar o comportamento da carga líquida (com parte da carga já atendida pela geração inflexível e intermitente)
- **Restrições de segurança elétrica** associadas aos estudos de estabilidade dinâmica, **representação detalhada das usinas termelétricas** e **Unit Commitment das UTEs** estão funcionando bem



Início da operação sombra com a inclusão das funcionalidade :

- Restrição de segurança elétrica (LPP e Tabela)
- Ciclo combinado
- Trajetórias de acionamento e desligamento (rampas.dat)

Versão 17.4

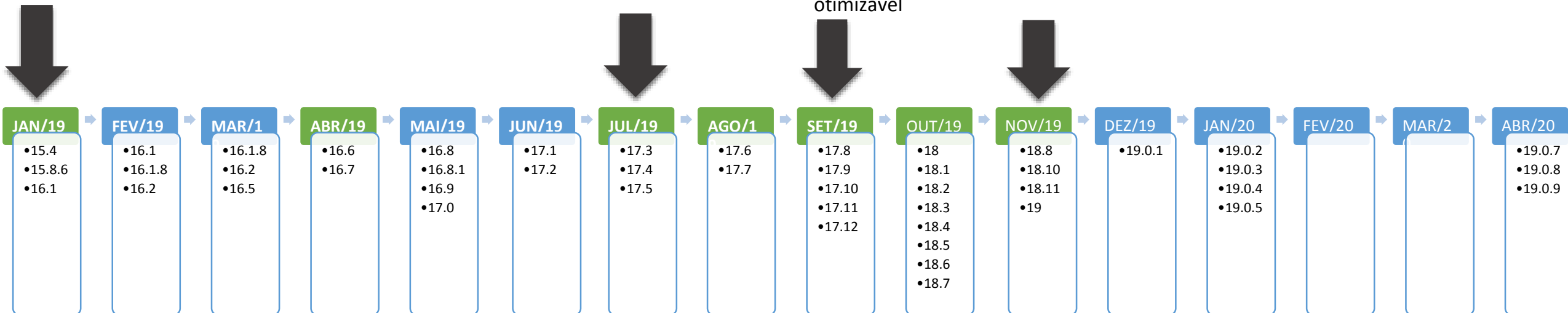
- Melhoria na montagem das restrições elétricas de segurança

Versão 17.10

- Corte do excesso de geração não otimizável

Versão 18.8

- Ajuste na titulação dos despachos das UTEs



Representação:

- Reserva de Potência de Intercâmbio (apenas no caso com rede elétrica)

Versão 17.2

- Restrições "soft" de variação das variáveis do problema - RIVAR

Representação para o

caso sem rede:

- Reserva de Potência de Intercâmbio e aprimoramento das restrições de segurança do submercado Norte

Versão 18.2

- Engolimento máximo das usinas hidroelétricas

Desde o início da operação sombra houve **73** versões do DESSEM



Versão 19

Homologada para uso pelo Despacho ANEEL nº 3.310, 28 de nov. de 2019

Versão 19.0.2

Avaliada na 24ª Reunião da FT-DESSEM (10/jan/2020)

- ✓ Inconsistência no bloco DGBT (bloco que define os diferentes níveis de tensão presentes na rede elétrica).
- ✓ Adição de mensagem crítica quando não informado o CVU de uma unidade geradora térmica.
- ✗ Alguns casos com rede elétrica não foram executados com sucesso.

Versão 19.0.4

- ✓ Impressão do arquivo PDO_HIDR e PDO_OPER_RESPOTELET
- ✓ Montagem do link entre a rede elétrica e as usinas hidrelétricas: Passou-se a verificar se a unidade está de fato conectada a barra do elemento DUSI correspondente.

Versão 19.0.1

Validada em 30/dez/2019

- ✓ Nº máximo de linhas de transmissão (10 mil → 12 mil).
- ✓ Nº de linhas em uma equação de fluxo (20 → 100).
- ✓ Nº de barras em uma equação de fluxo (40 → 80).

Versão 19.0.3

Avaliada na 25ª Reunião da FT-DESSEM (17/jan/2020)

- ✓ Aprimoramento na consistência de dados do UCT.
- ✓ Correção na limitação de geração por engolimento máximo para restrição de reserva de potência operativa das UHEs.
- ✓ Correção do dimensionamento da variável auxiliar para a montagem das REs com participação de UELs.
- ✗ Ajuste na montagem de rampa de fluxo a partir do segundo período.
- ✗ Correção do problema de violação dos limites do RNE para as REs controladas por múltiplas tabelas.
- ✗ Violação de reserva de potência.

Versão 19.0.5 - Validada na 26ª Reunião da FT-DESSEM (29/jan/2020)

- ✓ Ajuste na montagem de rampa de fluxo a partir do segundo período.
- ✓ Correção do problema de violação dos limites do RNE para as REs controladas por múltiplas tabelas.
- ✓ Violação de reserva de potência.
- ✓ Alteração na Titulação das usinas e unidades térmicas.
- ✓ Usinas a GNL devem ser tituladas por ordem de mérito.
- ✓ Usinas com CVU nulo devem ser tituladas como inflexibilidade.
- ✓ A inflexibilidade da usina deve ser a soma da geração das unidades acionadas para atender a geração mínima da usina.

Versão 19.0.8

- ✓ Criação de dois arquivos de saída: PDO_OPER_CONTR e PDO_OPER_TERM, imprimindo os custos marginais dos contratos de importação de energia; e geração e custos marginais por unidade térmica, respectivamente.

Ofício nº10/2020 – SRG/ANEEL – 07/fev/2020

Autorizou o uso da versão 19.0.5 do modelo DESSEM (aprovada no âmbito da FT-DESSEM), por se tratar de ajustes e correções ao modelo, sem aprimoramentos metodológicos ou alterações de parâmetros.

Versão 19.0.7

- ✓ Críticas referentes ao problema de UCT;
- ✓ Tratamento da alocação de carga numa ilha;
- ✓ Impressão do registro FP;
- ✓ Impressão do arquivo de CMO por área;
- ✓ Verificação de data para restrições;
- ✓ Críticas referentes ao problema de UCT;
- ✓ Limite de restrição elétrica controladora na Função Linear por Parte (LPP).

Versão 19.0.9 - Validada na 27ª Reunião da FT-DESSEM (previsão de abertura 09/abr/2020)

- ✓ Inserção da data dos casos nos relatório de saída dos arquivos PDO_OPER_CONTR e PDO_OPER_TERM
- ✓ Correção da impressão do tempo computacional

OBS - Novas versões do modelo DESSEM que não correspondam a alterações em parâmetros e metodologias, e que não impactem as funcionalidades já aprovadas, poderão ser tratadas dentro de um rito expedito, o qual deverá ser incluído no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD. Este processo deverá ser conduzido com a devida transparência e participação dos agentes, bem como com posterior comunicação formal a ANEEL.





Eletrobras
Cepel

**Análise dos CMOs para o caso
DESSEM do dia 07/01/2020**

**André Luiz Diniz / Equipe DESSEM
8ª Reunião do Preço Horário – 08/04/2020**

- 1. Ocorrência questionada em relação aos custos marginais de operação (CMOs)**
- 2. Análise da operação**
- 3. Análise do Valor de CMO**
- 4. Conclusões**

Ocorrência Questionada em relação aos CMOs

Variação Brusca nos CMOs do submercado NE

- Houve um acréscimo no CMO do submercado N nos períodos 43 a 48 (6 intervalos de meia hora)
- Este acréscimo foi verificado **apenas no submercado NE**

“pdo_cmosist.dat”

Variação temporal do CMO no submercado NE

| IPER | Pat | Sist | Cmo \$/MWH | Demanda MW | Perdas MW |
|------|--------|------|------------|------------|-----------|
| 41 | MEDIA | NE | 384,85 | 10998,97 | - |
| 42 | MEDIA | NE | 385,65 | 11166,39 | - |
| 43 | MEDIA | NE | 522,19 | 11515,41 | - |
| 44 | MEDIA | NE | 522,17 | 11713,03 | - |
| 45 | MEDIA | NE | 522,18 | 11720,31 | - |
| 46 | MEDIA | NE | 522,12 | 11615,69 | - |
| 47 | MEDIA | NE | 522,1 | 11466,06 | - |
| 48 | MEDIA | NE | 522,07 | 11289,34 | - |
| 49 | LEVE | NE | 366,45 | 10238 | - |
| 50 | MEDIA | NE | 374,92 | 10812 | - |
| 51 | PESADA | NE | 381,39 | 11139 | - |
| 52 | MEDIA | NE | 374,16 | 11175 | - |

Comparação com o CMO de outros submercados

| IPER | Pat | Sist | Cmo \$/MWH | Demanda MW | | | | | |
|------|-------|------|------------|------------|----|-------|----|--------|----------|
| 43 | MEDIA | SE | 386,38 | 43994,55 | 46 | MEDIA | SE | 378,22 | 41350,24 |
| 43 | MEDIA | S | 386,38 | 13969,93 | 46 | MEDIA | S | 378,22 | 13425,78 |
| 43 | MEDIA | NE | 522,19 | 11515,41 | 46 | MEDIA | NE | 522,19 | 11615,69 |
| 43 | MEDIA | N | 386,38 | 5814,71 | 46 | MEDIA | N | 378,22 | 5930,37 |
| 43 | MEDIA | FC | 386,38 | 0 | 46 | MEDIA | FC | 378,22 | 0 |
| 44 | MEDIA | SE | 385,55 | 43476,19 | 47 | MEDIA | SE | 373,04 | 39745,15 |
| 44 | MEDIA | S | 385,55 | 13919,74 | 47 | MEDIA | S | 373,04 | 12943,22 |
| 44 | MEDIA | NE | 522,17 | 11713,03 | 47 | MEDIA | NE | 522,1 | 11466,06 |
| 44 | MEDIA | N | 385,55 | 5885,69 | 47 | MEDIA | N | 373,04 | 5913,28 |
| 44 | MEDIA | FC | 385,55 | 0 | 47 | MEDIA | FC | 373,04 | 0 |
| 45 | MEDIA | SE | 381,69 | 42254,44 | 48 | MEDIA | SE | 370,78 | 38362,03 |
| 45 | MEDIA | S | 381,69 | 13689,84 | 48 | MEDIA | S | 370,78 | 12470,52 |
| 45 | MEDIA | NE | 522,18 | 11720,31 | 48 | MEDIA | NE | 522,07 | 11289,34 |
| 45 | MEDIA | N | 381,69 | 5928,14 | 48 | MEDIA | N | 370,78 | 5860,25 |
| 45 | MEDIA | FC | 381,69 | 0 | 48 | MEDIA | FC | 370,78 | 0 |

1) Recebimento máximo do NE nos períodos 43 a 48 foi atingido

- Não é possível o NE receber energia vindo de outros submercados, devido à restrição Elétrica RE (403), que é controlada por uma restrição por tabela RESTSEG (nº 1) e uma restrição LPP (nº 1)

"pdo_restoper.dat"

| IPER | Pat | IUSI | Nome | Sist | Tipo | Cod | Num | Fator | Linf | Valor | Lsup | Multipl |
|------|-------|------|------------|------|------|-----|-----|-------|------|----------|------|---------|
| 43 | MEDIA | 6 | INTE-NE-SE | | INTE | RE | 403 | -1.00 | - | 0 | - | 135,811 |
| 43 | MEDIA | 6 | INTE-SE-NE | | INTE | RE | 403 | 1.00 | - | 0 | - | 135,811 |
| 43 | MEDIA | 3 | INTE-NE-FC | | INTE | RE | 403 | -1.00 | - | 0 | - | 135,811 |
| 43 | MEDIA | 3 | INTE-FC-NE | | INTE | RE | 403 | 1.00 | - | 4.403,01 | - | 135,811 |

- O multiplicador da restrição indica o benefício no alívio dessa restrição, e **é consequência (e não causa)** da diferença de CMO entre os dois submercados:

$$522,19\$/MWh \text{ (CMO NE)} - 386,38 \$/MWh \text{ (CMO outros submercados)} = \$135,81$$

2) As usinas hidrelétricas do submercado NE estão na geração máxima nos períodos 43 a 48

- **ITAPARICA:** Restrição de turbinamento máximo de 900 m³/s atingida (RE 99207)
- **MOXOTÓ:** Restrição de turbinamento máximo de 0 m³/s atingida (RE 99209)
- **P. AFONSO 123 e P.AFONSO 4:** Usinas a fio d'água, que estão turbinando todo a vazão de água afluyente
(o modelo optou pela geração em P. Afonso 4)
- **XINGÓ:** Turbinamento máximo (fixo) em 800m³/s



3) Todas as usinas térmicas acima do CMO estão desligadas, e todas abaixo do CMO estão na geração máxima

"operut.dat"

UTES do NE no máximo

| IPER | Pat | USIT | Nome | Sist | Geracao MW | GMax MW |
|------|-------|------|--------------|------|---------------|------------|
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 43 | MEDIA | 147 | PROSPERIDADE | NE | 27,9 | 27,9 |
| 43 | MEDIA | 109 | ALTOS | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 111 | ARACATI | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 113 | BATURITE | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 117 | CAMPO MAIOR | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 119 | CAUCAIA | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 121 | CRATO | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 125 | ENGUIA PECEM | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 74 | FAFEN | NE | 20 | 20 |
| 43 | MEDIA | 42 | FORTALEZA | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 127 | IGUATU | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 133 | JUAZEIRO N | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 135 | MARAMBAIA | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 138 | NAZARIA | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 167 | P, PECEM I | NE | 720 | 720 |
| 43 | MEDIA | 163 | P, PECEM II | NE | 365 | 365 |
| 43 | MEDIA | 221 | SYKUE I | NE | 24 | 24 |
| 43 | MEDIA | 43 | TERMOBAHIA | NE | 160 | 160 |
| 43 | MEDIA | 58 | TERMOCEARA | NE | 0 | 0 |
| 43 | MEDIA | 96 | TERMOPE | NE | 533 | 533 |
| 43 | MEDIA | 83 | VALE DO ACU | NE | 155 | 155 |

UTES do NE com geração nula

| USIT | Nome | Sist | Geracao MW | GMax MW | CustoLinear \$/ (MWh) |
|------|----------------|------|---------------|------------|--------------------------|
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 112 | BAHIA I | NE | 0 | 28 | 729,37 |
| 166 | CAMACARI PI | NE | 0 | 100 | 1165,8 |
| 52 | CAMPINA GDE | NE | 0 | 169 | 720,77 |
| 53 | GLOBAL I | NE | 0 | 132 | 817,35 |
| 55 | GLOBAL II | NE | 0 | 132 | 817,35 |
| 57 | MARACANAU I | NE | 0 | 142 | 698,24 |
| 164 | MURICY | NE | 0 | 130 | 1165,8 |
| 160 | PAU FERRO I | NE | 0 | 94 | 1378,14 |
| 98 | PERNAMBUCO III | NE | 0 | 174 | 616,83 |
| 144 | PETROLINA | NE | 0 | 132 | 1279,05 |
| 151 | POTIGUAR | NE | 0 | 53 | 1221,88 |
| 161 | POTIGUAR III | NE | 0 | 55 | 1221,87 |
| 170 | SUAPE II | NE | 0 | 336 | 730,11 |
| 152 | TERMOCEARA | NE | 0 | 49 | 712,04 |
| 159 | TERMOCEARA | NE | 0 | 143 | 1378,14 |
| 67 | TERMOCEARA | NE | 0 | 156 | 716,62 |
| 69 | TERMOCEARA | NE | 0 | 156 | 716,62 |
| 73 | GERAMAR I | N | 0 | 159 | 720,74 |
| 70 | GERAMAR II | N | 0 | 159 | 720,74 |
| 60 | NORTEFLU | SE | 725 | 826 | 0,00 (RE 813 no limite) |

Como o NE atende a sua demanda?

- **A usina de Itaparica necessita defluir água há 3 horas atrás (períodos 37 a 42), para que esta chegue à usina de P. Afonso 4, cujo tempo de viagem é de 3 horas**

Tempo de Viagem de Itaparica até Moxotó: 3 horas (registro TV)
Tempo de Viagem de Moxotó até P. Afonso 4: 0h

- Devido à restrição de tubinamento máximo, esta defluência de Itaparica se dá por VERTIMENTO, e não por turbinamento
- Os únicos períodos onde há vertimento em Itaparica são os períodos 37 a 4
- **Um aumento de demanda nos períodos 37 a 43 provoca perda de água em Itaparica, que é utilizada somente para geração em P. Afonso IV (e não na própria usina de Itaparica e em Moxotó)**

| IPER | IPAT | USIH | NomeUsih | NomeSis | VutilInic (hm3) | VutilInic (%) | VutilFim (%) | Qtur (m3/s) | Qver (m3/s) | Vver (hm3) | Q (m) |
|------|------|------|-----------|---------|-----------------|---------------|--------------|-------------|-------------|------------|-------|
| 1 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,3 | 35,38 | 35,38 | 800 | 0 | 0 | |
| 2 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 35,38 | 800 | 0 | 0 | |
| 3 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 35,38 | 800 | 0 | 0 | |
| 4 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 5 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,1 | 35,37 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 6 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,1 | 35,37 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 7 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255 | 35,37 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 8 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255 | 35,37 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 9 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,9 | 35,37 | 35,37 | 800 | 0 | 0 | |
| 10 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,9 | 35,37 | 35,36 | 848,14 | 0 | 0 | |
| 11 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,7 | 35,36 | 35,36 | 800 | 0 | 0 | |
| 12 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,7 | 35,36 | 35,36 | 900 | 0 | 0 | |
| 13 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,5 | 35,36 | 35,35 | 900 | 0 | 0 | |
| 14 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,2 | 35,35 | 35,34 | 900 | 0 | 0 | |
| 15 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254 | 35,34 | 35,34 | 900 | 0 | 0 | |
| 16 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,8 | 35,34 | 35,33 | 900 | 0 | 0 | |
| 17 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,6 | 35,33 | 35,33 | 900 | 0 | 0 | |
| 18 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,3 | 35,33 | 35,32 | 900 | 0 | 0 | |
| 19 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,1 | 35,32 | 35,31 | 900 | 0 | 0 | |
| 20 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,9 | 35,31 | 35,31 | 900 | 0 | 0 | |
| 21 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,7 | 35,31 | 35,3 | 900 | 0 | 0 | |
| 22 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,4 | 35,3 | 35,29 | 900 | 0 | 0 | |
| 23 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,2 | 35,29 | 35,29 | 900 | 0 | 0 | |
| 24 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252 | 35,29 | 35,28 | 900 | 0 | 0 | |
| 25 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,8 | 35,28 | 35,28 | 900 | 0 | 0 | |
| 26 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,6 | 35,28 | 35,27 | 900 | 0 | 0 | |
| 27 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,4 | 35,27 | 35,27 | 900 | 0 | 0 | |
| 28 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,3 | 35,27 | 35,26 | 900 | 0 | 0 | |
| 29 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,1 | 35,26 | 35,26 | 900 | 0 | 0 | |
| 30 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,9 | 35,26 | 35,25 | 900 | 0 | 0 | |
| 31 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,8 | 35,25 | 35,25 | 900 | 0 | 0 | |
| 32 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,6 | 35,25 | 35,24 | 900 | 0 | 0 | |
| 33 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,4 | 35,24 | 35,24 | 900 | 0 | 0 | |
| 34 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,3 | 35,24 | 35,23 | 900 | 0 | 0 | |
| 35 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,1 | 35,23 | 35,23 | 900 | 0 | 0 | |
| 36 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,9 | 35,23 | 35,22 | 900 | 0 | 0 | |
| 37 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,7 | 35,22 | 35,22 | 900 | 28,98 | 0,05 | |
| 38 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,5 | 35,22 | 35,2 | 900 | 196,24 | 0,35 | |
| 39 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249 | 35,2 | 35,18 | 900 | 289,41 | 0,32 | |
| 40 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,3 | 35,18 | 35,17 | 900 | 217,47 | 0,39 | |
| 41 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1247,8 | 35,17 | 35,16 | 900 | 145,01 | 0,26 | |
| 42 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1247,3 | 35,16 | 35,15 | 900 | 47,51 | 0,09 | |
| 43 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1247,1 | 35,15 | 35,14 | 900 | 0 | 0 | |
| 44 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1246,9 | 35,14 | 35,14 | 900 | 0 | 0 | |
| 45 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1246,7 | 35,14 | 35,13 | 900 | 0 | 0 | |
| 46 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1246,6 | 35,13 | 35,13 | 900 | 0 | 0 | |
| 47 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1246,4 | 35,13 | 35,12 | 900 | 0 | 0 | |
| 48 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1246,2 | 35,12 | 35,12 | 900 | 0 | 0 | |

1) Aumento artificial na vazão afluyente natural à Paulo Afonso

- Inclusão, **somente nos períodos 43 a 48**, de uma vazão afluyente a Paulo Afonso **estritamente superior** à vazão vertida por Itaparica nos períodos 37 a 43
- Com isto, **não é necessário mais o vertimento de Itaparica** nestes períodos passados

| VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s) | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------------|-----|----|----|---|----|----|----|----------|
| NUM | NOME | itp | DI | HI | M | DF | HF | M | VAZAO |
| XXX | XXXXXXXXXXXXX | X | XX | XX | X | XX | XX | XX | XXXXXXXX |
| 174 | P.AFONSO 123 | 1 | 07 | | | F | | | 0 |
| &XX | XXXXXXXXXXXXX | X | XX | XX | X | XX | XX | XX | XXXXXXXX |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | | | F | | | 0 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 0 | 07 | 21 | 1 | 29 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 1 | 07 | 22 | | 197 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 0 | 07 | 22 | 1 | 290 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 1 | 07 | 23 | | 218 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 0 | 07 | 23 | 1 | 146 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 1 | 08 | | | 48 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 08 | | | F | | | 0 |

"dadvaz.dat"

1) Aumento artificial na vazão afluente natural à Paulo Afonso

“pdo_oper_usih.dat”

➤ Não ocorreu mais vertimento em Itaparica

| us | IPER | IPAT | USIH | NomeUsih | NomeSis | VutilInic (hm3) | VutilInic (%) | VutilFim (hm3) | VutilFim (%) | VutilMax (hm3) | Qtur (m3/s) | Qver (m3/s) | V (l) |
|------|------|------|------|-----------|---------|-----------------|---------------|----------------|--------------|----------------|-------------|-------------|-------|
| 60 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 61 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 62 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 170 | 1 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,3 | 35,38 | 1255,2 | 35,38 | 3548 | 800 | 0 | |
| 332 | 2 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 1255,2 | 35,38 | 3548 | 800 | 0 | |
| 494 | 3 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 1255,2 | 35,38 | 3548 | 800 | 0 | |
| 656 | 4 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,2 | 35,38 | 1255,1 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 818 | 5 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,1 | 35,37 | 1255,1 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 980 | 6 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255,1 | 35,37 | 1255 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 1142 | 7 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255 | 35,37 | 1255 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 1304 | 8 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1255 | 35,37 | 1254,9 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 1466 | 9 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,9 | 35,37 | 1254,9 | 35,37 | 3548 | 800 | 0 | |
| 1628 | 10 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,9 | 35,37 | 1254,7 | 35,36 | 3548 | 848,14 | 0 | |
| 1790 | 11 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,7 | 35,36 | 1254,7 | 35,36 | 3548 | 800 | 0 | |
| 1952 | 12 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,7 | 35,36 | 1254,5 | 35,36 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2114 | 13 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,5 | 35,36 | 1254,2 | 35,35 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2276 | 14 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254,2 | 35,35 | 1254 | 35,34 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2438 | 15 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1254 | 35,34 | 1253,8 | 35,34 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2600 | 16 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,8 | 35,34 | 1253,6 | 35,33 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2762 | 17 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,6 | 35,33 | 1253,3 | 35,33 | 3548 | 900 | 0 | |
| 2924 | 18 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,3 | 35,33 | 1253,1 | 35,32 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3086 | 19 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1253,1 | 35,32 | 1252,9 | 35,31 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3248 | 20 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,9 | 35,31 | 1252,7 | 35,31 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3410 | 21 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,7 | 35,31 | 1252,4 | 35,3 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3572 | 22 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,4 | 35,3 | 1252,2 | 35,29 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3734 | 23 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252,2 | 35,29 | 1252 | 35,29 | 3548 | 900 | 0 | |
| 3896 | 24 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1252 | 35,29 | 1251,8 | 35,28 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4058 | 25 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,8 | 35,28 | 1251,6 | 35,28 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4220 | 26 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,6 | 35,28 | 1251,4 | 35,27 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4382 | 27 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,4 | 35,27 | 1251,3 | 35,27 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4544 | 28 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,3 | 35,27 | 1251,1 | 35,26 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4706 | 29 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1251,1 | 35,26 | 1250,9 | 35,26 | 3548 | 900 | 0 | |
| 4868 | 30 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,9 | 35,26 | 1250,8 | 35,25 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5030 | 31 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,8 | 35,25 | 1250,6 | 35,25 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5192 | 32 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,6 | 35,25 | 1250,4 | 35,24 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5354 | 33 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,4 | 35,24 | 1250,3 | 35,24 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5516 | 34 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,3 | 35,24 | 1250,1 | 35,23 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5678 | 35 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1250,1 | 35,23 | 1249,9 | 35,23 | 3548 | 900 | 0 | |
| 5840 | 36 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,9 | 35,23 | 1249,7 | 35,22 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6002 | 37 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,7 | 35,22 | 1249,6 | 35,22 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6164 | 38 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,6 | 35,22 | 1249,4 | 35,21 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6326 | 39 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,4 | 35,21 | 1249,2 | 35,21 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6488 | 40 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,2 | 35,21 | 1249,1 | 35,2 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6650 | 41 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1249,1 | 35,2 | 1248,9 | 35,2 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6812 | 42 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,9 | 35,2 | 1248,7 | 35,2 | 3548 | 900 | 0 | |
| 6974 | 43 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,7 | 35,2 | 1248,6 | 35,19 | 3548 | 900 | 0 | |
| 7136 | 44 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,6 | 35,19 | 1248,4 | 35,19 | 3548 | 900 | 0 | |
| 7298 | 45 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,4 | 35,19 | 1248,2 | 35,18 | 3548 | 900 | 0 | |
| 7460 | 46 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,2 | 35,18 | 1248,1 | 35,18 | 3548 | 900 | 0 | |
| 7622 | 47 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1248,1 | 35,18 | 1247,9 | 35,17 | 3548 | 900 | 0 | |
| 7784 | 48 | 1 | 172 | ITAPARICA | NE | 1247,9 | 35,17 | 1247,7 | 35,17 | 3548 | 900 | 0 | |

➤ Não ocorreu mais o aumento do CMO do NE nos períodos 43 a 48

| IPER | Pat | SIST | Cmarg | PLDemanda |
|------|--------|------|--------|-----------|
| 1 | LEVE | NE | 367,08 | 367,08 |
| 2 | LEVE | NE | 365,06 | 365,06 |
| 3 | LEVE | NE | 362,7 | 362,7 |
| 4 | LEVE | NE | 358,92 | 358,92 |
| 5 | LEVE | NE | 357,24 | 357,24 |
| 6 | LEVE | NE | 355,72 | 355,72 |
| 7 | LEVE | NE | 356,41 | 356,41 |
| 8 | LEVE | NE | 355,67 | 355,67 |
| 9 | LEVE | NE | 368,46 | 368,46 |
| 10 | LEVE | NE | 364,72 | 364,72 |
| 11 | LEVE | NE | 356,37 | 356,37 |
| 12 | LEVE | NE | 355,98 | 355,98 |
| 13 | LEVE | NE | 357,74 | 357,74 |
| 14 | LEVE | NE | 363,05 | 363,05 |
| 15 | LEVE | NE | 365,86 | 365,86 |
| 16 | LEVE | NE | 368,43 | 368,43 |
| 17 | MEDIA | NE | 371,3 | 371,3 |
| 18 | MEDIA | NE | 374,96 | 374,96 |
| 19 | MEDIA | NE | 378,5 | 378,5 |
| 20 | MEDIA | NE | 381,65 | 381,65 |
| 21 | PESADA | NE | 385,73 | 385,73 |
| 22 | PESADA | NE | 386,42 | 386,42 |
| 23 | PESADA | NE | 386,36 | 386,36 |
| 24 | PESADA | NE | 384,4 | 384,4 |
| 25 | PESADA | NE | 381,03 | 381,03 |
| 26 | PESADA | NE | 381,5 | 381,5 |
| 27 | PESADA | NE | 387,15 | 387,15 |
| 28 | PESADA | NE | 393,61 | 393,61 |
| 29 | PESADA | NE | 393,85 | 393,85 |
| 30 | PESADA | NE | 393,8 | 393,8 |
| 31 | PESADA | NE | 393,75 | 393,75 |
| 32 | PESADA | NE | 393,69 | 393,69 |
| 33 | PESADA | NE | 393,64 | 393,64 |
| 34 | PESADA | NE | 387,56 | 387,56 |
| 35 | PESADA | NE | 382,07 | 382,07 |
| 36 | PESADA | NE | 378,99 | 378,99 |
| 37 | MEDIA | NE | 374,95 | 374,95 |
| 38 | MEDIA | NE | 379,23 | 379,23 |
| 39 | MEDIA | NE | 384,14 | 384,14 |
| 40 | MEDIA | NE | 385,64 | 385,64 |
| 41 | MEDIA | NE | 384,85 | 384,85 |
| 42 | MEDIA | NE | 385,65 | 385,65 |
| 43 | MEDIA | NE | 390,33 | 390,33 |
| 44 | MEDIA | NE | 390,24 | 390,24 |
| 45 | MEDIA | NE | 390,15 | 390,15 |
| 46 | MEDIA | NE | 390,06 | 390,06 |
| 47 | MEDIA | NE | 389,98 | 389,98 |
| 48 | MEDIA | NE | 389,89 | 389,89 |

2) Aumento artificial MENOR na vazão afluente natural à P. Afonso 4

- Inclusão, **somente nos períodos 43 a 48**, de uma vazão afluente a Paulo Afonso **inferior** à vazão vertida por Itaparica nos períodos 37 a 43
- Com isto, Itaparica **ainda necessita verter** nestes períodos passados

| VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s) | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------|-----|----|----|----|----|----|----|--------|
| NUM | NOME | itp | DI | HI | M | DF | HF | M | VAZAO |
| XXX | XXXXXXXXXXXX | X | XX | XX | XX | XX | XX | XX | XXXXXX |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | | | F | | | 0 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 0 | 07 | 21 | 1 | 25 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 1 | 07 | 22 | | 190 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 0 | 07 | 22 | 1 | 280 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 1 | 07 | 23 | | 210 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 0 | 07 | 23 | 1 | 140 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 1 | 08 | | | 40 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 0 | 07 | 21 | 1 | 29 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 1 | 07 | 22 | | 197 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 0 | 07 | 22 | 1 | 290 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 1 | 07 | 23 | | 218 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 0 | 07 | 23 | 1 | 146 |
| &175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 1 | 08 | | | 48 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 08 | | | F | | | 0 |

"dadvaz.dat"

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

"dadvaz.dat"

**Vazões: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior**

| NUM | NOME | itp | DI | HI | M | DF | HF | M | VAZAO |
|-----|----------------|-----|----|----|---|----|----|---|------------|
| XXX | XXXXXXXXXXXXXX | X | XX | XX | X | XX | XX | X | XXXXXXXXXX |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 0 | 07 | 21 | 1 | 29 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 1 | 07 | 22 | | 197 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 0 | 07 | 22 | 1 | 290 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 1 | 07 | 23 | | 218 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 0 | 07 | 23 | 1 | 146 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 1 | 08 | | | 48 |

**Vazões: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor**

| NUM | NOME | itp | DI | HI | M | DF | HF | M | VAZAO |
|-----|----------------|-----|----|----|---|----|----|---|------------|
| XXX | XXXXXXXXXXXXXX | X | XX | XX | X | XX | XX | X | XXXXXXXXXX |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 0 | 07 | 21 | 1 | 25 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 21 | 1 | 07 | 22 | | 190 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 0 | 07 | 22 | 1 | 280 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 22 | 1 | 07 | 23 | | 210 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 0 | 07 | 23 | 1 | 140 |
| 175 | P.AFONSO 4 | 1 | 07 | 23 | 1 | 08 | | | 40 |

Análise de Sensibilidade

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior – períodos 1 a 8**

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor – períodos 1 a 8**

| IPER | Pat | SIST | Cmarg | PI_Demanda | | IPER | Pat | SIST | Cmarg | PI_Demanda | |
|------|------|------|--------|------------|--|------|------|------|--------|------------|--|
| 1 | LEVE | SE | 367.08 | 367.08 | | 1 | LEVE | SE | 367.13 | 367.13 | |
| 1 | LEVE | S | 367.08 | 367.08 | | 1 | LEVE | S | 367.13 | 367.13 | |
| 1 | LEVE | NE | 367.08 | 367.08 | | 1 | LEVE | NE | 367.13 | 367.13 | |
| 1 | LEVE | N | 367.08 | 367.08 | | 1 | LEVE | N | 367.13 | 367.13 | |
| 1 | LEVE | FC | 367.08 | 367.08 | | 1 | LEVE | FC | 367.13 | 367.13 | |
| 2 | LEVE | SE | 365.06 | 365.06 | | 2 | LEVE | SE | 364.86 | 364.86 | |
| 2 | LEVE | S | 365.06 | 365.06 | | 2 | LEVE | S | 364.86 | 364.86 | |
| 2 | LEVE | NE | 365.06 | 365.06 | | 2 | LEVE | NE | 364.86 | 364.86 | |
| 2 | LEVE | N | 365.06 | 365.06 | | 2 | LEVE | N | 364.86 | 364.86 | |
| 2 | LEVE | FC | 365.06 | 365.06 | | 2 | LEVE | FC | 364.86 | 364.86 | |
| 3 | LEVE | SE | 362.70 | 362.70 | | 3 | LEVE | SE | 361.51 | 361.51 | |
| 3 | LEVE | S | 362.70 | 362.70 | | 3 | LEVE | S | 361.51 | 361.51 | |
| 3 | LEVE | NE | 362.70 | 362.70 | | 3 | LEVE | NE | 361.51 | 361.51 | |
| 3 | LEVE | N | 362.70 | 362.70 | | 3 | LEVE | N | 361.51 | 361.51 | |
| 3 | LEVE | FC | 362.70 | 362.70 | | 3 | LEVE | FC | 361.51 | 361.51 | |
| 4 | LEVE | SE | 358.92 | 358.92 | | 4 | LEVE | SE | 358.34 | 358.34 | |
| 4 | LEVE | S | 358.92 | 358.92 | | 4 | LEVE | S | 358.34 | 358.34 | |
| 4 | LEVE | NE | 358.92 | 358.92 | | 4 | LEVE | NE | 358.34 | 358.34 | |
| 4 | LEVE | N | 358.92 | 358.92 | | 4 | LEVE | N | 358.34 | 358.34 | |
| 4 | LEVE | FC | 358.92 | 358.92 | | 4 | LEVE | FC | 358.34 | 358.34 | |
| 5 | LEVE | SE | 357.24 | 357.24 | | 5 | LEVE | SE | 357.16 | 357.16 | |
| 5 | LEVE | S | 357.24 | 357.24 | | 5 | LEVE | S | 357.16 | 357.16 | |
| 5 | LEVE | NE | 357.24 | 357.24 | | 5 | LEVE | NE | 357.16 | 357.16 | |
| 5 | LEVE | N | 357.24 | 357.24 | | 5 | LEVE | N | 357.16 | 357.16 | |
| 5 | LEVE | FC | 357.24 | 357.24 | | 5 | LEVE | FC | 357.16 | 357.16 | |
| 6 | LEVE | SE | 355.72 | 355.72 | | 6 | LEVE | SE | 355.64 | 355.64 | |
| 6 | LEVE | S | 355.72 | 355.72 | | 6 | LEVE | S | 355.64 | 355.64 | |
| 6 | LEVE | NE | 355.72 | 355.72 | | 6 | LEVE | NE | 355.64 | 355.64 | |
| 6 | LEVE | N | 355.72 | 355.72 | | 6 | LEVE | N | 355.64 | 355.64 | |
| 6 | LEVE | FC | 355.72 | 355.72 | | 6 | LEVE | FC | 355.64 | 355.64 | |

"pdo_cmosist.dat"

➤ Como esperado, a variação nos CMOs é muito pequena

Análise de Sensibilidade

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior – períodos 43 a 48**

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor – períodos 43 a 48**


| IPER | Pat | SIST | Cmarg | PI_Demanda |
|------|-------|------|--------|------------|
| 43 | MEDIA | SE | 386.39 | 386.39 |
| 43 | MEDIA | S | 386.39 | 386.39 |
| 43 | MEDIA | NE | 390.33 | 390.33 |
| 43 | MEDIA | N | 386.39 | 386.39 |
| 43 | MEDIA | FC | 386.39 | 386.39 |
| 44 | MEDIA | SE | 385.55 | 385.55 |
| 44 | MEDIA | S | 385.55 | 385.55 |
| 44 | MEDIA | NE | 390.24 | 390.24 |
| 44 | MEDIA | N | 385.55 | 385.55 |
| 44 | MEDIA | FC | 385.55 | 385.55 |
| 45 | MEDIA | SE | 381.78 | 381.78 |
| 45 | MEDIA | S | 381.78 | 381.78 |
| 45 | MEDIA | NE | 390.15 | 390.15 |
| 45 | MEDIA | N | 381.78 | 381.78 |
| 45 | MEDIA | FC | 381.78 | 381.78 |
| 46 | MEDIA | SE | 378.23 | 378.23 |
| 46 | MEDIA | S | 378.23 | 378.23 |
| 46 | MEDIA | NE | 390.06 | 390.06 |
| 46 | MEDIA | N | 378.23 | 378.23 |
| 46 | MEDIA | FC | 378.23 | 378.23 |
| 47 | MEDIA | SE | 373.04 | 373.04 |
| 47 | MEDIA | S | 373.04 | 373.04 |
| 47 | MEDIA | NE | 389.98 | 389.98 |
| 47 | MEDIA | N | 373.04 | 373.04 |
| 47 | MEDIA | FC | 373.04 | 373.04 |
| 48 | MEDIA | SE | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | S | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | NE | 389.89 | 389.89 |
| 48 | MEDIA | N | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | FC | 370.78 | 370.78 |

| IPER | Pat | SIST | Cmarg | PI_Demanda |
|------|-------|------|--------|------------|
| 43 | MEDIA | SE | 385.83 | 385.83 |
| 43 | MEDIA | S | 385.83 | 385.83 |
| 43 | MEDIA | NE | 522.37 | 522.37 |
| 43 | MEDIA | N | 385.83 | 385.83 |
| 43 | MEDIA | FC | 385.83 | 385.83 |
| 44 | MEDIA | SE | 384.30 | 384.30 |
| 44 | MEDIA | S | 384.30 | 384.30 |
| 44 | MEDIA | NE | 522.39 | 522.39 |
| 44 | MEDIA | N | 384.30 | 384.30 |
| 44 | MEDIA | FC | 384.30 | 384.30 |
| 45 | MEDIA | SE | 380.65 | 380.65 |
| 45 | MEDIA | S | 380.65 | 380.65 |
| 45 | MEDIA | NE | 522.32 | 522.32 |
| 45 | MEDIA | N | 380.65 | 380.65 |
| 45 | MEDIA | FC | 380.65 | 380.65 |
| 46 | MEDIA | SE | 377.26 | 377.26 |
| 46 | MEDIA | S | 377.26 | 377.26 |
| 46 | MEDIA | NE | 522.30 | 522.30 |
| 46 | MEDIA | N | 377.26 | 377.26 |
| 46 | MEDIA | FC | 377.26 | 377.26 |
| 47 | MEDIA | SE | 371.83 | 371.83 |
| 47 | MEDIA | S | 371.83 | 371.83 |
| 47 | MEDIA | NE | 522.23 | 522.23 |
| 47 | MEDIA | N | 371.83 | 371.83 |
| 47 | MEDIA | FC | 371.83 | 371.83 |
| 48 | MEDIA | SE | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | S | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | NE | 522.29 | 522.29 |
| 48 | MEDIA | N | 370.78 | 370.78 |
| 48 | MEDIA | FC | 370.78 | 370.78 |

"pdo_cmosist.dat"

➤ A pequena diferença na afluência à P. Afonso 4 (4 a 10 m³/s ao longo de 3 horas) provocou o aumento no CMO

Cálculo do “Valor de geração” da defluência de Itaipu

- Esta análise não é simples, pois no modelo DESSEM **todos os períodos estão acoplados em um mesmo PL**;
 - ✓ A defluência em um período pode afetar vários períodos posteriores
 - Pode-se ter uma ideia da magnitude do “CVU” referente a uma defluência em Itaparica:
 - ✓ Valor da água da usina de Itaparica (arquivo “pdo_eco_fcfcortes.dat”): em torno de $191 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3$
 - ✓ Valor da água da usina de Xingó (arquivo “pdo_eco_fcfcortes.dat”): em torno de $43 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3$
-  “Custo” da água defluída por Itaparica: $191 - 43 = \mathbf{148 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3}$
- ✓ Produtividade da usina de Paulo Afonso (já que não há geração adicional em Itaparica e Moxotó) **$1,026 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$** (arquivo “avl_fpha1.dat”)
 - ✓ “CVU” de Itaparica: $\approx (\mathbf{148 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3} / \mathbf{1,026 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})}) \times \text{fator de conversão} = \mathbf{519,30 \text{ \$/MWh}}$

- O aumento considerado exagerado no valor de CMO do submercado NE foi causado por uma questão pontual, referente à ocorrência forçada de vertimentos na usina de Itaparica, devido à maior demanda nos períodos 43 a 48
- Este “salto” é semelhante ao que ocorre quando se passa de uma térmica para outra, em submercados que não possuem mais recursos hidrelétricos, e não podem ser “ajudados” por outros submercados (ex: sistemas puramente térmicos)
- Ressalta-se que variações de CMOs no DESSEM (e, possivelmente, também no modelo DECOMP) podem ser causados por questões pontuais relacionadas às afluências às usinas hidroelétricas e/ou às restrições que são inseridas no modelo
- OBS: Todas as análises foram realizadas **consultando-se exclusivamente os arquivos de saída do modelo DESSEM**

OBRIGADO

**diniz@cepel.br /
dessem@cepel.br**



Eletrobras
Cepel



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



✓ Reprodutibilidade de resultados nos casos ONS/CCEE

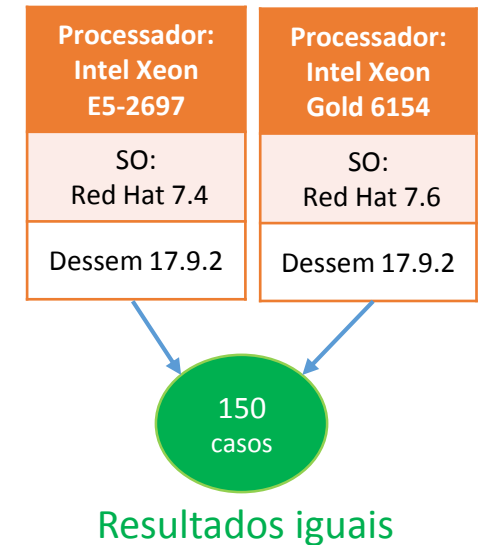
✓ **Problema detectado:** em 02/jan, a CCEE encontrou resultados diferentes daqueles publicados pelo ONS quando executou em sua máquina, reportando o caso ao CEPEL e ONS.

✓ Histórico: avaliação realizada em set/19

✓ Nesta ocasião foram avaliados diferentes ambientes computacionais:

- Sistema operacional (SO): Red Hat, Cent-OS, Ubuntu
- Marca de processador: Intel e AMD
- Série de processador: Xeon, I7, Phenon, Opteron
- Modelo de processador: E5-2697, E5-2620, 7600U, etc

✓ Carta ONS 0029-DPL-PE-2019, CT CCEE 0012-2019 e Ofício n. 1004-2019-DEE-EPE_Versão 18.11 do modelo DESSEM: *“4. Ressalta-se que para garantir a reprodutibilidade dos resultados obtidos pelo ONS e pela CCEE em execuções do DESSEM é necessária a utilização de uma mesma família de sistema operacional, processadores e o mesmo número de núcleos de processamento (“cores”) em paralelo. Neste sentido, informamos que a configuração atualmente utilizada pelo ONS e a CCEE nos estudos com o DESSEM corresponde a: sistema operacional Red-Hat em sua versão 8 em diante, processador Intel Xeon e processamento em paralelo com dois núcleos de processamento.”*



- CCEE, ONS e CEPEL estão trabalhando em novos testes para identificar a viabilidade de garantir a reprodutibilidade dos casos;
- Alternativas em discussão:
 1. Explorar os parâmetros (setup) do otimizador CPLEX;
 2. CPLEX customizado (requer negociação técnico-comercial com a IBM);
 3. Utilização de um software que "simula" a execução num processador específico;
 4. Estratégia via código DESSEM, a ser desenvolvida pelo CEPEL, para manter Custo Total, CMO/PLD, Geração Térmica reprodutíveis;
 5. Uso de um ambiente virtual único para todos os Agentes de mercado.



| 2020 | Março | | | | | |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| SÁBADO | DOMINGO | SEGUNDA | TERÇA | QUARTA | QUINTA | SEXTA |
| | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 |
| | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 |
| | 29/02/2020 | 01/03/2020 | 02/03/2020 | 03/03/2020 | 04/03/2020 | 05/03/2020 |
| 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 |
| 06/03/2020 | 07/03/2020 | 08/03/2020 | 09/03/2020 | 10/03/2020 | 11/03/2020 | 12/03/2020 |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 |
| 13/03/2020 | 14/03/2020 | 15/03/2020 | 16/03/2020 | 17/03/2020 | 18/03/2020 | 19/03/2020 |
| 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 |
| 20/03/2020 | 21/03/2020 | 22/03/2020 | 23/03/2020 | 24/03/2020 | 25/03/2020 | 26/03/2020 |
| 28 | 29 | 30 | 31 | | | |
| 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | | | |
| 27/03/2020 | 28/03/2020 | 29/03/2020 | 30/03/2020 | | | |

Dias 8, 17 e 18 - Publicado com contingência pelo ONS e rebatido para o caso CCEE – **Desativando o Unit Commitment**

LEGENDA

Executado e Publicado

| Março/20 | | Dias | |
|------------|----------------------|------|-----|
| PLD Sombra | | 31 | |
| ONS | Recebido (até 16h) | 17 | 55% |
| | Recebido (após 16h) | 14 | 45% |
| CCEE | Publicado (até 18h) | 9 | 43% |
| | Publicado (após 18h) | 12 | 57% |



| 2020 | | Abril | | | | |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| SÁBADO | DOMINGO | SEGUNDA | TERÇA | QUARTA | QUINTA | SEXTA |
| | | | | 01 | 02 | 03 |
| | | | | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 |
| | | | | 31/03/2020 | 01/04/2020 | 02/04/2020 |
| 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 |
| 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | 19.0.5 | | |
| 02/04/2020 | 03/04/2020 | 04/04/2020 | 05/04/2020 | 06/04/2020 | | |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| | | | | | | |
| 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| | | | | | | |
| 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | |
| | | | | | | |

LEGENDA

 Executado e Publicado

| | | Abril/20 | Dias | |
|------|----------------------|-------------------|-------------|--|
| | | PLD Sombra | 8 | |
| ONS | Recebido (até 16h) | 8 | 100% | |
| | Recebido (após 16h) | 0 | 0% | |
| CCEE | Publicado (até 18h) | 5 | 83% | |
| | Publicado (após 18h) | 1 | 17% | |



ONS

Despacho Oficial



Contabilização Oficial

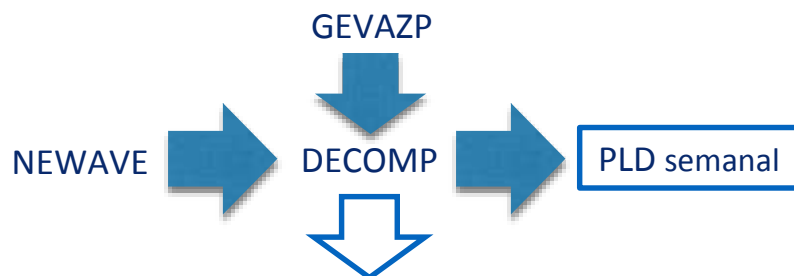


Contabilização Sombra

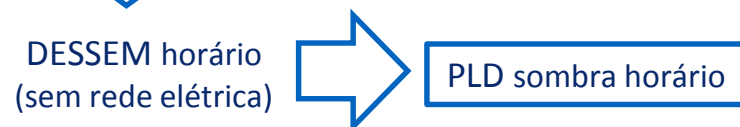


CCEE

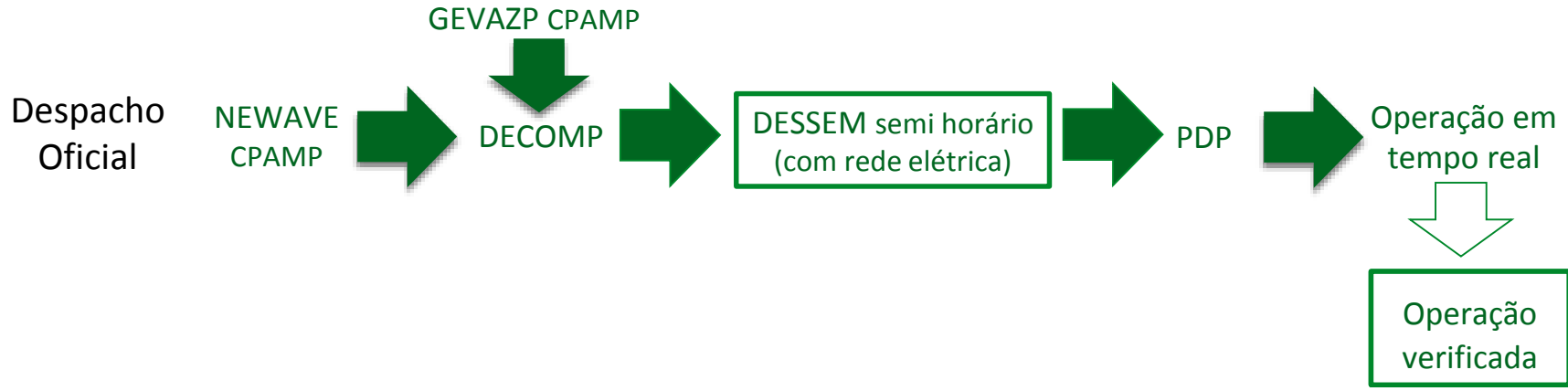
Preço Oficial



Preço Sombra



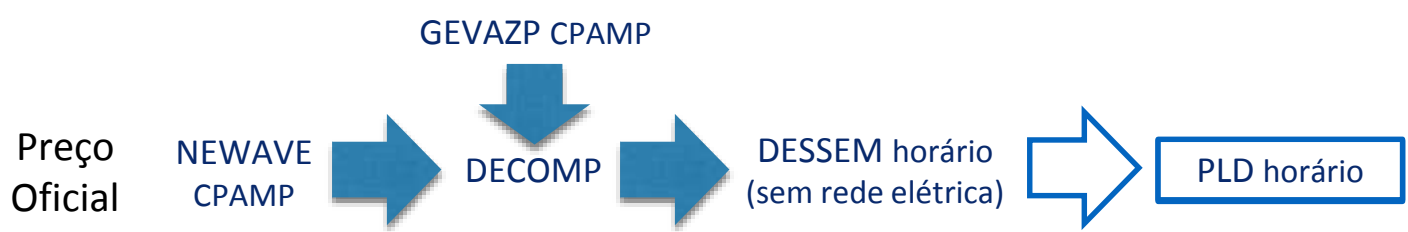
ONS




Contabilização Oficial



CCEE



 **ccee** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

- INÍCIO
- QUEM SOMOS
- O QUE FAZEMOS
- ONDE ATUAMOS
- QUEM PARTICIPA
- COMO PARTICIPAR
- COMUNICADOS E NOTÍCIAS



Detalhe do Comunicado

[Início](#) / [Comunicados e Notícias](#) / [Comunicados](#) / [Detalhe do Comunicado](#)

228/20

CO – Resultados da Contabilização Sombra do PLD horário estão disponíveis na DRI – fev/20

07/04/2020 - 14:16

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que os resultados individualizados da Contabilização Sombra do Mercado de Curto Prazo referente a **fevereiro de 2020**, com base na precificação horária, estão disponíveis na solução de Divulgação de Relatórios e Informações – DRI. Acesse: <https://operacao.ccee.org.br/ui/drisombra/dashboard>

A CCEE destaca que a Contabilização Sombra do Mercado de Curto Prazo – MCP traz dados sem a representação da rede elétrica.

Desta forma, a DRI disponibiliza dois tipos de resultados: Contabilização do Mercado de Curto Prazo Certificada (oficial) e Contabilização do Mercado de Curto Prazo – PLD horário sem rede.

Para obter as informações relacionadas à Contabilização Sombra, consulte a página sobre o tema no site da CCEE:

O que fazemos > Contabilização > Contabilização Sombra > Resultados na DRI > Login

Para esclarecer eventuais dúvidas ou obter mais informações, entre em contato com a Central de Atendimento: 0800-10-00-08 / 0800-72-15-445 ou atendimento@ccee.org.br.

Notícia disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_654200&_afLoop=142054458896671&_adf.ctrl-state=7iu4tu5ka_94#!%40%40%3F_afLoop%3D142054458896671%26contentId%3DCCEE_654200%26_adf.ctrl-state%3D7iu4tu5ka_98



- Abaixo é apresentado um resumo dos dados da contabilização de janeiro de 2020 *versus* a contabilização “Sombra” do Preço Horário:

| jan/20 | ESS_ON (R\$ MM) | ESS_OFF (R\$ MM) | ESS_CS (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|----------------|
| Oficial | 2,4 | 2,7 | 15,3 | 0,3 | 20,7 |
| Sombra | 2,1 | 2,6 | 15,3 | 1,2 | 21,1 |

- Desconsiderando o ESS por Compensação Síncrona:

| jan/20 | ESS_ON (R\$ MM) | ESS_OFF (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|---------|-----------------|------------------|------------------|----------------|
| Oficial | 2,4 | 2,7 | 0,3 | 5,5 |
| Sombra | 2,1 | 2,6 | 1,2 | 5,8 |

- Comparando os valores de ESS para janeiro dos últimos anos:

| Janeiro | ESS_REST_OP (R\$ MM) | ESS_SEG_ENER (R\$ MM) | ESS_RPO (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|---------|----------------------|-----------------------|------------------|------------------|----------------|
| 2017 | 64,8 | 152,7 | 0,0 | 0,0 | 217,5 |
| 2018 | 90,2 | 69,3 | 0,0 | 0,0 | 159,5 |
| 2019 | 77,4 | 0,0 | 133,5 | 0,0 | 211,0 |
| 2020 | 5,2 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 5,5 |



- Abaixo é apresentado um resumo dos dados da contabilização de fevereiro de 2020 *versus* a contabilização “Sombra” do Preço Horário:

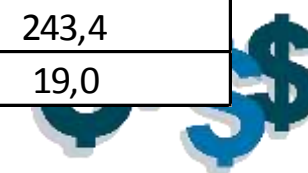
| fev/20 | ESS_ON (R\$ MM) | ESS_OFF (R\$ MM) | ESS_CS (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|----------------|
| Oficial | 13,5 | 0,1 | 12,9 | 5,5 | 31,9 |
| Sombra | 16,3 | 0,1 | 12,9 | 6,7 | 36,0 |

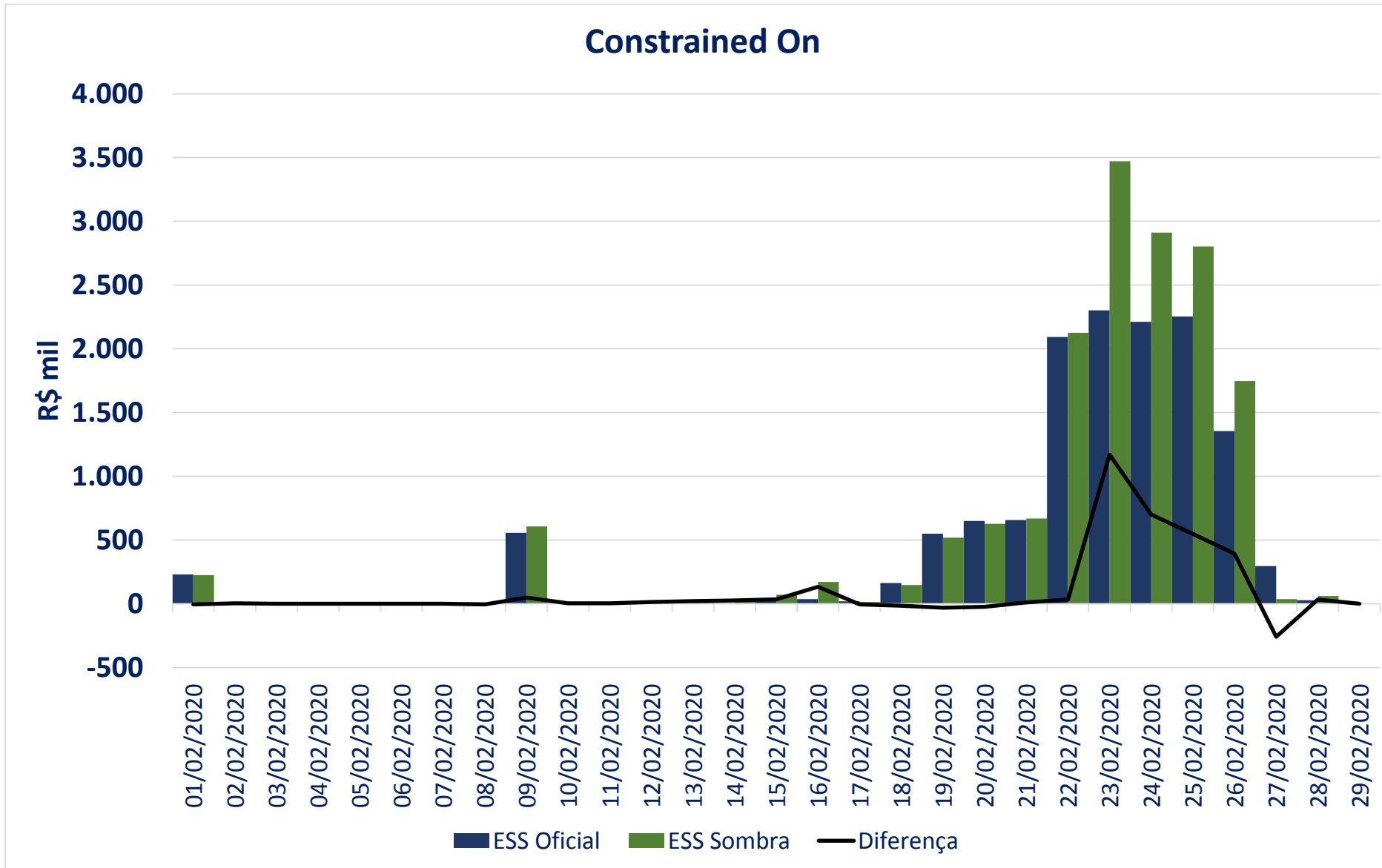
- Desconsiderando o ESS por Compensação Síncrona:

| fev/20 | ESS_ON (R\$ MM) | ESS_OFF (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|---------|-----------------|------------------|------------------|----------------|
| Oficial | 13,5 | 0,1 | 5,5 | 19,0 |
| Sombra | 16,3 | 0,1 | 6,7 | 23,1 |

- Comparando os valores de ESS para fevereiro dos últimos anos:

| Fevereiro | ESS_REST_OP (R\$ MM) | ESS_SEG_ENER (R\$ MM) | ESS_RPO (R\$ MM) | ESS_UCT (R\$ MM) | ENC_IMP (R\$ MM) | TOTAL (R\$ MM) |
|-----------|----------------------|-----------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
| 2017 | 114,4 | 72,3 | - | - | - | 186,8 |
| 2018 | 119,6 | 112,5 | - | - | - | 232,0 |
| 2019 | 62,6 | 53,2 | 126,4 | - | 1,1 | 243,4 |
| 2020 | 13,5 | - | - | 5,5 | - | 19,0 |

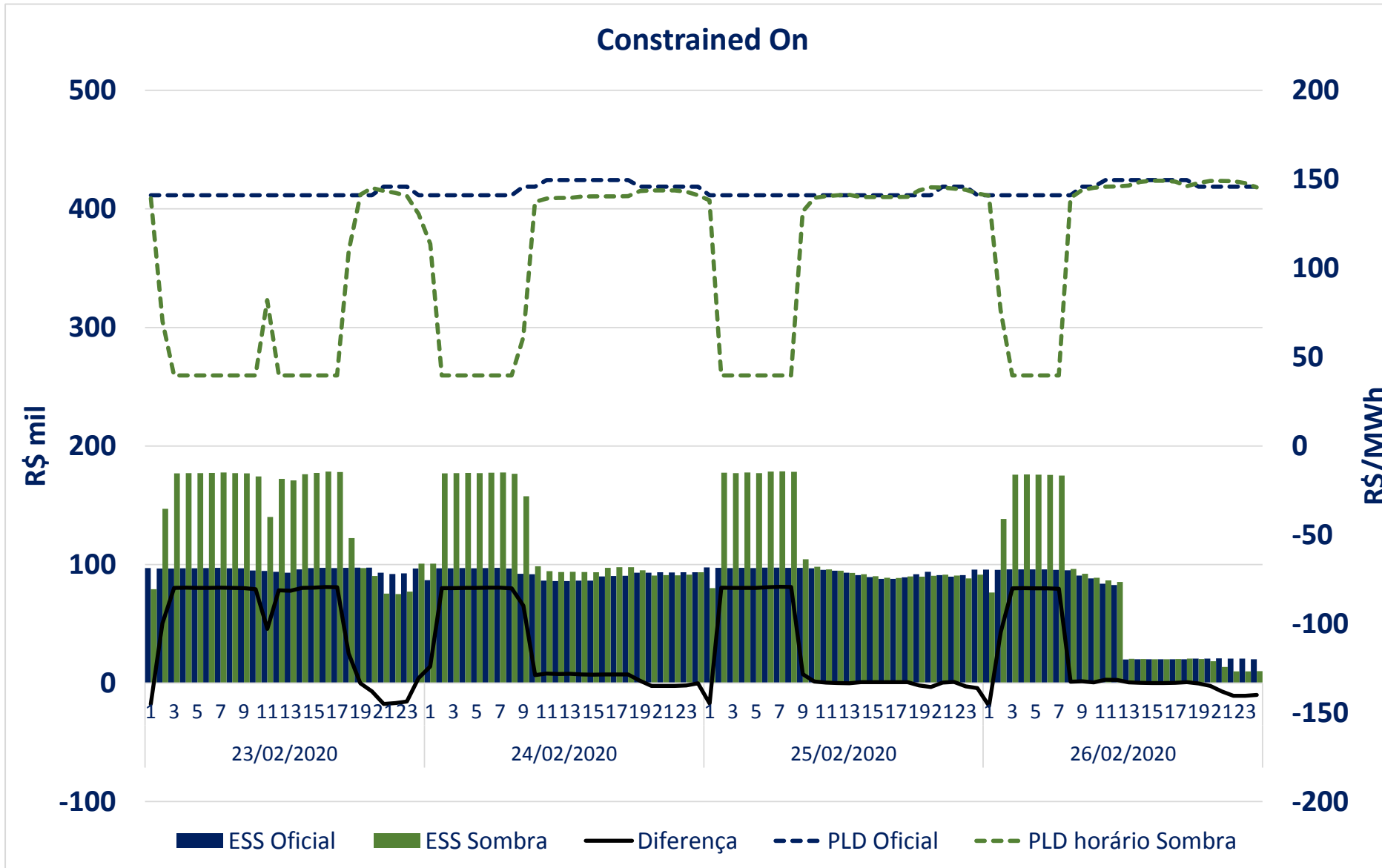




Maiores diferenças de ESS por *Constrained On* verificados entre os dias 23 a 27

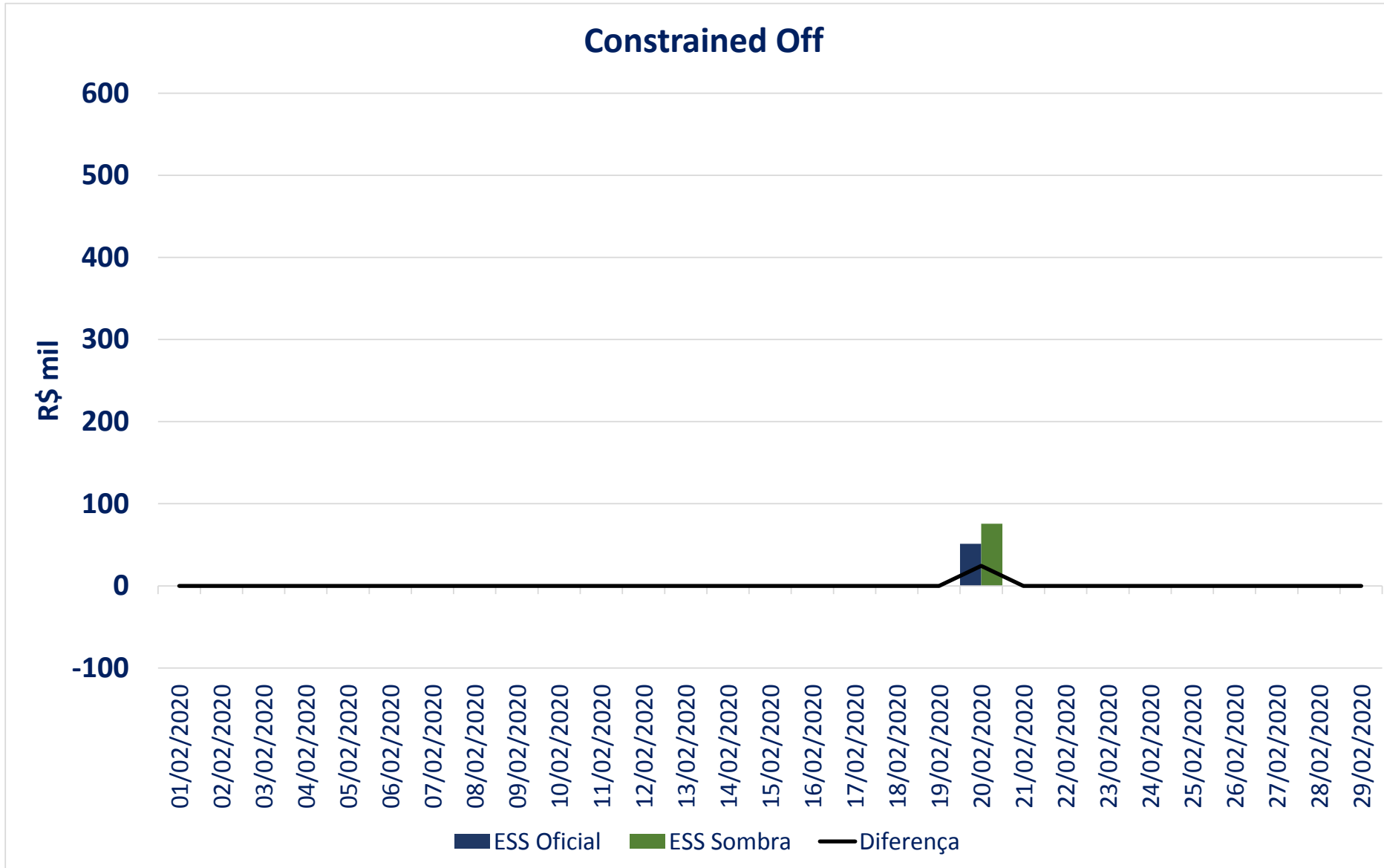
ESS devido à geração das UTEs Termorrio, Porto de Itaqui e Linhares





Redução do PLD
 Horário "Sombra" em
 relação ao PLD
 Semanal elevando o
 ESS por *Constrained
 On*

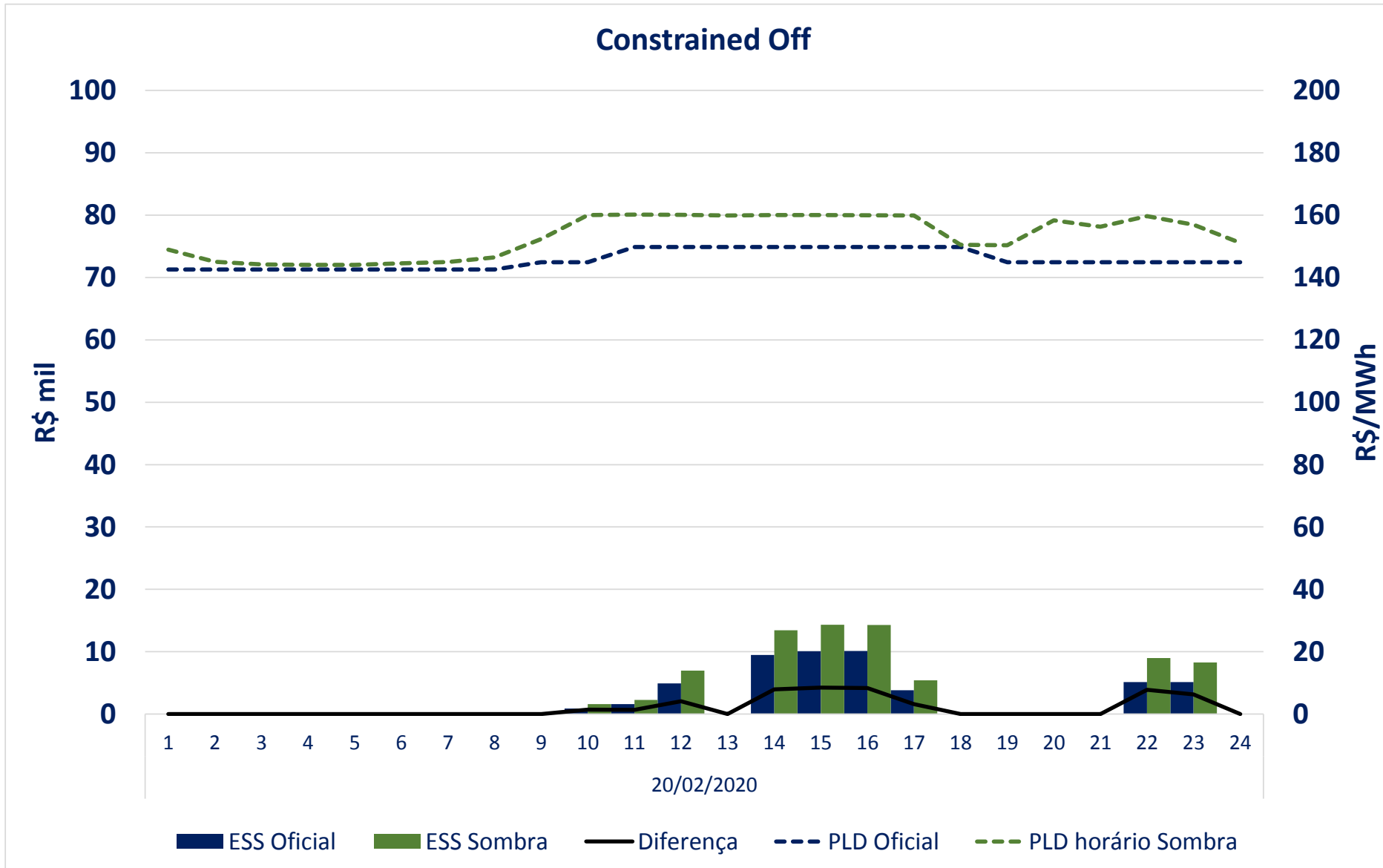




ESS por *Constrained Off* verificado no dia 20

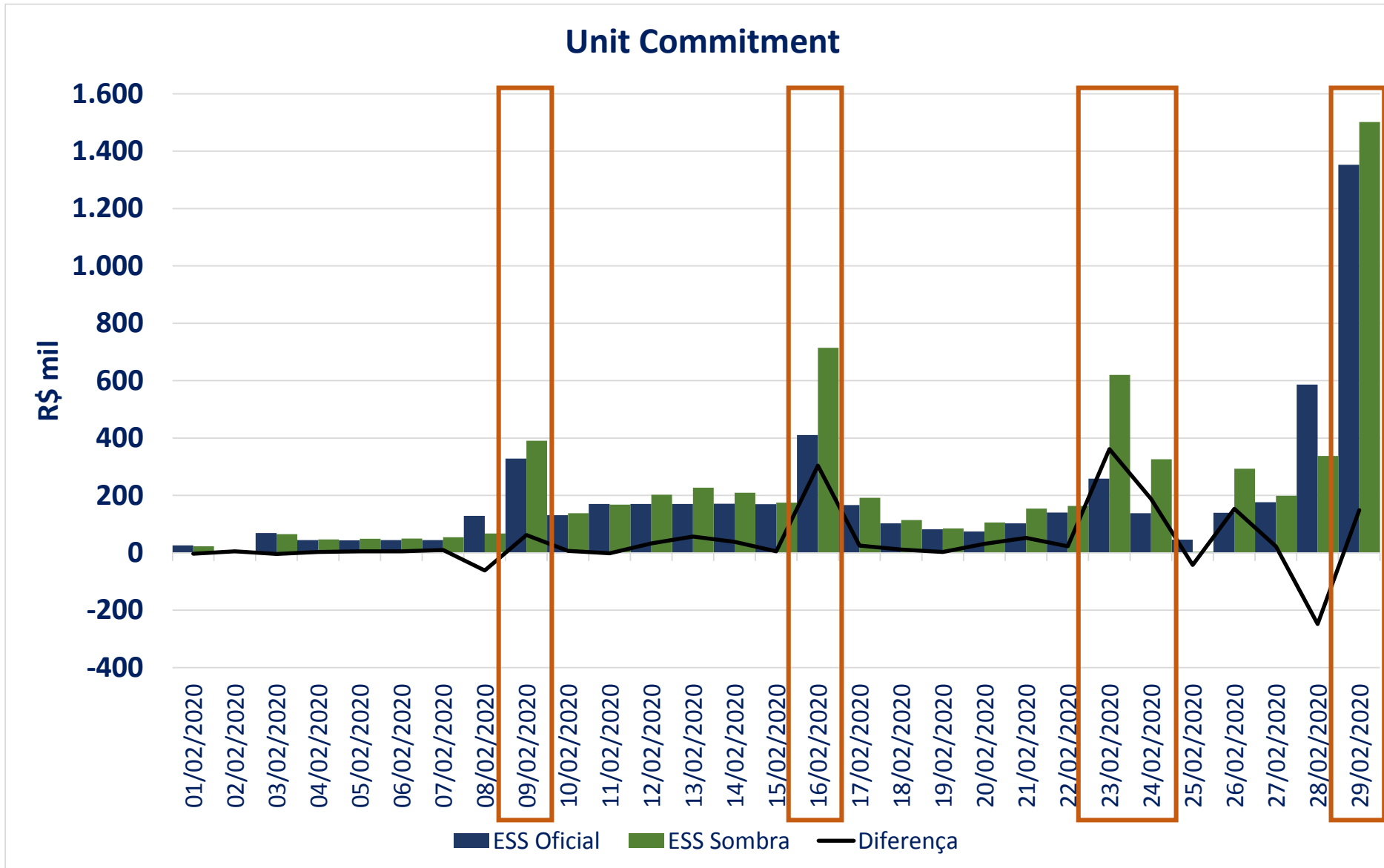
ESS devido à não geração da UTE Porto do Pecém I





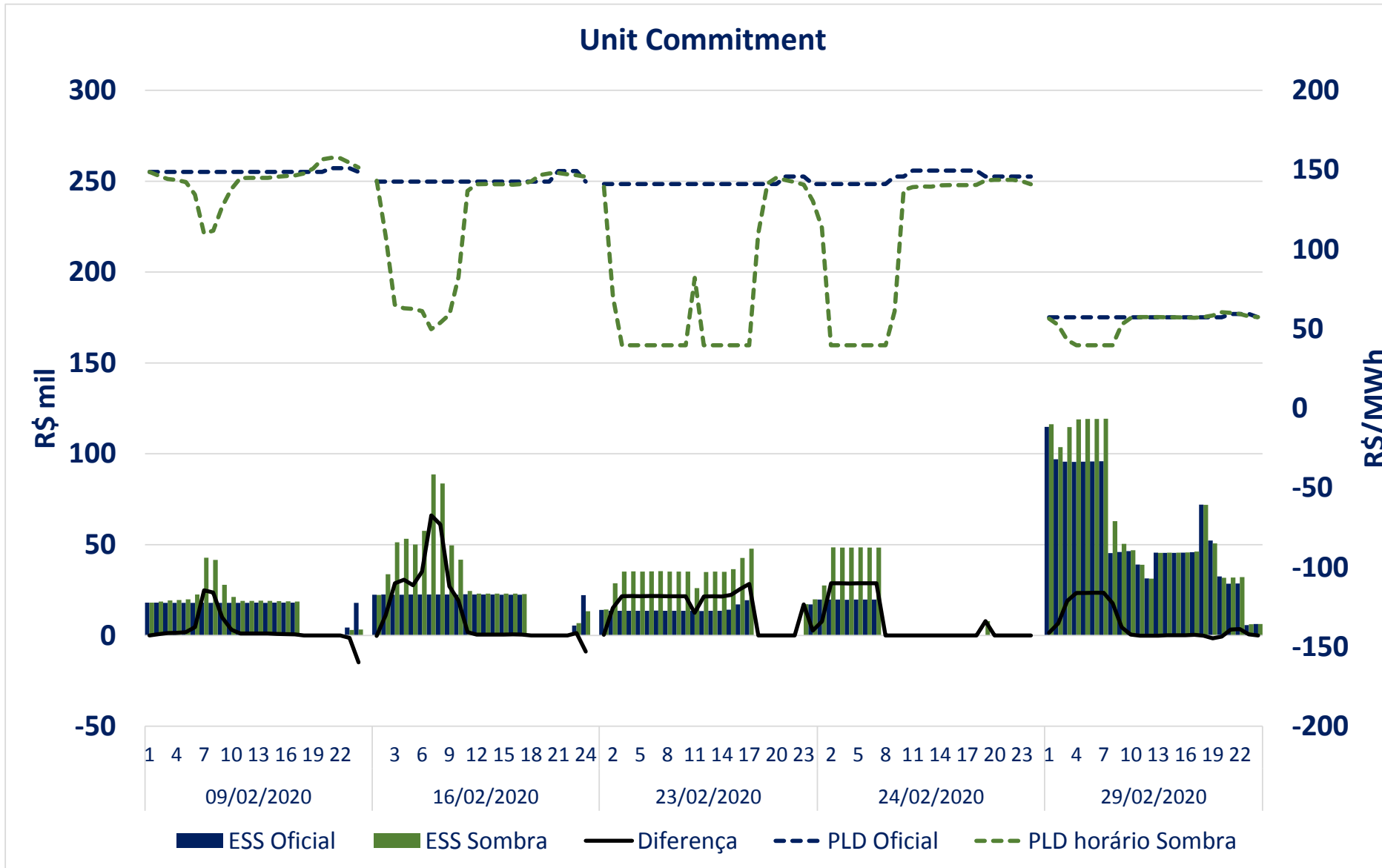
Elevação do PLD Horário "Sombra" em relação ao PLD Semanal, elevando o pagamento por *Constrained Off*





Encargo por *Unit Commitment* verificado em praticamente todos os dias do mês

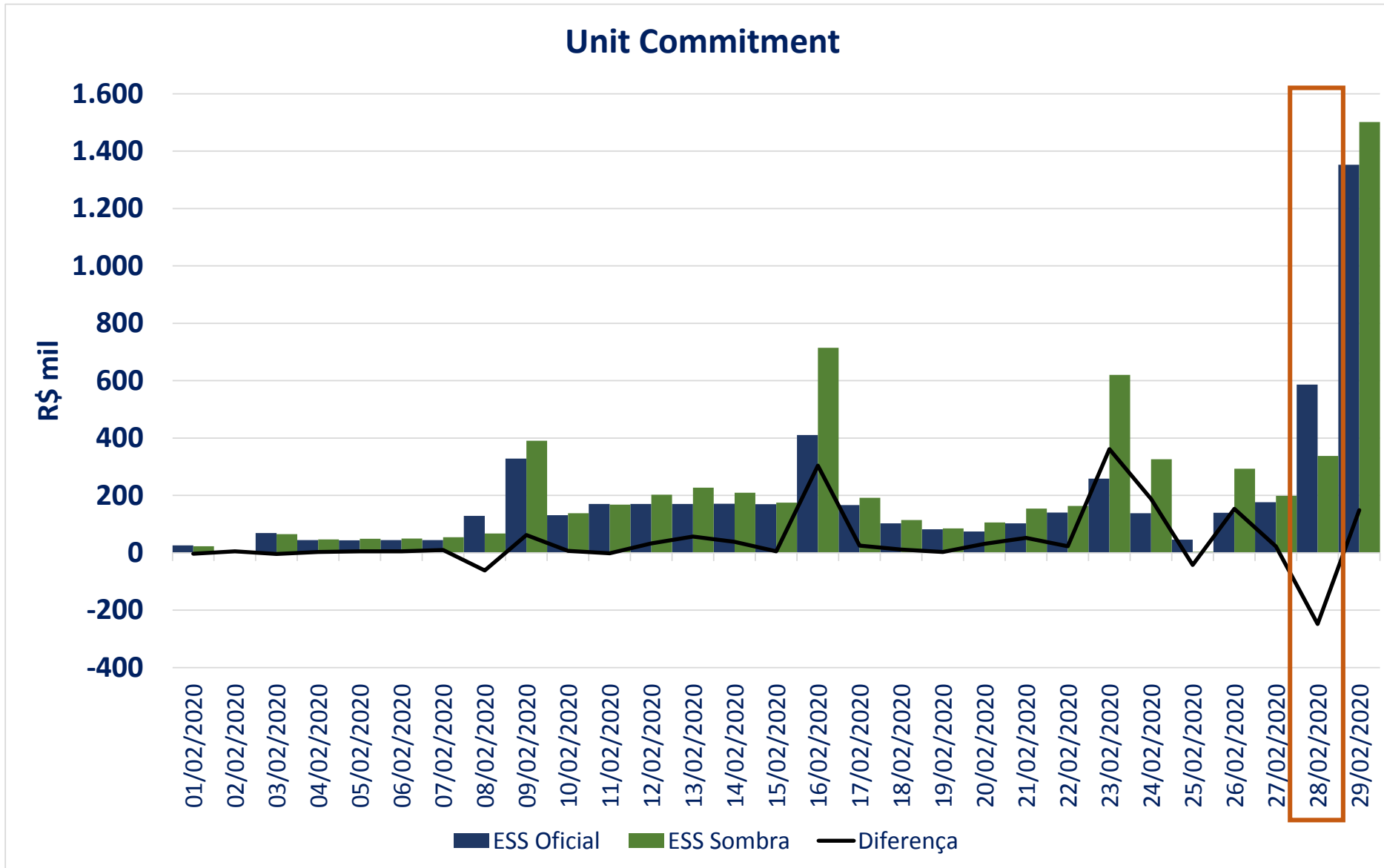




A Redução do PLD Horário “Sombra” em relação ao PLD Semanal, eleva o pagamento por *Unit Commitment*

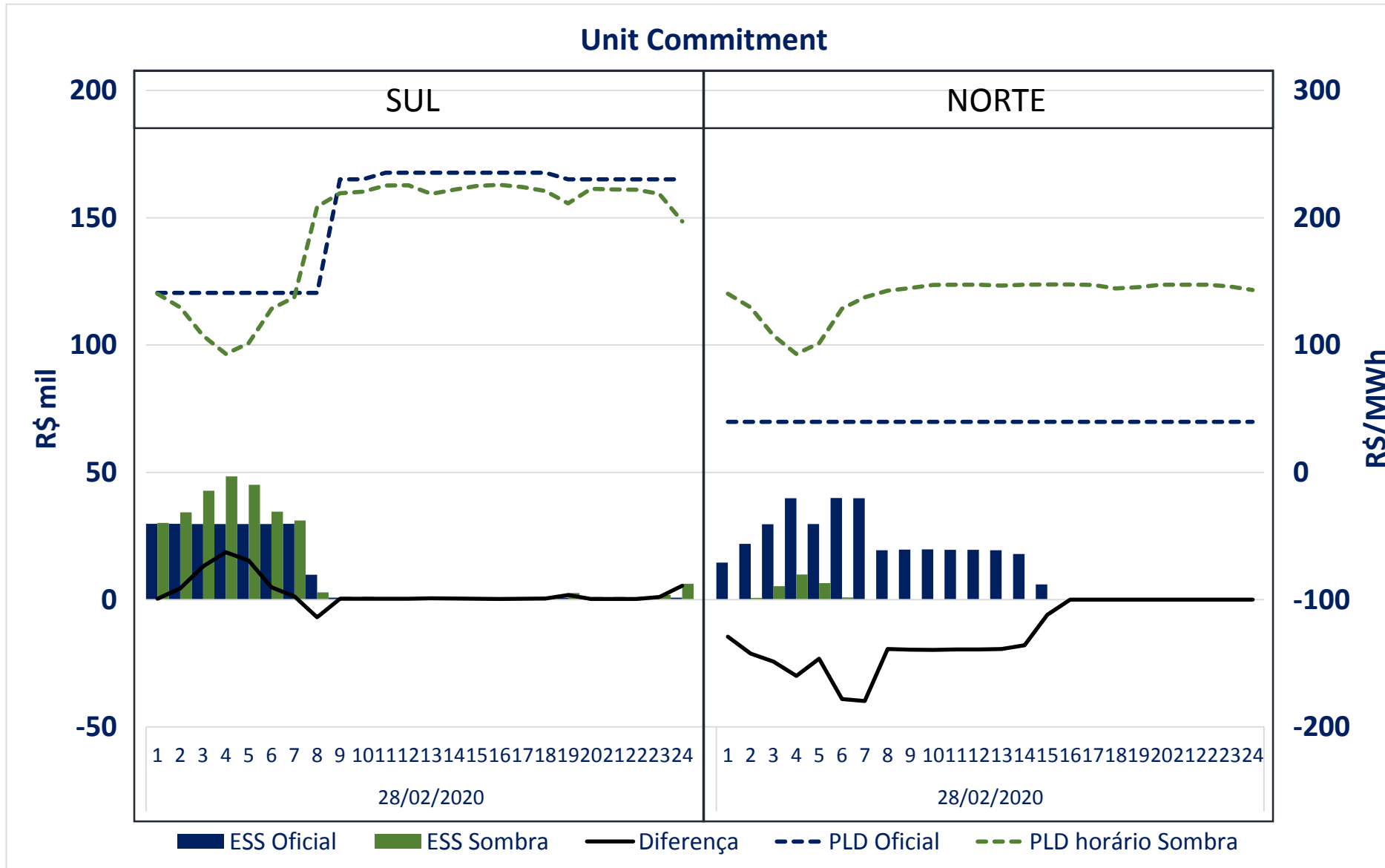
As usinas termelétricas não foram desligadas devido aos tempos de desligamento e acionamento dessas UTEs.





Encargo por *Unit Commitment* verificado em praticamente todos os dias do mês





A análise deve ser realizada por submercados, pois enquanto o PLD horário "Sombra" é menor para o Sul ele é mais elevado para o Norte em relação ao PLD Semanal



Status dos casos da CCEE

- Reprocessamento de todos os casos de 2019, assegurando ao menos um ano de sombra estável
 - ✓ Todos os decks de **NEWAVE** dos 12 PMOs de 2019 já foram executados na versão 27, com os aprimoramentos aprovados pela CPAMP, com a correção do valor do custo do déficit e a incorporação dos dados cadastrais do GTDP;
 - ✓ Todos os decks do **GEVAZP** de todas as revisões de 2019 foram executados na versão 8, com os respectivos aprimoramentos aprovados pela CPAMP;
 - ✓ Os decks de todas as revisões do **DECOMP** de 2019 foram reexecutados na versão 30.1, considerando a atualização dos dados cadastrais do GTDP;
 - ✓ Todos os casos de 2019 e de jan/2020 foram reexecutados com a versão 19.0.5 do modelo **DESSEM**.

- CCEE e ONS deverão publicar os novos decks e resultados nos próximos dias.



Dados Gerais

Questionados:

Representantes CCEE e participantes do Encontro do PLD Horário

Período de avaliação:

05 dias úteis de 02/03 à 06/03

Status:

227 respostas

309 comentários

Perguntas

O Agente...

...**entende** as necessidade e benefícios dessa mudança

...**avaliou os impactos comerciais** que essa mudança trará

...**domina as mudança de modelo e regras** e já disseminou o assunto em sua empresa

Auto avaliação

(Média Geral)

5,8



Comentários



Conclusões

De maneira geral, os Agentes **não consideram ter avaliado adequadamente os impactos** sobre suas relações comerciais, nem disseminaram adequadamente o assunto em suas empresas de modo que suas equipes não possuem domínio das mudanças de regras e modelo.

Nos comentários, onde se destacam palavras como **“treinamento”, “cursos”, “divulgações”**, pode-se perceber a necessidade de mais instrução ao mercado.

Plano de Ação

Continuidade:

- Encontro do PLD horário (mensal)
- Incluir mais exemplos de estudos e análise de impactos comerciais (divulgação de NTs)
- Transparência (Reuniões CPAMP, FTs: DESSEM, WEOL, PrevCargaDESEM)

Novo Treinamento:

“PLD Horário: Impactos na Comercialização de energia em 2021”
(Treinamentos presenciais e online)



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



NEWAVE

DECOMP

DESSEM

Política hidrotérmica e custo intertemporal da água

- Custo de oportunidade intertemporal da água
- Gestão de reservatórios

Programação hidrotérmica e captura de informação atualizada

- Individualização de função de custo futuro
- Atualização semanal de informação relevante
- Modelagem de fenômenos de curto prazo (recursos e restrições)

Programação do despacho e precificação com informação atualizada

- Atualização diária de informação relevante
- Modelagem de fenômenos de curtíssimo prazo (recursos primários e restrições operativas)

Etapas mensais
Horizonte de 5 anos

Etapas semanais
Horizonte de 2 meses

Etapas horárias
Horizonte de 1 semana.

- As funções conceituais dos passos anteriores do processo se mantêm, assim como sua importância para o processo de formação de preço.
- Mas com ganhos quanto à capacidade dos preços revelarem o valor da energia, para produtores e consumidores, no curto prazo.



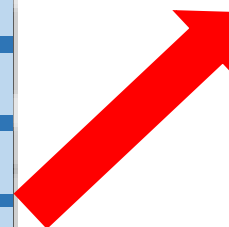
Dados de entrada

| |
|--------------|
| ENTDADOS.DAT |
| OPERUH.DAT |
| DADVAZ.DAT |
| HIDR.DAT |
| MLT.DAT |
| DEFLANT.DAT |

Dados de saída

| |
|--------------------------|
| PDO_OPER_EVAP.DAT |
| PDO_OPER_RIVAR.DAT |
| PDO_OPER_SOLDESV.DAT |
| PDO_OPER_SOLDVERT.DAT |
| PDO_OPER_TVIAG_CALHA.DAT |
| PDO_OPER_USIE.DAT |
| PDO_OPER_USIH.DAT |

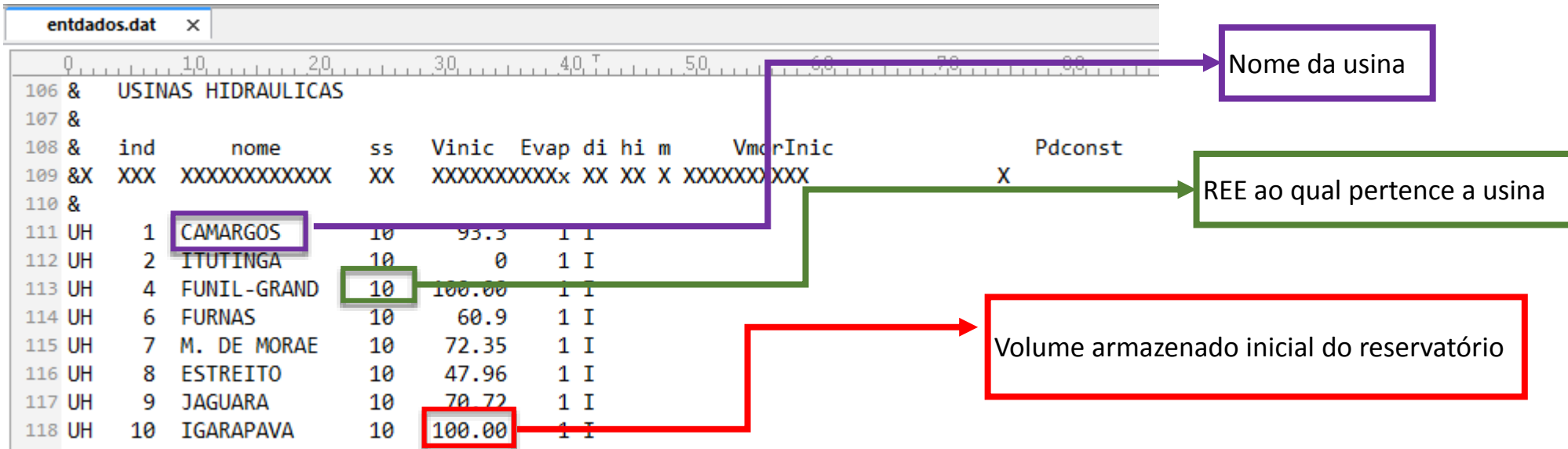
Arquivo com os Resultados Operação das Usinas Hidroelétricas



ENTDADOS.DAT

Arquivo de Dados Gerais

No registro UH é definido a configuração para cada usina hidráulica.



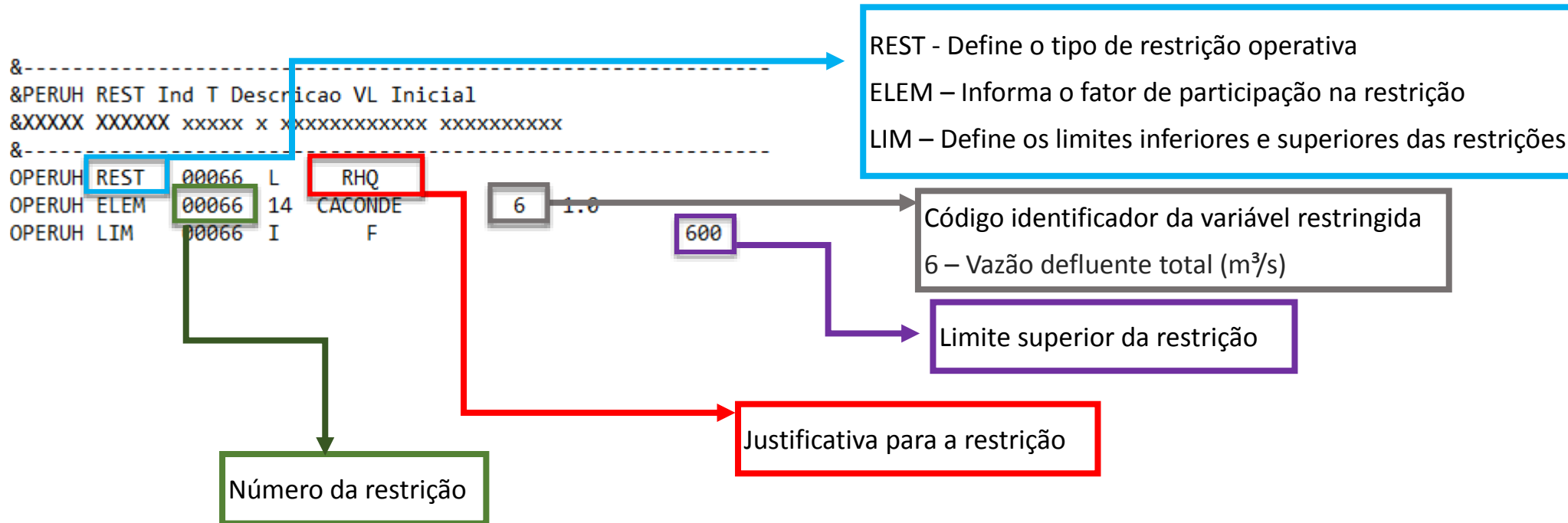
| 106 & | USINAS HIDRAULICAS | | | | | | | | | |
|--------|--------------------|--------------|----|--------------|------|----|----|----------|----------|---------|
| 107 & | | | | | | | | | | |
| 108 & | ind | nome | ss | Vinic | Evap | di | hi | m | VmorInic | Pdconst |
| 109 &X | XXX | XXXXXXXXXXXX | XX | XXXXXXXXXXXX | XX | XX | X | XXXXXXXX | XXX | X |
| 110 & | | | | | | | | | | |
| 111 UH | 1 | CAMARGOS | 10 | 93.3 | 1 | 1 | | | | |
| 112 UH | 2 | ITUTINGA | 10 | 0 | 1 | 1 | | | | |
| 113 UH | 4 | FUNIL-GRAND | 10 | 100.00 | 1 | 1 | | | | |
| 114 UH | 6 | FURNAS | 10 | 60.9 | 1 | 1 | | | | |
| 115 UH | 7 | M. DE MORAE | 10 | 72.35 | 1 | 1 | | | | |
| 116 UH | 8 | ESTREITO | 10 | 47.96 | 1 | 1 | | | | |
| 117 UH | 9 | JAGUARA | 10 | 70.72 | 1 | 1 | | | | |
| 118 UH | 10 | IGARAPAVA | 10 | 100.00 | 1 | 1 | | | | |



OPERUH.DAT

Arquivo com as Restrições Operativas

Este arquivo contém restrições operativas para os reservatórios, geradores e vertedouros das usinas hidroelétricas, e para o bombeamento das usinas elevatórias.



DADVAZ.DAT

Arquivo Contendo Informações Vazões Naturais

Este arquivo contém informações relevantes sobre o caso, além dos dados de vazões afluentes às usinas hidroelétricas ao longo do período de programação

```
1 NUMERO DE USINAS
2 XXX
3 162
4 NUMERO DAS USINAS NO CADASTRO
5 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
6 XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX XXX
7 1 2 4 24 27 28 25 33 156 134 10 143 162 148 217 193
8 Hr Dd Mm Ano
9 XX XX XX XXXX
10 00 08 04 2020
1 Dia inic(1-SAB...7-SEX); sem da FCF; n. semanas; pre-interesse
2 X X X X
3 5 1 1 0
4 VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s)
5 NUM NOME itp DI HI M DF HF M VAZAO
6 XXX XXXXXXXXXXXX X XXxXXxXxXXxXXxX XXXXXXXX
7 1 CAMARGOS 1 08 F 127
8 1 CAMARGOS 1 10 F 123
9 1 CAMARGOS 1 11 F 119
10 1 CAMARGOS 1 12 F 115
11 1 CAMARGOS 1 13 F 111
12 1 CAMARGOS 1 14 F 108
13 1 CAMARGOS 1 15 F 111
14 1 CAMARGOS 1 16 F 111
```

Número total de usinas hidráulicas

Data de inicio do período de otimização

Nome da usina hidroelétrica

Flag para indicar o tipo de vazão informada
(1: incremental; 2: total; 3:regularizada)

Vazão afluente



HIDR.DAT

Arquivo de Cadastro das Usinas Hidroelétricas

Arquivo não editável, contém os dados das usinas hidroelétricas.

Como número de postos de vazões, volume máximo do reservatório, número de unidades geradoras em cada conjunto, produtividade da usina.

MLT.DAT

Arquivo de Cadastro de Vazões Médias Históricas

Arquivo não editável, contém as vazões médias históricas de longo termo (vazões MLT) para as usinas hidroelétricas.



DEFLANT.DAT

Arquivo de Defluência das Usinas Hidroelétricas

Neste arquivo contém as informações de defluências anteriores ao início do período de estudo, para as usinas hidroelétricas que apresentam tempo de viagem da água até a usina imediatamente a jusante

& DEFLUENCIAS ANTERIORES AO INICIO DO ESTUDO

```

&
&
&
&
&X
  Mont Jus TpJ   di hi m df hf m   defluencia
  XXX  XXX  X   XX XX X XX XX X   XXXXXXXXXXXX
DEFANT  2    4  H   07 00 0   F           122
DEFANT  4    6  H   07 00 0   F           301
DEFANT  6    7  H   07 00 0   F           263
DEFANT  7    8  H   07 00 0   F           263
DEFANT  8    9  H   07 00 0   F           283
DEFANT  9   10  H   07 00 0   F           399
DEFANT 10   11  H   07 00 0   F           374
DEFANT 11   12  H   07 00 0   F           664
DEFANT 12   17  H   07 00 0   F           841
    
```

Número da usina de montante

Número da usina de jusante

Data de início do estudo

Vazão defluente (m³/s)



PDO_OPER_USIH.DAT

Arquivo de Saída

| IPER | IPAT | USIH | NomeUsih | NomeSist | VutilInic (hm3) | VutilInic (%) | Vutil Fim (hm3) | Vutil Fim (%) | Vutil Max (hm3) | Qinc (m3/s) | Vinc (hm3) | Qret (m3/s) | Vret (hm3) | Qevap (m3/s) | Vevap (hm3) | Qmon (m3/s) | Vmon (hm3) | Qmontv (m3/s) | Vmontv (hm3) | Qtur (m3/s) | QturMax (m3/s) | |
|------|------|------|--------------|----------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|-------------|------------|-------------|------------|--------------|-------------|-------------|------------|---------------|--------------|-------------|----------------|---------|
| 1 | 1 | 001 | CAMARGOS | SE | 626.98 | 93.30 | 626.68 | 93.26 | 672.00 | 127.00 | 0.23 | 0.50 | 0.00 | 1.10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 220.00 | 220.00 |
| 1 | 1 | 002 | ITUTINGA | SE | - | - | - | - | - | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 292.00 | 0.53 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 286.00 | 236.00 |
| 1 | 1 | 004 | FUNIL-GRANDE | SE | - | - | - | - | - | 218.00 | 0.39 | 3.30 | 0.01 | 0.61 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 122.00 | 0.22 | 0.00 | 386.00 | 585.00 |
| 1 | 1 | 006 | FURNAS | SE | 10485.15 | 60.90 | 10486.25 | 60.91 | 17217.00 | 469.00 | 0.84 | 9.70 | 0.02 | 17.59 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | 301.00 | 0.54 | 0.00 | 161.00 | 1692.00 |
| 1 | 1 | 00 | M. DE MORAES | SE | 1808.75 | 72.35 | 1809.20 | 72.37 | 2500.00 | 142.00 | 0.26 | 1.00 | 0.00 | 3.30 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 263.00 | 0.47 | 0.00 | 149.00 | 1328.00 |
| 1 | 1 | 00 | ESTREITO | SE | 85.44 | 47.96 | 85.70 | 48.10 | 170.00 | 33.00 | 0.06 | 0.10 | 0.00 | 0.68 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 263.00 | 0.47 | 0.00 | 163.00 | 2028.00 |
| 1 | 1 | 00 | JAGUARA | SE | 63.65 | 70.72 | 63.88 | 70.98 | 90.00 | 14.00 | 0.03 | 0.20 | 0.00 | 0.58 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 283.00 | 0.51 | 0.00 | 168.00 | 1076.00 |

Volume útil Inicial

Nome da Usina

Vazão Incremental

Valor da Água

Vazão Turbinada

| Engolim (m3/s) | Vtur (hm3) | Qver (m3/s) | Vver (hm3) | Qdes (m3/s) | Vdes (hm3) | Qbom (m3/s) | Vbom (hm3) | QEnch (m3/s) | VEnch (hm3) | TDesc (m3/s) | VDesc (hm3) | GHid (Mw) | GHmax (Mw) | Pinst (Mw) | ValorAgua (\$/MWh) |
|----------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-----------|------------|------------|--------------------|
| - | 0.40 | 72.00 | 0.13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 46.00 | 46.00 | 46.00 | 96.93 |
| - | 0.42 | 55.97 | 0.10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 52.00 | 52.00 | 52.00 | 100.39 |
| - | 0.60 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 119.54 | 180.00 | 180.00 | 104.36 |
| - | 0.24 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 106.47 | 1312.00 | 1312.00 | 110.95 |
| - | 0.27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 56.69 | 478.00 | 478.00 | 110.70 |
| - | 0.28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 87.16 | 1104.00 | 1104.00 | 58.38 |
| - | 0.30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 68.64 | 424.00 | 424.00 | 66.68 |

Volume Turbinado

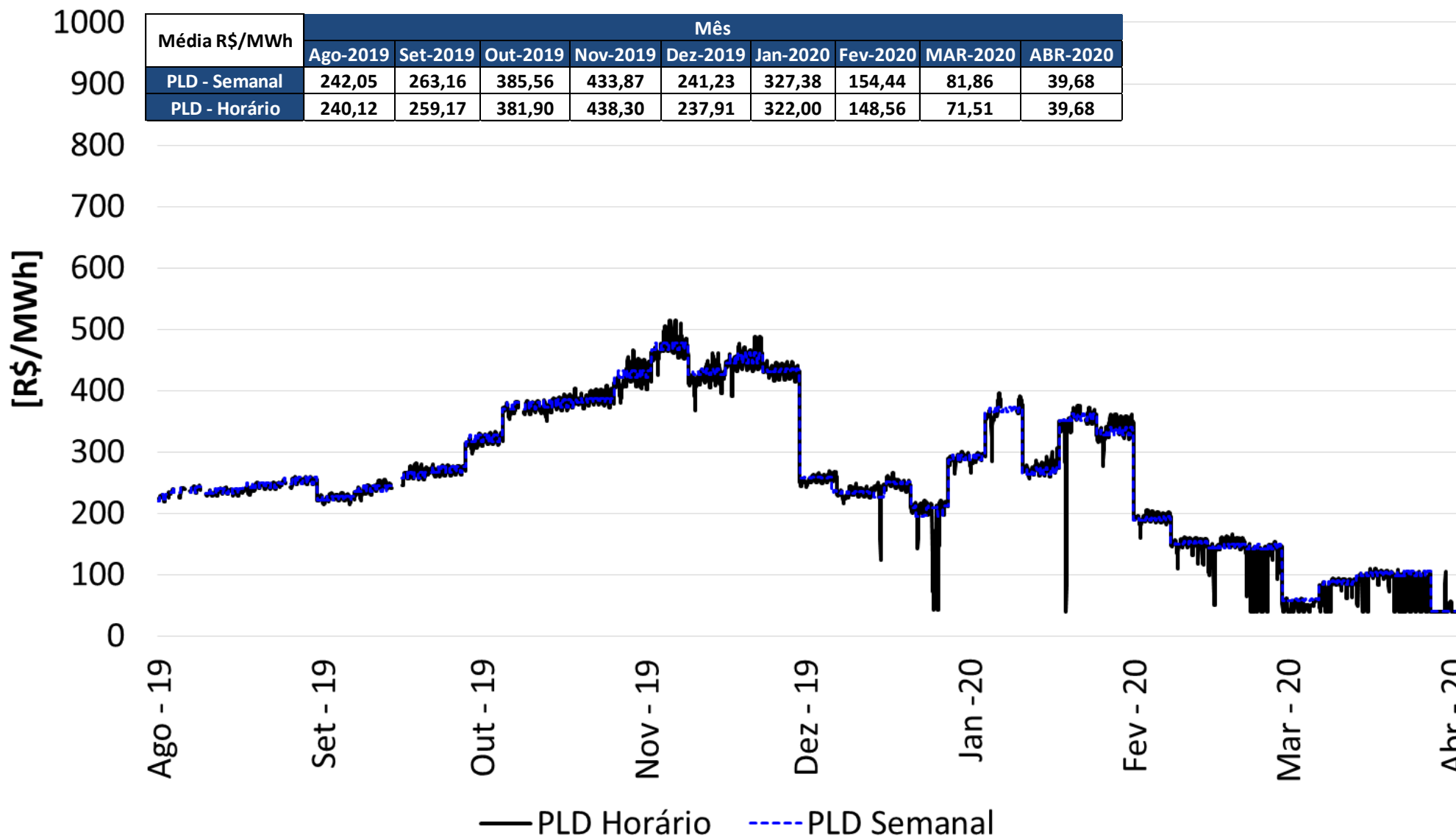
Geração Hidroelétrica



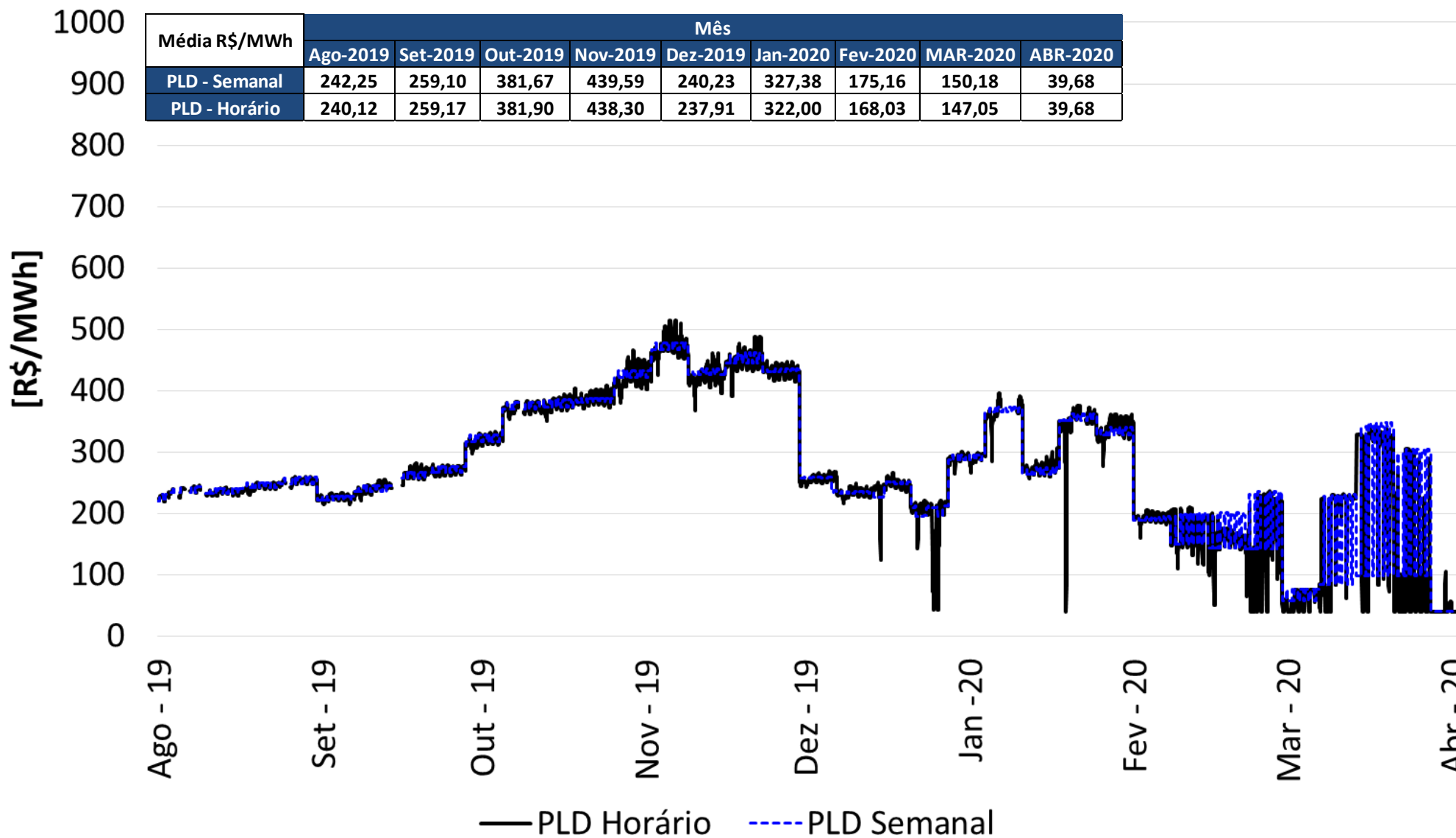
- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



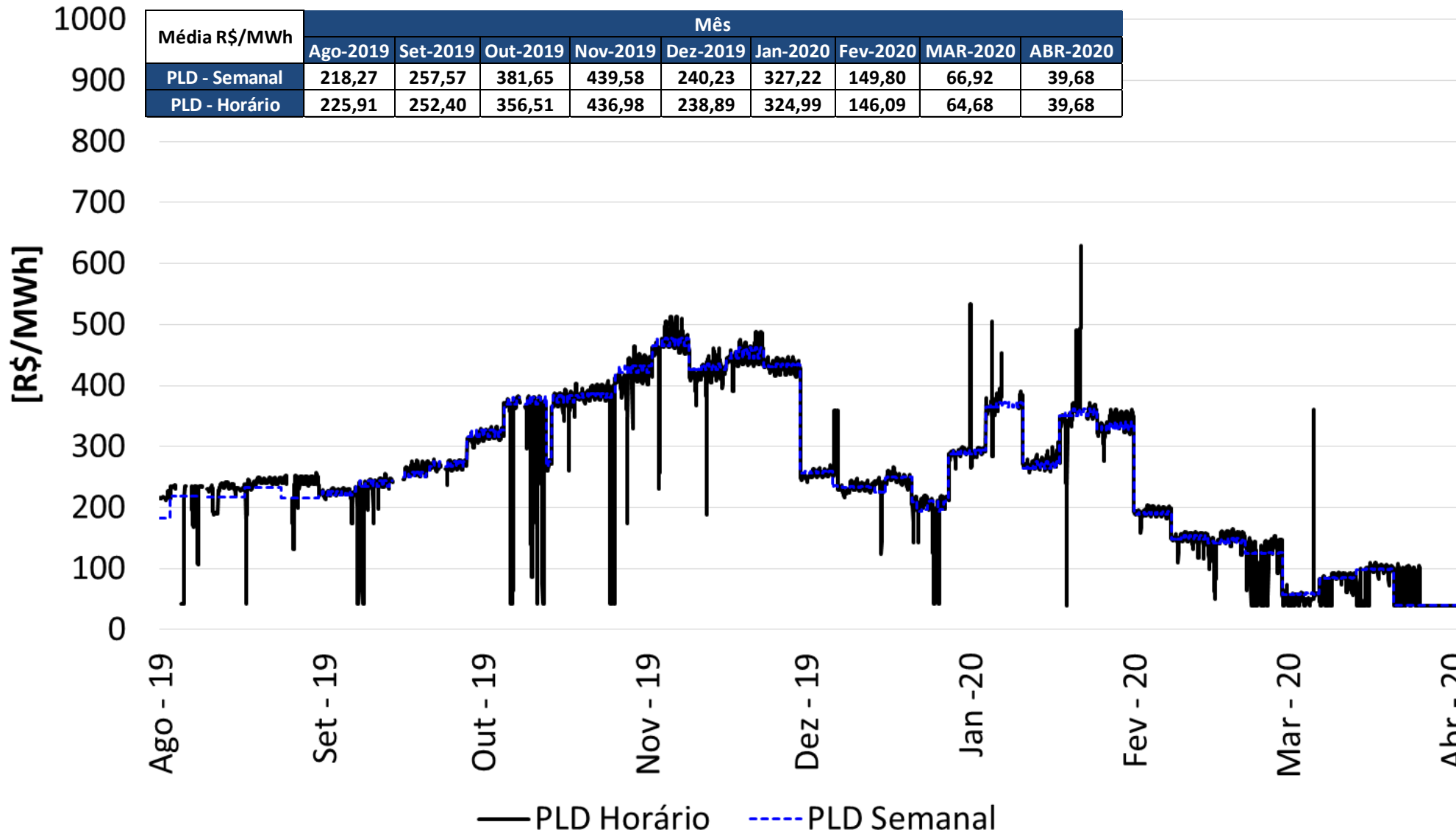
PLD Horário vs PLD Semanal - Sudeste



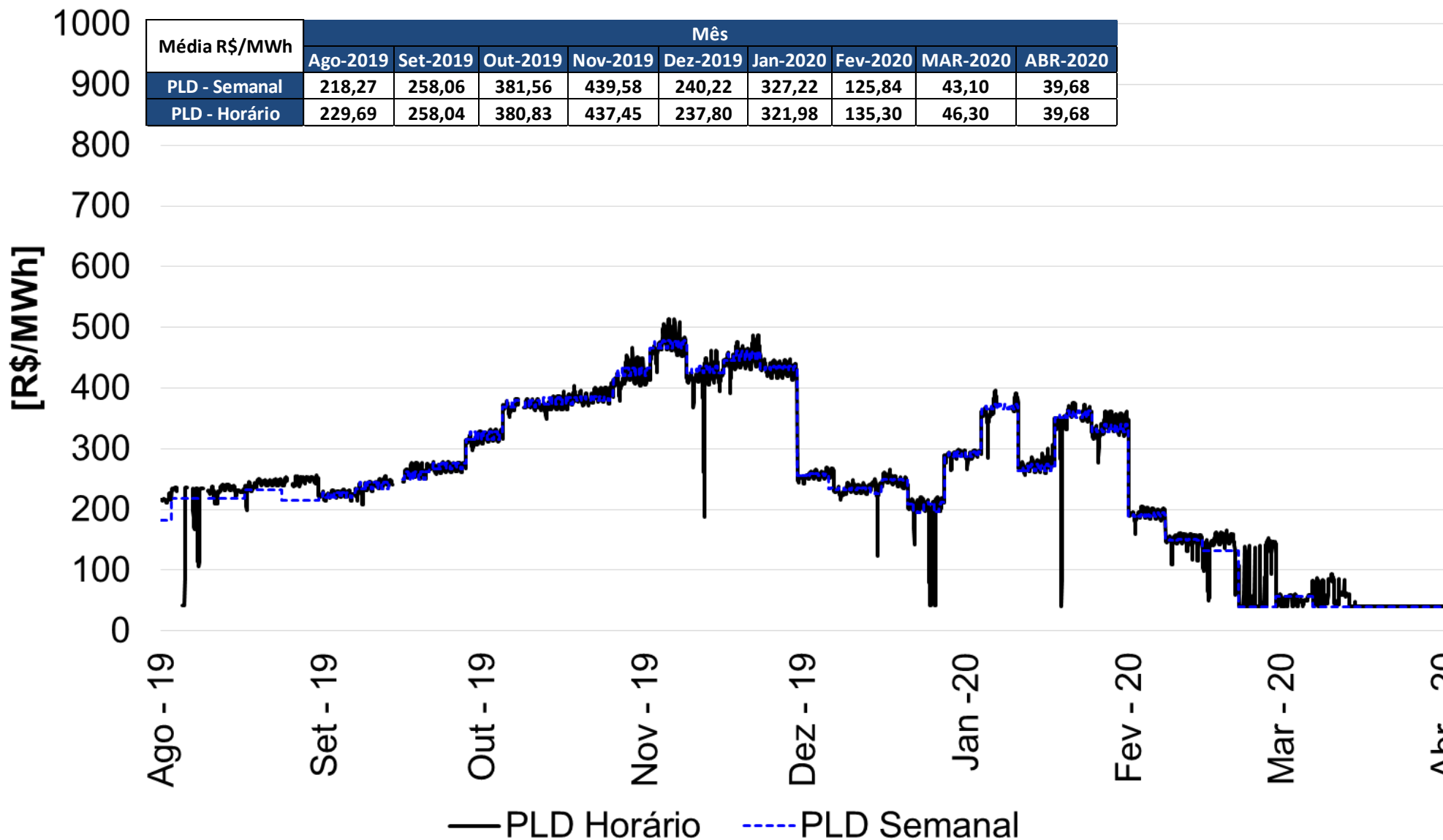
PLD Horário vs PLD Semanal - Sul



PLD Horário vs PLD Semanal - Nordeste

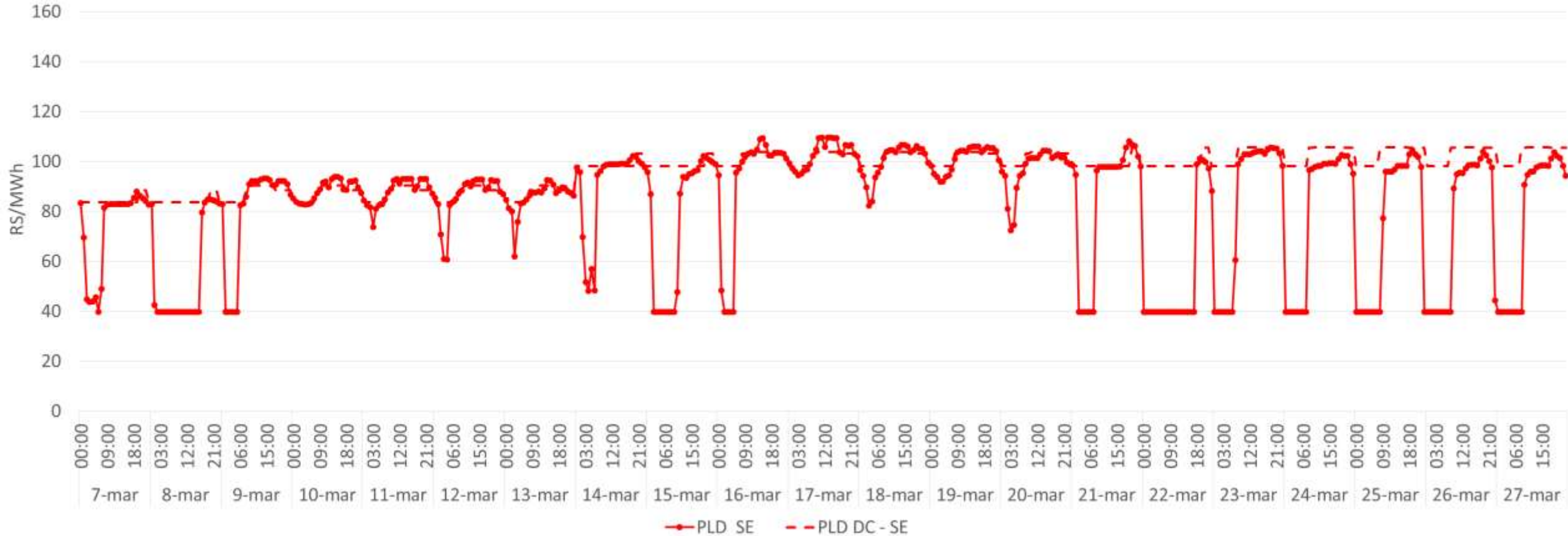


PLD Horário vs PLD Semanal - Norte



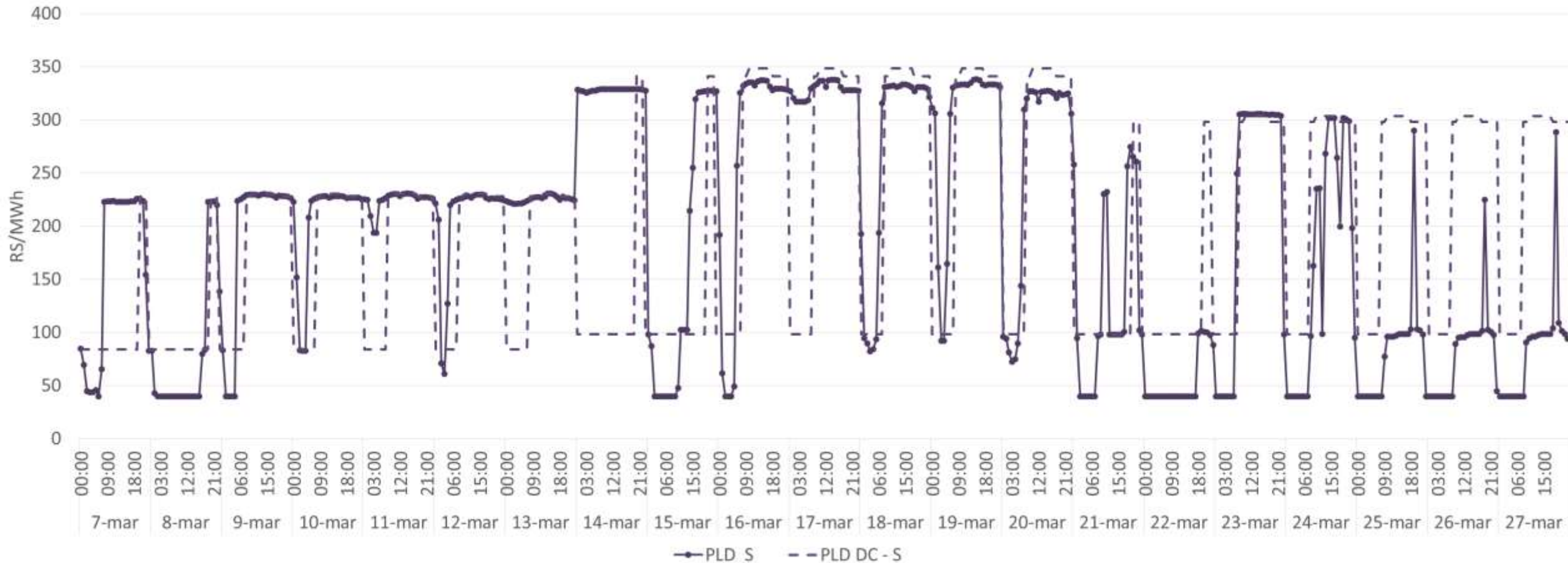
Comparação do PLD – Sudeste/Centro-Oeste

PLD Horário



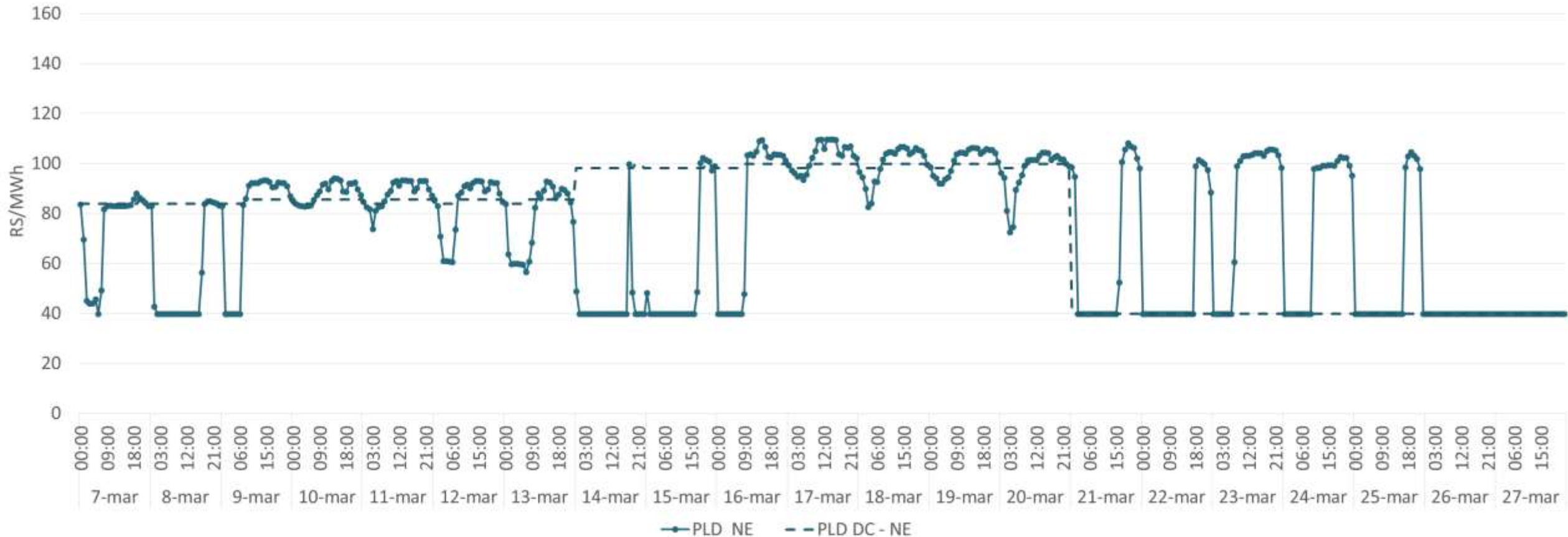
Comparação do PLD – Sul

PLD Horário



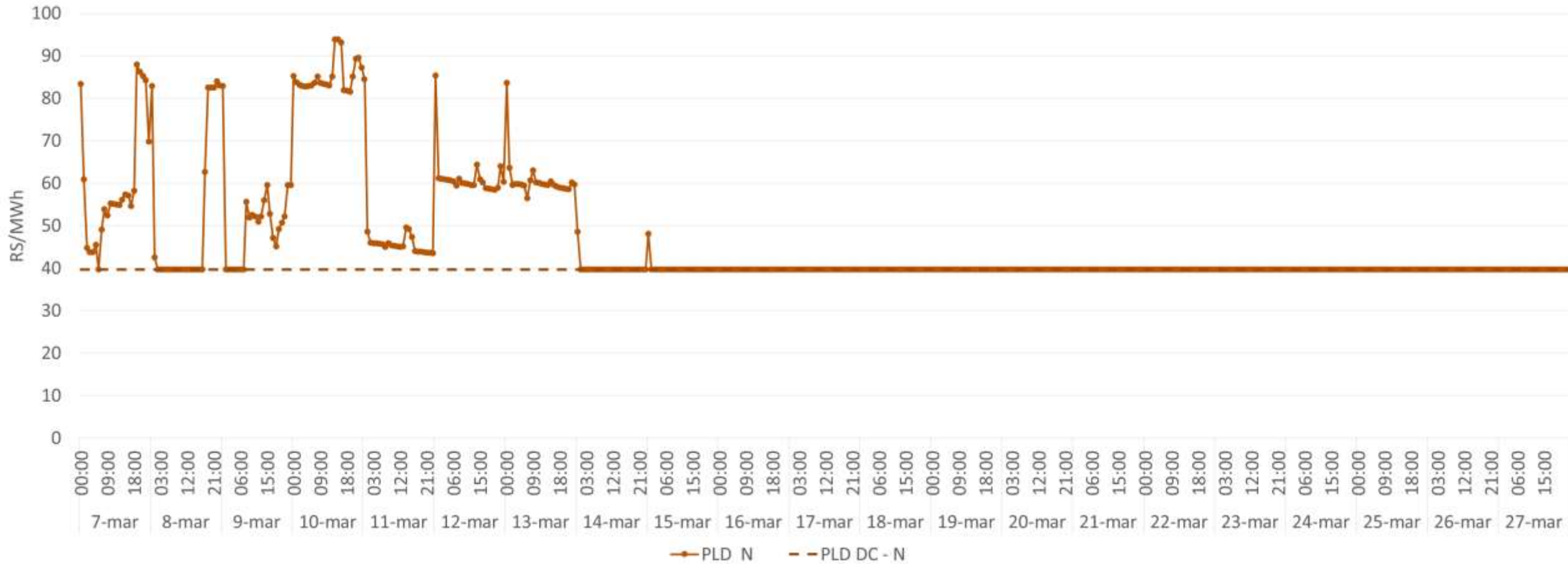
Comparação do PLD – Nordeste

PLD Horário



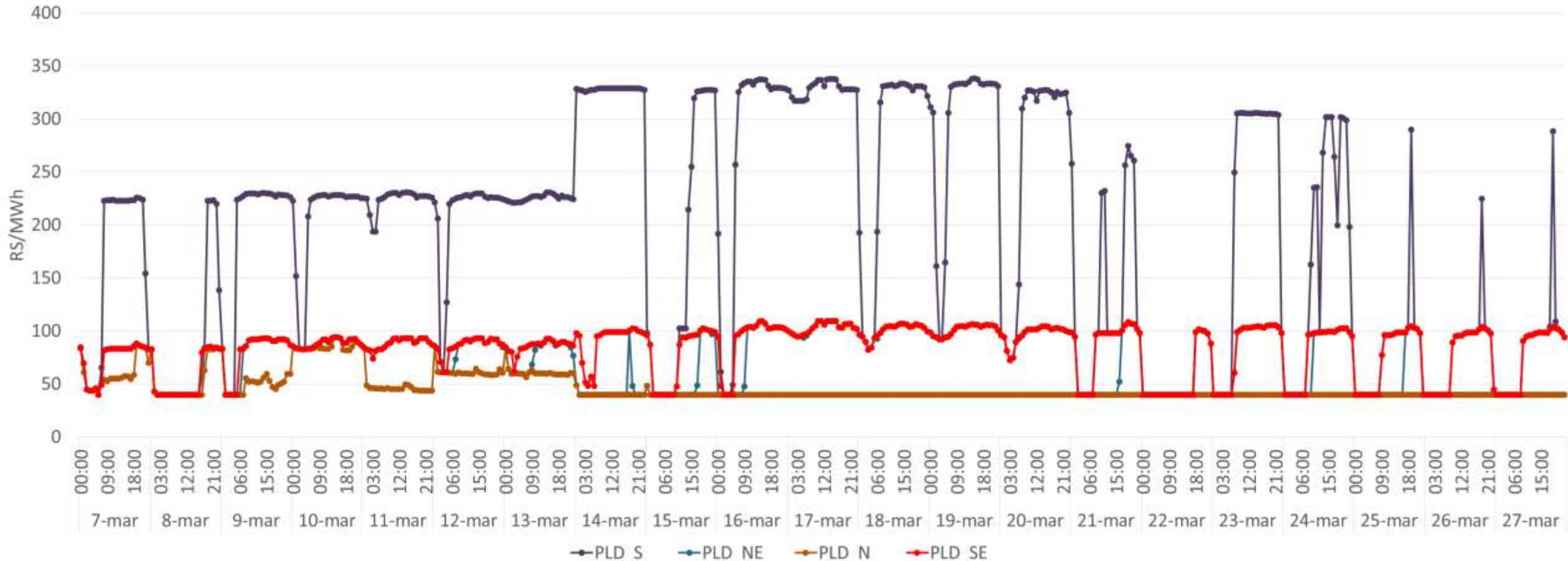
Comparação do PLD – Norte

PLD Horário



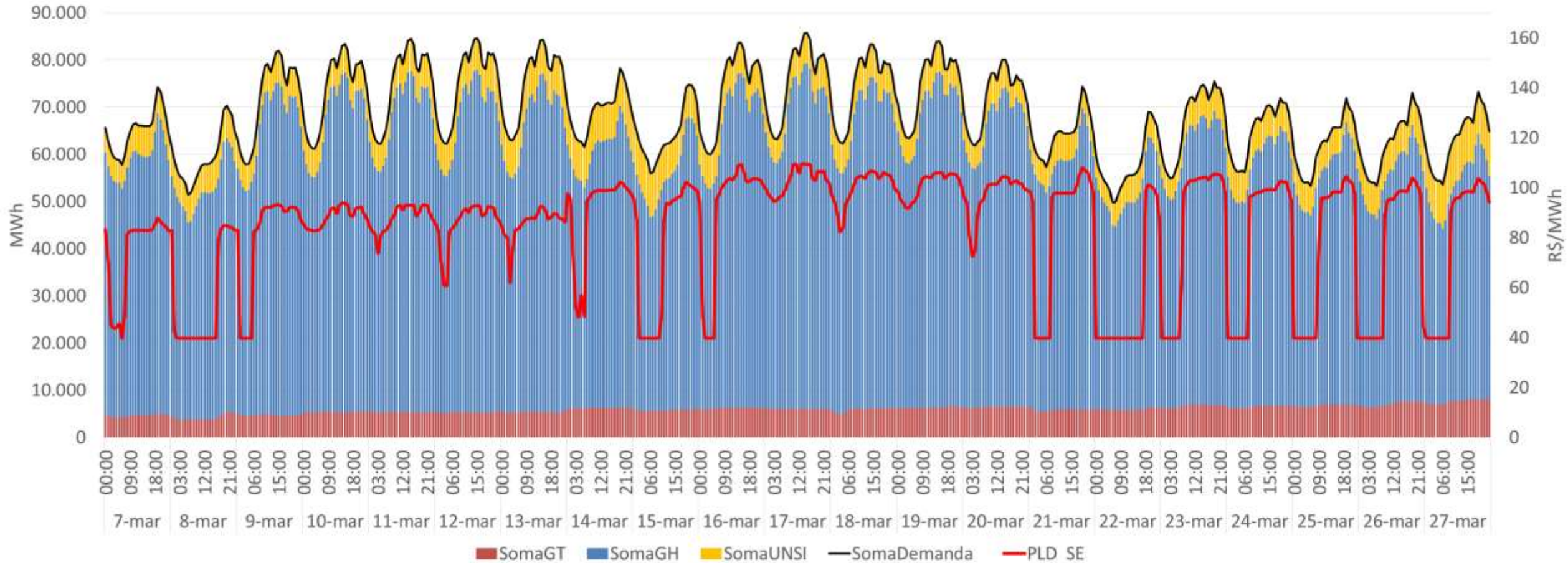
Comparação do PLD por Submercado

PLD Horário

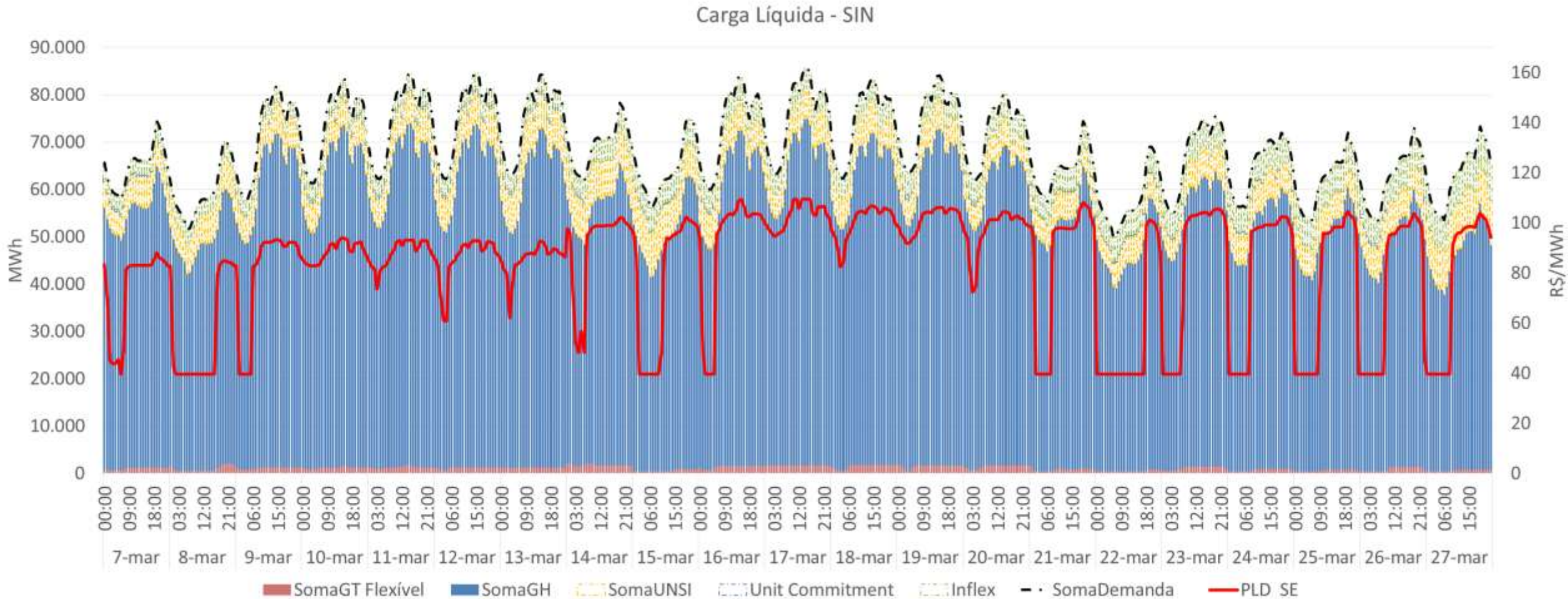


Balanco Energético do SIN

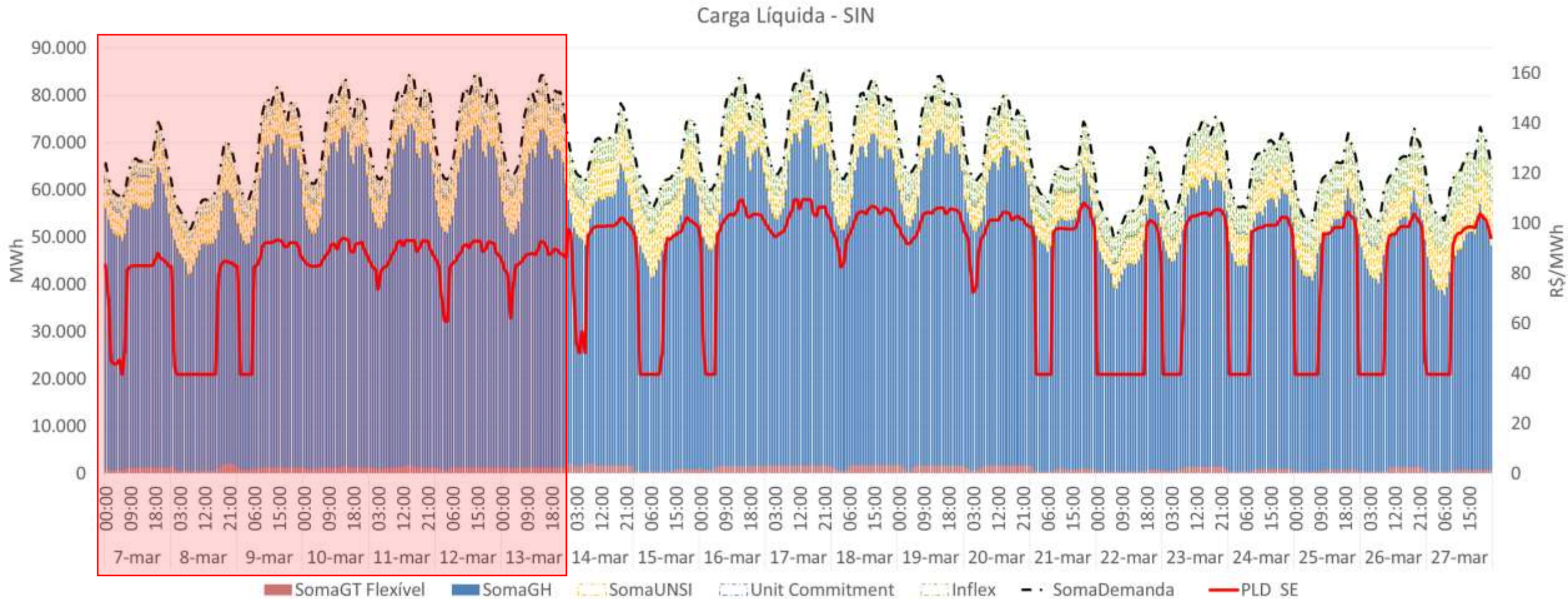
Balanco Energético - SIN



Carga Líquida do SIN

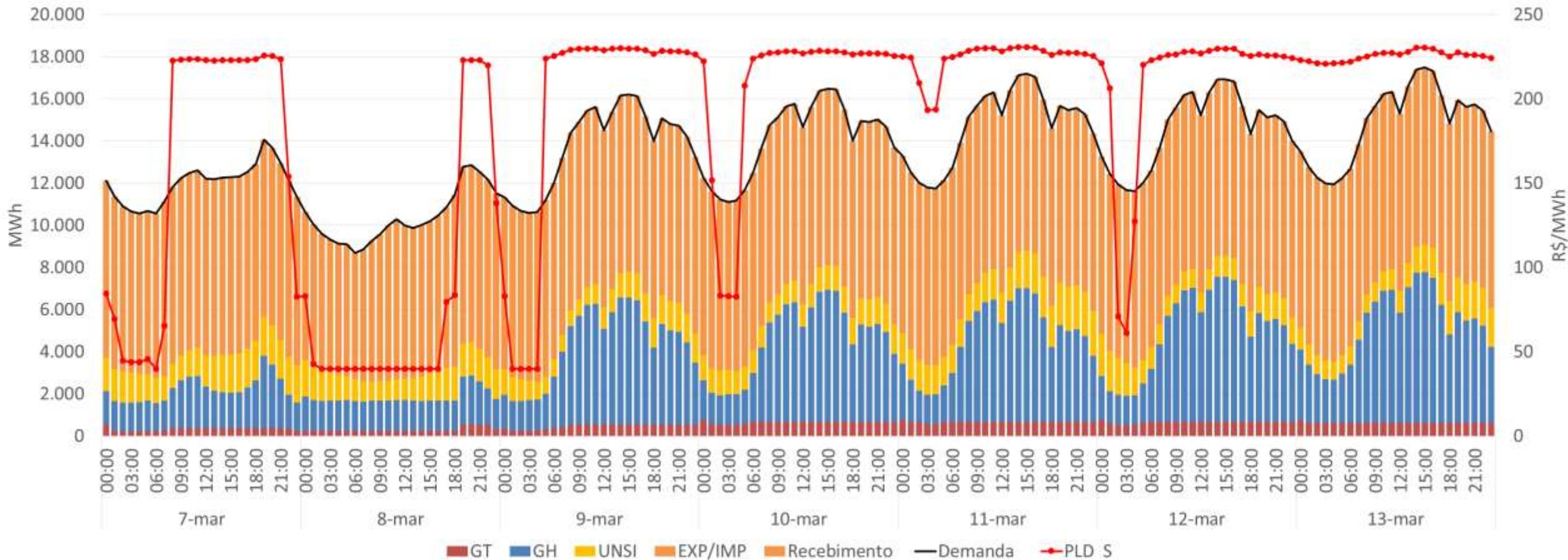


Carga Líquida do SIN

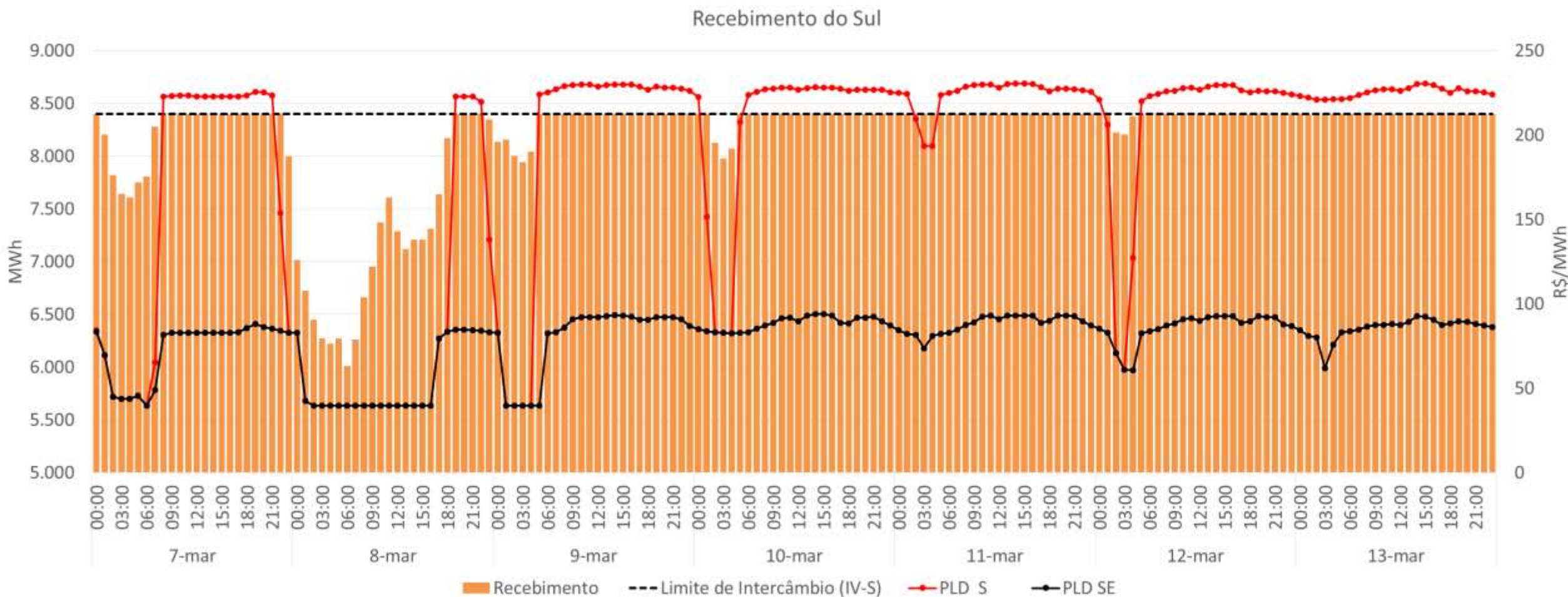


Balanco Energético - Sul

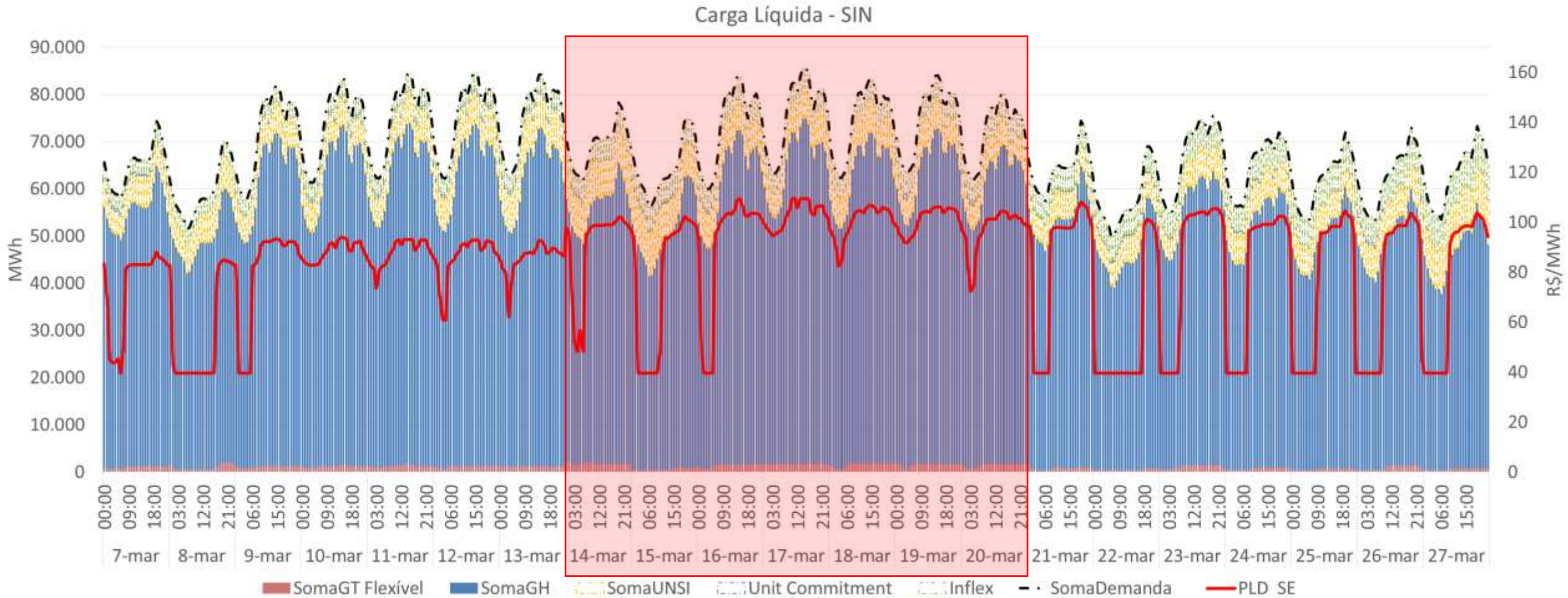
Balanco Energético - Sul



Recebimento - Sul

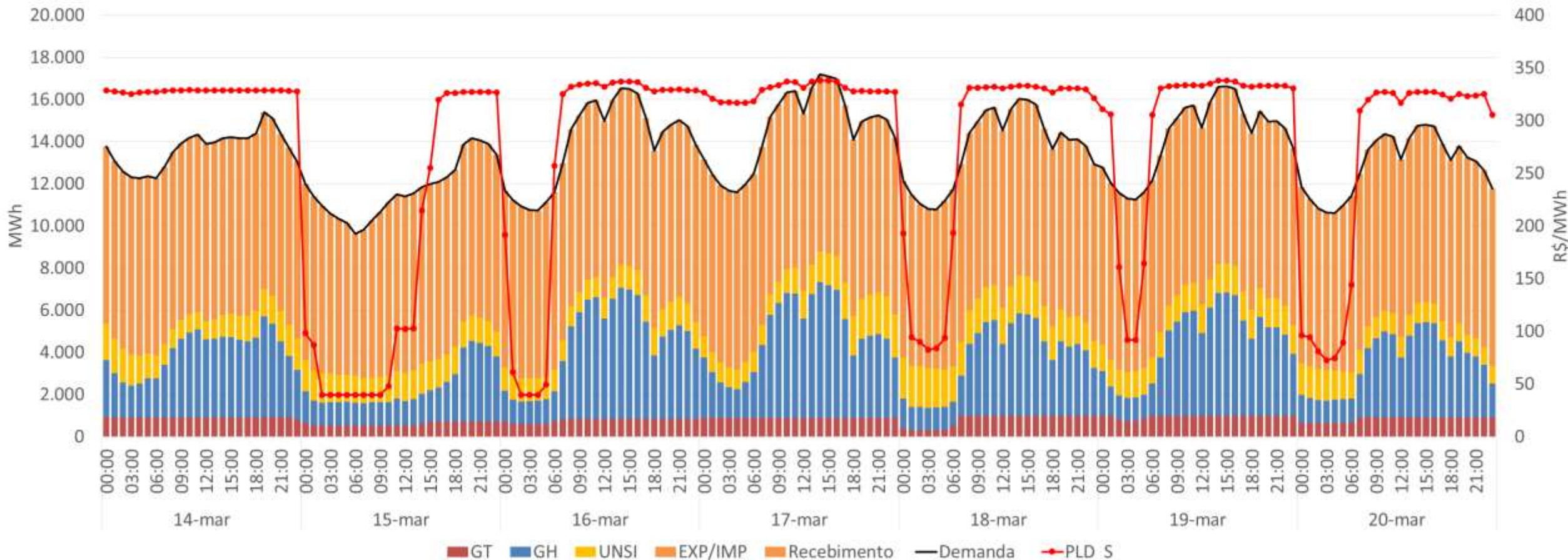


Carga Líquida do SIN



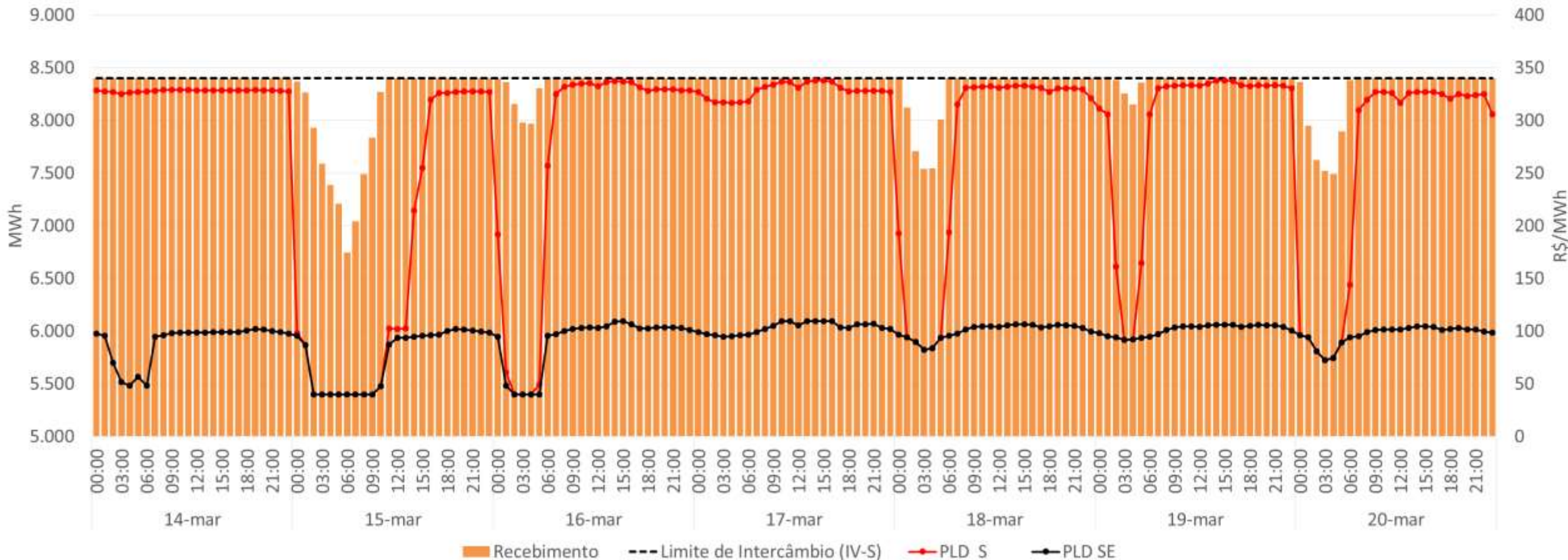
Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

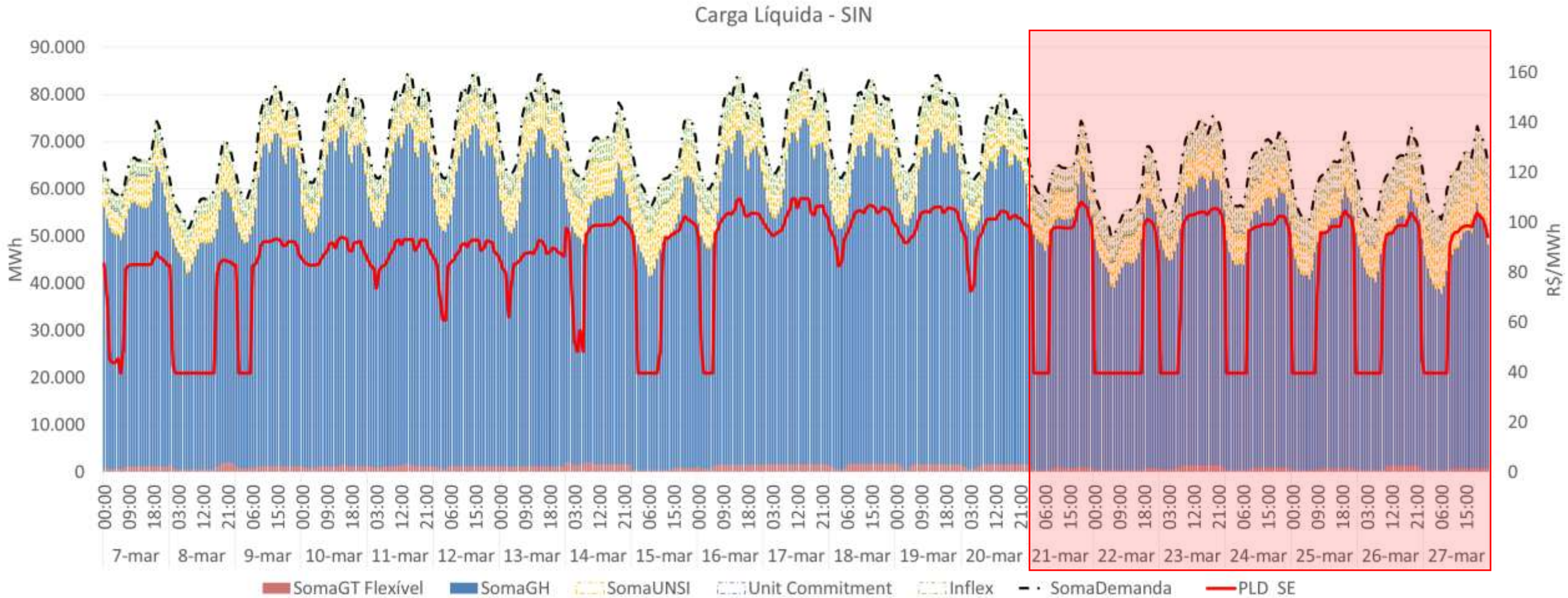


Recebimento - Sul

Recebimento do Sul

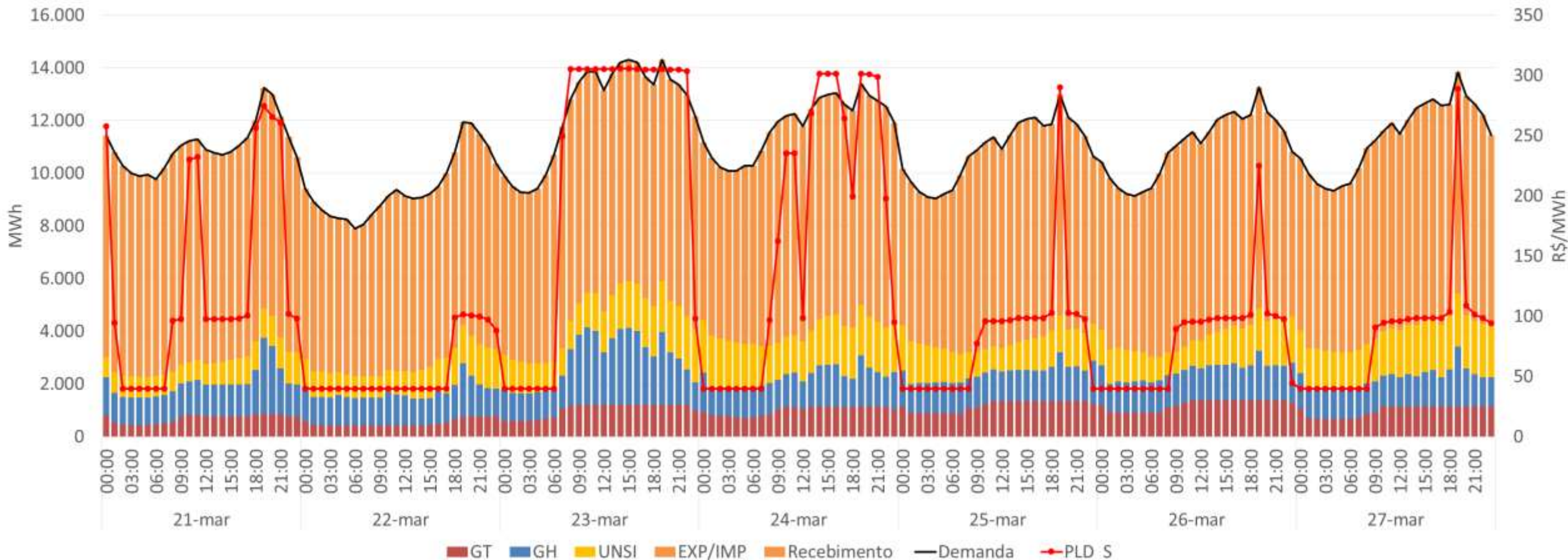


Carga Líquida do SIN



Balanco Energético - Sul

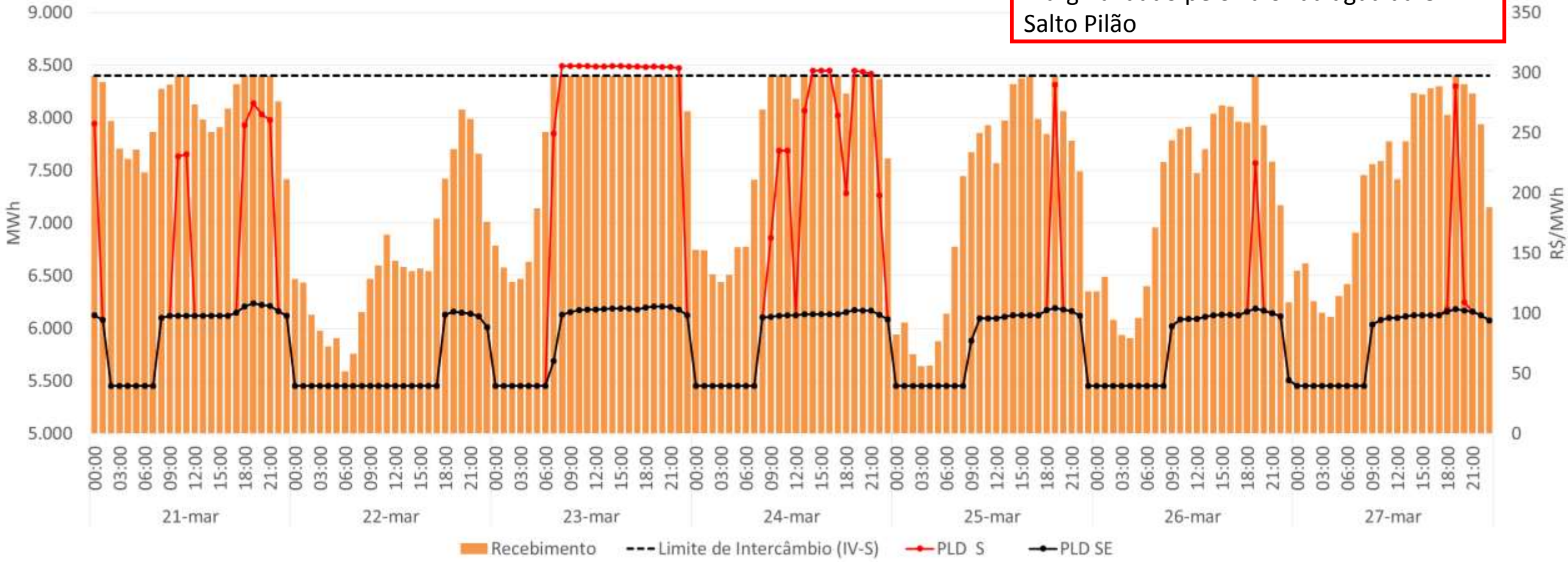
Balanco Energético - Sul



Recebimento - Sul

Recebimento do Sul

Descolamentos do Sul: Recurso energético marginal dado pelo valor da água da UHE Salto Pilão

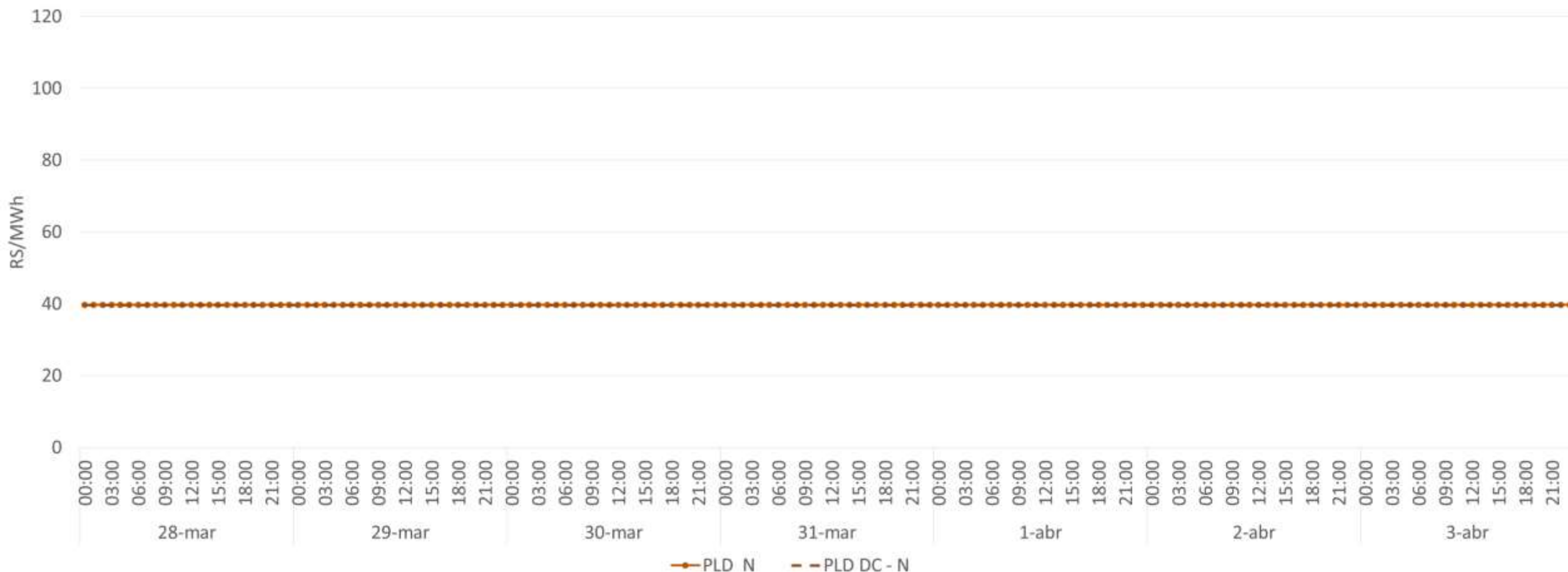


Comparação do PLD – Nordeste

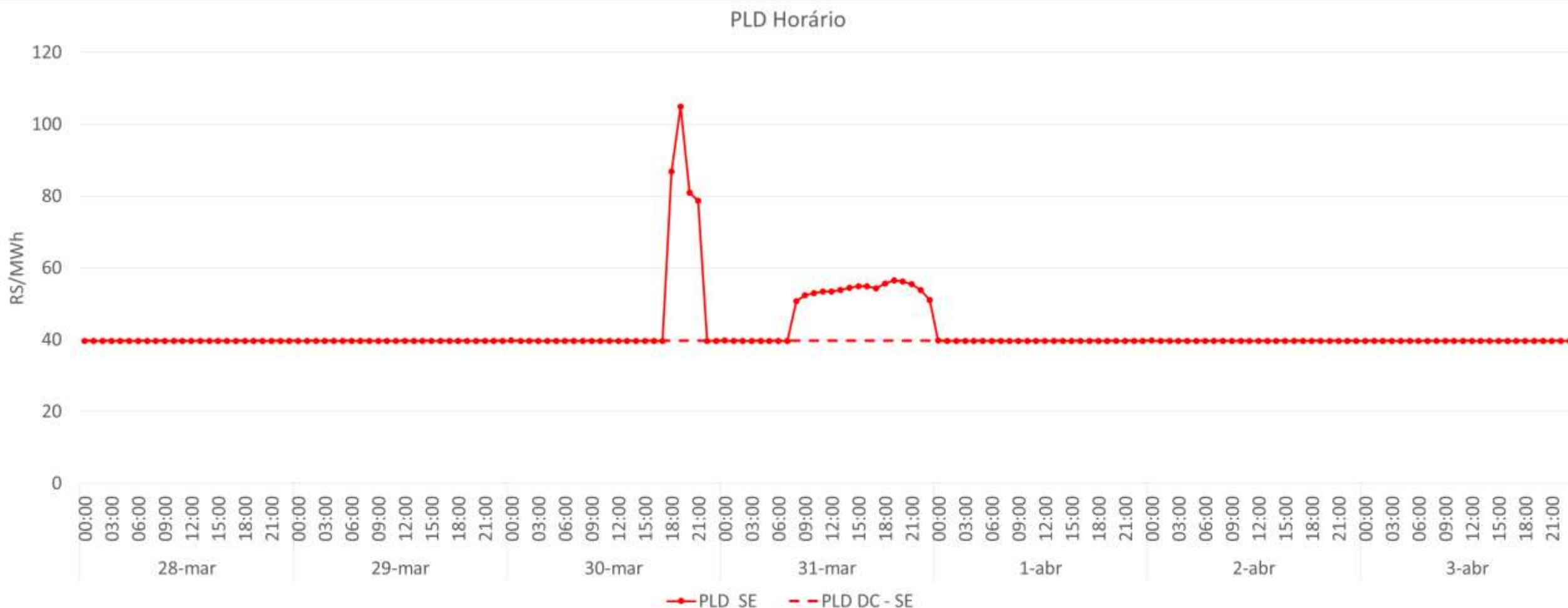


Comparação do PLD – Norte

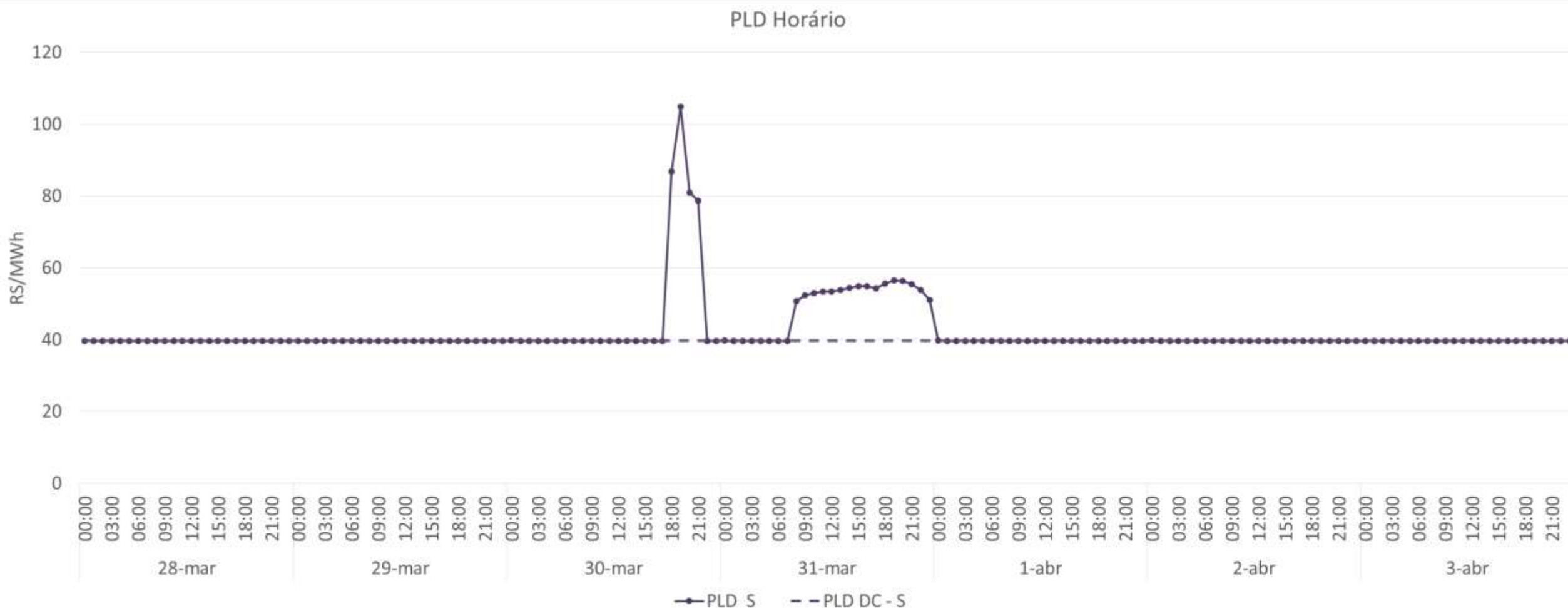
PLD Horário



Comparação do PLD – Sudeste/Centro-Oeste

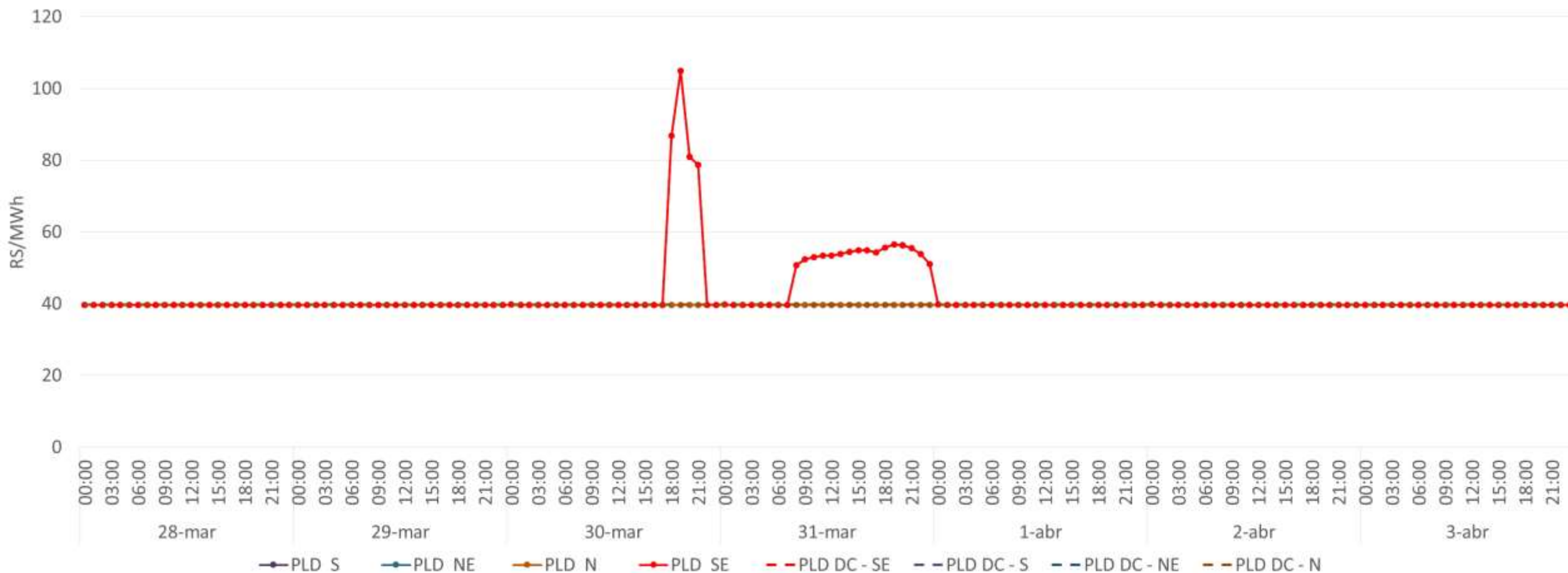


Comparação do PLD – Sul

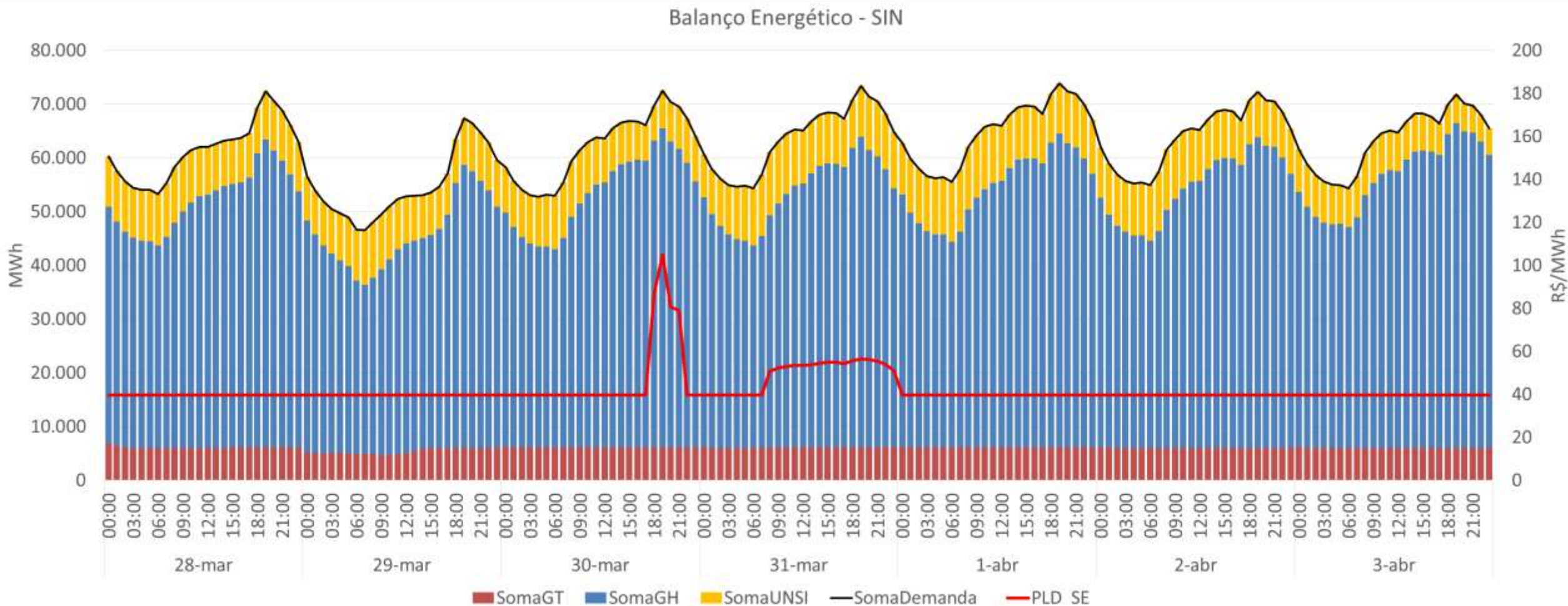


Comparação do PLD por Submercado

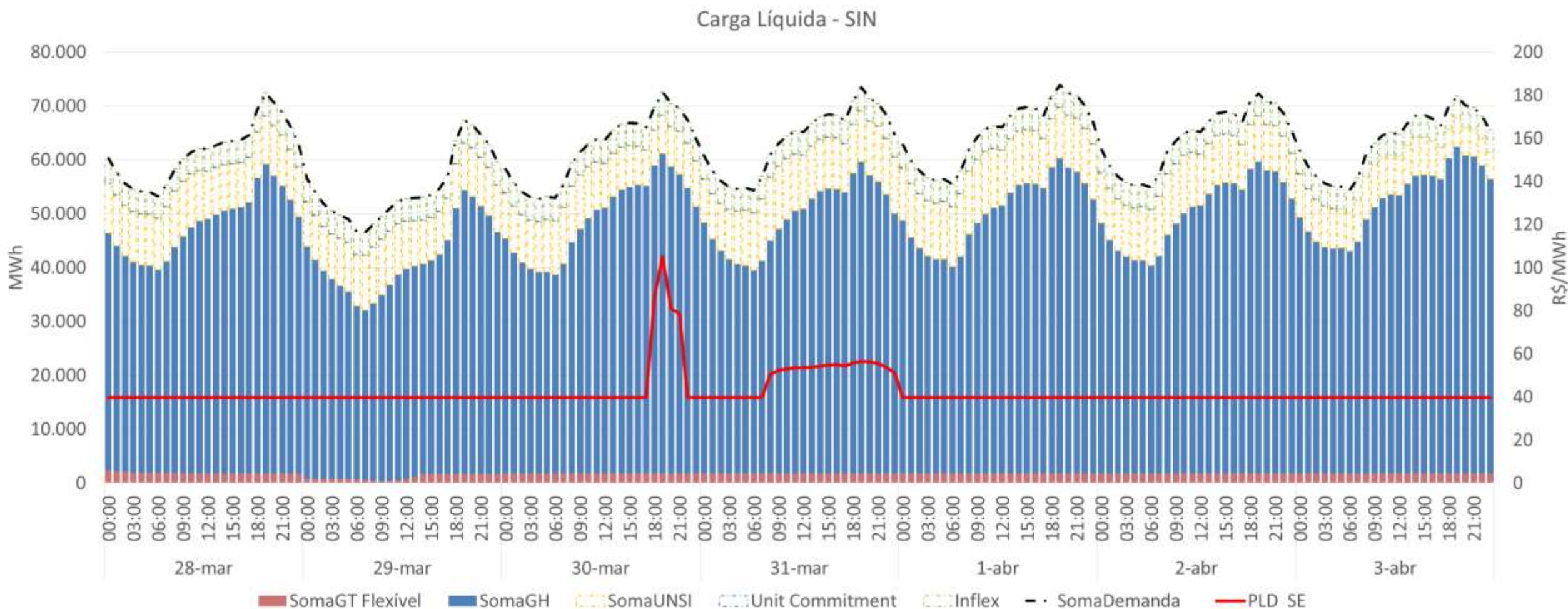
PLD Horário



Balanco Energético do SIN



Carga Líquida do SIN



Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

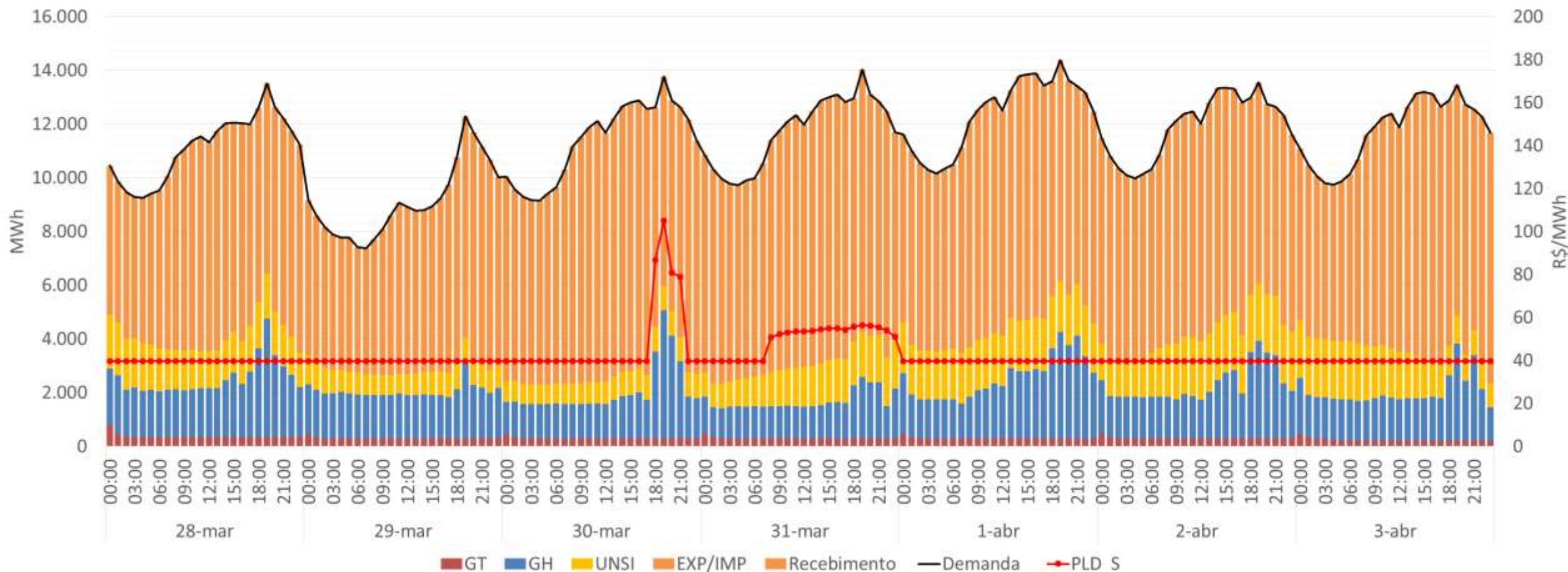
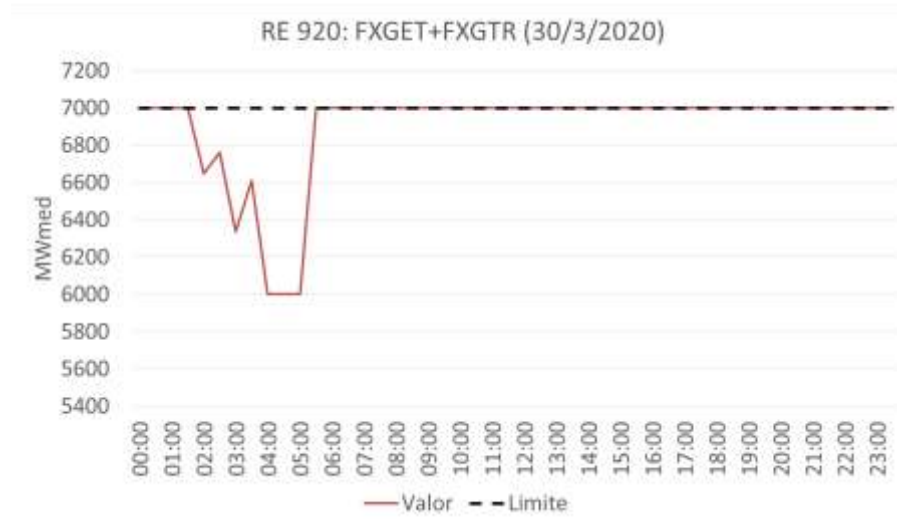
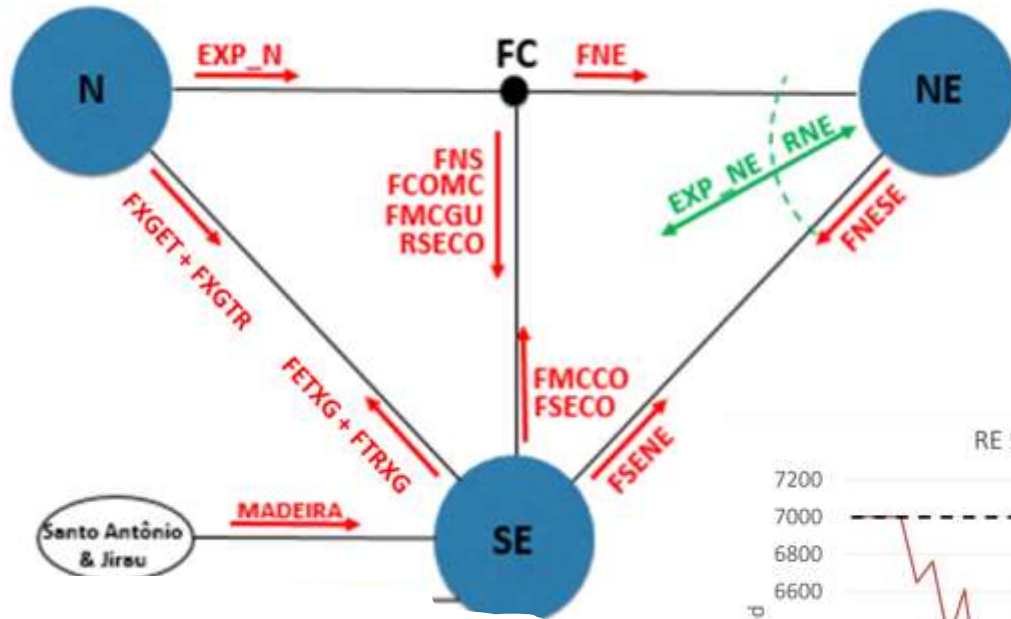
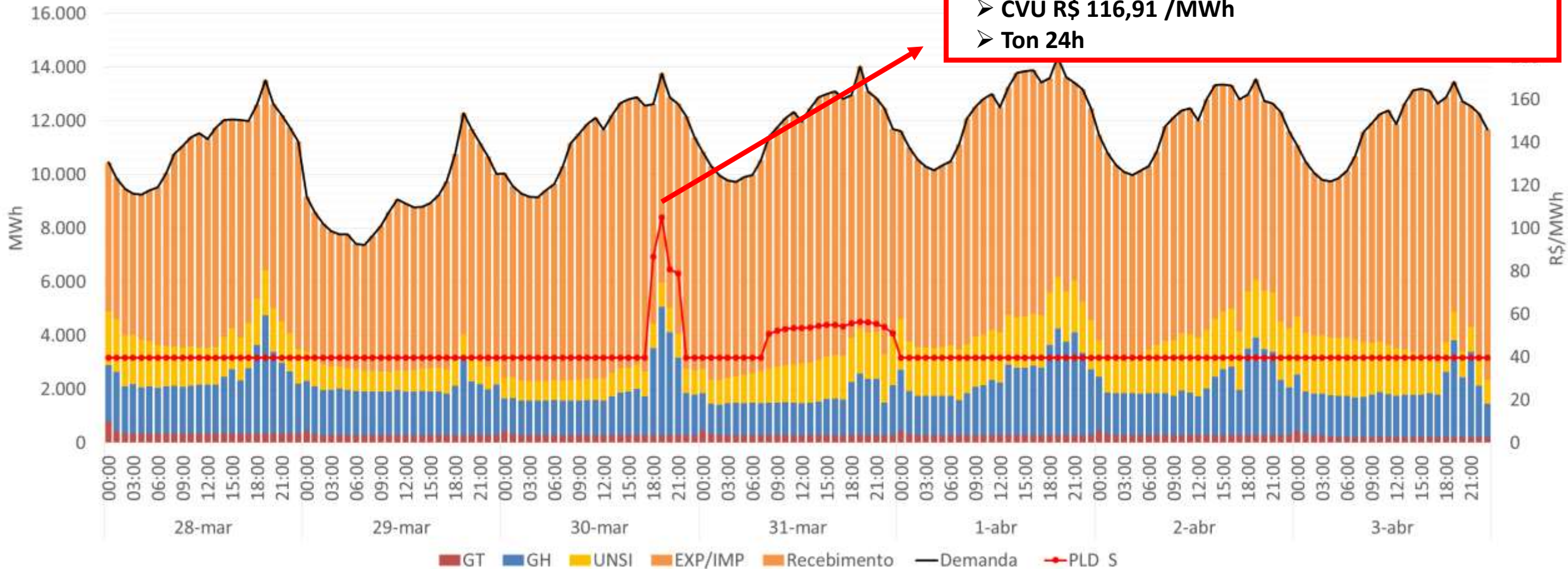


Diagrama de Intercâmbio – 30/mar

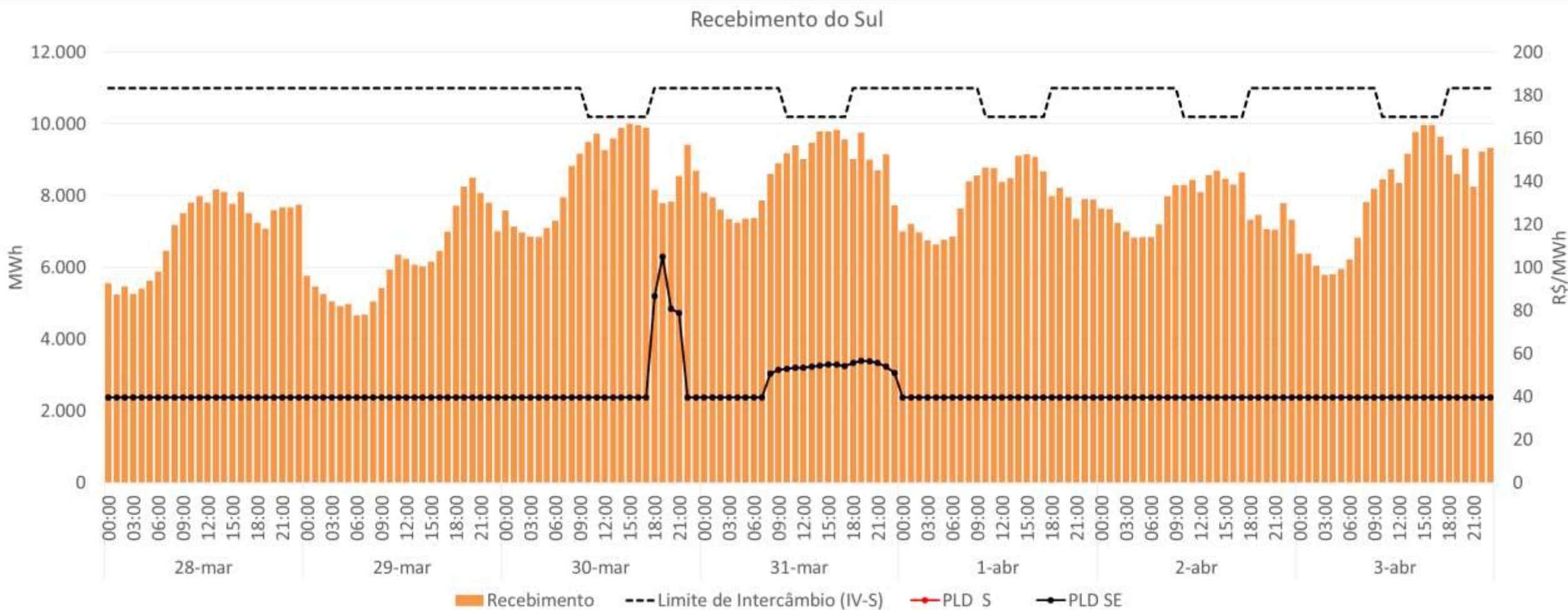


Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul



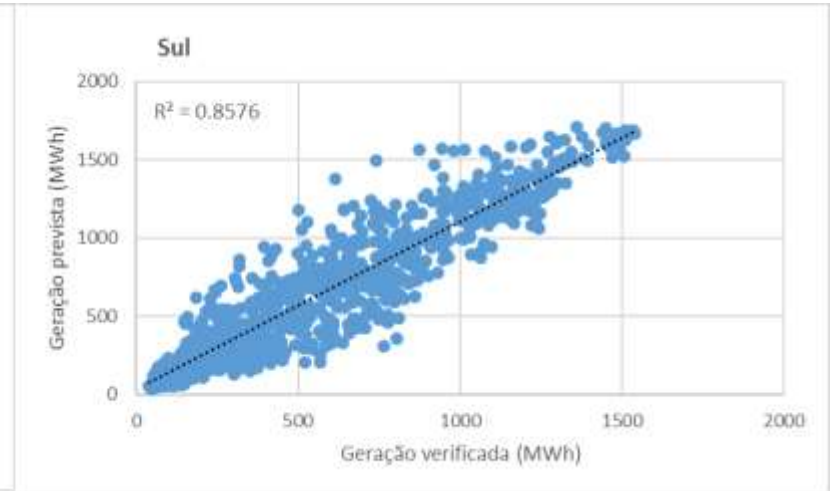
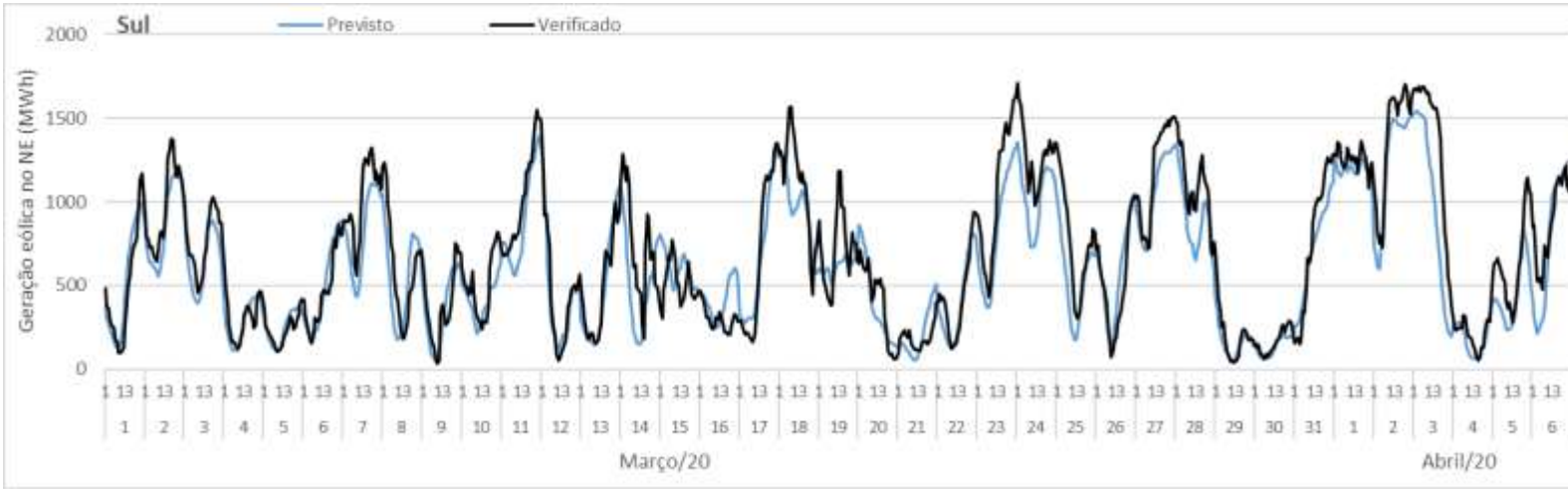
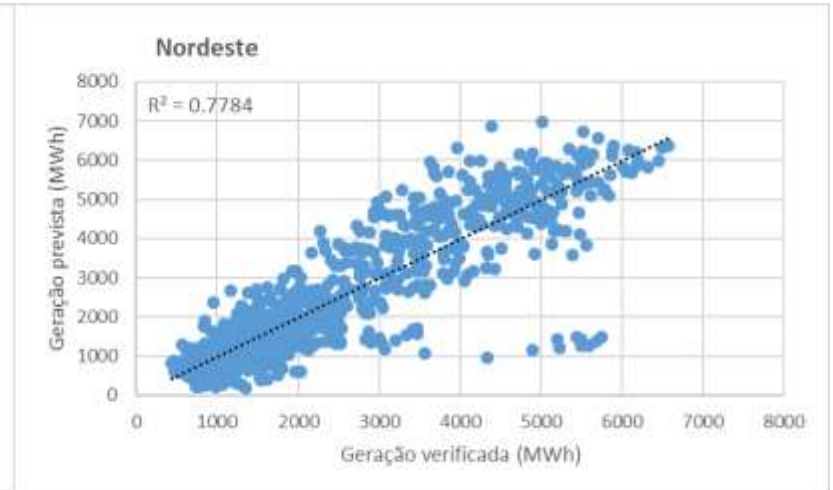
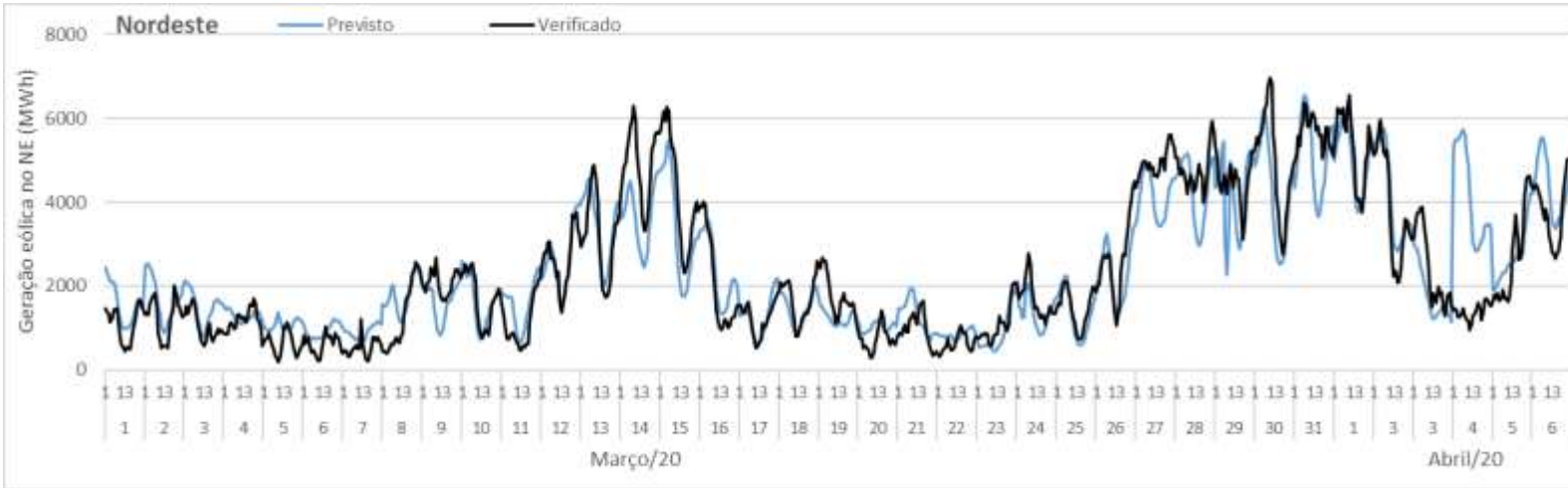
Recebimento - Sul



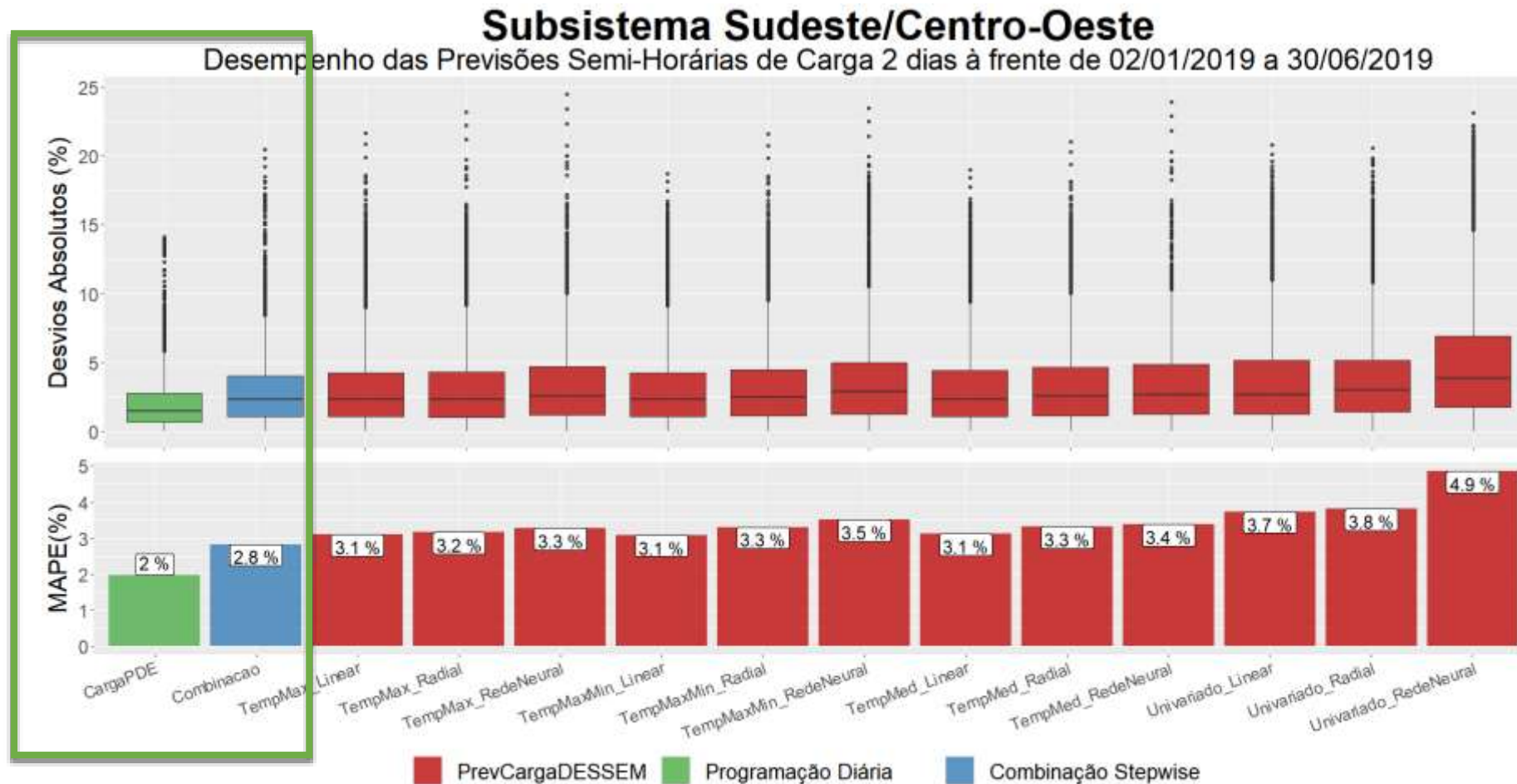
- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites

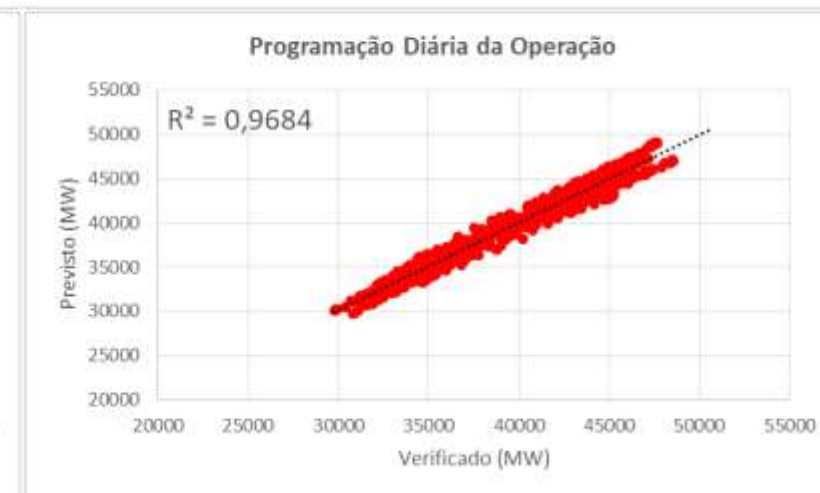
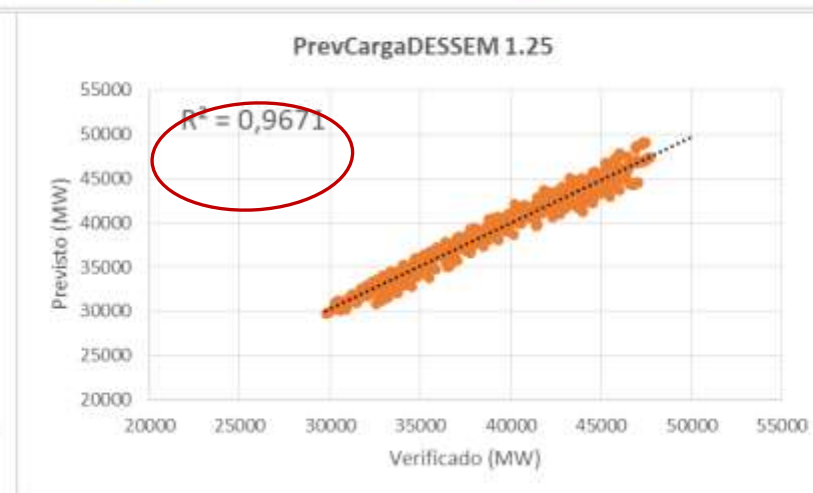
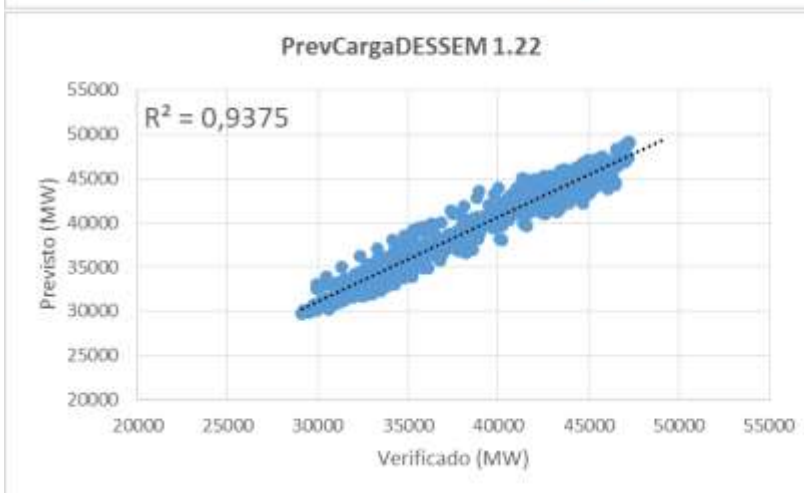
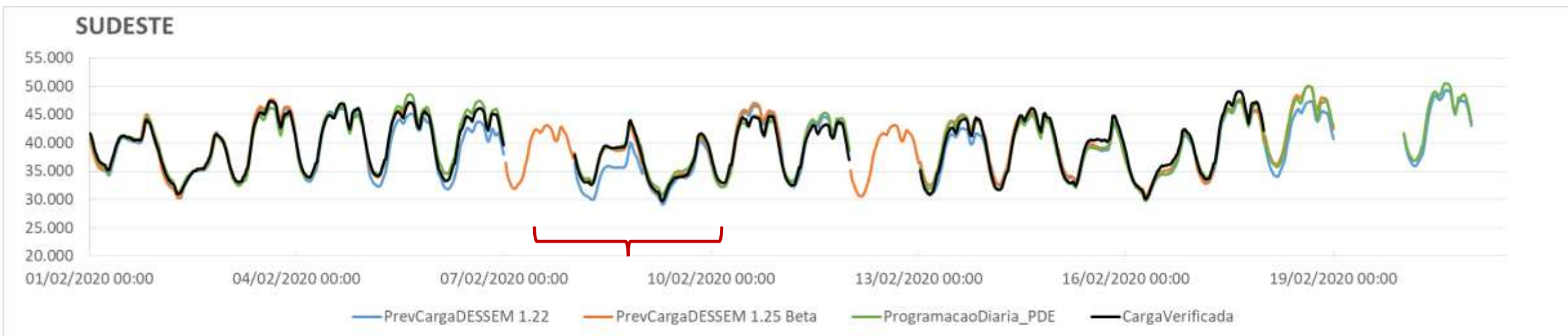


▶ Geração eólica – Prevista e verificada (Mar/20 e Abr/20)



- Os erros do Modelo Combinado se mostraram menores do que na última versão, e também, na comparação com o PrevCargaDESSEM. Contudo, esses erros ainda são maiores do que os observados na Programação Diária.





Metodologia

- Redes Neurais Artificiais (RNA), Máquinas de Vetores de Suporte (SVM) para a previsão de carga média diária e semi-horária;
- Dados de entrada: lista de 9 arquivos disponíveis no site do Sintegra;
- O modelo PrevCargaDESSEM foi desenvolvido na linguagem R, que é uma linguagem gratuita e que possibilita a realização de testes de sensibilidade e estudos prospectivos.

Atualmente a carga de entrada no DESSEM é da Programação Diária da Operação

- Aplicação de um conjunto de modelos, dentre eles o modelo ANNSTLF (EPRI), cujos resultados são ajustados em função do conhecimento tácito dos especialistas do ONS (método Heurístico).

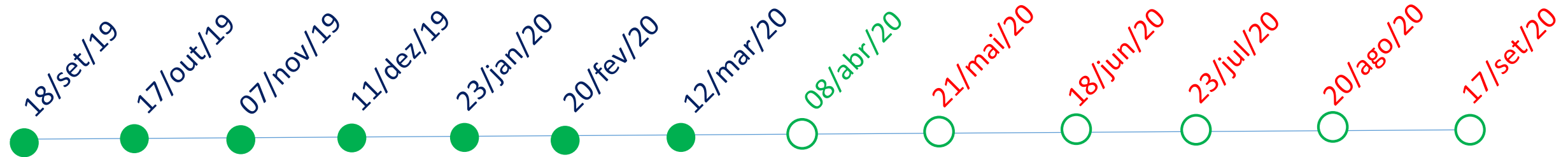
Eventos

- Set/17: início do desenvolvimento;
- Jul/19: Workshop de apresentação do modelo aos agentes;
- Set/19: 1ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM para treinamento do modelo e entrega do caderno de testes;
- Set e Out/19: 2ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM com validação da versão 1.22 do PrevCargaDESSEM e apresentação do caderno de testes
- Fev/20: 3ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM com validação da versão 1.25 do PrevCargaDESSEM e Modelo Combinado, apresentação do Termo de Aceite aos agentes e do caderno de testes.
- **Envio de Carta ONS 0003/DPL/PE/2020, CT-CCEE-0004/2020, de 03/03/2020 para avaliação da ANEEL e validação da versão 1.25.0 do PrevCargaDESSEM. Após a validação seriam disponibilizados o software aos agentes no site do Sintegra.**



- **Ofício nº 028/2020-SRG/ANEEL de 03/04/2020:** para a Aneel, “com o advento do art. 23 da Res. Normativa n. 843, de 02/19, a exemplo de outras sistemáticas que também fornecem dados de entrada ao processamento da cadeia principal de modelos de otimização responsáveis pela definição da política operativa e pela formação do PLD (modelos satélites), a governança e o rito de aprovação de aprimoramentos que são empreendidos aos modelos satélites devem estar previstos no âmbito dos comitês temáticos de que trata o referido dispositivo normativo”.
- Com efeito, ratifica-se o entendimento de que, desde a instauração dos comitês técnicos voltados à discussão de assuntos relacionados à formulação do Programa Mensal da Operação (PMO) e ao PLD, no início de 2020, a dinâmica de validação e de aprovação de novas versões de modelos satélites deverá estar contida na esfera de atuação do respectivo comitê técnico.
- Atualmente, aguardamos a divulgação dos decks e resultados da versão 1.25 do modelo PrevCargaDESSEM no site do Sintegre/ONS para a realização de análises de desempenho.





21 de maio de 2020

https://www.sympla.com.br/encontro-do-preco-horario---maio2020_772081

18 de junho de 2020

https://www.sympla.com.br/encontro-do-preco-horario---junho2020_772086

Todas as edições serão promovidas das 9h30 às 11h30

Local: **Transmissão ao vivo por WEBEX**



Obrigado!

Gerência Executiva de Preços,
Modelos e Estudos Energéticos

08/04/2020



APPCCEE



Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

