



Operador Nacional do Sistema Elétrico

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS - TERMO DE REFERÊNCIA

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400

© 2018/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS DPL-REL-0220/2018

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS - TERMO DE REFERÊNCIA

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400

Sumário

1	INTRODUÇÃO	4
2	OBJETIVO	4
3	PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS	4
3.1	Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços PAR e para Estudos do Planejamento da Operação Elétrica – PEL	4
3.2	Consolidação da Previsão de Carga para Estudos das Diretrizes para Operação Elétrica com Horizontes Quadrimestral e Mensal	6
4	PROCEDIMENTOS GERAIS	7
4.1	Etapas	7
4.2	Considerações	9
4.2.1	Consumidores livres e potencialmente livres signatários de CUST	9
4.2.2	Produtores independentes e autoprodutores signatários de CUST	10
4.2.3	Agentes de Distribuição	11
4.3	Rotinas de Consolidação	14
4.4	Recursos Utilizados	15
5	Anexos	16
5.1	ANEXO I – Datas estimadas de obras de fronteira da rede básica que afetam a previsão da carga	16
5.2	ANEXO II - Agentes de Distribuição - Roteiro para elaboração do texto de premissas e análise qualitativa - previsões de carga	29
5.3	ANEXO III – Lista atualizada das usinas não despachadas pelo ONS	32
5.4	ANEXO IV – Pontos do sistema para destaque na análise	33
5.5	ANEXO V – Roteiro para previsão de despacho de geração de usinas Tipo 2 e Tipo 3 na planilha de previsões de carga por barramento visando a montagem dos casos de referência	40
6	Lista de tabelas e figuras	42

1 INTRODUÇÃO

O processo de consolidação da previsão de carga para os estudos elétricos é regulado pelos Procedimentos de Rede, Submódulo 5.1 - Consolidação da previsão de carga: visão geral e Submódulo 5.2 - Consolidação da previsão de carga para estudos de ampliações e reforços e do planejamento da operação elétrica.

2 OBJETIVO

Apresentar o processo de consolidação das previsões de carga para estudos elétricos, quanto à forma de execução, às análises a serem desenvolvidas, ao cronograma de atividades e à qualificação dos dados a serem enviados pelos agentes, compilados em um único documento.

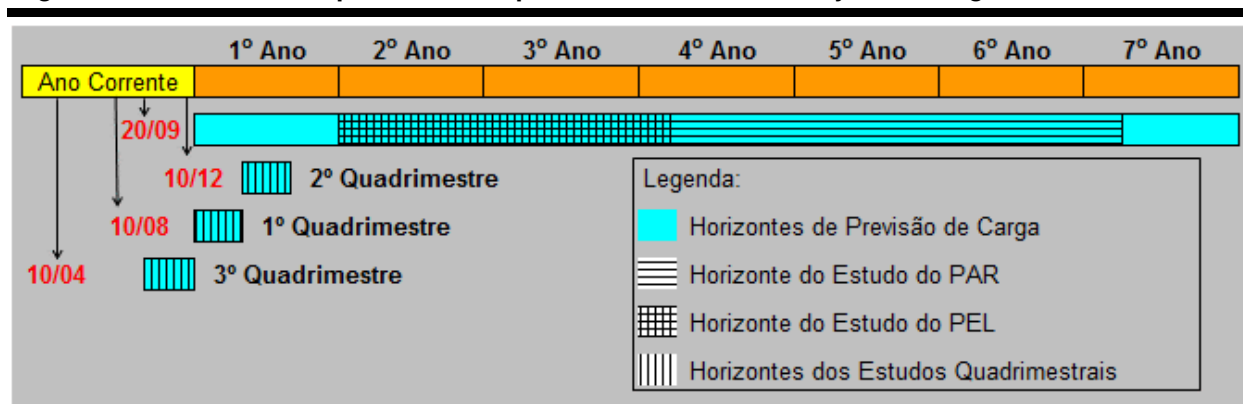
3 PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS

Os anexos I a IV deste termo de referência serão atualizados com as especificidades de cada estudo, caso necessário.

3.1 Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços PAR e para Estudos do Planejamento da Operação Elétrica – PEL

- a) O horizonte de previsão para efeito de consolidação da carga para os estudos em foco abrange o ano seguinte (1º. ano) ao ano corrente mais 6 anos, conforme Figura 1. As previsões do período de janeiro do 2º. ano até março do 4º. ano serão utilizadas nos estudos do PEL. As previsões do período de abril do 4º. ano até março do 7º. ano serão utilizadas nos estudos do PAR.

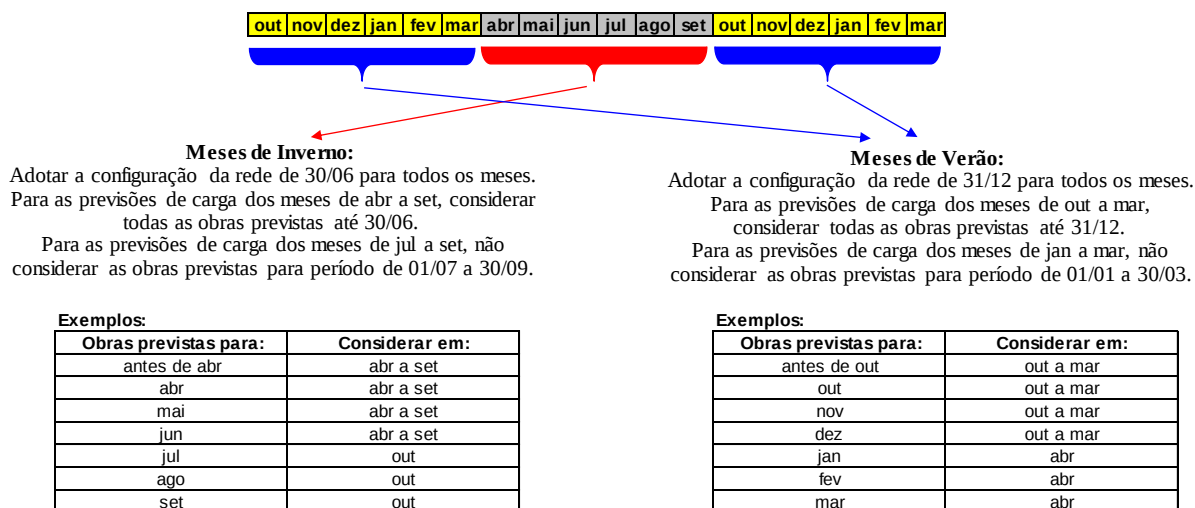
Figura 1 - Horizontes de previsão dos processos de consolidação da carga



- b) As previsões de carga global encaminhadas pelos agentes de distribuição serão comparadas àquelas enviadas para o Planejamento Anual da Operação Energética - PEN. Portanto, no caso de existirem diferenças, essas devem ser explicitadas no texto das premissas das previsões do agente.

- c) Os dados de previsão de carga por barramento da Rede de Simulação deverão guardar compatibilidade com os montantes de usos contratados por pontos de conexão com a Rede Básica. Deverá haver, portando, interação em cada Agente entre a área de previsão de carga para o PAR e a área envolvida na negociação dos contratos. Por força de regulamentação, é exigida, a cada ciclo do PAR, a aferição dos desvios entre a previsão de carga informada para o estudo e o valor contratado no CUST (Submódulo 15.4). Portanto, no caso de existirem diferenças, essas devem ser explicitadas no texto das premissas das previsões do agente.
- d) Os fatores de potência informados pelas distribuidoras para os novos pontos de fronteira da rede básica e DIT, em cada condição de carga, não devem ser inferiores aos valores das solicitações e pareceres de acesso e conforme estabelecido nos procedimentos de rede do Módulo 3. Em relação a pontos existentes, ressalta-se que a obra só será indicada caso seja necessária após simulação considerando a correção do fator de potência dos pontos de fronteira envolvidos, observando o Módulo 3.
- e) Para o 1º. ano do horizonte, as previsões de carga devem considerar a configuração da Rede de Simulação prevista para cada mês deste ano. Do 2º. Ano ao 7º. Ano, para as previsões de carga e configuração da Rede de Simulação (barras com representação de carga), o agente de distribuição deve considerar as orientações da Figura 2, abaixo.

Figura 2 - Previsão de Carga e Configuração da Rede do 2º. Ano ao 7º. Ano



As considerações acima são necessárias, pois os estudos do PAR e PEL utilizam casos de verão e de inverno, com as configurações de barramentos contemplando obras até 31/12 e 30/06 respectivamente, e com previsões de

carga máxima global dos agentes relativa aos períodos verão e inverno, desagregadas por barramento.

Por exemplo: a previsão de carga do caso de carga pesada de inverno de um determinado ano: considera a carga máxima global do agente no período abril-setembro (podendo ocorrer em qualquer desses meses), desagregada por barramentos da configuração contendo obras até 30 de junho.

Obs.:

1- Verão => outubro-março; Inverno => abril-setembro;

2- A área de estudos do ONS poderá considerar o mês de carga máxima considerando mês de menor injeção de geração na rede de distribuição, de modo a simular condições mais críticas para a rede básica. Exemplo: Alguns agentes de São Paulo e Mato Grosso do Sul, apesar de possuírem carga máxima de verão em outubro-novembro, tem maiores valores de injeção de geração (biomassa) nesses meses. Nesses casos, será considerada a carga máxima do período dez-mar, quando não há geração de usinas de biomassa.

- f) Ressalta-se que os agentes de distribuição deverão informar a razão das diferenças significativas nas cargas ativa e reativa dos barramentos no relatório de premissas de previsão, comparando o ciclo do estudo atual com estudos anteriores (vide Anexo II).
- g) No PEL, para consumidores livres e potencialmente livres signatários de CUST, serão adotadas previsões, no máximo, iguais aos valores contratados nos patamares de carga pesada e média e para os casos de carga leve e mínima será adotado o valor típico esperado para esse período. Poderão ainda ser considerados valores superiores ou inferiores aos informados, desde que as respectivas justificativas tenham sido encaminhadas e aprovadas pelas áreas de estudos.

3.2 Consolidação da Previsão de Carga para Estudos das Diretrizes para Operação Elétrica com Horizontes Quadrimestral e Mensal

- a) Os dados verificados deverão ser consistidos de acordo com a NT-3-215-2009 – Metodologia para Apuração dos Desvios de Previsão de Carga para Estudos Elétricos, e enviados juntamente com as previsões dos estudos com horizonte mensal. Por exemplo, quando do envio das previsões para o Mensal de Janeiro deverão ser enviados os dados verificados até setembro ou outubro; no Mensal de Fevereiro deverão ser enviados os dados verificados até outubro ou novembro. E assim sucessivamente.
- b) Para consumidores livres e potencialmente livres signatários de CUST, serão adotadas previsões, no máximo, iguais aos valores contratados nos patamares de carga pesada e média e para os casos de carga leve e mínima será adotado o valor típico esperado para esse período. Poderão ainda ser considerados

valores superiores ou inferiores aos informados, desde que as respectivas justificativas tenham sido encaminhadas e aprovadas pelas áreas de estudos.

4 PROCEDIMENTOS GERAIS

A consolidação das previsões de carga será conduzida pelo ONS que efetuará o controle do processo através do monitoramento dos prazos de recebimento das informações e dados, da interação entre os agentes e o ONS e do acompanhamento dos trabalhos desenvolvidos internamente pelo ONS. O item de controle associado corresponde ao número de dias em atraso, para cada etapa. Caberá ao ONS e aos agentes o controle do produto, traduzido pelo desvio entre valores previstos e verificados.

4.1 Etapas

A execução da consolidação da carga para os estudos contemplará as atividades descritas na Tabela 1 a seguir. Os prazos em vermelho constam dos Procedimentos de Rede. Os demais prazos podem sofrer pequenos ajustes por ocasião da solicitação de dados. A Tabela 2 discrimina atividades referentes a estudos especiais que também implica em envio de previsões de carga pelos agentes.

Tabela 1 - Atividades do processo de consolidação da carga para PAR, PEL, Quadrimestral e Mensal

Item	Atividade	Responsabilidade	PAR/PEL	Diretrizes da Operação Elétrica			
				1° Quad	2° Quad	3° Quad	Mensal
1	Envio para os agentes da minuta do Termo de Referência	ONS	10/ago	Disponibilizado no site do ONS			
2	Reunião com os Agentes	ONS/Agentes	Definido no e-mail de encaminhamento do Termo de Referência				
3	Solicitação de atualização das informações para o SISBAR – Sistema de Cadastro de Barramentos	ONS	20/08	10/jul	10/nov	10/mar	Até o dia 5 de cada mês
4	Envio das informações para atualização do SISBAR	Agente	28/08	18/jul	18/nov	18/mar	Até o dia 9 de cada mês
5	Liberação do SCPCB para envio dos dados pelos agentes	ONS	30/ago	20/jul	20/nov	20/mar	Até o dia 10 de cada mês
6	Envio dos Dados para o ONS	Agentes	20/set	10/ago	10/dez	10/abr	dia 19 de cada mês
7	Emissão do Relatório de Análise dos dados	ONS	Enviado conforme necessidade do Processo de Consolidação de Carga				
8	Envio das respostas à Análise dos dados	Agentes	Prazo estabelecido conforme necessidade do Processo de Consolidação de Carga				
9	Seleção dos casos de Fluxo de Potência a serem estudados	Áreas de estudos e carga ONS	24/out				
10	Disponibilização da carga consolidada no formato do registro DBAR do ANAREDE	ONS	31/out	31/ago	31/dez	30/abr	dia 25 de cada mês
11	Disponibilização de informações complementares para subsídio ao desenvolvimento dos estudos	ONS	Definido pela área de estudos elétricos				
12	Pareceres e Solicitações de Acesso a serem considerados no estudo (atualização até a emissão do estudo)	Áreas de estudos ONS	29/out	29/ago	23/dez	25/abr	dia 25 de cada mês
13	Disponibilização do confronto carga consolidada com carga do arquivo CART dos casos de referência	ONS	1 semana após CART	1 dia após CART			
14	Disponibilização da carga para estudo de Limites da Interligação	ONS	08/nov	08/set	08/jan	08/mai	dia 5 de cada mês

Caso o prazo indicado coincida com um fim de semana ou feriado, considerar o dia útil anterior.

Tabela 2 – Atividades do processo de consolidação da carga para estudos especiais

Item	Atividade	Responsabilidade	Carnaval Festas de final de ano
1	Seleção dos casos de Fluxo de Potência a serem estudados	Áreas de estudos ONS	50 dias antes do dia do evento
2	Solicitação dos dados pelo ONS	ONS	30 dias antes do dia do evento
3	Envio dos Dados para o ONS	Agentes	20 dias antes do dia do evento

Caso o prazo indicado coincida com um fim de semana ou feriado, considerar o dia útil anterior.

4.2 Considerações

As seguintes considerações deverão nortear a elaboração e consolidação das previsões de carga pelos agentes e ONS.

A falta ou atraso da previsão deverão ser evitados uma vez que implicam no comprometimento dos prazos da consolidação e dos estudos elétricos. Na ausência da previsão do agente o ONS elaborará a previsão de carga utilizando as informações disponíveis. No caso do PAR/PEL para o Agente de Distribuição, o ONS considera a carga consolidada do ciclo anterior e extrapola para o último ano. Para o consumidor livre ou potencialmente livre, o ONS adotará os valores de contrato e da solicitação e parecer de acesso. Para os estudos de diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral ou mensal, o ONS pode adotar valores aderentes aos verificados. Ressaltamos que a falta ou atraso da previsão implicam em retrabalhos no processo.

É fundamental manter a coerência entre as previsões do PAR, PEL e estudos das diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral e mensal, por meio da interação entre as áreas de previsão de carga de cada agente.

O detalhamento dos conceitos das condições de carga de interesse, bem como, dos meses a serem contemplados constam do manual ou das instruções para preenchimento dos dados e informações de cada estudo.

4.2.1 Consumidores livres e potencialmente livres signatários de CUST

- a) As informações e atualizações de carga somente serão aceitas quando encaminhadas pelo SCPCB – Sistema de Consolidação da Previsão de Carga por Barramento. Esse procedimento deverá ser realizado de modo a serem evitadas alterações de previsões de carga pelos agentes durante a fase das simulações dos estudos elétricos. O aceite de alterações nesta fase depende do andamento das simulações e do cronograma de elaboração dos estudos.
- b) Para consumidores livres e potencialmente livres conectados à Rede Básica e signatários de CUST, a responsabilidade de envio da informação ao ONS é do próprio consumidor. Na fase de consolidação as informações serão confrontadas com os MUST declarados nos contratos, parecer e solicitação de acesso.
- c) Deverá ser encaminhado ao ONS texto explicativo abordando os seguintes aspectos:
 - Principais diferenças das previsões quando confrontadas com os estudos anteriores.
 - As intenções de ampliações de carga, não respaldadas por valores contratados ou constantes das solicitações e pareceres de acesso, com os respectivos prazos.

- Informações a respeito das previsões de fator de potência em conformidade com o item g.
 - Informações sobre a geração própria e sua ampliação, com destaque aos prazos previstos.
 - Informações relevantes sobre o comportamento da carga.
- d) Previsões que estejam acima dos valores contratados ou das solicitações e pareceres de acesso **não serão adotadas nos estudos** e não devem ser encaminhadas (vide procedimentos específicos 3.2.b e 3.3.b). Nesses casos, a ampliação de carga, sugerida pela previsão, superior aos MUST somente poderá ser incorporada aos estudos após a formalização da solicitação de acesso ou de revisão do MUST. Quanto antes solicitado o acesso pelo consumidor, maior a possibilidade de aprovação da solicitação de acesso no prazo pretendido.
- e) Serão considerados nos estudos o parecer de acesso e a solicitação de acesso com a anuência das áreas de estudos elétricos até dois dias antes do prazo de disponibilização da carga consolidada. Durante as simulações a área de estudos poderá solicitar a inclusão de carga de nova solicitação, parecer de acesso e contrato.
- f) No caso de consumidor livre autoprodutor ou potencialmente livre autoprodutor, que possui unidade geradora junto à unidade consumidora, o consumidor deverá enviar a previsão de carga suprida pela Rede Básica somada à carga auto-suprida e a previsão de geração total de sua unidade geradora, quando solicitado pelo ONS.
- g) Os fatores de potência previstos para os estudos do PAR, em cada condição de carga, não devem ser inferiores aos valores das solicitações e pareceres de acesso e conforme estabelecido nos procedimentos de rede do Módulo 3. Caso os valores verificados de fator de potência ou os valores de operação do consumidor, no horizonte do estudo, sejam superiores aos valores acima descritos, esses valores superiores devem ser adotados como previsão.
- h) Para os demais estudos, as previsões de fator de potência, em cada condição de carga, devem estar aderentes aos valores verificados de fator de potência ou aos valores de operação do consumidor, no horizonte do estudo.
- Previsões de fator de potência diferentes dos valores informados nas solicitações e pareceres de acesso devem ser justificadas pelo consumidor.

4.2.2 Produtores independentes e autoprodutores signatários de CUST

Autoprodutores e produtores independentes com carga conectada à sua planta, signatários de CUST, deverão encaminhar suas previsões de carga e de despacho

de geração pelo SCPCB – Sistema de Consolidação da Previsão de Carga por Barramento, com atenção às instruções de preenchimento.

4.2.3 Agentes de Distribuição

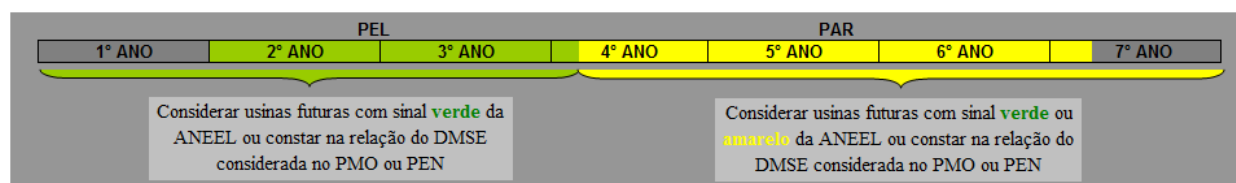
- a) As informações e atualizações de carga somente serão aceitas quando encaminhadas pelo SCPCB – Sistema de Consolidação da Previsão de Carga por Barramento. Este procedimento deverá ser realizado de modo que sejam evitadas alterações de previsões de carga pelos agentes durante a fase das simulações dos estudos elétricos. O aceite de alterações nesta fase depende do andamento das simulações e do cronograma de elaboração de cada estudo. Tanto os dados para os estudos do PAR como do PEL serão encaminhados conjuntamente através do sistema.
- b) Tendo em vista sua importância para a consolidação da carga, o agente deverá enviar texto com análise qualitativa a respeito das previsões de carga elaboradas (global e por barramento), contendo as premissas adotadas, também através do SCPCB. As variações mais significativas em relação às previsões dos estudos anteriores, acompanhadas de justificativas, bem como quaisquer outras informações que o agente julgar necessárias ao processo de consolidação de carga (vide modelo no ANEXO II).
- c) Ênfase especial será dada à previsão da carga reativa, sendo solicitado aos agentes o preenchimento obrigatório do tipo de dado **“Compensação Reativa”** com a informação dos bancos de capacitores e reatores não representados na rede de simulação e sua aderência com seu programa de obras.
- d) É necessário haver compatibilização da configuração da Rede de Simulação e Distribuição que afetem a carga representada. Assim é de fundamental importância a interação entre as áreas de estudos elétricos e de previsão de carga de cada agente, **previamente à elaboração das previsões**. Tal procedimento minimiza o retrabalho para os agentes e ONS.
- e) Para que uma obra de fronteira de uso exclusivo seja considerada no estudo é imprescindível a existência de solicitação de acesso ou autorização até o prazo de envio dos dados. Solicitação de acesso posterior a esta data será tratada caso a caso, sempre envolvendo a área de estudos elétricos. Para que novas subestações de uso compartilhado entre distribuidoras, sejam consideradas no estudo, é necessária existência de estudo de planejamento conduzido pela EPE, sem a necessidade de solicitação de acesso, por parte das distribuidoras envolvidas. O Ofício nº. 146/2004, SRT/ANEEL e Resoluções da ANEEL 67 e 68 de 2004 tratam da regulamentação deste tema.
- f) Os agentes deverão tomar como referência para fornecimento dos dados de carga, as datas previstas para novas obras de fronteira Rede Básica, autorizadas pela ANEEL ou data mais atual com a devida justificativa pelo

agente, conforme Anexo I do termo de referência. O agente deverá avaliar se as datas indicadas são compatíveis com o andamento das obras sob sua responsabilidade. Poderão, quando necessário, interagir com a área de estudos do ONS a respeito das datas informadas. Portanto, solicitamos que seja dada atenção especial ao preenchimento do tipo de dado “**Remanejamento**”, sendo preenchidas no campo observações as obras associadas, de acordo com o Anexo I. Com relação aos Remanejamentos em Contingência, as informações encaminhadas servirão como referência para área de estudo. Em caso de necessidade da utilização do remanejamento como medida operativa, o agente ficará ciente através dos relatórios dos estudos elétricos e instruções operativas. Adicionalmente, o agente deve informar a relação de subestações e consumidores que compõem cada barramento da Rede de Simulação por meio do tipo de dado “**SE Distribuição**” (apenas agentes dos subsistemas Norte e Nordeste).

- g) Os dados de carga verificados cadastrados pelos agentes no SAGIC servem de base de comparação em todos os horizontes de estudos elétricos. Portanto, é importante que os agentes mantenham essas informações atualizadas. O sistema SAGIC permite a correção dos dados de carga verificados fora dos prazos normais para cadastramento das informações.
- h) Para consumidores livres, potencialmente livres, autoprodutores, produtores independentes e geradores, quando conectados à Rede de Distribuição ou as Demais Instalações de Transmissão (DIT) da área de concessão do agente de distribuição, desde que não despachados de forma centralizada pelo ONS, a responsabilidade de envio da informação ao ONS é do agente de distribuição, que deverá considerar:
- Para as usinas conectadas à Rede de Distribuição ou as Demais Instalações de Transmissão da área de concessão do agente de distribuição (usinas não despachadas pelo ONS – Tipo 2 e Tipo 3 - que injetam energia nessas redes), os agentes deverão informar a previsão de seu despacho de geração. A previsão de geração de potência ativa não deverá ser abatida da carga do barramento. Os valores de previsão do despacho de geração deverão ser enviados pelo SCPCB, com atenção às instruções de preenchimento, vide Anexo V. Os agentes deverão também indicar o nome das usinas referente a cada barramento (planilha Caso Base do arquivo baixado através do SCPCB), e encaminhar junto as premissas do estudo através do SCPCB. A lista atualizada com o nome das referidas usinas constará como Anexo III do termo de referência da carga. Para que uma futura usina seja considerada no estudo, a mesma deverá ter o “sinal verde” – “Não existem impedimentos para entrada em operação (licença ambiental vigente e obras civis iniciadas e não interrompidas)” - da ANEEL ou constar na relação do DMSE considerada no PMO ou PEN, ou seja, não deverão existir impedimentos para sua entrada em operação. Para os

últimos anos do horizonte do estudo do PAR, conforme Figura 3, também devem ser consideradas as usinas com “sinal amarelo” – “Existem impedimentos para entrada em operação (obras não iniciadas, atraso na obtenção das licenças)” - da ANEEL. Para incluir ou retirar uma usina que não conste no Anexo III no estudo, a mesma deverá ser validada pelas áreas de estudo do ONS e dos agentes. No Anexo III deverão ser informados os limites de absorção e de geração reativa, conforme instruções do Anexo V.

Figura 3 – Considerações sobre usinas futuras, tipos II e III, no horizonte do PEL e do PAR



- No caso de usinas de autoprodutores, cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora, o agente de distribuição deverá enviar apenas a previsão de injeção líquida de geração em sua rede, a exceção dos autoprodutores cuja usina está representada na Rede de Simulação (ex.: Fibria na Escelsa, CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa MS).
 - No caso dos autoprodutores cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora e cuja unidade geradora está representada na Rede de Simulação (ex.: Fibria na Escelsa, CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa MS), o agente distribuidor deverá enviar ao ONS tanto a previsão de carga da unidade consumidora auto-suprida (em barramento separado e sem incluí-la em sua carga global) quanto à previsão de despacho total de geração da unidade geradora do autoprodutor.
- i) Destacamos a necessidade de que os agentes de distribuição dediquem atenção especial ao preenchimento dos tipos de dados “Carga Horó-Sazonal” e “Compensação Reativa”, no que se refere à compatibilidade destas cargas com a previsão da carga equivalentada no respectivo barramento da Rede de Simulação, bem como, à informação relativa ao “início do horário de ponta”. Estes dados são fundamentais para gerar as previsões por subsistema, com aplicação de dados de alteração do nível de carga (**DANC's**).
- j) Com relação à migração de consumidores livres da rede de distribuição para a rede básica, a partir da data mais provável prevista para essa migração (data essa a ser indicada pelo ONS), os agentes de distribuição não deverão considerar, em suas previsões, a carga de consumidores livres que já solicitaram acesso à rede básica.

- k) Além da carga considerando a evolução da configuração da rede de simulação, conforme detalhado no item 3.1.e, é solicitado aos agentes o envio de carga considerando o atraso de obras, com orientações específicas encaminhadas pelo ONS. Tal solicitação aos agentes será por demanda da área de estudos elétricos.
- l) Adicionalmente às previsões enviadas, as distribuidoras Eletropaulo, CPFL Piratininga, EDP SP e Elektro devem fornecer as previsões de carga máxima do litoral de São Paulo, do período nov-mar de cada verão. Esses dados serão objeto de uma solicitação à parte.
- m) Poderá ser solicitado aos agentes do subsistema Sul, previsões de carga para casos específicos para estudos de Carnaval, Final de Ano e Carga de Levante (irrigação) por demanda da área de estudos elétricos.

4.3 Rotinas de Consolidação

- a) Anexo ao termo de referência serão indicados pontos do sistema para destaque na análise. É indicado um refinamento das previsões, com atenção às variáveis que afetam os barramentos envolvidos, tais como, crescimento, participação do barramento na carga total da empresa, fator de potência, relação entre as condições de carga, coerência com os valores verificados e com previsão de estudos anteriores.
- b) Comparações entre previsões de estudos anteriores, bem como, com os valores verificados, atentando-se para diferenças percentuais, diferenças absolutas, crescimentos, sazonalidade, fator de potência, fator de participação do barramento e de agrupamentos de barramentos no total da carga, relações entre diferentes condições de carga. As planilhas do arquivo baixado através do SCPCB disponibilizam os dados de estudos anteriores e valores verificados para comparação. Para o ano em curso, o ONS considerará as informações encaminhadas pelos agentes por ocasião do envio da carga para os estudos elétricos das diretrizes para operação.
- c) Logo que os casos de fluxo de carga sejam montados, a área de estudos deverá enviar o CART correspondente para possibilitar que a área de carga efetue a comparação com a carga consolidada em formato ANAREDE.
- d) Produtos do processo de consolidação:
- Carga no formato ANAREDE para os estudos.
 - Curvas de carga de dia útil, sábado e domingo (por agente, subsistemas e SIN).
 - Arquivo com capacidade de remanejamento de carga entre barramentos por empresa.

- Comparação da carga dos arquivos do ANAREDE (CART) dos casos do estudo com a carga disponibilizada pelo processo de consolidação da carga.
- Relatório de consolidação dos Consumidores livres.
- Disponibilização de informações complementares para subsídio ao desenvolvimento dos estudos.
- Arquivo das grandes variações de carga por barramento entre os estudos.
- Informações do processo de Consolidação da carga para os relatórios das áreas de estudos.

4.4 Recursos Utilizados

Estão explicitados abaixo os recursos que integram o atual processo de consolidação:

- a) “TERMO DE REFERÊNCIA PARA CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DA CARGA”.
- b) “**MANUAL DE PREENCHIMENTO DOS DADOS PARA A CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA**”, para agentes de distribuição, para o PAR, PEL e diretrizes para a operação.
- c) **CPNE?Utilities** aplicativo para geração dos gráficos e tabelas com indicadores e respectivo **Manual** (já está incorporado à ajuda do aplicativo).
- d) **SCPCB** – Sistema de Consolidação de Previsão de Carga por Barramento - que em sua primeira fase possibilita a aquisição de arquivos com planilhas padronizados para preenchimento das previsões de carga por barramento e demais informações e a gravação, em base de dados, dessas previsões pelos agentes e possibilita a aquisição desses dados pelo ONS.
- e) Analise Gráfica Desvios aplicativo para análise dos desvios de carga por barramento ou agrupamento.
- f) Analisar Carga Geral aplicativo para realizar uma avaliação rápida sobre a coerência das previsões encaminhadas ao ONS, tanto da curva de carga quanto da carga por barramento.
- g) “**AGENTE Relatório de Análise.doc**” para interação com os agentes permitindo esclarecimentos sobre as previsões e destaques.
- h) Arquivos de totalização das previsões de curvas de carga “Subsistema_Curvas_Curto_Prazo_horizonte.xls” e “Subsistema_Curvas_PAR_horizonte.xls”.
- i) Arquivos de totalização das previsões dos barramentos “Subsistema_Curto Prazo_horizonte.xls” e “Subsistema_PAR_horizonte.xls”.

5 Anexos

5.1 ANEXO I – Datas estimadas de obras de fronteira da rede básica que afetam a previsão da carga

Tabela 3 - Lista de Novas Subestações de Fronteira dos Subsistemas N/NE

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data Contratual	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
Tarumã	230/138	EDAM	A licitar	Dez/24	Out/24
Parintins	230/138	EDAM	A licitar	Dez/24	Out/24
Juruti	230/138	Celpe	A licitar	Dez/24	Out/24
Jurupari	230/69	Celpe	A licitar	Dez/24	Out/24
Marituba	230/69	Celpe	Fev/22	Fev/22	Abr/22
Castanhal	230/138	Celpe	Fev/22	Fev/22	Abr/22
Tomé-Açu	230/69	Celpe	Ago/21	Ago/21	Out/21
Santana do Araguaia	230/138	Celpe	Fev/22	Mar/22	Abr/22
Tapajós	230/138	Celpe	Jul/22	Mai/20	Abr/20
Serra Pelada	500/138	Celpe	-	Mar/23(Erro! ! Fonte de referência não encontrada	Abr/23
Novo Progresso	230/138	Celpe	A licitar	Dez/24	Out/24
Palmas	230/138	Energisa TO	Dez/19	Dez/19	Dez/19
Chapadinha II	230/69	Cemar	Ago/21	Ago/21	Out/21
Caxias II	230/69	Cemar	Fev/21	Fev/21	Abr/21
São Luís IV	230/69	Cemar	Ago/22	Ago/22	Out/22
Colinas	230/138	Energisa TO	-	Set/21(Erro! ! Fonte de referência não encontrada.	Out/21
Dianópolis	230/138	Energisa TO	A licitar	Dez/24	Out/24
Boa Esperança II	230/69	ED Piauí / Cemar	Fev/21	Fev/21	Abr/21
Teresina II	230/69	ED Piauí	Fev/21	Ago/21	Out/21
Parnaíba III	230/138	ED Piauí	Set/21	Mar/23	Abr/23
Chapada I	230/138	ED Piauí / Celpe	-	Mar/22(Erro! ! Fonte de referência não encontrada	Abr/22
Ibiapina	230/69	Enel CE	Ago/13	Set/19 ⁽²⁾	Set/19 ⁽²⁾

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data Contratual	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
Acaraú II	230/69	Enel CE	Jun/12	Out/19 ⁽²⁾	Out/19 ⁽²⁾
Maracanaú II	230/69	Enel CE	-	Mar/22 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Abr/22
Pacatuba	230/69	Enel CE	-	Set/23 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Out/23
Currais Novos II	230/69	Cosern	Ago/21	Ago/21	Out/21
Caraúbas	230/69	Cosern	-	Set/23 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Out/23
João Pessoa II	230/69	Energisa PB	-	Mar/23 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Abr/23
Lagoa do Carro	230/69	Celpe	Set/21	Set/21	Out/21
Arcoverde II	230/69	Celpe	Ago/21	Ago/21	Out/21
Garanhuns II	230/69	Celpe	Ago/21	Ago/21	Out/21
Fiat Seccionadora	230/69	Celpe	Set/21	Set/21	Out/21
Santana	230/69	ED Alagoas	-	Mar/23 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Abr/23
Itabuna III	230/138	Coelba	-	Set/21 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Out/21
Alagoinhas II	230/69	Coelba	-	Mar/23 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Abr/23
Olindina	230/69	Coelba	A licitar	Dez/24	Out/24
Feira de Santana III	230/69	Coelba	-	Mar/22 ^{(Erro!} Fonte de referência não encontrada.	Abr/22

Atualização de acordo com a 7ª reunião do DMSE, de 18.07.2018.

- 1) Data estimada de acordo com o Edital do Leilão de Transmissão 002/2018. Empreendimento com pendência de assinatura de Contrato de Concessão.
- 2) ELs de 69 kV Ibiapina e Acaraú II estão com os Contratos de Conexão assinados com a CHESF desde 20/05/2016 e 28/11/2016, e com previsão de conclusão para Set/2019 e Out/2019, respectivamente.

Tabela 4 - Lista de Novas Subestações de Fronteira dos Subsistemas SE/CO

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
SE Nova Iguaçu – 1 x 900 MVA a ser conectada à rede de 500 kV através do seccionamento da LT 500 kV Grajaú - Zona Oeste e LT 500 kV Angra - São José	500/138	ISOLUX/Linhas de Taubaté Transmissora de Energia LTDA (LTTE)	Leilão ANEEL nº 004/2011	Data contratual para operação em 09/02/2014	Em operação
2º TR – 1 x 900 MVA da SE Nova Iguaçu	500/138	ISOLUX/Linhas de Taubaté Transmissora de Energia LTDA (LTTE)	Leilão ANEEL nº 6.079 de 11/10/2016	Data contratual para operação em 21/10/2018	Abr/20
Conclusão da substituição das fases na SE São José – 4 x 600 MVA	525/138/13,8	FURNAS	Resolução Autorizativa ANEEL nº 5.457 de 15/09/2015	Data contratual para operação em 21/05/2016	Em operação
4º TR de 225 MVA na SE Campos – 2 x 225 MVA e 1 x 400 MVA (limitado a 380 MVA)	346,5/138/13,8	FURNAS	Resolução Autorizativa ANEEL nº 4.481 de 17/12/2013	Data contratual para operação em 27/12/2015	Em operação
SE Lagos – 3 x 400 MVA a ser conectada à rede de 345 kV através do seccionamento da LT 345 kV Adrianópolis - Macaé Merchant	345/138	Zopone Engenharia e Comércio Ltda.	Leilão ANEEL nº 02/2018		Abr/22
3º TR de 400 MVA na SE Venda das Pedras – 2 x 400 MVA	345/138	ELECNOR/PTE	Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.012 de 30/08/2016	Data contratual para operação em 08/03/2019	Fev/19
SE Resende – 1 x 300 MVA a ser conectada ao sistema da ENEL através do seccionamento da LT 138 kV	500/138	ARTEON Z ENERGIA E PARTICIPAÇÕES LTDA	Leilão ANEEL nº 5/2016		Out/20

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
Resende – Itatiaia C1 e C2					
SE Linhares 2 – 1 x 150 MVA a ser conectada à rede de 230 kV através da nova LT 230 kV Mascarenhas – Linhares 2 e à rede de 138 kV através do seccionamento da LT 138 kV Linhares - João Neiva C1 e C2 existente	230/138	FURNAS	Leilão ANEEL nº 005/2009	Data contratual para operação em 12/07/2012	Em operação
SE São Mateus 2 – 1 x 150 MVA	230/138	EDP Transmissão S.A.	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/08/2020	Out/20
2º TR – 1 x 150 MVA na SE Verona – 1 x 150 MVA	230/138	-	Proposto no PAR ciclo 2016 - 2018, com base no estudo da EPE e está em fase de consolidação no MME	-	Out/23
4º TR - 400 MVA na SE Viana – 3 x 225 MVA	346,5/138 /13,8	FURNAS	Resolução Autorizativa ANEEL nº 5.148 de 31/03/2015	Data contratual para operação em 10/04/2017	Abr/19
2º TR – 900 MVA na SE Viana 2 – 900 MVA	500/345 kV	MGE	-	-	Out/23
SE João Neiva – 3 x 400 MVA	345/138	Interligação Elétrica Itaúnas S.A. (IEITAUNAS)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
5º TR de 400 MVA na SE Vitória – 4 x 225 MVA	346,5/138 /13,8	FURNAS	Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.189 de 07/02/2017	Data contratual para operação	Abr/20

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
				em 13/02/2020	
SE Rio Novo do Sul – 2 x 400 MVA a ser conectada à rede de 345 kV através do seccionamento da LT 345 kV Campos - Viana e LT 345 kV Campos – Vitória e à rede de 138 kV através do seccionamento da LT 138 kV Cachoeiro do Itapemirim – Guarapari C1, C2 e C3)	345/138	Empresa Transmissora Capixaba S.A. (ETC)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 27/06/2019	Out/19
SE Rio Novo do Sul – 1050 MVA	500/345	Transmissora Caminho do Café S.A. (TCC)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
LT Mutum – Rio Novo do Sul	500	Transmissora Caminho do Café S.A. (TCC)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
LT Mesquita – João Neiva 2	500	Empresa Sudeste de Transmissão de Energia S.A. (ESTE)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
SE João Neiva 2 – 1050 MVA	500/345	Empresa Sudeste de Transmissão de Energia S.A. (ESTE)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
SE João Neiva 2 – 3X400 MVA	345/138	Interligação Elétrica Itaúnas S.A. (IEITAUNAS)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
LT João Neiva 2 – Viana 2	345	Interligação Elétrica Itaúnas S.A. (IEITAUNAS)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
CER João Neiva 2 (-150/+150) MVar	345	Interligação Elétrica Itaúnas S.A. (IEITAUNAS)	Leilão ANEEL nº 013/2015	Data contratual para operação em 09/02/2022	Abr/22
SE Terminal Rio	500	XRTE	Leilão ANEEL nº 07/2015	Data contratual para operação em 02/12/202	Dez/19
LT Terminal Rio – Nova Iguaçu CD	500	XRTE	Leilão ANEEL nº 07/2015	Data contratual para operação em 02/12/202	Dez/19
SE Goiânia Leste 4º TR de 50 MVA	230/13,8	CELG GT	REA 4417 05/11/2013	Em operação	Dez/19
SE Paranaíba 3º TR de 50 MVA	230/69	CELG GT	REA 4891 29/10/2014	23/12/2018	Dez/19
SE Planalto Substituição dos 2 TR 42 MVA por 3 TR 50 MVA	230/69	CELG GT	REA 5444 01/09/2015	03/11/2018	Dez/19
SE Anhanguera 2º TR de 50 MVA	230/69	CELG GT	REA 4891 29/10/2014	15/12/2019	Dez/19
SE Anhanguera 3º TR de 225 MVA	230/138	CELG GT	-	Jun/21	Abr/21
SE Xavantes 4º TR de 150 MVA	230/138	CELG GT	REA 4891 29/10/2014	08/09/2019	Dez/19
SE Palmeiras 3º TR de 50 MVA	230/69	CELG GT	REA 4891 29/10/2014	26/03/2019	Dez/19
SE Firminópolis 2º TR de 150 MVA	230/138	CELG GT	REA 5444 01/09/2015	21/04/2019	Dez/19
SE Edéia 2º TR de 150 MVA	230/138	TRANSENERGIA	REA 5657 23/02/2016	29/12/2019	Dez/19
Se Brasília Leste	500/138	Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia	Leilão 02/2013	Em operação	Dez/19

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
SE C. Dourada Substituição do ATR1 por 1 TR de 120 MVA	230/138	CELG GT	REA 6800 21/12/2017	29/12/2019	Dez/19
SE Itapaci Novo setor com 1 TR de 100 MVA	230/138	CELG GT	-	Jun/21	Abr/21
SE Carajás 3º TR de 225 MVA	230/138	CELG GT	-	Jun/21	Abr/21
SE Corumbá 3º TR de 75 MVA	345/138	FURNAS	-	Jun/23	Abr/23
SE Rio Claro 2 Nova subestação com 2 TR de 100 MVA	230/138	Consórcio Lux Luz	Leilão 002/2018	Set/22	Out/22
SE Braúnas 230/138 kV – 160 MVA e 230/161/138 kV – 160 MVA que será integrada ao SIN a partir do seccionamento da LT 230 kV Itabira 2 - Porto Estrela	230/138 e 230/161/138	Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.	Leilão 005/2015 – Lote A	Mar/21	Abr/21
SE Timóteo 2 230/69 kV - 60 MVA	230/69	Empresa de Transmissão Timóteo-Mesquita LTDA	Leilão 005/2015 – Lote A	Mar/21	Abr/21
SE João Monlevade 4 230/69 kV - 75 MVA que será integrada ao SIN a partir do seccionamento da LT 230 kV Itabira 2 - João Monlevade 2	230/69	Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.	Leilão 005/2015 – Lote A	Mar/21	Abr/21
SE Janaúba 3 230/138 kV - 225 MVA	230/138	Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.	Leilão 005/2015 – Lote A	Mar/21	Abr/21
SE Varginha 4 345/138 kV que será integrada ao SIN a partir do seccionamento da LT 345 kV Furnas - Itutinga C2	345/138	Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.	Leilão 005/2015 – Lote A	Mar/21	Abr/21
2º transformador 345/138 kV - 400	345/138	FURNAS	REA 1938 02/06/2009	Nov/18	Dez/19

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
MVA na SE Mascarenhas de Moraes					
SE Jaíba 230/138 kV – 2 x 100 MVA	230/138	STERLITE POWER GRID VENTURES LIMITED	Leilão 002/2018 Lote 20	21/09/2022	Out/22
SE Neve 1 – Instalação de dois bancos AT (6+1) x 250 MVA em substituição aos TR trifásicos T3, T4 e T5 de 300 MVA	500/138	CEMIG-GT	ReA 5596/15	31/08/2021	Out/21
SE Pimenta – Substituição dos 2 AT 150 MVA por 2 bancos AT (6+1) x 100 MVA	345/138	CEMIG-GT	ReA 6799/2017	30/04/2021	Abr/21
SE Barreiro – Substituição dos quatro bancos AT de 150 MVA por dois bancos AT de (6+1) x 225 MVA	345/138	CEMIG-GT	ReA 6578/2017	31/10/2025	Out/25
SE Juiz de Fora Substituição dos três transformadores trifásicos de 150 MVA por dois bancos monofásicos de (6+1) x 125 MVA	345/138	CEMIG-GT	Proposta no PAR 2016-2018	01/12/2023	Out/23
SE Governador Valadares 2 – Substituição dos bancos AT de 33 MVA por dois de 50 MVA	230/13,8	CEMIG-GT	Proposta no PAR 2016-2018	01/12/2023	Out/23
SE Governador Valadares 2 – Substituição dos três bancos AT de 13 MVA por dois de 40 MVA	138/69	CEMIG-GT	Proposta no PAR 2016-2018	01/12/2023	Out/23
SE Betim 6 – 2 X 300 MVA	345/138	Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.	Leilão 005/2015 Lote A	Mar/21	Abr/21

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
SE Uberlândia 10 – Nova subestação com um AT de 225 MVA.	345/138	-	-	01/12/2024	Out/24
SE Araxá 3 - Nova subestação com um AT de 300 MVA	345/138	-	-	01/12/2024	Out/24
SE Monte Alegre de Minas 2 – Nova subestação com um AT de 150 MVA	345/138	-	-	01/12/2024	Out/24
SE Leopoldina 2 – Nova subestação com dois AT de 150 MVA	345/138	-	-	01/12/2024	Out/24
SE Padre Fialho – 2º AT de 150 MVA	345/138	-	-	01/12/2024	Out/24
SE COLETORA PORTO VELHO - 100 MVA	230/69	Cobra Brasil Serviços Comunicações e Energia	Leilão nº005/2016 em 24/04/2017	2022	Out/22
SE JARU - (3+1) x 16,7 MVA	230/138	Cobra Brasil Serviços Comunicações e Energia	Leilão nº005/2016 em 24/04/2017	2022	Out/22
SE FEIJÓ – 30 MVA	230/69	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Leilão nº007/2013 em 14/11/2013	Abr/2020	Abr/20
SE CRUZEIRO DO SUL – 2x30 MVA	230/69	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Leilão nº007/2013 em 14/11/2013	Abr/2020	Abr/20
SE CANARANA - (3+1) x 40 MVA	230/138	CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	Leilão Aneel 013/2015	2020	Abr/20
SE PARANAÍTA - (3+1) x 50 MVA	500/138	GEOGROUP PARANAÍTA TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	Leilão Aneel 013/2015	2019	Jun/19
5º. Banco de transformadores 345/88 kV – 400 MVA na SE Norte	345/88	ISA CTEEP	REA 6121 23/11/2016	Dez/18	Fev/19

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
SE Água Azul 440/138 kV – 2x300 MVA	440/138	SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL	Leilão nº013/2015 em 13/04/2016	Mar/2019	Abr/19
Substituição por unidade de 138/88 kV - 60 MVA e obras para operação com barra única em 88 kV na SE Itapetininga II	138/88	ISA CTEEP	REA 6893 11/03/2018	Mar/20	Abr/20 (pode afetar distribuição de cargas da Elektro e CPFL)
SE Domênico Rangoni 345/138 kV – 2x400 MVA	345/138	ELTE	Leilão 001/2014 em 09/05/2014	Sem Previsão	Sem Previsão (não afeta a distribuição de carga, sendo somente mais um ponto de atendimento)
SE Manoel da Nóbrega 230/138/88 kV – (2+1)x225 MVA	230/138/88	ELTE	Leilão 001/2014 em 09/05/2014	Sem Previsão	Sem Previsão
SE Porto Colômbia 345/138 kV – 400 MVA	345/138	FURNAS	REA 6198 12/02/2017	Set/19	Dez/19
SE Rosana 230/138 kV – 2x250 MVA	230/138	IE TIBAGI	Leilão 005/2016 em 24/04/2016	Ago/21	Out/21 (não afeta a distribuição de carga, sendo somente mais um ponto de atendimento)
SE Baguaçu 440/138 kV – 2x300 MVA	440/138	IE AGUAPEÍ	Leilão 005/2016 em 24/04/2016 (a IE AGUAPEÍ sinalizou com a perspectiva de antecipação, a depender de tratativas com a CPFL acerca da nova conexão para	Ago/21	Out/21 (remaneja cargas na região de Araçatuba)

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
			atendimento a Araçatuba)		
SE Alta Paulista 440/138 kV – 2x400 MVA	440/138	IE AGUAPEÍ	Leilão 005/2016 em 24/04/2016 (a IE AGUAPEÍ informou em CT/EP/0128 0/2018 a perspectiva de antecipação para agosto de 2020, a ser confirmada pelo DMSE)	Ago/21	Out/21 (não afeta a distribuição de carga, sendo somente mais um ponto de atendimento)
Substituição de 3 TR 230/88 kV - 60 MVA por 3 TR 100 MVA na SE Aparecida	230/88	ISA CTEEP	Proposta no PAR ciclo 2017 - 2019, com base no estudo da EPE, incluída no POTEE 2017/2016 e aguardando autorização da ANEEL	Sem Previsão	Abr/22 (remaneja cargas da EDP São Paulo atualmente alimentadas na SE Santa Cabeça 88 kV)
Substituição de 2 TR 138/88 kV - 20 MVA por 1 TR 40 MVA na SE Botucatu	138/88	ISA CTEEP	Proposta no PAR ciclo 2018 - 2020, com base no estudo da EPE, incluída no POTEE 2017/2016 e aguardando autorização da ANEEL	Sem Previsão	Sem Previsão (não afeta a distribuição de carga)
2º. Banco de transformadores 440/138 kV – 300 MVA na SE Mirassol II	440/138	IE PINHEIROS	Proposta no PAR ciclo 2015 - 2017, com base no estudo da EPE, incluída na Consolidação o 2015 e	Sem Previsão	Sem Previsão

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e)]
			aguardando autorização da ANEEL		
2º. Banco de transformadores 440/138 kV – 300 MVA na SE Getulina	440/138	IE PINHEIROS	Proposta no PAR ciclo 2016 - 2018, com base no estudo da EPE, incluída no POTEE 2017/2016 e aguardando autorização da ANEEL	Sem Previsão	Sem Previsão
2º. Banco de transformadores 440/138 kV – 300 MVA na SE Água Vermelha	440/138	ISA CTEEP	Proposto no PAR ciclo 2019 - 2023, com base no estudo da EPE, e aguarda consolidação pelo MME	Sem Previsão	Sem Previsão (não afeta a distribuição de carga)
SE São Miguel 345/88 kV – 3x400 MVA	345/88	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	Out/24 (envolverá remanejamento de cargas da Eletropaulo)
SE São Caetano do Sul 345/88 kV – 3x400 MVA	345/88	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	A licitar (estudos EPE em finalização – Relatório R1)	Out/24 (envolverá remanejamento de cargas da Eletropaulo)
Substituição de 3 disjuntores, 3 seccionadoras e 3 TCs no pátio de 88 kV da SE Sul 345/88 kV (visa a possibilitar operação com barramento de 88 kV fechado)	88	ISA CTEEP	Proposta no Volume I Tomo 3 do PAR ciclo 2018 - 2020, com base no estudo da EPE e análises complementares da ISA CTEEP	Sem previsão	Out/22 (remaneja cargas da Eletropaulo)

Tabela 5 - Lista de Novas Subestações de Fronteira do Subsistema Sul

Subestações de Fronteira	Tensão (kV)	Agente	Data de Outorga	Data Estimada	Data a Considerar [Item 3.1e]]
Jardim Botânico	230/69	CEEE-D	Jul/13	Ago/18	Ago/18
Restinga	230/69	CEEE-D	Jul/13	Set/18	Set/18
Candelária 2	230/69	RGE-Sul	Jul/13	Fev/19	Fev/19
Capivari do Sul	230/138	CEEE-D	Mar/18	Ago/22	Out/22
Porto Alegre 1	230/69	CEEE-D	Mar/18	Ago/22	Out/22
Torres 2	230/69	CEEE-D	Jun/20	Jun/20	Abr/20
Lajeado 3	230/69	Certel	Ago/22	Ago/22	Out/22
Vinhedos	230/69	RGE	Ago/22	Ago/22	Out/22
Cachoeirinha 3	230/138	RGE Sul	A licitar	-	Out/24
Vila Maria	230/138	RGE/Coprel	Mar/18	Ago/22	Out/22
Cruz Alta 2	230/69	RGE	Mar/22	Mar/22	Abr/22
Tubarão Sul	230/138	Celesc	Jun/20	Jun/20	Abr/20
Tubarão Sul	230/69	Celesc	Jun/20	Jun/20	Abr/20
Ratones	230/138	Celesc	Set/23	Set/23	Out/23
Joinville Sul	230/138	Celesc	A licitar	-	Out/24
Itajaí 2	230/138	Celesc	A licitar	-	Out/24
Jaguará do Sul	230/138	Celesc	A licitar	-	Out/24
Indaial	230/138	Celesc	A licitar	-	Out/24
Andirá Leste	230/138	Copel-GT	Set/19	Set/19	Set/19 (remaneja cargas atualmente alimentadas na SE Salto Grande 88 kV)
Medianeira	230/138	Copel-D	Set/19	Set/19	Set/19
Curitiba Centro	230/138-69	Copel-D	Set/19	Set/19	Set/19
Londrina Sul	230/138	Copel-D	Ago/21	Ago/21	Out/21
Paranavaí Norte	230/138	Copel-D	Ago/22	Ago/22	Out/22
Guarapuava Oeste	230/138	Copel-D	Mar/23	Mar/23	Abr/23
União da Vitória Norte	230/138	Copel-D	Mar/23	Mar/23	Abr/23
Castro Norte	230/138	Copel-D	Mar/23	Mar/23	Abr/23
Irati Norte	230/138	Copel-D	Mar/23	Mar/23	Abr/23
Paraíso 2	230/138	Energisa MS	Set/17	Sem Previsão	Out/24
Dourados 2	230/138	Energisa MS	Ago/22	Ago/22	Out/22

5.2 ANEXO II - Agentes de Distribuição - Roteiro para elaboração do texto de premissas e análise qualitativa - previsões de carga

1. Previsão da Demanda Global

- a) Comentar a **metodologia e critérios** utilizados para obtenção das previsões de **demanda global** (utilização de modelos, abertura mensal, utilização de fator de carga, consideração de indicadores econômicos, consideração de variáveis meteorológicas, entrada/saída de grandes consumidores, migração consumidores de/para rede básica, particularidades das regiões elétricas da área de concessão, particularidades dos mercados residencial, comercial e industrial, e outras informações);
- b) Comentar as eventuais **diferenças** das previsões das **demandas máximas mensais** em relação às previsões dos dados do PEN.
- c) Comentar as **taxas de crescimento** da **demanda máxima anual** dentro do horizonte do estudo e em relação ao verificado:
 - Taxas de crescimentos do estudo;
 - Aderência com as taxas de crescimento históricas;
 - Diferenças em relação às taxas de crescimento do estudo imediatamente anterior;
- d) Comentar a metodologia e critérios utilizados para obtenção da **sazonalidade da demanda máxima**, indicando o período histórico utilizado e destacando ajustes efetuados, expurgo de atipicidades, consideração de novas tendências e entrada de grandes blocos de carga. Comentar diferenças da sazonalidade entre o estudo atual e o imediatamente anterior e à sazonalidade média histórica.
- e) Comentar as **diferenças** das previsões entre o estudo atual e o imediatamente anterior e em relação ao **Verificado** a partir da análise da **carga total dos barramentos** (MW, Mvar e fator de potência, por condição de carga). Verificar alterações de picos e vales, comportamento sazonal, posição relativa das condições de carga, entrada/saída de blocos de carga, entrada/saída de compensação reativa, mudanças de nível.
- f) Comentar **variações significativas** (diferença de MW ou %, fator de potência, relações de carga e crescimentos) das previsões entre o estudo atual e o imediatamente anterior a partir da análise da **carga total dos barramentos**. Verificar eventuais inconsistências, valores “fora da média” ou atípicos.
- g) Comentar as variações das **Relações de Carga** (relações entre as demandas das condições de carga, tendo como referência a demanda da condição de carga pesada de dias úteis) **previstas e verificadas**.
- h) Comentar como foi projetada a **curva de carga global** prevista (metodologia / período utilizado), destacando ajustes efetuados, expurgo de atipicidades, consideração de

feriados regionais, consideração de novas tendências e destacar as principais diferenças entre o estudo atual e o imediatamente anterior.

2. Carga por Barramento

- a) Comentar **metodologia** e os critérios utilizados para obtenção das previsões de carga por barramento. Caso utilizada uma metodologia “top-down” (desagregação) indicar qual distribuição de carga foi utilizada como ponto de partida (“semente”): dado verificado (indicar anos/meses, ajustes) ou dado previsto (indicar estudo, anos/meses, ajustes);
- b) Comentar as **principais variações de carga** em relação aos sucessivos ciclos de estudos:
 - Remanejamentos (obras ou operativos): novos, adiantados, postergados, excluídos;
 - Entrada, ampliação e retirada de carga: novas, adiantadas, postergadas, excluídas;
 - Ajustes ou correção de previsão.
- c) Comentar as principais **variações de fator de potência** em relação aos sucessivos ciclos de estudos:
 - Remanejamentos (obras ou operativos): novos, adiantados, postergados, excluídos;
 - Entrada, ampliação e retirada de carga: novas, adiantadas, postergadas, excluídas;
 - Bancos de capacitores instalados nas subestações de Distribuição: novos, adiantados, postergados, excluídos, ou haja alteração na operação do banco.
 - Ajustes ou correção de previsão.
- d) Citar a **entrada, ampliação e retiradas de carga**, explicitando a data e o barramento da Rede de Simulação associado (verificar se o tipo de dado “Carga Horo-Sazonal” foi atualizado) e destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.
- e) Comentar os **remanejamentos definitivos** (verificar se o tipo de dado “remanejamento” foi atualizado) e destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.
- f) Para agentes do NNE, citar a relação de **subestações que compõem cada barramento** da Rede de Simulação envolvido (verificar se o tipo de dado “SE Distribuição” foi atualizado).
- g) Comentar como foi projetado o fator de potência dos barramentos, a influência do plano de obras da subtransmissão. Informar o cronograma de obras de novos **bancos de capacitores instalados** nas subestações de Distribuição (indicar mês e ano). Verificar se o tipo de dado “compensação reativa” foi atualizado e/ou indicar nova representação de bancos na rede de simulação. Destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.

3. Pontos do sistema para destaque na análise

Comentar os pontos do sistema para destaque na análise, estabelecidos no ANEXO IV em conjunto com as áreas de estudos elétricos.

4. Estimativa de perdas da Rede de Simulação

Comentar os critérios utilizados para obtenção das previsões das perdas da Rede de Simulação.

5. Cronograma de obras de usinas tipos II e III futuras consideradas no estudo.

Comentar as usinas futuras consideradas no horizonte do estudo informando a previsão de data de entrada em operação:

- Usinas consideradas nas previsões do estudo com data de previsão igual a do Anexo III;
- Usinas consideradas nas previsões do estudo com data de previsão diferente a do Anexo III (justificar);
- Usinas do Anexo III não consideradas nas previsões do estudo (justificar);
- Usinas consideradas nas previsões do estudo, mas que não constam do Anexo III (justificar).

6. Conclusões e Comentários Adicionais que o Agente julgar necessário.

5.3 ANEXO III – Lista atualizada das usinas não despachadas pelo ONS

Conforme arquivo “[ANEXO III Lista Usinas.xls](#)”.

5.4 ANEXO IV – Pontos do sistema para destaque na análise

Foram estabelecidos em conjunto com as áreas de estudos elétricos pontos do sistema para destaque na análise. É indicado um refinamento das previsões, com atenção às variáveis que afetam os barramentos envolvidos, tais como, crescimento, participação do barramento na carga total da empresa, fator de potência, relação entre as condições de carga, coerência com os valores verificados, com os valores do MUST e com previsão do PAR e do PEL anterior:

Nordeste e Norte:

- Barramentos de Guamá, Utinga, Miramar II, Santa Maria 138 kV e 69 kV, Marituba, , Subestações do Tramoeste (Fluxo na LT 230 kV Altamira – Transamazônica - Rurópolis),, São Luis I, São Luis III, São Luis IV, Imperatriz 69 kV, Porto Franco 69 kV e 138 kV, Coelho Neto 69 kV, Peritoró 69 kV, Miranda II 69 kV e 138 kV, Encruzo Novo 69 kV, Miracema, Palmas, Piripiri 69 kV e 138 kV, Picos, São João do Piauí, Eliseu Martins, Boa Esperança, Teresina 69 kV e 13,8 kV, Teresina III, Teresina II, Aquiraz II, Pici II, Fortaleza, Delmiro Gouveia, Maracanaú, Icó, Natal II, Natal III, Extremoz II, Mossoró II, Currais Novos II, Pau Ferro, Mirueira, Miruera II, Bongí 69 kV e 13,8 kV, Jaboatão II, Goianinha, Pau Ferro, Angelim, Tacaimbó, Bom Nome 69 kV e 138 kV, Maceió, Maceió II, Rio Largo II, Itabaiana 69 kV, Jardim, Nossa Senhora do Socorro, Pituaçu, Matatu 69 kV e 11,9 kV, Narandiba, Pirajá, Pólo, Camaçari II, Cotegipe, Catu, Governador Mangabeira, Cícero Dantas, Eunápolis, Teixeira de Freitas II, Funil, Poções II, Brumado 69 kV e 138 kV, Barreiras 69 kV e 138 kV, Rio Grande II, Bom Jesus da Lapa 69 kV, Irecê 69 kV e 138 kV, Senhor do Bonfim Irecê 69 kV e 138 kV, Juazeiro da Bahia II, Juazeiro da Bahia III, Senhor do Bonfim 69 kV e 138 kV.
- Barramentos compartilhados por mais de um Agente: Angelim 69 kV, Penedo 69 kV, Goianinha 69 kV, Teresina 69 kV, Boa Esperança 69 kV, Imperatriz 69 kV, Porto Franco 138 kV, Juazeiro da Bahia II 69 kV, Itabaianinha 69 kV, Icó 69 kV, Abaixadora 69 kV, Zebu II 69 kV, Coelho Neto 69 kV, Laranjal 69 kV (carregamento de transformadores).
- Barramentos de subestações que possuem anéis em 69 kV das áreas metropolitanas de Salvador e Fortaleza e anéis em 138 kV das áreas do extremo sul da Bahia (carregamento de transformadores).
- Atenção especial à data de entrada em operação das novas subestações na rede de distribuição do Amazonas, principalmente as que remanejam carga entre os subsistemas Manaus, Mauá, Lechuga e Jorge Teixeira: SEDs Centro, Distrito 3, Amazonas, Itacoatiara, Silves Dois, Itapiranga,

Irlanduba Dois, Manacapuru Dois, Rio Preto da Eva, Parque Dez, Santa Etelvina, Distrito 4, Jaraqui Dois, Ponta Negra Dois, Parintins.

Sudeste e Centro-Oeste

Minas Gerais

- Desconsiderar consumidores livres com parecer de acesso emitido há mais de 1 ano e que não assinaram CUST;
- Atentar para cenário de geração na distribuição, compatível com o mesmo período de previsão de carga, especialmente no Triângulo Mineiro e na área de concessão da Energisa MG;
- Assegurar que todos os pontos de declaração de carga na rede básica e DIT tenham respaldo nos respectivos pareceres de acesso emitidos pelo ONS.
- Atentar para o período de menor carga da CEMIG na região Norte de Minas Gerais (geralmente entre as 16ª e 19ª hora). Esses dados serão utilizados para o estudo de controle de tensão da área Norte.
- Atenção especial à carga (parcelas ativa e reativa) e a geração das PCHs na área da Energisa-MG, dado que nos estudos são verificados problemas de subtensão em contingência nos barramentos dessa distribuidora.
- Atenção especial para toda a geração conectada no sistema de distribuição da CEMIG, dado que hoje em dia existem diferenças entre a representação nos casos de estudo e nos valores observados no REGER.
- Atenção especial às cargas dos consumidores livres conectados na região Norte e na malha Leste de Minas Gerais.
- Região do Triângulo Mineiro, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para as novas subestações de fronteira Monte Alegre de Minas 2, Araxá 3 e Uberlândia 10.
- Região da Mantiqueira, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para a nova subestação de fronteira Leopoldina 2.

São Paulo

- Vale do Paraíba do Sul, em São Paulo: basicamente, corresponde às cargas da Bandeirante atendidas pelas subestações Mogi, São José, Taubaté, Aparecida, Santa Cabeça e também a carga da SE Nordeste.
- Área Litoral de São Paulo (barramentos: Ubatuba, Massaguaçu, Caraguatatuba, Ilha Bela, São Sebastião, Maresias, Boissucanga, Barra do Uma, Bertioxa 1, 2, 3 e 4, Guaratuba, Guarujá 1, 2, 3 e 4, Dow Química,

Santos Brasil, Vicente de Carvalho, Bunge, Vale Fosfatados, Embraport, Baixa Santista, Parelheiros, Mongaguá, Itanhaém 1, 2 e 3, Peruíbe, Pedro de Toledo, Iguape, Pariquera Açú, Sete Barras, Registro, Miracatu e Juquiá).

- Sul de São Paulo/Norte do Paraná (Capão Bonito, Itararé, Botucatu, Xavantes, Assis, Salto Grande, Paraguaçu, Presidente Prudente e cargas entre Tietê e Itapetininga II – Cerquillo, Cesário Lange, Ferro Ligas, Boituva, Zanchetta, Tatuí, Guardian, Santista Têxtil, Itapetininga9, Angatuba, Céu Azul, Klabin, Vista Alegre).
- Barramentos de 88 kV, em São Paulo: Anhanguera, Bandeirantes, E. Souza, Pirituba, Nordeste, Piratininga, M. Fornasaro, Baixada Santista Sul 1 e 2, Norte 1 e 2 e região, parcelas ativa e reativa da carga.
- Região de Campinas e Ribeirão Preto, parcelas ativa e reativa da carga.
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTE a biomassa em áreas de concessão da CPFL:
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTE a biomassa em áreas de concessão da ELEKTRO:
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTEs a biomassa em áreas de concessão da ENERGISA Sul/Sudeste:
- Assegurar que os novos pontos de declaração de carga na rede básica e DIT tenham respaldo nos respectivos pareceres de acesso emitidos pelo ONS.
- Considerando as limitações e especificidades das regras na REN666/2015 sobre valores de MUST devem ser comparados os valores de carga prevista com os valores de MUST para identificação de eventuais inconsistências entre os valores. Previsões de carga superiores ao MUST deverão ser apontadas/justificadas pelas distribuidoras.
- Representar corretamente as cargas em subestações com secundário segregado, nas SE Bandeirantes 34,5 kV, Miguel Reale 20 kV e Centro 20 kV. A Eletropaulo deverá representar a distribuição das cargas em cada seção ou lado de BT dos transformadores sendo, para isso, necessário consultar a ONS para a criação de novas barras.

Porém na reunião do dia 16/08/2017 a Eletropaulo informou que em função da inviabilidade das ferramentas atuais não é possível segregar a previsão de carga dos barramentos 3429 (CENTRO---020), 3440 (M.REALE---020) e 3494 (BANDEIRA-034), em diversas barras secundárias.

- Manter a representação das cargas ao longo da LT 88 kV Henry Borden - Baixada Santista de forma não equivalentada, apontando os montantes

individuais para: SE Aga, SE Petrocoque, SE Petrobras Coque II, SE Petrobras Refinaria, SE Ultrafértil Cubatão, SE Pedro Taques, SE Praia Grande Ocian, SE Mongaguá (Elektro), SE Praia Grande e SE Henry Borden.

- Representar corretamente as cargas nos transformadores DIT que atendem diretamente cargas das distribuidoras de São Paulo, apontando as transferências de carga a serem realizadas ao longo do ciclo:

TR 138/69 kV da SE Dracena (Elektro)

TR 138/69 kV da SE Flórida Paulista (Elektro)

TR 138/69 kV da SE Jales (Elektro)

TR 138 / 69 kV da SE Votuporanga II (Elektro)

TR 138/69 kV Itararé II (Elektro)

TR 138/69 kV Registro (Elektro)

TR 138/13,8 kV Peruíbe (Elektro)

TR 138/69 kV Ubarana (Elektro, Energisa e CPFL)

TR 138/13,8 kV Vicente de Carvalho (Elektro)

TR 138/69 kV Barra Bonita (CPFL)

TR 138/69 kV Penápolis (CPFL)

- Tendo em vista a evitar que a injeção de potência ativa pelas usinas a biomassa no SIN seja incorretamente representada nos casos de verão (entressafra), será considerado pelo ONS o período de dezembro a março ao fornecer para a montagem dos casos do PAR as cargas por barramento de verão, P, M e L, das seguintes empresas: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, , CPFL Santa Cruz, ELEKTRO, ENERGISA Sul/Sudeste.

Rio de Janeiro e Espírito Santo

- Área Rio de Janeiro/Espírito Santo, parcelas ativa e reativa da carga em função do verão. Verificar sazonalidade dos grandes consumidores da área.
- Área Rio de Janeiro: Carga geral da Light e, especificamente, a carga reativa da Enel-RJ.
- Detalhamento da carga da região Metropolitana do Rio de Janeiro
- Detalhamento da carga da região norte, centro (Grande Vitória) e sul do Espírito Santo (EDP ES).

- Atenção especial à carga da região de Campos, da SE Rocha Leão (Região dos Lagos) e Metropolitana de Niterói no Rio de Janeiro (Enel-RJ).
- Atenção especial à carga da região de Resende no Rio de Janeiro (Enel-RJ).
- Atenção especial à carga da Região Sul do Espírito Santo (EDP ES).
- Atenção especial à carga da CSN no sistema de distribuição da Light uma vez que este consumidor não mais migrará para a Rede Básica. Qualquer aumento de carga, solicitado pelo consumidor, em relação ao valor atual medido deve ser analisado com antecedência, de forma a verificar se o sistema de distribuição e transformações de fronteira tem margem para atender.

Mato Grosso

- Mato Grosso – Energisa MT (incorporação de cargas oriundas do sistema isolado; várias PCH). Neste caso a atenção por barramento é desejada. Atenção especial à geração de PCHs da região de Rondonópolis, Lucas do Rio Verde, Sorriso, Sinop e Coxipó.
- Pedir informações a respeito da UTE Beija Flor que estava prevista para região de Nova Mutum.
- Atenção especial à previsão das cargas ativas e reativas das SE Rondonópolis, Várzea Grande e Coxipó.
- Atenção especial à previsão da carga da região norte de Mato Grosso – SE Sinop, SE Sorriso e SE Lucas do Rio Verde.
- Detalhamento da carga da região metropolitana de Cuiabá
- Atenção como um todo da previsão tendo em conta divergências quanto aos valores de MUST contratados e ao principal centro de carga – Cuiabá.
- Atenção especial à previsão das cargas ativas e reativas da SE Barra do Peixe.

Goiás e Distrito Federal

- Previsão em geral da CEB, Região de Brasília e Samambaia, parcelas ativa e reativa da carga.
- Região de Goiânia, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para a carga média de verão e para as transferências de carga ocasionadas por obras da rede de distribuição.

- Região Sudoeste de Goiás, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para as transferências de carga ocasionadas por obras da rede de distribuição (por exemplo a LD 138 kV Coletora Mineiros – Mineiros) e para a nova subestação de fronteira Rio Claro 2.
- Atenção especial ao abastecimento à região de Anápolis / Distrito Agroindustrial de Anápolis (DAIA), atualmente suprida pela SE PIRINEUS-CELG GT. Possibilidade da industrialização regional sofrer uma expansão devido principalmente aos impactos inter-regionais provocados pela Extensão Sul FERROVIA NORTE – SUL, que terá porto seco na região.
- Atenção especial à previsão de carga pesada de sábado da Enel GO.
- Atenção à carga e ao fator de potência do consumidor livre Anglo American, conectado à SE Barro Alto.
- Atenção especial ao aumento de carga da região de Corumbá.
- Atenção à distribuição de carga na subestação de Goiânia Leste após a tomada de carga no 4º transformador nesta SE, prevista para ocorrer ainda em 2018.

Acre e Rondônia

- Incorporação de novas cargas oriundas de sistemas isolados; Atenção especial quanto aos valores de MUST contratados.
- Atenção à geração de PCHs de Rondônia.
- Barramentos de carga e geração dessa área.
- Atenção como um todo da previsão tendo em conta divergências quanto aos valores de MUST contratados e ao principal centro de carga – Porto Velho.
- Atenção especial à previsão de carga da região de Rio Branco.
- Atenção ao abatimento de bancos de capacitores/compensação reativa na representação da carga, assim como ao fator de potência após equivalente de rede realizado no último PAR/PEL.

Sul e Mato Grosso do Sul

- Área Leste de Santa Catarina, parcela reativa da carga e dependência de despacho térmico.
- Área Norte e Vale do Itajaí de Santa Catarina: atenção para os atendimentos às regiões de Joinville, Blumenau, Gaspar e Itajaí.

- Área Sul de Santa Catarina: atenção para a distribuição por barramento, parcelas ativa e reativa da carga, entre as subestações de Siderópolis e Forquilha.
- Região Metropolitana de Curitiba, parcela reativa da carga e dependência de intercâmbio e despacho local.
- Norte do estado do Paraná (Agrupamentos de Maringá, Apucarana, Sarandi, Londrina), parcela reativa da carga e dependência de intercâmbio.
- Região Metropolitana de Porto Alegre (inclui o atendimento à área industrial): atenção para a distribuição por barramento, parcelas ativa e reativa da carga.
- CEEE–D: Região Sul do Rio Grande do Sul: atenção para os atendimentos a Pelotas, Rio Grande (Quinta), Presidente Médici e principalmente Santa Vitória do Palmar.
- RGE Sul: atenção para a representação da parcela da carga ativa e reativa do Pólo.
- RGE Sul: atenção para a representação da parcela da carga reativa da fronteira oeste do RS.
- Mato Grosso do Sul: atenção para a representação da parcela da carga reativa da área de Campo Grande.
- Mato Grosso do Sul: atenção para a representação da carga da área de Corumbá e Dourados.

5.5 ANEXO V – Roteiro para previsão de despacho de geração de usinas Tipo 2 e Tipo 3 na planilha de previsões de carga por barramento visando a montagem dos casos de referência

Objetivo

O objetivo deste roteiro é orientar os representantes dos agentes de distribuição, responsáveis pelos processos de previsões de carga e de estudos elétricos, a definir as previsões de despacho de geração de usinas Tipo 2 e Tipo 3 encaminhadas junto às previsões de carga. Ressalta-se, que a representação de usinas Tipo 2, nos barramentos da rede de simulação, deve ser feita de forma individualizada. Com relação às usinas Tipo 1, o despacho de geração é feito pelo ONS. Deve haver compatibilidade entre as previsões indicadas neste roteiro e as usinas indicadas na lista de usinas – Anexo III, e conformidade quanto ao que está descrito no item 4.2.3-h.

Lembramos que os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) em seu Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, Seção 4.1 - Dados de Carga e de Despacho de Geração, explicita as responsabilidades de acessantes à rede de distribuição quanto ao envio de dados às distribuidoras para viabilização de cumprimento de responsabilidades dessas últimas ao Procedimento de Rede do ONS.

Cabe enfatizar o critério estabelecido no PRODIST quanto à forma de representação de usinas, em especial à geração de potência reativa, segue o critério estabelecido no Procedimentos de Rede.

Previsão de Despacho de Geração de Potência Ativa

1) Usinas hidrelétricas

Despacho de geração de acordo com o histórico mensal de aflúências das respectivas bacias.

2) Usinas térmicas a óleo diesel e carvão vegetal

Despacho segundo os valores definidos de inflexibilidade, na ausência de valores de inflexibilidade declarada, colocar despacho nulo.

3) Usinas térmicas a gás natural

Despacho segundo os valores definidos de inflexibilidade, na ausência de valores de inflexibilidade declarada, colocar despacho nulo.

4) Usinas eólicas

Para usinas existentes ou futuras do Subsistema Sul, adotar despacho de geração igual a:

- 30% da capacidade instalada da usina para todo o horizonte dos Estudos de Ampliações e Reforços – PAR e Planejamento da Operação Elétrica – PEL.
- 25% da capacidade instalada da usina para todo o horizonte dos Estudos das Diretrizes para Operação Elétrica com Horizontes Quadrimestral e Mensal.

Para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para usinas existentes adotar despacho de geração baseado no comportamento dos valores históricos, para usinas novas e futuras (ausência de dados históricos) adotar despacho de geração de 35% da capacidade instalada da usina.

Para os Subsistemas Norte e Nordeste, para usinas existentes adotar despacho de geração baseado no comportamento dos valores históricos, para usinas novas e futuras (ausência de dados históricos) adotar despacho igual a 60% da capacidade instalada da usina no período de inverno e 25% no período do verão.

5) Usinas de biomassa

Nos períodos de safra, despacho de geração igual a potência esperada a ser exportada para a rede elétrica e despacho de geração nulo para os períodos de entressafra, se houver, quando também deverá ser informada, se for o caso, o valor da demanda prevista de potência própria a ser atendida pelo sistema de distribuição. No caso dos autoprodutores cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora e cuja unidade geradora está representada na Rede de Simulação (ex.: Fibria na Escelsa, CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa MS), previsão de despacho de geração e de carga separadamente no período de safra.

6) Usinas fotovoltaicas

Para as usinas existentes em que a massa de dados históricos é insuficiente e para as usinas futuras, adotar despacho de geração igual a 90% no patamar de carga média, 10% da capacidade instalada da usina no patamar de carga leve e 0% (zero) no patamar de carga pesada. Para as usinas que possuem dados históricos utilizar a informação como referência nas previsões.

Obs.: Usinas que estiverem inoperantes, em períodos dentro do horizonte de estudo, deverão ter previsão de despacho igual a zero, no período correspondente

Previsão de Despacho de Geração de Potência Reativa

Informar despacho de geração de potência reativa conforme orientado no item 3.2.1.2.g.xi do Manual de Preenchimento dos Dados para a Consolidação da Previsão de Carga para os Estudos Elétricos. Exclusivamente para usinas Tipo 2, deverão ser informados os limites de absorção e geração máximos nas colunas L e M, nas planilhas “Em Operação” e “Futuras”, do arquivo com a lista de usinas (ANEXO III deste Termo de Referência).

6 Lista de tabelas e figuras

Figuras

Figura 1 – Horizontes de previsão dos processos de consolidação da carga	4
Figura 2 – Previsão de Carga e Configuração da Rede do 2º. Ano ao 7º. Ano	5
Figura 3 - Considerações sobre usinas futuras no horizonte do PEL e do PAR	13

Tabelas

Tabela 1 - Atividades do processo de consolidação da carga	88
Tabela 2 - Atividades do processo de consolidação da carga - estudos especiais	8
Tabela 3 - Lista de Novas Subestações de Fronteira dos Subsistemas N/NE	Erro!
Indicador não definido.	
Tabela 4 - Lista de Novas Subestações de Fronteira dos Subsistemas SE/CO	187
Tabela 5 - Lista de Novas Subestações de Fronteira do Subsistema Sul	287