



PAR/PEL EXECUTIVO

2020 - 2024

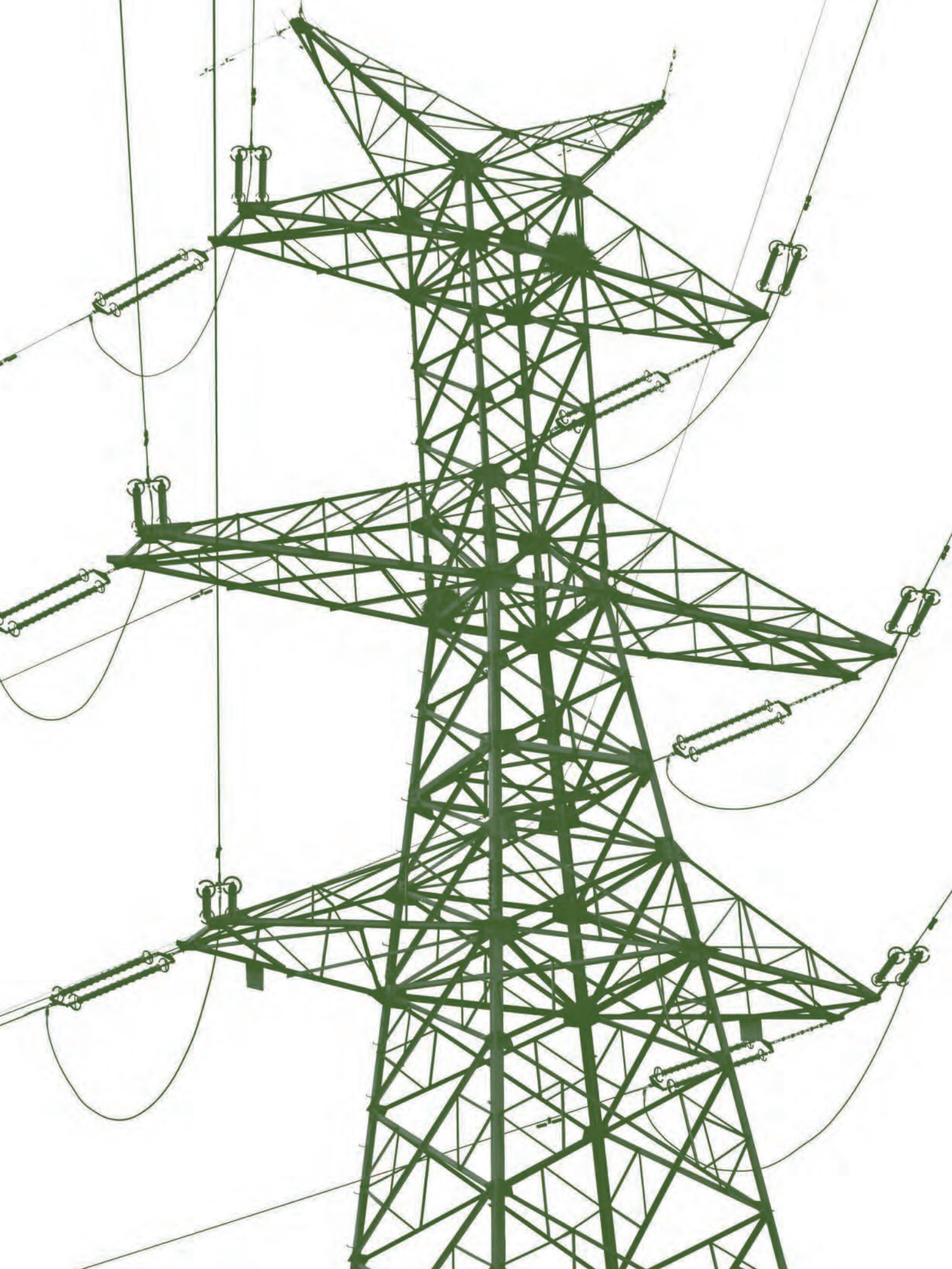
PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE MÉDIO PRAZO DO SIN

ONS
Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Sumário

Apresentação	5
Dados do Sistema Interligado Nacional	8
PAR/PEL em Números	14
Limites das Interligações Inter-regionais	19
Destaques das Áreas Geelétricas do Sistema Interligado Nacional	23
Controle de Tensão	39







Apresentação

Para cumprir as atribuições de execução do planejamento e da programação da operação elétrica, bem como do despacho centralizado da geração do Sistema Interligado Nacional – SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realiza uma cadeia de estudos elétricos no sentido de preservar a segurança operativa do SIN e promover a otimização da operação do sistema eletroenergético buscando o menor custo para a operação.

A cadeia de estudos de planejamento da operação elétrica é realizada de forma sequencial, possibilitando que os resultados gerados por um determinado estudo sejam considerados nos estudos subsequentes. Isso possibilita manter um acompanhamento das recomendações indicadas em cada estudo, à medida que o sistema evolui em carga e configuração. O primeiro estudo dessa cadeia é o Plano de Operação Elétrica – PEL que tem ciclo anual. Em sequência, são realizados estudos com ciclos quadrimestrais e mensais.

Além da atribuição de execução do planejamento da operação elétrica e do despacho centralizado da geração do SIN, é também responsabilidade do ONS encaminhar anualmente ao poder concedente sua proposição de ampliações das instalações da Rede Básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, conforme estabelecido na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, art. 13º, e no Decreto

nº 5.081, de 14 de maio de 2004, art. 3º, inciso IV.

Em atendimento à legislação, o ONS produz e encaminha anualmente ao poder concedente o PAR – Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão, contendo as indicações de obras necessárias para que a operação futura do SIN seja realizada com níveis de segurança adequados, considerando os critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede e, dessa forma, viabilizando o adequado atendimento à demanda, a integração das novas usinas geradoras e o pleno funcionamento do mercado de energia elétrica nos horizontes de curto e médio prazos.

Em agosto de 2017, por intermédio do Ofício nº 300/2017/SPE-MME, o Ministério de Minas e Energia – MME formalizou a inexistência de óbices para a definição do prazo de cinco anos para os horizontes de estudos do ONS, mantendo-se o escopo dos produtos até então elaborados para três anos, e solicitou que a ANEEL realizasse a adequação dos instrumentos normativos para assegurar o respaldo regulatório ao novo horizonte do PAR.

Em atendimento ao referido Ofício, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 793, de 28 de novembro de 2017.

Com base no exposto, desde o ciclo passado (2019-2023), o ONS estendeu o horizonte do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) para cinco anos.

Além disso, de modo a permitir uma maior integração entre os produtos relacionados ao Planejamento Elétrico de Médio Prazo de ciclo anual (PEL e o PAR), a partir deste ciclo 2019, os dois estudos foram integrados compondo o Planejamento da Operação de Médio Prazo do SIN.

O Planejamento da Operação de Médio Prazo do SIN é um processo, que tem ciclo anual, composto por estudos elétricos e energéticos com horizonte de cinco anos. O ciclo elétrico é composto pelo Plano de Operação Elétrica – PEL e o Plano de Ampliação e Reforços – PAR e o ciclo energético é consubstanciado no Plano da Operação Energética – PEN.

O ciclo elétrico do Plano da Operação de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2020-2024, ora apresentado, avalia o desempenho do SIN no período de janeiro de 2020 a dezembro de 2024, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede – submódulos 4.2 e 6.2, respectivamente.

Nos dois primeiros anos do ciclo elétrico, que corresponde ao horizonte de abrangência do PEL, dado a sua característica operativa, o foco das análises consiste em apontar soluções/medidas operativas tais como: a necessidade de instalação de SEP (Sistemas Especiais de Proteção), alterações na configuração da rede ou o despacho de geração térmica de forma a operar o SIN atendendo aos critérios de segurança e de confiabilidade. No que se refere aos três últimos anos do PAR, a análise é voltada à adequação do cronograma de obras, ou seja, identificar quais empreendimentos que, já previstos pela Empresa de Pesquisa Ener-

gética – EPE, poderiam ser antecipados ou até mesmo uma recomendação para a EPE definir uma solução estrutural.

Por oportuno, destacamos que, em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 643/2014, fazem parte do PAR as melhorias de grande porte referentes à substituição de transformadores, equipamentos de compensação reativa ou linhas de transmissão e equipamentos relacionados, por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas, além dos reforços relacionados à ampliação da vida útil de equipamentos existentes.

Os estudos foram desenvolvidos visando avaliar, principalmente, o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Para melhor comportar os resultados dos diversos estudos elétricos elaborados, o PAR/PEL 2020-2024 é apresentado em três volumes, a saber:

O Volume I: Plano Elétrico de Médio Prazo das Instalações de Transmissão do SIN apresenta o conjunto de obras, subdividindo-se em quatro tomos conforme indicado a seguir:

- Tomo 1 – Obras Prioritárias do SIN (PEL);
- Tomo 2 – Ampliações e reforços de grande porte e recomendações (PAR);
- Tomo 3 – Melhorias de grande porte e reforços para aumento de vida útil das instalações (PAR);
- Tomo 4 – Reforços de pequeno porte (PAR).

No Volume II: Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais são apresentados os resultados dos valores de limites de transmissão nas interligações inter-regionais do SIN, onde os dois primeiros anos apresentam um enfoque operativo (abrangência do PEL), e os três últimos anos apresentam um enfoque estrutural (abrangência do PAR).

No Volume III: Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a cada Área Geométrica do SIN são apresentados os resultados das análises de desempenho e as condições de atendimento a cada área geométrica do SIN. Adicionalmente, nesse ciclo foi incluído um tomo específico sobre controle de tensão do SIN.

O Volume III é subdividido em 12 tomos, e os relatórios estão estruturados de forma que os dois primeiros anos correspondam ao enfoque operativo (PEL) e os três últimos anos ao enfoque estrutural (PAR).

Tendo em vista o horizonte de abrangência e, conseqüentemente, a grande quantidade de informações veiculadas pelo PAR/PEL, julgou-se relevante elaborar uma revista denominada PAR/PEL Executivo, com o objetivo de apresentar uma síntese dos principais resultados dos estudos, além de orientar a leitura dos Volumes I, II e III, que apresentam os resultados dos estudos em detalhes.

O presente Sumário Executivo está organizado em cinco capítulos, quais sejam:

- Capítulo 1 – Apresenta os dados relevantes do SIN, incluindo a máxima carga verificada no ano de 2018 e a previsão para o período 2019-2024, bem como a capacidade de geração instalada no SIN e sua evolução prevista para os próximos cinco anos, discriminada por tipo de fonte e por região.
- Capítulo 2 – Apresenta um quadro qualitativo de obras consideradas prioritárias neste ciclo do PAR/PEL 2020-2024; o quantitativo referente à implementação de novos SEPs, adequações dos existentes e desativação de outros; a dimensão do sistema de transmissão atual, e o quantitativo dos empreendimentos futuros, sejam em implantação ou indicados neste ciclo do PAR/PEL 2020-2024.
- Capítulo 3 – Apresenta a síntese da evolução dos limites de transferência de energia pelas interligações inter-regionais e as principais obras associadas.
- Capítulo 4 – Apresenta, para cada unidade da federação, as cargas máximas previstas e destaca os principais empreendimentos de transmissão recomendados no PAR/PEL 2020-2024, indicando os benefícios esperados para o SIN e a estimativa de investimento.
- Capítulo 5 – Apresenta as mudanças conceituais na metodologia de análise e recomendação de reforços para controle de tensão.



1

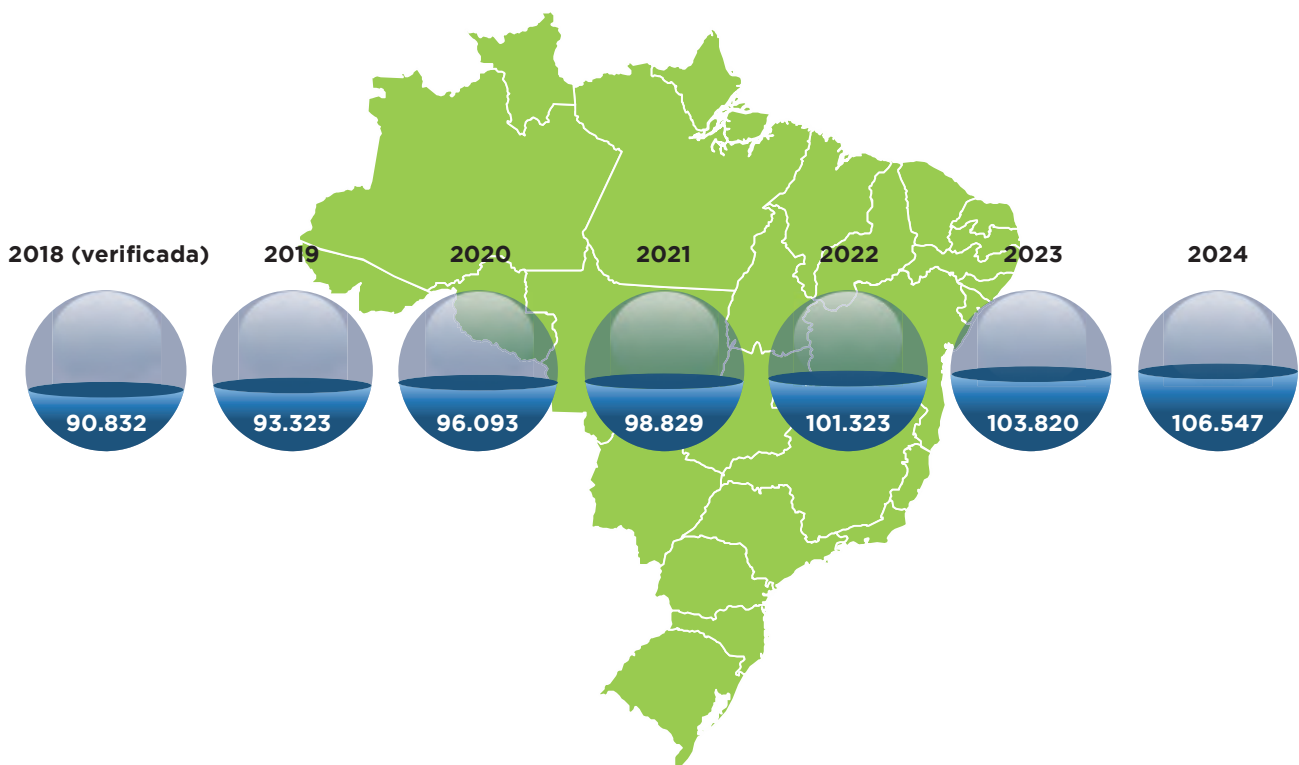
DADOS DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

PREVISÃO DE CARGA

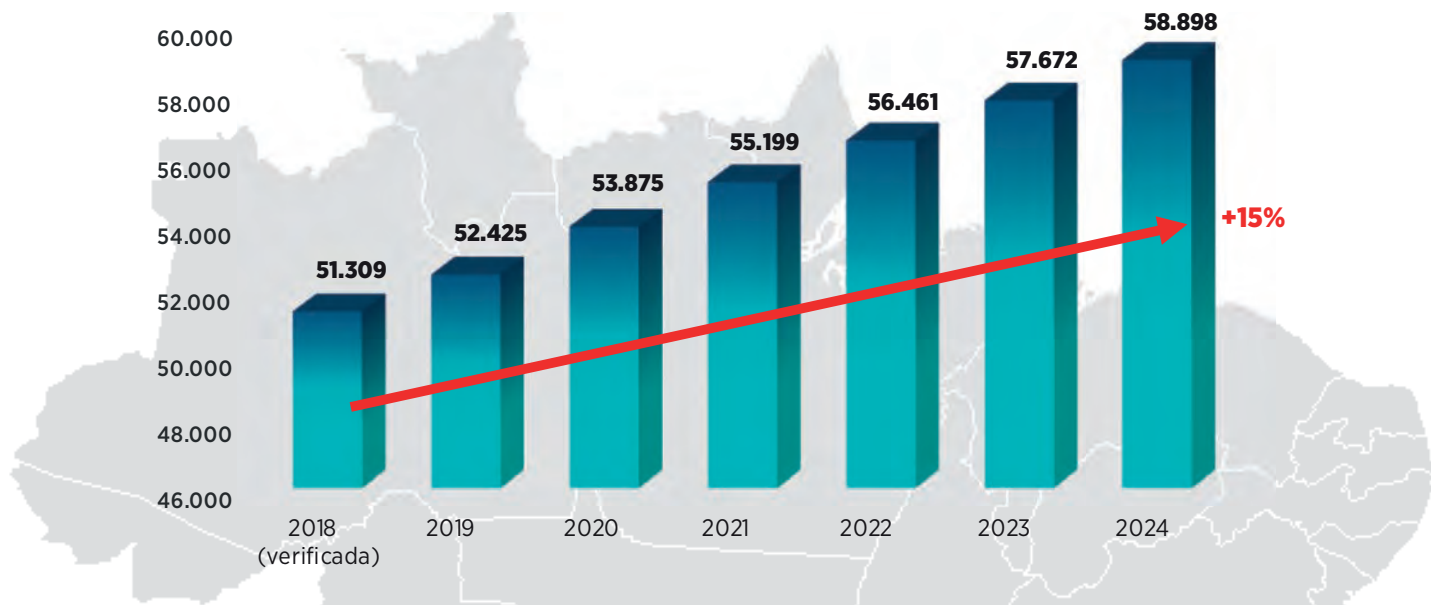
A previsão de carga das áreas elétricas e sub-sistemas para os estudos do PAR/PEL é definida considerando-se a soma da maior carga total dos barramentos de cada agente, em cada condição de carga, para os períodos de inverno (abril a setembro) e verão (outubro a março). Além disso, para cada agente distribuidor são considerados os valores máximos de carga não coincidentes no mês e não coincidentes no horário. Neste ciclo do PAR/PEL 2020-2024, as previsões de carga para os anos de 2020 e 2021 foram utilizadas nos estudos com viés conjuntural, enquanto as previsões para os anos de 2022, 2023 e 2024 foram utilizadas nos estudos com viés estrutural.

O critério definido para a composição da carga nos estudos do PAR/PEL é conservativo, entretanto, isto é importante para que o impacto de variáveis que apresentam incertezas intrínsecas ao SIN e de natureza econômica seja minimizado na definição de ampliações e reforços. Destaca-se que a crescente utilização da microgeração nos sistemas de distribuição agrega uma dificuldade adicional na previsão de carga. Portanto, a utilização do critério conservativo para a compatibilização da carga do PAR contribui para garantir a segurança elétrica do SIN.

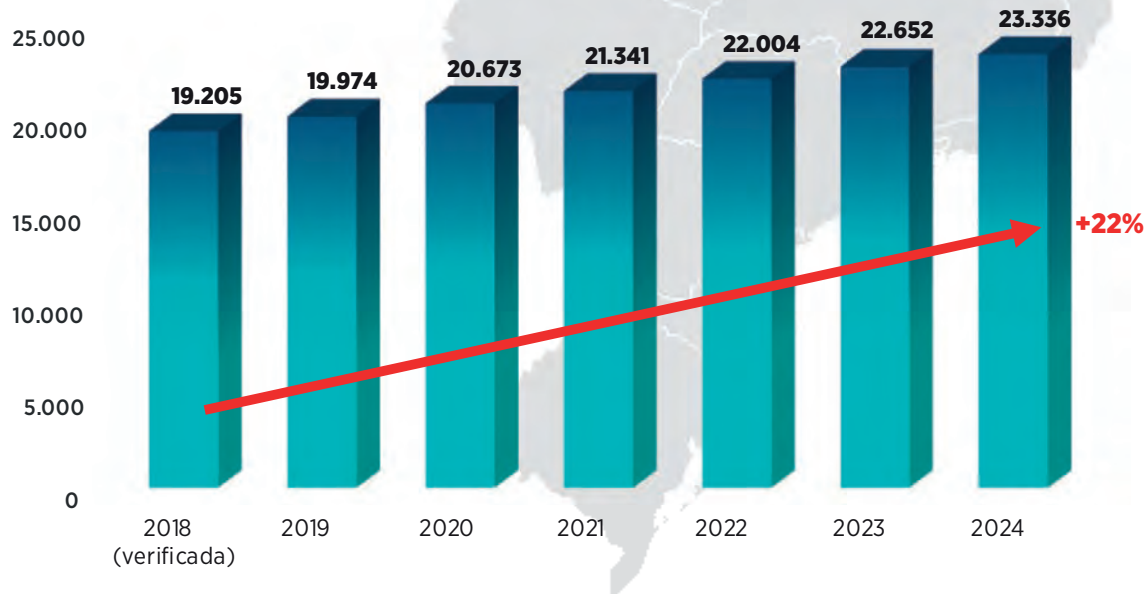
CARGA MÁXIMA DO SIN (MW) - HORIZONTE 2024



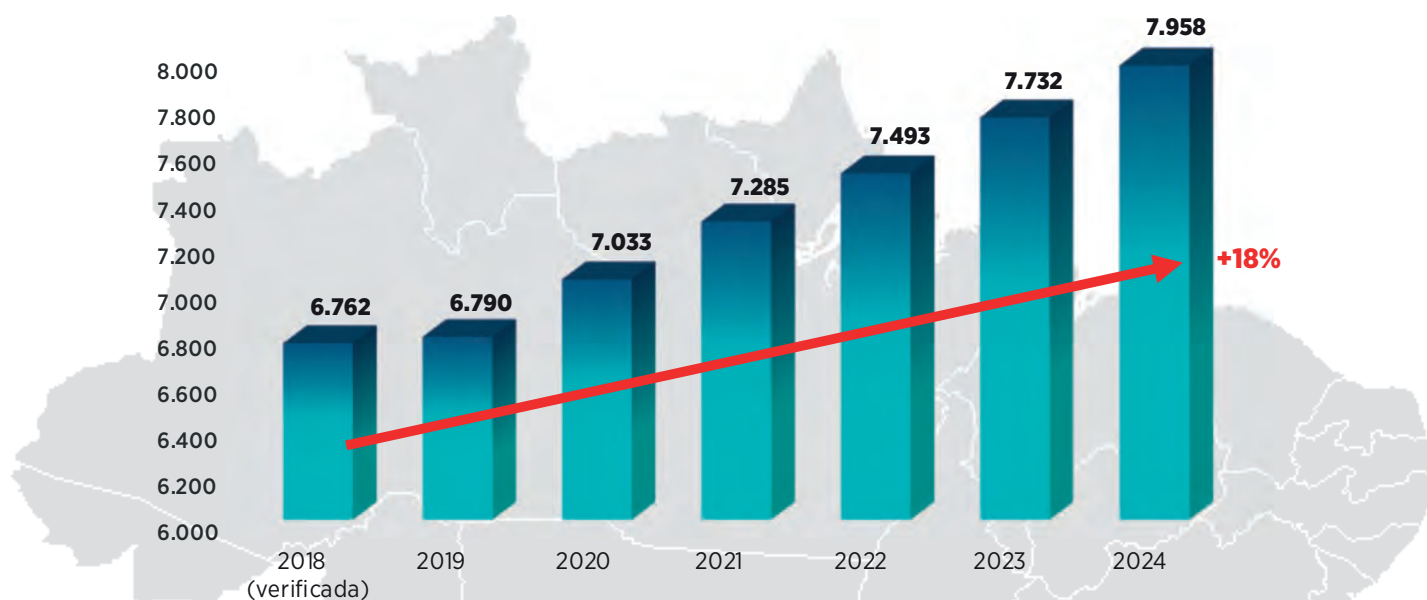
CARGA MÁXIMA DO SUDESTE/CENTRO-OESTE (MW) - HORIZONTE 2024



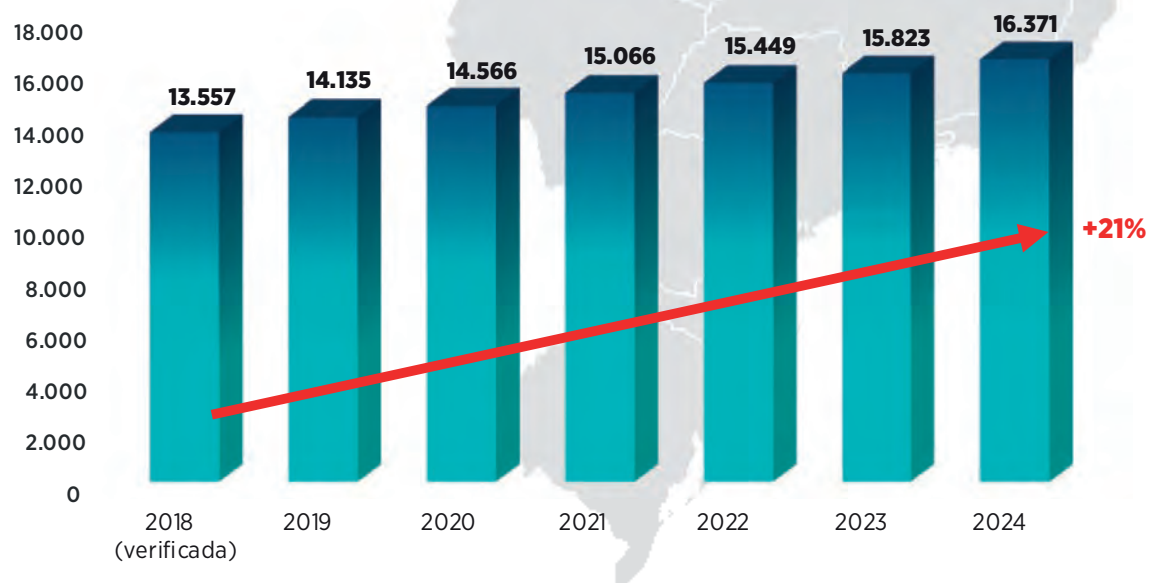
CARGA MÁXIMA DO SUL (MW) - HORIZONTE 2024



CARGA MÁXIMA DO NORTE (MW) - HORIZONTE 2024



CARGA MÁXIMA DO NORDESTE (MW) - HORIZONTE 2024



MATRIZ ELÉTRICA DO SIN

A matriz elétrica brasileira é, em sua ampla maioria, constituída de usinas hidráulicas, com importante participação de usinas térmicas. A capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional — SIN atualmente totaliza cerca de 167.000 MW, dos quais 67,7% são de usinas hidráulicas. Nos últimos anos, a penetração de geração eólica tem se destacado, chegando ao patamar de 9%, superando a geração térmica a gás natural. Para os próximos anos, constata-se que a energia fotovoltaica apresenta um crescimento percentual muito expressivo para o horizonte 2019-2024, embora represente ainda uma pequena parcela dessa matriz.

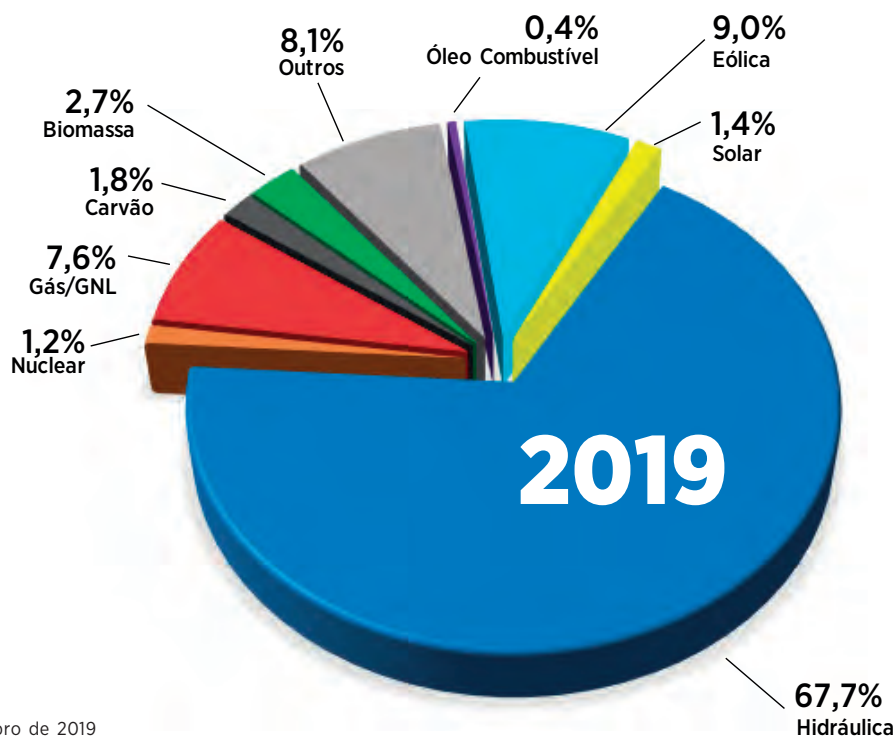
Para garantir uma operação segura do SIN, será necessário prover recursos que permitam assegurar a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica, frente às

intensas rampas de carga provenientes da variabilidade do vento, ou da transição do horário diurno e noturno. Para tal, são necessárias interligações robustas, com capacidade de absorver as bruscas variações de potência, bem como garantir ao sistema uma reserva de potência adequada e equipamentos de controle de tensão que proporcionem inércia sincronizada no SIN, especialmente nas regiões do país onde se verifica uma elevada concentração dessas novas fontes.

Além disso, é fundamental a coordenação da entrada em operação dessas novas fontes com o sistema de escoamento e conexão das mesmas à Rede Básica.









As figuras a seguir ilustram a capacidade instalada em 2019 e a evolução dessa capacidade, por fonte, para o SIN até 2024.

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM 2019



Fonte: PMO de outubro de 2019

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN (MW) - HORIZONTE 2024

SIN	2020	2021	2022	2023	2024
 Hidráulica	114.240	114.391	114.553	114.671	114.709
 Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
 Gás/GNL	14.318	15.623	15.623	16.188	17.861
 Carvão	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017
 Biomassa	13.810	13.947	13.997	14.137	14.137
 Óleo + Diesel	4.554	4.840	4.840	4.840	4.840
 Eólica	16.412	16.502	16.652	17.910	19.603
 Solar	2.820	3.095	3.740	3.944	3.944
Outras	745	745	745	745	1.108
Total	171.907	174.150	175.157	177.442	181.209



2

PAR/PEL EM NÚMEROS

OBRAS PRIORITÁRIAS

O ONS vem atuando, em conjunto com o MME e a ANEEL, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, no sentido de viabilizar a entrada em operação dos empreendimentos apontados como prioritários para garantir a operação segura e econômica do Sistema Integrado Nacional — SIN.

Foram consideradas prioritárias as obras de ampliações e reforços com os seguintes objetivos:

1. Eliminar necessidade de corte de carga em condição normal de operação;
2. Eliminar necessidade de restrição de escoamento de geração;
3. Eliminar necessidade de geração térmica por razões elétricas;
4. Eliminar necessidade de corte de carga nas contingências em capitais.

Além disso, as obras consideradas prioritárias foram classificadas de acordo com as ações necessárias para viabilizar suas implantações, conforme descrito a seguir:

1. ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para revisão de outorga;
2. ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para agilizar outorga;
3. ações do agente e órgãos ambientais para agilizar o licenciamento ambiental;
4. ações do agente para agilizar implementação da instalação.

Neste contexto, os gráficos a seguir apresentam o quantitativo de obras consideradas prioritárias neste ciclo do PAR/PEL 2020-2024 para todas as unidades da federação, conforme os critérios anteriormente mencionados, e que podem impactar a continuidade do fornecimento de energia e a otimização eletroenergética do SIN.

Para informações mais detalhadas referentes às obras prioritárias, deverá ser consultado o Volume I - tomo 1 do PAR/PEL - Obras Prioritárias do SIN.

OBRAS PRIORITÁRIAS QUE NECESSITAM DE ACOMPANHAMENTO

Eliminar corte de carga em condição normal de operação



Eliminar necessidade de restrição de escoamento de geração



Eliminar necessidade de geração térmica por razões elétricas



Eliminar necessidade de corte de carga em contingências em capitais



- Ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para revisão de outorga
- Ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para agilizar outorga
- Ações do agente e órgãos ambientais para agilizar o licenciamento ambiental
- Ações do agente para agilizar implementação da instalação

OBRAS PRIORITÁRIAS QUE NECESSITAM DE ACOMPANHAMENTO POR ESTADO

STATUS	REGIME NORMAL		RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO OU INTERCÂMBIO		NECESSIDADE DE GT POR RAZÕES ELÉTRICAS		CORTE DE CARGA EM CAPITAIS (CONTINGÊNCIAS)		TOTAL
SEM LICENÇA	5	BA(1), RJ(1), SP(3)	27	PB(4),CE/RN(1), PB/CE(1),CE(3),MG(5) PI/TO(2),BA/PI(2), BA(2),SE/BA(1), GO(1),RJ(2),CE/PI(1), PR(2)	3	AM(1),PE/PB(1), SC(1)	3	RS(2),SC(1)	38
SEM OUTORGA	2	GO(1),RS(1)	10	CE(2),BA(1), MG(2),SP(4), RS(1)	8	AM(2),BA(1), MG(1),AC(4)	20	PE(1),MA(1), BA(1),RJ(1), SP(7),PR(4), RS(5)	40
IMPLEMENTAÇÃO	8	MA/TO(3), RO(1), GO(1), SP(1),RS(1), SC(1)	73	PA(4),RN(6), RN/CE(1),PI/CE(1), BA(10),AL/SE(1), BA/MG(4),PA/TO(1), RO(4),GO(2), RJ(1),SP(7),SP/PR(1), PR(8),RS(1),MG(11), MG/ES(1),PB/PE(1), CE(2),PI(2),CE/PI(1), PI/BA(2),ES(1)	15	BA/MG(1),MG(4), ES(2),RO(2),GO(1), RJ(2),RS(2),SC(1)	16	MA(4),CE(2), PI(1),PA(3), BA(1),GO(1), SP(1),RS(3)	112
REVISÃO DE OUTORGA	1	SP (1)	-	-	-	-	3	RR(1),SP(2)	4
TOTAL	16		110		26		42		194

SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO - SEP

A utilização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) possibilita maior exploração dos recursos do sistema, notadamente na ocorrência de atrasos na integração das soluções estruturais previstas, ou na sua definição, constituindo-se, portanto, em uma solução conjuntural.

Neste ciclo do PAR/PEL 2020-2024, foi proposta a implantação de nove novos SEPs, a adequação de 11 SEPs existentes e a possibilidade de desativação de sete SEPs, em função da entrada em operação de novos empreendimentos.

Esses esquemas encontram-se detalhados nos Volumes II e III do PAR/PEL 2020-2024.

EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O conjunto das obras indicado neste ciclo do PAR/PEL perfaz cerca de 4.000 km de novas linhas de transmissão e cerca de 34.500 MVA de acréscimo de capacidade transformadora em subestações novas e existentes. Esses empreendimentos representam um acréscimo da ordem de 2% na extensão das linhas de transmissão e de 8% na potência nominal instalada em transformadores da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira, em relação à rede existente, considerando também as obras já outorgadas. A estimativa dos investimentos necessários para a execução das obras relacionadas neste PAR/PEL é da ordem de 12,4 bilhões de reais, sendo que, desse montante, 6,2 bilhões de reais referem-se a novas obras propostas nesse ciclo. Esses valores foram calculados com base nos valores apresentados nos relatórios da EPE e nos

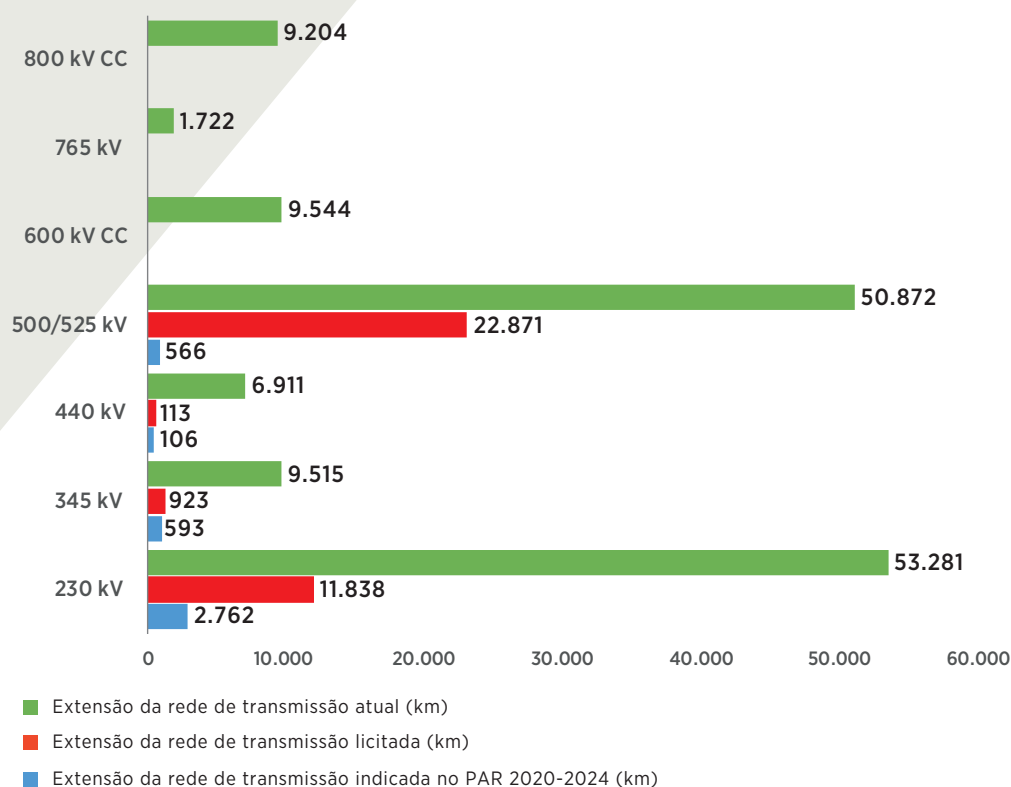
custos modulares da ANEEL para os empreendimentos indicados pelo PAR/PEL.

Os gráficos a seguir mostram o investimento estimado para o ciclo anterior do PAR/PEL 2019-2023, destacando-se os montantes das obras que foram licitadas e autorizadas e das obras que ainda permanecem sem outorga; a estimativa dos investimentos totais para este ciclo; a extensão da rede de transmissão (km); e a capacidade de transformação (MVA), considerando a rede existente e a prevista para entrar em operação até o horizonte 2024. Para a rede prevista, os empreendimentos foram divididos em dois grupos, quais sejam: os já outorgados e os indicados no ciclo do PAR/PEL 2020-2024.

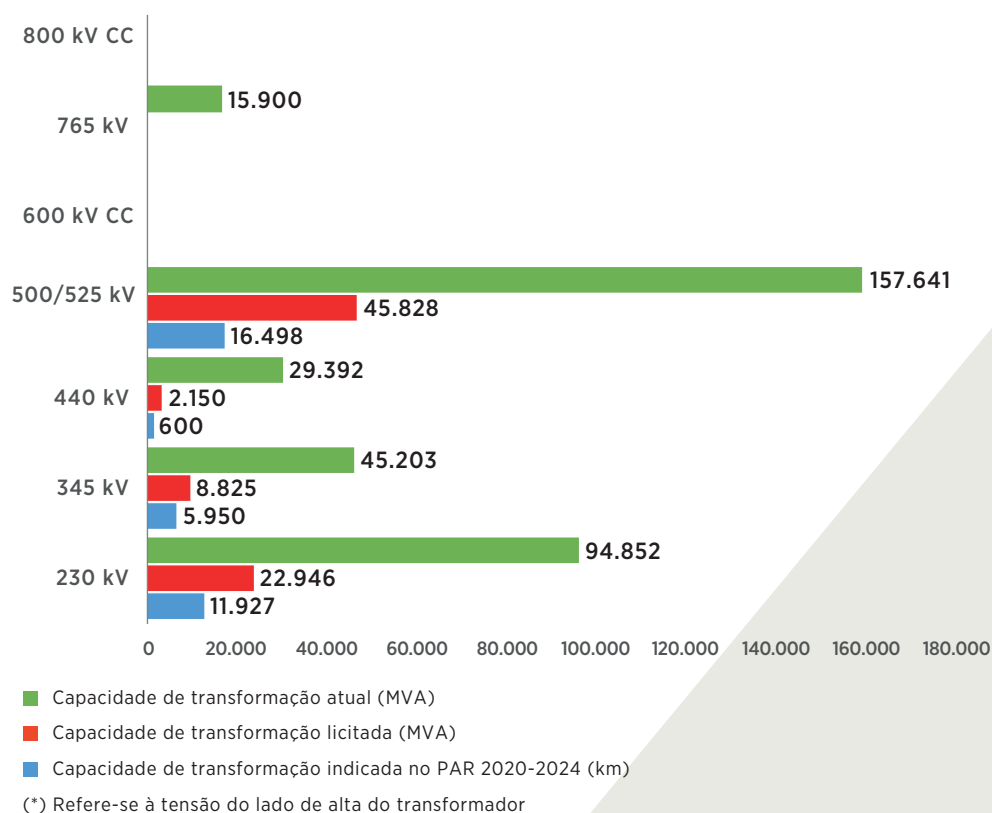
EVOLUÇÃO NA ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS ASSOCIADOS ÀS OBRAS



EXTENSÃO DE REDE DE TRANSMISSÃO (km)



CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO (MVA)



An aerial photograph of a large dam and reservoir. The dam is a long, curved structure with multiple spillways. The water in the reservoir is a deep blue-green color. The surrounding landscape is lush green with dense forest. A yellow triangle is overlaid on the right side of the image, containing a large white number 3.

3

LIMITES DAS INTERLIGAÇÕES
INTER-REGIONAIS

A operação do Sistema Interligado Nacional - SIN de forma coordenada, aproveitando-se as diversidades hidrológicas existentes entre as bacias hidrográficas nacionais, proporciona maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente. As interligações inter-regionais são utilizadas para viabilizar a transferência de energia entre as bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do extenso território brasileiro, visando a otimização dos recursos energéticos existentes.

Sendo assim, é de suma importância definir os limites de transferência de energia dessas interligações, analisando o desempenho em regime permanente e dinâmico, seguindo critérios que garantam a segurança da operação do SIN, para todo horizonte de estudos do PAR/PEL.

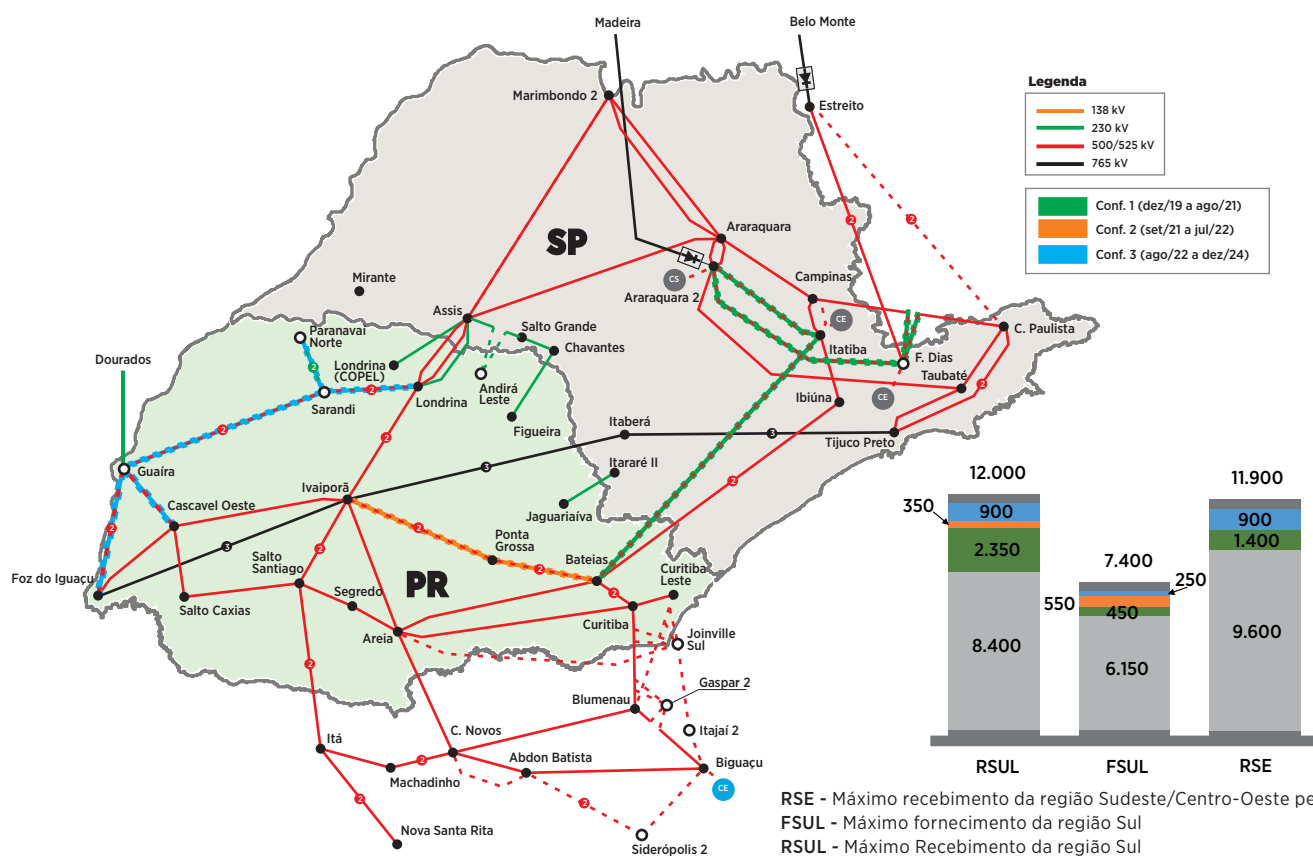
Para a definição dos limites de transmissão entre os subsistemas foi considerado o cronograma de obras de transmissão e geração com concessão outorgada pela ANEEL, considerando as datas atu-

alizadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico - DMSE em agosto de 2019. A partir desse cronograma, foram selecionados os reforços nas interligações, além daqueles que poderiam ter alguma influência nos referidos valores de limites de transmissão e definidas as configurações a serem analisadas dentro do horizonte 2020-2024.

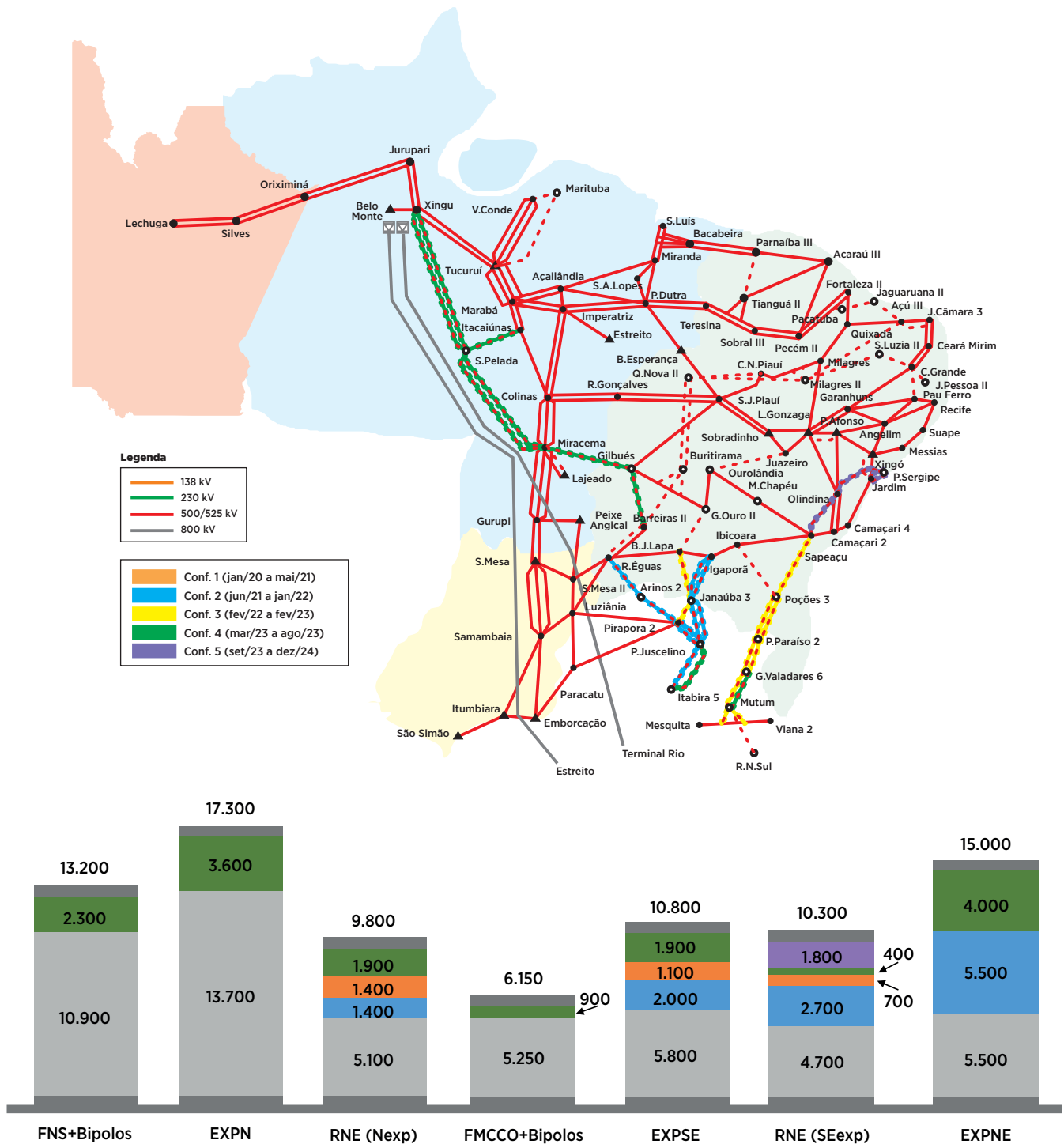
A seguir é apresentada a evolução dos limites de transferência de energia entre os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com destaque para os reforços que trazem um ganho significativo nesses limites. Para informações mais detalhadas referentes ao cronograma de obras, os limites determinados para cada patamar de carga (pesada, média e leve) e os fatores limitantes para o aumento dos intercâmbios, deverá ser consultado o Volume II - Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais.

Os ganhos indicados nos gráficos a seguir referem-se às obras de transmissão indicadas no diagrama geoeletrico, codificadas pelas cores correspondentes.

EVOLUÇÃO DOS LIMITES NA INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE (MW MÉDIO)



EVOLUÇÃO DOS LIMITES NA INTERLIGAÇÃO NORTE - NORDESTE - SUDESTE/CENTRO-OESTE (MW MÉDIO)



FNS+BIPOLOS - Fluxo na interligação Norte-Sul e nos Bipolos Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio

EXPN - Máxima exportação da região Norte

RNE - Máximo recebimento da região Nordeste, vindo da região Norte (Nexp) ou da região Sudeste/Centro-Oeste (SEexp)

FMCCO+BIPOLOS - Fluxo nas LTs 500 kV Miracema - Colinas C1, C2 e C3 e nos Bipolos Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio

EXPSE - Máxima exportação da região Sudeste/Centro-Oeste para a região Norte/Nordeste

EXPNE - Máxima exportação da região Nordeste

MÁXIMA IMPORTAÇÃO SIMULTÂNEA PELO SUDESTE

O Sistema Interligado Nacional – SIN se caracteriza pela transferência de grandes blocos de energia, majoritariamente para a região Sudeste, que é o maior centro de carga do sistema. Essa transmissão é feita, quase que em sua totalidade, através de sistemas de transmissão em Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT), ponto-a-ponto.

É importante destacar que o SIN deve estar preparado para a perda de um desses grandes blocos de transmissão CCAT. Além disso, sabe-se que, na operação de várias estações CCAT inversoras eletricamente muito próximas, existe a possibilidade de interação entre os sistemas CCAT, provocando um fenômeno denominado HVDC Multi-Infeed Interaction, que pode resultar em uma falha de comutação de um ou mais inversores eletricamente próximos. Assim, durante o período em que o sistema CCAT está sob falha de comutação, a potência transmitida pelos elos de corrente contínua é interrompida temporariamente. Ressalta-se que, nas análises desse fenômeno, um aspecto fundamental é o tempo de recuperação da potência ativa entregue pelos elos CCAT. Nesse contexto, uma adequada potência de curto-circuito nas estações inversoras torna-se fundamental para minimizar a possibilidade de ocorrências e propagação dos efeitos de falhas de comutação.

O ONS já adota diretrizes operativas para a manutenção de um número mínimo de unidades geradoras sincronizadas na região Sudeste, visando atender ao requisito de nível mínimo de curto-circuito próximo às estações inversoras, de forma a minimizar os eventos e os efeitos de falhas de comutação e, consequentemente, reduzir a possibilidade de ocorrência do fenômeno de Multi-Infeed.

Ao longo de todo o horizonte do PAR/PEL, observa-se que o sistema é capaz de se recuperar após a ocorrência de falhas de comutação simultâneas em todos os elos, nos cenários em que a região Sudeste é importadora apenas da região Norte e está exportando para a região Sul ou com intercâmbio próximo de zero.

Porém, na situação em que a região Sudeste é importadora das regiões Norte e Sul, simultaneamente, verifica-se que o desempenho dinâmico do sistema depende da carga (montante e modelagem dinâmica) e das unidades geradoras sincronizadas no sistema (número de unidades, potência instalada por unidade e inércia por unidade).

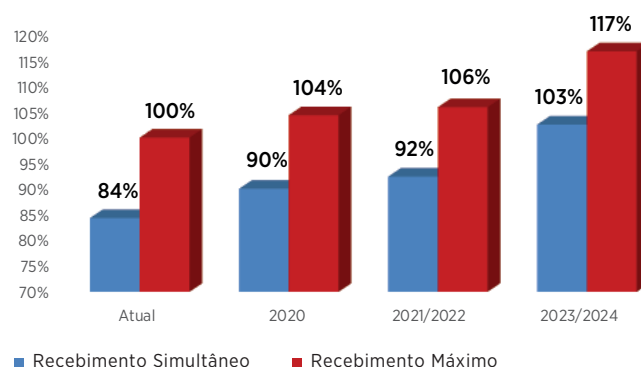
Nos relatórios trimestrais, está sendo adotada a seguinte equação de restrição que deve ser monitorada em tempo real, onde são considerados os fluxos em todos os Elos, o RSE e o RSECO ao invés do FNS.

Ressalta-se que essa restrição está diretamente relacionada à inércia equivalente total do sistema (MVA-s), de modo a garantir que não ocorra colapso de tensão no sistema e/ou corte de carga por frequência (ERAC).

$$Imp_{SE/CO} \leq 55\% \text{ Carga do Subsistema SE/CO}$$

$$Imp_{SE/CO} = RSECO + RSE + \sum \text{fluxos nos elos CC}$$

A figura abaixo ilustra, em termos percentuais, a referida restrição que pode ser imposta à importação total pela região Sudeste/Centro-Oeste ($Imp_{SE/CO}$), ao longo de todo o horizonte nos patamares de carga pesada e média, já que, para a carga leve, essa restrição é bastante reduzida. São apresentados resultados considerando o horizonte até 2024. Ressalta-se que, para fins comparativos, todos os valores apresentados estão normalizados em função da capacidade máxima de recebimento pelo Sudeste das regiões Norte/Nordeste e Sul, de forma não simultânea, na configuração atual.





4

DESTAQUES DAS ÁREAS
GEOELÉTRICAS DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL

Neste item, são apresentados, por unidade da federação, os destaques relacionados às principais obras de transmissão com outorga definida ou que ainda não tenham outorga, os benefícios esperados dos novos empreendimentos, bem como os investimentos associados, com base nos contratos de concessão ou uma estimativa de investimentos elaborada com base nos relatórios da EPE e nos custos modulares da ANEEL. Cabe registrar que as datas indicadas nesse capítulo se referem às datas constantes no acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE, homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, na reunião ordinária de outubro de 2019, para os empreendimentos com outorga definida, ou as datas de necessidade identificadas

no PAR/PEL 2020-2024, para os empreendimentos que ainda não tenham outorga.

Com relação aos investimentos indicados a seguir, apresentamos os seguintes comentários:

- Investimento associado: refere-se ao custo das principais obras de transmissão relacionadas e foram obtidos a partir dos contratos de concessão;
- Investimento estimado: refere-se ao custo das principais obras de transmissão relacionadas e foram obtidos a partir dos estudos de planejamento da EPE;
- Investimento total das obras relacionadas no PAR/PEL 2020-2024: refere-se ao investimento total das obras não outorgadas por estado.

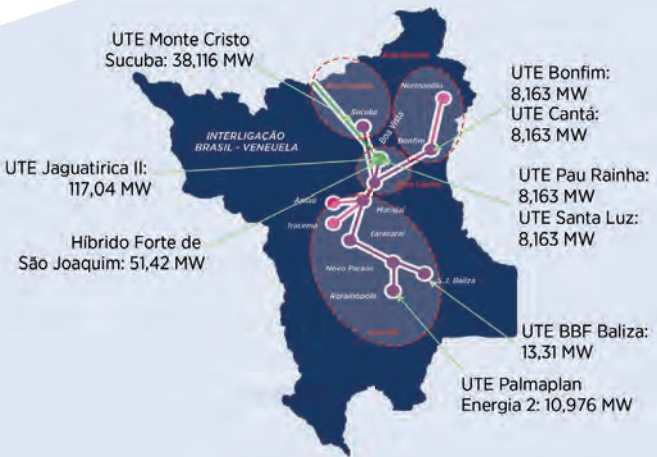
RORAIMA

PERSPECTIVAS DE ATENDIMENTO

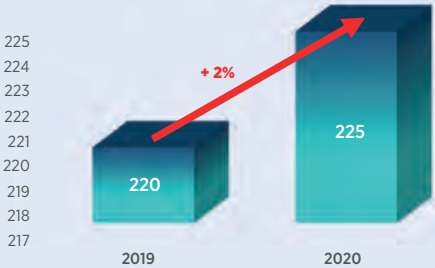
O estado de Roraima está atualmente isolado do SIN, dependendo exclusivamente do seu próprio parque térmico gerador para suprimento do estado. Em maio de 2019, ocorreu o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, que teve como objetivo adquirir energia e potência elétrica para atendimento de Boa Vista e localidades conectadas a partir de junho de 2021. Foram nove empreendimentos vencedores do certame, totalizando 263,51 MW de disponibilidade de potência, com R\$ 1.623.026.168,00 de montante a ser investido. Como destaque, foi contratada uma usina híbrida com geração térmica a biocombustível, painéis fotovoltaicos e dispositivos armazenadores de energia. Outro destaque, foi a contratação de uma usina térmica a gás natural, totalizando 117,04 MW de potência disponível. Cabe ressaltar, entretanto, que a perda dessa usina pode ter consequências severas para o sistema de Roraima, na condição de operação isolada, em função do despacho térmico programado, do patamar de carga e da reserva de potência operativa.

Nas análises de desempenho do Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas Isolados – PEL SISOL 2020, foram avaliadas as condições da operação isolada do sistema Roraima e chegou-se à conclusão que a segurança elétrica do estado de Roraima aumenta vertiginosamente considerando as unidades geradoras vencedoras do Leilão de Geração, e também, que a utilização de armazenamento de energia poderá trazer benefícios para a operação deste sistema.

Os gráficos a seguir apresentam a carga máxima prevista para o sistema conectado a Boa Vista para os anos de 2019 e 2020 e as consequências para o sistema Roraima, considerando a perda de geração, com a presença ou não do sistema de armazenamento.



CARGA MÁXIMA - RORAIMA (MW)



DESPACHO POR ORDEM DE MÉRITO COM 10% DE PENETRAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS NO PATAMAR DE CARGA PESADA

Com Bateria	Sem atuação de ERAC	1 estágio
Sem Bateria	1 estágio	2 estágios
	Usina Fotovoltaica (23 MW)	Híbrido Forte de São Joaquim (40 MW)

Redução de Geração

AMAZONAS

OBRAS OUTORGADAS

LT 230 kV Manaus - Mauá III C1, CS - 12,9 km
KF/JAAC AM Transmissora de Energia do Brasil Ltda.
 - MAR/2024

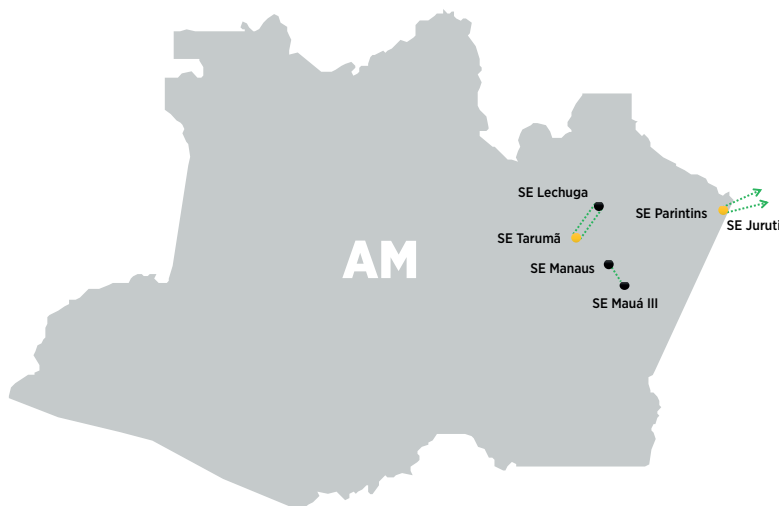
LT 230 kV Juruti - Parintins C1 e C2, CD - 2 x 102 km
 SE 230/138 kV Parintins - 2 x 100 MVA
PARINTINS - Parintins Amazonas Transmissora de Energia S.A.
 - MAR/2024

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 583.906,75

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

LT 230 kV Lechuga - Tarumã C1 e C2, CD - 2 x 12,5 km (imediata)
 SE 230/138 kV Tarumã - (6+1) x 100 MVA (imediata)

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 289.492,10



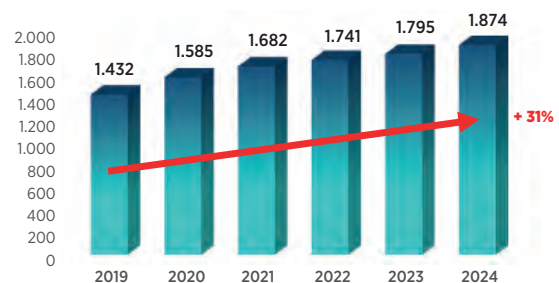
BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

A SE 230/138 kV Tarumã eliminará a necessidade de geração térmica para evitar corte de carga em situações de contingências simples de transformadores e linhas de transmissão em 230 kV, na Região Metropolitana de Manaus (RMM). A efetividade da SE Tarumã, no sentido de eliminar a necessidade de geração térmica na RMM, está associada à implementação de todo o conjunto de obras no sistema de distribuição, sob responsabilidade da distribuidora, que impacta fortemente na necessidade de geração térmica nessa região.

A LT 230 kV Manaus - Mauá III C1 possibilitará o fechamento do anel 230 kV entre as subestações Lechuga, Jorge Teixeira, Mauá III e Manaus, aumentando a confiabilidade no atendimento às cargas das subestações Manaus e Mauá III, evitando que perdas duplas das LT 230 kV Lechuga - Manaus C1 e C2 ou Jorge Teixeira - Mauá III C1 e C2 provoquem risco de corte de toda a carga dos subsistemas Manaus ou Mauá III, respectivamente.

A LT 230 kV Juruti - Parintins C1 e C2, e a SE 230/138 kV Parintins, novas instalações da Rede Básica, permitirão a integração ao SIN dos sistemas isolados na região de Parintins, que atendem às cidades de Juruti, Parintins, Maués, Boa Vista do Ramos, Barreirinha, Urucurituba, Nova Olinda do Norte, Pedras, Itapeçu, e Cametá, situadas à margem direita do Rio Amazonas.

CARGA MÁXIMA - AMAZONAS (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

AMAZONAS: R\$ 289.492,10

AMAPÁ E PARÁ

OBRAS OUTORGADAS

Amapá

LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari C3, CS - 105 km
AMAPAR - Transmissora AMAPAR SPE S.A. - MAR/2023

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 133.845,58

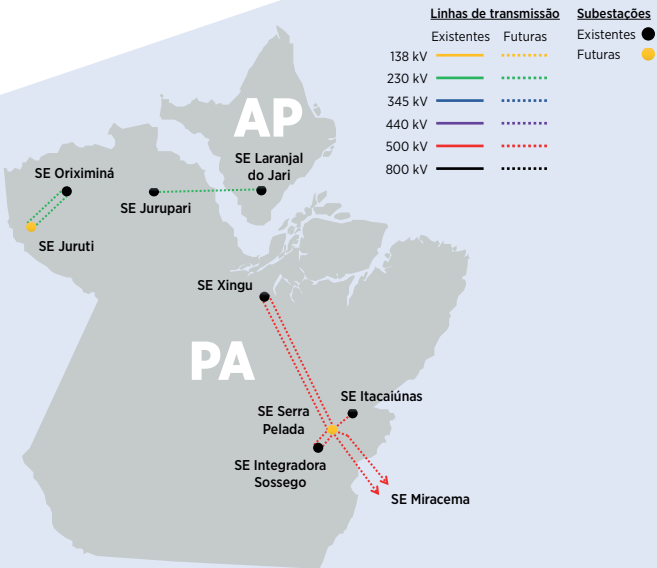
Pará

LT 500 kV Serra Pelada - Miracema C1 e C2, CS - 2 x 415 km
LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2, CS - 2 x 443 km
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas C1, CS - 115 km
LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2, CS - 443 km
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas C1, CS - 115 km
SE 500 kV Serra Pelada com 3 reatores de barra - 3 x 180 Mvar
SNEE - Sterlite Novo Estado Energia - FEV/2023

LT 500 kV Serra Pelada - Integradora Sossego C1 e C2, CD - 2 x 58 km
SE 500/138 kV Serra Pelada - Novo Pátio de 138 kV e transformação 500/138 kV - (6+1) x 50 MVA
SE 500/230 kV Integradora Sossego - Novo Pátio de 500 kV e transformação 500/230 kV - (6+1) x 250 MVA
ENERGISA-PA - Energisa Pará Transmissora de Energia S.A. - MAR/2023

LT 230 kV Oriximiná - Juruti C1 e C2, CD - 2 x 138 km (3,8 km de travessia do Rio Amazonas)
SE 500/230 kV Oriximiná - Pátio Novo 230 kV e transformação 500/230 kV - (6+1) x 100 MVA
SE 230/138 kV Juruti - 2 x 50 MVA
PARINTINS - Parintins Amazonas Transmissora de Energia S.A - MAR/2024

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 3.156.943,02



BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Amapá

A LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari C3, irá evitar sobrecarga no circuito remanescente, na contingência de um dos circuitos existentes entre as SEs Jurupari e Laranjal, considerando o despacho pleno da UTE Santana e das UHEs Cachoeira Caldeirão, Ferreira Gomes, Coaracy e Santo Antônio do Jari.

Pará

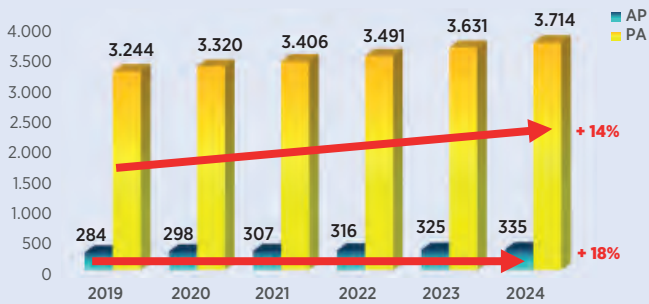
As LTs 500 kV Xingu - Serra Pelada - Miracema C1 e C2, bem como a LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas C1, estão associadas ao escoamento da geração de Belo Monte e possibilitarão o aumento de intercâmbio entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

A LT 500 kV Serra Pelada - Integradora Sossego, possibilitará o crescimento de carga na região sudeste do Pará e solucionará problemas de controle de tensão nas SEs Integradora, Xinguará II e Onça Puma.

A SE Serra Pelada 500/138 kV (Pátio de 138 kV), novo ponto de suprimento de Rede Básica na região de Serra Pelada, permitirá a ampliação de cargas na região sudeste do Pará, atendida atualmente a partir da SE Carajás.

A SE 500/230 kV Oriximiná (Pátio 230 kV), a LT 230 kV Oriximiná - Juruti C1/C2 e a SE 230/138 kV Juruti, novas instalações da Rede Básica, permitirão a integração ao SIN, dos sistemas isolados na região de Juruti, que atendem às cidades do Pará situadas às margens esquerda do Rio Amazonas, onde se destacam as cidades de Oriximiná, Óbidos, Alenquer e Monte Alegre.

CARGA MÁXIMA - AMAPÁ E PARÁ (MW)



INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):
PARÁ: R\$ 232.396,90

TOCANTINS E MARANHÃO

OBRAS OUTORGADAS

Tocantins

LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II C1, CS - 255 km
 LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi C1, CS - 256 km
 LT 230 kV Dianópolis II - Palmas C1, CS - 261 km
 SE 500/230 kV Gurupi - Pátio novo 230 kV e transformação 500/230 kV - (3+1) x 150 MVA
 SE 230/138 kV Dianópolis II - 2 x 200 MVA
 ENERGISA-TO - Energisa Tocantins Transmissora de Energia S.A - MAR/2024

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 605.643,58

Maranhão

LT 500 kV Miranda II - São Luís II C3, CS - 116 km
 LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2, CD - 5 km
 SE 500/230 kV São Luís IV - (6+1) x 200 MVA
 SE 230/69 kV São Luís IV - 2 x 200 MVA (seccionamento da LT 230 kV São Luís II - UTE Porto do Itaqui - 2 x 1 km)
 MA I - EDP Transmissão MA I S.A. - AGO/2022

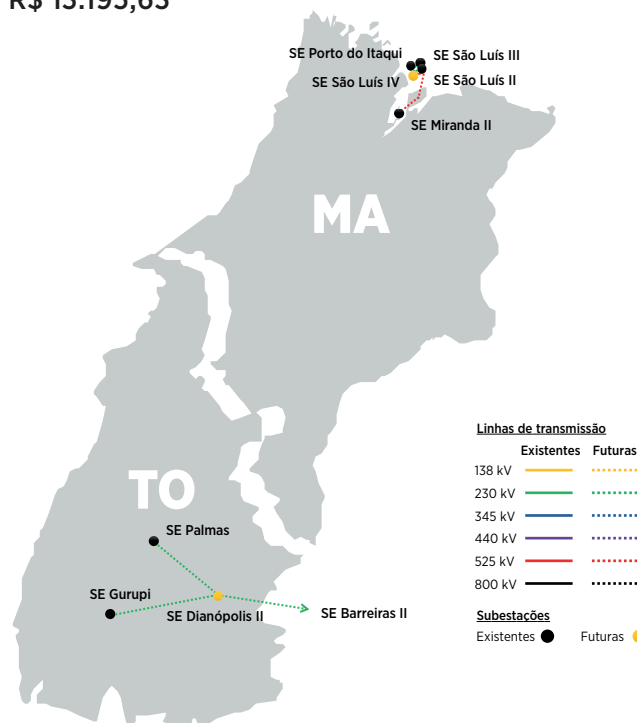
INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 495.226,00

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Maranhão

SE 230/69 kV São Luís III - 3º TR - 150MVA (imediata)
 ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 13.195,63



BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Tocantins

A LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II C1; Dianópolis II - Gurupi C1; Dianópolis II - Palmas C1; e a SE Dianópolis, novas instalações da Rede Básica, irão proporcionar maior robustez no suprimento de energia elétrica à região sudeste do estado de Tocantins, bem como possibilitar o escoamento do potencial de geração das PCHs existentes e futuras, além de garantir maior atratividade para o elevado potencial fotovoltaico existente na região.

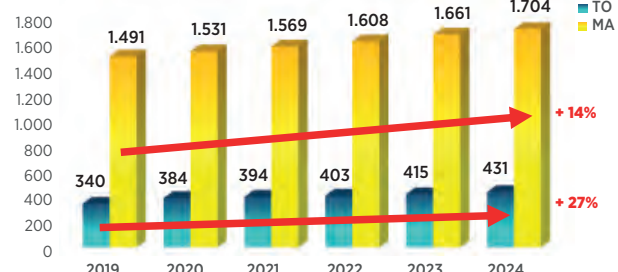
Maranhão

A LT 230 kV São Luís II - São Luís III C2 e o terceiro transformador 230/69 kV da SE São Luís III, irão proporcionar maior confiabilidade de suprimento às cargas da Região Metropolitana de São Luís (RMSL), capital do estado do Maranhão.

A LT 500 kV Miranda II - São Luís II, amplia a capacidade de crescimento da carga na região na RMSL, dotando o sistema de robustez suficiente para o atendimento em contingência dupla de linhas de 500 kV.

A LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, CD; a SE 500/230 kV São Luís IV; a SE São Luís IV 230/69 kV; e o seccionamento da LT 230 kV São Luís II - UTE Porto do Itaqui, na SE São Luís IV, aumentarão significativamente a confiabilidade no atendimento às cargas da RMSL.

CARGA MÁXIMA - TOCANTINS E MARANHÃO



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

MARANHÃO: R\$ 340.369,39

PIAUÍ, CEARÁ E RIO GRANDE DO NORTE

OBRAS OUTORGADAS

Rio Grande do Norte

SE 500/230 kV Açú III - (6+1) x 300 MVA e seccionamento de LTs 230 kV

ASSÚ Transmissora de Energia S.A. - SET/2021

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 125.000,00

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Piauí

SE 500/230 kV São João do Piauí - 2º AT - 3 x 100 MVA (imediata)

CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 56.842,06

Ceará

LT 230 kV Dias Macedo II - Fortaleza II C1 e C2, CS - 8 km (DEZ/2024)

SE Dias Macedo II 230/69 kV (Blindada SF6) - 3 x 200 MVA (DEZ/2024)

SE 230/69 kV Crato II - 2 x 150 MVA, e seccionamento da LT 230 kV Milagres - Tauá II, CS - 2 x 32 km (DEZ/2024)

Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 8

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 311.163,06

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Piauí

O segundo autotransformador na SE 500/230 kV São João do Piauí, irá possibilitar a expansão da geração eólica e solar na região polarizada por esta subestação, mais especificamente na região do Alto Médio Canindé piauiense.

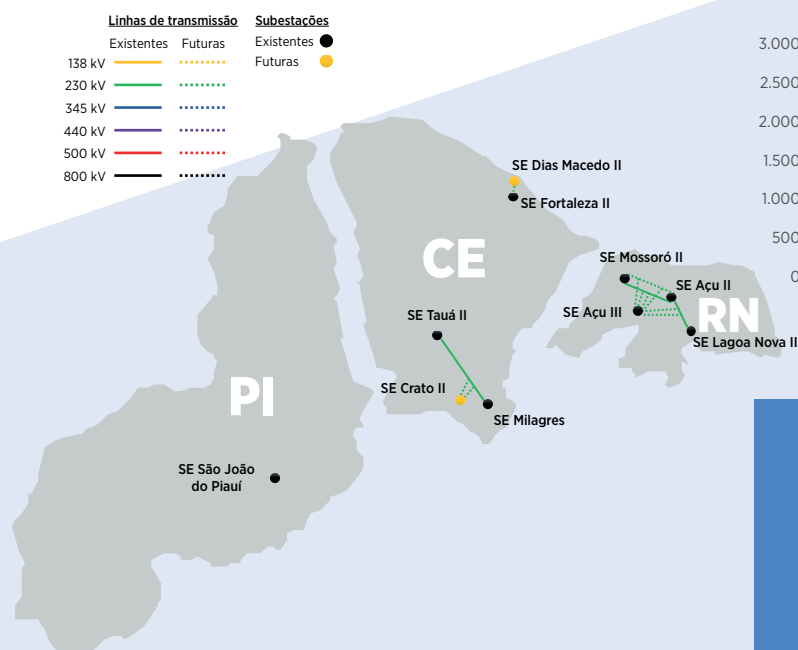
Ceará

A LT 230 kV Dias Macedo II - Fortaleza II C1/C2 e a nova SE Dias Macedo II 230/69 kV irão viabilizar o crescimento das cargas na Região Metropolitana de Fortaleza, melhorando a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica.

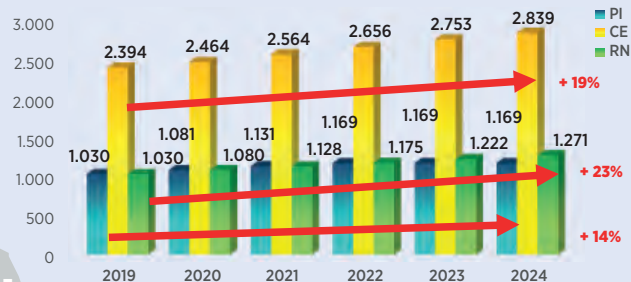
A nova SE 230/69 kV Crato II - 2 x 150 MVA, em seccionamento da LT 230 kV Milagres - Tauá II, irá viabilizar o crescimento das cargas da Enel CE, na Região Metropolitana do Cariri, antigo CRAJUBAR, polarizada pelas cidades de Juazeiro do Norte, Crato e Barbalha, em virtude do esgotamento da capacidade de transformação da SE Milagres 230/69 kV.

Rio Grande do Norte

Os autotransformadores na SE 500/230 kV Açú III - (6+1) x 300 MVA e o seccionamento de LTs 230 kV eliminam restrição de geração na região de Aracati e no estado do Rio Grande do Norte.



CARGA MÁXIMA - PIAUÍ, CEARÁ E RIO GRANDE DO NORTE (MW)



INVESTIMENTO TOTAL DAS OBRAS RELACIONADAS NO PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):

PIAUÍ: R\$ 160.820,29
CEARÁ: R\$ 418.884,65

PARAÍBA E PERNAMBUCO

OBRAS OUTORGADAS

Paraíba

LT 500 kV Milagres II - Santa Luzia II C1, CS - 220 km
 LT 500 kV Santa Luzia II - Campina Grande III C1, CS - 125 km
 SE Santa Luzia II 500 kV
EKTT 2 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica
SPE S.A. - DEZ/2022

LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II C1, CS - 123 km
 SE João Pessoa II 500/230/69 kV - 500/230 kV
 - (3+1) x 150 MVA e 230/69 kV - 2 x 150 MVA
 e seccionamentos de LTs 230 kV
BORBOREMA - Borborema Transmissão De Energia S.A. -
MAR/2023

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 730.959,13

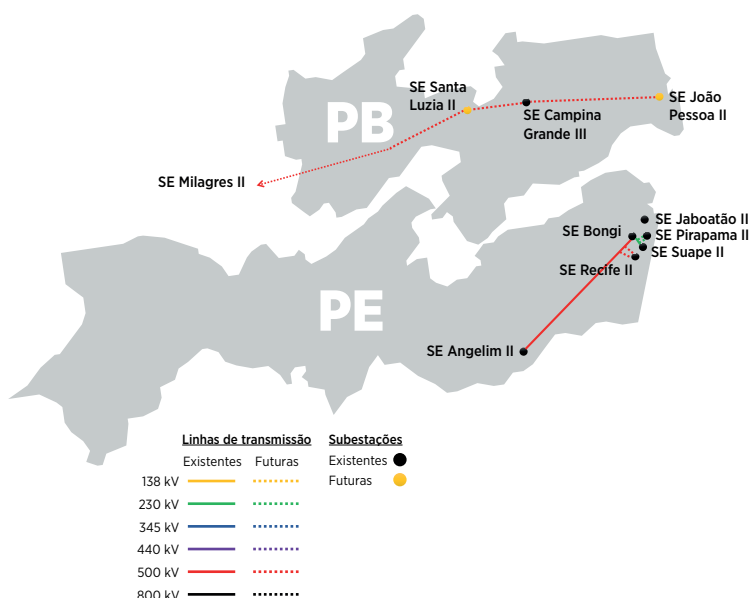
OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Pernambuco

Ampliação da SE Bongi 230/69 kV (implantação do 5º TR 230/69 kV - 200 MVA e substituição de três transformadores existentes 230/69 kV - 100 MVA por transformadores de 200 MVA e recapitação dos barramentos 230 kV e 69 kV
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco).

Seccionamento da LT 500 kV Angelim II - Recife II C2, na SE Suape II - 2 x 22,5 km (imediata)
 Seccionamento da LT 230 kV Pirapama II - Recife II C1 na SE Jaboatão II 230 kV - 2 x 0,5 km (imediata)
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 150.760,63



BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Paraíba

As LTs 500 kV Milagres II - Santa Luzia II e Santa Luzia II - Campina Grande III e SE Santa Luzia II 500 kV irão dotar o sistema de transmissão da Rede Básica, no estado da Paraíba, de capacidade suficiente para possibilitar o escoamento de potencial energético existente e futuro da região do Seridó.

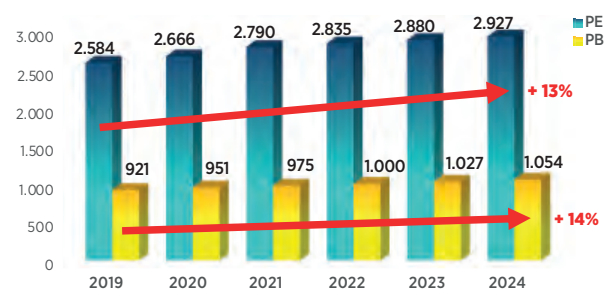
A LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II C1 e a SE João Pessoa II 500/230/69 kV - 500/230 kV irão viabilizar o crescimento das cargas na Região Metropolitana de João Pessoa com qualidade e confiabilidade.

Pernambuco

A expansão da SE Bongi 230/69 kV, com a implantação de um quinto transformador 230/69 kV e a substituição dos transformadores 230/69 kV, em fim de vida útil, além da desativação da transformação 230/13,8 kV, irá viabilizar o crescimento das cargas da Região Metropolitana de Recife, com qualidade e confiabilidade.

O seccionamento da LT 500 kV Angelim II - Recife II C2, na SE Suape II, e o seccionamento da LT 230 kV Pirapama II - Recife II C1, na SE Jaboatão II, irão possibilitar o escoamento da geração localizada na região do Porto de Suape, tendo em vista que substituem a LT 500 kV Recife II - Suape II C2, que teve a caducidade declarada pela Portaria MME nº 176/2019.

CARGA MÁXIMA - PARAÍBA E PERNAMBUCO (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

PARAÍBA: R\$ 44.530,47
PERNAMBUCO: R\$ 351.489,95

BAHIA, SERGIPE E ALAGOAS

OBRAS OUTORGADAS

Sergipe

LT 500 kV Xingó - Jardim C2, CS - 160 km
LEST - Linhas de Energia do Sertão Transmissora S.A. -
MAI/2020

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 180.201,94

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Bahia

LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2, CD (aérea + subterrânea) - 2 x 40 km (DEZ/2024)
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV C1, CS - 105 km (imediata)
SE 230/69 kV Pirajá (SF6) - 2 x 180 MVA (DEZ/2024)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 10

LT 230 kV Poções III - Itapebi C1, CS - 193 km (imediata)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 12

LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II C1 e C2, CD - 2 x 105 km (imediata)
SE 230/138 kV Rio Formoso II - 2 x 200 MVA (imediata)
SE 500/230 kV Rio das Éguas - Novo setor de 230 kV e 2 ATs 500/230 kV - (6+1) x 100 MVA (imediata)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 9

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 882.515,76

Alagoas

SE 500/230 kV Messias - 3º AT - 3 x 200 MVA (JAN/2024)
LT 230 kV Messias - Rio Largo II C4, CS - 15 km (JAN/2024)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 4

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 95.491,74

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Bahia

A LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá CD e a SE 230/69 Pirajá irão possibilitar o crescimento das cargas na Região Metropolitana de Salvador com qualidade e confiabilidade.

A LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV irá solucionar o problema de sobrecarga em circuitos de 230 kV na região do Recôncavo Baiano, na perda da LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari II, além de dotar o sistema de transmissão da Rede Básica de capacidade suficiente para conexão de novos empreendimentos de geração na região oeste da Bahia.

A LT 230 kV Poções III - Itapebi C1 irá proporcionar o atendimento adequado e com confiabilidade às cargas do extremo sul da Bahia, além de evitar a possibilidade de corte de carga nessa região devido a colapso de tensão, na contingência da LT 230 kV Funil - Itapebi C1 ou C2, em caso de indisponibilidade da UHE Itapebi.

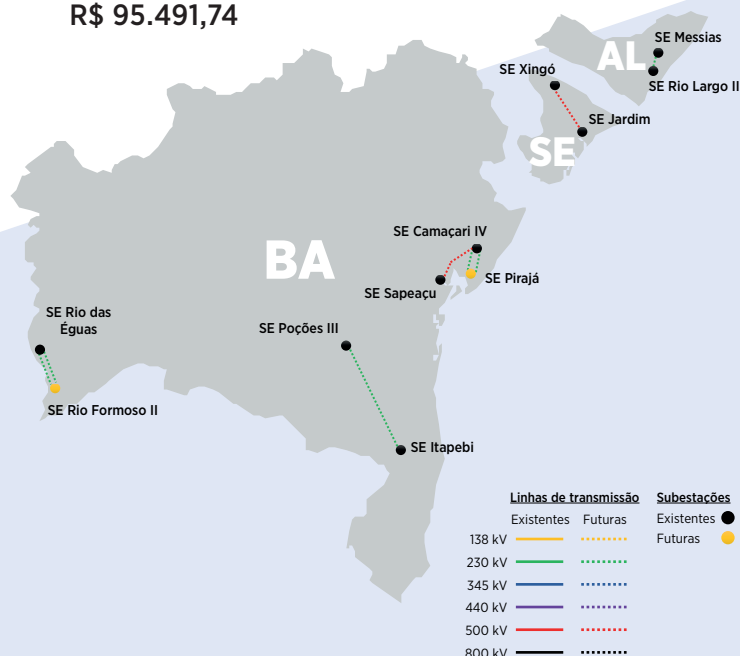
A LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II e a SE Rio Formoso II 230/138 kV irão garantir o adequado atendimento às cargas da região oeste da Bahia, atualmente supridas pela SE Rio Grande II, frente ao elevado crescimento do mercado desta região em função do agronegócio.

Sergipe

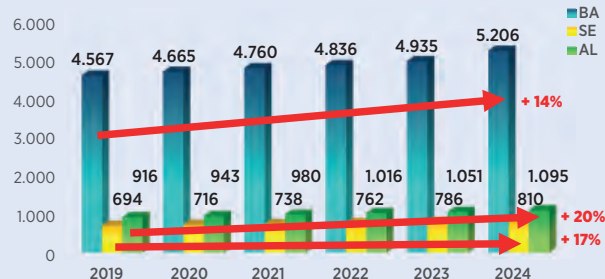
A LT 500 kV Xingó - Jardim C2, irá melhorar a qualidade de atendimentos às cargas da Região Metropolitana de Aracaju, solucionando o problema de controle de tensão no estado de Sergipe, na contingência da LT 500 kV Xingó - Jardim C1.

Alagoas

O terceiro autotransformador 500/230 kV na SE Messias e a LT 230 kV Messias - Rio Largo II C4, irão dotar o sistema de transmissão da Rede Básica de capacidade suficiente para o escoamento de geração térmica, conectada no setor de 500 kV da SE Suape II, em até 3.500 MW.



CARGA MÁXIMA - BAHIA, SERGIPE E ALAGOAS (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

BAHIA: R\$ 1.384.919,26
ALAGOAS: R\$ 95.491,74

ACRE, RONDÔNIA E MATO GROSSO

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Acre

LT 230 kV Rio Branco I - Feijó C1, CS - 392 km (imediata)
 LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul C1, CS - 280 km (imediata)
 SE 230/69 kV Feijó (nova) - 1º TR - 20 MVA (imediata)
 SE 230/69 kV Feijó (nova) - 2º TR - 20 MVA (imediata)
 SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul (nova) - 1º TR - 50 MVA (imediata)
 SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul (nova) - 2º TR - 50 MVA (imediata)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 11

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 506.738,68

Rondônia

SE Coletora Porto Velho 500 kV - 2 reatores de barra monofásicos manobráveis de (6+1) x 50 Mvar e conexões (imediata)
 Transferência do reator manobrável de linha de 110 Mvar da LT 500 kV Coletora Porto Velho - UHE Jirau (ESBR) para a barra da SE Coletora Porto Velho 500 kV e conexão (imediata)

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 52.810,57

Mato Grosso

LT 230 kV Cláudia - Cachimbo C1, CS - 278 km (JAN/2023)
 LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso C1, CS - 227 km (JAN/2023)
 SE 500/230 kV Cláudia (novo pátio 230 kV) - 1º AT - (3+1) x 150 MVA (JAN/2023)
 SE 230/138 kV Cláudia - 1º AT - 200 MVA (JAN/2023)
 SE Cachimbo 230 kV (PA) (JAN/2023)
 SE 230/138 kV Novo Progresso (PA) (nova) - 1º AT - 100 MVA (JAN/2023)
 SE 230/138 kV Novo Progresso (PA) - 2º AT - 100 MVA (JAN/2023)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 5

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 511.875,59

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Acre

Os novos pontos de Rede Básica 230/69 kV de Feijó e Cruzeiro do Sul permitirão integrar ao SIN as cargas das regiões de Feijó e Cruzeiro do Sul, no estado do Acre que, atualmente, são atendidas isoladamente por parques de geração térmica a óleo diesel.

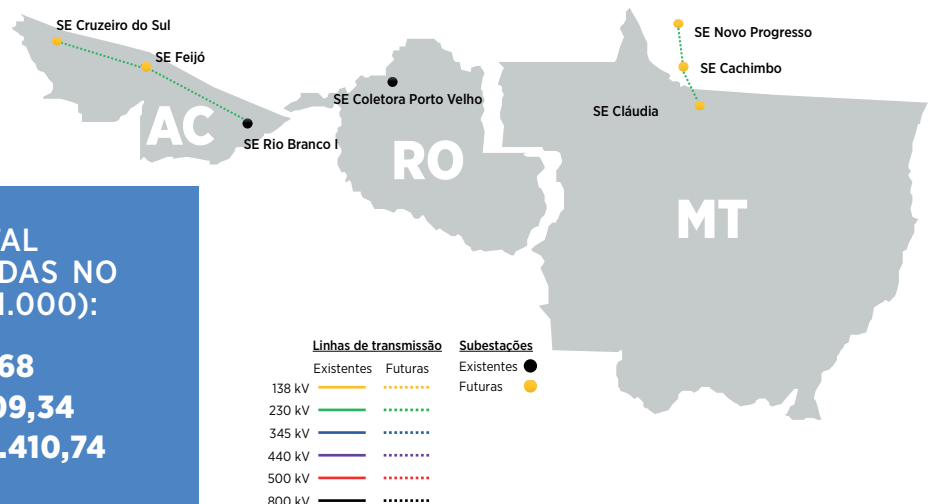
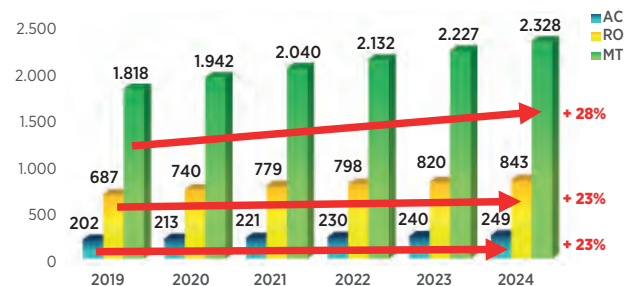
Rondônia

Esses reatores, que ainda estão sem autorização, eliminarão as dificuldades de controle de tensão nessa região, principalmente, no período de baixas vazões no rio Madeira, quando se observa um número reduzido de unidades geradoras sincronizadas nas UHEs Santo Antônio e Jirau, e eliminarão as restrições para a recomposição do sistema de transmissão em corrente contínua do Madeira.

Mato Grosso

Os novos pontos de suprimento de Rede Básica permitirão atender ao crescimento de demanda da região de Novo Progresso (PA) e da região norte do estado de Mato Grosso.

CARGA MÁXIMA - ACRE, RONDÔNIA E MATO GROSSO (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

ACRE: R\$ 506.738,68
RONDÔNIA: R\$ 107.509,34
MATO GROSSO: R\$ 644.410,74

MINAS GERAIS E GOIÁS

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Minas Gerais

LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2 C1, CS - 98 km (imediata)
 LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos C1, CS - 139 km (imediata)
 SE 345/138 kV Leopoldina 2 - (6+1) x 75 MVA (imediata)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 3
 LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3 C1, CS - 115 km (imediata)
 LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, CS - 57 km (imediata)
 Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia C1, na SE Monte Alegre de Minas 2 - 1 km (imediata)
 SE 345/138 kV Araxá 3 - (3+1) x 100 MVA (imediata)
 SE 345/138 kV Uberlândia 10 - (3+1) x 100 MVA (imediata)
 SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 - (6+1) x 66,7 MVA (imediata)
 SE 500/345 kV Nova Ponte - (6+1) x 100 MVA (imediata)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 7

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 888.121,48

Goiás

LT 500 kV Trindade - Silvânia C1, CS - 155 km (MAR/2023)
 SE 230/138 kV Itapaci - (6+1) x 33,3 MVA (imediata)
 SE 230/138 kV Xavantes - 5° AT - 3 x 50 MVA (OUT/2022)
 SE 500 kV Silvânia - reatores de barra - (3+1) x 50 Mvar (MAR/2023)

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 393.684,37



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

MINAS GERAIS: R\$ 1.106.299,83
GOIÁS: R\$ 404.255,01

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Minas Gerais

A SE 345/138 kV Leopoldina 2, novo ponto de Rede Básica de Fronteira, garantirá o atendimento à carga da ENERGISA na região da Mantiqueira, eliminando o risco de colapso de tensão e sobrecargas em situações de contingência do único transformador da SE Padre Fialho.

As SE 345/138 kV Araxá 3, Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2, três novos pontos de Rede Básica de Fronteira na região do Triângulo Mineiro, irão evitar restrição no escoamento da geração dessa região, bem como melhorar o perfil de tensão e o desempenho da rede da CEMIG D no atendimento à carga, em regime normal de operação e em situações de contingência.

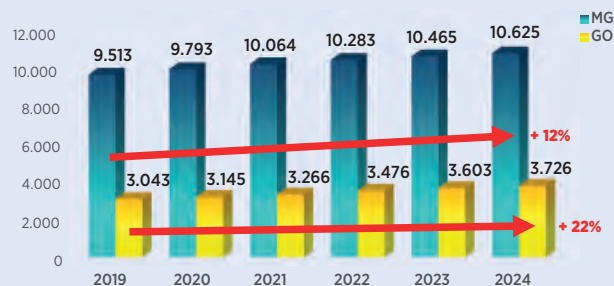
Goiás

Novo pátio 138 kV na SE Itapaci para atendimento à carga da região norte de Goiás, com objetivo de evitar restrição ao crescimento do mercado regional, que atualmente está sujeito à possibilidade de corte de carga em situações de contingência e, a partir de 2020, ao risco de corte de carga em condição normal de operação.

O quinto autotransformador 230/138 kV da SE Xavantes evita risco de sobrecarga acima da capacidade de curta duração na transformação 230/138 kV da SE Xavantes, em situações de contingência simples de qualquer um dos transformadores dessa subestação. A antecipação do quinto autotransformador da SE Xavantes foi a solução adequada para as necessidades da Rede Básica dada a retração de mercado da região oeste de Goiás, com consequente postergação da data de necessidade da SE Goianira por parte da distribuidora.

A nova SE Silvânia 500 kV e a LT 500 kV Trindade - Silvânia eliminam problemas de sobrecarga tanto em regime normal, quanto em situações de contingência simples em diversos equipamentos da região central do estado de Goiás, evitando possíveis restrições de transferência de energia entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, e/ou restrições de geração das usinas da região sul de Goiás.

CARGA MÁXIMA - MINAS GERAIS E GOIÁS (MW)



RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO

OBRAS OUTORGADAS

Rio de Janeiro

LT 500 kV Terminal Rio - Lagos C1 e C2, CD - 2 x 214 km
 LT 500 kV Lagos - Campos 2 C1 e C2, CD - 2 x 100 km
 LT 500 kV Campos 2 - Mutum C1 e C2, CD - 2 x 230 km
Neoenergia - MAR/2024

SE 500/138 kV Nova Iguaçu - 2º AT - 900 MVA
Isolux - SEM PREVISÃO

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 1.692.114,91

Espírito Santo

SE 500/345 kV Viana 2 - 2º AT - 900 MVA
MGE - JAN/2021

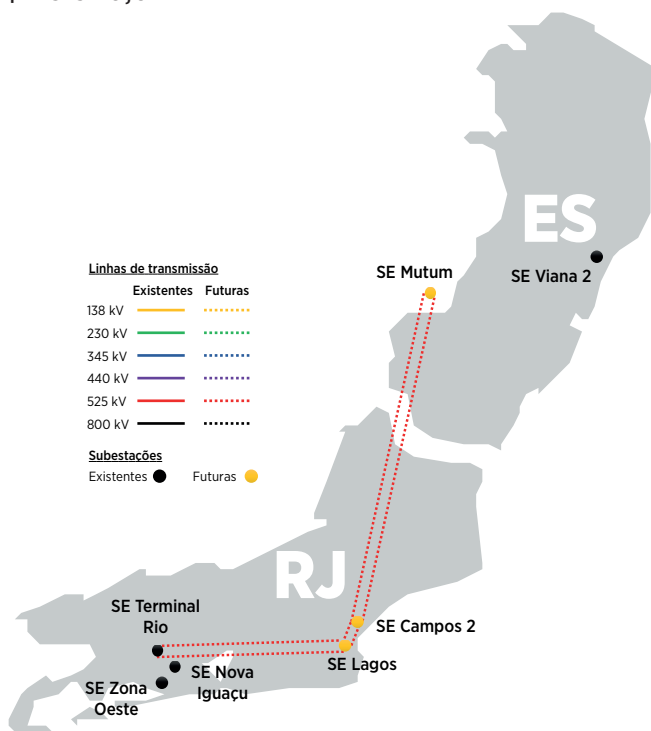
INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 87.929,64

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

Rio de Janeiro

SE 500/138 kV Nova Iguaçu - 3º AT - 900 MVA (JUL/2020)
 SE 500/138 kV Zona Oeste - 2º AT - 900 MVA (JUL/2020)

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 115.346,61



BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

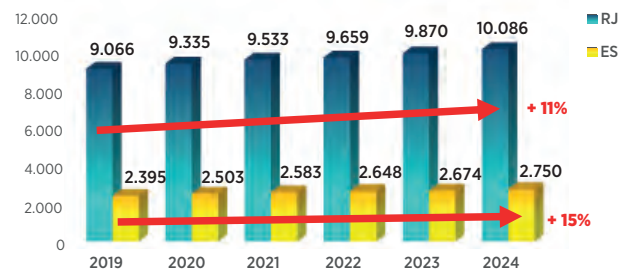
Rio de Janeiro

Nova linha de transmissão de 500 kV que interligará as subestações de Terminal Rio, localizada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, e Mutum, na região do Vale do Rio Doce, em Minas Gerais. Essa LT permitirá o escoamento da energia proveniente das novas usinas térmicas a gás natural decorrente do desenvolvimento da exploração do pré-sal.

Espírito Santo

A implantação do segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/345 kV, com capacidade de 900 MVA, na SE Viana 2, tem como objetivo evitar sobrecargas na transformação, seja em condição normal de operação ou na contingência da LT 345 kV Padre Fialho - Vitória.

CARGA MÁXIMA - RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

RIO DE JANEIRO: R\$ 305.630,49
ESPÍRITO SANTO: R\$ 8.185,22

SÃO PAULO

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

LT 440 kV Ilha Solteira - Três Irmãos C2, CS - 38 km (imediate)
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 6

LT 345 kV Norte - Miguel Reale C3 e C4, CD - 2 x 14,5 km
subterrânea (JUN/2022)

SE 345/88 kV São Miguel - (9+1) x 133,3 MVA (JAN/2026)

LT 345 kV Norte - São Miguel C1 e C2, CD - 2 x 8,1 km
subterrânea (JAN/2026)

LT 345 kV Ramon Reberte - São Miguel C1 e C2, CD -
2 x 9,1 km subterrânea (JAN/2026)

SE 345/88 kV São Caetano do Sul - (6+1) x 133,3 MVA
(JAN/2026)

LT 345 kV Miguel Reale - São Caetano do Sul C1 e C2, CD - 2 x
7,8 km subterrânea (JAN/2026)

LT 345 kV Sul - São Caetano do Sul C1 e C2, CD -
2 x 14,1 km subterrânea (JAN/2026)

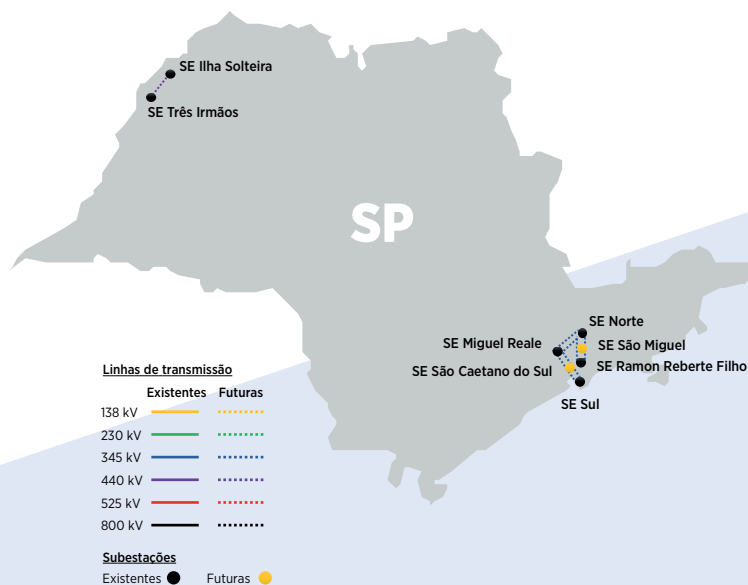
INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 2.373.832,30

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

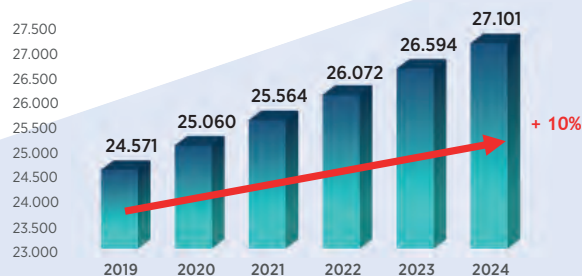
O lançamento do segundo circuito em 440 kV entre as subestações de Ilha Solteira e Três Irmãos contribuirá para eliminar as restrições de escoamento para novos empreendimentos de geração na região noroeste de São Paulo.

O lançamento do terceiro e quarto circuitos da LT 345 kV Norte - Miguel Reale evita sobrecargas nesse corredor em caso de contingência simples, ao serem considerados os remanejamentos de cargas previstos, a partir de junho de 2022, das SEs Sul e Bandeirantes para a SE Miguel Reale.

A nova SE 345/88 kV São Miguel, interligada às subestações Norte e Ramon Reberte, juntamente com a nova SE 345/88 kV São Caetano do Sul, interligada por sua vez às subestações Sul e Miguel Reale, destinam-se a eliminar a característica radial do atendimento pela Rede Básica às sub-regiões Norte, Leste e Sul da Região Metropolitana de São Paulo, aumentando a robustez e a flexibilidade do suprimento ao mercado da ordem de 4.200 MW e evitando cortes de carga para contingências duplas no sistema de transmissão.



CARGA MÁXIMA - SÃO PAULO (MW)



INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):
SÃO PAULO: R\$ 3.225.139,55

MATO GROSSO DO SUL

OBRAS OUTORGADAS

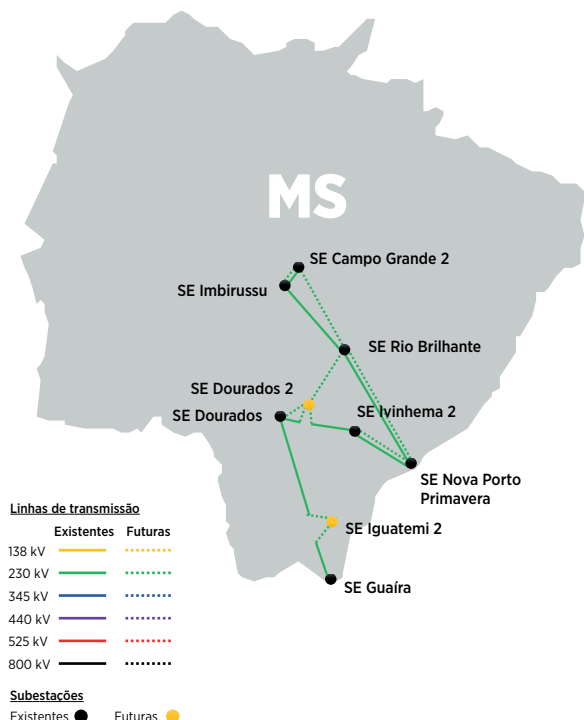
SE 230/138 kV Dourados 2 - 2 x 150 MVA
 Seccionamento da LT 230 kV Dourados - Ivinhema 2 na SE Dourados 2, CS - 14,5 km
 LT 230 kV Dourados 2 - Dourados C2, CS - 43 km
 LT 230 kV Rio Brilhante - Dourados 2, CS - 117 km
 LT 230 kV Nova Porto Primavera - Rio Brilhante C2, CS - 141 km
 LT 230 kV Nova Porto Primavera - Ivinhema 2 C2, CS - 65 km
 LT 230 kV Rio Brilhante - Campo Grande 2, CS - 148 km
 LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2 C2, CS - 50 km
EKTT 12 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - JUL/2022

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 462.264,39

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

SE 230/138 kV Iguatemi 2 - 2 x 150 MVA (DEZ/2021)
 Seccionamento da LT 230 kV Guaira - Dourados na SE Iguatemi 2, CD - 2 x 3,1 km (DEZ/2021)

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 63.520,19

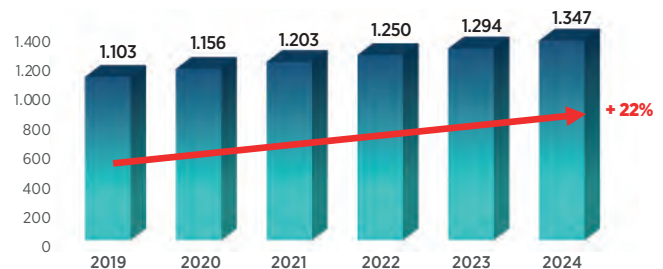


BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

A expansão de quase 600 km de linhas de transmissão em 230 kV no estado, somada a nova SE Dourados 2 230/138 kV, eliminará os problemas de subtensão na malha de 230 kV e de sobrecarga nos transformadores 230/138 kV e nos circuitos 138 kV da região de Dourados, em situações de contingência simples. Adicionalmente, reforçará a conexão com o estado de São Paulo pela SE Nova Porto Primavera, evitando subtensão, com cortes de carga por atuação de SEP, em situações de contingências dupla de linhas 230 kV provenientes da SE Nova Porto Primavera.

A SE Iguatemi 2 230/138 kV, indicada nesse ciclo do PAR, eliminará os problemas de subtensão em condição normal de operação na região sul do estado, notadamente na região de Naviraí.

CARGA MÁXIMA - MATO GROSSO DO SUL (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
 DAS OBRAS RELACIONADAS NO
 PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

MATO GROSSO DO SUL:
R\$ 63.520,19

PARANÁ

OBRAS OUTORGADAS

SE 230/138 kV Londrina Sul - (3+1) x 50 MVA
LT 230 kV Guaíra - Umuarama Sul C2, CS - 108 km
Seccionamentos de LTs 230 kV (8 km) associados
Caiuá Transmissora de Energia - AGO/2021

SE 525/230 kV Ponta Grossa - (9+1) x 224 MVA
SE 230/138 kV Guarapuava Oeste - (9+1) x 50 MVA
SE 230/138 kV Irati Norte - (6+1) x 50 MVA
SE 230/138 kV União da Vitória Norte - (6+1) x 50 MVA
SE 230/138 kV Castro Norte - (6+1) x 50 MVA
LTs 525 kV (528 km) e 230 kV (409 km) associadas
Seccionamentos de LTs 230 kV (195 km) associados
ENGIE Transmissão de Energia Elétrica S.A. - SET/2021

Novo Setor 525 kV SE Sarandi - (6+1) x 224 MVA
Novo Setor 525 kV SE Guaíra - (6+1) x 224 MVA
SE 230/138 kV Paranavaí Norte - (6+1) x 50 MVA
LTs 525 kV (1.124 km) e 230 kV (160 km) associadas
Interligação Elétrica Ivaí - ABR/2022

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 3.848.658,44

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

SE Sarandi - 3º TR 230/138 kV - 150 MVA (ABR/2022)
SE Guaíra - Substituição dos Transformadores 230/138 kV - 2 x 150 MVA por unidades de 225 MVA (ABR/2022)
SE Guaíra - 3º TR 230/138 kV - 225 MVA (ABR/2022)
SE Campo do Assobio - substituição dos transformadores 230/138 kV - 75 MVA oriundos da SE Ponta Grossa Norte - 2 x 150 MVA, os quais serão substituídos por unidades de 225 MVA (DEZ/2020)
COPEL-GT

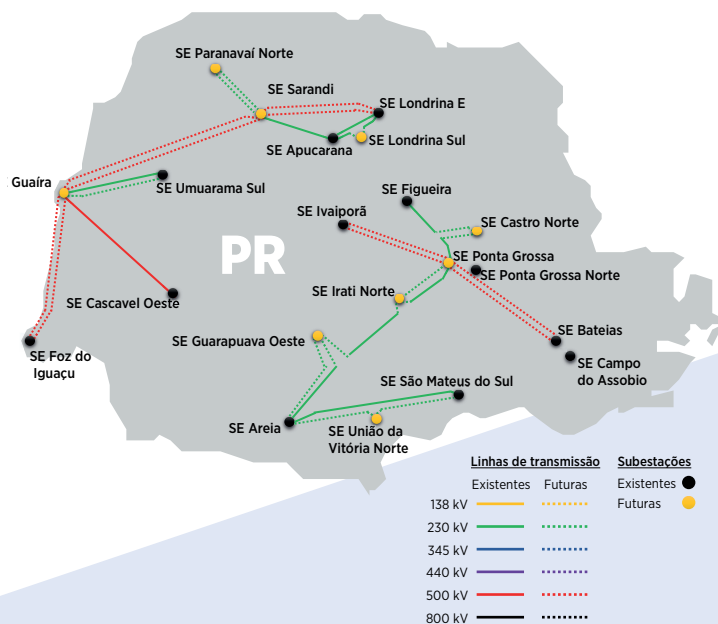
Energização da LT 230 kV Cascavel Oeste - Guaíra (existente) em 525 kV (ABR/2022)
ELETROSUL

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 145.872,65

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

As novas linhas de transmissão em 525 kV que permearão o estado trarão ganhos de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste e propiciarão melhoras nos atendimentos regionais, evitando restrição de geração, subtensões e sobrecargas em condições de emergência.

Os transformadores 230/138 kV, a serem outorgados, visam evitar sobrecarga em condição normal de operação e em contingências, nas SEs Guaíra e Sarandi quando da entrada em operação dos novos setores de 525 kV, e em contingência na SE Campo do Assobio.



CARGA MÁXIMA - PARANÁ (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**
PARANÁ: R\$ 222.343,97

SANTA CATARINA

OBRAS OUTORGADAS

SE 525/230/138 kV Joinville Sul: 525/230 kV
- (9+1) x 224 MVA e 230/138 kV - 2 x 225 MVA

SE 525/230/138 kV Itajaí 2: 525/230 kV
- (6+1) x 224 MVA e 230/138 kV - 2 x 225 MVA

SE 525/230 kV Gaspar 2 (novo pátio 525 kV)
- (6+1) x 224 MVA

SE 230/138 kV Jaraguá do Sul - 2 x 225 MVA

SE 230/138 kV Indaial - 2 x 225 MVA

LTs 525 kV (437 km) e 230 kV (236 km) associadas

Seccionamentos de LTs 525 kV (224 km), 230 kV (200 km)
e 138 kV (9,6 km) associados

EKTT 11 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. -
MAR/2024

SE 230/138 kV Ratoles - 2 x 150 MVA

LT 230 kV Biguaçu - Ratoles C1 e C2, CS - 2 x 27,5 km
(Trecho aéreo: 2 x 10 km, trecho subaquático: 2 x 13 km e trecho
subterrâneo: 2 x 4,5 km)

Interligação Elétrica Biguaçu S.A. - MAI/2023

SE 525/230 kV Siderópolis 2 - (6+1) x 224 MVA

LTs 525 kV (710 km) e 230 kV (43 km) associadas

EDP Transmissão Aliança SC S.A. - FEV/2021

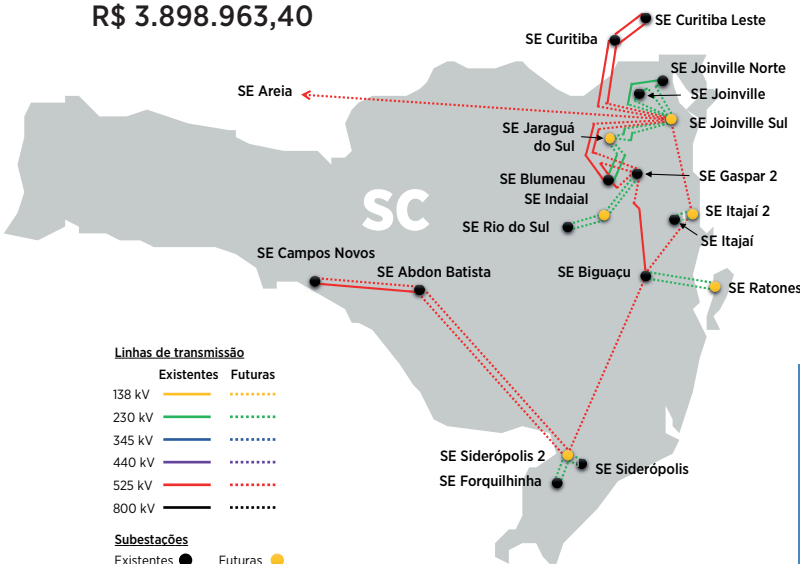
SE Biguaçu 525 kV - CER (-100; +300) Mvar

EKTT 14 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. -
JUN/2020

LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha C2, CS - 27,6 km
(associada à implantação da SE Siderópolis 2)

EKTT 5 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. -
MAR/2024

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 3.898.963,40



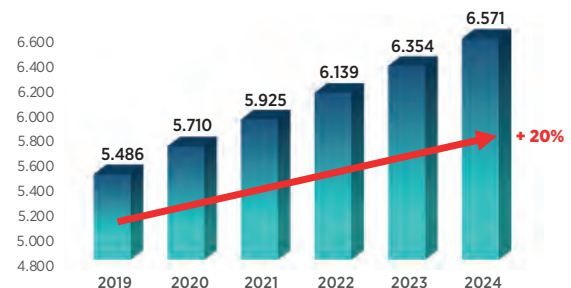
BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

Os três novos pontos de atendimento em 525 kV e as quatro novas subestações de fronteira da Rede Básica com a Rede de Distribuição, na região norte e Vale do Itajaí, irão evitar subtensão e sobrecarga no sistema de 230 kV na região quando de contingências de linhas de 525 kV ou 230 kV. Além disso, será possível eliminar sobrecargas em contingência nos transformadores 525/230 kV da SE Blumenau e sobrecargas em condição normal de operação e contingências nos transformadores de fronteiras 230/138 kV e 230/69 kV da região norte e Vale do Itajaí.

A SE Ratoles 230/138 kV será um novo ponto de atendimento em 230 kV à capital do estado e eliminará a necessidade de corte de carga, manual ou por atuação de SEP, necessário para evitar sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV e 138 kV que atendem a Ilha de Florianópolis e nos transformadores 230/138 kV da Região Metropolitana, em situações de contingência.

A entrada em operação da SE Siderópolis 2 525/230 kV e linhas associadas, em conjunto com o Compensador Estático de Reativos — CER previsto na SE Biguaçu 525 kV e a LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha C2, eliminará a necessidade de despacho preventivo da UTE Jorge Lacerda para evitar corte de carga por subtensão nas regiões Metropolitana e sul do estado, na contingência simples de linhas 525 kV e 230 kV.

CARGA MÁXIMA - SANTA CATARINA (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**
SANTA CATARINA: R\$ 40.611,65

RIO GRANDE DO SUL

OBRAS OUTORGADAS

SE 525/230 kV Guaíba 3 - (6+1) x 224 MVA
SE 525/230 kV Candiota 2 - (6+1) x 224 MVA
LTs 525 kV (1.170 km) e 230 kV (38 km) associadas
Seccionamentos de LTs 525 kV (8 km) e 230 kV (4 km) associados
Chimarrão Transmissora de Energia S.A. - MAR/2023

SE 525/230/138 kV Capivari do Sul: 525/230 kV - (6+1) x 224 MVA e 230/138 kV - 2 x 100 MVA
LTs 525 kV (261 km) e 230 kV (65 km) associadas
Pampa Transmissão de Energia S.A. - MAR/2023

SE 230 kV Maçambará 3
SE 230 kV Livramento 3
LTs 230 kV (587 km) e seccionamentos (8 km) associados
Sant'ana Transmissora de Energia Elétrica S.A. - MAR/2023

SE 230/69 kV Porto Alegre 1 - 3 x 83 MVA
SE 230/138 kV Vila Maria - 2 x 150 MVA
SE 230 kV Osório 3
LTs 230 kV (74 km) e seccionamentos (10 km) associados
CPFL Transmissão Sul II S.A. - MAR/2023

LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C3, CS - 246 km
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, CS - 252 km
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3 C2, CS - 245 km
EKTT 5 Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - MAR/2024

INVESTIMENTO ASSOCIADO (x1.000):
R\$ 5.437.618,34

OBRAS A SEREM OUTORGADAS

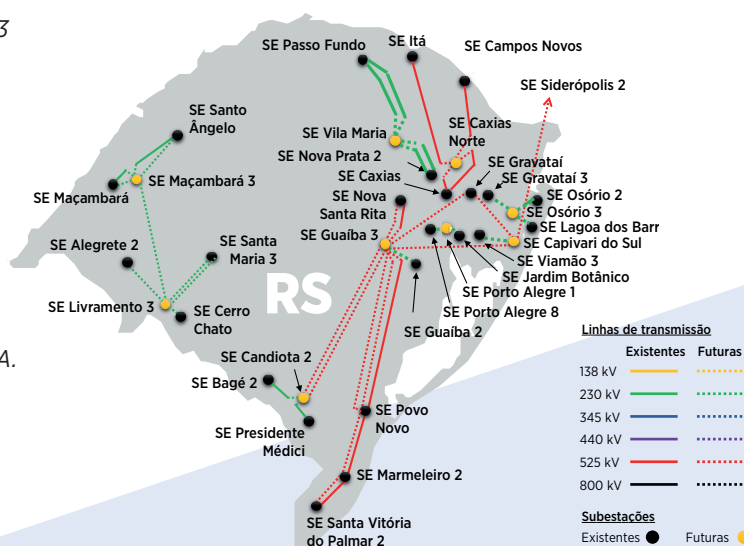
SE 525/230/138 kV Caxias Norte - 525/230 kV - (9+1) x 224 MVA e 230/138 kV - 3 x 225 MVA (imediata)
LTs 230 kV associadas (80 km)
Seccionamentos de LTs 525 kV (48 km) e 230 kV (40 km) associados
Leilão de Transmissão nº 02/2019 - Lote 1

INVESTIMENTO ESTIMADO (x1.000):
R\$ 607.563,78

BENEFÍCIOS DOS EMPREENDIMENTOS

A duplicação do tronco de 525 kV que interliga as regiões sul e Metropolitana do Rio Grande do Sul, em conjunto com os novos pontos de Rede Básica nas regiões oeste, sul, Metropolitana e Litoral, eliminarão as restrições de escoamento de geração eólica e térmica nas regiões oeste, sul e litoral do estado e permitirão a redução dos requisitos de despacho térmico por razões elétricas.

A SE 525/230/138 kV Caxias Norte e as linhas associadas eliminarão restrições de escoamento de geração instalada nas regiões norte e Serrana do Rio Grande do Sul e risco de corte de carga na região de Caxias, em situações de contingências simples de transformadores e linhas de transmissão em 230 kV.



CARGA MÁXIMA - RIO GRANDE DO SUL (MW)



**INVESTIMENTO TOTAL
DAS OBRAS RELACIONADAS NO
PAR/PEL 2020-2024 (x1.000):**

**RIO GRANDE DO SUL:
R\$ 2.495.972,62**

The background of the cover is a photograph of high-voltage electrical transmission towers, silhouetted against a sky with a warm, orange and yellow glow, suggesting a sunrise or sunset. The towers' complex lattice structure is a prominent visual element. Overlaid on the bottom right is a large grey triangular area. Within this grey area, there are several overlapping diagonal bands of color: a yellow band at the bottom left, an orange band above it, and a blue band at the top right. The number '5' is printed in white on the yellow band, and the title 'CONTROLE DE TENSÃO' is printed in white on the grey background.

5

CONTROLE DE TENSÃO

CONTEXTUALIZAÇÃO

Dentre as atribuições do ONS, destaca-se a definição de ações para garantir a otimização eletroenergética da operação do sistema, buscando o menor custo para a operação e preservando a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, os estudos de controle de tensão definem qual a melhor estratégia operativa, utilizando os recursos disponíveis no sistema, para minimizar as perdas e manter os níveis de tensão na rede elétrica dentro dos critérios preconizados nos Procedimentos de Rede. Para tal, são utilizados recursos tais como: controle de tensão pelas unidades geradoras, controle de potência reativa pelos compensadores síncronos e estáticos, atuação dos comutadores sob carga dos transformadores e manobras de chaveamento de capacitores e reatores da Rede Básica e da rede de Distribuição.

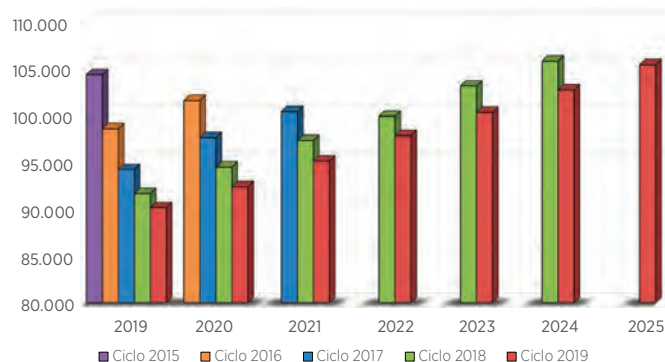
No âmbito dos estudos de planejamento da operação e na operação em tempo real, a manobra de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão é recomendada somente em último caso, isto é, após esgotados todos os recursos disponíveis no sistema. Nos últimos anos, entretanto, verifica-se um aumento na utilização desses recursos para controle de tensão, onde as causas mais prováveis estão relacionadas, a seguir:

- Violação do fator de potência de fronteira;
- Aumento do número de indisponibilidades de longa duração nos equipamentos de controle de tensão;
- Menor número de máquinas sincronizadas em decorrência da maximização da participação de fontes eólicas e fotovoltaicas;
- Retração da carga do SIN, em decorrência da crise econômica, em maiores proporções do que a prevista;
- Aumento da microgeração que está incluída na carga informada pelos agentes de distribuição;
- Atraso da entrada em operação de novos empreendimentos de controle de tensão no SIN.

CRISE ECONÔMICA

Para ilustrar as consequências da crise econômica que o país vem atravessando nos últimos anos, a

seguir é apresentado um gráfico comparando os montantes de carga previstos nos últimos cinco ciclos de estudo do PAR/PEL.



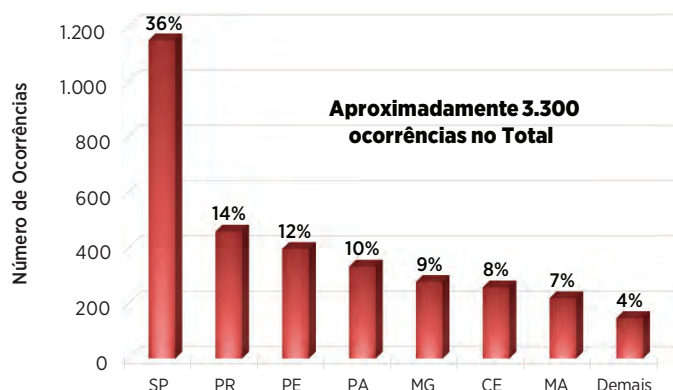
Observando o ano de 2019 na figura acima, ressalta-se que a previsão de carga realizada no ano de 2015 indicava um montante de aproximadamente 105.000 MW, enquanto o atual ciclo de estudos indica um montante de carga da ordem de 90.000 MW, ou seja, uma redução de 15% na previsão de carga. Além disso, considerando a atual previsão de carga realizada, o montante de 105.000 MW previsto em 2015 para o ano de 2019 somente será atingido no ano de 2025, isto é, com um atraso de 6 anos.

OPERAÇÃO EM TEMPO REAL

Para subsidiar as análises dos estudos de planejamento do ano em curso, foi realizado um levantamento estatístico no período entre janeiro de 2018 e setembro de 2019, dos dias e dos estados com maior ocorrência de aberturas de linhas de transmissão para controle de tensão na Operação em Tempo Real.

Os finais de semana, que incluem as madrugadas de segunda-feira e os feriados, contemplam cerca de 60% dessas aberturas e os 40% restantes estão divididos nos demais dias da semana de maneira uniforme.

O gráfico a seguir apresenta a distribuição de ocorrências por estado, onde verifica-se que São Paulo e Paraná representam a metade de todos os desligamentos registrados no período analisado.



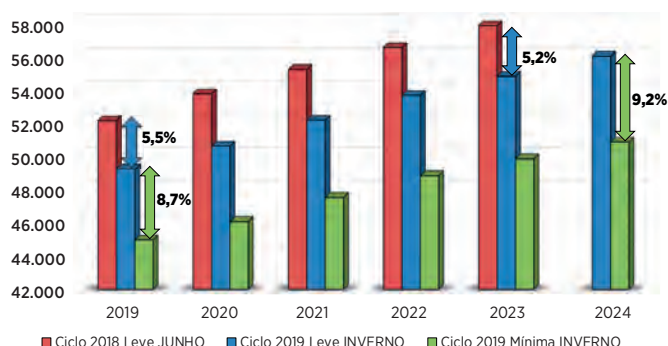
Fonte: ONS

Obs: uma ocorrência representa uma manobra de desligamento da LT e posterior religamento após o problema resolvido.

CRITÉRIO PARA ESTUDO DA CARGA LEVE

No esforço de minimizar os problemas vivenciados pela Operação em Tempo Real, foram revistos os critérios para formação da carga leve e mínima dos estudos de Planejamento PAR/PEL, de maneira a prever uma carga mais aderente à carga verificada, possibilitando se antecipar aos problemas vivenciados pela operação, bem como possibilitar a indicação de soluções estruturais em tempo hábil.

O gráfico a seguir ilustra, com a adoção do novo critério, a redução aplicada nos patamares de carga leve e mínima quando comparado ao ciclo de 2018.



RECOMENDAÇÃO DOS REFORÇOS

O ONS vem atuando no âmbito dos estudos de planejamento de curto e médio prazos para minimizar a abertura de linhas de controle de tensão. No contexto do curto prazo diversas medidas já estão consolidadas nos Relatórios de Diretrizes Operativas quadrimestrais e implementadas na operação. Adicionalmente, o PAR/PEL 2020-2024 - Volume III (tomo 12) apresenta a lista dos novos equipamentos necessários para garantir o adequado controle de tensão na Rede Básica. Uma vez confirmadas pelas transmissoras a disponibilidade física para a instalação desses reforços, as respectivas indicações constarão no PAR/PEL 2020-2024 - Volume I (tomo 2). Na sequência, tais indicações serão compatibilizadas com a EPE e constarão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE).

A título de exemplo, seguem os equipamentos indicados nesse ciclo para a Região Norte/Nordeste.



- Integradora 500 kV/1 x (-136 Mvar)
Serra Pelada 500 kV/1 x (-180 Mvar)
Vila do Conde 230 kV/CS 1 x (-90;+150 Mvar)
Marabá 500 kV/2 x (-180 Mvar)
Marabá 230 kV/CS 2 x (-90;+150 Mvar)
- Santo Antônio dos Lopes 500 kV/2 x (-136 Mvar)
Miranda 500 kV/3 x (-136 Mvar)
Imperatriz 230 kV/CS 3 x (-70;+100 Mvar)
Presidente Dutra 230 kV/CS 2 x (-70;+100 Mvar)
- Campina Grande 500 kV/1 x (-150 Mvar)
- Pau Ferro 500 kV/1 x (-150 Mvar)
Garanhuns 500 kV/2 x (-150 Mvar)
Angelim 500 kV/2 x (-180 Mvar)
- Camaçari II 230 kV/CS 2 x (-105;+150 Mvar)
Eunápolis 230 kV/CS 1 x (-50;+100 Mvar)

Expediente

Diretoria de Planejamento - DPL

Francisco José Arteiro de Oliveira

Publicação produzida pelas gerências:

Gerência Executiva de Planejamento Elétrico - PL

Sumara Duarte Ticom

Gerência de Planejamento Elétrico de Médio Prazo - PLM

Fernando Machado Silva

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 - Rio de Janeiro - RJ

Tel.: (21) 3444-9480

Gerência de Planejamento Elétrico do Norte e Nordeste - PLN

Laércio Flavio de Meneses Guedes

Rua da Aurora, 1343 - Santo Amaro

50040-090 - Recife - PE

Tel.: (81) 3217-8920

Gerência de Planejamento Elétrico do Sul - PLS

Ivair Lima da Freiria

Rodovia José Carlos Daux (SC 401), 4756, bloco 02

Condomínio Office Park - Saco Grande

88032-005 - Florianópolis - SC

Tel.: (48) 3261-3933

Publicação editada pela Gerência Executiva
de Relacionamento Institucional e Comunicação

1ª EDIÇÃO: Outubro de 2019

Tiragem: 300 exemplares



Operador Nacional
do Sistema Elétrico