

Seção 4.0
Introdução

Conteúdo

1. Além desta seção introdutória, este módulo está estruturado da seguinte forma:

- a) Seção 4.1 – Dados de carga e despacho de geração: trata dos procedimentos e requisitos para o fornecimento de informações de carga e de despacho de geração por parte dos usuários para a distribuidora;
- b) Seção 4.2 – Programação de intervenções em instalações: contém os procedimentos e os requisitos para a programação de intervenções em instalações de distribuição, nas DIT que não pertençam à rede de operação do SIN e das instalações de conexão dos usuários;
- c) Seção 4.3 – Controle da carga: trata dos procedimentos a serem implementados e dos critérios básicos a serem adotados pela distribuidora para o controle de carga em situações de contingência ou emergência;
- d) Seção 4.4 – Testes das instalações: define os procedimentos e as responsabilidades para a realização de testes das instalações nas atividades de vistoria, aceitação das instalações e avaliação da qualidade de atendimento no ponto de conexão;
- e) Seção 4.5 – Coordenação operacional: apresenta os requisitos mínimos para o relacionamento operacional entre os Centros de Operação da Distribuição - COD, do agente de transmissão detentor de DIT, do Centro de Despacho de Geração Distribuída - CDGD e demais órgãos de operação de instalações dos usuários; e
- f) Seção 4.6 – Recursos de comunicação de voz e dados: estabelece os recursos mínimos de comunicação de voz e de dados do COD com o Centro de Operação do agente de transmissão detentor de DIT, com o CDGD e com os usuários.

Objetivos

- 2. Estabelecer os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição.
- 3. Orientar a formulação de planos e programas operacionais dos sistemas de distribuição, incluindo:

- a) previsão de carga;
- b) programação de intervenções em instalações;
- c) controle da carga em situação de contingência ou emergência;
- d) controle da qualidade do suprimento de energia elétrica; e
- e) coordenação operacional dos sistemas.

4. Padronizar os procedimentos de relacionamento operacional entre os centros de operação das distribuidoras, das transmissoras, dos centros de despacho de geração distribuída e demais unidades de operação das instalações dos usuários.

5. Definir os procedimentos e responsabilidades das distribuidoras, dos agentes de transmissão detentores de DIT e dos usuários para a realização de testes das instalações nas atividades de comissionamento, aceitação das instalações e de avaliação da qualidade de atendimento no ponto de conexão.

6. Definir os recursos mínimos necessários para garantir a comunicação de voz e de dados entre os centros de operação das distribuidoras, das transmissoras, dos centros de despacho de geração distribuída e demais unidades de operação das instalações dos usuários.

Aplicabilidade

7. Os procedimentos definidos nesse módulo devem ser observados por:

- a) distribuidoras;
- b) centrais geradoras conectadas ao sistema de distribuição ou às Demais Instalações de Transmissão - DIT;
- c) transmissoras detentoras de DIT, desde que não pertencentes à rede de operação do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- d) consumidores com instalações conectadas em média ou alta tensão nos sistemas de distribuição ou em DIT;
- e) centros de despacho de geração distribuída;
- f) importadores de energia; e
- g) exportadores de energia.

Seção 4.1
Dados de carga e de despacho de geração

Informações de carga e de despacho de geração

8. As informações previstas e verificadas de carga e de despacho de geração fornecidas pelos usuários devem ser aderentes às informações prestadas pelas distribuidoras ao ONS, com a mesma periodicidade, horizonte de abrangência, qualidade e requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

9. As informações de carga e de despacho de geração destinam-se:

- a) ao desenvolvimento de estudos de planejamento e programação da operação elétrica e energética e para os estudos de ampliações e reforços;
- b) ao ajuste nos dados de carga; e
- c) a integrar os dados de carga verificados das distribuidoras.

10. Os intercâmbios de informações da distribuidora para a ANEEL, necessários aos procedimentos operativos, estão estabelecidos no Módulo 6 do PRODIST.

11. Os dados previstos devem abranger um horizonte de até 5 anos.

Responsabilidades

12. A distribuidora é responsável por:

- a) coletar, processar e validar os dados de carga e de despacho de geração previstos e verificados pelos usuários;
- b) estabelecer os prazos de envio e as rotinas de atualização das informações;
- c) estabelecer os meios de comunicação e a padronização dos arquivos eletrônicos que permitam a transferência dos dados de carga dos usuários;
- d) interagir com os usuários quando da necessidade de se obter esclarecimentos ou informações complementares relativas aos dados de carga; e
- e) obter, junto ao ONS, as informações dos dados de previsão de geração das centrais geradoras despachadas centralizadamente e conectadas ao sistema da distribuidora.

13. O usuário é responsável por:

- a) fornecer informações consistentes relativas aos dados previstos e verificados de carga e de despacho de geração, conforme padrão e meios de comunicação definidos pela distribuidora;
- b) fornecer dados e informações complementares, quando solicitados;
- c) cumprir os prazos de envio de dados e a rotina de atualização estabelecidos pela distribuidora; e
- d) participar de reuniões quando convocados pela distribuidora.

14. As responsabilidades do ONS estão estabelecidas nos Procedimentos de Rede.

Seção 4.2
Programação de intervenções em instalações

Atribuições

15. O COD deve:

- a) coordenar e executar o processo de programação de intervenções em instalações do sistema de distribuição e de instalações dos usuários que interferem no sistema de distribuição;
- b) receber ou enviar aos usuários e aos agentes de transmissão detentores de DIT ou ao ONS, quando se tratar de Rede Básica, as solicitações de intervenções;
- c) analisar, otimizar, aprovar e, se necessário, cancelar as solicitações de intervenções, formalizando as respostas aos usuários, aos agentes de transmissão detentores de DIT ou ao ONS, quando se tratar de Rede Básica;
- d) realizar ou solicitar análises e estudos para verificar impactos ou interferências de uma ou mais intervenções no sistema de distribuição, visando garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- e) manter atualizada a base de dados do sistema de distribuição sob sua supervisão, incluindo diagramas de operação, limites operativos de equipamentos, estudos operativos, estudos de proteção, dentre outros;
- f) convocar, quando necessário, os solicitantes de intervenções para participar de sua programação;
- g) caracterizar, nos casos de intervenções não programadas, se estas são de emergência ou de urgência;
- h) informar ao ONS as manobras e os desligamentos na rede de distribuição que tenham reflexo importante sobre a rede de operação;
- i) informar aos agentes de geração ou de transmissão afetados as intervenções na rede de distribuição que imponham limitações de geração em usinas submetidas ao despacho centralizado, bem como desligamentos ou restrições em equipamentos da rede de operação;
- j) conhecer as intervenções previstas e aprovadas pelo ONS para a Rede de Operação, de modo a interagir sempre que forem detectados riscos de sobrecargas nas instalações; e
- k) coordenar e executar junto ao ONS o processo de programação de intervenções em instalações do sistema de distribuição e em instalações dos usuários que interferem no sistema de transmissão ou no despacho de geração despachada centralizadamente.

16. A Distribuidora Acessante, o Consumidor, a Central Geradora e o CDGD devem:

- a) encaminhar ao COD os pedidos de intervenções;
- b) informar ao COD, com antecedência mínima de um dia útil, quaisquer alterações ou cancelamentos nos pedidos de intervenções;
- c) participar da análise da intervenção quando convocado pelo COD;
- d) caracterizar, nas solicitações de intervenções, as situações de elevados riscos de desligamentos e acidentes que possam ocorrer na sua execução e nas manobras necessárias para sua realização; e
- e) Caracterizar, nos casos de intervenções não programadas, se estas são de emergência ou de urgência.

17. Os agentes de Transmissão ou o Centro de Operação de Agente de Transmissão – COT devem:

- a) coordenar e executar o processo de programação de intervenções nas DIT, em comum acordo com o COD;
- b) receber ou enviar ao COD as solicitações de intervenções;
- c) analisar, otimizar, aprovar e, se necessário, cancelar as solicitações de intervenções, formalizando as respostas e interagindo com o COD, caso seja necessário alterar o período, a duração ou as condições em que foi solicitada a intervenção;
- d) informar ao COD, com antecedência mínima de um dia útil, quaisquer alterações ou cancelamento de pedido de intervenção aprovado previamente;
- e) convocar, quando necessário, os solicitantes de intervenções para participarem da sua programação ou da sua análise junto ao COD;

f) realizar ou solicitar análises e estudos, quando necessário, para verificar impactos ou interferências de uma ou mais intervenções no sistema;

g) definir, nas solicitações de intervenções, as situações de elevados riscos de desligamentos e acidentes que possam ocorrer na sua execução e nas manobras necessárias para sua realização;

h) caracterizar, nos casos de intervenções não programadas, se estas são de emergência ou de urgência; e

i) manter atualizada a base de dados das instalações de transmissão sob sua supervisão, incluindo diagramas de operação, limites operativos de equipamentos, estudos operativos, estudos de proteção, dentre outros.

Planejamento das intervenções

18. A distribuidora, o agente de transmissão detentor de DIT e os usuários devem:

a) realizar o planejamento do serviço e a análise de riscos de acidentes antes de qualquer intervenção em instalações;

b) preencher o pedido de programação de intervenção, citando as condições requeridas e as observações do planejamento; e

c) informar ao ONS a realização de intervenções que interfiram no sistema de transmissão ou no despacho de geração despachada centralizadamente.

Informações para elaboração dos pedidos de intervenções

19. Os pedidos de intervenções de distribuidoras, agentes de transmissão, importadores de energia, exportadores de energia, centrais geradoras ou centros de despacho de geração distribuída devem ser encaminhados ao COD ou ao COT, conforme estabelecido no respectivo acordo operativo.

20. Os pedidos de intervenções de distribuidoras, agentes de transmissão, importadores de energia, exportadores de energia, centrais geradoras ou centros de despacho de geração distribuída devem seguir o modelo e os meios de comunicação definidos entre as partes.

21. Os consumidores devem formalizar os pedidos de intervenções junto à distribuidora, conforme modelo e meios de comunicação definidos entre as partes.

22. A distribuidora e o agente de transmissão proprietário de equipamento sujeito a intervenções devem encaminhar ao consumidor informações relacionadas ao serviço a ser executado, quando o referido equipamento estiver nas instalações de conexão do consumidor.

23. As solicitações de intervenções em equipamentos de propriedade de agente de transmissão em instalações de conexão de consumidores devem ser encaminhadas à distribuidora com a qual têm Contrato.

Prazos para solicitação do pedido de intervenção

24. O pedido de programação de intervenção deve ser enviado ao COD ou ao COT, conforme estabelecido em acordo operativo.

25. A resposta à solicitação do pedido de intervenção deve ser por escrito, observados os meios de comunicação para o relacionamento operacional previstos no acordo operativo.

26. O pedido de desligamento que implique interrupções a outros consumidores deve ser solicitado ao COD com antecedência mínima de 10 dias úteis.

27. O pedido de desligamento que não implique interrupções a outros consumidores deve ser solicitado ao COD com antecedência mínima de 5 dias úteis.

28. O ONS deve ser comunicado com antecedência mínima de 15 dias quando a intervenção programada exigir transferência de carga entre subestações da Rede de Operação.

Condições e critérios para programação das solicitações de intervenções

29. As liberações de equipamentos e instalações devem ser programadas em função dos seguintes critérios:

a) preservação da segurança das equipes de trabalho envolvidas;

b) preservação da segurança do próprio sistema;

c) preservação da segurança de pessoas, equipamentos, instalações e bens de terceiros;

d) preservação da qualidade da energia elétrica aos consumidores;

e) preservação do meio ambiente;

f) compatibilização das intervenções simultâneas;

g) compatibilização com os Procedimentos de Rede, quando tratar-se de programação de solicitações de intervenções em equipamentos e instalações da rede de operação do SIN; e

h) otimização da programação dos desligamentos de urgência quanto ao período de carga mais favorável para o sistema, garantida sua realização em qualquer período de carga.

30. O COD ou o COT, conforme tratar-se de instalações de distribuição ou DIT, respectivamente, deve garantir a condição para execução de procedimentos especiais ou manobras junto aos usuários envolvidos.

31. O COD ou o COT deve notificar o solicitante da intervenção quando seu pedido for negado em função do não-atendimento aos critérios listados no item 29, mantendo-se esse registro arquivado.

32. O COD ou o COT pode solicitar desenhos, diagramas explicativos ou descrição de etapas sobre a intervenção desejada, sempre que julgar necessário, visando facilitar o atendimento.

33. Um equipamento do sistema ou da instalação de conexão está programado para intervenção se houver:

a) no COD ou no COT, um pedido de liberação de equipamento já aprovado; e

b) na instalação, uma permissão para trabalho.

34. As intervenções no Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC instalados no sistema de distribuição não podem exceder a 10% da carga do esquema por estágio.

35. A alteração de despacho de geração, necessária ao atendimento das condições requeridas para a intervenção, deve ser providenciada junto ao ONS.

Liberação das intervenções

36. As intervenções de qualquer natureza em equipamentos do sistema ou da instalação de conexão só podem ser liberadas com a prévia autorização do COD ou do COT envolvidos.

37. A intervenção pode ser iniciada depois de observados os seguintes passos:

- a) análise **in loco** do risco de acidentes de qualquer natureza, que deve ser feita na fase de planejamento da intervenção pelo supervisor de serviço e sua equipe;
- b) conclusão das manobras necessárias;
- c) colocação das sinalizações de advertência e dos dispositivos de bloqueio físico pertinentes; e
- d) autorização para o início dos serviços contidos nos documentos envolvidos na liberação.

38. As condições impeditivas à liberação das intervenções são:

- a) condições climáticas adversas;
- b) impedimentos de qualquer natureza ao acesso das equipes de trabalho;
- c) necessidade de atendimento de urgência ou ocorrência no sistema;
- d) indisponibilidades não previstas que venham a colocar em risco a confiabilidade do sistema; e
- e) condições hidrológicas adversas ou indisponibilidade de central geradora que resultem em violação dos limites operativos do sistema.

39. Havendo atraso em relação ao início programado da intervenção, o COD ou o COT envolvidos devem reavaliar as condições, podendo prorrogar o término previsto, reprogramar ou cancelar a programação.

40. As intervenções já aprovadas e que não venham a se realizar em função das condições impeditivas listadas no item 38 podem ser reprogramadas com prazos inferiores aos estipulados nos itens 26 a 28, com concordância dos agentes envolvidos.

Seção 4.3

Controle da carga

Produtos

41. A distribuidora deve selecionar as unidades consumidoras, subestações e alimentadores sujeitos às ações de controle de carga transitórias, baseada nas diretrizes de priorização e montantes de corte de carga determinadas pelo ONS para os Sistemas Especiais de Proteção – SEP, e em estudos próprios.

42. A distribuidora deve estabelecer procedimentos detalhados das ações, diretrizes e instruções de operação.

43. A distribuidora deve elaborar um documento denominado Mensagens Operativas, quando for necessário alterar as instruções operativas vigentes.

44. A distribuidora deve elaborar um documento denominado Tabelas de Prioridade Regional – PR, contendo a priorização do corte de carga manual em subestações para atender necessidades de corte de carga.

45. A distribuidora deve elaborar um documento denominado Tabelas de Prioridade de Alimentadores por Subestação – PAS, contendo a priorização do corte de carga manual em alimentadores de subestações para atender a necessidades de corte de carga.

Atribuições

46. A distribuidora tem as seguintes atribuições no controle de carga:

- a) definir os montantes globais de cortes de carga por ações de controle de carga urgentes para contingências nos sistemas de distribuição que resultem em redução da capacidade de suprimento;
- b) implantar os esquemas de corte automáticos de carga definidos pelos estudos do ONS, com os respectivos montantes e ajustes;
- c) implantar os esquemas de corte automáticos de carga definidos pelos próprios estudos de planejamento da operação elétrica, com os respectivos montantes e ajustes;
- d) elaborar Instruções de Operação para situações de contingências com diretrizes para ações de controle de carga urgentes, de corte manual de carga ou redução de carga por meio de redução de tensão a níveis tecnicamente aceitáveis;
- e) elaborar Mensagens Operativas para situações de contingências com diretrizes para ações de controle de carga programáveis, de corte manual de carga ou redução de carga por meio de redução de tensão a níveis tecnicamente aceitáveis;
- f) elaborar Instruções de Operação com diretrizes para o restabelecimento das condições de tensão e das cargas desligadas pelos esquemas de corte automático ou pelo corte manual;
- g) elaborar e manter atualizadas as Tabelas de Prioridade Regional e Tabelas de Prioridade de Alimentadores por Subestação, estabelecendo os diversos montantes de carga a serem cortados, levando em consideração os montantes estabelecidos pelo ONS, os tempos de execução dos cortes compatíveis à necessidade, a duração do desligamento dos alimentadores, os critérios para rodízio bem como a infraestrutura necessária para a execução do plano de corte;
- h) atualizar as Tabelas de Prioridade Regional e Tabelas de Prioridade de Alimentadores por Subestação sempre que se verificarem alterações significativas na carga ou na configuração do sistema de distribuição;
- i) definir o conjunto de informações que serão fornecidas aos consumidores quando da execução dos cortes, por meio de serviços de atendimento disponibilizados pelas distribuidoras para informações;
- j) constituir um banco de dados com as informações cadastrais fornecidas pelos consumidores;
- k) priorizar a continuidade de suprimento das cargas relacionadas aos serviços essenciais;
- l) operacionalizar o corte de carga na sua área de concessão e no relacionamento com seus consumidores;
- m) analisar, em caráter de urgência, a possibilidade de restabelecer o fornecimento de energia elétrica de unidades consumidoras que exerçam atividades essenciais e que disponham de geração autônoma, no caso de pane em seus sistemas ou de insuficiência de fornecimento;
- n) analisar a possibilidade de não efetuar o corte comunicado, ou de restabelecer emergencialmente o fornecimento de energia elétrica, em áreas ou situações que representem risco para a integridade de pessoas, quando solicitado pela Defesa Civil;
- o) informar aos consumidores as medidas que foram ou que serão adotadas, relacionadas à redução ou interrupção de seu atendimento, suas razões e sua programação;
- p) supervisionar, comandar e executar as ações para gerenciamento de carga do sistema de distribuição, atendendo as diretrizes das Instruções de Operação e das Mensagens Operativas;

- q) atender as prioridades e os montantes de corte de carga estabelecidas nas Tabelas de Prioridade Regional e Tabelas de Prioridade de Alimentadores por Subestação, levando em consideração a duração do desligamento dos alimentadores e os critérios para rodízio, bem como a infraestrutura necessária para a execução do plano de corte;
- r) manter atualizadas as informações sobre as disponibilidades das centrais geradoras, objetivando sua utilização em situações de contingência;
- s) solicitar auxílio de geração às centrais geradoras, antes de adotar qualquer ação de controle de carga urgente ou programável;
- t) solicitar diretamente ao centro de operação do ONS, com o qual se relaciona, o auxílio de geração para usinas despachadas centralizadamente;
- u) informar previamente ao ONS os remanejamentos de carga entre as subestações da sua rede de distribuição que possam provocar impactos na Rede de Operação do SIN, conforme disposto nos Procedimentos de Rede; e
- v) coordenar, em sua área de concessão, as ações de gerenciamento da carga motivadas por eventos na Rede de Operação, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.

47. A central geradora não despachada centralizadamente ou o CDGD têm as seguintes atribuições no controle de carga:

- a) fornecer as informações relacionadas à sua geração quando acionados pelo COD; e
- b) quando acionados pelo COD:

disponibilizar eventuais folgas de geração;

suspender manutenção já iniciada de centrais geradoras, se possível; e

cancelar manutenção programada ou não programada de centrais geradoras.

48. Os consumidores têm as seguintes atribuições no controle de carga:

- a) manter atualizado seu cadastro junto à distribuidora para receber comunicações especiais de interrupção de fornecimento, caso sejam classificados como prestadores de serviços essenciais, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST; e
- b) atender à distribuidora quando for solicitado o corte de carga em situações de necessidade do sistema.

Orientações técnicas

49. São ações para o controle de carga:

- a) o corte indireto, pela redução manual do nível de tensão a níveis tecnicamente aceitáveis; e
- b) o corte direto, podendo ser manual ou automático.

50. As ações de controle de carga podem ser classificadas da seguinte forma:

a) Quanto à duração:

de curta duração – inferior a 4 horas, podendo durar poucos segundos;

de média duração – entre 4 e 24 horas; e

de longa duração – superior a 24 horas, podendo abranger períodos mais prolongados.

b) Quanto ao tempo requerido para aplicação:

- i. transitórias – ações automáticas preventivas, implantadas por meio de esquemas especiais, para evitar o colapso no sistema em regime transitório;
- ii. urgentes – ações automáticas ou ações manuais corretivas, quando decorrentes de contingências que impõem ao sistema o risco iminente de violação de qualquer grandeza operativa ou quando já constatada esta violação; e
- iii. programáveis – ações manuais preventivas decorrentes de contingências que impõem ao sistema o risco iminente de violação de qualquer grandeza operativa.

51. Toda e qualquer disponibilidade de geração da central geradora, despachada centralizadamente ou não, deve ser utilizada prioritariamente às ações de controle de carga.

52. Os remanejamentos de carga devem ser priorizados em relação às ações de corte direto manual.

53. A distribuidora deve dispor de Instruções de Operação ou Mensagens Operativas contendo os procedimentos para controle de sua carga.

54. Para o controle de carga de longa duração, a distribuidora deve prever nos Acordos Operativos:

- a) a possibilidade de estabelecer com os consumidores e centrais geradoras a redução das demandas;
- b) os critérios que serão utilizados para o estabelecimento dos consumidores e centrais geradoras que terão sua demanda reduzida; e
- c) a compensação dos montantes reduzidos nos períodos de menor restrição do sistema elétrico.

55. A distribuidora e os usuários que estejam sob ação de controle de carga por redução de tensão não podem corrigir a tensão de seus sistemas, qualquer que seja o recurso de que disponham.

56. O processo de restabelecimento manual das cargas por corte direto ou indireto inicia-se somente após o comprovado retorno do sistema ou da rede local às condições normais de operação.

57. Durante o processo de restabelecimento da carga:

- a) a ordem de priorização de restabelecimento deve ser inversa em relação à ordem estabelecida para corte, obedecendo às condições e diretrizes explicitadas em instruções de operação dos Procedimentos de Rede; e
- b) deve-se garantir o restabelecimento dos montantes mínimos de carga, não ultrapassando os limites máximos estabelecidos para cada etapa da recomposição.

58. No caso particular de cargas desligadas por ação do ERAC, a ordem de priorização de restabelecimento deve ser direta em relação à ordem dos estágios de corte, para garantia da segurança

do sistema em caso de nova queda de frequência resultante do processo de restabelecimento das cargas.

59. Quando tiverem sido adotadas ações simultâneas de corte direto de carga e redução de carga por meio de redução de tensão, a prioridade no restabelecimento deve ser dada às cargas efetivamente interrompidas, antes da normalização da tensão.

60. Em situações de contingências que resultem em sobrecarga nos equipamentos da rede de distribuição, devem-se explorar os limites de sobrecarga destes equipamentos antes da adoção de qualquer ação de controle de carga.

Diretrizes para priorização de cargas

61. A distribuidora deve definir critérios para classificação e priorização das unidades consumidoras, para fins de controle de carga, respeitadas aquelas que prestam serviços essenciais conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

62. As cargas interruptíveis por contrato devem ser as primeiras indicadas para corte.

63. A Priorização de Alimentadores por Subestação – PAS deve atender aos desligamentos relacionados a uma única subestação, considerando-se tipos de unidades consumidoras.

64. Os critérios que devem orientar a elaboração da PAS são:

- a) alimentadores com unidades consumidoras da mesma classe, sempre que possível, devem receber tratamento análogo;
- b) cada subestação deve conter prioridades de desligamentos específicos para cada período de carga leve, média e pesada; e
- c) deve conter uma estimativa da contribuição de carga de cada um dos alimentadores da subestação para cada período.

Aviso aos usuários

65. Nos casos de ações de controle de carga programáveis, a distribuidora deve avisar a todos os seus consumidores, utilizando-se de meio de comunicação apropriado, as medidas que serão adotadas com relação à redução ou interrupção de seu fornecimento, suas razões e sua programação, observando os procedimentos definidos no Módulo 8 do PRODIST.

Seção 4.4
Testes das instalações

Testes de desempenho das centrais geradoras distribuídas

66. A distribuidora acessada pode requerer o acompanhamento dos seguintes testes:

- a) desempenho da funcionalidade, coordenação e ajustes de todas as funções de proteção mínimas nas centrais geradoras, definidas no Módulo 3 do PRODIST;
- b) avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de controle de tensão e de frequência das centrais geradoras;
- c) adequação de operação do disjuntor de conexão durante a eliminação de faltas, incluindo a sua operação manual ou automática;
- d) verificação do desempenho dos dispositivos instalados para a desconexão das centrais geradoras, caso não seja permitida a operação ilhada ou a injeção de potência no sistema pela geradora distribuída;
- e) levantamento da curva de capacidade das centrais geradoras; e
- f) levantamento dos limites mínimos e máximos de geração de potência ativa das centrais geradoras.

67. Os testes de instalações de centrais geradoras despachadas centralizadamente devem atender aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição.

Testes de desempenho dos sistemas de distribuição, dos equipamentos conectados e dos pontos de conexão com as DIT

68. A distribuidora acessada deve definir a necessidade e a periodicidade de testes de qualidade da energia elétrica nos pontos de conexão, conforme requisitos definidos no Módulo 8 do PRODIST.

69. A distribuidora acessada pode solicitar ao usuário que realize testes em suas instalações, quando da necessidade de comprovar a origem de problemas de qualidade da energia elétrica conforme requisitos definidos no Módulo 8 do PRODIST.

70. O usuário pode requerer e acompanhar a realização de testes, pela distribuidora acessada, para verificação das condições de fornecimento, quando identificar problemas envolvendo qualidade da energia elétrica no ponto de conexão.

71. A distribuidora deve informar antecipadamente aos usuários sobre a realização de testes em seu sistema e disponibilizar os resultados obtidos.

72. A distribuidora acessada deve estabelecer os procedimentos operacionais a serem seguidos durante a realização dos testes das instalações.

73. Os procedimentos de teste que envolvam relacionamentos entre agente de transmissão e usuário devem ser acompanhados pela distribuidora com a qual o consumidor tenha Contrato.

Seção 4.5
Coordenação operacional

Atribuições

74. O Centro de Operação da distribuição – COD tem as seguintes atribuições:

- a) coordenar, supervisionar, comandar e executar as ações operativas nas instalações de distribuição que não pertençam à rede de operação do SIN;
- b) obter junto aos usuários as informações necessárias à coordenação, supervisão e controle da operação de instalações;
- c) elaborar, atualizar e disponibilizar aos usuários as instruções de operação com procedimentos para instalações que interferem no sistema de distribuição; e
- d) informar aos usuários sobre condições operativas no sistema de distribuição que possam interferir na operação de suas instalações.

75. O acessante e o CDGD têm as seguintes atribuições:

- a) supervisionar, comandar e executar as ações determinadas pelos COD para a operação em suas instalações de conexão;

b) informar ao COD com o qual se relaciona, a programação de geração para o período que for definido e as alterações nos limites e restrições operacionais de suas instalações;

c) comunicar de imediato ao COD com o qual se relaciona os desligamentos de emergência efetuados ou ocorridos em suas instalações;

d) organizar e manter atualizados normas, instruções e diagramas para operação das instalações;

e) implantar os procedimentos definidos nas instruções de operação nas instalações sob sua responsabilidade;

f) disponibilizar ao COD, quando solicitado, instruções de operação específicas; e

g) manter pessoal habilitado para o relacionamento operacional durante 24 horas por dia.

76. O CDGD realiza a gestão técnica e administrativa das centrais do agrupamento, sendo suas funções:

a) limitar a potência a ser injetada no sistema de distribuição;

b) controlar a tensão e a potência reativa;

c) desconectar as centrais geradoras, quando necessário;

d) coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço; e

e) definir previsões de produção de energia.

77. O COT tem as seguintes atribuições:

a) coordenar, supervisionar e controlar as DIT;

b) definir condições de emergência nas DIT;

c) implantar os procedimentos definidos em acordos operativos relacionados às DIT; e

d) informar ao COD sobre condições operativas das DIT que possam interferir na operação do sistema de distribuição ou de usuários diretamente atendidos pela DIT.

Operação ilhada

78. A operação de central geradora alimentando uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, bem como as condições em que essa operação é permitida pela distribuidora, devem constar de Acordo Operativo estabelecido com a central geradora ou a transmissora envolvida, quando for o caso.

79. A central geradora, responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, deve ser dotada de controle automático de geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia capaz de desempenhar a mesma função, caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente.

80. A distribuidora deve realizar estudos, instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada.

81. A central geradora deve fornecer as informações necessárias para a elaboração dos estudos de regime permanente e dinâmico e, quando solicitado pela distribuidora, ajustar os parâmetros dos sistemas de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema.

Comunicação de ocorrências

82. A comunicação das ocorrências deve observar o disposto no acordo operativo.

Análise de perturbações

83. O processo de análise de perturbação deve ser executado quando houver solicitação formal dos agentes envolvidos, e deve estar concluído no prazo de até 30 dias da data da solicitação formal.

84. No processo de análise de perturbação, devem ser identificadas as anormalidades que tiveram influência na perturbação e dificultaram tanto a operação quanto a recomposição do sistema afetado, desde o início da perturbação até a sua normalização, verificando-se o seguinte:

a) cumprimento e adequação dos procedimentos operativos;

b) providências para restabelecimento do sistema;

c) desempenho dos sistemas de comunicação; e

d) o desempenho das proteções e esquemas de controle de emergências.

85. Deve ser analisado o comportamento do sistema elétrico, verificando:

a) o desempenho diante de perturbação; e

b) as previsões contidas nos estudos elétricos.

86. Como produto da análise de perturbação deve ser gerado um relatório contendo, no mínimo:

a) a descrição detalhada da perturbação;

b) a análise da operação em tempo real, detalhando as ações realizadas durante a contingência e o desempenho do sistema;

c) as providências tomadas e em andamento;

d) as recomendações; e

e) as conclusões.

87. Os COD devem manter os relatórios e os registros relativos às perturbações pelo período de 10 anos.

Seção 4.6
Recursos de comunicação de voz e de dados

Recursos de comunicação de voz

88. Os usuários são responsáveis por implementar e disponibilizar os recursos de comunicação de voz com o COD, sem ônus para a distribuidora.

89. A implementação de serviços de comunicação de voz, assim como a qualidade e a disponibilidade desses serviços entre o COD, o COT e CDGD devem ser estabelecidas entre as partes e definidas em Acordo Operativo.

Recursos de comunicação de dados

90. A implementação de serviços de comunicação de dados entre os usuários e o COD, bem como a qualidade e a disponibilidade desses serviços, são de responsabilidade dos usuários.

91. Cabe aos usuários disponibilizarem os dados solicitados pela distribuidora, definidos no Acordo Operativo.

92. O COD e o COT devem compartilhar dados de supervisão e controle que permitam monitorar em tempo real os estados e grandezas elétricas do sistema nos pontos de conexão das instalações de distribuição e das DIT.

93. A implementação de serviços de comunicação de dados, bem como a qualidade e a disponibilidade desses serviços entre o COD, o COT e o CDGD devem ser estabelecidas entre as partes e definidas em Acordo Operativo.