

# *Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia*

*ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº030/2023*

## Norma Técnica Unificada

NDU - 045

Versão 1.1 - Março/2024



## Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos e as diretrizes necessárias para a conexão de geradores de energia elétrica, que não façam adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), à rede de distribuição de Média e Alta Tensão, nas concessionárias do Grupo Energisa S.A.

O objetivo é estabelecer padrões e procedimentos de acesso, critérios técnicos-operacionais, e o relacionamento operacional envolvidos na conexão de autoprodutores e produtores independentes atendidos em Média e Alta tensão, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas pela ABNT, e em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta norma técnica é a versão 1.1, datada de março de 2024.

**João Pessoa - PB, 28 de março de 2024.**

**GTD - Gerência Técnica de Distribuição**

Esta norma técnica, bem como as alterações, poderá ser acessada através do código abaixo:



## Equipe Técnica da Elaboração da NDU-045 (Versão 1.1)

**Aline Oliveira de Souza**

Energisa Minas Rio

**Antonio Esley F. Cavalcante**

Energisa Sergipe

**Arnaldo Gomes de O. Junior**

Grupo Energisa

**Bruna Fabiana B. dos Santos**

Energisa Mato Grosso do Sul

**Camila Duarte Silva**

Energisa Mato Grosso

**Carlos Eduardo Mariano**

Energisa Sul Sudeste

**Carolina de Oliveira da Silva**

Energisa Acre

**Cristiany Torloni de F. Soares**

Energisa Mato Grosso

**Daniel Favaro Jacobina**

Energisa Mato Grosso

**Elvis Afonso P. Lucas da Silva**

Energisa Sul Sudeste

**Fabio Borges Ferreira**

Energisa Tocantins

**Fabricio Agnes P. dos Santos**

Grupo Energisa

**Gilberto Teixeira Carrera**

Grupo Energisa

**Giovanna Raissa G do A Souza**

Energisa Acre

**Guilherme Penteado R. Martins**

Energisa Mato Grosso do Sul

**Irlley Jose Araujo Castelo Branco**

Energisa Tocantins

**Jose David Melo Junior**

Energisa Sergipe

**Juliano Augusto Nunes Paixao**

Energisa Rondônia

**Lucas Costa Brandao**

Energisa Mato Grosso

**Lucas Domingues Silva**

Grupo Energisa

**Lucas Kelton de Almeida**

Energisa Rondônia

**Mauricio Larroyd Lando**

Grupo Energisa

**Nelson Muniz dos Santos**

Energisa Sul Sudeste

**Ricardo Campos Rios**

Grupo Energisa

**Rosemary de Lima Soares**

Energisa Tocantins

**Rusangela Rodrigues G. Cavalcanti**

Energisa Paraíba

**Simone Regina Lourenco**

Energisa Tocantins

**Thacielle Ribeiro**

Grupo Energisa

**Thais Suemi Arakaki Kanno Oberg**

Energisa Sul Sudeste

**Vanessa da Costa Marques**

Grupo Energisa



**Victor Lhincio Sales Brito**  
Energisa Paraíba

**Wesley Carolino da Silva**  
Energisa Paraíba



## Aprovação técnica

**Ademálio de Assis Cordeiro**

Grupo Energisa

**Erika Ferrari Cunha**

Energisa Sergipe

**Fabio Lancelotti**

Energisa Minas Rio

**Fabício Sampaio Medeiros**

Energisa Mato Grosso

**Fernando Espindula Corradi**

Energisa Rondônia

**Guilherme Damiance Souza**

Energisa Tocantins

**Jairo Kennedy Soares Perez**

Energisa Paraíba

**Paulo Roberto dos Santos**

Energisa Mato Grosso do Sul

**Antonio Mauricio de Matos  
Gonçalves**

Energisa Acre

**Rodrigo Brandão Fraiha**

Energisa Sul-Sudeste



## Sumário

<b>1</b>	<b>CAMPO DE APLICAÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>VIGÊNCIA</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>RESPONSABILIDADES</b>	<b>10</b>
3.1	RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL	10
3.2	COORDENAÇÃO DE NORMAS E PADRÕES CONSTRUTIVOS	10
3.3	DEPARTAMENTO DE SERVIÇOS COMERCIAIS	10
3.4	DEPARTAMENTO DE CONSTRUÇÃO E MANUTENÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	10
3.5	ASSESSORIA DE PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO	10
3.6	DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO	11
<b>4</b>	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>11</b>
4.1	REFERÊNCIAS REGULATÓRIAS	11
4.2	NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS	13
4.3	NORMAS TÉCNICAS DO GRUPO ENERGISA	13
<b>5</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>	<b>14</b>
5.1	ACESSADA	14
5.2	ACESSO	14
5.3	ACORDO OPERATIVO	14
5.4	ALTA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO - AT	14
5.5	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)	15
5.6	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	15
5.7	ANOTAÇÃO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA (ART)	15
5.8	ATERRAMENTO	15
5.9	AUTOPRODUTOR	15
5.10	BAIXA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO (BT)	15
5.11	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE)	16
5.12	CARGA INSTALADA	16
5.13	CENTRAIS GERADORES DE TIPO I	16
5.14	CENTRAIS GERADORES DE TIPO II	16
5.15	CENTRAIS GERADORES DE TIPO III	17
5.16	CENTRAL GERADORA	17
5.17	CENTRAL GERADORA DE FONTE DESPACHÁVEL	17
5.18	CENTRAL GERADORA FLUTUANTE DE FONTE FOTOVOLTAICA	17
5.19	COGERAÇÃO DE ENERGIA	17
5.20	COGERAÇÃO QUALIFICADA	18
5.21	COMISSIONAMENTO	18
5.22	CONDIÇÕES DE ACESSO	18
5.23	CONDIÇÕES DE CONEXÃO	18
5.24	CONSÓRCIO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA	18
5.25	CONSUMIDOR LIVRE	19
5.26	CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	19
5.27	CONTRATO DE FORNECIMENTO	19
5.28	CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	19
5.29	CRITÉRIO DE MÍNIMO CUSTO GLOBAL	19

5.30	DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT.....	20
5.31	ELEMENTO DE SECCIONAMENTO (ES) .....	20
5.32	ENERGIA ELÉTRICA ATIVA .....	20
5.33	FATOR DE POTÊNCIA.....	20
5.34	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) .....	20
5.35	ILHAMENTO .....	20
5.36	INSTALAÇÕES DE CONEXÃO .....	21
5.37	INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO .....	21
5.38	MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO - MT .....	21
5.39	MONTANTES DO USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (MUSD).....	21
5.40	NORMAS E PADRÕES DA DISTRIBUIDORA .....	21
5.41	OBRA DE MELHORIA.....	21
5.42	OBRA DE REFORÇO.....	22
5.43	ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO .....	22
5.44	ORÇAMENTO DE CONEXÃO .....	22
5.45	ORÇAMENTO ESTIMADO .....	22
5.46	PADRÃO DE ENTRADA .....	22
5.47	PONTO DE CONEXÃO .....	23
5.48	POTÊNCIA APARENTE.....	23
5.49	POTÊNCIA ATIVA.....	23
5.50	POTÊNCIA REATIVA .....	23
5.51	POTÊNCIA INSTALADA .....	23
5.52	PRODUTOR INDEPENDENTE .....	23
5.53	SISTEMA DE COLETA DE DADOS DE ENERGIA - SCDE.....	23
5.54	SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO.....	24
5.55	SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO ESTIMADO .....	24
5.56	UNIDADE CONSUMIDORA .....	24
5.57	USUÁRIO.....	24
<b>6</b>	<b>CONDIÇÕES GERAIS .....</b>	<b>24</b>
<b>7</b>	<b>ATENDIMENTO AO CLIENTE .....</b>	<b>29</b>
7.1	CONTATOS DO ACESSANTE COM A ENERGISA.....	29
7.2	PROCEDIMENTO DE ACESSO .....	29
7.2.1	<i>Orçamento Estimado.....</i>	<i>34</i>
7.2.2	<i>Solicitação de Orçamento de Conexão.....</i>	<i>35</i>
7.2.3	<i>Triagem de documentação.....</i>	<i>38</i>
7.2.4	<i>Orçamento de Conexão.....</i>	<i>39</i>
7.2.5	<i>Acordo Operativo .....</i>	<i>41</i>
7.2.6	<i>Projetos Elétricos.....</i>	<i>41</i>
7.2.7	<i>Assinatura de Contrato .....</i>	<i>43</i>
7.2.8	<i>Obras de Responsabilidade do Usuário.....</i>	<i>45</i>
7.2.9	<i>Obras de responsabilidade da Distribuidora .....</i>	<i>46</i>
7.2.10	<i>Vistoria e Conexão.....</i>	<i>47</i>
7.2.11	<i>Compartilhamento de Instalações .....</i>	<i>48</i>
<b>8</b>	<b>CRITÉRIOS E PADRÕES TÉCNICOS .....</b>	<b>49</b>
8.1	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERGISA EM MÉDIA TENSÃO (MT) E ALTA TENSÃO (AT) .....	49
8.2	FORMA DE CONEXÃO PARA AS CENTRAIS GERADORAS .....	50
8.3	FORMA DE CONEXÃO PARA AUTOPRODUTORES E PRODUTORES INDEPENDENTES .....	52
8.4	DETERMINAÇÃO DA FORMA DE CONEXÃO .....	54

8.4.1	Tensão mínima após o religamento do alimentador .....	54
8.5	TRANSFORMADORES DE ACOPLAMENTO .....	55
8.5.1	Proteção do transformador de acoplamento .....	55
8.5.2	Ligação dos enrolamentos do transformador de acoplamento .....	56
8.5.3	Tapes dos transformadores de acoplamento .....	56
8.6	REQUISITOS DE PROTEÇÃO PARA A CONEXÃO .....	56
8.6.1	Funções mínimas de proteções no ponto de conexão no Sistema de Média Tensão (MT) .....	58
8.6.2	Funções mínimas de proteções no ponto de conexão no Sistema de Alta Tensão (AT) .....	70
8.7	SISTEMA DE MEDIÇÃO .....	74
8.7.1	Sistema de Medição em Média Tensão (MT) .....	74
8.7.2	Sistema de Medição em Alta Tensão (AT) .....	77
8.7.3	Requisitos de automação e telecomunicação .....	79
8.7.4	Canais de comunicação de dados.....	79
8.7.5	Meios de comunicação.....	80
8.7.6	Solução de automação.....	80
8.7.7	Base de dados.....	81
8.7.8	Requisitos técnicos da geração .....	81
8.7.9	Geradores síncronos.....	82
8.7.10	Sincronização .....	82
8.7.11	Controle de velocidade.....	84
8.7.12	Geradores assíncronos .....	85
8.8	CHAVE SECCIONADORA SOB CARGA.....	86
8.9	REQUISITOS DE PROTEÇÃO PARA A CONEXÃO .....	87
<b>9</b>	<b>REQUISITOS DE QUALIDADE .....</b>	<b>88</b>
9.1	TENSÃO EM REGIME PERMANENTE .....	89
9.2	FAIXA OPERACIONAL DE FREQUÊNCIA .....	89
9.3	SUPORTABILIDADE ÀS VARIAÇÕES TRANSITÓRIAS DE FREQUÊNCIA.....	90
9.3.2	Geração distribuída sem instalação de inversores .....	92
9.4	PROTEÇÃO DE INJEÇÃO DE COMPONENTE C.C. NA REDE ELÉTRICA .....	92
9.5	HARMÔNICOS E DISTORÇÃO DA FORMA DE ONDA .....	92
9.6	FATOR DE POTÊNCIA .....	92
<b>10</b>	<b>REQUISITOS DE SEGURANÇA .....</b>	<b>93</b>
10.1	PERDA DE TENSÃO DA REDE.....	93
10.2	VARIAÇÕES DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.....	94
10.3	PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO.....	94
10.4	RECONEXÃO.....	95
10.5	ATERRAMENTO.....	95
10.5.1	Aterramento para Média Tensão (MT) .....	95
10.5.2	Aterramento para Alta Tensão (AT) .....	95
10.6	PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITO.....	95
10.7	SECCIONAMENTO.....	96
10.8	RELIGAMENTO AUTOMÁTICO DA REDE.....	96
10.9	SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA.....	96
<b>11</b>	<b>HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO .....</b>	<b>97</b>
<b>12</b>	<b>DESENHOS .....</b>	<b>98</b>



## 1 CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta Norma Técnica estabelece os critérios e procedimentos técnicos exigidos pelas empresas do grupo Energisa para a conexão de Autoprodutores e Produtores Independentes à rede de distribuição de Média e Alta Tensão do grupo Energisa, que não façam adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), em conformidade com as legislações vigentes.

Os microgeradores e minigeradores que possuam geração própria sem a comercialização de energia, deverão ser atendidos através da NDU 013 e da NDU 015, respectivamente.

Os casos não previstos nesta Norma Técnica, ou aqueles que pelas características exijam tratamento à parte, deverão ser previamente encaminhados à concessionária, através de seus escritórios locais, para apreciação conjunta da área de projetos/área de estudos. Os mesmos serão objeto de análise prévia e decisão por parte da concessionária, que tem o direito de rejeitar toda e qualquer solução que não atenda às condições técnicas exigidas pela mesma.

## 2 VIGÊNCIA

Esta Norma Técnica entra em vigor a partir da data de sua publicação e revoga as versões anteriores.

Novas edições e/ou alterações em normas ou especificações técnicas, serão comunicadas aos consumidores e demais usuários, fabricantes, distribuidores, comerciantes de materiais e equipamentos padronizados, técnicos em instalações elétricas e demais interessados, por meio da página de Normas Técnicas no site da Energisa. Orientamos que os interessados deverão, periodicamente, consultar o site da Energisa para obter as versões mais recentes dos documentos normativos.

## 3 RESPONSABILIDADES

### 3.1 Resoluções Normativas ANEEL

Estabelecer as normas e os critérios técnicos exigíveis para a conexão de geração distribuída na média e alta tensão, conforme a regulação vigente. Coordenar o processo referente a revisões desta norma.

### 3.2 Coordenação de Normas e Padrões Construtivos

Estabelecer as normas e os critérios técnicos exigíveis para a conexão de centrais geradoras que não façam adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conforme a regulação vigente. Coordenar o processo referente a revisões desta norma.

### 3.3 Departamento de Serviços Comerciais

Cooperar no processo de revisão desta norma. Deve desempenhar as atividades de atendimento ao cliente, zelando pelos critérios e recomendações definidas nesta norma, e coordenar o processo, acionando os demais departamentos nas suas atribuições.

### 3.4 Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas à análise de projetos, fiscalização e orçamentação de obras, referente ao processo de melhoria, expansão e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Todas as atividades devem ser realizadas de acordo com as regras e recomendações definidas nesta norma.

### 3.5 Assessoria de Planejamento e Orçamento

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas aos estudos elétrico e elaborar os documentos de Orçamento Estimado e Orçamento de Conexão.


### 3.6 Departamento de Operação


Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas ao sistema de medição e fiscalização de acordo com os critérios e recomendações definidas nesta norma técnica.

## 4 REFERÊNCIAS

### 4.1 Referências Regulatórias

- Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).
- Módulos da PRODIST:
  - Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST;
  - Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;
  - Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
  - Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura;
  - Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica;
- OFÍCIO CIRCULAR nº 0019/2021-SRD/ANEEL;
- Procedimentos de Rede - Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Resolução Normativa ANEEL Nº 875 de 10/03/2020 - Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas, à obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, à comunicação de implantação de Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida e à aprovação de Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica e Projeto Básico de Usina Hidrelétrica sujeita à concessão;

- 
- Resolução Normativa ANEEL Nº 921 de 23/02/2021 - Estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações a pessoas jurídicas, físicas ou empresas reunidas em consórcio interessadas em se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores de Energia de Elétrica, tendo por objeto a implantação ou a exploração de central geradora de energia elétrica;
  - Resolução Normativa ANEEL 956, de 07 de dezembro de 2021 - Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST;
  - Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;
  - Resolução Normativa ANEEL Nº 1.029, de 25 de julho de 2022 - Consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica;
  - Resolução Normativa ANEEL Nº 1.031, de 26 de julho de 2022 - Consolida os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia;
  - Resolução Normativa ANEEL 1.059, de 07 de fevereiro de 2023 - Regulamenta a Lei 14.300/2022 e aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
  - Resolução Normativa ANEEL 1.071, de 29 de Agosto de 2023 - Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização



e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, bem como à associação de centrais geradoras que contemplem essas tecnologias de geração, e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

## 4.2 Normas Técnicas Brasileiras

- NBR 14039, Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- NBR 16149, Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150, Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR 16274, Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- NBR IEC 62116, Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

## 4.3 Normas técnicas do Grupo Energisa

- NDU 001 - Fornecimento de Energia Elétrica a Edificações Individuais;
- NDU 002 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária;
- NDU 015 - Critérios para Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição;
- NDU 019 - Exigências Mínimas para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Energisa com Paralelismo Permanente;



- NDU 020 - Exigências Mínimas para Interligação de Gerador de Consumidor Primário com a Rede de Distribuição da Energisa com Paralelismo Momentâneo.
- NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72,5, 92,4 e 145 kV.

Observação: Todas as normas técnicas atualizadas do Grupo Energisa podem ser encontradas no [site](#) da Energisa, na seção de Normas Técnicas.

## 5 DEFINIÇÕES

### 5.1 Acessada

Distribuidora detentora das instalações às quais o usuário conecta suas instalações próprias. Para este documento, a acessada são as empresas do Grupo Energisa.

### 5.2 Acesso

Compreende a conexão e o uso do sistema elétrico de distribuição de energia elétrica pelas instalações dos usuários, mediante o ressarcimento dos custos de uso e, quando aplicável, de conexão (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.3 Acordo Operativo

Acordo, celebrado entre o usuário e a distribuidora, que descreve e define as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional no ponto de conexão e instalações de conexão, quando for o caso, e estabelece os procedimentos necessários ao Sistema de Medição para Faturamento - SMF.

### 5.4 Alta Tensão de Distribuição - AT

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

## 5.5 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. (REN 1005, 2022).

## 5.6 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. (REN 1005, 2022).

## 5.7 Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)

Documento a ser apresentado pelo profissional habilitado que comprova a sua responsabilidade pelo projeto e/ou execução da obra.

## 5.8 Aterramento

Ligação elétrica intencional com a terra, em caráter permanente ou temporário.

## 5.9 Autoprodutor

Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia (Despacho ANEEL N° 2100, 2023).

## 5.10 Baixa Tensão de Distribuição (BT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 2,3 kV. (REN 956/2021, Seção 1.1).

## 5.11 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua com a autorização do Poder Concedente, sob regulação e fiscalização da ANEEL e cuja finalidade é viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do SIN. A criação da CCEE foi autorizada nos termos do art. 4º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. (Despacho ANEEL Nº 2100, 2023).

## 5.12 Carga Instalada

Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidoras e em condições de entrar em funcionamento. Expressa em quilowatts (kW). (REN 956, 2021).

## 5.13 Centrais Geradores de Tipo I

Centrais Geradoras conectadas na Rede Básica que afetem a operação eletroenergética, independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária, sendo considerados os impactos na segurança da Rede de Operação segundo os aspectos de controle de tensão, controle de carregamento em equipamentos e limites de transmissão sistêmicos; ou usinas conectadas fora da Rede Básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcione maior segurança para a Rede de Operação.

## 5.14 Centrais Geradores de Tipo II

Centrais Geradoras conectadas, ou não, na Rede Básica, que não causam impactos na segurança elétrica da Rede de Operação, mas que afetam os processos relativos ao planejamento e operação eletroenergética do SIN.

### 5.15 Centrais Geradores de Tipo III

Centrais Geradoras conectadas fora da Rede Básica que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN; ou empreendimentos de autoprodução conectados na Rede Básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração.

### 5.16 Central Geradora

Instalação específica com finalidade de produção de energia elétrica (geração pura) ou esta combinada com outra utilidade (cogeração), cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está eventualmente conectada.” (REN 1029, 2022 seção 1).

### 5.17 Central Geradora de Fonte Despachável


Central geradora que pode ser despachada por meio de um controlador local ou remoto, com as seguintes características: Hidrelétrica de até 5 MW de potência instalada, incluídas aquelas a fio d’água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia. Termelétrica de até 5 MW de potência instalada e classificadas como cogeração qualificada, ou movida à biomassa ou biogás. Ou fotovoltaica de até 3 MW de potência instalada, que apresentem capacidade de modulação de geração por meio de armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal das unidades de geração fotovoltaicas, nos termos do art. 655-B; (REN 1.059/2023).

### 5.18 Central Geradora Flutuante de Fonte Fotovoltaica

Central geradora instalada sobre a superfície de lâmina d’água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais, caso em que o ponto de conexão se situará em estrutura definida pela distribuidora entre o limite da via pública e a margem da superfície de lâmina d’água. (REN 1.059/2023).

### 5.19 Cogeração de Energia

Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou



parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária.

### 5.20 Cogeração Qualificada

Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos de racionalidade energética para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração, conforme a regulamentação específica.

### 5.21 Comissionamento

Procedimento realizado pela distribuidora nas obras executadas pelo interessado com o objetivo de verificar sua adequação ao projeto aprovado e aos padrões técnicos da distribuidora (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.22 Condições de Acesso

Requisitos necessários para a efetivação do acesso, que abrangem não só a identificação da necessidade de ampliações, reforços e melhorias na rede elétrica, com os respectivos prazos de implantação, como também o atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos nos procedimentos de rede.

### 5.23 Condições de Conexão

Requisitos a que o acessante deve atender para efetivar sua conexão ao sistema elétrico.

### 5.24 Consórcio de Consumidores de Energia Elétrica

Reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora (Lei Nº 14.300/2022, Art. 1º).



## 5.25 Consumidor Livre

Agente que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074 de 1995. (Despacho ANELL nº 2100, 2023)

## 5.26 Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição

Contrato celebrado entre uma distribuidora e o usuário, estabelecendo os termos e condições para a conexão do usuário às instalações sob responsabilidade da distribuidora. (Despacho Aneel n. 2100, 2023).

## 5.27 Contrato de fornecimento

Acordo firmado entre fornecedor (ou distribuidor) e consumidor, estipulando as características e condições do fornecimento da energia elétrica e as tarifas a serem aplicadas.

## 5.28 Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

Contrato celebrado entre a distribuidora e o usuário, que estabelece os termos e condições para o uso do sistema de distribuição e os correspondentes direitos, obrigações e exigências operacionais das partes. (REN 956, 2021).

## 5.29 Critério de Mínimo Custo Global

Caracterizado pela seleção, dentre as alternativas viáveis, da que tenha o menor somatório dos seguintes custos:

I - Instalações de conexão, transformador e redes de responsabilidade do consumidor e demais usuários;

II - Obras no sistema elétrico de distribuição e transmissão;

III - Perdas elétricas no sistema elétricos;

IV - Incorporação de instalações de outros consumidores e demais usuários;

V - Remanejamento de instalações da distribuidora ou de terceiros.

### 5.30 Demais Instalações de Transmissão - DIT

Instalações de transmissão não classificadas como rede básica, definida segundo critérios estabelecidos no Módulo 2.

### 5.31 Elemento de Seccionamento (ES)

Chave seccionadora visível e acessível instalada junto à central geradora, que a acessada usa para garantir a desconexão física de todos os condutores ativos da usina, também chamada de Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV). (REN 1.059/2023).

### 5.32 Energia Elétrica Ativa

Aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, em kWh (Quilowatt-hora). (REN 1.000, 2021).

### 5.33 Fator de Potência

Razão entre energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período de tempo. (REN 1.000, 2021).

### 5.34 Geração Distribuída (GD)

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS. (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.35 Ilhamento

Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. O mesmo que operação ilhada (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.36 Instalações de Conexão

Instalações e equipamentos com a finalidade de interligar as instalações próprias do usuário ao sistema de distribuição, compreendendo o ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.37 Instalações de Interesse Restrito

Instalações de central geradora, exportador ou importador de energia, que tenham a finalidade de interligação até o ponto de conexão, podendo ser denominadas de instalações de uso exclusivo. (REN 956/2021, Seção 1.1).

### 5.38 Média Tensão de Distribuição - MT

Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 2.3kV e inferior a 69 kV.

### 5.39 Montantes do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD)

Montantes, em MW, contratados por usuários do sistema de distribuição, por ponto de conexão e horário de contratação, estabelecidos de acordo com regulamentação da ANEEL.

### 5.40 Normas e Padrões da Distribuidora

Normas, padrões e procedimentos técnicos praticados pela distribuidora, que apresentam as especificações de materiais e equipamentos, e estabelecem os requisitos e critérios de projeto, montagem, construção, operação e manutenção dos sistemas de distribuição, específicos às peculiaridades do respectivo sistema. (REN ANEEL 956, 2021).

### 5.41 Obra de Melhoria

Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica.

## 5.42 Obra de Reforço

Instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários.

## 5.43 ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de julho de 1995, e que sejam conectados à Rede Básica. (Despacho ANEEL, Nº 2100, 7 de julho de 2023).

## 5.44 Orçamento de Conexão

É o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o usuário, em que são informadas as condições de acesso, custos e prazos para a conexão das instalações do usuário ao sistema de distribuição. Neste orçamento é contemplado de forma conjunta a conexão da carga e da geração. (REN 1.059/2023).

## 5.45 Orçamento Estimado

Documento por meio do qual a distribuidora acessada apresenta a alternativa de conexão da central geradora, selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global, e esclarece os procedimentos a serem seguidos pela central geradora para posterior formalização do orçamento de conexão.

## 5.46 Padrão de Entrada

É a instalação compreendendo o ramal de entrada, poste ou pontalete particular, caixas, dispositivo de proteção, aterramento e ferragens, de responsabilidade do consumidor, preparada de forma a permitir a ligação da unidade consumidora à rede da Energisa.

### 5.47 Ponto de Conexão

Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão entre as instalações da distribuidora e do consumidor e demais usuários. (REN 1.000/2021).

### 5.48 Potência Aparente

Corresponde ao produto entre a tensão eficaz e corrente eficaz em um dipolo elétrico. Para sistemas bifásicos ou trifásicos, utiliza-se a composição entre as fases.

### 5.49 Potência Ativa

Quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

### 5.50 Potência Reativa

Raiz quadrada da diferença dos quadrados da potência aparente e da potência ativa, expressa em volt-ampères reativos (var) e seus múltiplos. (REN 1.000, 2021).

### 5.51 Potência Instalada

Capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização. Definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central.

### 5.52 Produtor Independente

Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. (Despacho ANEEL n. 2100, 2023).

### 5.53 Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE

Sistema de coleta de dados de energia da CCEE que faz a varredura automática dos valores de medição e de qualidade de energia elétrica dos agentes da CCEE.



### 5.54 Solicitação de Orçamento de Conexão

Procedimento por meio do qual o usuário requisita à distribuidora acessada a conexão ao sistema de distribuição de modo a obter o correspondente orçamento de conexão.

### 5.55 Solicitação de Orçamento Estimado

Procedimento por meio do qual o usuário requisita à distribuidora acessada a elaboração do orçamento estimado (anteriormente chamado de informação de acesso).

### 5.56 Unidade Consumidora

Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação, sendo caracterizado por recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão, medição individualizada, pertencente a um único consumidor e localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos. (REN 1.000/2021)

### 5.57 Usuário

Pessoa física ou jurídica que se beneficia ou utiliza, efetiva ou potencialmente, do serviço público de distribuição de energia elétrica, a exemplo de consumidor, gerador, produtor independente, autoprodutor, outra distribuidora e agente importador ou exportador (REN 1.000/2021, Art. 2º). No caso desta norma, o termo usuário se restringe a consumidores que possuam centrais geradoras, que não façam a adesão ao sistema de compensação de energia.

## 6 CONDIÇÕES GERAIS

Para a conexão dos autoprodutores e produtores independentes, deverão ser seguidas as condições a seguir:

- a) As tensões primárias das empresas do Grupo Energisa estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Tensões primárias nominais do Grupo Energisa

Tensão nominal (kV)	EAC	EMR	EMS	EMT	EPB	ERO	ESE	ESS	ETO
11,4	-	X	-	-	-	-	-	X	-
13,8	X	-	X	X	X	X	X	X	X
22	-	X	-	-	-	-	-	-	-
34,5	X	-	X	X	-	X	-	X	X
40	-	-	-	-	-	-	-	X	-
69	X	X	X	X	X	X	X	X	X
88	-	-	-	-	-	-	-	X	-
138	X	X	X	X	-	X	-	X	X

Legenda:

EAC - Energisa Acre

EMR - Energisa Minas Rio

EMS - Energisa Mato Grosso do Sul

EMT - Energisa Mato Grosso

EPB - Energisa Paraíba


ERO - Energisa Rondônia


ESE - Energisa Sergipe


ESS - Energisa Sul-Sudeste

ETO - Energisa Tocantins

- b) A conexão de acessantes geradores em Média Tensão e Alta Tensão não será realizada em instalações de caráter provisório, a não ser que as alterações futuras possam ser efetuadas sem a necessidade de mudanças nas instalações de conexão.
- c) A Distribuidora deverá definir o ponto de acesso ao sistema elétrico, com base em análises de mínimo custo global, e considerando os critérios e padrões técnicos desta concessionária, em conformidade com a legislação em vigor.
- d) A viabilidade da conexão dependerá da localização geográfica do acesso e da topologia do sistema de distribuição da região elétrica envolvida, bem como ao atendimento aos requisitos técnicos da proteção, operação, controle, qualidade da tensão e confiabilidade do sistema elétrico da Energisa.
- e) A conexão deverá atender aos requisitos de qualidade definidos pela ANEEL.

- 
- f) A Energisa, através de seus escritórios locais, coloca-se à disposição para prestar as informações pertinentes ao bom andamento da implantação da conexão, desde o projeto até sua energização, e disponibilizará para o acessante suas normas e padrões técnicos.
- g) Após a liberação pela Energisa, não devem ser executadas quaisquer alterações no sistema de interligação de gerador particular com a rede, sem que sejam aprovadas as modificações por parte da Energisa. Havendo alterações, o interessado deve encaminhar uma nova solicitação de orçamento de conexão para análise, inspeção, teste e liberação por parte desta concessionária.
- h) As solicitações de conexão que perderam sua validade ou que foram indeferidas, quando forem novamente solicitadas, serão analisadas mediante os critérios e padrões estabelecidos na versão em vigor desta Norma Técnica, na data de sua reapresentação, e somente serão aprovados se estiverem em conformidade com a versão em vigor desta Norma Técnica.
- i) A concessionária reserva-se o direito de solicitar documentos (manuais, datasheet, entre outros) que demonstrem que os materiais e equipamentos instalados estejam de acordo com os requisitos estabelecidos por esta Norma Técnica.
- j) A concessionária reserva o direito de indeferir um sistema de interligação de gerador com sua rede caso exista a utilização de materiais e/ou equipamentos não certificados para os casos em que o INMETRO exige.
- k) A distribuidora pode solicitar as informações complementares do Anexo 3.F do Módulo 3 do PRODIST, conforme o tipo de usuário, desde que estritamente necessárias à realização dos estudos de sua responsabilidade, elaboração do projeto e orçamento da conexão. Caso forem verificadas divergências entre o informado e o verificado em campo, a distribuidora irá avaliar a situação conforme a regulamentação vigente.

- 
- l) Para aprovação do projeto do padrão de entrada, o mesmo deve, obrigatoriamente, estar de acordo com as normas e padrões da concessionária, com as normas da ABNT e com as normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes.
- m) A liberação do funcionamento da geração pela Energisa limita-se, exclusivamente, ao que se refere à conexão elétrica, cabendo ao interessado obter as licenças de funcionamento junto aos demais órgãos públicos, tais como ambientais, corpo de bombeiros, prefeituras, entre outros.
- n) Não será permitida a instalação do sistema de geração distribuída nas seguintes configurações:
- Ligação de mais de um ponto de conexão para o atendimento de uma mesma unidade consumidora;
  - Qualquer tipo de interligação entre instalações elétricas de unidades consumidoras diferentes;
  - Extensão das instalações elétricas além dos limites da propriedade do consumidor, bem como a propriedade usufruto de terceiros, mesmo que o fornecimento seja gratuito;
  - Mudanças das características do sistema de geração distribuída sem prévia comunicação à Energisa.
- o) A Energisa irá interromper imediatamente o fornecimento de energia elétrica se for constatada deficiência técnica ou de segurança nas instalações do usuário, que caracterize risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico, de acordo com os termos estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 (Art. 353, REN 1.000/2021).
- p) O usuário deverá enviar o estudo solarimétrico caso a distribuidora solicite, tal como definido pelo art. 29 da Lei 14.300/2022, para a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas pela Aneel destinadas ao ACL ou à



autoprodução de energia elétrica, deverá ser apresentado estudo simplificado que contenha os dados de pelo menos 1 ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, juntamente com o sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base na série de dados apresentada.

- q) No caso de produtores independentes e autoprodutores, o acessante será o responsável por todas as prospecções e levantamentos técnicos necessários ao adequado desenvolvimento do estudo de conexão, do projeto e da construção das instalações do ponto de conexão, bem como do trecho de alimentador e/ou da subestação particular que integrarão as instalações de conexão, tais como coordenação do isolamento, sistema de aterramento e compatibilidade eletromagnética.
- r) O acessante deverá comprovar a obtenção de autorização do governo federal para a construção das linhas de distribuição e/ou subestações de sua propriedade que se fizerem necessárias para a efetuação das conexões pretendidas.



## 7 ATENDIMENTO AO CLIENTE

### 7.1 Contatos do Acessante com a Energisa

A solicitação de orçamento de conexão deverá ser formalizada pelo usuário interessado, através do [portal de grandes clientes](#) apresentado no site da Energisa. Deverão ser preenchidas as informações solicitadas e anexado o formulário de orçamento de conexão do Anexo I.

Outras informações deverão ser consultadas com a concessionária local através dos e-mails disponibilizados no Anexo II desta norma.

#### NOTA:

1. Caso as tratativas junto à Energisa sejam feitas por meio de responsável técnico ou qualquer pessoa física ou jurídica distinta do titular da UC, inclusive o protocolo de projetos elétricos e de solicitações de orçamento, obrigatoriamente, deve-se apresentar uma procuração assinada e reconhecida em cartório ou com assinatura digital no padrão da Infraestrutura de Chaves Públicas (ICP). Nesta deve ser especificado o profissional ou a empresa de engenharia, habilitados pelo conselho de classe local, contratados como responsáveis técnicos, autorizados para tratar das questões técnicas e comerciais relativas ao processo de solicitação de acesso.

### 7.2 Procedimento de acesso

Os procedimentos de acesso para os autoprodutores e produtores independentes são obrigatórios e se constituem de várias as etapas para obtenção do Orçamento de Conexão, conforme Resolução Normativa ANEEL 1.000/2021. O fluxo com as etapas pode ser visto na Figura 1, com maior detalhamento de prazos na Tabela 2. A obtenção de acesso de centrais geradoras ao sistema de distribuição da Energisa aplica-se tanto a novos Acessantes quanto à alteração de carga/geração.

Figura 1 - Fluxo das etapas da Jornada de Acesso para clientes que desejam se enquadrar como Autoprodutores e Produtores Independentes

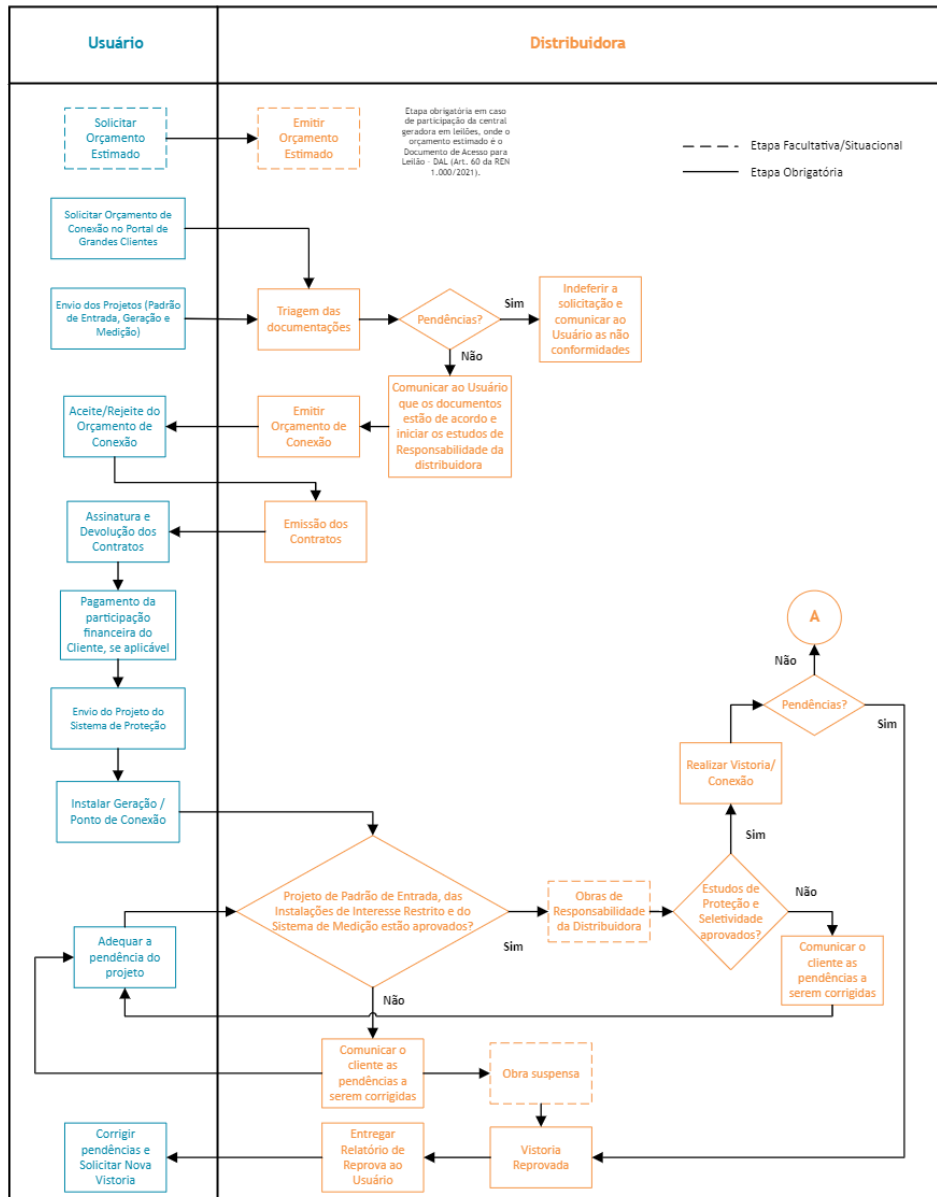
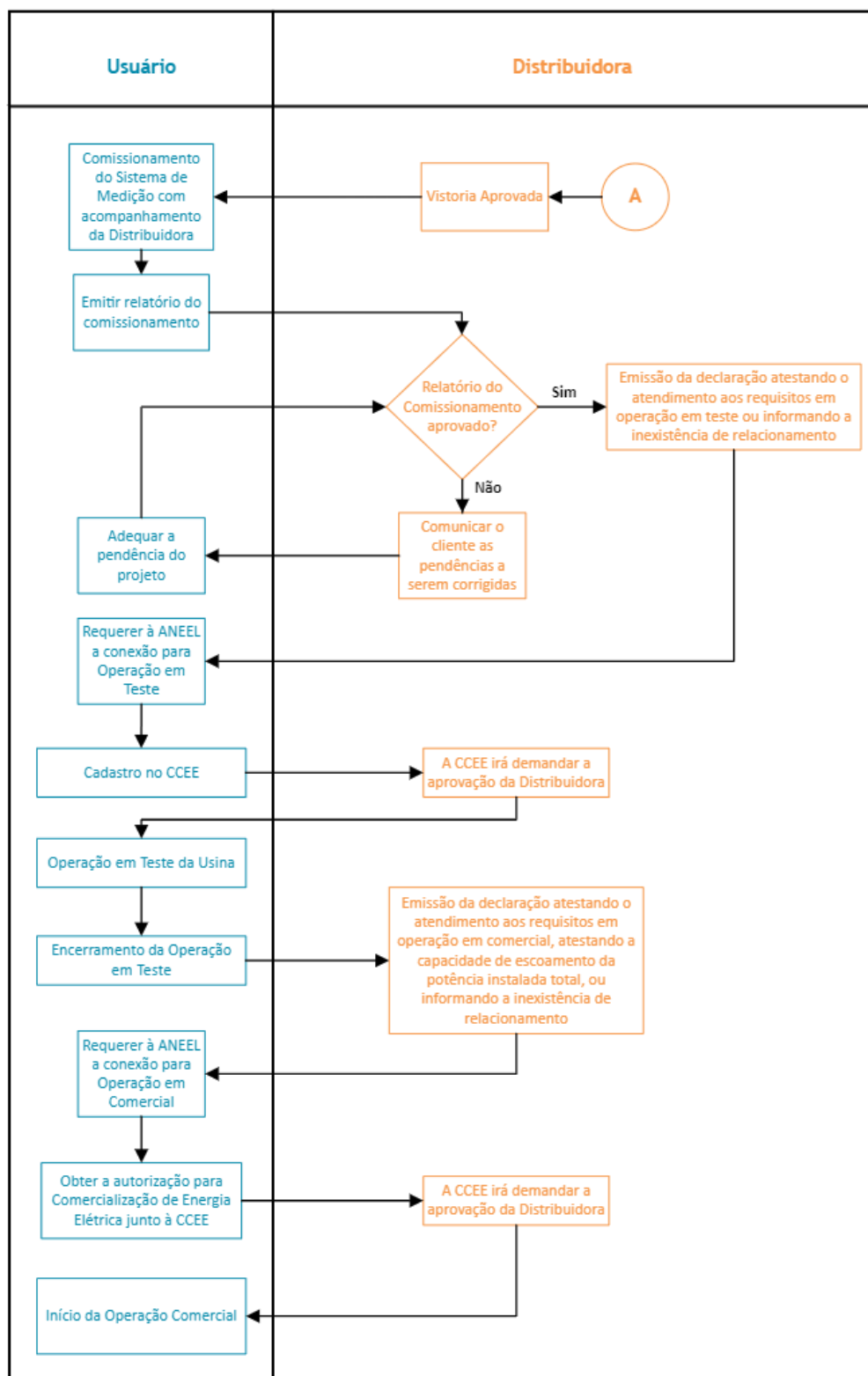


Figura 2 - Fluxo das etapas da Jornada de Acesso para clientes que desejam se enquadrar como Autoprodutores e Produtores Independentes (Continuação)



## NOTAS:

1. O fluxo da Figura 1 engloba os casos de nova conexão ao sistema da Energisa e de usuários cativo que desejam se tornar Autoprodutor e Produtor Independente;
2. Caso o Projeto Elétrico e o projeto do Sistema de Medição não sejam apresentados no início do processo, eles deverão ser apresentados no máximo até a etapa de devolução dos contratos, tendo em vista que sua aprovação é necessária para prosseguimento do processo de conexão. Este processo é baseado no art. 50 da REN 1.059/2023, onde a ANEEL recomenda a aprovação dos projetos antes do início das obras;
3. Para usuários que já possuem sua própria geração conectados à distribuidora e não irão alterar seu sistema de geração, mas querem pertencer ao mercado livre, não é necessário a reapresentação de todos os documentos conforme o item 7.2.2, neste caso, o usuário deve formalizar à distribuidora a solicitação através de um ofício informando o interesse de adequação como APE/PIE, readequar contratos, apresentar o projeto de adequação do Sistema de Medição e de Proteção, solicitar a vistoria e seguir o processo descrito conforme Figura 1.
4. O Projeto do Sistema de Medição deve ser avaliado em até 10 dias úteis após o seu recebimento. A Distribuidora deverá indicar a sua aprovação ou a reprovação, contendo as correções necessárias.
5. A análise do Projeto Elétrico do Padrão de Entrada é realizada em paralelo com o processo da solicitação do orçamento de conexão.
6. Os Projetos que estejam conectados em Média Tensão deverão ser enviados pelo Portal de Projetos (AWGPE), no site da Energisa. O envio dos projetos conectados em Alta Tensão deverá ser realizado conforme orientação da Concessionária Local, através do e-mail disponibilizado no Anexo II.

*Tabela 2 - Prazos da Jornada de Acesso para conexão de Autoprodutores e Produtores Independentes*

Descrição da Etapa	Responsável	Prazo
Solicitar Orçamento Estimado	Usuário	-
Emitir Orçamento Estimado	Distribuidora	30 dias (Art. 56, REN 1.000/2021)
Solicitar Orçamento de Conexão e inserir a documentação no Portal para Grandes Clientes	Usuário	-
Enviar o Projeto do Padrão de Entrada, do Sistema de Geração e do Sistema de Medição	Usuário	-
Triagem das Documentações	Distribuidora	5 dias úteis, contados a partir da solicitação (Art. 71, REN 1.000/2021)
Aprovação do Projeto do Padrão de Entrada	Distribuidora	Até 30 dias para avaliação ou reavaliação do projeto após sua apresentação (Art. 51, REN 1.000/2021).
Emitir Orçamento de Conexão	Distribuidora	Até 45 dias, contados a partir da solicitação (Art. 64, REN 1.000/2021)
Aceite/Rejeite do Orçamento de Conexão	Usuário	Conforme estabelecido no Art. 83 da REN 1.000/2021
Emitir Acordo Operativo e Contratos	Distribuidora	5 dias úteis (Art. 84, REN 1.000/2021)
Devolução de Contratos Assinados e pagamento da Participação Financeira do Cliente, se aplicável	Usuário	30 dias (Art. 85, REN 1.000/2021)
Envio do Projeto do Sistema de Proteção	Usuário	-
Obras de responsabilidade da Distribuidora	Distribuidora	Conforme estabelecido no Art. 88 da REN 1.000/2021
Estudos de Proteção e Seletividade	Distribuidora	Conforme estabelecido no Art. 32 da REN 1.000/2021
Realizar Vistoria/Conexão	Distribuidora	10 dias úteis para tensão entre 2,3 kV e 69 kV e 15 dias úteis para tensões acima de 69 kV (Art. 91, REN 1.000/2021)
Entregar o Relatório da Vistoria, caso reprova	Distribuidora	Até 3 dias úteis (Art. 94, REN 1.000/2021)
Comissionamento do Sistema de Medição acompanhado pela Distribuidora	Usuário	-
Envio do Relatório de Comissionamento	Usuário	-
Aprovação ou Reprova do Relatório de Comissionamento	Distribuidora	10 dias úteis, segundo o art. 97 da REN 1.000/2021
Emissão da declaração atestando o atendimento aos requisitos em operação em teste ou informando a inexistência de relacionamento	Distribuidora	10 dias após a solicitação, segundo art. 10 da REN 1.029/2022
Requerer a conexão em Operação em Teste à ANEEL	Usuário	-
Cadastro no CCEE	Usuário	-
Início da Operação em Teste da Usina	Usuário	-

Descrição da Etapa	Responsável	Prazo
Conclusão da Operação em Teste da Usina	Usuário	O período de testes deve ter duração de 3 ciclos consecutivos e completos de faturamento, segundo o art. 312 da REN 1.000/2021
Emissão da declaração atestando o atendimento aos requisitos em operação em comercial, atestando a capacidade de escoamento da potência instalada total, ou informando a inexistência de relacionamento	Distribuidora	10 dias, após a solicitação do agente de geração (Art. 10-B da REN 1.067/2023)
Requerer a conexão em Operação Comercial à ANEEL	Usuário	-
Obter a autorização para Comercialização de Energia Elétrica junto à CCEE	Usuário	-
Início da Operação Comercial	Usuário	-

### 7.2.1 Orçamento Estimado

A distribuidora deve, sempre que consultada, elaborar e fornecer gratuitamente ao acessante gerador o orçamento estimado para conexão ao sistema de distribuição, no prazo de 30 (trinta) dias a partir da solicitação (Art. 56, REN 1.000/2021).


A consulta sobre o orçamento estimado é opcional, exceto para central geradora em processos de cadastramento com objetivo de habilitação técnica para participação em leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, caso em que a consulta sobre o orçamento estimado é obrigatória e deve coincidir com o período para requerimento de cadastramento e habilitação técnica estabelecido em cada leilão.

Central geradora em processo de habilitação técnica deve informar o leilão no qual tem interesse em cadastramento. (Art. 59, REN 1.000/2021).

O usuário deve fornecer as informações para o orçamento estimado no formulário do anexo III.

O Orçamento Estimado deve conter no mínimo (Art. 59, REN 1.000/2021):



- 
- a) Descrição da alternativa de conexão selecionada e a apresentação das alternativas avaliadas com as estimativas de custos e justificativas;
  - b) Informações sobre formulários e documentos para o pedido de conexão;
  - c) Informação sobre o caráter estimado do orçamento e da não garantia das condições para as etapas posteriores da conexão;
  - d) No caso de cadastramento objetivo de habilitação técnica para participação em leilões de energia no ACR, deverá existir a indicação de que o orçamento estimado é o Documento de Acesso para Leilão - DAL e deve conter as demais informações requeridas do leilão;


### 7.2.2 Solicitação de Orçamento de Conexão

Nesta etapa, ocorre a solicitação formal, pelo usuário, de acesso ao sistema de distribuição da Energisa.

A solicitação de orçamento de conexão pelo acessante gerador de média e alta tensão é obrigatória nos seguintes casos:

- Nova conexão;
- Alteração do ponto de conexão ou da sua tensão;
- Conexão em caráter temporário;
- Elevação da potência injetada no sistema de distribuição;
- Outros casos que necessitam o orçamento de conexão da distribuidora.

A solicitação é formalizada através de formulário específico a ser encaminhado obrigatoriamente à Energisa pelo usuário, que se propõe a interligar os sistemas dos autoprodutores e produtores independentes ao sistema de distribuição. O formulário reúne as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes ao acesso, bem como os dados que posteriormente serão enviados à ANEEL para fins de



registro da unidade de geração. O formulário está disponibilizado no anexo I desta norma e no site da Energisa.

O formulário, devidamente preenchido e assinado pelo responsável técnico e/ou titular da central geradora, com a documentação do projeto, deverá ser entregue por meio eletrônico, através do portal de projetos elétricos presente no [site da Energisa](#).

Para o atendimento dos pedidos de ligação pelos acessantes, serão exigidas as seguintes informações e documentos, sendo eles:

- Documentos de identificação do Usuário, conforme incisos I e II do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000/2021; Pessoa jurídica, deverá ser apresentado os documentos relativos à sua constituição, ao seu registro e dos seus representantes legais; Pessoa física deverá ser apresentado o Cadastro de Pessoa Física - CPF, desde que não esteja em situação cadastral cancelada ou anulada de acordo com instrução normativa da Receita Federal e Carteira de Identidade ou outro documento de identificação oficial com foto. No caso de indígenas, apenas o Registro Administrativo de Nascimento Indígena -RANI;
- Endereço das instalações (ou número de identificação das instalações já existentes) e o endereço ou meio de comunicação para entrega da fatura, das correspondências e das notificações;
- Declaração descritiva da carga instalada e de cargas que podem provocar perturbações no sistema de distribuição;
- Informação e documentação das atividades desenvolvidas nas instalações;
- Licença ou declaração emitida pelo órgão competente caso as instalações ou a extensão de rede de responsabilidade do usuário ocupar áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas;

- Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada central geradora, e que, no caso de unidade flutuante, deve ser complementado por autorização, licença ou documento equivalente exigível pelas autoridades competentes para a instalação flutuante, observada a possibilidade de dispensa prevista no §5º do art. 67 da Resolução Normativa nº 1.000/2021;
- Indicação de um ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e das características de qualidade desejadas, que devem ser objeto da análise de viabilidade e de custos pela distribuidora; (Opcional)
- Documento de responsabilidade técnica (projeto e execução) do conselho profissional competente, que identifique o número do registro válido e o nome do responsável técnico, o local da obra ou serviço e as atividades profissionais desenvolvidas, caso seja exigível na legislação específica e na forma prevista nessa legislação;
- Indicação do local do padrão ou da subestação de entrada no imóvel, exclusivamente nos casos em que ainda não estiverem instalados ou houver previsão de necessidade de aprovação prévia de projeto na norma técnica da distribuidora;
- Diagrama unifilar e de blocos e memorial descritivo do sistema de geração e proteção;
- Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores;
- Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL;
- Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada; (Caso aplicável)

- Dados de segurança das barragens no caso do uso de sistemas com fontes hídricas, conforme Resolução Normativa nº 696/2015; (Caso aplicável)
- Também deverão ser informados pelo usuário, os seguintes dados técnicos: Tipo de Fonte Primária (Solar fotovoltaica, Hidráulica, Eólica, Biomassa, Cogeração qualificada ou outra), Potência Instalada total de geração (em kW), Tipo de geração (Empregando máquina síncrona sem conversor, Empregando conversor eletrônico/inversor, Mista ou outra) e Dados do inversor (Fabricante, Modelo, Quantidade, Tensão e Potência de conexão à rede).

De forma opcional, na solicitação do orçamento de conexão, o usuário poderá:

- Solicitar que a contagem do prazo para realização da vistoria pela distribuidora, conforme art. 91 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, inicie-se somente após sua solicitação;
- Renunciar ao direito de desistir do orçamento de conexão nos termos dos §§ 7º e 8º do art. 89 da Resolução Normativa nº 1.000/2021;
- Autorizar a distribuidora a entregar junto com o orçamento de conexão os contratos e o documento ou meio para pagamento de custos de responsabilidade do usuário;

### 7.2.3 Triagem de documentação

Após o protocolo de solicitação do orçamento de conexão, a distribuidora tem o prazo de até 5 dias úteis, contados a partir da solicitação, para verificar a entrega das informações e documentos necessários e adotar uma das seguintes providências: (REN 1.059, Art. 71)

- I. comunicar ao consumidor e demais usuários que as informações e documentação recebida estão de acordo com a regulação e que realizará os estudos, elaboração do projeto e orçamento; ou
- II. indeferir a solicitação e comunicar ao consumidor e demais usuários as não conformidades, observado o art. 416 da REN 1.000/2021.

## 7.2.4 Orçamento de Conexão

Não existindo pendências impeditivas por parte do acessante, a Energisa deve emitir o resultado do orçamento de conexão e encaminhá-lo por escrito ao acessante, sendo permitido o envio por meio eletrônico, seguindo os prazos definidos na Tabela 2 ou no art. 64 da REN 1.000/2021.

O usuário deve aprovar o orçamento de conexão e autorizar a execução das obras por parte da distribuidora nos seguintes prazos:

- 10 dias úteis: No caso de atendimento gratuito ou que não tenha participação financeira;
- No prazo de validade do orçamento de conexão da distribuidora: Nas demais situações.

A distribuidora deve estabelecer o prazo de validade do orçamento de conexão, contado de seu recebimento pelo consumidor e demais usuários, e que deve ser de pelo menos 10 dias úteis, exceto se prazo maior for disposto na regulação. A validade do orçamento de conexão se prorroga pelo período estabelecido para assinatura dos contratos.

A não manifestação até o término do prazo de 10 dias úteis caracteriza a aprovação do consumidor e demais usuários do orçamento de conexão recebido, para os casos em que não houver participação financeira (Art. 83 da REN 1.000/2021).

A distribuidora e o consumidor e demais usuários devem cumprir o orçamento de conexão aprovado, que somente pode ser alterado mediante acordo entre as partes e estes não respondem por custos ou acréscimos decorrentes da contratação de serviços de terceiros não previstos no orçamento de conexão.

Para a elaboração do orçamento de conexão e realização de estudos, a distribuidora deve observar os seguintes aspectos, conforme o art. 72 da REN 1.000/2021:

- A manutenção do serviço adequado aos consumidores e demais usuários;

- As condições estabelecidas nos contratos assinados e nos orçamentos emitidos, além dos seus prazos de validade;
- A priorização da análise das conexões na modalidade permanente;
- A priorização dos processos baseado na ordem cronológica de protocolo junto à distribuidora;
- A avaliação das indicações do ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e características de qualidade desejadas;
- O prazo para entrada em operação da central geradora, contemplando, caso aplicável, a etapa do Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
- O critério do mínimo custo global;
- Os critérios de alocação de custos dispostos na REN 1.000/2021.

#### 7.2.4.1 Recusa do Orçamento de Conexão


O pedido de orçamento de conexão pode ser recusado caso não seja apresentado, no ato da solicitação, as informações de responsabilidade do consumidor e demais usuários (REN 1.000/2021, Art. 70).

#### 7.2.4.2 Suspensão e indeferimento do Orçamento de Conexão

A distribuidora pode suspender os prazos dispostos no item 7.2.4 desta norma, se:

- a) Houver necessidade de consulta a outra distribuidora ou avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; (REN 1.000/2021, Art. 64 §2);
- b) A distribuidora não obtiver as informações ou autorizações da autoridade competente, desde que estritamente necessárias à realização do orçamento. (REN 1.000/2021, Art. 64 §2);





Deve ser comunicado previamente ao consumidor caso ocorra a suspensão dos prazos dispostos (REN 1.000/2021, Art. 64). Após cessado o motivo da suspensão, o prazo deve voltar a ser contado imediatamente.

Caso a distribuidora não possa realizar a conexão por motivo que não seja de sua responsabilidade, onde não há solução planejada nem alternativas de obras, o consumidor e demais usuários deverão ser informados. (REN 1.000/2021, Art. 17 §2)

O orçamento de conexão perderá a validade, baseado no art. 83 da REN 1.000/2021, nos casos de:

- a) Não aprovação nos prazos estabelecidos;
- b) Não pagamento da participação financeira nas condições estabelecidas pela distribuidora;
- c) Não devolução dos contratos assinados no prazo;
- d) Desistência do consumidor e demais usuários, por meio de manifestação expressa à distribuidora.

### 7.2.5 Acordo Operativo

O Acordo Operativo deverá ser encaminhado pela distribuidora ao acessante junto ao Orçamento de Conexão ou após seu aceite, cujas diretrizes exigidas constam no Anexo 3.E do Módulo 3 do PRODIST. (Art. 84, REN 1.000/2021).

### 7.2.6 Projetos Elétricos

Nesta seção serão definidos os termos que deverão ser constados nos projetos de entrada, geração, proteção e medição.

#### 7.2.6.1 Projeto Padrão de Entrada

Deverá ser encaminhado, pelo usuário, o projeto elétrico das instalações de entrada. As orientações para envio dos projetos de média tensão deverão ser consultadas no tópico “16 - Apresentação de Projeto” da NDU 002 - Fornecimento de Energia Elétrica

em Tensão Primária. As orientações para envio dos projetos de alta tensão (69, 88, 138 kV) deverão ser consultadas no tópico “6.5.2 Apresentação do Projeto” da NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72.5, 92.4 e 145 kV.

#### 7.2.6.2 Projeto de Geração

Deverão ser apresentados no projeto de geração:

- a) Planta baixa com a identificação da UC, contemplando a localização do ponto de derivação da rede da concessionária, ramal de ligação, ponto de entrega/conexão, padrão de entrada e sistema de geração, informando todos os equipamentos utilizados. Tais como: Planta geradora, inversor, quadro de distribuição, string box e ponto de medição;
- b) Dimensionamento do gerador, do inversor (se houver), dos equipamentos de proteção (disjuntor, fusíveis, DPS), condutores, tensão e disjuntor de entrada;
- c) Características técnicas do sistema de geração (datasheets);
- d) Diagrama unifilar e trifilar das instalações, contemplando da planta geradora ao ponto de entrega, mostrando as ligações, identificando os condutores, conexões e elementos de proteção entre os diversos equipamentos, conforme desenhos 01 a 10.
- e) Descrição do sistema de aterramento, equipotencializações, e esquema elementar de comando;
- f) Lista de materiais e equipamentos;
- g) Previsão de ligação (mês/ano);
- h) Identificação da unidade consumidora (UC);
- i) Em caso de serem usadas máquinas rotatórias, deverão ser enviadas as informações do Formulário do Anexo IV.

### 7.2.6.3 Projeto de Proteção

Deverá ser apresentado o projeto do sistema de proteção contendo o dimensionamento do sistema de geração e os estudos de proteção e seletividade, descrevendo todas as funções de proteção utilizada e seus respectivos ajustes.

### 7.2.6.4 Projeto da Medição


Representação da medição contemplando os detalhes da entrada vista frontal do padrão de entrada, identificando medidor e ramal de entrada, e sistema de aterramento, incluindo equipotencializações e instalação da placa de advertência com as devidas dimensões, de acordo com item 10.9, desta Norma Técnica. Também deverão ser considerados os termos do tópico “8.7 - Sistema de Medição” desta norma;

#### NOTAS:

1. As pranchas do projeto elétrico deverão ser encaminhadas no formato A1 de acordo com a escala utilizada para facilitar a visualização e fiscalização, conforme modelos disponíveis no site da Energisa - [www.energisa.com.br](http://www.energisa.com.br)
2. Todos os documentos necessários para a análise e aprovação do projeto elétrico, devem ser apresentados e assinados, em forma digital, pelo responsável técnico legalmente habilitado. Os arquivos devem ser identificados com os nomes dos respectivos documentos.
3. Os Projetos que estejam conectados em Média Tensão deverão ser enviados pelo Portal de Projetos (AWGPE), no site da Energisa. O envio dos projetos conectados em Alta Tensão deverá ser realizado conforme orientação da Concessionária Local, através do e-mail disponibilizado no Anexo I.

### 7.2.7 Assinatura de Contrato

A distribuidora deve celebrar com o usuário, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD. (art. 127 da REN 1.000/2021).



Para central geradora que integra concessão ou permissão de distribuição não há necessidade de celebração de CUSD quando da conexão em instalações da distribuidora.

Para central geradora que faça uso do mesmo ponto de conexão para consumir e injetar energia, deve ser celebrado um CUSD único na modalidade de caráter permanente, exceto nos casos de atendimento do sistema auxiliar e infraestrutura local e de reserva de capacidade.

Para central geradora despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, deve ser celebrado o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST com o ONS, em conjunto com o CUSD. A celebração de CUSD para central geradora para o consumo de energia de seus serviços auxiliares e infraestrutura local é dispensada, exceto nos casos de:

- O atendimento aos serviços auxiliares e infraestrutura local for realizado por meio de ponto de conexão distinto daquele da central geradora;
- Os sistemas que compõem os serviços auxiliares e a infraestrutura local não se destinarem exclusivamente ao atendimento das unidades geradoras.

No caso de conexão a instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão - DIT, devem ser celebrados:

- CUSD com a distribuidora em que se localizam as instalações do ponto de conexão;
- CUST com o ONS, no caso de conexão de distribuidora ou de central geradora despachada centralizadamente pelo ONS;
- Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão - CCT com a concessionária de transmissão proprietária das instalações acessadas, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos.

A distribuidora deve devolver ao consumidor e demais usuários uma via do CUSD e



do CCER com as assinaturas e rubricas em até 30 dias do seu recebimento.

Em caso de solicitação pela CCEE, a distribuidora deve fornecer cópias do CUSD e do CCER de consumidor livre, especial e dos demais usuários, no prazo de até 5 dias úteis contados a partir da solicitação. (Art. 129 REN 1.000/2021)

Os contratos celebrados entre a distribuidora e o consumidor e demais usuários não podem conter cláusulas de renúncia ao direito de pleitear indenizações por responsabilidade civil.

O consumidor e demais usuários têm o prazo de até 30 dias, contados a partir do recebimento dos contratos e, caso aplicável, do documento ou meio de pagamento, para: (art. 85 da REN 1.000/2021)

- Devolver para a distribuidora os contratos e demais documentos assinados;
- Pagar os custos de participação financeira de sua responsabilidade, ou pactuar com a distribuidora como será realizado o pagamento, caso aplicável;
- Apresentar à distribuidora a documentação e as informações requeridas nos Procedimentos de Comercialização da CCEE.

### 7.2.8 Obras de Responsabilidade do Usuário

As obras de conexão devem ser executadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da Energisa, além das normas da ABNT.

Para o caso de extensão da rede do acessante deverão ser cumpridos os padrões mínimos definidos pela ABNT ou Padrão da Concessionária local.

Em função dos serviços a serem executados e das vistorias realizadas pela distribuidora, para os casos das centrais geradoras que se conectam por meio de inversores, os mesmos deverão ser instalados em local de fácil e permanente acesso.

O consumidor e demais usuários, ao aprovarem o orçamento de conexão, podem formalizar à distribuidora sua opção pela antecipação da execução das obras de

responsabilidade da distribuidora, apresentando como alternativas o aporte de recursos, em parte ou em todo, ou a execução da obra, conforme os critérios do Art. 86 da REN 1.000/2021.

#### NOTAS:

1. Não será aceita a instalação de inversores em locais de difícil acesso, com má iluminação e sem condições de segurança, tais como: locais sujeitos a gases corrosivos, inundações, poeiras, trepidações excessivas ou sob escadarias, etc.

### 7.2.9 Obras de responsabilidade da Distribuidora

Para execução das obras de responsabilidade da distribuidora, devem ser observadas as regras de custos de conexão, conforme Art. 98 da REN 1.000/2021. O consumidor e demais usuários, observado os critérios de gratuidade dispostos nos art. 104 e art. 105 da REN 1.000/2021 e as obras de responsabilidade exclusiva, são responsáveis pela participação financeira nas obras de responsabilidade da distribuidora, calculada conforme art. 108 da Resolução Normativa 1.000/2021.

Os prazos de conclusão das obras de conexão seguem o disposto no Art. 88 da REN 1.000/2021 e os prazos estabelecidos, para início e conclusão das obras a cargo da distribuidora, devem ser suspensos, quando:

- a) O consumidor e demais usuários não apresentarem as informações ou não tiverem executado as obras, de sua responsabilidade, desde que tais informações e obras inviabilizem a execução das obras pela distribuidora (inciso I do caput do art. 89 da REN 1.000/21);
- b) Cumpridas todas as exigências legais, não for obtida licença, autorização ou aprovação de autoridade competente (inciso II do caput do art. 89 da REN 1.000/21);
- c) Não for obtida a servidão de passagem ou via de acesso necessária à execução dos trabalhos (inciso III do caput do art. 89 da REN 1.000/21);




- d) Em caso de central geradora: Que não apresente o ato de outorga e parecer do ONS, nos casos em que não está dispensada de permissão do poder concedente; enquanto não tiver apresentado o certificado de registro emitido pela ANEEL, no caso em que é dispensada de autorização do poder concedente; e em processo de alteração das características da conexão dispostas no ato de outorga, enquanto não for apresentada a alteração realizada pela ANEEL (inciso IV do caput do art. 89 da REN 1.000/21)
- e) Em casos fortuitos ou de força maior, os prazos continuam a fluir depois de sanado o motivo da suspensão;

### 7.2.10 Vistoria e Conexão

Para as etapas de vistoria e conexão se faz necessário que o projeto elétrico das instalações de entrada da unidade consumidora esteja aprovado pela distribuidora, bem como o estudo de proteção e seletividade, em caso aplicável.

A vistoria e a instalação dos equipamentos de medição do consumidor devem ser realizadas em até 10 dias úteis para tensão entre 2,3 kV e 69 kV e em até 15 dias úteis para tensões acima de 69 kV. A contagem dos prazos inicia automaticamente no primeiro dia útil subsequente a partir da (Art. 91, REN 1.000/2021):

- a) No caso em que não haja necessidade de realização de obras: Aprovação do orçamento de conexão, se não há contratos e/ou documentos para serem assinados ou devolvidos; ou devolução dos contratos e/ou demais documentos assinados;
- b) Conclusão das obras realizadas pela distribuidora para atendimento ao pedido de conexão, conforme Art. 88 da REN 1.000/2021, ou do comissionamento da obra executada pelo consumidor e demais usuários, conforme art. 112;
- c) Nova solicitação da vistoria em caso de reprovação de vistoria anterior, ou de solicitação da primeira vistoria em caso de opção na solicitação de conexão, conforme os Art. 94 e Art. 68. (REN 1.059/2023)



Caso sejam detectadas pendências nas instalações do usuário, que impeçam sua conexão à rede, a distribuidora deve encaminhar ao interessado, em até 3 dias úteis após a conclusão do procedimento, o relatório da vistoria contendo as providências corretivas necessárias. O relatório de vistoria deve conter, caso aplicável, os requisitos mínimos estabelecidos pelo Art. 93 da REN 1.000/2021.

Após sanadas as pendências detectadas no relatório/formulário de vistoria, o Acessante deve formalizar nova solicitação de vistoria à distribuidora via os canais de atendimento comercial.

A execução física do projeto de geração deve obedecer fielmente ao projeto analisado e aprovado, sendo a vistoria recusada caso ocorram discrepâncias. Serão verificados e testados todos os mecanismos e equipamentos que compõem o sistema de geração e serão realizadas diversas operações de entrada e saída do paralelismo da geração para certificar-se do bom desempenho do sistema, com acompanhamento do corpo técnico da Energisa.


Às concessionárias do Grupo Energisa é reservado o direito de efetuar, em qualquer momento, inspeções nas instalações do consumidor para averiguação das condições do sistema de paralelismo. Para clientes de média e alta tensão (MT e AT), na ocasião da instalação do medidor adequado para a medição da Central Geradora for apurado que existe alguma inviabilidade técnica devidamente comprovada, será de total responsabilidade do cliente a correção.

#### NOTAS:

1. A não realização da solicitação da vistoria dentro dos prazos determinados pelos Art. 68 e Art. 94, e a ocorrência de nova reprovação por motivo apresentado no relatório anterior, implica cancelamento do orçamento de conexão. (REN 1.059/2023).

### 7.2.11 Compartilhamento de Instalações

A conexão de central geradora pode ser realizada por meio de compartilhamento de instalações de interesse restrito, caso essa alternativa seja indicada na análise de



mínimo custo global realizada pela distribuidora (Art.47, Resolução 1000). Devem ser instalados os sistemas de medição no ponto de conexão das instalações compartilhadas com as instalações da distribuidora e, adicionalmente, nos pontos de conexão de cada central geradora às instalações compartilhadas. (Art.47, § 1º, Resolução 1000).


A central geradora que passar a compartilhar ou integrar compartilhamento existente deve ressarcir as centrais geradoras proprietárias das instalações, considerada a depreciação e de forma proporcional à demanda contratada no ponto de conexão com as instalações da distribuidora, sendo permitida outra forma de ressarcimento mediante acordo entre as partes. (Art.47, § 5º, Resolução 1000). A central geradora que se conectar às instalações existentes é responsável pelas realocações nos sistemas de medição e pelos custos de projeto e implantação das alterações necessárias. (Art.47, § 6º, Resolução 1000).

A central geradora afetada pelo compartilhamento de instalações de interesse restrito deve solicitar à ANEEL a alteração de seus atos de outorga, devendo ser encaminhado junto com a solicitação o documento elaborado pela distribuidora que justifique a necessidade de compartilhamento. (Art.47, § 7º, Resolução 1000). O compartilhamento de subestação da central geradora pode ser realizado com a distribuidora ou com o consumidor para atendimento de sua unidade consumidora, caso essa alternativa seja indicada na análise de mínimo custo global realizada pela distribuidora. (Art.48, Resolução 1000).

## 8 CRITÉRIOS E PADRÕES TÉCNICOS

### 8.1 Características do sistema de distribuição da Energisa em média tensão (MT) e Alta Tensão (AT)

As redes de distribuição trifásicas e monofásicas de MT possuem neutro comum, contínuo, multi e solidamente aterrado. O sistema de distribuição de média tensão deriva do secundário dos transformadores de potência instalados nas subestações, conectados, na maioria dos casos, em estrela aterrada. A configuração do sistema de média tensão é sempre radial, admitindo-se a transferência quando possível.



O sistema de distribuição de Alta Tensão é composto por um conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica de transmissão de energia elétrica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV.

A alternativa de atendimento à unidade consumidora e o dimensionamento das instalações ficam condicionados à análise de viabilidade técnica da Distribuidora, que deve considerar as previsões feitas no horizonte de até 5 anos, para o sistema de MT, e até 10 anos, para o sistema de AT, visando crescimento das cargas atendidas pela linha em questão, bem como o tipo de carga envolvida no estudo e a confiabilidade exigida pela Energisa e pelo consumidor.

Os limites de fornecimento são estabelecidos pela legislação, mediante as condições técnico-econômicas do sistema de distribuição da Energia, da unidade consumidora e de acordo com a legislação em vigor.


## 8.2 Forma de conexão para as centrais geradoras

Os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico de média tensão (MT) e de alta tensão (AT) da Energisa através das seguintes formas:

- Consumidor existente que pretende se tornar Autoprodutor ou Produtor Independente;
- Nova conexão de Autoprodutor ou Produtor Independente;

### 8.2.1 Consumidor existente que pretende se tornar Autoprodutor ou Produtor Independente

Neste caso, o consumidor existente instala geradores em sua unidade, podendo ou não manter o transformador de acoplamento existente. Deverão ser feitas adequações de proteção, medição e automação, as quais serão detalhadas nos próximos itens deste documento.



A distribuidora deverá avaliar a necessidade da instalação de um religador automático de linha (RL) no ponto de conexão. Caso seja necessário, o religador automático de linha (RL) deverá ser operado pelo Centro de Operações Integradas (COI) conforme Acordo Operativo celebrado entre as partes.

A instalação do religador automático de linha (RL) tem por objetivo possibilitar o total isolamento do sistema do autoprodutor em relação ao alimentador da concessionária, em qualquer oportunidade que isso se fizer necessário.

A interligação deverá seguir as recomendações do item “padrões técnicos do religador automático de linha (RL) da conexão”, da NDU 015 - Critérios para a Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

### 8.2.2 Nova Conexão de Autoprodutor ou Produtor Independente

O acessante será conectado diretamente a um alimentador da Energisa. Neste caso, o acessante é o proprietário e o responsável pela construção e manutenção do trecho de alimentador entre as suas instalações e o ponto de conexão. Conforme os itens “Acessante novo conectado a um alimentador existente” e “Padrões técnicos para o trecho de alimentador de interligação”, da NDU 015 - Critérios para a Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

O acessante também poderá ser conectado diretamente na barra de média tensão (MT) de uma subestação existente da Energisa, através de um alimentador expresso. Conforme o item “Acessante novo conectado em média tensão a subestação”, da NDU 015 - Critérios para a Conexão em Média Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

A conexão em alta tensão à uma subestação da Energisa pode ser estabelecida através dos seguintes métodos:

- Conexão Adjacente à Subestação Existente;
- Conexão LILO (Line In - Line Out) ou Chaveamento;
- Conexão Radial;

- Conexão Tipo Tap com Subestação;

Todas as informações específicas dos procedimentos associados aos modelos de conexão estão descritas na NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72,5, 92,4 e 145 kV.

### 8.3 Forma de conexão para Autoprodutores e Produtores Independentes

Para autoprodutores e produtores independentes com potências de geração superiores a 2,5 MW, a conexão será realizada em AT.

Os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico da Energisa através das seguintes formas:

- Conexão de geradores por meio de inversores;
- Conexão de geradores que não utilizam inversores.

#### 8.3.1 Conexão de geradores por meio de inversores

Para conexão de geradores que utilizam um inversor como interface de conexão, como os geradores eólicos ou os geradores solares ou microturbinas, deverão se basear nos diagramas (conforme Desenhos 1 a 10 de acordo com a potência de geração em Anexo) desta norma técnica. Deverão ser anexados na solicitação do orçamento de conexão, os relatórios de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os inversores para a tensão nominal de conexão com a rede.

Os inversores utilizados em sistemas de geração fotovoltaica, de acordo com os itens a seguir.

##### 8.3.1.1 Para inversores com potência inferior ou igual a 10 kW

Só serão aceitos inversores com certificação pelo INMETRO, com seu devido registro ativo de concessão nesse órgão, para a tensão nominal de conexão com a rede.



### 8.3.1.2 Para inversores com potência superior 10 kW

Só serão aceitos inversores que apresentem os certificados de conformidade às normas nacionais ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116 ou as normas europeias IEC 61727:2004-12, IEC 62116:2014 ou norma americana IEEE 1547.

No caso de certificados internacionais, devem também ser apresentadas as especificações de tensão e frequência nominal na saída do inversor.

#### NOTA:

1. Não serão aceitos inversores cujos certificados de testes forem de laboratórios diferentes dos acreditados pelo INMETRO.

É responsabilidade do consumidor, averiguar junto ao fornecedor a existência de certificação para o inversor a ser utilizado na instalação.

### 8.3.2 Conexão de geradores que não utilizam inversores

Para conexão de geradores que não utilizam um inversor como interface de conexão, como os geradores síncronos ou assíncronos, normalmente utilizados para turbinas hidráulicas ou térmicas, deverão se basear nos diagramas (conforme Desenhos 1 a 10 de acordo com a potência de geração em Anexo) desta norma técnica. A Energisa pode solicitar proteções adicionais caso necessário.

É necessária a utilização de fonte auxiliar para alimentação do sistema de Proteção. Deverá ser utilizado um sistema “nobreak” com potência mínima de 1.000 VA de forma que não haja interrupção na alimentação do sistema de proteção. Opcionalmente, poderá ser instalado conjunto de baterias, para suprir uma eventual ausência do “nobreak”. Adicionalmente, deverá ser previsto o trip capacitivo.

O painel de proteção deverá possuir dispositivo para instalação de lacre da Energisa.

## 8.4 Determinação da forma de conexão

A escolha da alternativa de interligação de centrais geradoras ao sistema elétrico deverá se basear primeiramente no critério de mínimo custo global, conforme preconizado pela ANEEL.

Nenhuma alternativa proposta para a conexão poderá acarretar redução da flexibilidade operativa da rede da acessada. Por esse motivo, em condição de emergência não será permitida a transferência de acessantes de um alimentador para outro.

Além disso, visando evitar a degradação dos níveis de qualidade e a redução da flexibilidade operativa do sistema de distribuição, além das análises técnicas para determinação das alternativas para a interligação da geração, serão realizadas análises para a determinação dos máximos valores esperados de variações de tensão. Para tanto, serão necessárias as análises descritas a seguir.


### 8.4.1 Tensão mínima após o religamento do alimentador

A tensão mínima em qualquer ponto do alimentador imediatamente após o religamento deverá ser maior ou igual a 90% da tensão nominal.

Este limite foi definido considerando o valor crítico de tensão estabelecido no PRODIST, e considerando também o valor de referência ( $V_r$ ) igual à tensão nominal.

No momento do religamento, supõe-se que todos os geradores do alimentador desligado, estão a recuperação de 80% da carga pré-falta e os tapes dos reguladores de tensão estão na posição do momento do desligamento. Além disso, considera-se que os Autoprodutores estejam consumindo a demanda contratada para Condição de Emergência. Na análise será considerada a máxima geração e 80% da carga máxima do alimentador.

A condição a ser analisada é a variação das tensões do alimentador antes de um curto franco e após o restabelecimento. O critério definidor é o perfil de tensão do alimentador imediatamente após o religamento, ocorrido este após a eliminação de



um curto-circuito franco na saída da subestação, com o desligamento do alimentador e a retirada de toda a geração a ele conectada e a ser conectada, considerando-se todos os transformadores e reguladores do alimentador e da subestação com as mesmas posições de tapas da condição pré-falta.

Para se atender a esse critério, poderá ser imposta a condição de desligamento intertravado da carga e da geração do acessante. Dessa forma a carga e a geração do acessante seriam desligadas sempre simultaneamente, reduzindo a amplitude da variação de tensão no religamento.

Caso não seja possível se definir uma alternativa que atenda ao critério da tensão mínima após o religamento, a conexão deverá ser realizada diretamente na barra de média tensão da SE, por meio de alimentador exclusivo, ou, caso não seja suficiente, no sistema de alta tensão.

## 8.5 Transformadores de acoplamento

Os geradores da central geradora de energia devem ser interligados ao sistema de distribuição da Energisa através de um ou mais transformadores de acoplamento, cuja potência é definida em função dos requisitos do acessante para a interligação. A conexão do transformador de acoplamento deve ser delta do lado de conexão com a Distribuidora.

### NOTA:

À depender do tipo de conexão do acessante, o Grupo Energisa avaliará a melhor alternativa da ligação do transformador de acoplamento com a rede elétrica.

### 8.5.1 Proteção do transformador de acoplamento

O transformador ou os transformadores de acoplamento não podem ser protegidos por meio de fusíveis. A proteção do transformador deverá ser realizada por disjuntor ou religador automático de linha (RL) com função de religamento bloqueada.

### 8.5.2 Ligação dos enrolamentos do transformador de acoplamento

Para definição da conexão do transformador de acoplamento, deve-se observar e atender o item 8.5, a fim de evitar sobretensões nas fases não faltosas, após a ocorrência de curto-circuito fase-terra e abertura do terminal da Energisa, que deve constar em projeto.

### 8.5.3 Tapes dos transformadores de acoplamento

O transformador de acoplamento ou os transformadores de acoplamento deverão sempre possuir tapes fixos do lado da Energisa, com faixa mínima de 2 x 2,5% acima e abaixo da tensão nominal.

Os recursos de tape fixo são necessários para a obtenção de um melhor acoplamento entre os níveis de tensão nos terminais dos geradores e os limites admitidos no sistema de distribuição.


## 8.6 Requisitos de proteção para a conexão

A seguir são apresentados os princípios gerais, requisitos mínimos, funções de proteção e recomendações técnicas para o esquema de proteção.

É de total responsabilidade do acessante, prover proteção para os equipamentos de sua propriedade, assim como definir e implementar um esquema de proteção adequado entre o seu disjuntor de interligação com o sistema da Energisa e suas unidades geradoras e de cargas.

A análise de proteção para conexão do acessante deve levar em consideração a potência total despachada.

O esquema de proteção instalado pelo acessante deverá garantir a eliminação da contribuição de sua planta para todos os tipos de faltas na rede de interligação com o sistema da Energisa, assim como a eliminação da contribuição do sistema Energisa para faltas em sua planta.



Todas as funções de proteção instaladas para viabilizar a ligação do acessante deverão ser aprovadas pela Energisa.

O acessante deverá prever um esquema de proteção que desconecte o seu sistema de geração no caso de perda do sistema Energisa, de modo a permitir o religamento automático deste último. O tempo de religamento é definido no acordo operativo.

O acessante deve fornecer as informações de impedância e grupo de ligação do transformador que se interliga com o sistema Energisa; características elétricas dos geradores (potência nominal, reatâncias  $x''d$ ,  $x'd$ ,  $x_d$  e  $x_0$ ) e demais informações que a Energisa julgar necessárias.

O autoprodutor que possua geração própria no mesmo local de consumo com fim de suprir parcialmente sua carga, sem previsão de paralelismo sob qualquer regime operativo, deve incluir no projeto de suas instalações uma chave reversível de acionamento manual ou elétrico, automática ou não, com intertravamento mecânico.


O religamento do acessante só poderá ser realizado com supervisão de sincronismo, após a recomposição do sistema da Energisa e do contato com o centro de operação da concessionária.

Os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor responsável pelo paralelismo, bem como as relações dos transformadores de corrente que os suprem, devem ser definidos pelo acessante e aprovados pela acessada, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.

O paralelismo pode ser estabelecido por meio de disjuntor, que deve ser supervisionado por relé de verificação de sincronismo.

Os disjuntores sem supervisão do relé de check de sincronismo deverão possuir intertravamento que evitem o fechamento do paralelismo por estes disjuntores.

Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monoplares entre o disjuntor de entrada e os geradores.



Deverá ser instalada proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo.

Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.

As questões de religamento automático ou regulamento de disjuntor instalados no ponto de conexão devem ser consultados com a Assessoria de Planejamento Orçamentário (ASPO) e/ou o setor de Proteção da Distribuidora Energisa.

As funções de proteção a serem implementadas nas instalações do acessante estão listadas no item “Funções mínimas de proteções no ponto de conexão”.

Nos anexos são apresentados diagramas com as funções de Proteção a serem implementadas nas instalações do Acessante e no Ponto de Conexão, respectivamente para Produtor independente ou autoprodutor.

O acessante pode instalar, no ponto de conexão, funções de proteção adicionais, além das exigidas pela Energisa, desde que sua aplicação seja justificada tecnicamente, e que a habilitação das funções adicionais não interfira na operação normal do sistema da Energisa.

Todas as funções de proteção instaladas para viabilizar a ligação do acessante deverão ser aprovadas pela Energisa e deverão atuar sempre no disjuntor de entrada da subestação principal do acessante.


### 8.6.1 Funções mínimas de proteções no ponto de conexão no Sistema de Média Tensão (MT)

A relação de funções mínimas de proteções a serem instaladas no ponto de conexão para MT (11,4 kV, 13,8kV, 22kV, 34,5kV e 40kV) estão descritas neste tópico.

#### 8.6.1.1 Elemento de Seccionamento (ES)

O Elemento de Seccionamento (ES) é um dispositivo de manobra que deverá ser constituído por uma chave seccionadora visível e acessível que a Energisa utiliza a





fim de garantir a desconexão da geração do Autoprodutor ou Produtor Independente durante manutenção em sua rede de distribuição, exceto para geradores distribuídos que se conectam à rede de distribuição através de inversores conforme módulo 3 do PRODIST.

O Elemento de Seccionamento deve ser instalado e mantida pelo acessante.

A chave seccionadora deverá atender as seguintes condições:

- Não possuir elementos fusíveis;
- Ter capacidade de abertura manual;
- Ser visível permanentemente;
- Ser facilmente acessível para operação e bloqueio pelo pessoal da Energisa;
- Ser capaz de permanecer travada na posição aberta através de cadeado da Energisa e fornecer indicação clara de que o dispositivo está aberto ou fechado;
- Deve ser dimensionada de acordo com a tensão da rede de média tensão que atende à unidade consumidora e a corrente da central de geração;
- As partes móveis do dispositivo devem estar conectadas no lado do acessante;
- Deve permitir que seja manuseado externamente sem expor o operador ao contato com as partes vivas.

O religador ou elemento de desconexão poderá ser aberto pela Energisa a qualquer instante por qualquer das seguintes razões:

- Para eliminar as condições que potencialmente podem colocar em risco a segurança do pessoal da Energisa e do público em geral;
- Em condições de pré-emergência ou emergência originadas da rede de distribuição;

- Adulteração dos dispositivos de proteção;
- Operação em paralelo antes da aprovação para interconexão pela Energisa;

O religador ou elemento de desconexão poderá ser aberto pela Energisa, pelas seguintes razões, após notificar o responsável pela central de geração;

- O responsável pela geração não disponibilizou os registros (relatórios) dos testes de verificação e manutenção de seus equipamentos de proteção;
- A central de geração impacta negativamente no funcionamento dos equipamentos da Energisa ou equipamentos pertencentes a outros consumidores.

### 8.6.1.2 Elemento de Interrupção (EI)

O Elemento de Interrupção (EI) é um elemento de interrupção automático constituído por um disjuntor sobre o qual atuarão os elementos de proteção.

Os elementos de proteção devem garantir, ao mesmo tempo, que as faltas na instalação do acessante não perturbem o correto funcionamento da rede de distribuição e que defeitos na rede de distribuição não coloquem em risco as instalações da geração, promovendo a abertura do disjuntor desfazendo a interconexão com a rede de distribuição. Uma vez feita a desconexão, o sistema de proteção, deverá garantir que o disjuntor não possa ser religado até que exista tensão estável na rede de distribuição. O Elemento de Interrupção (EI) deverá ser equipado com bobina de disparo remoto.

### 8.6.1.3 Verificação de sincronismo (Função 25)

A função de verificação de sincronismo é empregada para monitorar sincronização de 2 (dois) circuitos, impedindo o paralelismo em condições inaceitáveis. Assim sendo, a mesma permite o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites preestabelecidos de tensão, frequência e ângulo de fase:

- a) Poderá ser instalada em disjuntor na baixa tensão do acessante;

- b) Os disjuntores sem supervisão do relé de check de sincronismo deverão possuir intertravamento que evitem o fechamento do paralelismo por esses disjuntores.

A sincronização da geração é de responsabilidade do acessante. O sincronismo poderá ser automaticamente, nos casos em que a planta não for operada localmente. Deverá ser instalado relé de cheque de sincronismo com os seguintes ajustes recomendados:

- Diferença de frequência: 0,3 Hz;
- Diferença de tensão: 10%;
- Diferença de ângulo de fase: 10°.

#### 8.6.1.4 Relé de subtensão (Função 27)

O relé de proteção de subtensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados.

O proprietário de central de geração distribuída deve garantir a sua desconexão quando houver variações anormais de tensão na rede de distribuição acessada.

Visando evitar desligamentos desnecessários a partir de ajustes muito elevados, de acordo com as condições de qualidade estabelecidas pelo Módulo 8 do PRODIST, conforme apresentado nas Tabelas 3 e 4, os ajustes podem ser consultados no item 9.2.1.2.

*Tabela 3 - Pontos de Conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2.3 kV e inferior a 69 kV*

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0.93TR \leq TL \leq 1.05TR$
Precária	$0.90TR \leq TL < 0.93TR$
Crítica	$TL < 0.90TR$ ou $TL > 1.05TR$

Tabela 4 - Pontos de Conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0.95TR \leq TL \leq 1.05TR$
Precária	$0.90TR \leq TL < 0.95TR$ ou $1.05TR < TL \leq 1.07TR$
Crítica	$TL < 0.90TR$ ou $TL > 1.07TR$

#### 8.6.1.5 Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente (Função 46)

A filosofia geralmente empregada para o ajuste desta função é a de assegurar a coordenação entre a mesma e a proteção do gerador, de tal modo que a sensibilidade do relé de interconexão em ocasiões de desequilíbrio das correntes de fase seja maior que a sensibilidade de proteção da máquina. Desta forma o relé do gerador irá operar como retaguarda à proteção efetuada pelo relé da interconexão. Assim, se o desequilíbrio de corrente for proveniente do sistema de distribuição, o paralelismo será desfeito protegendo o gerador distribuído. Além disso, se o desequilíbrio de corrente for originado da geração distribuída, o paralelismo será desfeito para proteger os equipamentos do sistema de distribuição e em seguida o sistema de proteção do gerador se encarregará de desligá-lo.

#### NOTA:

1. Proteção opcional para unidades geradoras maiores que 75 kW e menores ou iguais a 500 kW.

#### 8.6.1.6 Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão (Função 47)

O desequilíbrio de tensão é definido como sendo a diferença entre os valores eficazes das tensões de fase do circuito dividido pela média dos valores eficazes das tensões ou como a razão entre a componente de sequência 0 pela componente de sequência positiva das tensões.

Esta função é empregada para evitar aberturas indevidas nos equipamentos de proteção, por motivos de desequilíbrio de tensão, ou inversão de sequência de fases.

#### NOTA:

1. Proteção opcional para unidades geradoras maiores que 75 kW e menores ou iguais a 500 kW.

#### 8.6.1.7 Sobrecorrente com restrição de tensão (Função 51V)

A função 51V por operar através do monitoramento de componentes de corrente e de tensão oferece aumento da sensibilidade da proteção de sobrecorrente de um sistema.

Esta função é temporizada e por apresentar maior sensibilidade pode ser utilizada em sistemas sensíveis a correntes elevadas.

#### NOTA:

1. Proteção opcional para unidades geradoras maiores que 75 kW e menores ou iguais a 500 kW.

#### 8.6.1.8 Relé de sobretensão (Função 59)

O relé de proteção de sobretensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados.

O proprietário de central de geração distribuída deve garantir a sua desconexão quando houver variações anormais de tensão na rede de distribuição acessada.

#### 8.6.1.9 Relé de sobretensão de neutro (Função 59N)

É de uso obrigatório, quando a conexão do transformador for em delta do lado Energisa.

A Energisa, geralmente, utiliza transformadores com conexão delta-estrela para alimentar as cargas dos consumidores trifásicos conectados aos seus sistemas de transmissão e alimentadores da distribuição. Esta configuração oferece diversos

benefícios, entre eles a melhoria do balanceamento de cargas e o bloqueio de corrente de sequência zero, o que simplifica a proteção de faltas à terra.

No entanto as instalações de geração distribuída que operam em paralelo com a rede podem alterar o comportamento do sistema em ocasiões de faltas na rede, o que dificulta consideravelmente a identificação do defeito e sua eliminação do sistema. Este é o caso de faltas fase-terra, que causam a abertura do disjuntor da Energisa, que devido à conexão delta-estrela do transformador de interconexão, faz com que surja a possibilidade de o gerador distribuído operar sem causar alterações evidentes nas variáveis elétricas do sistema, o que não aciona a proteção. Neste caso se caracteriza uma situação de ilhamento, onde o gerador distribuído assume a carga sem a presença da concessionária, a qual não pode restabelecer o serviço devido à falta fase-terra no circuito. A solução neste caso é a retirada do gerador do sistema.

Em situações normais de operação, a componente de sequência zero da tensão tem valor nulo. Entretanto, a ocorrência de faltas fase-terra no sistema causa desbalanço nos componentes da tensão, sem alterar o módulo das tensões de fase da rede. Desta forma a tensão normal de sequência zero pode aumentar substancialmente quando o disjuntor da subestação da concessionária se abrir. Nesta situação, a função 59N conectada ao terminal delta aberto possibilita a detecção do componente 3V0 de acordo com a Figura 2.

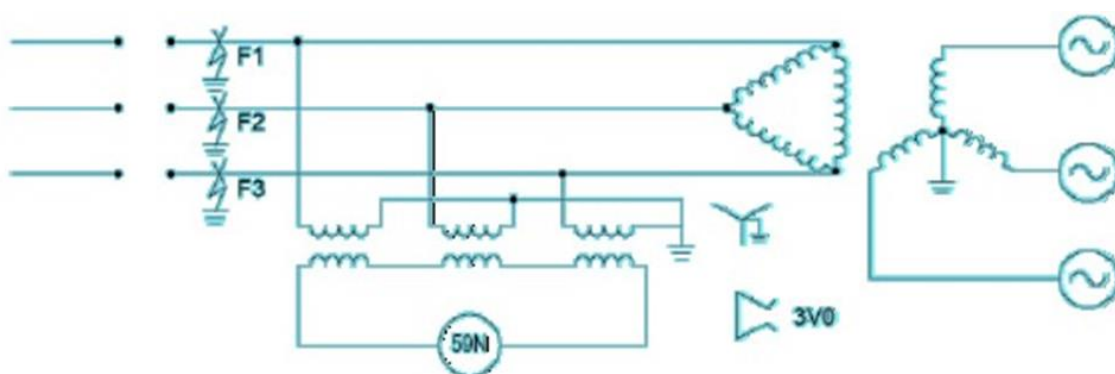


Figura 2 - Função 59N conectada ao terminal delta aberto



#### 8.6.1.10 Relé de sobrecorrente direcional de fase (Função 67)

A função 67 opera basicamente no mesmo princípio das funções 50/51. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em uma determinada direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

#### 8.6.1.11 Relé de sobrecorrente direcional de neutro (função 67N)

A função 67N opera basicamente no mesmo princípio das funções 50N/51N. No entanto sua atuação somente irá ocorrer quando for detectada uma corrente de falta fluindo em uma determinada direção, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

Poderá ser aceita a função 51N em substituição à 67N quando for possível a definição de ajustes que atendam de forma adequada a eliminação de faltas tanto na rede da Energisa quanto nas instalações do acessante.


#### 8.6.1.12 Relé de frequência (sub ou sobre) (função 81)

A função de sobre/subfrequência opera quando a frequência da rede desvia do valor nominal, 60 Hz, e se mantém por um determinado tempo, aquém de certo valor pré-estabelecido ou instantaneamente após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.

#### 8.6.1.13 DF/DT ou Rocof (Rate of change of frequency) (função 81 DF/DT)

Este relé é considerado uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamentos quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado.

A Energisa não permite a operação isolada da unidade produtora (ilhamento) conectada ao seu sistema, assim sendo, o acessante deverá instalar também um relé com a Função 81 DF/DT.



Este relé deverá dar trip no relé principal do religador automático de linha (RL) /disjuntor assim como ativar a oscilografia do relé principal quando ocorrer a atuação do mesmo.

#### 8.6.1.14 Oscilografia

O acessante deverá instalar um relé com capacidade de coletar e registrar as formas de ondas de corrente e tensão antes, durante e logo depois da ocorrência de uma falta, por um período total de, no mínimo, 2 segundos.

O acessante deve deixar a função habilitada no relé de proteção, estando ciente que quando solicitado, o mesmo deverá fornecer a Energisa estes registros, juntamente com o histórico de eventos, também registrado pelo relé para análise posterior da concessionária.

#### 8.6.1.15 Elemento de proteção anti-ilhamento

Enquanto a geração do Autoprodutor ou Produtor Independente estiver conectada à rede da Energisa, a operação ilhada da central de geração distribuída não será permitida nem para alimentação da própria carga da unidade consumidora através da qual faz a conexão na rede. Para tanto os elementos de proteção que monitoram a tensão da rede de distribuição devem impedir o fechamento do disjuntor que faz a interligação, enquanto a rede de distribuição da Energisa estiver desenergizada.

Estando a central de geração operando em paralelo com a rede da Energisa, e por qualquer razão a rede acessada for desenergizada, a geração, através da proteção anti-ilhamento, deve cessar de fornecer energia em até 2 segundos após o ilhamento.

As unidades consumidoras com minigeração distribuída podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição. Para tanto, o responsável técnico pelo projeto deve garantir que quando da opção por geração isolada, o sistema esteja desconectado da rede da Energisa.

### 8.6.1.16 Relé direcional de potência (opcional) (Função 32)

Este dispositivo faz a proteção de um gerador (que deve fornecer potência elétrica ativa a uma rede a qual esteja interligado), evitando que ele passe a se comportar como um motor (que drena potência elétrica ativa de uma rede que esteja interligado). Isso normalmente ocorre devido à falta de potência nas máquinas primárias que fornecem energia mecânica aos geradores elétricos.

### 8.6.1.17 Ajustes das proteções de frequência


Os ajustes recomendados para as proteções de subfrequência e sobrefrequência instaladas no acessante são mostrados na Tabela 5.

*Tabela 5 - Ajustes recomendados para as proteções de frequência instaladas no acessante*

Frequência [Hz]	Tempo Máximo de Atuação
$f \leq 57,0$	0,2 s
$57 < f \leq 57,5$	5 s
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s
$62,5 < f \leq 63,0$	10 s
$f > 63,0$	0,2 s

#### NOTAS:

1. Para a conexão de central geradora de fonte térmica, os valores da Tabela 5 podem ser flexibilizados, desde que haja comprovação técnica e concordância da distribuidora;
2. Não são permitidos ajustes para a função de proteção de subfrequência iguais ou superiores a 58,5 Hz, independentemente da temporização associada;
3. A central geradora baseada em máquinas síncronas deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente com taxas de variação de frequência de até 1,0 Hz/s, considerando a média de uma janela deslizante de medição de no mínimo 100 ms. E caso seja empregada a função de proteção de taxa de variação de frequência (81R ou

- 
- 81df/dt) no sistema de proteção anti-ilhamento, esta função de proteção deve ter um ajuste superior a 1 Hz/s e com temporização superior a 100 ms;
4. A central geradora conectada via conversor eletrônico deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente com taxas de variação de frequência de até 2,0 Hz/s, considerando a média de uma janela deslizante de medição de no mínimo 100 ms. E caso seja empregada a função de proteção taxa de variação de frequência (81R ou 81df/dt) no sistema de proteção anti-ilhamento, esta função de proteção deve ter um ajuste superior a 2,0 Hz/s e com temporização superior a 100 ms, independentemente do valor de frequência, de modo a evitar atuações inadvertidas diante perturbações no Sistema Interligado Nacional;
  5. É desejável que as proteções de subfrequência e sobrefrequência instaladas no ponto de conexão tenham os mesmos ajustes que as proteções de frequência do acessante.
  6. A Energisa poderá definir ajustes diferentes dos apresentados, se tecnicamente justificável.
  7. Para conexão de centrais geradoras em nível de tensão superior a 69 kV, devem ser observados os requisitos técnicos mínimos apresentados nos Procedimentos de Rede.

#### 8.6.1.18 Ajustes das proteções de tensão

A central geradora conectada via conversor eletrônico de potência deve continuar operando satisfatoriamente, sem desconexão, para qualquer tipo de distúrbio, diante de variações transitórias na tensão de acordo com os valores de tensão e mínimas indicados pelo módulo 3 do PRODIST.

Os ajustes recomendados para as proteções de subtensão e sobretensão instaladas no acessante são mostrados na Tabela 6.

*Tabela 6 - Ajustes recomendados para as proteções de subtensão e sobretensão instaladas pelo acessante*


Tensão [p.u]	Tempo Máximo de Atuação
$V \leq 0,20$	0,2 s
$0,2 < V \leq 0,5$	0,5 s
$0,5 < V \leq 0,8$	2,5 s
$1,10 < V \leq 1,18$	1 s
$V > 1,18$	0,2 s

## NOTAS

1. É desejável que as proteções de subtensão e sobretensão instaladas no ponto de conexão tenham os mesmos ajustes que as proteções de tensão do acessante.
2. Os valores de referência a serem adotados para os indicadores de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência são os estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST.
3. A Energisa poderá definir ajustes diferentes dos apresentados, se tecnicamente justificável.
4. Para conexão de centrais geradoras em nível de tensão superior a 69 kV, devem ser observados os requisitos técnicos mínimos apresentados nos Procedimentos de Rede.

### 8.6.1.19 Proteções de subtensão e sobretensão instaladas no ponto de conexão

As lógicas de trip das funções 27 e 59 devem ser preferencialmente trifásicas, ou seja, o trip deverá ocorrer somente para eventos dinâmicos e sistêmicos de subtensão ou sobretensão que envolvam as três fases simultaneamente.



Opcionalmente poderá ser aceita a lógica de trip fase-fase. O tempo morto de religamento automático de disjuntores/religador automático de linha (RL) e a montante da cabine de interligação deverá ser superior a 1,5 segundos (não poderá haver religamento automático instantâneo).

A Energisa poderá definir ajustes diferentes dos apresentados, caso tecnicamente justificado.

## 8.6.2 Funções mínimas de proteções no ponto de conexão no Sistema de Alta Tensão (AT)

A relação de funções mínimas de proteções a serem instaladas no ponto de conexão para AT (69kV, 88kV e 138kV) estão descritas neste tópico.

### 8.6.2.1 Proteção Contra Descargas Atmosféricas e Surtos de Tensão

Os para raios devem ser conforme especificação técnica unificada (ETU) da Energisa e deve ser previsto o sistema de proteção contra descarga atmosférica (SPDA). Os para-raios e as hastes para-raios devem obedecer às seguintes prescrições:

- a) Deve ser instalado um para-raios por fase e se localizar de acordo com os seguintes critérios
  - Unidade consumidora com ramal de entrada aéreo: quando a subestação for de instalação ao tempo, o conjunto de para-raios deve ser instalado na entrada de linha e quando a subestação for abrigada, deve se localizar imediatamente antes das buchas de passagem;
  - Unidade consumidora com ramal de entrada subterrâneo ou misto: independentemente da localização do ponto de entrega, o conjunto de para-raios deve ser instalado imediatamente antes dos terminais externos do cabo do ramal de entrada subterrâneo.
  
- b) A distância horizontal entre o conjunto de para-raios e o transformador de potência deve ser no máximo 15 m;




- c) É opcional a utilização de para-raios na extremidade do ramal de entrada subterrâneo junto ao posto de medição;
- d) É opcional o uso de para-raios no lado de média tensão do transformador de potência quando instalados ao tempo;
- e) Quando, partindo do posto de medição, existir ramal aéreo de alta tensão com mais de 100m, é exigida a instalação de outro conjunto de para-raios na saída do mesmo;
- f) Os barramentos e equipamentos devem estar protegidos contra descargas atmosféricas diretas, através da instalação de hastes montadas no topo das estruturas distribuídas considerando um ângulo de proteção e cobertura de 30°.

#### 8.6.2.2 Proteção do Disjuntor de Entrada

A proteção e seccionamento da alta tensão devem ser feitas através de disjuntor de 145, 92,4 ou 72,5 kV (variando conforme a classe de tensão do ponto de conexão) na entrada, atendendo os requisitos técnicos estabelecidos na Especificação Técnica Unificada da Energisa, em versão vigente.

Para proteção do Disjuntor de entrada são utilizadas, no mínimo, as seguintes funções de proteção:

- a) Função de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Fase (50/51) com faixa de ajuste;
- b) Função de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Neutro (50/51N);
- c) Função de Subtensão Temporizada (27);
- d) Função de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V);
- e) Função de Sobretensão Temporizada (59);
- f) Função de Sobretensão Residual ou Sobretensão de Neutro (59N);

- 
- g) Função Relação Corrente de Negativa e Positiva (I2/I1);
  - h) Função Falha de Disjuntor (50 BF);
  - i) Função de Sobrecorrente de Sequência Negativa (46);
  - j) Função de Teleproteção (85);
  - k) Relé de Sobre/Subfrequência (81);

Quando a alimentação for feita através de duas entradas de linhas devem ser acrescentadas as seguintes funções:

- a) Função de Sobrecorrente Direcional de Fase (67);
- b) Função de Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N);
- c) Função de Diferencial de Linha (87L);
- d) Função de Distância (21);

O relé de proteção deverá ser capaz de registrar eventos e formas de ondas de corrente e tensão no padrão CONTRADE antes, durante e logo depois da ocorrência de uma falta, por um período mínimo de 2 segundos. O relé também deverá permitir acesso remoto para aquisição dos registros e histórico de eventos para análise posterior da ocorrência.

### 8.6.2.3 Proteção do Transformador de Potência

Para a proteção do transformador a Energisa sugere as seguintes funções:

- a) Sem comutador:
  - Função diferencial (87);
  - Função de Sobrecorrente Instantâneo e Temporizado (50/51 e 51G);
  - Falha de Disjuntor (BF);

- Falha de aterramento restrita (64REF).

As proteções intrínsecas do transformador de potência:


- Relé de gás (63);
- Relé de sobrepressão (63A);
- Relé térmico do enrolamento do transformador (49);
- Relé detector de temperatura do óleo (26);
- Relé de nível do óleo (71).

b) Com comutador:

- Função diferencial (87);
- Função de sobrecorrente instantâneo e temporizado (50/51 e 51G);
- Falha de Disjuntor (BF);
- Falha de aterramento restrita (64REF);
- Relé de comutação (90).

As proteções intrínsecas do transformador de potência:

- Relé de gás (63);
- Relé de sobrepressão (63A);
- Relé de fluxo de óleo do comutador de derivação sob carga (80);
- Relé térmico do enrolamento do transformador (49);
- Relé detector de temperatura do óleo (26);
- Relé de nível do óleo (71).



Demais informações acerca dos sistemas de proteção em alta tensão podem ser encontrados na seção 6.9 “Proteção” da NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72,5, 92,4 e 145 kV.

## 8.7 Sistema de medição

### 8.7.1 Sistema de Medição em Média Tensão (MT)

O projeto do sistema de medição para faturamento (SMF) deve ser elaborado pelo usuário e demais consumidores, assim como sua montagem e comissionamento do sistema, com o acompanhamento da Energisa, tal como é descrito no art. 97 da REN 1.000/2021.

O usuário e demais consumidores devem solicitar o cadastro do ponto de medição nos sistemas da CCEE após a aprovação do relatório de comissionamento de central geradora que não esteja em operação em teste.

#### 8.7.1.1 Sistema de Medição de Faturamento

No tocante à Medição de Faturamento, consideram-se duas situações básicas. A primeira se refere ao Produtor Independente, detentor de Concessão ou Autorização para atuar como agente gerador e a segunda como Autoprodutor, quando o agente pode consumir e fornecer energia ao sistema elétrico. Em ambos os casos o padrão da cabine de medição é o constante da Norma da Energisa NDU - 002 “Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária”.

As duas situações básicas para os produtores independentes e para os autoprodutores são detalhadas a seguir.

#### 8.7.1.2 Produtor Independente

A Medição de Faturamento é responsabilidade técnica e econômica do Acessante, e deve ser especificada, projetada, instalada, comissionada e interligada conforme estabelecido nos Submódulos 2.14 e 7.11 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Adicionalmente aos requisitos estabelecidos como obrigatórios nesse documento, os Medidores de Faturamento devem ainda, atender os seguintes requisitos:

- a) Possuir portaria de Aprovação de Modelo no Inmetro para a classe D (0,2%), conforme Regulamento Técnico Metrológico (RTM) a que se refere à portaria Inmetro 431/2007, ou sua sucessora;
- b) Efetuar a medição de energia em 4 quadrantes, armazenando os registros de Energia Ativa de fluxo direto, Energia Reativa indutiva de fluxo direto, Energia Reativa capacitiva de fluxo direto, Energia Ativa de fluxo reverso, Energia Reativa indutiva de fluxo reverso e Energia Reativa capacitiva de fluxo reverso em 6 registradores distintos;

Nos casos em que puder haver consumo de energia fornecida por meio da rede da Energisa, os TCs de medição deverão ser dimensionados e especificados para as condições de fluxo direto e inverso. Nesses casos, a Energisa deverá ter garantido o acesso aos dados de Medição para Faturamento.

O Acessante solicitará à CCEE a emissão do Parecer de Localização da Medição.


A Energisa deverá fornecer informações específicas sobre suas instalações para o desenvolvimento e a pré-operação do projeto do SMF. Após pré-aprovado, o projeto de Medição deverá ser enviado pela Energisa ao ONS para aprovação definitiva.

As atividades a cargo da Energisa deverão atender aos prazos dispostos conforme estabelecido no Submódulo 7.11 dos Procedimentos de Rede do ONS.

### 8.7.1.3 Autoprodutor

No caso de novos Acessantes, aplicam-se os mesmos termos da norma relativos a produtores independentes, conforme item anterior. No caso de consumidores já ligados que solicitem paralelismo de geradores, deverão ser aplicados os critérios detalhados no Procedimento de Rede da ONS.

### 8.7.1.4 Subestação de medição de faturamento




Para instalação dos materiais e equipamentos que compõem a subestação de medição em MT, bem como as obras civis necessárias à sua construção, deve ser executada pelo acessante de acordo com os requisitos estabelecidos a seguir:

- a) A subestação deverá ser construída dentro de propriedade particular do acessante a, no máximo, 5 metros do ponto de conexão;
- b) A subestação deverá ser provida de iluminação de segurança, com autonomia mínima de 2 horas;
- c) Não poderão passar pela subestação tubulações de água, esgoto, gás, vapor etc;
- d) A medição deve ser feita a 3 elementos, utilizando 3 transformadores de potencial (TP) e 3 transformadores de corrente (TC);
- e) Os transformadores para instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial) para medição de faturamento devem ser projetados e construídos especificamente para esse fim, não se admitindo o compartilhamento desses transformadores para outras aplicações (proteção, por exemplo);
- f) Os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) devem ter classe de exatidão 0,3%. Caso venha a ser requerido pela legislação metrológica, os transformadores de corrente (TC) e os transformadores de potencial (TP) a serem utilizados na subestação de medição de faturamento deverão ter modelo previamente aprovado pelo INMETRO;
- g) Deverá ser instalada 1 chave de abertura tripolar sob carga dentro da subestação de medição e na baia localizada após a medição objetivando isolar visualmente o circuito da geração e o circuito da medição.

**NOTA:**



- 
1. A medição poderá ser realizada em Baixa Tensão, conforme NDU 002, desde que seja atendido o item a) disposto e a capacidade instalada de geração for igual ou inferior a 300 kVA.


#### 8.7.1.5 Conservação da subestação de medição de faturamento

- a) Os acessantes ficam obrigados a manter em bom estado de conservação os componentes de sua subestação. Caso contrário, a Energisa pode vir a exigir os reparos necessários ou até mesmo a substituição dos materiais inadequados ou danificados.
- b) Os acessantes são responsáveis pelos equipamentos de medição instalados na subestação e responderão pelos eventuais danos a eles causados por sua ação ou omissão.
- c) O local da subestação bem como o acesso a mesma, devem ser mantidos limpos e desimpedidos pelos acessantes, de modo a facilitar o acesso à subestação pela Energisa.

#### 8.7.1.6 Acesso à subestação de medição de faturamento

- a) Os acessantes devem permitir, a qualquer tempo, o acesso livre e imediato dos funcionários da Energisa, devidamente identificados e credenciados, à subestação e fornecer-lhes os dados e informações relativos ao funcionamento dos equipamentos, transformadores para instrumentos, medidores, dispositivos de comunicação, dispositivos auxiliares e quaisquer outros que estejam no âmbito dessa subestação.
- b) Aos acessantes somente é permitido o acesso aos compartimentos da subestação e equipamentos que não são selados pela Energisa. Todo e qualquer acesso para intervenção em pontos selados, deverá ser avisado e agendado antecipadamente à Energisa.

#### 8.7.2 Sistema de Medição em Alta Tensão (AT)



Para Autoprodutores e Produtores Independentes o Sistema de medição de faturamento é composto por medidor principal, transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), sistema de comunicação de dados e, caso solicitado pelo cliente, medidor de retaguarda. O medidor de retaguarda é opcional e, assim como o medidor principal, deve ser conectado pelo sistema de comunicação de dados, através de link ethernet, rede local (LAN/CLIENTE), túnel de VPN ou através de coleta passiva (tipos 1 e 2). Quando solicitado pelo cliente, cabe ao mesmo a responsabilidade financeira sobre o medidor e o sistema de comunicação.


A medição de retaguarda deve ser composta de um medidor igual ao medidor principal, instalado no mesmo painel, com as mesmas referências de corrente e tensão. Esta medição deve ser instalada e comissionada conforme os critérios que foram estabelecidos para a medição principal e o medidor de retaguarda deve ser instalado no mesmo enrolamento secundário dos TCs e TPs do medidor principal.

O medidor de retaguarda e o sistema de comunicação de dados, através de link ethernet e túnel de VPN, são de responsabilidade financeira do consumidor, podendo a Energisa adquirir a ser ressarcida pelo usuário.

O projeto eletromecânico, elaborado pelo consumidor, deve conter todas as informações necessárias para a elaboração do projeto do sistema de medição de faturamento, da responsabilidade da Energisa.

Os medidores de energia destinados ao faturamento de energia elétrica de APE e PIE devem possuir a classe de exatidão de 0,2 ou 0,2S, para todos os sentidos de fluxo de energia. Os medidores a serem utilizados devem estar homologados pela Energisa e possuir certificado de conformidade emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), além de também estar homologados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os demais critérios gerais para o Sistema de Medição para Autoprodutores e Produtores Independentes visando a conexão em Alta Tensão devem seguir os



critérios especificados na seção 6.8 da NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72,5, 92,4 e 145 kV.

### 8.7.3 Requisitos de automação e telecomunicação

A seguir são apresentados os aspectos que devem ser observados para viabilizar a supervisão e controle do disjuntor ou religador automático de linha (RL) a ser instalado no ponto de conexão, para acessantes de média tensão.

### 8.7.4 Canais de comunicação de dados

#### 8.7.4.1 Acessante conectado em um alimentador existente da Energisa

Deverá ser disponibilizado um canal de comunicação de natureza pública ou não, dedicado ou compartilhado, interligando o ponto de conexão ao Centro de Operações Integradas (COI), com as seguintes características básicas:


- Disponibilidade: patamar mínimo de 80%;
- Taxa de transmissão mínima: 30 kbps.

Os equipamentos de comunicação de dados nos dois extremos (ponto de conexão e COI) são de responsabilidade do acessante gerador, devendo possuir, no lado do COI, as interfaces e conectores pertinentes ao sistema de supervisão e controle do COI.

A solução de comunicação proposta pelo acessante deverá ser avaliada e aprovada pela Energisa.

Todos os recursos necessários para a comunicação, incluindo infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação são de responsabilidade do acessante.

#### 8.7.4.2 Acessante conectado em média tensão a subestação existente da Energisa



Havendo disponibilidade de recursos de telecomunicação na subestação, o acessante deverá fazer uso desses, provendo todas as ações pertinentes à integração, tais como: infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação.

Caso não haja disponibilidade de recursos de telecomunicação na subestação, deverá ser disponibilizado um canal de comunicação de natureza pública ou não, dedicado ou compartilhado, interligando o ponto de conexão ao Centro de Operações Integradas (COI), com as seguintes características básicas:

- Disponibilidade: patamar mínimo de 80%;
- Taxa de transmissão mínima: 30 kbps.

Os equipamentos de comunicação de dados nos dois extremos (ponto de conexão e COI) serão de responsabilidade do acessante gerador, devendo possuir, no lado do COI, as interfaces e conectores pertinentes ao sistema de supervisão e controle do COI.

A solução de comunicação proposta pelo acessante deverá ser avaliada e aprovada pela Energisa.

Os recursos necessários para a comunicação, incluindo infraestrutura, equipamentos, materiais e serviços de instalação são de responsabilidade do acessante.

#### 8.7.4.3 Canais de comunicação de voz

Deve ser disponibilizado um canal de comunicação de voz, entre a instalação ou o centro de operação do acessante e o Centro de Operações Integradas (COI).

#### 8.7.5 Meios de comunicação

Os meios de comunicação, os equipamentos envolvidos e a respectiva manutenção são de responsabilidade do acessante.

#### 8.7.6 Solução de automação

### 8.7.6.1 Acessante conectado em um alimentador existente da Energisa

Os requisitos de automação dos religador automático de linha (RL) devem atender aos padrões existentes e praticados pela Energisa.

### 8.7.6.2 Acessante conectado em média e alta tensão à subestação existente da Energisa

É de responsabilidade do acessante garantir a integração do religador automático de linha (RL) ou disjuntor a ser instalado no ponto de conexão ao sistema de automação existente na subestação.

A solução dependerá do sistema de automação existente, podendo consistir, dentre outras, de uma das seguintes soluções:


- Integração do novo bay à unidade terminal existente, com o fornecimento de cartões (entradas analógicas e digitais, saídas digitais, comunicação, CPU etc.);
- Integração do novo bay ao sistema digital existente;
- Substituição da remota existente (caso seja constatada obsolescência e impossibilidade de ampliação).

### 8.7.7 Base de dados

O acessante deverá arcar com as despesas de configuração das bases de dados do sistema supervisório do Centro de Operações Integradas (COI).

As informações do ponto de conexão a serem disponibilizadas devem seguir o especificado pela Energisa e a base de dados (relação de pontos) padrão para subestações.

### 8.7.8 Requisitos técnicos da geração



Na operação interligada, a geração não poderá degradar os níveis da qualidade do produto e do serviço oferecido aos demais consumidores. Devido às características da rede de média tensão e das máquinas geradoras, poderão ocorrer impactos no perfil e controle da tensão, bem como na qualidade da tensão e na estabilidade dos sistemas de controle de tensão e potência.

Para evitar que seja afetada a qualidade do atendimento aos demais consumidores atendidos pelo sistema de distribuição, foram estabelecidos requisitos para geradores de corrente alternada, conectados ao sistema elétrico na frequência de 60 Hz do sistema Energisa, incluindo, portanto, a conexão de centrais utilizando máquinas síncronas e assíncronas ao sistema de distribuição, na condição de regime permanente e dinâmico.

### 8.7.9 Geradores síncronos

Devido às características construtivas dos geradores, a interligação de máquinas síncronas requer cuidados especiais, relativos às condições de sincronização, impactos no controle e perfil de tensão, proteção e estabilidade. Além disso, a especificação das máquinas deve levar em consideração os níveis de qualidade de energia do sistema de distribuição da Energisa previstos no ponto de conexão.

### 8.7.10 Sincronização

A sincronização das máquinas é responsabilidade do acessante.

O sincronismo poderá se dar automaticamente, nos casos em que a planta não for operada localmente. Deverá ser instalado relé de cheque de sincronismo (função ANSI 25). Com objetivo de se reduzir os impactos eletromecânicos nas máquinas e as oscilações de tensão e potência na rede, recomendam-se como condições mínimas para a sincronização:

- Diferença de frequência: 0,3 Hz;
- Diferença de tensão: 10%;
- Diferença do ângulo de fase: 10°.





Controles de tensão e fatores de potência no ponto de conexão:

Conforme indicado no PRODIST, toda central geradora com potência nominal superior a 300 kW deverá possuir controle de tensão, sendo que a distribuidora pode solicitar às unidades consumidoras com microgeração ou minigeração a aplicação das disposições referentes a centrais geradoras desde que justificado tecnicamente.


As tensões terminais das máquinas deverão ser ajustadas de acordo com as definições dos departamentos de planejamento da operação da distribuição na Energisa, segundo as faixas de operação estabelecidas no acordo operativo.

O sistema de controle de tensão das máquinas deverá permitir o controle da tensão ajustada constante ou fator de potência constante. Em condição normal o fator de potência na conexão poderá variar na faixa de 0,90 (máquina sobre-excitada) e 0,95 (máquina subexcitada). Os sistemas de excitação e controle de tensão das máquinas deverão ser especificados considerando-se uma faixa de operação em condição normal de 95% a 105% para a tensão nominal. O regulador de tensão deverá ser especificado de forma a admitir até 110% da tensão nominal.

A fim de permitir a coordenação entre o controle de tensão da rede e das máquinas, deverá ser admitido um tempo morto ajustável na faixa de 0 a 180 segundos. O tempo morto (time delay) deverá ser especificado pelos órgãos de engenharia da operação da Energisa.

O sistema de excitação, que inclui o transformador de excitação, a excitatriz/ponte de tiristores, regulador automático de tensão e limitadores de excitação e de potência reativa, deverá possuir limitadores de sobreexcitação e subexcitação. Usinas com potências nominais iguais ou maiores que 500 kW deverão possuir estabilizador de tensão (PSS) dotado de lógica liga-desliga. O regulador de tensão deverá admitir modo de controle pela tensão terminal da máquina e pela corrente de campo, este atuando como back-up. O sistema de excitação deverá ser dotado de uma malha de compensação da corrente reativa.

Os ajustes do sistema de excitação serão realizados pelo acessante, que deverá enviá-los para a Energisa para avaliação, considerando a rapidez de resposta e



amortecimento adequado para pequenas oscilações. O “overshoot” da tensão terminal deverá ser limitado a 10%.

O tempo de resposta da tensão de campo deverá ser no máximo de 0,1 segundos e o tempo de estabilização deverá ser no máximo 2 segundos. Deverá ser avaliada a existência de amortecimento adequado na faixa de 0,2 a 3 Hz. Se a interligação de uma central geradora em um alimentador ocorrer onde já exista máquina interligada, recomenda-se que os ajustes dos parâmetros da malha de controle de tensão e PSS dos geradores existentes sejam reavaliados pelo novo acessante, de forma a manter um amortecimento adequado para as oscilações da rede.

Os limitadores deverão estar ajustados de forma a permitir uma excursão da tensão da geração na faixa de 90% a 105% da nominal. O objetivo é evitar desligamentos indevidos causados por variações momentâneas de tensão na rede, distantes do ponto de conexão.


Alguns eventos, comuns em sistemas de potência, tais como faltas e saídas forçadas de equipamentos, podem submeter as máquinas a variações de tensão e frequência. Para oscilações estáveis e amortecidas, é desejável que os geradores conectados permaneçam em operação. Para isso, deverão ser efetuados ajustes tais nas proteções de subtensão e subfrequência, que se evitem desligamentos desnecessários.

Antes da conexão das máquinas, quando do comissionamento das instalações de conexão, deverão ser realizados ensaios de desempenho dos sistemas que compõem o controle de tensão e potência reativa das máquinas, sendo os resultados fornecidos à Energisa para avaliação.

Os ensaios de rejeição de carga deverão ser previamente agendados com a Energisa.

### 8.7.11 Controle de velocidade

Conforme indicado no PRODIST, toda central geradora com potência nominal superior a 300 kW deverá possuir controle de frequência.



Considerando-se a usina operando interligada ao sistema elétrico, a função do regulador de velocidade é manter a potência gerada em conformidade com os valores ajustados de potência, uma vez que a frequência é imposta pelo sistema interligado, sendo que a distribuidora pode solicitar às unidades consumidoras com microgeração ou minigeração a aplicação das disposições referentes a centrais geradoras desde que justificado tecnicamente.

Oscilações de potência das centrais geradoras poderão se refletir em variações da potência injetada e da tensão na rede de distribuição. Por isso, a malha de controle de velocidade das máquinas deverá ser dotada de amortecimento de forma a evitar variações de tensão prejudiciais ao funcionamento de outros consumidores conectados à rede.

#### 8.7.12 Geradores assíncronos

Os geradores assíncronos possuem características construtivas extremamente robustas, não necessitando de controle de excitação ou potência, não sendo afetados por oscilações de tensão ou da carga. Entretanto, sua conexão requer cuidados específicos, devido à impossibilidade de gerar a corrente de excitação no campo, e por impor variações de tensão durante a partida.

A potência máxima dos geradores assíncronos a serem interligados ao sistema de média tensão da Energisa é de 500 kW, por usina. A variação de tensão admitida na ligação é de no máximo 5% da tensão no ponto de conexão. A interligação poderá ocorrer com o rotor da máquina girando no mínimo a 95% da velocidade síncrona, após ser acelerado mecanicamente pelas turbinas.

O fator de potência mínimo das máquinas assíncronas verificado no ponto de conexão deverá ser de 0,95 (indutivo). O acessante deverá instalar o montante de bancos de capacitores necessário para o fornecimento de potência reativa com o fator de potência solicitado.

Por razões de segurança, os bancos de capacitores só poderão ser ligados apenas 1 minuto após a entrada em funcionamento do gerador assíncrono. No caso de falta de

tensão na rede da Energisa, os bancos de capacitores deverão ser automaticamente desligados, para evitar a ocorrência de auto excitação dos geradores.

O regime de neutro da armadura dos geradores deverá ser idêntico ao da rede de média tensão da Energisa (estrela aterrado). O gerador não poderá funcionar como motor de indução. Por isso deverá ser instalado o relé de potência inversa (função 32) cujo valor de ajuste deverá ser validado pela Energisa.

As máquinas assíncronas deverão ser projetadas para suportarem os limites de distorção harmônica, flutuações e desequilíbrio de tensão globais admitidos no sistema de distribuição da Energisa, conforme critérios do item 9.1.

Ocorrendo a saturação do circuito magnético das máquinas assíncronas, a corrente do gerador poderá conter uma forte componente de terceira harmônica. Para evitar esse problema, os geradores de indução conectados à rede de 60 Hz deverão suportar tensões de até 105% da nominal na barra de conexão, sem que ocorra saturação.

#### NOTA:

1. A potência máxima dos geradores assíncronos a serem interligados ao sistema de média tensão da Energisa é de 500 kW, por usina, podendo a distribuidora limitar uma potência menor de geração caso identificado durante a análise da rede, impactos na qualidade de energia elétrica.

## 8.8 Chave seccionadora sob carga

A chave seccionadora deverá ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da geração. Sua característica construtiva deverá garantir a velocidade de acionamento independente do operador. A chave também deverá possuir indicação da posição (liga/desliga) em português.

As características elétricas da chave seccionadora, tais como: tensão nominal (kV), corrente nominal de operação (A) e corrente máxima suportável de curta duração (kA), deverão ser compatíveis com o dispositivo de proteção indicado na NDU-002.

As normas de referência das chaves seccionadoras são: IEC 609471 e IEC 60947-3.

## 8.9 Requisitos de proteção para a conexão

Os requisitos de proteção exigidos para o ponto de conexão de centrais geradoras, segundo o Anexo III do PRODIST, devem seguir as definições da Tabela 7.

*Tabela 7 - Requisitos de proteção*

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW <sup>4</sup>	> 500 kW <sup>4</sup>
Elemento de desconexão <sup>1</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>2</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>3</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>3</sup>	Sim <sup>3</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>3</sup>	Sim <sup>3</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

### NOTAS:

1. Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema;
2. Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando ou proteção;
3. Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão;
4. Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da distribuidora do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

## 9 REQUISITOS DE QUALIDADE

A qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída às cargas locais e à rede elétrica da Energisa é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, e os sistemas devem ser capazes de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede da Energisa.

Todos os parâmetros de qualidade de energia (tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência) serão acompanhados pela Energisa na interface da rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.

Caso a Energisa verifique nos estudos realizados, um possível não atendimento aos indicadores de qualidade de energia prevista no Módulo 8 do PRODIST, o consumidor deve adquirir um medidor de qualidade de energia. A critério da Energisa, esse medidor, pode ser parte integrante do medidor de retaguarda no caso de consumidores livres.

A coleta das informações do medidor de qualidade deve ser realizada por telemedição e o sistema de comunicação do medidor deve ser de responsabilidade do consumidor.

Os aspectos da qualidade de energia em regime permanente ou transitório que devem ser registrados pelo medidor de qualidade de energia do consumidor são: tensão eficaz em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão em curta duração e variação de frequência, conforme parâmetros definidos no Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição), da ANEEL.

O medidor de qualidade deve ser homologado pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e pela Energisa.



## 9.1 Tensão em regime permanente

Caso a tensão em regime permanente entre em uma situação transitória de variação de tensão que tire a rede da faixa normal de operação, o sistema de geração deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede), conforme especificado na Tabela 6.

## 9.2 Faixa operacional de frequência

O sistema de Geração deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência definidos no Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, do PRODIST.

O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quando houver distúrbios na rede de distribuição, a microgeração deverá garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, de modo a permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Se houver necessidade de realizar corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

## 9.3 Suportabilidade às Variações Transitórias de Frequência

O Acessante deve projetar a Geração de modo que ela opere com os ajustes recomendados na Tabela 5, até o nível de tensão de conexão de 69 kV.

Para conexão de centrais geradoras em nível de tensão superior a 69 kV, devem ser observados os requisitos técnicos mínimos apresentados nos Procedimentos de Rede, conforme Tabela 9.

*Tabela 9- Requisitos de Suportabilidade à Variações de Frequência*

Geradora Hidrelétrica			
Função	Frequência (Hz)	Estágio	Tempo máximo de atuação (s)
81U	$f < 58,5$	1º Estágio	20
81U	$f < 56$	2º Estágio	0,2
81O	$f > 63$	1º Estágio	10
81O	$f > 66$	2º Estágio	0,2
Geradora Termoelétrica			
Função	Frequência (Hz)	Estágio	Tempo máximo de atuação (s)
81U	$f < 58,5$	1º Estágio	10
81U	$f < 57,5$	2º Estágio	5
81O	$f < 57$	3º Estágio	0,2
81O	$f > 61,5$	1º Estágio	10
81O	$f > 63$	2º Estágio	0,2
Geradoras Eólicas e Fotovoltaicas			
Função	Frequência (Hz)	Estágio	Tempo máximo de atuação (s)
81U	$f < 58,5$	1º Estágio	20
81U	$f < 56$	2º Estágio	0,2
81O	$f > 62,5$	1º Estágio	10
81O	$f > 63$	2º Estágio	0,2

### 9.3.1.1 Suportabilidade à Taxa de Variação de Frequência

A Geração Distribuída deve ser capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente com taxas de variação de frequência de acordo com a Tabela 10. Caso sejam empregadas funções de proteção 81R no sistema

de proteção anti-ilhamento, estas não devem empregar ajustes mais sensíveis que o valor ilustrado na Tabela 10.

*Tabela 10 - Requisito de Suportabilidade à Taxa de Variação de Frequência*

Tipo de Geração	Taxa de Variação de Frequência	Janela de Medição Mínima
Gerador Síncrono e DFIG	1 Hz/s	100 ms
Conexão via Inversores	2 Hz/s	100 ms

Os casos especiais de conexão de GDs em sistemas de transmissão radiais deverão ser tratados com requisitos específicos, uma vez que as taxas de variação de frequência podem ser superiores aos mencionados acima, causando o desligamento e cascata de GDs.

### 9.3.1.2 Suportabilidade a Subtensões e Sobretensões Transitórias

Caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da geração da central geradora eólica ou fotovoltaica, decorrentes de distúrbios externos, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão no ponto de conexão do gerador permanecer dentro dos parâmetros indicados na Tabela 06 (até o nível de tensão de conexão de 69 kV) e na Tabela 11 para conexões em nível de tensão superior a 69 kV.

Esta característica aplica-se qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação. Para valores diferentes dos apresentados na Tabela 11, não serão exigidos requisitos de suportabilidade.

*Tabela 11 - Requisitos de Suportabilidade à Sub e Sobretensão*

Sub e Sobretensão			
Função	Tensão (pu)	Estágio	Temporização Mínima (s)
27	$V < 0.85$	1º Estágio	1
27	$0.85 < V < 0.9$	2º Estágio	5
59	$V > 1.1$	1º Estágio	2,5
59	$V > 1.2$	2º Estágio	0,2

### 9.3.2 Geração distribuída sem instalação de inversores

Para os sistemas que se conectem à rede sem a utilização de inversores (centrais térmicas ou centrais hidráulicas) a faixa operacional de frequência deverá estar situada entre 59,5 Hz e 60,5 Hz.

## 9.4 Proteção de injeção de componente C.C. na rede elétrica

O sistema de geração distribuída deve parar de fornecer energia à rede em 1 segundo se a injeção de componente C.C. na rede elétrica for superior a 0,5% da corrente nominal do sistema de geração distribuída. O sistema de geração distribuída com transformador com separação galvânica em 6 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a esse requisito.

## 9.5 Harmônicos e distorção da forma de onda

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 12.

*Tabela 12 - Limite de distorção harmônica de corrente*

Harmônicas	Limite de distorção	Harmônicas	Limite de distorção
	Pares		Ímpares
2° a 8°	< 1,0%	3° a 9°	< 4,0%
10° a 32°	< 0,5%	11° a 15°	< 2,0%
		17° a 21°	< 1,5%
		23° a 33°	< 0,6%

## 9.6 Fator de potência

O sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar dentro das seguintes faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador:

- Sistemas de geração distribuída com potência nominal menor ou igual a 3,0 kW:  $F_p$  igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 3,0 kW e menor ou igual a 6,0 kW:  $F_p$  ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6,0 kW:  $F_p$  ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

Após uma mudança na potência ativa, o sistema de geração distribuída deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída, automaticamente, para corresponder ao  $F_p$  predefinido.

Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos.

## 10 REQUISITOS DE SEGURANÇA


Este item fornece informações e considerações para a operação segura e correta dos sistemas de geração distribuída conectados à rede elétrica.

A função de proteção dos equipamentos pode ser executada por um dispositivo interno ao inversor para as conexões que o utilizem como interface com a rede ou por dispositivos externos para aquelas conexões que não utilizem inversor como interface.

Para os sistemas de geração distribuída, é necessária a instalação de dispositivo de proteção contra surto (DPS) devidamente projetado e de acordo com as indicações estabelecidas na ABNT NBR 5419 e ABNT NBR 16690.

### 10.1 Perda de tensão da rede

Para prevenir o ilhamento, um sistema de geração distribuída conectado à rede deve interromper o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores distribuídos ou não, em um tempo limite especificado.



Não será permitido, em hipótese alguma, ao usuário, energizar a rede da Energisa (baixa, média ou alta tensão) que estiverem fora de operação, cabendo ao consumidor total responsabilidade (civil e criminal) caso esse fato venha a acontecer, não cabendo, portanto, à Energisa, nenhuma responsabilidade por eventuais danos materiais e humanos.

## 10.2 Variações de tensão e frequência

Condições anormais de operação podem surgir na rede elétrica e requerem uma resposta do sistema de geração distribuída conectado a essa rede. Esta resposta é para garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos aos equipamentos conectados à rede, incluindo o sistema de geração distribuída.

As condições anormais compreendem as variações de tensão e frequência acima ou abaixo dos limites definidos nos itens 9.1 e 9.2 e a desconexão completa da rede, representando um potencial para a formação de um ilhamento de uma geração distribuída.

## 10.3 Proteção anti-ilhamento

Na ocorrência de uma eventual falta na rede da Energisa durante a operação de paralelismo, o sistema de geração deve desligar-se através do inversor e isolar a geração da rede, no máximo, em 2 segundos.

O inversor deve garantir o sincronismo da geração com a rede e evitar conexões indevidas. Em nenhuma hipótese será permitido o ilhamento de geradores conectados ao sistema elétrico da Energisa.

### NOTA:

1. Os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos, devem atender ao estabelecido na ABNT NBR IEC 62116.



## 10.4 Reconexão

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede. O sistema de geração deve se conectar à rede quando a frequência estiver estabilizada entre 59,9 Hz e 60,1 Hz e a tensão estiver entre 90% e 110% do valor nominal. Após o desligamento da geração, deve-se esperar por um período intencionalmente ajustável para iniciar a injeção de energia.

## 10.5 Aterramento

### 10.5.1 Aterramento para Média Tensão (MT)

O sistema de geração distribuída deverá estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora.

As instalações de centrais geradoras deverão estar providas de sistemas de aterramento que garantam que, em quaisquer circunstâncias, não sejam geradas tensões de contato superiores aos limites estabelecidos conforme ABNT NBR 5410.


Não devem ser utilizadas canalizações metálicas de água, líquidos ou gases inflamáveis como eletrodos de aterramento.

O estudo relativo ao sistema de aterramento da geração distribuída deverá ser de responsabilidade do responsável técnico pelo projeto.

### 10.5.2 Aterramento para Alta Tensão (AT)

O sistema de aterramento para altas tensões incluindo Aterramento da Subestação e Aterramento dos Para Raios estão definidos na seção “Aterramento” da NDU 055 - Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão nas Classes 72,5, 92,4 e 145 kV.

## 10.6 Proteção contra curto-circuito



O sistema de geração distribuída deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes, a fim de limitar e interromper o fornecimento de energia, bem como proporcionar proteção à rede da Energisa contra eventuais defeitos a partir do sistema de geração distribuída.

A proteção padrão no ponto de entrega ao consumidor, através de disjuntor termomagnético ou apropriado para a geração distribuída, que deve suportar os valores de geração como retorno ao sistema da Energisa, assim como estar coordenado para os níveis de curto-circuito interno do consumidor, protegendo adequadamente o sistema de BT dos demais consumidores.

A localização deste disjuntor termomagnético é o estabelecido pela norma NDU-001, a ser instalado na posição vertical com o ramal de entrada conectado sempre em seus bornes superiores, no padrão de entrada de energia da unidade consumidora.

## 10.7 Seccionamento

Um método de isolamento e seccionamento do equipamento de interface com a rede deve ser disponibilizado conforme item 8.5.

## 10.8 Religamento automático da rede

O sistema de geração distribuída deve ser capaz de suportar um religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase).

## 10.9 Sinalização de segurança

A sinalização de segurança deve ser instalada junto ao padrão de entrada de energia, próximo à caixa de medição/proteção. Deverá ser instalada uma placa de advertência com os seguintes dizeres: “CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA”, sendo identificado com tinta anticorrosiva, não sendo aceita a utilização de adesivos.

A placa de advertência deverá ser confeccionada em policloreto de vinila (PVC) ou acrílico com espessura mínima de 1,0 mm e conforme modelo apresentado na Figura 3.



Figura 3 - Placa de Advertência - Geração Própria

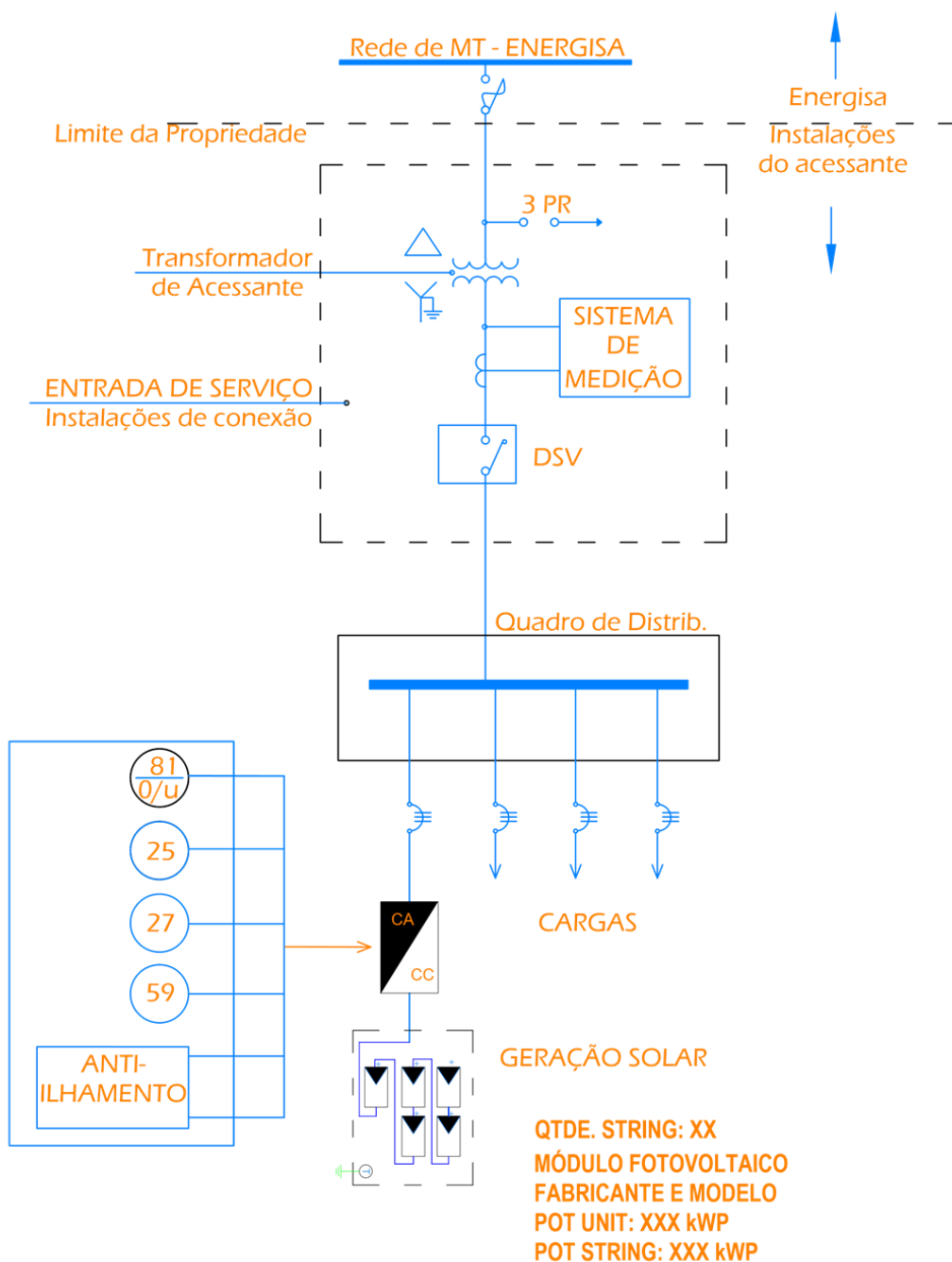
## 11 HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das alterações realizadas
2023	1.0	Primeira Edição
28/03/2024	1.1	<ul style="list-style-type: none"><li>• Atualização das Tabelas 5, 6, 9 e 11;</li><li>• Atualização do NDU 045.01</li><li>• Atendimento ao Ofício Circular Conjunto N° 1/2024-STD-SFT/ANEEL.</li></ul>

## 12 DESENHOS

- NDU 045.01 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração acima de 75 kW a 300 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas
- NDU 045.02 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração acima de 75 kW a 300 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador
- NDU 045.03 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração acima de 300 kW a 500 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas
- NDU 045.04 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração acima de 300 kW a 500 kW - Proteção sobre o disjuntor (Lado Delta) desconectando apenas gerador
- NDU 045.05 - Diagrama Unifilar com potência instalada de geração acima de 300 kW a 500 kW - Proteção atuando o disjuntor (Lado Y) desconectando apenas gerador
- NDU 045.06 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração acima de 500 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando o gerador e as cargas
- NDU 045.07 - Diagrama Unifilar para Minigeração com potência instalada de geração acima de 500 kW - Proteção sobre o disjuntor desconectando apenas gerador
- NDU 045.08 - Diagrama de blocos para minigeração com potência instalada de geração acima de 75 kW a 300 kW
- NDU 045.09 - Diagrama de blocos para minigeração com potência instalada de geração acima de 300 kW
- NDU 045.10 - Planta de Localização

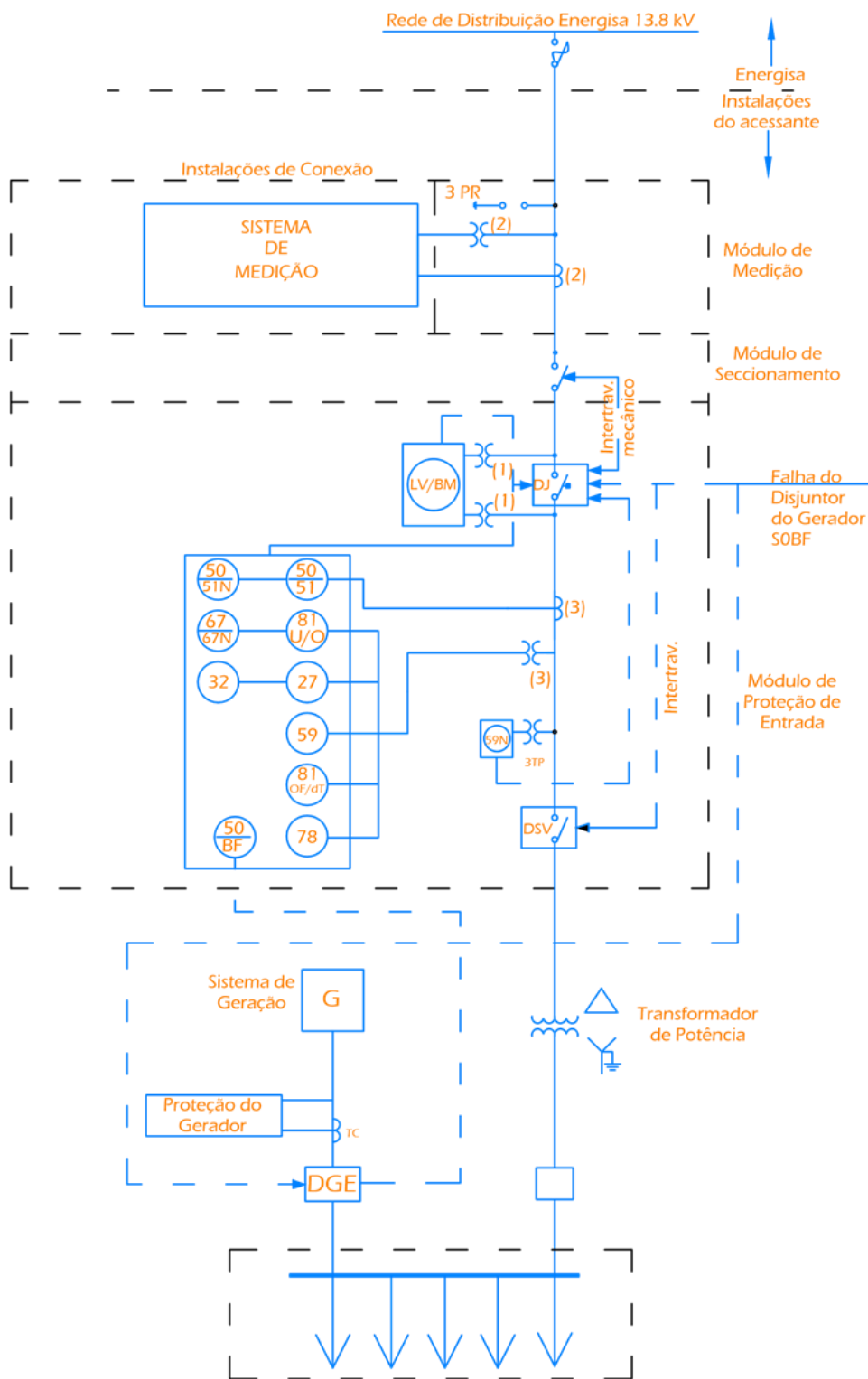
## NDU 045.01 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO DE 76 kW A 300 kW



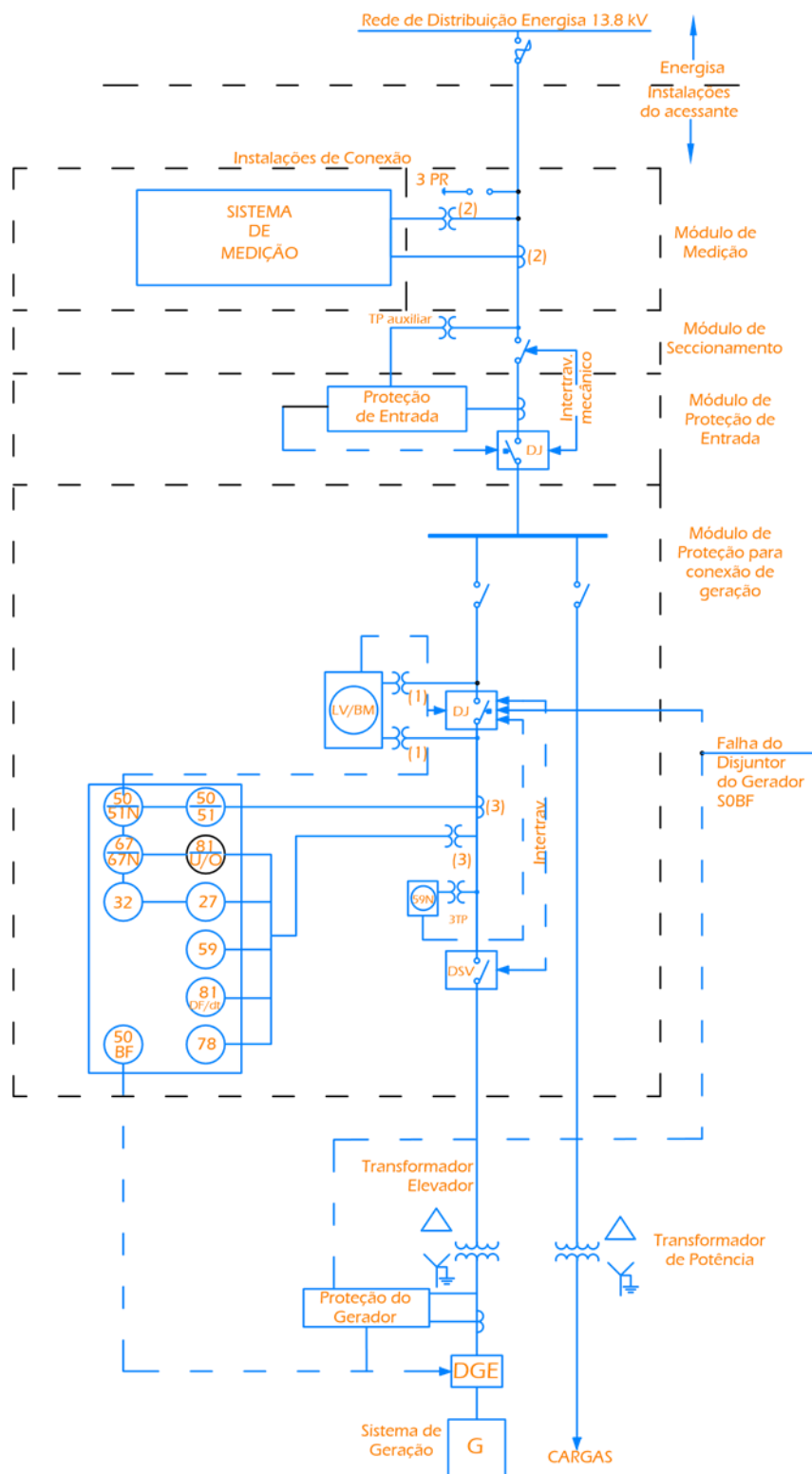




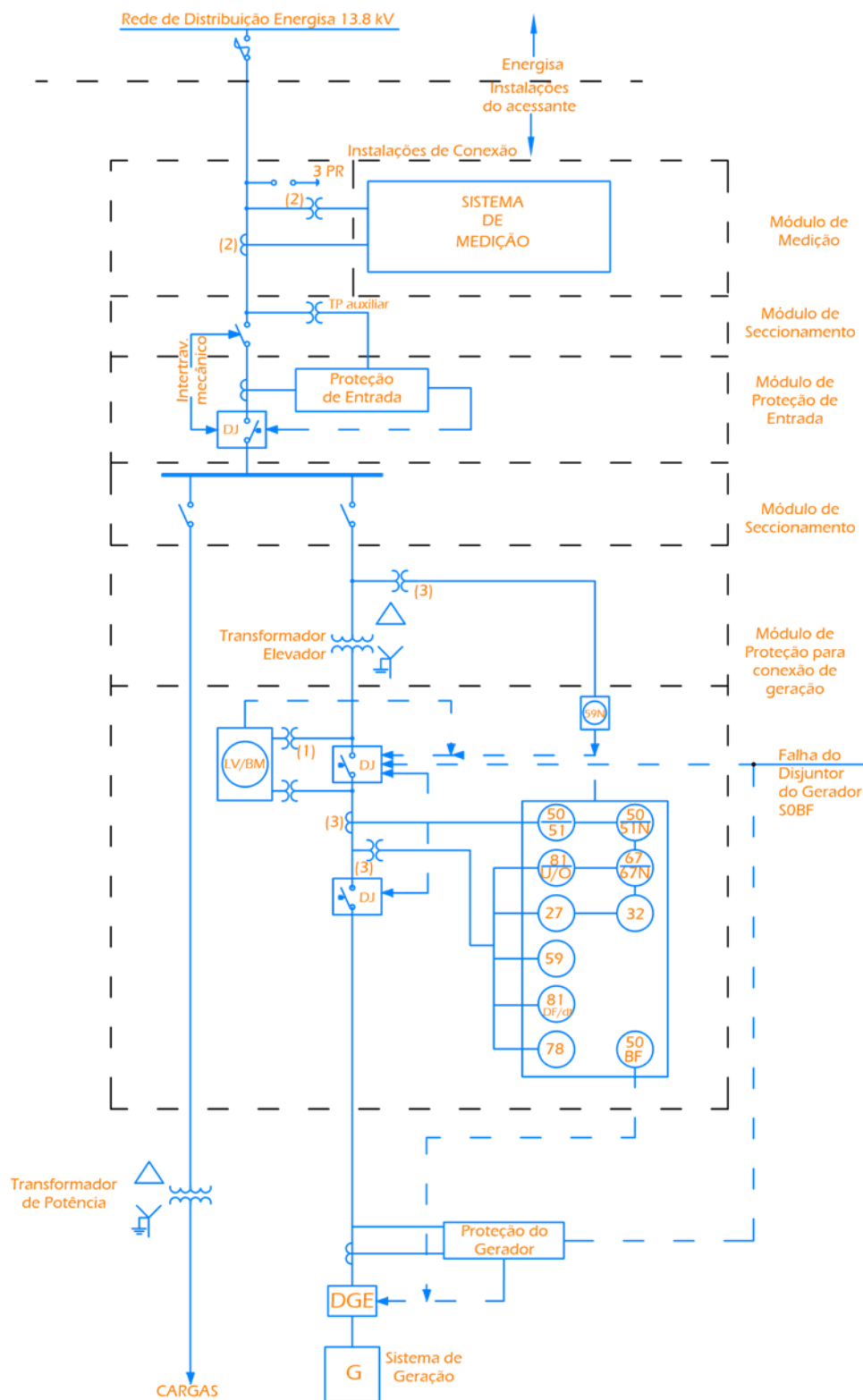
# NDU 045.03 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 300 kW A 500 kW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR DESCONECTANDO O GERADOR E AS CARGAS



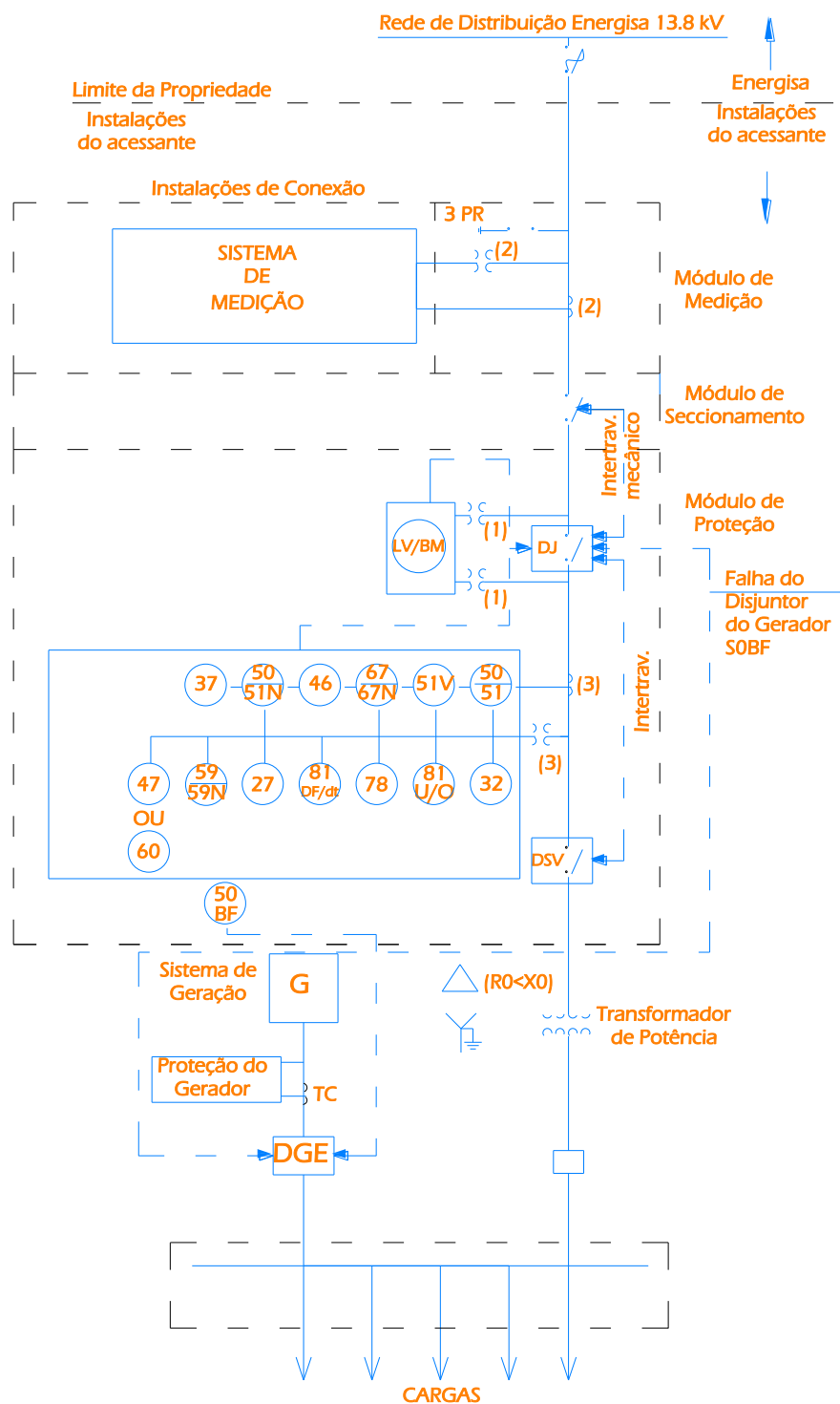
# NDU 045.04 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 300 kW A 500 kW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR (LADO DELTA) DESCONECTANDO APENAS O GERADO



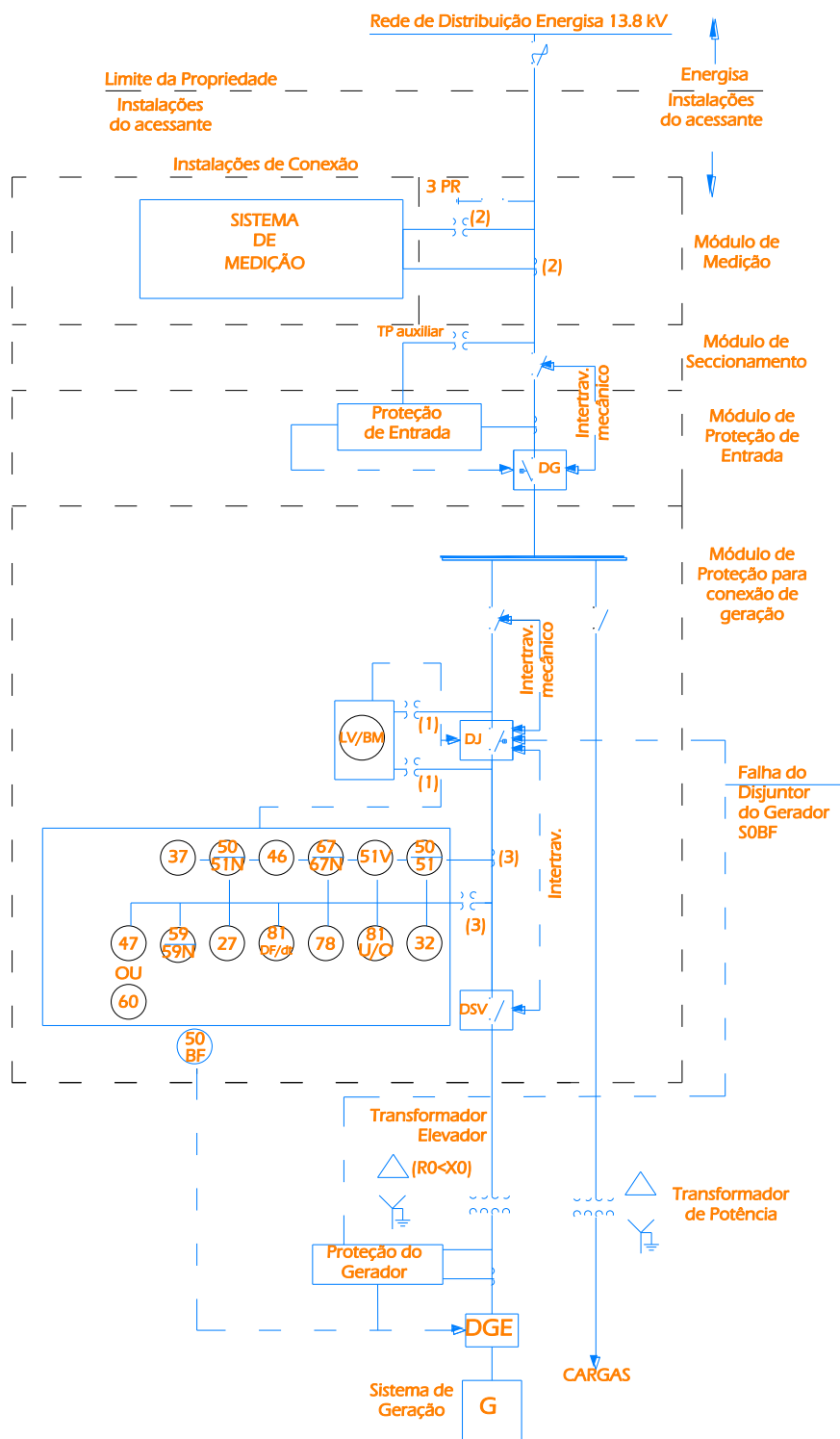
# NDU 045.05 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 300 kW A 500 kW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR (LADO Y) DESCONECTANDO APENAS O GERADOR



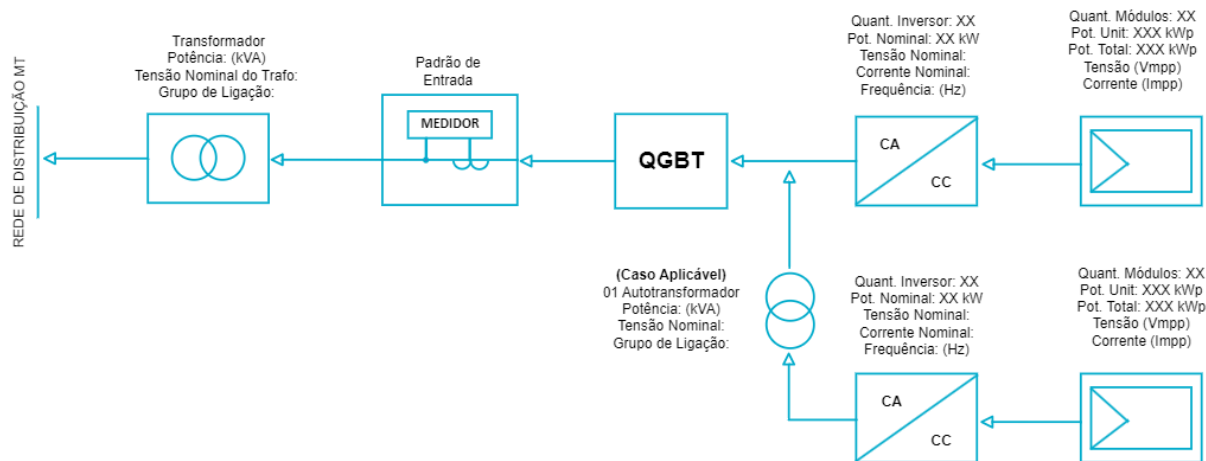
# NDU 045.06 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 500 kW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR DESCONECTANDO O GERADOR E AS CARGAS



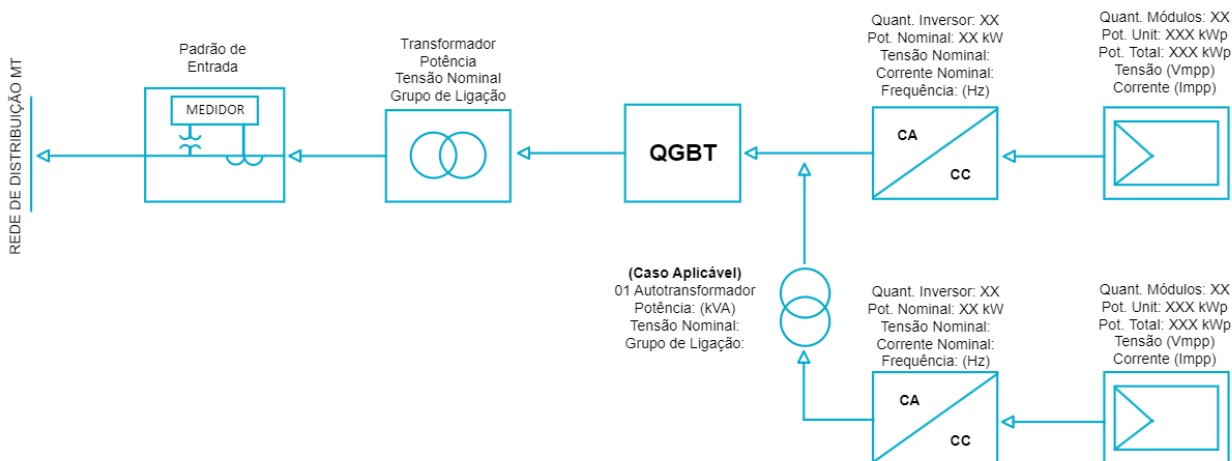
# NDU 045.07 - DIAGRAMA UNIFILAR COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 500 kW - PROTEÇÃO SOBRE O DISJUNTOR DESCONECTANDO APENAS GERADOR



## NDU 045.08 - DIAGRAMA DE BLOCOS COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 75 kW A 300 kW

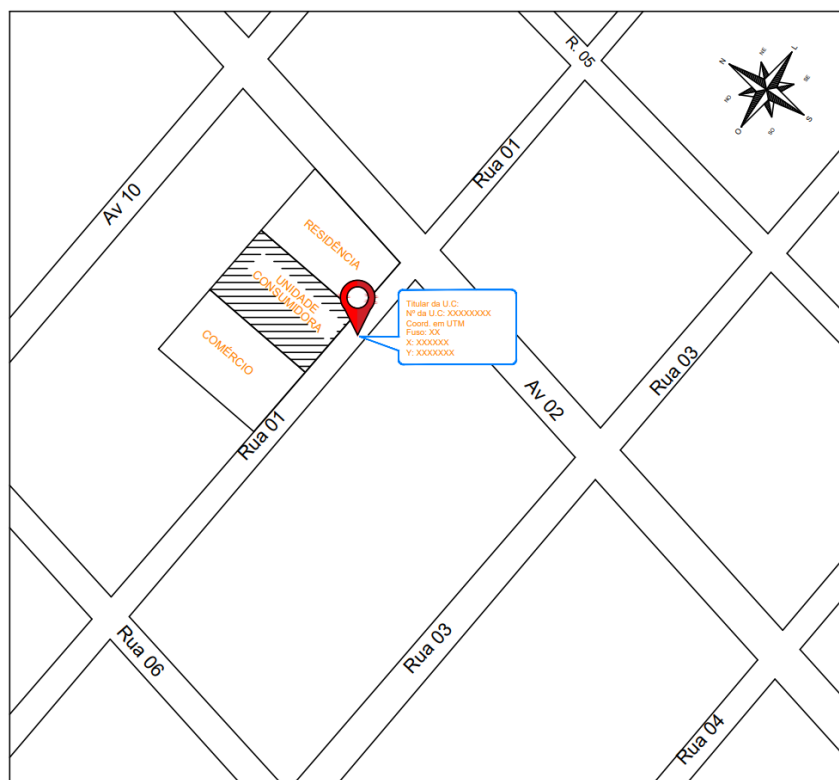


## NDU 045.09 - DIAGRAMA DE BLOCOS COM POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO ACIMA DE 300 kW





## NDU 045.10 - PLANTA DE LOCALIZAÇÃO



### NOTA:


1. Caso não haja UC conectada a Energisa, o cliente pode informar alguma outra referência elétrica, podendo ser:
  - a. Unidade Consumidora vizinha;
  - b. Identificação de medidor de energia elétrica vizinho;
  - c. Identificação de poste mais próximo;
  - d. Identificação de transformador mais próximo.



## 13 ANEXOS

- Anexo I: Formulário de Solicitação de Orçamento de Conexão
- Anexo II: Contato da Distribuidora para Orientações
- Anexo III: Formulário de Solicitação de Orçamento Estimado
- Anexo IV: Dados para Estudo Dinâmicos de Geradores

# ANEXO I - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO DE CONEXÃO

 <b>Formulário de Solicitação de Orçamento de Conexão para Central Geradora</b>									
<b>1. INFORMAÇÕES CADASTRAIS DO EMPREENDIMENTO</b>									
Código da Unidade Consumidora - UC (Se houver):					Classe da UC:				
DADOS DO PROPRIETÁRIO*					DADOS DO RESPONSÁVEL TÉCNICO*				
Nome:					Nome:				
Empresa:					Empresa:				
Cidade/UF:					Cidade/UF:				
CEP:					CEP:				
Endereço:					Endereço:				
Telefone:					Telefone:				
Email:					Email:				
Descrição da Atividade:					Descrição da Atividade:				
CPF/CNPJ:					CPF/CNPJ:				
					Cargo:				
					Registro Profissional:				
<b>2. ENDEREÇO PARA CORRESPONDENCIA</b>									
Endereço*:					Bairro*:				
Cidade*:					UF*:			CEP*:	
<b>3. DADOS TÉCNICOS - GERAÇÃO</b>									
Modalidade da Central Geradora*:					Especificar:				
Tipo de acesso*:									
Tipo de Fonte (Solar, Eólica, Hidrica, etc)*:									
Caso Usina Termoeletrica, informar combustível:									
Tipo de Geração:									
Tensão no Ponto de Conexão*:				V					
Potência do Sistema*:				kW					
Potência Instalada*:				kVA					
Localização Ponto de Conexão* (xx' / yy' / zz.zz")		Latitude		Longitude	Localização Subestação* (xx' / yy' / zz.zz")		Latitude		Longitude
		Fator de Capacidade							
Carga Leve (0h às 9h)		Carga Média (10h às 18h)					Carga Pesada (19h às 23h)		
<b>4. INFORMAÇÕES PARA LEILÃO</b>									
Denominação do Leilão:									
Informações requeridas no regulamento específico do Leilão:									
<b>5. INFORMAÇÕES SOBRE A GERAÇÃO</b>									
Mês e Ano de conexão/expansão do Sistema*:		mês/ano	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
Demanda a ser contratada (KW):									
Potência Gerada (MW):									
Potência Instalada (MVA):									
Máxima Potência Injetável (MW):									
Regime de Operação (permanente ou emergência):									
<b>6. CARGA</b>									
PERÍODO COM GERAÇÃO (SAFRA)					PERÍODO SEM GERAÇÃO (ENTRESSAFRA)				
DEMANDA A CONTRATAR									
FORA PONTA (MW)		PONTA (MW)			FORA PONTA (MW)		PONTA (MW)		
<b>7. CRONOGRAMA DE OPERAÇÃO EM TESTE E COMERCIAL</b>									
Etapa	Capacidade Instalada (MVA)			Exportação Adicionada (MW)			Exportação Total (MW)		
<b>8. DADOS DOS GERADORES/INVERSORES</b>									
Número do Gerador/Inversor:		1	2	3	4	5	6	7	8
Ano de início de Operação:									
Potência Nominal do Gerador/Inversor (MVA):									
Tensão Nominal de Geração (kV):									
Tensão Máxima de Geração (pu):									
Tensão Mínima de Geração (pu):									
Fator de Potência Subexcitado:									
Fator de Potência Sobreexcitado:									
Impedância de Aterramento (Ohms):									
Reatância Direta Xd (Ohms):									
Grupo de Ligação (Delta/Estrela):									
Fabricante:									
Obs: Anexar Curva de Capabilidade das Máquinas									
<b>9. INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO</b>									
Transformador:		1	2	3	4	5	6	7	8
Tensão Nominal Primária (kV):									
Tensão Nominal Secundária (kV):									
Potência ONAN (MVA)									
Potência ONAF (MVA)									
Grupo de ligação Primário									
Grupo de ligação Secundário									
Z% (Base: Potência ONAN):									
Zt - Impedância de aterramento (Ohms):									
Taps disponíveis:									
Obs: Para melhor coordenação das proteções da Usina, o lado em Delta do transformador deve ser ligado à Usina e o lado Estrela Aterrado deve ser ligado no lado de alta, da distribuidora.									

10. DOCUMENTOS A SEREM ANEXADOS NO PORTAL	
Pessoa jurídica: Documentos relativos à sua constituição, ao seu registro e dos seus representantes legais.	X
Pessoa física: a) Cadastro de Pessoa Física - CPF, desde que não esteja em situação cadastral cancelada ou anulada de acordo com instrução normativa da Receita Federal; e b) Carteira de Identidade ou outro documento de identificação oficial com foto e, no caso de indígenas, podendo ser apenas o Registro Administrativo de Nascimento Indígena - RANI;	NA
Declaração Descritiva da Carga Instalada e de Cargas que podem provocar perturbações no sistema de distribuição. Informar as atividades desenvolvidas nas instalações e documentações das atividades.	
Licença ou declaração emitida pelo órgão competente caso as instalações ou a extensão de rede de responsabilidade do consumidor e demais usuários ocuparem áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas.	
Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora ou, no caso de unidade flutuante, autorização, licença ou documento equivalente emitido pelas autoridades competentes.	
Indicação de um ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e das características de qualidade desejadas, que devem ser objeto da análise de viabilidade e de custos pela distribuidora. (Opcional)	
Documento de responsabilidade técnica (projeto e execução) do conselho profissional competente, que identifique o número do registro válido e o nome do responsável técnico, o local da obra ou serviço e as atividades profissionais desenvolvidas, caso seja exigível na legislação específica e na forma prevista nessa legislação.	
Indicação do local do padrão ou da subestação de entrada no imóvel, exclusivamente nos casos em que ainda não estiverem instalados ou houver previsão de necessidade de aprovação prévia de projeto na norma técnica da distribuidora.	
Diagrama unifilar e de blocos e memorial descritivo do sistema de geração e proteção. Relatório de ensaio, em língua portuguesa, atestando a conformidade de todos os conversores de potência para a tensão nominal de conexão com a rede, sempre que houver a utilização de conversores.	
Dados necessários ao registro da central geradora distribuída conforme disponível no site da ANEEL. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (Caso aplicável)	
Dados de segurança das barragens no caso do uso de sistemas com fontes hídricas, conforme Resolução Normativa nº 696/2015. (Caso aplicável)	
Para centrais fotovoltaicas enquadradas como despacháveis, comprovação de que o sistema de armazenamento atende o disposto no art. 655-B da Resolução Normativa nº 1.000/2021.(Caso aplicável)	
Também deverão ser informados pelo usuário, os seguintes dados técnicos: Tipo de Fonte Primária (Solar fotovoltaica, Hidráulica, Eólica, Biomassa, Cogeração qualificada ou outra), Potência Instalada total de geração (em kW), Tipo de geração (Empregando máquina síncrona sem conversor, Empregando conversor eletrônico/inversor, Mista ou outra), Dados do inversor (Fabricante, Modelo, Quantidade, Tensão e Potência de conexão à rede).	
11. SOLICITAÇÕES E DECLARAÇÕES	
Solicitar que a contagem do prazo para realização da vistoria pela distribuidora, conforme art. 91 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, inicie-se somente após sua solicitação.	
Renunciar ao direito de desistir do orçamento de conexão nos termos dos §§ 7º e 8º do art. 89 da Resolução Normativa nº 1.000/2021.	
Autorizar a distribuidora a entregar junto com o orçamento de conexão os contratos e o documento ou meio para pagamento de custos de responsabilidade do usuário;	
12. ASSINATURA	
Local: _____ CIDADE _____ Data: _____ DIA _____ de _____ MÊS _____ de _____ ANO _____	
Assinatura do Responsável: _____	

## NOTAS:

1. O formulário para solicitação de orçamento de conexão pode ser encontrado na página de normas do Site Energisa nomeado como: “Formulário de Orçamento de Conexão para Central Geradora”.
2. O formulário deverá ser enviado em .XLSX.

## ANEXO II - CONTATO DA DISTRIBUIDORA PARA ORIENTAÇÕES

Distribuidora	E-mail
ENERGISA ACRE	grandesclientes.eac@energisa.com.br
ENERGISA MINAS RIO	minigeracao.emr@energisa.com.br
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL	atendimento.grupoa@multienergisa.com.br
ENERGISA MATO GROSSO	coordenacaorelacionamento.emt@energisa.com.br
ENERGISA PARAÍBA	grandesclientes.pb@energisa.com.br
ENERGISA RONDÔNIA	grandesclientes.ero@energisa.com.br
ENERGISA SERGIPE	grandesclientes.se@energisa.com.br
ENERGISA SUL - SUDESTE	grandesclientes.ess@energisa.com.br
ENERGISA TOCANTIS	protocolo@energisa.com.br

## ANEXO III - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ORÇAMENTO ESTIMADO

<b>Formulário de Solicitação de Orçamento Estimado</b>		Carga	
		Geração	
<b>1. INFORMAÇÕES CADASTRAIS DO EMPREENDIMENTO</b>			
Código da Unidade Consumidora - UC (Se houver):		Classe da UC:	
DADOS DO PROPRIETÁRIO*		DADOS DO RESPONSÁVEL TÉCNICO*	
Nome:		Nome:	
Empresa:		Empresa:	
Cidade/UF:		Cidade/UF:	
CEP:		CEP:	
Endereço:		Endereço:	
Telefone:		Telefone:	
Email:		Email:	
Descrição da Atividade:		Descrição da Atividade:	
CPF/CNPJ:		CPF/CNPJ:	
		Cargo:	
		Registro Profissional:	
<b>2. ENDEREÇO PARA CORRESPONDÊNCIA</b>			
Endereço:		Bairro:	
Cidade:		UF:	CEP:
<b>3. DADOS TÉCNICOS - GERAÇÃO</b>			
Modalidade da Central Geradora*:			
Tipo de acesso*:			
Tipo de Fonte (Solar, Eólica, Hidráulica, etc)*:			
Caso Usina Termoeletrica, informar combustível:			
Tipo de Geração*:			
Tensão no Ponto de Conexão*:		V	
Potência do sistema*:		kW	
Potência Instalada*:		kVA	
Fator de Capacidade			
Carga Leve (0h às 9h):		Carga Média (10h às 18h):	
		Carga Pesada (19h às 23h):	
Localização Ponto de Conexão*:	Latitude	Longitude	Localização Usina: (xx' / yy' / zz.zz'')
(xx' / yy' / zz.zz'')			Latitude
			Longitude
<b>4. DADOS TÉCNICOS - CARGA</b>			
Tipo de solicitação*:		Localização Ponto de Conexão*:	Latitude
Opção Tarifária		(xx' / yy' / zz.zz'')	Longitude
Demanda a ser contratada (Grupo A):		Ponta:	kW
		Fora Ponta:	kW
Demanda Projetada (Grupo B):	kW	Tensão no Ponto de Conexão*:	V
<b>5. DADOS PARA ANÁLISE DA SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO (Se houver disjuntor de Média Tensão)</b>			
Parametrização Cliente			
Relé:			
TC:			
Classe TC:			Designação
Proteção:		FASE	TERRA
Pickup:			
Curva:			
Dial Time:			
Instantâneo:			
<b>6. CARGAS ESPECIAIS</b>			
Tipo	Potência (kW)	Potência (CV)	Regime de Funcionamento
Obs 2: São consideradas cargas especiais: fornos elétricos, motores de corrente alternada com potência igual ou superior a 30 CV individualmente, cargas alimentadas em corrente contínua, conversores, compressores, retificadores e demais cargas que possam causar perturbações no fornecimento de energia elétrica. Caso o empreendimento possua cargas especiais, as mesmas devem constar no memorial descritivo a ser apresentado, contendo:			
1) Especificação dos equipamentos com as respectivas potências e seus dados nominais de placa			
2) Modelo do dispositivo de partida do(s) motor(es)			
3) Sensibilidade dos equipamentos à qualidade de energia (sag, swell, etc)			
<b>7. INFORMAÇÕES PARA LEILÃO</b>			
Denominação do Leilão:			
Informações requeridas no regulamento específico do Leilão:			
<b>8. INFORMAÇÕES SOBRE A GERAÇÃO</b>			
Mês e Ano de conexão/expansão do Sistema*:	mês/ano	20__	20__
Demanda a ser contratada (kW):		20__	20__
Potência Instalada (MVA)*:		20__	20__
Máxima Potência Injetável (MW):		20__	20__
Regime de Operação (permanente ou emergência)*:		20__	20__
<b>9. CARGA</b>			
Ano:	20__	20__	20__
Demanda a Contratar Fora Ponta (MW)*:		20__	20__
Demanda a Contratar Ponta (MW)*:		20__	20__
Potência Instalada (MVA):		20__	20__
<b>10. ASSINATURA</b>			
Local:	CIDADE	Data:	DIA de MÊS de ANO
Assinatura do Responsável:			





**NOTAS:**

1. O formulário para solicitação de orçamento estimado pode ser encontrado na página de normas do Site Energisa nomeado como: “Formulário de Orçamento Estimado”.
2. O formulário deverá ser enviado em formato .XLSX.

## ANEXO IV - DADOS PARA ESTUDOS DINÂMICOS DE GERADORES

<b>DADOS PARA ESTUDOS DINÂMICOS DE GERADORES</b>						
DADOS DOS GERADORES (ANEXAR CURVAS DE CAPABILIDADE DAS MAQUINAS)						
Número do gerador	1	2	3	4	5	6
Ano de entrada em operação						
Potência nominal do gerador (MVA)						
Potência máxima gerada (MVA)						
Tensão nominal de geração (kV)						
Tensão máxima de geração (pu)						
Tensão mínima de geração (pu)						
Fator de potência nominal sobreexcitado						
Fator de potência nominal subexcitado						
Velocidade (rpm)						
Número de polos						
Reatância síncrona de eixo direto - $X_d$ (% - base própria)						
Reatância transitória de eixo direto - $X'_d$ (% - base própria)						
Reatância subtransitória de eixo direto - $X''_d$ (% - base própria)						
Reatância síncrona em quadratura - $X_q$ (% - base própria)						
Reatância transitória em quadratura - $X'_q$ (% - base própria)						
Reatância subtransitória em quadratura - $X''_q$ (% - base própria)						
Reatância de dispersão de armadura - $R_a$ (% - base própria)						
Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto - $T'_{do}$ (s)						
Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto - $T''_{do}$ (s)						
Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em circuito aberto - $T'_{dq}$ (s)						
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto - $T''_{dq}$ (s)						
Constante de inércia H (s) (rotor + turbina+ volante de inércia) - (s)						
Constante de amortecimento D (pu/pu)						
<b>Anexar:</b>						
<b>Sistema de Excitação, controle de tensão e estabilizadores (PSS)</b>						
Tipo de sistema de excitação (assinale a opção com X)	Brushless ( )		Estático ( )		Outros ( )	
Diagramas de blocos dos sistemas de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores						
Ajustes e faixas de ajuste dos parâmetros do sistema de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores						
Características do dispositivo para partida independente (Black start)						
Acrescentar diagrama representativo dos sistemas de excitação, reguladores de tensão e estabilizadores						
<b>Turbinas e controladores de velocidade - Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)</b>						
Tipo de turbina (assinale a opção com X)	Francis( )		kaplan ( )		Pelton( ) Bulbo ( )	
Diagrama de blocos e constantes de tempo do modelo linearizado da turbina						
Diagrama de blocos do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência						
Parâmetros e faixas de ajuste do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência						
<b>Turbinas e controladores de velocidade - Pequenas Centrais Térmicas (PCT)</b>						
Diagrama esquemático da(s) turbina(s)						
Diagrama de blocos e constantes de tempo do modelo da(s) turbina(s)						
Diagrama de blocos do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência						
Parâmetros e faixas de ajuste do regulador de velocidade, incluindo modo controle de potência e modo controle de frequência						

Fique conectado também  
pelas redes sociais.



/energisa



/energisa



/company/energisa

