

## Submódulo 2.12

### Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação

<b>Requisitos</b>
-------------------

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da revisão</b>	<b>Data de aprovação</b>
<b>2020.12</b>	<b>Resolução Normativa nº 903/2020</b>	<b>08/12/2020</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## ÍNDICE

<b>1. OBJETIVO</b>	<b>4</b>
<b>2. ASPECTOS GERAIS</b>	<b>4</b>
<b>3. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DO ONS</b>	<b>4</b>
3.1. Infraestrutura de supervisão e controle do ONS	4
3.2. Funções de supervisão e controle do ONS	5
<b>4. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DOS AGENTES</b>	<b>8</b>
4.1. Geral	8
4.2. Interligação de dados	9
4.3. Recursos de supervisão e controle dos agentes	11
4.4. Recursos de supervisão e controle para instalações teleassistidas	11
<b>5. SUPERVISÃO E CONTROLE DE EQUIPAMENTOS PERTENCENTES À REDE DE OPERAÇÃO</b>	<b>11</b>
5.1. Interligação de dados	11
5.2. Informações requeridas para a supervisão do sistema elétrico	12
5.3. Informações e telecomandos requeridos para o CAG	15
5.4. Informações requeridas para o acompanhamento hidrológico	16
5.5. Requisitos de qualidade da informação	16
5.5.1. Exatidão da medição	16
5.5.2. Idade do dado	16
5.5.3. Banda morta e varredura de integridade	17
5.5.4. Demais requisitos de qualidade para informações necessárias ao CAG	17
5.6. Parametrizações	17
<b>6. SEQUENCIAMENTO DE EVENTOS DE EQUIPAMENTOS PERTENCENTES À REDE DE OPERAÇÃO</b>	<b>17</b>
6.1. Informações requeridas para o sequenciamento de eventos	17
6.2. Qualidade dos eventos	26
<b>7. SUPERVISÃO DE EQUIPAMENTOS DA REDE DE SUPERVISÃO E NÃO INTEGRANTES DA REDE DE OPERAÇÃO</b>	<b>27</b>
7.1. Interligação de dados	27
7.2. Informações requeridas para a supervisão do sistema elétrico	27

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>
7.3. Qualidade da informação .....				28
7.3.1. Exatidão da medição .....				28
7.3.2. Idade do dado.....				28
7.3.3. Banda morta e varredura de integridade .....				29
7.4. Parametrizações .....				29
<b>8. SUPERVISÃO DE CENTRAL GERADORA COMPOSTA POR UNIDADES GERADORAS COM POTÊNCIA NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 10 MW .....</b>				<b>29</b>
8.1. Abrangência .....				29
8.2. Interligação de dados .....				29
8.3. Informações requeridas para a supervisão das centrais geradoras .....				30
8.4. Sequenciamento de eventos .....				31
8.5. Qualidade da informação .....				31
8.6. Parametrizações .....				31
<b>9. SUPERVISÃO DE INSTALAÇÕES (SUBESTAÇÕES) COMPARTILHADAS DA REDE DE OPERAÇÃO .....</b>				<b>31</b>
<b>10. DISPONIBILIDADE E QUALIDADE DOS RECURSOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE .....</b>				<b>32</b>
10.1. Geral.....				32
10.2. Conceito de indisponibilidade de recursos de supervisão e controle .....				32
10.3. Conceito de qualidade dos recursos de supervisão e controle .....				33
10.4. Avaliação da disponibilidade e da qualidade dos recursos de supervisão e controle.....				33
<b>11. ATUALIZAÇÃO DAS BASES DE DADOS DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DO ONS .....</b>				<b>34</b>
11.1. Cadastramento dos equipamentos .....				34
11.2. Teste de conectividade das interconexões e testes ponto a ponto .....				34
<b>12. REFERÊNCIAS .....</b>				<b>34</b>
<b>13. ANEXOS .....</b>				<b>34</b>
<b>ANEXO A .....</b>				<b>35</b>
<b>ANEXO B.....</b>				<b>37</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os requisitos de:

- (a) recursos de supervisão e controle necessários à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) que os agentes responsáveis por equipamentos integrantes da Rede de Supervisão devem disponibilizar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- (b) supervisão de instalações compartilhadas; e
- (c) supervisão e controle de instalações teleassistidas.

## 2. ASPECTOS GERAIS

2.1. Os termos gerais, necessários ao entendimento deste submódulo, estão definidos no Submódulo 1.2 – Glossário dos Procedimentos de Rede, sendo que, neste submódulo:

- (a) o termo controle é empregado para denotar ações de telecomando sobre dispositivos situados nas instalações, emanadas de um centro de operação do ONS, sendo direcionadas, exclusivamente, para fins de Controle Automático de Geração (CAG);
- (b) os termos medição analógica e sinalização de estado são empregados para agregar requisitos relativos à supervisão tradicional de sistemas elétricos;
- (c) o termo sequenciamento de eventos é utilizado para descrever os requisitos necessários para que o ONS possa, em tempo real, melhor avaliar a situação do SIN quando da ocorrência de eventos da proteção e da supervisão;
- (d) os termos dado e grandeza são utilizados para se referir indistintamente à medição analógica, à sinalização de estado ou ao sequenciamento de eventos;
- (e) o termo informação é utilizado para se referir a um conjunto de dados, podendo o conjunto ser constituído de medições analógicas, sinalizações de estado etc.;
- (f) o termo barramento é utilizado para denotar o conjunto de seções de barras de uma subestação, de mesma tensão nominal, com seus suportes e acessórios, que permitem a conexão dos equipamentos.

2.2. Neste submódulo são denominados genericamente de agentes os responsáveis por equipamentos integrantes das Redes de Operação e/ou de Supervisão, conforme conceituadas no Submódulo 2.1 – Definição das redes do Sistema Interligado Nacional.

## 3. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DO ONS

### 3.1. Infraestrutura de supervisão e controle do ONS

3.1.1. A infraestrutura de supervisão e controle do ONS, por estar baseada nos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS, tem sua estrutura espelhada na organização estabelecida pelo ONS para os seus centros de operação.

3.1.2. A figura do Anexo a ilustra a organização da infraestrutura de supervisão e controle do ONS.

3.1.3. Com base no Anexo a, observa-se que:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (a) cada Centro de Operação do Sistema – COSR, pode ser atendido pelo Sistema de Supervisão e controle (SSC) localizado nas suas próprias instalações ou pelo centro do ONS configurado como *backup*;
- (b) cada SSC possui um Sistema de Aquisição de Dados Local (SAL) e um Sistema de Aquisição de Dados Remoto (SAR);
- (c) os agentes são responsáveis – com relação aos equipamentos na Rede de Supervisão – por fornecer recursos de supervisão e controle para dois sistemas de aquisição de dados designados pelo ONS, sendo um local (SAL) e outro remoto (SAR);
- (d) o Concentrador de Dados (CD) consiste de qualquer sistema que concentre informações de mais de uma instalação e pode ser um sistema de supervisão e controle de um centro de operação de um agente;
- (e) as Unidades Terminais Remotas (UTR) podem ser Sistema de Supervisão e Controle Local (SSCL), no nível de instalações;
- (f) as UTR ou os SSCL marcados na cor laranja pertencem a usinas que têm geradores sob CAG, denotando a necessidade de interligação de dados direta com um centro de operação do ONS para aquisição de dados e comando;
- (g) as UTR ou os SSCL marcados na cor azul estão localizadas em instalações que interligam duas áreas elétricas operadas por centros distintos do ONS, denotando a necessidade de interligação de dados com pelo menos dois centros de operação do ONS para transmissão de dados de intercâmbio para o CAG.

3.1.4. A transferência das informações ao ONS pode ser através de interligações ONS–CD ou ONS–UTR/SSCL, cabendo ao agente a definição da arquitetura das interligações de dados, desde que respeitados os requisitos estabelecidos neste submódulo.

3.1.5. A interligação de dados para fins do CAG deve ser feita via interligações diretas entre a UTR/SSCL e o ONS, sendo aceito o compartilhamento destas interligações com as interligações utilizadas para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle, desde que atendidos todos os requisitos do item 4.2.3. (a) deste submódulo.

3.1.6. Como decorrência dos requisitos de qualidade e disponibilidade especificados na seção 10 deste submódulo, somente pode existir um CD entre o equipamento de supervisão da instalação da Rede de Operação (UTR ou SSCL) e o centro de operação do ONS.

## 3.2. Funções de supervisão e controle do ONS

3.2.1. Os recursos de supervisão e controle requeridos aos diversos agentes visam prover informações e telecomando aos centros de operação do ONS de forma a viabilizar a execução, nesses centros de operação, de uma série de funções, classificadas em funções básicas e funções complementares.

3.2.1.1. Funções básicas:

- (a) Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*):
  - (1) aquisição de dados, incluindo telemedições e variações de estado;
  - (2) tratamento dos dados primários;
  - (3) tratamento de atributos de qualidade dos dados;
  - (4) cálculo de grandezas derivadas de telemedições e/ou variações de estado;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (5) verificação de limites e geração de alarmes;
  - (6) integralização de telemedições e de grandezas derivadas;
  - (7) registro de alarmes e eventos;
  - (8) sequenciamento de eventos (SOE – *Sequence of Events*);
  - (9) controle remoto de equipamentos para viabilizar o CAG;
  - (10) sincronismo de tempo;
  - (11) distribuição de dados.
- (b) Monitoração e controle da geração:
- (1) CAG convencional e/ou hierárquico - frequência e intercâmbio;
  - (2) monitoração e controle da reserva operativa;
  - (3) monitoração do desempenho do CAG;
  - (4) controle de erro de tempo.
- (c) Análise de rede:
- (1) Em regime permanente:
    - (i) tempo real: configurador de rede, estimador de estado, análise de contingência, fluxo de potência e reprogramação corretiva;
    - (ii) modo estudo: configurador de rede, modelador de rede, fluxo de potência do operador, análise de contingência e fluxo de potência ótimo e aprimoramento da segurança.
- (d) Registro e visualização do histórico:
- (1) Registro:
    - (i) estado do sistema elétrico;
    - (ii) estado do sistema de telemedição;
    - (iii) estado do sistema hidrológico;
    - (iv) programação da operação;
    - (v) violações, alarmes e desvios da programação.
  - (2) Visualização:
    - (i) de todas as amostragens de um item por intervalo de tempo;
    - (ii) de um conjunto de itens amostrados em um determinado instante.
- (e) Integração com a programação, planejamento, pré-operação e pós-operação:
- (1) alimentação do ambiente de tempo real com a programação;
  - (2) alimentação das funções de análise de redes (controle preventivo);
  - (3) alimentação das funções de análise da qualidade da operação.
- (f) Simulação para treinamento de operadores.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(g) Difusão de informações em tempo real aos agentes:

- (1) Função que permite transferir informações de áreas elétricas externas a um agente, desde que essas informações:
  - (i) se restrinjam, apenas, a informações de telemedição analógica e a informações de sinalização de estado;
  - (ii) sejam obtidas pelos sistemas de supervisão e controle do ONS;
  - (iii) se restrinjam a informações relativas ao primeiro barramento após o barramento de fronteira do agente com o agente vizinho (barra n+1), considerando que a supervisão da conexão entre dois agentes será de responsabilidade dos agentes envolvidos sem a utilização dos recursos do ONS;
  - (iv) se restrinjam a informações que venham a ser definidas num acordo ou contrato firmado com os agentes responsáveis pelos equipamentos envolvidos, acordo este que autorize a difusão das informações solicitadas.
- (2) As telemedições são difundidas por varredura com período parametrizável, estabelecido em função do carregamento dos sistemas de supervisão do ONS, sendo o período desta varredura inicialmente definido com o valor de 30 (trinta) segundos e as sinalizações de estado são difundidas por exceção com varredura de integridade mínima de 3 (três) horas.
- (3) O período de varredura para a distribuição de dados poderá ser modificado em função do carregamento dos sistemas de supervisão e controle do ONS e desde que as interligações de dados providas pelo agente assim o permitam.
- (4) Os períodos acima estipulados são parametrizáveis, devendo ser definidos em comum acordo entre o agente e o ONS, devendo os sistemas suportar os valores especificados.
- (5) Os dados disponíveis nos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS são distribuídos nas condições de qualidade e coerência em que esses dados são recebidos dos agentes.
- (6) O agente deve formalizar junto ao ONS seu interesse no recebimento desse tipo de informações, definidas conforme estabelecido nos itens acima. Cabe ao ONS a análise e aprovação da solicitação, mediante a avaliação do impacto nos sistemas de supervisão e controle e nos procedimentos operacionais dos centros de operação envolvidos.
- (7) Se o ONS aprovar a solicitação do agente, cabe ao agente interessado:
  - (i) fornecer e dimensionar as interligações de dados que se façam necessárias, implementá-las e obter os acordos ou contratos com os agentes detentores das informações requeridas;
  - (ii) arcar com qualquer custo adicional que a difusão venha a impor ao ONS, tais como aumento da capacidade computacional dos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS, implementação de protocolos de comunicação não padronizados etc.
- (8) Difusão de informações históricas aos agentes é a função que permite aos agentes obter dados históricos do ONS a partir de informações que venham a ser classificadas como públicas, definidas em comum acordo com o agente responsável pela aquisição do dado.

3.2.1.2. Funções complementares:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (a) Análise de rede:
  - (1) análise dinâmica de tensão;
  - (2) análise de transitórios.
- (b) Tratamento de alarmes via sistemas especialistas.
- (c) Recomposição via sistemas especialistas:
  - (1) conjunto de funções de aconselhamento ao operador para situações de distúrbios.

#### 4. SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DOS AGENTES

##### 4.1. Geral

4.1.1. Todas as informações transferidas pelos agentes para o ONS, exceto quando houver orientações explícitas do ONS em contrário, devem corresponder aos dados coletados nas instalações, que não devem passar por qualquer processamento prévio, como:

- (a) cálculos a partir de outras informações, exceção feita para os cálculos de conversão para valores de engenharia;
- (b) filtragens;
- (c) substituições por resultados do estimador de estado; ou
- (d) entradas manuais feitas pelo agente.

4.1.2. Todas as telemedidas e sinalizações de estado, especificadas nas seções 5, 6, 7, 8 e 9 deste submódulo, devem ter indicadores de qualidade do dado relativos à coleta do dado, descrevendo as condições de supervisão local (dado fora de varredura, dado inválido etc.).

4.1.3. É responsabilidade do ONS definir o conjunto de protocolos de comunicação a ser adotado nas interligações de dados, dentre os protocolos e seus perfis (opções disponíveis) padronizados e do agente escolher um deles para suas interligações com o ONS, conforme rotina operacional referente aos protocolos de comunicação com o sistema de supervisão e controle do ONS, no Submódulo 5.13 – Rotinas Operacionais. Os protocolos implementados nas interligações existentes devem ser preservados.

4.1.4. É responsabilidade do ONS definir a abrangência da supervisão para usinas integrantes de um conjunto, classificadas na modalidade de operação Tipo II-C conforme definido no Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas. A supervisão desse conjunto de usinas não deve, necessariamente, observar as usinas de forma individual, podendo se restringir às seguintes informações nos pontos de conexão julgados relevantes pelo ONS:

- (a) potência trifásica ativa em MW e reativa em Mvar; e
- (b) sinalização de estado referente aos disjuntores e chaves.

4.1.5. É responsabilidade do ONS definir a abrangência da supervisão para centrais geradoras classificadas na modalidade Tipo II-A, que pode se restringir às seguintes informações:

- (a) potência trifásica ativa em MW e reativa em Mvar de cada gerador;
- (b) sinalização de estado referente aos disjuntores e chaves utilizados na conexão das unidades geradoras.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

4.1.6. É responsabilidade do ONS definir a abrangência da supervisão para centrais geradoras classificadas na modalidade Tipo II-B, que pode se restringir às seguintes informações:

- (a) potência trifásica ativa em MW e reativa em Mvar, no ponto de conexão da central geradora ao SIN;
- (b) sinalização de estado referente aos disjuntores e chaves, no ponto de conexão da central geradora ao SIN.

4.1.7. Os CD, se utilizados, devem ser capazes de identificar o estado operacional de todos os sistemas hierárquica e diretamente a ele subordinados e de transferir essas informações para o ONS.

4.1.8. Os centros de operação do ONS identificam o estado operacional das UTR/SSCL e dos CD diretamente a eles conectados a partir das trocas de informações nas correspondentes interligações de dados. Esse estado é modelado como sinalização de estado nas bases de dados de seus sistemas de supervisão e controle.

4.1.9. Os SSCL ou as UTR de cada instalação associados aos equipamentos integrantes da Rede de Operação devem:

- (a) ter seus relógios internos ajustados com exatidão melhor ou igual a 1 (um) milissegundo, com sincronismo por GPS (*Global Positioning System*);
- (b) ter tempo máximo de reinicialização de 5 (cinco) minutos;
- (c) ser dimensionados para não perder eventos da SOE. Se ocorrer uma avalanche de eventos, todos os eventos devem ser transferidos para o ONS em até 5 (cinco) minutos.

## 4.2. Interligação de dados

4.2.1. Considera-se como interligação de dados o conjunto de equipamentos e sistemas que se interponham entre o ponto de captação de dados ou de aplicação de comando no campo e o centro de operação designado pelo ONS.

4.2.1.1. Esse conjunto pode abranger, entre outros, os seguintes equipamentos:

- (a) SSCL ou UTR em usinas ou subestações;
- (b) CD, que podem ser sistemas de supervisão e controle de um agente;
- (c) enlaces de dados, ponto a ponto ou via redes tipo WAN (*Wide Area Network*), entre as interligações ONS-CD ou ONS-UTR/SSCL;
- (d) equipamentos de interfaceamento com comunicações (*modems*, roteadores ou equivalentes) no centro de operação designado pelo ONS.

4.2.2. As interligações de dados entre os centros de operação do ONS e as diversas instalações a serem supervisionadas pelo ONS são definidas pelos agentes e apresentadas ao ONS, devendo estar em conformidade com os requisitos de supervisão e controle apresentados neste submódulo.

4.2.3. São exigidos requisitos diferentes para diferentes tipos de recursos de supervisão e controle, o que pode levar à necessidade de uso de interligações com características distintas, como descrito a seguir.

- (a) Interligações para atender aos requisitos do CAG:
  - (1) Estas interligações apresentam as seguintes peculiaridades:
    - (i) estão restritas às instalações necessárias à operação do CAG, normalmente usinas e subestações que interligam áreas de controle distintas;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (ii) cada interligação transporta um conjunto de dados relativamente pequeno, com uma ordem de grandeza que varia de uma unidade a algumas dezenas;
  - (iii) devem ser configuradas como uma ligação direta entre os centros de operação do ONS e as UTR/SSCL das instalações;
  - (iv) exigem taxas de transferências de dados relativamente altas, com períodos de aquisição de no máximo 2 (dois) segundos;
  - (v) em virtude de suas características, podem requerer equipamentos especiais nas instalações para a recepção de telecomandos e a aquisição e transferência das informações para o ONS; e
  - (vi) podem ser compartilhadas com as interligações utilizadas para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle, desde que atendidos todos os requisitos de CAG.
- (b) Interligações para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle:
- (1) São as interligações comumente utilizadas para a aquisição de dados eletro-energéticos pelos sistemas de supervisão e controle, que se caracterizam por:
    - (i) cobrirem todas as instalações (usinas e subestações) sob responsabilidade de um determinado centro de operação do ONS;
    - (ii) transportarem informações com períodos de aquisição que variam de poucos segundos a vários minutos e, em alguns casos, ações de controle;
    - (iii) abrangerem um grande volume de dados; e
    - (iv) conectarem as UTR/SSCL das instalações, CD ou centros de operação do agente aos centros de operação do ONS.
- (c) As interligações para atender à SOE caracterizam-se por transportar as informações de sequência de eventos coletadas nas instalações e que devem ser transferidas aos centros de operação do ONS, em tempo real, pela mesma interligação de dados utilizada para atender aos requisitos de supervisão e controle (conforme item 4.2.3. (b) deste submódulo). Para as informações definidas para trafegarem nesse tipo de interligação (SOE), é vetada a passagem por qualquer tipo de processamento, como filtragem ou cálculos, que não preserve o selo de tempo original.
- (d) Além dessas interligações, existem interligações onde trafegam informações com alta taxa de aquisição utilizadas pelo ONS para a detecção de ilhamento. As informações transferidas se constituem em medições de frequência, em Hz, em barramentos selecionados da Rede Básica. Para essas interligações, o agente se responsabiliza pela disponibilização da medição na instalação. Um acordo entre o agente e o ONS, estabelecido caso a caso, define a forma e os recursos que serão utilizados para a transferência das informações ao ONS.

### 4.3. Recursos de supervisão e controle dos agentes

#### 4.3.1. Entende-se como recurso de supervisão e controle dos agentes o conjunto formado por:

- (a) ponto de captação de dados ou de aplicação de comando no campo, ou seja, transdutores, relés de interposição, reguladores de velocidade/potência, e outros equipamentos;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

(b) interligação de dados, ou seja, o conjunto de equipamentos e sistemas que se interponham entre o ponto de captação de dados ou de aplicação de comando no campo e os computadores de comunicação do centro de operação do ONS.

4.3.2. Os agentes responsáveis por equipamentos enquadrados em algum item deste submódulo devem fornecer os recursos necessários para atender os requisitos de supervisão e controle exigidos pelo ONS, incluindo as interligações de dados.

4.3.3. Para a entrada em operação de novos empreendimentos, é necessário que sejam atendidos todos os requisitos definidos neste submódulo e os recursos devem estar completamente testados e prontos para operar junto com os demais equipamentos do empreendimento.

4.3.4. Os SSCL ou UTR devem atender aos requisitos de supervisão e controle exigidos pelo ONS, apresentados neste submódulo.

4.3.5. Os sistemas de transmissão de dados utilizados nas interligações de dados devem atender aos requisitos descritos no Submódulo 2.15 – Requisitos mínimos para telecomunicações.

#### **4.4. Recursos de supervisão e controle para instalações teleassistidas**

4.4.1. As instalações estratégicas, classificadas de acordo com os critérios definidos no Submódulo 2.2 – Definição das instalações estratégicas, pertencentes à Rede de Operação e desprovidas de assistência local ininterrupta devem possuir recursos adicionais aos estabelecidos no item 4.3 deste submódulo de forma a garantir redundância nos equipamentos e sistemas na interligação das unidades de aquisição de dados de supervisão e controle das instalações e o centro de operação remoto responsável pela operação dessas instalações.

4.4.1.1. A redundância adicional requerida não inclui a UTR ou equivalente, restringindo-se aos equipamentos e sistemas de interligação que estejam localizados a partir dela até o centro de operação que realiza a teleassistência.

4.4.1.2. A redundância requerida é obtida a partir da utilização de mais de um equipamento operando simultaneamente ou da utilização de equipamentos que possuem redundância intrínseca, ou seja, que possuem estrutura interna redundante, incluindo duas fontes de alimentação.

### **5. SUPERVISÃO E CONTROLE DE EQUIPAMENTOS PERTENCENTES À REDE DE OPERAÇÃO**

#### **5.1. Interligação de dados**

5.1.1. Devem ser disponibilizados os recursos necessários para atender às seguintes interligações de dados, como conceituado no item 4.2 deste submódulo:

- (a) interligações para atender aos requisitos do CAG;
- (b) interligações para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle.

#### **5.2. Informações requeridas para a supervisão do sistema elétrico**

5.2.1. Para cada equipamento da Rede de Operação, as seguintes informações de grandezas analógicas e de sinalizações de estado devem ser transferidas para o sistema de supervisão e controle dos centros de operação designados pelo ONS:

5.2.1.1. Medições analógicas

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (a) Todas as medições devem ser feitas de forma individualizada e transferidas periodicamente aos centros de operação.
- (b) O período de transferência deve ser parametrizável por centro de operação do ONS, devendo os sistemas serem projetados para suportar períodos de aquisição de 4 (quatro) segundos e, em alguns casos, de 6 (seis) segundos, períodos esses definidos de comum acordo entre o agente e o ONS.
- (c) As seguintes informações devem ser coletadas e transferidas para os centros de operação do ONS:
- (1) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, de cada secção de barramento da subestação que possa formar um nó elétrico, exceto no caso de arranjo de barramento em anel;
  - (2) no caso de arranjo de barramento em anel, magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, nos terminais de cada equipamento conectado ao barramento da subestação (linha de transmissão, transformador etc.);
  - (3) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, no ponto de conexão à Linha de Transmissão (LT) dos equipamentos de compensação série, quando houver esse equipamento;
  - (4) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, de cada unidade geradora (lado de baixa do transformador elevador);
  - (5) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nos terminais de todas as LT;
  - (6) corrente em uma das três fases, em A, nos terminais de todas as LT;
  - (7) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser medida ou ter sido obtida a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, de cada terminal de LT;
  - (8) no caso de LT curtas (até 3 km de extensão) entre a casa de força da usina e a subestação, potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, e corrente em uma das três fases, em A, nos terminais conectados à subestação;
  - (9) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, e corrente em uma das três fases, em A, de todos os enrolamentos dos transformadores;
  - (10) no caso de transformadores elevadores de unidades geradoras, potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, e corrente em uma das três fases, em A, do lado de alta tensão do transformador;
  - (11) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, por gerador;
  - (12) potência trifásica reativa, em Mvar, de todos equipamentos de compensação reativa dinâmicos, tais como compensadores síncronos e compensadores estáticos controláveis;
  - (13) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nas derivações eventualmente existentes entre o gerador e o transformador elevador que alimente cargas segundo o seguinte critério:
    - (i) para geradores com potência nominal  $\leq 30$  MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 3% da potência nominal do gerador;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (ii) para geradores com potência nominal entre 30 MW e 200 MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 2% da potência nominal do gerador;
- (iii) para geradores com potência nominal  $\geq$  200 MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 1% da potência nominal do gerador.

(14) posição de tape de transformadores equipados com comutadores sob carga;

(15) magnitude da tensão fase-fase, em kV, entre quaisquer duas das três fases, para os transformadores, excetuando-se aqueles na fronteira da Rede de Operação. Esta medição deve ser no lado ligado à barra de menor potência de curto-circuito, geralmente o de menor tensão, caso o ONS não explicitar que seja no outro lado do transformador.

(d) As seguintes informações analógicas, específicas para sistemas de transmissão de corrente contínua (CC), devem ser coletadas e transferidas para os centros de operação do ONS:

- (1) corrente CC por polo, em A;
- (2) tensão CC por conversor e tensão CC por polo (tanto no retificador como no inversor), ambos em kV;
- (3) potência CC por polo (tanto no retificador como no inversor), em MW;
- (4) corrente nos eletrodos de terra por bipolo, em A;
- (5) tensão harmônica nos filtros, em mV;
- (6) limites de potência em vigência por conversor (função de temperatura, umidade etc.), em MW.
- (7) ângulo de disparo no lado conversor por polo, em graus;
- (8) tempo restante de operação em sobrecarga por polo, em minutos;
- (9) capacidade adicional de transmissão por condições climáticas favoráveis (*low ambient*) por polo, em MW.

5.2.1.2. Sinalização de estado, referente:

- (a) a todos os disjuntores e chaves utilizados nos barramentos e nas conexões de equipamentos da Rede de Operação, exceto a chave de terra. Esse requisito é aplicável tanto a sistemas de geração e transmissão em corrente alternada quanto a sistemas de transmissão em corrente contínua (incluindo filtros), sendo que, para os disjuntores, é necessário que a sinalização seja acompanhada do selo de tempo;
- (b) ao estado operacional de unidades geradoras, incluindo:
  - (1) parada ou não-sincronizada;
  - (2) sincronizada, operando como gerador;
  - (3) sincronizada, operando em vazio;
  - (4) sincronizada, operando como síncrono;
  - (5) sincronizada, operando através do regulador de velocidade ou de potência (informação necessária apenas para unidades geradoras indicadas pelo ONS).

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (c) ao estado operacional e alarmes dos equipamentos utilizados nos Sistemas Especiais de Proteção (SEP). Se esses sistemas tiverem atuações em instalações fora da Rede de Operação, devem ser buscadas alternativas de monitoração, definidas de comum acordo entre o ONS e o agente;
- (d) ao estado operacional de dispositivos de controle de FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), tais como os *power oscillation dampers* das compensações série de LT;
- (e) ao estado dos comutadores sob carga (em automático/manual/remoto);
- (f) aos alarmes de temperatura de rotor e estator de compensadores síncronos e geradores, por severidade (advertência e/ou urgência) e agrupados por fase;
- (g) aos alarmes de temperatura de enrolamento e óleo de transformadores e reatores, por severidade (advertência e/ou urgência) e agrupados por fase;
- (h) ao estado operacional de UTR e SSCL diretamente subordinados a CD (detalhes sobre a identificação do estado operacional deste tipo de equipamento são apresentados na sessão 4 deste submódulo);
- (i) às seguintes indicações de estado com selo de tempo, específicas de sistemas de transmissão CC:
  - (1) modo de controle da potência por polo: síncrono ou assíncrono (potência ou corrente);
  - (2) estados relativos ao controle de sequência: partida e parada dos conversores (conjunto ou separado);
  - (3) condição dos conversores (bloqueados/disponíveis);
  - (4) estado dos sinais adicionais existentes tais como frequência 60, estabilização 50 etc.: ligados/desligados;
  - (5) estado de operação em HMC (alto consumo de reativo) por polo;
  - (6) estado de operação por polo: tensão normal ou tensão reduzida;
  - (7) estado da operação do elo em *paralleling control* (paralelismo de polos);
  - (8) estação mestre (retificadora ou inversora);
  - (9) rampa interrompida.
- (j) aos seguintes alarmes, específicos de sistemas de transmissão de CC:
  - (1) alarme de detecção de baixa tensão de corrente alternada (CA);
  - (2) sobrecarga harmônica;
  - (3) alarme de número de filtros menor que mínimo (função da potência e número de conversores por tipo de filtro (ordem harmônico)).

5.2.1.3. Ainda com relação à sinalização de estado, devem-se observar os seguintes requisitos:

- (a) todas as sinalizações devem ser reportadas por exceção;
- (b) o sistema de supervisão e controle da instalação ou a UTR ou o CD, se utilizado, deve estar apto a responder a varreduras de integridade feitas pelo ONS, que podem ser periódicas, com período parametrizável, tipicamente a cada 1 (uma) hora, sob demanda ou por evento, como, por exemplo, uma reinicialização dos recursos de supervisão e controle do ONS;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (c) os SSCL ou as UTR de cada instalação devem ser capazes de armazenar o selo de tempo das sinalizações com exatidão melhor ou igual a 1 (um) milissegundo, utilizando o relógio interno do sistema que deve ter a exatidão especificada no item 4.1.9. deste submódulo;
- (d) o selo de tempo de todas as medições e sinalizações deve estar no padrão UTC (*Universal Time Coordinated*).

### 5.3. Informações e telecomandos requeridos para o CAG

5.3.1. As informações de tempo real necessárias ao CAG devem ser enviadas:

- (a) ao centro de operação do ONS que controla o CAG da área a que pertence a instalação, normalmente o centro de operação designado pelo ONS para coordenar a operação da instalação;
- (b) aos centros de operação do ONS responsáveis pelo controle do CAG das áreas adjacentes à área do centro de operação designado pelo ONS para coordenar a operação da instalação; e
- (c) aos centros de operação do ONS passíveis de assumir o CAG da área sob responsabilidade do centro de operação designado pelo ONS para coordenar a operação da instalação.

5.3.1.1. Em conformidade com o Submódulo 5.3 – Controle da geração, o SIN está dividido em áreas de controle de frequência e intercâmbio. Essas áreas são as redes de atuação dos centros de operação do ONS.

5.3.1.2. A figura do Anexo B apresenta uma representação simplificada do fluxo de informações do CAG para os centros de operação do ONS.

5.3.2. As seguintes informações utilizadas pelo CAG devem ser coletadas e transmitidas para o centro de operação do ONS que controla o CAG:

- (a) frequência, em Hz, em barramentos designados pelo ONS [1];
- (b) potência ativa trifásica, em MW, gerada pelas unidades geradoras passíveis de estar sob controle;
- (c) potência ativa trifásica, em MW, em todos os pontos de interligação com outras áreas de controle, que pode ser totalizada por instalação e por área;
- (d) modo de operação das unidades geradoras passíveis de estar no CAG: (local/telecomandada);
- (e) estado operacional dos controladores, para as usinas com controle conjunto.

5.3.3. Devem ser coletadas nas instalações de interligação e transmitidas para o centro de operação do ONS controlador das áreas adjacentes a potência ativa trifásica, em MW, em todos os pontos de interligação com outras áreas de controle, que pode ser totalizada por instalação e por área.

5.3.4. Para viabilizar as transferências de área de controle do CAG, o ONS identifica, nas áreas de controle do CAG [1], instalações em que a potência ativa trifásica, em MW, nos pontos de interligação indicados pelo ONS, podendo ser totalizada por instalação e por área, devem ser coletadas e transmitidas para um ou mais centros de operação do ONS passíveis de assumir uma determinada área de controle.

5.3.5. As usinas com unidades geradoras sob controle do CAG devem ser capazes de receber telecomandos do centro de operação do ONS responsável pelo CAG da área, de acordo com um padrão combinado entre o agente e o ONS, respeitando os protocolos definidos na rotina operacional relativa a protocolos de comunicação com o sistema de supervisão e controle do ONS (Submódulo 5.13).

### 5.4. Informações requeridas para o acompanhamento hidrológico

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

5.4.1. Para cada reservatório da rede supervisionada, com ou sem usina, bem como para cada usina a fio d'água ou locais de interesse identificado, devem ser obtidos e transmitidos para o centro de operação do ONS controlador da área os seguintes dados:

- (a) nível a montante do local (nível do reservatório), em m;
- (b) nível a jusante (canal de fuga), em m;
- (c) vazão turbinada (dado calculado na origem) em m<sup>3</sup>/s;
- (d) vazão vertida (dado calculado na origem) em m<sup>3</sup>/s;
- (e) vazão de outras estruturas (dado calculado na origem): vazão restituída ao rio a jusante do aproveitamento através de eclusas, escadas de peixes e descarga de fundo, essa última quando utilizada com objetivo diferente de controle de níveis e cheias em m<sup>3</sup>/s;
- (f) vazão transferida (dado calculado na origem): eventuais transferências de água para outros reservatórios, por meio de canal, túnel ou estação de bombeamento, em m<sup>3</sup>/s;
- (g) vazão afluente (dado calculado na origem), em m<sup>3</sup>/s.

5.4.2. Em caso de indisponibilidade ou má qualidade dos dados enviados automaticamente ao Sistema de Supervisão do ONS, o agente deve informar imediatamente o ONS e inserir manualmente, de forma provisória, o valor do dado em falha, com a taxa de atualização e período de integralização definidos pelo ONS. A inserção da informação de modo manual não descaracteriza a indisponibilidade do dado para efeito de apuração, conforme previsto item 10.2.1. (e) deste submódulo.

## 5.5. Requisitos de qualidade da informação

### 5.5.1. Exatidão da medição

5.5.1.1. Todas as medições de tensão devem ser efetuadas por equipamentos cuja classe garanta exatidão mínima de 1%. As medições das demais grandezas analógicas devem garantir exatidão mínima de 2%, que deve englobar toda a cadeia de equipamentos utilizados, tais como transformadores de corrente, de tensão, transdutores, conversores analógico/digital etc.

### 5.5.2. Idade do dado

5.5.2.1. Define-se como idade máxima do dado o tempo máximo decorrido entre o instante de ocorrência de seu valor na instalação (processo) e sua recepção nos centros de operação designados pelo ONS.

5.5.2.2. O tempo necessário para a chegada de um dado aos centros de operação designados pelo ONS inclui o tempo de aquisição do dado na instalação, processamento da grandeza e transmissão desse dado através dos enlaces de comunicação até os centros.

5.5.2.3. A idade máxima de um dado analógico coletado para o CAG deve ser inferior à soma do tempo de varredura adotado pelo ONS para aquisição de dado adicionado de:

- (a) 2 (dois) segundos em média;
- (b) 5 (cinco) segundos no máximo para algumas varreduras, desde que mantida a média de 2 (dois) segundos.

5.5.2.4. A idade máxima para os demais dados analógicos deve ser inferior à soma do tempo de varredura adotado pelo ONS para aquisição de dado adicionado de:

- (a) 4 (quatro) segundos em média;



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(b) 10 (dez) segundos no máximo para algumas varreduras, desde que mantida a média de 4 (quatro) segundos.

5.5.2.5. A idade máxima de um dado coletado por exceção deve ser inferior a 8 (oito) segundos.

### 5.5.3. Banda morta e varredura de integridade

5.5.3.1. Os protocolos que transmitem medições analógicas por exceção devem ter uma banda morta e varredura de integridade definidas de comum acordo entre o ONS e o agente. As definições obtidas nestes acordos não devem prejudicar a exatidão das medidas, conforme definido no item 5.5.1 deste submódulo.

5.5.3.2. Enquanto um acordo formal não for firmado entre o ONS e o agente, a UTR e/ou SSCL devem ser configurados com um valor inicial de banda morta de 0,1% do fundo de escala ou do último valor lido e devem suportar varreduras de integridade com períodos menores ou iguais a 30 (trinta) minutos.

### 5.5.4. Demais requisitos de qualidade para informações necessárias ao CAG

5.5.4.1. O período de aquisição dessas grandezas pelos centros de operação do ONS deve estar de acordo com os padrões exigidos pelos sistemas de CAG dos centros de operação designados pelo ONS e deve ser de no máximo 2 (dois) segundos.

5.5.4.2. Todas as medições devem ser obtidas da mesma fonte, de tal forma que se garanta que todos os sistemas as recebam exatamente iguais, mesmo que transmitidas para diferentes centros de operação do ONS e em diferentes enlaces e protocolos.

## 5.6. Parametrizações

5.6.1. Todos os períodos de aquisição acima especificados devem ser parametrizáveis, e os valores apresentados se constituem em níveis mínimos.

## 6. SEQUENCIAMENTO DE EVENTOS DE EQUIPAMENTOS PERTENCENTES À REDE DE OPERAÇÃO

### 6.1. Informações requeridas para o sequenciamento de eventos

6.1.1. Para o equipamento que dispuser das proteções listadas nos itens 6.1.1.1. a 6.1.1.12. deste submódulo, as respectivas informações devem ser coletadas pelo agente responsável pelo equipamento e transferidas para o ONS conforme a classificação do evento nos seguintes grupos:

- (a) Tipo "A": compreende os eventos que devem ser enviados diretamente para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle, conforme conceituação feita no item 4.2 deste submódulo;
- (b) Tipo "B": compreende os eventos que devem ser enviados de forma agrupada para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle, conforme conceituação feita no item 4.2 deste submódulo. Os eventos disponíveis na instalação do agente na forma individualizada devem ser enviados para o ONS, por meio eletrônico, em prazo de 24 (vinte e quatro) horas da solicitação do ONS;
- (c) Tipo "C": compreende os eventos que devem estar disponíveis na instalação do agente e ser enviados para o ONS, por meio eletrônico, em prazo de 24 (vinte e quatro) horas da solicitação do ONS. Esses eventos, relacionados a proteções, sejam elas de equipamentos ou sistêmicas (SEP, ERAC etc.), devem fazer parte de um conjunto de sinais, selecionado pelos agentes, que permita o entendimento do

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

comportamento da proteção frente a perturbações, bem como informe seu estado funcional, tais como os listados abaixo. Esses sinais devem ter o detalhamento adequado com a indicação, inclusive, das fases relacionadas, do estágio correspondente etc.

- (1) Partida das unidades sensoras (seleção de fases, distância, sobrecorrente, diferencial etc.);
- (2) Função(ões) que comandam disparo;
- (3) Função(ões) ou lógicas que bloqueiam a atuação da proteção (falha fusível, 2° harmônico, disjuntor não pronto etc.);
- (4) Partida e bloqueio de religamentos automáticos;
- (5) Comando efetivo de disparo (por fase);
- (6) Falha no relé;
- (7) Lógica ativada (*weak infeed*, por exemplo);
- (8) Recepção e envio de sinal de teleproteção (POTT, TDD, *Block* etc.);

#### 6.1.1.1. Transformadores e autotransformadores:

##### (a) Tipo "A":

- (1) Atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas e instrínsecas do transformador e de seus componentes:
  - (i) atuação de relés de bloqueio – principal;
  - (ii) atuação de relé de bloqueio – alternada;
  - (iii) atuação de relé de bloqueio instrínseca.
- (2) Disparo da proteção tanto do transformador como, eventualmente, de seus componentes, tais como o comutador sob carga ou transformador defasador (nesses casos deve ser especificado no nome do ponto o equipamento protegido):
  - (i) disparo da proteção - principal;
  - (ii) disparo da proteção – alternada;
  - (iii) disparo da proteção instrínseca.

##### (b) Tipo "B": Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas.

- (1) disparo da proteção de sobrecorrente do comutador sob carga;
- (2) disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro – principal;
- (3) disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro – alternada;
- (4) disparo da proteção de sobretemperatura de óleo ou de enrolamento;
- (5) disparo da proteção de gás ou da válvula de alívio de pressão;
- (6) disparo da proteção diferencial – principal;
- (7) disparo da proteção diferencial – alternada.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

#### 6.1.1.2. Reatores:

##### (a) Tipo "A":

- (1) Atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas e intrínsecas do reator:
  - (i) atuação do relé de bloqueio – principal;
  - (ii) atuação do relé de bloqueio – alternada;
  - (iii) atuação do relé de bloqueio – intrínseca.
- (2) Disparo da proteção tanto do reator como, eventualmente, de seus componentes, tal como do reator de neutro (nestes casos deve ser especificado o equipamento protegido):
  - (i) disparo da proteção – principal;
  - (ii) disparo da proteção – alternada;
  - (iii) disparo da proteção instrínseca.

##### (a) Tipo "B": Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

- (1) disparo da proteção de sobretemperatura do óleo ou de enrolamento;
- (2) disparo da proteção de gás ou da válvula de alívio de pressão;
- (3) disparo da proteção diferencial principal ou primária;
- (4) disparo da proteção diferencial – alternada ou retaguarda.

#### 6.1.1.3. Bancos de capacitores:

##### (a) Tipo "A":

- (1) disparo da proteção de sobretensão – principal;
- (2) disparo da proteção de sobretenção – alternada;
- (3) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas do banco de capacitores:
  - (i) atuação de relé de bloqueio – principal;
  - (ii) atuação de relé de bloqueio – alternada.
- (4) Disparo da proteção elétrica tanto do banco de capacitores como, eventualmente, de seus componentes (nesses casos deve ser especificado o equipamento protegido):
  - (i) disparo de proteção – principal;
  - (ii) disparo da proteção – alternada.

##### (b) Tipo "B": Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

- (1) Disparo da proteção de sobretensão temporizada.

#### 6.1.1.4. Linhas de transmissão:

##### (a) Tipo "A":

- (1) disparo por sobretensão instantânea – principal;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (2) disparo por sobretensão instantânea – alternada;
  - (3) atuação da lógica de bloqueio por oscilação de potência – principal;
  - (4) atuação da lógica de bloqueio por oscilação de potência – alternada;
  - (5) disparo da proteção para perda de sincronismo – principal;
  - (6) disparo da proteção para perda de sincronismo – alternada;
  - (7) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções da linha ou à recepção permanente de transferência de disparo:
    - (i) atuação do relé de bloqueio de recepção permanente de transferência de disparo – principal;
    - (ii) atuação do relé de bloqueio de recepção permanente de transferência de disparo – alternada;
    - (iii) atuação do relé de bloqueio – principal;
    - (iv) atuação do de relé de bloqueio – alternada.
  - (8) detecção de desligamento monopolar do terminal da linha de transmissão, cuja implementação pode ser feita por:
    - (i) utilização do sinal gerado nos relés de proteção quando emitem a ordem de disparo monopolar: detecção de desligamento monopolar – principal e detecção de desligamento monopolar – alternada; ou
    - (ii) utilização de lógica que identifique o desligamento monopolar do terminal da linha de transmissão, através da comparação entre os estados de todos os disjuntores que servem a ela nesta instalação: detecção de desligamento monopolar (lógica de disjuntor).
  - (9) disparo da proteção – principal;
  - (10) disparo da proteção – alternada.
- (b) Tipo “B”: Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:
- (1) Transmissão de sinal permissivo (POTT), tomado em cada unidade de proteção da linha, associado à sensibilização de unidade de medida do esquema de comparação direcional permissivo da linha:
    - (i) transmissão de sinal permissivo (POTT) – principal;
    - (ii) transmissão de sinal permissivo (POTT) – alternada;
  - (2) disparo por sobretensão temporizada – principal;
  - (3) disparo por sobretensão temporizada – alternada.

#### 6.1.1.5. Barramentos:

- (a) Tipo “A”:
  - (1) disparo por sobretensão instantânea – principal;
  - (2) disparo por sobretensão instantânea – alternada;
  - (3) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas do equipamento:
    - (i) atuação de relé de bloqueio – principal;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

(ii) atuação de relé de bloqueio – alternada;

(4) disparo da proteção – principal;

(5) disparo da proteção – alternada.

(b) Tipo “B”: Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

(1) disparo por sobretensão temporizada – principal;

(2) disparo por sobretensão temporizada – alternada;

(3) disparo da proteção diferencial – principal;

(4) disparo da proteção diferencial – alternada.

6.1.1.6. Compensadores síncronos: utilizar os mesmos requisitos definidos para unidades geradoras.

6.1.1.7. Compensadores estáticos:

(a) Tipo “A”:

(1) Atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas do compensador estático e de seus componentes:

(i) atuação de relés de bloqueio – principal;

(ii) atuação de relé de bloqueio – alternada.

(2) Disparo da proteção elétrica tanto do compensador estático como, eventualmente, de seus componentes (transformador abaixador, reatores e capacitores). Nestes casos deve ser indicada a função/ equipamento protegido:

(i) disparo da proteção – principal;

(ii) disparo da proteção – alternada.

(b) Tipo “B”: Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

(1) disparo das proteções intrínsecas dos equipamentos, conforme especificado para o respectivo equipamento;

(2) disparo das proteções elétricas dos equipamentos, conforme especificado para o respectivo equipamento.

6.1.1.8. Disjuntores

(a) Tipo “A”:

(1) mudança de posição;

(2) disparo da proteção de falha do disjuntor;

(3) disparo dos relés de bloqueio.

6.1.1.9. Sistemas Especiais de Proteção – SEP (ECS, ECE e ERAC):

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (a) Tipo “A”: O agente deve disponibilizar para o ONS todos os disparos e alarmes gerados pelos IED sob sua responsabilidade, que compõem o sistema. Caso o SEP possua componentes redundantes (principal e alternado) estas informações devem ser individualizadas por cada IED.
- (1) No mínimo, para os elementos que contém as lógicas principais e/ou que comandam as ações finais, devem ser observados os seguintes sinais:
- (i) SEP em falha: indica que o SEP está fora de operação devido a uma falha, seja ela em seus componentes ou na comunicação;
  - (ii) estado do SEP (Ligado/desligado);
  - (iii) atuação do SEP - Lógica/Estágio (discriminar): comando de ação dada pela Lógica/Estágio operado, que deve ser discriminado na descrição, para os equipamentos que pode ser de desligamento, de redução de potência etc.
  - (iv) recepção de comando do SEP: recebimento de comando na instalação, tal como desligamento, alteração na potência etc.;
  - (v) falha de medidas analógicas: falha encontrada na consistência feita pelos IED que fazem as lógicas principais do SEP.
- (2) Para os componentes principais citados acima e para os que participam do SEP com a coleta de informações (estado de disjuntores, valor de grandezas etc.) devem ser observados no mínimo os seguintes sinais:
- (i) falha de componente do SEP: falha de IED, rede etc. nas instalações;
  - (ii) falha de comunicação: No equipamento ou no link, incluindo os meios;
  - (iii) falha de estado de equipamentos primários: identificação de inconsistências em estado de equipamentos (disjuntor ou seccionadora) nas instalações.

#### 6.1.1.10. Geradores:

- (a) Tipo “A”:
- (1) disparo por sobretensão instantânea – principal;
  - (2) disparo por sobretensão instantânea – alternada;
  - (3) disparo da proteção para motorização (potência inversa) – principal;
  - (4) disparo da proteção para motorização (potência inversa) – alternada;
  - (5) disparo da proteção de sobrefrequência/subfrequência – principal;
  - (6) disparo da proteção de sobrefrequência/subfrequência – alternada;
  - (7) disparo da proteção de perda de sincronismo - principal;
  - (8) disparo da proteção de perda de sincronismo - alternada;
  - (9) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas e mecânicas do gerador e de seus componentes:
    - (i) atuação de relé de bloqueio – principal;
    - (ii) atuação de relé de bloqueio – alternada;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(iii) atuação de relé de bloqueio – mecânica, hidráulica etc.

(10) disparo da proteção elétrica tanto do gerador como, eventualmente, de seus componentes. Nestes casos deve ser indicada a função ou o equipamento protegido:

- (i) disparo da proteção – principal do gerador;
- (ii) disparo da proteção – alternada do gerador;
- (iii) disparo da proteção – principal por injeção de sinal para falha próxima ao neutro;
- (iv) disparo da proteção – alternada por injeção de sinal para falha próxima ao neutro;
- (v) disparo da proteção – principal do transformador elevador;
- (vi) disparo da proteção – alternada do transformador elevador.

(b) Tipo “B”: Para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

- (1) disparo da proteção diferencial do gerador – principal;
- (2) disparo da proteção diferencial do gerador – alternada;
- (3) disparo da proteção diferencial do transformador elevador – principal;
- (4) disparo da proteção diferencial do transformador elevador – alternada;
- (5) disparo da proteção diferencial geral (diferencial da unidade ou total) – principal;
- (6) disparo da proteção diferencial geral (diferencial da unidade ou total) – alternada;
- (7) disparo da proteção diferencial de fase dividida – principal;
- (8) disparo da proteção diferencial de fase dividida – alternada;
- (9) disparo por sobretensão temporizada – principal;
- (10) disparo por sobretensão temporizada – alternada;
- (11) disparo da proteção de sobretemperatura de enrolamento;
- (12) disparo da proteção de sobretemperatura de óleo;
- (13) disparo da proteção de gás do transformador;
- (14) disparo da válvula de alívio de pressão.

6.1.1.11. Bancos de capacitores série:

(a) Tipo “A”:

- (1) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas do banco de capacitores série e de seus componentes:
  - (i) atuação de relé de bloqueio – principal;
  - (ii) atuação de relé de bloqueio – alternada.
- (2) disparo da proteção elétrica tanto do banco de capacitores série como, eventualmente, de seus componentes (MOV, reatores e capacitores). Nestes casos deve ser indicada a função ou o equipamento protegido:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (i) disparo da proteção – principal;
- (ii) disparo da proteção – alternada.

#### 6.1.1.12. Sistemas de transmissão em corrente contínua:

6.1.1.12.1. Para os equipamentos componentes dos conversores, incluindo os transformadores e reatores, utilizar os mesmos requisitos definidos para os respectivos equipamentos.

#### 6.1.1.12.2. Conversor

##### (a) Tipo “A”:

- (1) atuação do relé de bloqueio;
- (2) condição de operação (bloqueado/desbloqueado) – mudança de estado (bloqueado/desbloqueado) por comando de proteção (bloqueio ou “*forced retard*”) ou por comando manual.

##### (b) Tipo “B”: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem:

- (1) disparo da proteção do conversor: deve englobar todas as proteções projetadas para eliminar falhas e problemas ligados exclusivamente ao conversor, tais como:
  - (i) disparo da proteção para falta na válvula;
  - (ii) disparos por sobrecorrente do conversor;
  - (iii) disparos por falha de comutação;
  - (iv) disparos por ângulo de retardo excessivo;
  - (v) disparo da proteção do disjuntor de *by-pass*;
  - (vi) disparos da supervisão das válvulas;
  - (vii) disparo da proteção diferencial CC;
  - (viii) disparos da proteção de falha à terra no lado CA;
  - (ix) disparos da proteção de sobrecarga do par *by-pass*;
  - (x) disparo da proteção de falha de disparo da válvula.

#### 6.1.1.12.3. Polo e linha de transmissão:

##### (a) Tipo “A”:

- (1) disparos da proteção harmônica – critério por tensão;
- (2) disparos da proteção da linha CC;
- (3) disparo da proteção de sobrecorrente CC;
- (4) disparo da proteção para abertura da linha do eletrodo;
- (5) religamento automático (“*restart*”) da LT (em tensão normal e em tensão reduzida);
- (6) disparo da proteção duplo monopolar.

##### (b) Tipo “B”: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem:



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

(1) disparo da proteção do polo: deve englobar todas as proteções projetadas para eliminar falhas e problemas ligados exclusivamente ao polo, tais como:

- (i) disparo da proteção diferencial;
- (ii) disparos da proteção de sobretensão CC;
- (iii) disparos da proteção de mínima tensão CC;
- (iv) disparo da proteção para operação desequilibrada;
- (v) disparos da proteção para falta à terra durante teste com a linha aberta;
- (vi) disparo da proteção da seccionadora da barra neutra;
- (vii) disparo da proteção de sobrecarga do filtro CC;
- (viii) disparo da proteção de abertura da linha do eletrodo;
- (ix) disparo da proteção harmônica CC.

#### 6.1.1.12.4. Proteção do bipolo:

(a) Tipo "A":

(1) disparo da proteção de sobrecorrente na linha do eletrodo.

(b) Tipo "B": Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem:

(1) disparo da proteção do bipolo: deve englobar todas as proteções projetadas para eliminar falhas e problemas ligados exclusivamente ao bipolo, tais como:

- (i) disparo da proteção diferencial da barra de neutro;
- (ii) disparo da proteção de falta à terra no retorno metálico.

#### 6.1.1.12.5. Proteção dos filtros CA:

(a) Tipo "A":

(1) atuação dos relés de bloqueio associados às proteções elétricas do banco de filtros:

- (i) atuação de relé de bloqueio – principal;
- (ii) atuação de relé de bloqueio – alternada.

(2) disparo da proteção elétrica tanto do banco de filtros como eventualmente de seus componentes. Nestes casos deve ser especificado o equipamento protegido:

- (i) disparo da proteção – principal;
- (ii) disparo da proteção – alternada.

(b) Tipo "B": para cada sinal abaixo agrupar todos os disparos da função na unidade de proteção (IED), sejam eles emitidos por fase ou por combinação delas:

(1) disparo por sobrecarga harmônica – principal: deve englobar todas as proteções de sobrecarga de seus elementos (resistores, reatores e capacitores), sejam elas sensibilizadas por corrente ou por tensão;

(2) disparo por sobrecarga harmônica – alternada: ver observação do item acima;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (3) disparo da proteção de sobretensão instantânea principal;
- (4) disparo da proteção de sobretensão instantânea alternada;
- (5) disparo da proteção de sobretensão temporizada principal;
- (6) disparo da proteção de sobretensão temporizada alternada;
- (7) disparo da proteção de desbalanço principal;
- (8) disparo da proteção de desbalanço alternada.

## 6.2. Qualidade dos eventos

6.2.1. As UTR ou os SSCL devem ser capazes de armazenar informações para o sequenciamento de eventos com uma resolução entre eventos menor ou igual a 5 (cinco) milissegundos. A exatidão do selo de tempo associado a cada evento deve ser menor ou igual 1 (um) milissegundo.

6.2.1.1. Entende-se como resolução a capacidade de discriminar eventos ocorridos em tempos distintos.

6.2.1.2. Entende-se como exatidão o grau de aproximação do selo de tempo ao tempo absoluto de ocorrência do evento.

6.2.2. A base de tempo utilizada para o registro da sequência de eventos deve ser o relógio de tempo da UTR/SSCL, cujas características são apresentadas no item 4.1.9. deste submódulo.

6.2.3. A relação de eventos apresentada no item 6.1 deste submódulo está baseada numa filosofia de proteção padrão. Os agentes podem utilizar diferentes filosofias e tecnologias, desde que atendam ao disposto no Submódulo 2.11 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção.

6.2.3.1. É responsabilidade do agente mapear, sempre que aplicável, os eventos aqui apresentados com aqueles efetivamente implementados na instalação.

6.2.3.2. É responsabilidade do agente a implementação de processamentos e/ou combinação de sinais na instalação que venham a ser necessários para a disponibilização dos sinais aqui requeridos.

6.2.4. O selo de tempo de todos os eventos deve estar no padrão UTC.

## 7. SUPERVISÃO DE EQUIPAMENTOS DA REDE DE SUPERVISÃO E NÃO INTEGRANTES DA REDE DE OPERAÇÃO

### 7.1. Interligação de dados

7.1.1. Devem ser disponibilizados os recursos necessários para as interligações de dados para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle, conforme conceituado no item 4.2 deste submódulo.

### 7.2. Informações requeridas para a supervisão do sistema elétrico

7.2.1. Para cada equipamento integrante da Rede de Supervisão e não pertencente à Rede de Operação, as seguintes informações de grandezas analógicas e de sinalização de estado devem ser transferidas para o sistema de supervisão e controle dos centros de operação designados pelo ONS:

7.2.1.1. Medições analógicas:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (a) Todas as medições devem ser feitas de forma individualizada e transferidas periodicamente aos centros de operação do ONS;
- (b) O período de transferência deve ser parametrizável por centro de operação do ONS e os sistemas devem ser projetados para suportar períodos de aquisição menores ou iguais a 6 (seis) segundos;
- (c) As seguintes informações devem ser coletadas e transferidas para os centros de operação do ONS:
  - (1) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, de cada secção de barramento da subestação que possa formar um nó elétrico, exceto no caso de arranjo de barramento em anel;
  - (2) no caso de arranjo de barramento em anel, magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, nos terminais de cada equipamento conectado ao barramento da subestação (LT, transformadores etc.);
  - (3) magnitude da tensão fase-fase, que pode ser obtida pela medição fase-fase ou por cálculo a partir de medição fase-neutro, em kV, entre quaisquer duas das três fases, de cada unidade geradora (lado de baixa do transformador elevador);
  - (4) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nos terminais de todas as LT;
  - (5) no caso de LT curtas (até 3 km de extensão) existentes entre a casa de força da usina e a subestação, potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nos terminais conectados à subestação;
  - (6) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nos enrolamentos dos transformadores. Considerar a medição apenas nos enrolamentos que estiverem ligados a barramentos integrantes da Rede de Supervisão, mas não integrantes da Rede de Operação;
  - (7) no caso de transformadores elevadores de unidades geradoras, potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, do lado de alta tensão do transformador;
  - (8) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, por gerador;
  - (9) potência trifásica reativa, em Mvar, de todos equipamentos de compensação reativa dinâmicos, tais como compensadores síncronos e compensadores estáticos controláveis;
  - (10) potência trifásica ativa, em MW, e reativa, em Mvar, nas derivações eventualmente existentes entre o gerador e o transformador elevador que alimente cargas segundo o seguinte critério:
    - (i) para geradores com potência nominal  $\leq 30$  MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 3% da potência nominal do gerador;
    - (ii) para geradores com potência nominal entre 30 MW e 200 MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 2% da potência nominal do gerador;
    - (iii) para geradores com potência nominal  $\geq 200$  MW: medição necessária se as derivações consumirem, no total, mais de 1% da potência nominal do gerador;
  - (11) posição de tape de transformadores de potência equipados com comutadores sob carga. Considerar a medição apenas se o tiver mais de um enrolamento ligado a barramentos integrantes da Rede de Supervisão, mas não integrantes da Rede de Operação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

#### 7.2.1.2. Sinalização de estado:

- (a) de todos os disjuntores e chaves utilizadas nos barramentos e nas conexões de equipamentos da Rede de Supervisão, incluídas as chaves de *by-pass*. Esse requisito é aplicável tanto a sistemas de geração e transmissão em corrente alternada quanto a sistemas de transmissão em corrente contínua (incluindo filtros);
- (b) do estado operacional de UTR e SSCL diretamente subordinados a CD (detalhes sobre a identificação do estado operacional deste tipo de equipamento são apresentados na sessão 4 deste submódulo).

#### 7.2.1.3. Ainda com relação à sinalização de estado, deve-se observar que:

- (a) todas as sinalizações de estado devem ser transmitidas por exceção;
- (b) o SSCL ou a UTR deve estar apto a responder a varreduras de integridade feitas pelo ONS, que podem ser periódicas, com período parametrizável, tipicamente a cada 1 (uma) hora, sob demanda, ou por evento como, por exemplo, uma reinicialização dos recursos de supervisão e controle do ONS.

7.2.2. Os terminais de equipamentos não integrantes da Rede de Supervisão e conectados a barramentos de fronteira têm sua supervisão definida num acordo entre o ONS e o agente.

### 7.3. Qualidade da informação

#### 7.3.1. Exatidão da medição

7.3.1.1. Todas as medições devem ser efetuadas por equipamentos cuja classe garanta uma exatidão mínima de 2%. Tal exatidão deve englobar toda a cadeia de equipamentos utilizados, tais como transformadores de corrente, de tensão, transdutores, conversores analógico/digital etc.

#### 7.3.2. Idade do dado

7.3.2.1. Os conceitos relativos à mensuração da idade do dado estão apresentados nos itens 5.5.2. e 5.5.2.2. deste submódulo.

7.3.2.2. A idade máxima para os dados coletados por varredura (periodicamente) deve ser inferior à soma do tempo de varredura adotado pelo ONS para aquisição de dado adicionado de:

- (a) 6 (seis) segundos em média;
- (b) 12 (doze) segundos no máximo para algumas varreduras, desde que mantida a média de 6 (seis) segundos.

7.3.2.3. A idade máxima de um dado coletado por exceção deve ser inferior a 10 (dez) segundos.

#### 7.3.3. Banda morta e varredura de integridade

7.3.3.1. Os protocolos que transmitem medições analógicas por exceção devem ter uma banda morta e varredura de integridade estabelecidas de comum acordo entre o ONS e o agente. As definições obtidas nesses acordos não devem prejudicar a exatidão das medidas, conforme definido no item 7.3. deste submódulo.

7.3.3.2. Enquanto um acordo formal não for firmado entre o ONS e o agente, a UTR e/ou SSCL devem ser configurados com um valor inicial de banda morta de 0,1% do fundo de escala ou do último valor lido e devem suportar varreduras de integridade com períodos menores ou igual a 30 (trinta) minutos.

### 7.4. Parametrizações

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

7.4.1. Todos os períodos de aquisição acima especificados devem ser parametrizáveis, e os valores apresentados se constituem em níveis mínimos.

## 8. SUPERVISÃO DE CENTRAL GERADORA COMPOSTA POR UNIDADES GERADORAS COM POTÊNCIA NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 10 MW

### 8.1. Abrangência

8.1.1. A partir de uma análise da configuração elétrica da central geradora, o ONS pode permitir o agrupamento de um conjunto de unidades geradoras com potência nominal individual igual ou inferior a 10 MW, compondo uma unidade geradora equivalente.

8.1.2. Os requisitos descritos no item 8 deste submódulo aplicam-se às unidades geradoras equivalentes e aos seguintes equipamentos associados à central geradora, na instalação coletora em tensão inferior a 230 kV:

- (a) barramentos de alta e de baixa tensão;
- (b) transformadores elevadores;
- (c) linhas de conexão ao SIN;
- (d) todas as chaves e disjuntores utilizadas nos barramentos de alta e baixa tensão;
- (e) todas as chaves e disjuntores utilizados para conectar o lado de baixa do transformador elevador ao barramento.

8.1.3. Para instalações coletoras em tensão igual ou superior a 230 kV, aplicam-se os requisitos de supervisão e controle definidos para a Rede de Operação.

### 8.2. Interligação de dados

8.2.1. Devem ser disponibilizados os recursos necessários para as interligações de dados para atender aos requisitos das funções tradicionais de supervisão e controle, conforme conceituado no item 4.2 deste submódulo.

### 8.3. Informações requeridas para a supervisão das centrais geradoras

8.3.1. Os agentes responsáveis por centrais geradoras enquadradas no item 8 deste submódulo devem transferir para os centros de operação designados pelo ONS as medições analógicas e as sinalizações de estado dos equipamentos relacionados no item 8.1.2. deste submódulo, segundo os seguintes requisitos:

8.3.1.1. Medições analógicas:

- (a) Todas as medições deverão ser feitas de forma individualizada e transferidas periodicamente aos centros de operação do ONS.
- (b) O período de transferência deve ser parametrizável por centro de operação do ONS e os sistemas devem ser projetados para suportar períodos menores ou iguais a 4 (quatro) segundos.
- (c) As seguintes informações devem ser obtidas e transferidas para os centros de operação do ONS:
  - (1) posição dos tapes dos transformadores elevadores, quando equipados com comutadores sob carga;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (2) magnitude da tensão fase-fase, em kV, entre quaisquer duas das três fases, para os transformadores elevadores, cuja medição deve ser no lado ligado à barra de menor potência de curto-circuito, geralmente o de menor tensão, caso o ONS não explicita que seja no outro lado do transformador;
  - (3) magnitude da tensão fase-fase, em kV, em todas as seções dos barramentos da subestação passíveis de formar um nó elétrico;
  - (4) potência ativa trifásica, em MW, e reativa, em Mvar, do lado de baixa tensão dos transformadores elevadores;
  - (5) potência ativa trifásica, em MW, e reativa, em Mvar, nos terminais de todas as LT conectadas à Rede de Operação;
  - (6) disponibilidade, em MW, de cada grupo de máquinas ou, mediante concordância do ONS, o número de máquinas disponíveis e sincronizadas em operação, em cada grupo de máquinas. Essa informação pode passar por processamento prévio.
- (d) As seguintes informações, relativas à central geradora eólica, devem ser obtidas e transferidas para os centros de operação do ONS, por parque gerador:
- (1) velocidade do vento (à altura do eixo de um dos aerogeradores), em m/s;
  - (2) direção do vento (à altura do eixo de um dos aerogeradores), em graus em relação ao norte verdadeiro;
  - (3) pressão atmosférica, em pascal (Pa);
  - (4) temperatura, em °C.
- (e) As seguintes informações, relativas à central geradora solar, devem ser obtidas e transferidas para os centros de operação do ONS, por parque gerador:
- (1) irradiação solar, em W/m<sup>2</sup>;
  - (2) temperatura, em °C.

#### 8.3.1.2. Sinalização de estado:

- (a) Todas as sinalizações de estado devem ser transmitidas por exceção.
- (b) O SSCL ou a UTR deve estar apto a responder a varreduras de integridade feitas pelo ONS, que podem ser periódicas, com período parametrizável, tipicamente a cada 1 (uma) hora, sob demanda, ou por evento como, por exemplo, uma reinicialização dos recursos de supervisão e controle do ONS.
- (c) As posições de todas as chaves e disjuntores de interligação à rede do lado de alta tensão da subestação devem ser obtidas e transferidas para os centros de operação do ONS.
- (d) Em relação a central geradora eólica, a indicação de estado ligado ou desligado dos equipamentos de compensação reativa instalados no parque eólico, exceto os equipamentos individuais dos geradores, devem ser obtidas e transferidas para o centro de operação do ONS:

## 8.4. Sequenciamento de eventos

8.4.1. Aplicam-se aos equipamentos da central geradora os requisitos de sequenciamento de eventos especificados para a Rede de Operação, apresentados no item 6 deste submódulo.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 8.5. Qualidade da informação

8.5.1. Os requisitos de qualidade exigidos para a supervisão de centrais geradoras são os mesmos exigidos para a supervisão de equipamentos da Rede de Operação, apresentados no item 5.5 deste submódulo, e abrangem:

- (a) exatidão da medição;
- (b) idade do dado;
- (c) banda morta e varredura de integridade.

## 8.6. Parametrizações

8.6.1. Todos os períodos de aquisição devem ser parametrizáveis, sendo que os valores apresentados se constituem em níveis mínimos.

## 9. SUPERVISÃO DE INSTALAÇÕES (SUBESTAÇÕES) COMPARTILHADAS DA REDE DE OPERAÇÃO

9.1. Qualquer agente que compartilhe uma instalação (subestação) existente deve:

- (a) disponibilizar ao SSCL do agente responsável pela subestação existente a supervisão remota de todos os equipamentos a ela conectados, conforme descrito na seção 5 deste submódulo, com exceção dos requisitos para CAG;
- (b) garantir supervisão em nível local segundo a filosofia acordada com o agente responsável pela subestação;
- (c) garantir a instalação e operacionalização de todos os equipamentos e sistemas necessários para viabilizar em nível local as interligações de dados com o agente responsável pela subestação;
- (d) na primeira conexão entre os sistemas de supervisão, adotar o protocolo para comunicação com o SSCL conforme determinado pelo agente responsável pela subestação; qualquer alteração no protocolo de comunicação após a primeira conexão dos sistemas de supervisão deve ser acordada entre as partes; e
- (e) prever testes de conectividade entre o SSCL/UTR e o SSCL do agente responsável pela subestação, de forma a garantir a coerência das bases de dados desse sistema e o perfeito funcionamento dos protocolos utilizados.

9.2. Alternativamente à instalação de novos recursos de supervisão e controle, o agente, mediante prévio acordo com o agente responsável pela subestação, pode optar pela expansão dos recursos de supervisão e controle disponíveis, desde que atendidos todos os requisitos de supervisão e controle estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

9.3. O agente responsável pela subestação deve disponibilizar, a todos os agentes que compartilham a instalação, o acesso aos dados de supervisão de toda a instalação (inclusive dados de outros agentes) disponíveis em seu SSCL, necessários para a execução da operação de qualquer equipamento da instalação, seja em operação normal, seja em processo de recomposição simples ou perturbações. É responsabilidade de cada agente que compartilha a instalação prover o recebimento dos dados.

## 10. DISPONIBILIDADE E QUALIDADE DOS RECURSOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

### 10.1. Geral

10.1.1. Os recursos de supervisão e controle fornecidos pelos agentes ao ONS para atender aos requisitos apresentados neste submódulo devem ter sua disponibilidade e qualidade medidas pelo ONS, de acordo com os conceitos e critérios estabelecidos a seguir e os indicadores estabelecidos no Submódulo 9.6 – Indicadores de desempenho dos sistemas de supervisão e controle e dos serviços de telecomunicações.

10.1.2. Devem ser avaliados os sistemas que se interponham entre os equipamentos de aquisição de dados ou de aplicação de comandos nas instalações e o centro de operação do ONS, incluindo os equipamentos de interfaceamento com os sistemas de comunicação.

10.1.3. Não são computados nos índices os tempos de indisponibilidade causados por:

- (a) indisponibilidade de equipamentos nos centros de operação do ONS;
- (b) atividades de aprimoramento constantes do plano de adequação das instalações dos agentes apresentado ao ONS, plano este definido conforme estabelecido no Submódulo 7.9 – Implantação dos serviços de supervisão e controle para a operação;
- (c) atualizações e instalação de hardware ou software nos SSCL ou nos CD dos agentes, desde que sejam programadas e aprovadas com antecedência pelo ONS;
- (d) atualizações ou instalação de hardware e software para melhoria de segurança no enlace de comunicação entre SSCL ou CD e os centros de operação designados pelo ONS, desde que sejam programadas e aprovadas com antecedência pelo ONS;
- (e) manutenções autorizadas pelo ONS no equipamento associado ao recurso de supervisão e controle.

### 10.2. Conceito de indisponibilidade de recursos de supervisão e controle

10.2.1. Uma informação de qualquer dos tipos especificados neste submódulo é considerada indisponível para o ONS sempre que:

- (a) o recurso não estiver instalado ou não estiver liberado para a operação;
- (b) um SSCL estiver fora de serviço ou sem comunicação;
- (c) o CD, quando utilizado, estiver fora de serviço ou sem comunicação;
- (d) o ONS detectar falha de atuação de um ponto de controle;
- (e) o indicador de qualidade sinalizar informação sob entrada manual pelo agente;
- (f) o indicador de qualidade sinalizar informação fora de varredura.

10.2.2. Todos os pontos subordinados a um SSCL de uma instalação são declarados indisponíveis sempre que ocorrer ausência de resposta de tal sistema às solicitações dos centros de operação do ONS ou de um CD, se utilizado.

10.2.3. No caso de utilização de CD, todos os pontos subordinados ao concentrador são declarados indisponíveis quando o CD deixar de responder às solicitações do ONS.

### 10.3. Conceito de qualidade dos recursos de supervisão e controle

10.3.1. Considera-se que uma informação de qualquer dos tipos especificados neste submódulo viola critérios de qualidade quando:

- (a) tratando-se de informações analógicas, a informação violar um dos seus limites de escala;



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (b) uma informação estiver comprovadamente inconsistente;
- (c) a informação violar os requisitos de idade do dado.

#### 10.4. Avaliação da disponibilidade e da qualidade dos recursos de supervisão e controle

10.4.1. A avaliação da disponibilidade e da qualidade dos recursos de supervisão e controle baseia-se em três indicadores, cuja formulação é apresentada no Submódulo 9.6:

- (a) Disponibilidade dos Recursos de Supervisão e Controle (DRSC<sub>ij</sub>), cujos valores mínimos aceitáveis são:
  - (1) para SSCL de instalações estratégicas: 98,5% em base anual;
  - (2) para SSCL das demais instalações: 97,5% em base anual;
  - (3) para agentes: 99% em base anual.
- (b) Qualidade dos Recursos de Supervisão e Controle (QRSC<sub>ij</sub>), cujos valores mínimos aceitáveis são:
  - (1) para SSCL de instalações estratégicas: 98,5% em base anual;
  - (2) para SSCL das demais instalações: 97,5% em base anual;
  - (3) para agentes: 99% em base anual.
- (c) Disponibilidade de SSCL ou de CD (DCD<sub>i</sub>), cujos valores mínimos aceitáveis são:
  - (1) para SSCL diretamente ligados ao Centro do ONS: 99,95% em base anual;
  - (2) para CD por agentes: 99,95% em base anual;
  - (3) para SSCL diretamente ligados a CD: 99,93% em base anual;

### 11. ATUALIZAÇÃO DAS BASES DE DADOS DOS SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DO ONS

#### 11.1. Cadastramento dos equipamentos

11.1.1. Os agentes que disponham de equipamentos na Rede de Supervisão devem fornecer as informações cadastrais descritivas para a configuração das bases de dados dos centros de operação do ONS, conforme Submódulo 7.9 e detalhado em rotina operacional específica do Submódulo 5.13.

#### 11.2. Teste de conectividade e testes ponto a ponto

11.2.1. Todos os agentes devem prever testes de conectividade entre os seus SSCL/UTR e os SSC dos centros de operação designados pelo ONS, conforme descrito no Submódulo 7.9.

11.2.2. Além do teste da conectividade, devem ser previstos testes ponto a ponto entre o SSCL/UTR e o SSC dos centros de operação designados pelo ONS, conforme programação a ser previamente acordada com o ONS, de forma a garantir a coerência das bases de dados desses sistemas e o perfeito funcionamento dos protocolos utilizados.

11.2.3. Sempre que necessário devem ser realizados testes diretamente no campo ou no SSCL/UTR para avaliar o selo de tempo das sinalizações e SOE.

### 12. REFERÊNCIAS

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

[1] ONS. Áreas do Controle Automático de Geração do Sistema Interligado, Referência Técnica do Manual de Procedimentos da Operação.

### 13. ANEXOS

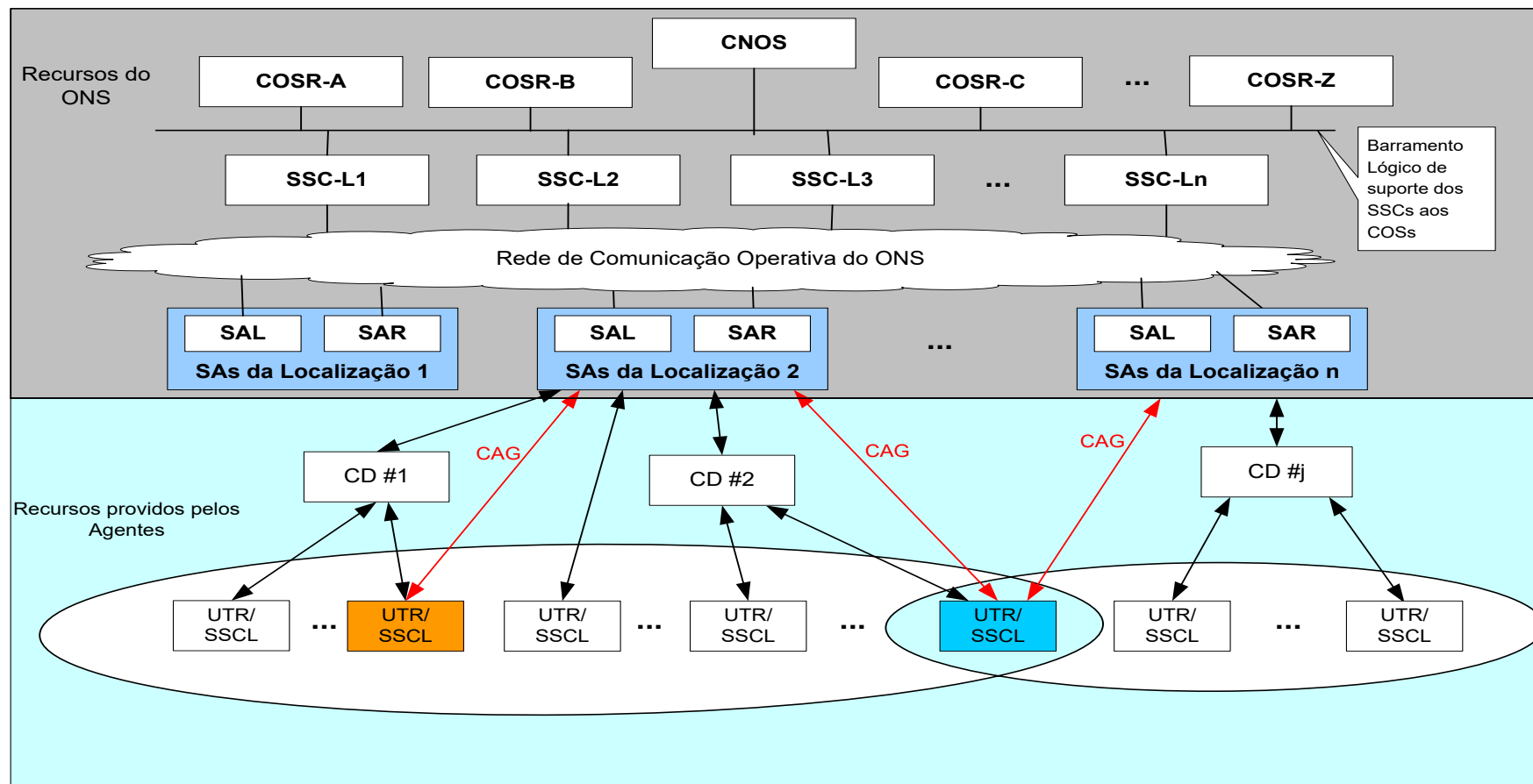
Anexo A – Estrutura de supervisão e controle

Anexo B – Representação simplificada do fluxo de informações para o CAG dos centros de operação do ONS para o caso da área #2

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

**ANEXO A**

**Estrutura de supervisão e controle**



Legenda: CNOS: Centro Nacional de Operação do Sistema;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação</b>	<b>2.12</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

COSR: Centro de Operação do Sistema;

COSR-i: COSR instalado na localização “i”, nas cidades onde o ONS tem os seus COSR.

SSC: Sistema de Supervisão e Controle:

SSC-Li: SSC instalado na localização “i”, normalmente nas cidades onde o ONS tem os seus COSR.

SA: Sistema de Aquisição de Dados:

SAL: SA local, instalado nas mesmas dependências de um SSC;

SAR: SA remoto, instalado em outras dependências que não aquelas do SSC a que pertence.

CD: Concentrador de Dados;

UTR: Unidades Terminais Remotas;

SSCL: Sistema de Supervisão e Controle Local;

CAG: Denota enlaces de dados para a aquisição de informações e a emissão de ações de comando do CAG.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	2.12	Requisitos	2020.12	01/01/2021

**ANEXO B**

**Representação simplificada do fluxo de informações para o CAG dos centros de operação do ONS para o caso da área #2**

