Төсөл



МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Цахилгаан эрчим хүчний систем

Диспетчерийн шуурхай удирдлага. Эрчим хүчний системийн горимуудын аваари эсэргүүцэх автомат удирдлага. Эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалт

Норм болон шаардлага

Электроэнергетические системы

Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем

Нормы и требования

MNS GOST 34045:2022

Албан хэвлэл

СТАНДАРТ, ХЭМЖИЛ ЗҮЙН ГАЗАР

Улаанбаатар хот

2022 он

Энэ стандартыг Эрчим хүчний эдийн засгийн хүрээлэнгийн Стандартын секторын ахлагч Н.Тунгалаг орчуулж, ................... редакц хийсэн.

Анхны үзлэгийг 2027 онд, дараа нь 5 жил тутамд хийнэ.

Стандарт, хэмжил зүйн газар (СХЗГ)

Энхтайваны өргөн чөлөө 46А

Шуудангийн хаяг

Улаанбаатар-13343, Ш/Х - 48

Утас: 976-51-263860 Факс: 976-11-458032

E-mail: [masm@mongol.net](mailto:masm@mongol.net); [standardinform@masm.gov.mn](mailto:standardinform@masm.gov.mn)

[www.estandard.mn](http://www.estandard.mn); [www.masm.gov.mn](http://www.masm.gov.mn)

© СХЗГ, 2022

“Стандартчилал, тохирлын үнэлгээний тухай” Монгол Улсын хуулийн дагуу энэхүү стандартыг бүрэн, эсвэл хэсэгчлэн хэвлэх, олшруулах эрх нь гагцхүү СХЗГ (Стандартчиллын төв байгууллага)-т байна.

ӨМНӨХ ҮГ

Улс хоорондын стандартчиллын ажлыг гүйцэтгэх зорилго, үндсэн зарчим болон дэс дарааллыг ГОСТ 1.0-2015 “Стандартчиллын улс хоорондын систем. Үндсэн нөхцөл” болон ГОСТ 1.2-2015 “Стандартчиллын улс хоорондын систем. Улс хоорондын стандартчиллын тухай стандартууд, дүрэм болон зөвлөмж. Боловсруулах, хүлээн зөвшөөрөх, шинэчлэх болон өөрчлөх дүрэм” стандартуудаар тогтоосон.

Стандартын тухай мэдээлэл

1 ОХУ-ын “Эрчим хүчний нэгдсэн систем дэх системийн оператор” Нээлттэй хувьцаат нийгэмлэг (ОАО “СО ЕЭС”) энэ стандартыг БОЛОВСРУУЛСАН.

2 ОХУ-ын “Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл”-ийн МТК 541 стандартчиллын Улс хоорондын Техникийн хорооноос энэ стандартыг ТАНИЛЦУУЛСАН.

3 ОХУ-ын Стандартчилал, хэмжил зүй болон тохирлын үнэлгээний Улс хоорондын зөвлөлөөс энэ стандартыг ХҮЛЭЭН ЗӨВШӨӨРСӨН (2017 оны нэгдүгээр сарын 30-ны өдрийн №95-П протокол).

Стандартыг хүлээн зөвшөөрөхөд санал өгсөн орнууд:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| МК (ИСО 3166) 004-97 стандартын дагуу бичсэн улсын товч нэр | МК (ИСО 3166) 004-97 стандартын дагуу бичсэн тухайн улсын код | Стандартчиллын үндэсний байгууллагын товчилсон нэр |
| Армени  Беларусь  Киргиз  ОХУ  Тажикистан | AM  BY  KG  RU  TJ | Бүгд Найрамдах Армени Улсын Эдийн засгийн яам  Бүгд Найрамдах Беларусь Улсын стандартын байгууллага  Бүгд Найрамдах Киргиз Улсын стандартын байгууллага  ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт болон хэмжил зүйн агентлаг (РОССТАНДАРТ)  Бүгд Найрамдах Тажикистан Улсын стандартын байгууллага |

4 ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт болон хэмжил зүйн агентлагийн 2017 оны гуравдугаар сарын 9-ний өдрийн N2 103-ст тушаалд улс хоорондын ГОСТ 34045—2017 стандартыг ОХУ-ын үндэсний стандартаар 2017 оны арван хоёрдугаар сарын 1-ний өдрөөс хэрэглэхээр заасан.

5 ЭХНИЙ ТАНИЛЦУУЛГА

Энэ стандартад оруулсан өөрчлөлтийн талаарх мэдээллийг жил тутмын хэвлэл болох “Үндэсний стандарт” (тухайн жилийн нэгдүгээр сарын 1-ний байдлаар) мэдээллийн товьёгт нийтэлдэг. Өөрчлөлт болон нэмэлтийн бичвэрийг сар тутмын “Үндэсний стандарт” мэдээллийн товьёгт хэвлэнэ. Энэ стандартыг засаж залруулсан (сольсон) эсвэл хүчингүй болгосон тохиолдолд зохих мэдэгдлийг сар тутмын “Үндэсний стандарт” мэдээллийн товьёгт нийтлэх болно. Нийцэх мэдээлэл, мэдэгдэл болон бичвэрийг олон нийтийн мэдээллийн систем болох ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт болон хэмжил зүйн агентлагийн албан ёсны сайтад мөн мэдээлнэ (www.gost.ru).

ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт болон хэмжил зүйн агентлагийн зөвшөөрөлгүйгээр энэ стандартыг албан ёсны нийтлэл болгож, бүрэн хэмжээгээр эсвэл хэсэгчлэн хуулбарлах, олшруулах болон түгээж болохгүй.

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным Техническим комитетом по стандартизации МТК 541 «Электроэнергетика»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 января 2017 г. № 95-П)

За принятие проголосовали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004-97 | Код страны по МК (ИСО 3166) 004-97 | Сокращенное наименование национального органа по стандартизации |
| Армения  Беларусь  Киргизия  Россия  Тажикистан | AM  BY  KG  RU  TJ | Минэкономики Республики Армения  Госстандарт Республики Беларусь  Кыргызстандарт  РОССТАНДАРТ  Таджикстандарт |

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 марта 2017 г. N2 103-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34045—2017 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2017 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты» (по состоянию на 1 января текущего года), а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru)

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

АГУУЛГА

1 Стандартыг хэрэглэх салбар..................................................

2 Нэр томьёо, тодорхойлолт.........................................................

3 Товчлол...................................................................................

4 Үндсэн норматив нөхцөл................................................................

4.1 Ерөнхий нөхцөл.......................................................

4.2 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохиох (шинэчлэх)...............

4.3 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн тохируулга..........................................................

4.4 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг удирдах үйл явц............................

5 Эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төрөл.................

5.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх автоматжуулалт..............

5.2 Асинхрон горимыг устгах автоматжуулалт...........................................

5.3 Давтамжийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт...............................

5.4 Давтамжийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт...............................

5.5 Хүчдэлийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт...............................

5.6 Хүчдэлийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт...............................

5.7 Тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлах автоматжуулалт.................

6 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон иж бүрдэлд тавих ерөнхий шаардлага........................................................................

7 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын тухай мэдээллийг цуглуулж, дамжуулах байгууллага........................................................................................................

8 Аваари эсэргүүцэх удирдлагын даалгаварт зориулсан цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн синхрончилсон вектор хэмжлүүдийг хэрэглэхэд тавих шаардлага..........................................................

Содержание

1 Область применения.....................................................................

2 Термины и определения.....................................................................

3 Сокращения................................................................................................

4 Основные нормативные положения.........................................................................

4.1 Общие положения .........................................................................................

4.2 Создание (модернизация) противоаварийной автоматики.......................

4.3 Настройка устройств и комплексов противоаварийной автоматики ............

4.4 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики.......................

5 Виды противоаварийной автоматики энергосистем...................................................

5.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости................................

5.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима..........................................

5.3 Автоматика ограничения снижения частоты...................................................

5.4 Автоматика ограничения повышения частоты..............................................

5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения..........................................

5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения.......................................

5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования....................................

6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики...................................................................

7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики.............................................

8 Требования по применению синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима для задач противоаварийного управления.............................................................

МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Ангилалтын код

|  |  |
| --- | --- |
| Цахилгаан эрчим хүчний систем  Диспетчерийн шуурхай удирдлага. Эрчим хүчний системийн горимуудын аваари эсэргүүцэх автомат удирдлага. Эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалт  Норм болон шаардлага | MNS GOST 34045:2022 |
| Электроэнергетические системы  Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем  Нормы и требования | ГОСТ 34045-2017  Дата введения – 2017-12-01 |

Стандарт, хэмжил зүйн газрын даргын 2022 оны … дугаар сарын ... -ны өдрийн ... дугаар тушаалаар батлав.

Энэ стандартыг 2022 оны ... дүгээр сарын ...-ний өдрөөс эхлэн дагаж мөрдөнө.

|  |  |
| --- | --- |
| 1 Стандартыг хэрэглэх салбар  Эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүчний горимуудын аваари эсэргүүцэх автомат удирдлагын байгууллагуудад тавих норм болон шаардлагыг энэ стандартаар тогтооно. Түүнчлэн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын янз бүрийн төрлийг хэрэглэх нөхцөл, функц, зориулалт болон техник хэрэгсэлд тавих ерөнхий шаардлагыг тодорхойлж, аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн үйл ажиллагааны алгоритм, тохируулгын (тохиргооны үзүүлэлт) параметрүүдийн сонголт болон тооцооны дэс дарааллыг заасан.  Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъект, цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид, аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон алгоритмын талаар үйл ажиллагаа эрхэлдэг байгууллага, мөн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж, иж бүрдлийн суурилуулалт, монтаж, угсралттай холбоотой үйл ажиллагаа эрхэлдэг байгууллага, зураг төслийн болон судалгаа шинжилгээний байгууллагуудад энэ стандартыг зориулсан.  Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж, иж бүрдлийн үйл ажиллагааны болон техникийн засвар үйлчилгээнд тавих шаардлагыг энэ стандартаар зохицуулахгүй болно.  2 Нэр томьёо болон тодорхойлолт  Энэ стандартад дараах нэр томьёог нийцэх тодорхойлолтын хамт хэрэглэнэ. Үүнд:  2.1 аваарийн сигнал: пускийн төхөөрөмж боловсруулж (байгууллага), удирдах үйл явцын сонголт хийдэг, удирдах үйл явцыг автоматаар тунлах төхөөрөмжид эсвэл аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг гүйцэтгэх төхөөрөмжид холбооны сувгаар дамжуулдаг сигнал.  2.2 эрчим хүчний системийн аваарийн горим: Албан ёсны шаардлагын хязгаараас хэтэрсэн параметрүүдээр тодорхойлогддог бөгөөд тогтворжилт алдагдах эсвэл тоног төхөөрөмж эвдрэх аюулд хүргэж болох эрчим хүчний системийн горим.  2.3 эрчим хүчний системийн асинхрон горим: Эрчим хүчний системийн тусдаа генераторуудын хооронд цахилгаан холбоотой байх үед эдгээр генераторын синхрон бус эргэлтийг тодорхойлдог эрчим хүчний системийн горим.  2.4 эрчим хүчний системийн аваарийн өмнөх горим: Аваарийн эвдрэл үүсэхээс өмнөх эрчим хүчний системийн горим.  2.5 мэдээлэл дамжуулах хоёрлосон горим: Холбооны бие даасан хоёр сувгаар мэдээллийг нэг зэрэг дамжуулах горим.  2.6 нэгэн зэрэг байдлын интервал: Аваарийн эвдрэлүүдийг нэгэн зэрэг гарсан гэж тооцож үзсэн хязгааруудад цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс тодорхойлсон хугацааны үе.  2.7 холбооны суваг: Давтамжийн тодорхой зурваст эсвэл дамжуулах тодорхой хурдтай цахилгаан холбооны сигналын хэлбэрээр эх үүсвэр болон хүлээн авагчийн хоорондын мэдээлэл дамжуулалтыг хангадаг техник хэрэгсэл болон нэвтрүүлэх орчны иж бүрдэл.  2.8 аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын команд: аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж эсвэл иж бүрдлээр боловсруулж, холбооны сувгаар дамжуулдаг, удирдах үйл явцыг хэрэгжүүлэх команд.  2.9 аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын иж бүрдэл: Өөр хоорондоо үйл ажиллагааны функцээр холбогдсон, аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмжүүдийн бүрдэл.  2.10 хянах боломжтой хэсэг: Зохих диспетчерийн төвийн диспетчер хянадаг болон/эсвэл зохицуулдаг хэсгээр дамжих чадлын урсгал, мөн зохих диспетчерийн төвөөс тохируулсан хэсэгт зөвшөөрөх боломжтой хамгийн их чадлын урсгалыг хэсэг эсвэл хэсэгчилсэн хэсэг гэж нэрлэдэг.  2.11 аваари эсэргүүцэх дотоод автоматжуулалт: дотоод схем-горимын мэдээллийг үндэслэж, аваари эсэргүүцэх удирдлагыг боловсруулан гүйцэтгэдэг аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж эсвэл аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын иж бүрдэл.  2.12 холбооны бие даасан сувгууд: Ерөнхий шалтгаанаар (ажиллахгүй болсон) холбооны сувгууд нэгэн зэрэг саатах боломжийг үгүйсгэдэг байгууллага, холбооны сувгууд.  2.13 аваари эсэргүүцэх автоматжуулалт: эрчим хүчний системд аваарийн горим үүсэхээс сэргийлэх, залруулах, илрүүлэхэд зориулан тодорхойлсон алгоритм, тохируулгын дагуу мэдээлэл, удирдлагын командыг дамжуулдаг, удирдах үйл явцыг гүйцэтгэдэг цахилгаан сүлжээ болон генераторуудын элементийн төлөвийг тохируулах, мөн эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн хэмжил, боловсруулалтыг хангадаг төхөөрөмжүүдийн иж бүрдэл.  2.14 горимын автоматжуулалт: эрчим хүчний системийн горимын параметрүүдийг (цахилгаан гүйдэл, хүчдэл, бодит болон хуурмаг чадлын давтамж) зохицуулахын тулд тодорхойлсон алгоритм, тохируулгын дагуу мэдээлэл, удирдлагын командыг дамжуулдаг, удирдах үйл явцыг гүйцэтгэдэг эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн хэмжил, боловсруулалтыг хангадаг төхөөрөмжүүдийн иж бүрдэл.  2.15 холбоо (цахилгаан сүлжээн дэх): эрчим хүчний системийн хоёр хэсгийг холбосон цахилгаан сүлжээний (цахилгаан дамжуулах шугам, трансформатор, шинийн (секц) систем, сэлгэн залгах аппарат) элементүүдийн дараалал.  2.16 хэсэг (цахилгаан сүлжээн дэх): нэг эсвэл хэдэн холбоотой сүлжээний элементүүдийн иж бүрдэл бөгөөд энэ иж бүрдлийг унтраахад эрчим хүчний системийг хоёр тусгаарласан хэсэгт хуваахад хүргэнэ.  2.17 асинхрон горимын хэсэг: хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэгт (электрический центр качаний) эрчим хүчний системийн синхрон бус ажиллах хоёр хэсгийг холбосон, нэг эсвэл хэдэн холбоотой сүлжээний элементүүдийн иж бүрдэл.  2.18 цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект: Үндэсний эрчим хүчний системд (тухайн улсын нутаг дэвсгэрт орших, технологийн хувьд тусгаарласан газар нутгийн эрчим хүчний системд) цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын функцийг гүйцэтгэх Тусгаар улсуудын хамтын нөхөрлөлийн гишүүн улсын үндэсний хууль тогтоомжийн дагуу бүрэн эрх олгосон байгууллага.  2.19 удирдах үйл явц: үйл ажиллагааны горим эсвэл цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудын болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийн ашиглалтын төлөвийг өөрчлөх үүрэг даалгавар бөгөөд аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын командаар гүйцэтгэнэ.  2.20 тохиргоо: аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын үйл ажиллагааны нөхцөлийг тодорхойлдог, тухайн автоматжуулалтын тохируулгын параметрийн утга.  2.21 аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж: Аваарийн эвдрэлийг илрүүлэх, эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийг боловсруулах, удирдах үйл явцыг сонгох, аваарийн сигнал болон удирдах командыг хүлээн авах, дамжуулах эсвэл удирдах үйл явц болон үйлчилгээг (үйл ажиллагаа болон техникийн хувьд) бүхэлд нь гүйцэтгэдэг техникийн төхөөрөмж (аппарат, гаргалга).  2.22 асинхрон горимын үе: 360 градусаар синхрон бус ажиллах генераторуудын цахилгаан хөдөлгөх хүчнүүдийн хоорондын харьцангуй өнцгийн эргэлт.  2.23 хэсэгчилсэн хэсэг (цахилгаан сүлжээн дэх): сүлжээний элементүүдийн (хэсгийн хувь) иж бүрдэл бөгөөд энэ иж бүрдлийг унтраахад эрчим хүчний системийг хоёр тусгаарласан хэсэгт хуваахад хүргэхгүй.  2.24 хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэг (электрический центр качаний): асинхрон горимд хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэг.  3 Товчлол  Энэ стандартад дараах товчлолыг хэрэглэсэн. Үүнд:  АЗГ – генераторуудыг автоматаар ачаалах (ГАА);  АЛАР – асинхрон горимыг устгах автоматжуулалт (АГУА);  АОПН – хүчдэлийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт (ХИХА);  АОПО – тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлах автоматжуулалт (ТХАХА);  АОПЧ – давтамжийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт (ДИХА);  АОСН – хүчдэлийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт (ХБХА);  АОСЧ – давтамжийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт (ДБХА);  АПВ – автомат дахин залгагч (АДЗ);  АПНУ – тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх автоматжуулалт (ТАСА);  АСУ ТП – технологийн процессын удирдлагын автоматжуулсан систем (ТП УАС);  АЧВР – нөөцийн автомат давтамжийн оролт (НАДО);  АЧР – автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах (АҮАБ);  АЭС – атомын цахилгаан станц (АЦС);  ГАЭС - ус хураагуурын цахилгаан станц (УХЦС);  ГЭС – усан цахилгаан станц (УЦС);  ДАР – ачааллыг нэмэлт автоматаар бууруулах (АНАБ);  ДРТ – турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг урт хугацаанд бууруулах (ТАУХБ);  ДС – эрчим хүчний системийг хуваах (СХ);  КРТ – турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг богино хугацаанд бууруулах (ТАБХБ);  КСПА – аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохицуулах систем (АЭАЗС);  ЛАПНУ - тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх дотоод автоматжуулалт (ТАСДА);  ЛЭП – цахилгаан дамжуулах шугам (ЦДШ);  ОГ – генераторуудыг унтраах (ГУ);  ОИК – шуурхай мэдээллийн иж бүрдэл (ШМИБ);  ОН – ачааллыг салгах (АС);  ПА – аваари эсэргүүцэх автоматжуулалт (АЭА);  ПТК – программ хангамж болон техник хангамжийн иж бүрдэл (ПХТХИБ);  РЗ – реле хамгаалалт (РХ);  СКРМ – хуурмаг чадал компенсацлах хэрэгсэл (ХЧКХ);  СМПР – шилжилтийн горимыг хянах систем (ШГХС);  ТЭС – дулааны цахилгаан станц (ДЦС);  УВ – удирдах үйл явц (УҮЯ);  УПАСК – аваарийн сигнал болон командыг дамжуулах (хүлээн авах) төхөөрөмж (АСКДТ);  УРОВ – автомат таслуурын саатлаас өмнө урьдчилан таслах төхөөрөмж (АТСУТТ);  ФОЛ – цахилгаан дамжуулах шугамын тасалдлыг илрүүлэх (ЦДШТИ);  ЦСПА – аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төвлөрсөн систем (АЭАТС);  ЧАПВ – үелзлийн автомат дахин залгагч (ҮАДЗ);  ЧДА – давтамжийг хуваах автоматжуулалт (ДХА);  ЭТ – цахилгаан тоормос (ЦТ).  4 Үндсэн норматив нөхцөл  4.1 Ерөнхий нөхцөл  4.1.1 Эрчим хүчний системийг аваарийн горимын нөхцөлөөс сэргийлэх, илрүүлэх болон устгахад зориулсан аваарийг эсэргүүцэх автомат удирдлагыг эрчим хүчний системүүдэд системчилсэн байх шаардлагатай.  4.1.2 Дараах функцийг гүйцэтгэдэг АЭА хэрэгслүүдээр эрчим хүчний системд аваарийг эсэргүүцэх автомат удирдлагыг хэрэгжүүлнэ. Үүнд:  - тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх;  - асинхрон горимыг устгах;  - давтамжийн бууралт эсвэл ихсэлтийг хязгаарлах;  - хүчдэлийн бууралт эсвэл ихсэлтийг хязгаарлах;  - тоноглолд хүлээн зөвшөөрөгдөхгүй хэт ачааллыг хязгаарлах нь орно.  4.1.3 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх автоматжуулалтыг шаталсан зарчмаар системчлэх бөгөөд нэг эсвэл хэдэн түвшнээс бүрддэг. Үүнд:  - аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохицуулах систем (АЭАЗС) болсон үндэсний эрчим хүчний системийн түвшин;  - аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төвлөрсөн систем (АЭАТС) болсон үндэсний эрчим хүчний системийн бүрэлдэхүүнд багтдаг нэгдсэн эсвэл бүс нутгийн эрчим хүчний системийн түвшин;  - тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх дотоод автоматжуулалт (ТАСДА) болсон цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн байгууламжуудын түвшин байна.  4.1.4 Асинхрон горимыг устгах, давтамж эсвэл хүчдэлийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй бууралт эсвэл ихсэлтийг хязгаарлах, тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлах автоматжуулалтуудыг дотоод АЭА хэлбэрээр гүйцэтгэх шаардлагатай.  4.1.5 АЭА-ын тоног төхөөрөмжид дараах төхөөрөмжийг хамааруулна. Үүнд:  - аваарийн өмнөх горим болон удирдлагын одоогийн эзлэхүүний параметрүүдийг хэмжих төхөөрөмж;  - пускийн төхөөрөмж (байгууллага);  - гүйцэтгэх төхөөрөмж (байгууллага);  - УҮЯ-ын сонголт хийдэг үйл явцыг автоматаар тунлах төхөөрөмж;  - аваарийн өмнөх болон аваарийн мэдээлэл, сигнал болон удирдлагын командыг хүлээн авдаг, дамжуулдаг төхөөрөмж мөн заасан мэдээллийг дамжуулах сувгууд байна.  4.1.6 Аваари эсэргүүцэх удирдлагын функцийг дараах удирдлагын үйл явцаар дамжуулсан АЭА-аар гүйцэтгэдэг. Үүнд:  - ДЦС болон АЦС-ын цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг богино хугацаанд (импульсийн) болон урт хугацаанд бууруулах;  - генераторуудыг унтраах;  - цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллыг салгах;  - эрчим хүчний системийг синхрон бусаар ажиллах хэсгүүдэд хуваах;  - генераторуудыг автоматаар ачаалах;  - цахилгаан тоормос;  - цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчлөх;  - цахилгаан сүлжээний удирдлагын элементүүдийн ашиглалтын төлөв болон ажлын горимыг өөрчлөх нь тус тус байдаг.  4.1.7 АЭА-ын үйл ажиллагааг сонгох боломжтой байвал зохино. Энэ үйл ажиллагаа нь аваарийн горимын дэс дараалсан холбоосын нөхцөлд хүргэж болохгүй.  4.1.8 АЭА-ын үйл ажиллагааны алгоритм, төхөөрөмжийн тохируулгын параметрүүд болон иж бүрдлүүд нь эрчим хүчний системийн ажлын схем-горимын нөхцөлд нийцэх шаардлагатай төдийгүй удирдах үйл явцыг багасгах хэрэгтэй.  4.1.9 Нэг төрлийн УҮЯ-ыг гүйцэтгэхдээ аваари эсэргүүцэх болон горимын автоматжуулалтын командыг тогтоосон хугацааны (нэгэн зэрэг байдлын интервал) хязгаартай интервалаар цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектод хүлээн авсан үед АЭА-ын командыг гүйцэтгэх шаардлагатай.  4.1.10 Олон төрлийн УҮЯ-ыг нэг тоног төхөөрөмжид гүйцэтгэхдээ аваари эсэргүүцэх болон горимын автоматжуулалтын командыг тогтоосон хугацааны (нэгэн зэрэг байдлын интервал) хязгаартай интервалаар цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектод хүлээн авсан үед АЭА-ын командыг гүйцэтгэх хэрэгтэй.  4.1.11 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийг ажиллуулах тухай теле сигналыг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын төвд дамжуулах ажлыг хариуцах шаардлагатай.  4.1.12 АЭА-ыг ажиллуулах шаардлагатай аваарийн тохиолдолд хамааралгүй АЭА-ын нэг төхөөрөмжийн аливаа саатлын үед АЭА нь үүргээ биелүүлэх баталгаатай байх хэрэгтэй.  4.2 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохиох (шинэчлэх)  4.2.1 АЭА-ыг шинээр зохиох (цаашид зохиох гэнэ) эсвэл одоо байгаа АЭА-ыг шинэчлэх, сэлбэх эсвэл техникээр тоноглох (цаашид шинэчлэх гэнэ) ажлыг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид хийвэл зохино. Үүнд:  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектууд, цахилгаан сүлжээний байгууллагын объектууд эсвэл цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийг (цаашид цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектууд гэнэ) цахилгаан сүлжээнд холбох (технологийн холболт) үед;  - цахилгаан сүлжээнд холбохыг (технологийн холболт) шаардахгүй цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудын барилгын ажлын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) явцад;  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгавраар хийнэ.  Эрчим хүчний системүүд болон АЭА-ын хэтийн дэвшлийг тооцож үзсэнээр АЭА-ыг зохиох зураг төслийн шийдвэрийг гаргах шаардлагатай.  4.2.2 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудыг цахилгаан сүлжээнд холбох (технологийн холболт) үед АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг Тусгаар улсуудын хамтын нөхөрлөлийн гишүүн улсын үндэсний хууль тогтоомжид (цаашид үндэсний хууль тогтоомж гэнэ) заасан дарааллын дагуу гүйцэтгэх хэрэгтэй.  Цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийг цахилгаан станцын хуваарилах байгууламжид холбох тохиолдолд цахилгаан станцыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь сүлжээний байгууллагын үйл ажиллагааг ялангуяа тухайн стандартын энэ бүлэгт заасан үйл ажиллагааг гүйцэтгэнэ.  4.2.3 Цахилгаан сүлжээнд холбохыг шаардаагүй, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудын барилгын ажлын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) явцад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) шаардлагыг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн заасан объектуудын барилгын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) ажлын зураг төслийн баримт бичгээр тодорхойлдог.  4.2.4 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийг сүлжээний байгууллагын цахилгаан сүлжээнд холбох тохиолдолд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн барилгын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) ажлыг цахилгаан сүлжээнд холбохыг шаардаагүй бол өөр өөр хүмүүст (цаашид эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн хамаарах объектууд гэнэ) харьяалагддаг, ондоо технологид холбоотой эсвэл хамааралтай цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектуудад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг хийх хэрэгтэй. Үүнд:  4.2.4.1 Сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч, мөн цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар өөрсдөд нь харьяалагдах объектуудад гүйцэтгэх ажлын талаарх хоорондын харилцааг өөрсдөө зохицуулна.  4.2.4.2 Сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь дараах үүргийг хүлээнэ. Үүнд:  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) талаар зураг төслийн баримт бичгийг боловсруулах ажлыг гүйцэтгэхдээ техникийн үзүүлэлтийг боловсруулах болон зөвшилцөх;  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын зардлын үнэлгээ, хугацаа, техникийн үндсэн шийдэл, хэрэгжүүлэх зарчмыг багтаасан АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) зураг төслийн баримт бичгийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай техникийн үзүүлэлтэд нийцүүлэн бичих болон зөвшилцөх;  - АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) зураг төслийн баримт бичиг, техникийн үзүүлэлтийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект, АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг хийх шаардлагатай болсон цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар зөвшилцсөн талаарх мэдээллийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нарт өгөх;  - АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг гүйцэтгэх хугацааг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай зөвшилцөнө.  4.2.10-т авч үзсэн тохиолдлуудад сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн баримт бичиг, техникийн үзүүлэлтийг боловсруулсан гүйцэтгэлийн техникийн үзүүлэлтийг зөвшилцөх шаардлагатай бөгөөд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн баримт бичиг, техникийн үзүүлэлтийг боловсруулсан гүйцэтгэлийн техникийн үүрэг даалгаврыг зөвшилцсөн тухай мэдээллийг өгнө.  4.2.4.3 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар дараах үүргийг хүлээнэ. Үүнд:  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч эсвэл сүлжээний байгууллагаас 4.2.4.2-т заасны дагуу хүлээн авсан, АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн баримт бичиг болон төслийн баримт бичгийг боловсруулах ажлыг гүйцэтгэх техникийн үзүүлэлтийг нягталж үзэх болон зөвшилцөх;  - АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг гүйцэтгэх хугацааг зөвшилцөнө.  4.2.4.4 Сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч болон цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч бүр өөрт нь хамаарах объектийн харилцаанд дараах үүргийг хүлээнэ. Үүнд:  - 4.2.4.2 болон 4.2.4.3-т нийцүүлэн боловсруулж, зөвшилцсөн АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) зураг төслийн баримт бичгийн үндэслэлээр АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын баримт бичгийг боловсруулах болон зөвшилцөх;  - АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг зөвшилцсөн хугацаанд гүйцэтгэхийг хариуцна.  4.2.5 Дараах нөхцөлд 4.2.4-т заасан ажлуудыг санхүүжүүлнэ. Үүнд.  - үндэсний хууль тогтоомжийн дагуу цахилгаан сүлжээнд холбосон үед;  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийг цахилгаан сүлжээнд холбоход (технологийн холболт) хамааралгүй цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн барилгын ажлын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) явцад цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъект нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн тухайн объектийн барилгын ажилтай (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) холбоотой АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг гүйцэтгэх шаардлагатай.  Тайлбар - Үндэсний хууль тогтоомжид нийцүүлсэн бөгөөд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъект нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн барилгын ажилтай (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) холбоотой, тухайн объектод АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг хийх шаардлагатай үед үндэсний хууль тогтоомжид зааснаар Тусгаар улсуудын хамтын нөхөрлөлийн гишүүн улсын бүрэн эрхтэй, гүйцэтгэх байгууллагаас баталж, зохицуулдаг хөрөнгө оруулалтын хөтөлбөртэй субъектуудын тоонд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн энэхүү субъектийг оруулсан тохиолдолд энэ субъектэд зориулан баталсан хөрөнгө оруулалтын хөтөлбөрт нийцэх зардлыг тооцсон нөхцөлд тухайн субъект нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудад заасан ажлыг санхүүжүүлнэ. Хэрэв бүрэн эрхтэй, гүйцэтгэх байгууллагаас тухайн субъектэд зориулан баталсан хөрөнгө оруулалтын хөтөлбөрт цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын зардлыг оруулаагүй тохиолдолд дурдсан ажлуудыг санхүүжүүлэх аргыг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай зөвшилцсөнөөр тодорхойлно.  4.2.6 АЭА-ын одоо байгаа төхөөрөмжүүд болон иж бүрдэл нь эрчим хүчний системийн өнөөгийн эсвэл дэвшилтэт горимд зориулсан үйл ажиллагааг хангахгүй эсвэл үндэсний хууль тогтоомжоор заасан албан журмын бусад шаардлагыг биелүүлэх боломжгүй болсон тохиолдолд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг хэрэгжүүлэх үүрэгтэй, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн нийцэх субъект болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдэд үүрэг даалгавар өгөх эрхтэй болно.  Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь эрчим хүчний системийн янз бүрийн схем-горимын таамагласан болон бодит нөхцөлийн боломжит байдлын тооцоо, үнэлгээнд суурилж, АЭА-ын бүрэлдэхүүн болон функционал хамаарлыг (АЭА-ын төхөөрөмжүүд эсвэл иж бүрдлийн суурилуулалт (шинэчлэлт) шаардлагатай болсон цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектууд, АЭА-ын үйл ажиллагааны алгоритм, УҮЯ-ыг хэрэгжүүлэх төрөл, эзлэхүүн болон орон байр) тодорхойлох шаардлагатай.  4.2.7 Аваари эсэргүүцэх удирдлагын үйл ажиллагааг хангахын тулд эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх удирдлагын бүтцэд өөрчлөлт хийх шаардлагатай тохиолдолд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь эрчим хүчний системийн АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийг боловсруулж, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн холбогдох субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдээр тухайн төслийг гүйцэтгүүлэхээр илгээх эрхтэй болно.  4.2.8 Аваари эсэргүүцэх иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг зохиох (шинэчлэх) тухай эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгаврын үндэслэлээр цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн болон ажлын баримт бичиг, техникийн үзүүлэлтийг боловсруулах, мөн төслийн шийдвэрийг гүйцэтгэх шаардлагатай.  АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн болон ажлын баримт бичгийг боловсруулах, АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслүүдийг гүйцэтгэхэд шаардлагатай хөрөнгийг зохих хугацааны хөрөнгө оруулалтын хөтөлбөрт заасан аргаар бүрдүүлсэн (зөвшилцсөн) үед цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамаарах субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид авч үзнэ. Гэхдээ ийм зардлуудыг үндэсний хууль тогтоомжид нийцүүлсэн үед системийн найдвартай байдлыг (системийн үйлчилгээ) хангах үйлчилгээ үзүүлэх дүрмийн дагуу зардлыг нөхөн олгох тохиолдлуудыг тооцохгүй.  4.2.10-т авч үзсэн тохиолдлуудад цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн баримт бичиг боловсруулах, төслийн болон ажлын баримт бичиг, техникийн үзүүлэлт болон ажлыг гүйцэтгэх хугацааны талаар эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх шаардлагатай.  Эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгаварт нийцүүлэн, өөр хүмүүст харьяалагддаг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг гүйцэтгэх шаардлагатай тохиолдолд эдгээр объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар өөрсдөд нь харьяалагдах объектуудад гүйцэтгэх ажлын харилцааны талаарх хоорондын зохицуулалтыг хариуцах, тухайлбал төслийн баримт бичиг болон ажил гүйцэтгэх хугацааг зөвшилцөх хэрэгтэй.  Эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) үүрэг даалгавар авсан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн тогтоосон загвараар, хугацаанд нь өгсөн үүрэг даалгаврыг бодитоор гүйцэтгэсэн тухай мэдээллийг эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд явуулах шаардлагатай.  4.2.9 Эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) үүрэг даалгавар авсан сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь 4.2.2, 4.2.3 болон 4.2.6-д заасан тохиолдлуудад, түүнчлэн цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч бүр өөрт нь хамаарах объектийн харилцаанд АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) төслийн баримт бичгийн үндэслэлээр (энэ стандартад тогтоосон аргад нийцүүлсэн) өөрсдөд нь харъяалагддаг объектуудад АЭА-ын иж бүрдэл, төхөөрөмжийг зохиох (шинэчлэх) ажлын баримт бичгийг боловсруулна.  Эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) үүрэг даалгавар авсан сүлжээний байгууллага, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн баригдаж байгаа (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) объектийг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь мөн дараах үүргийг хүлээнэ. Үүнд:  a) ажлын баримт бичгийг боловсруулахаас өмнө:  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудад суурилуулсан АЭА-ын төхөөрөмжүүдэд үйл ажиллагааны хувьд холбоотой, төслийн объектод суурилуулсан АЭА-ын төхөөрөмжийн тодорхой төрөл болон бүрэлдэхүүн хэсгийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай тодорхойлох болон зөвшилцөх;  - зохицуулалтын объектод хамааруулахаар төлөвлөсөн эсвэл зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын иж бүрдлийн бүрэлдэхүүн хэсгийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх;  б) ажлын баримт бичиг боловсруулах үе шатанд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нартай АЭА-ын аваарийн сигнал, командын жагсаалт болон АЭА-ын төхөөрөмжүүдтэй үйл ажиллагааны хувьд холбоотой хэрэглэдэг телеметрийн мэдээллийн жагсаалтын талаар зөвшилцөнө.  4.2.10-т авч үзсэн тохиолдлуудад АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын баримт бичгийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх шаардлагатай.  4.2.10 АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийг зохиох (шинэчлэх) ажлын болон төслийн баримт бичиг, төслийн баримт бичгийг боловсруулах ажлыг гүйцэтгэх техникийн үзүүлэлтийг эдгээр төхөөрөмжийг байрлуулсан (байрлуулах) диспетчерийн удирдлагад (команд) хамаарах цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх хэрэгтэй.  ОХУ-ын Эрчим хүчний нэгдсэн системд АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийг зохиох (шинэчлэх) тохиолдолд дараах нөхцөлд АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын болон төслийн баримт бичиг, төслийн баримт бичгийг боловсруулах ажлыг гүйцэтгэх техникийн үзүүлэлтийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөнө. Үүнд:  - 25 МВт болон түүнээс дээш хүчин чадалтай цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх объектуудад АЭА-ыг зохиох;  - АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлүүд нь 110 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлийн цахилгаан сүлжээнд цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрийг хянадаг бол цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад АЭА-ыг зохиох;  - эрчим хүчний системийн ажлын цахилгаан эрчим хүчний горимд нөлөөлдөг (нөлөөлж болох) АЭА-ын иж бүрдэл болон төхөөрөмжийн ашиглалтын төлөв эсвэл ажлын технологийн горим, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн өөр объектуудын барилгын (сэлбэх, техникээр тоноглох, шинэчлэх) ажил;  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцсөнөөр цахилгаан сүлжээнд холбох техникийн нөхцөлд нийцүүлсэн АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлыг тус тус оруулна.  4.2.11 АЭА-ын иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг зохиох (шинэчлэх) нэг үе шаттай төслийн үед (зураг төслийн баримт бичиг боловсруулах үе шатгүй) цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар 4.2.10-т авч үзсэн тохиолдолд АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын баримт бичиг болон төслийн баримт бичгийг боловсруулах ажлыг гүйцэтгэх техникийн үзүүлэлтийг мөн цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх шаардлагатай.  4.2.12 АЭА-ыг зохиох (шинэчлэх) ажлын баримт бичгийг АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулахаас өмнө 6 сараас багагүй хугацаанд эсвэл ашиглалтад оруулсан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн нарийн түвэгтэй байдлаас шалтгаалан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцсөн өөр хугацаанд гэхдээ аливаа тохиолдолд АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулахаас өмнө 2 сараас багагүй хугацаанд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд илгээнэ.  4.3 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн тохируулга  4.3.1 АЭА-ын (тохиргоо болон үйл ажиллагааны алгоритмын тодорхойлолт) төхөөрөмж болон иж бүрдлийн тохируулгыг дараах нөхцөлд хийх шаардлагатай. Үүнд:  - АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулсан үед;  - эрчим хүчний системийн схем-горимын нөхцөлийг өөрчилсөн үед АЭА-ын одоо байгаа төхөөрөмж, иж бүрдлийн ашиглалтын процесст хийнэ.  4.3.2 АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийн төслийн болон ажлын баримт бичигт дараах зүйлийг тодорхойлсон байвал зохино. Үүнд:  - төлөвлөсөн тохиргоо;  - үйл ажиллагааны алгоритм (зарчмын, функционал хамаарал-логик схемүүд, программчлахад хялбар логик схемүүд);  - тодорхойлсон хэлбэрээр бичсэн болон хэлбэрийн тохируулга байна.  4.3.3 Зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулахдаа цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцсөнөөр төлөвлөсөн тохиргоо, үйл ажиллагааны алгоритмтэй эсвэл цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгавраар төсөлд төлөвлөснөөс харьцангуй өөрчилсөн тохиргоо, үйл ажиллагааны алгоритмтэй гүйцэтгэнэ.  4.3.4 Зохицуулалтын объект болдоггүй, АЭА-ын шинэ (шинэчилсэн) иж бүрдэл болон төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулахдаа төлөвлөсөн тохиргоо, үйл ажиллагааны алгоритмтэй эсвэл цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигчийн шийдвэрээр шаардлагатай бол цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн бусад субъекттэй зөвшилцсөний дагуу төлөвлөснөөс харьцангуй өөрчилсөн тохиргоо, үйл ажиллагааны алгоритмтэй гүйцэтгэнэ.  Зохицуулалтын объект болдоггүй, давтамжийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалтын (ДБХА) төхөөрөмжийг ашиглалтад оруулахдаа цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн нийцэх субъект эсвэл цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгаварт заасны дагуу ДБХА-ын төхөөрөмжийн тохируулга болон эзлэхүүнд нийцүүлэн тодорхойлсон тохиргоотой гүйцэтгэнэ.  4.3.5 Зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын одоо байгаа төхөөрөмж, иж бүрдлийн ашиглалтын процессын үед үйл ажиллагааны алгоритм, тохиргооны өөрчлөлтийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгаварт заасны дагуу эсвэл цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн зөвшилцлөөр гүйцэтгэх шаардлагатай.  4.3.6 Зохицуулалтын объект болдоггүй, АЭА-ын одоо байгаа төхөөрөмж, иж бүрдлийн ашиглалтын процессын үед үйл ажиллагааны алгоритм, тохиргооны өөрчлөлтийг хийхдээ цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигчийн шийдвэрээр шаардлагатай бол цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн бусад субъекттэй зөвшилцсөний дагуу гүйцэтгэнэ.  4.3.7 АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн үйл ажиллагааны алгоритм, тохиргоог өөрчлөх талаар цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгаврыг дараах нөхцөлд биелүүлэх шаардлагатай. Үүнд:  - одоо байгаа техник хэрэгслийг ашиглан, АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн үйл ажиллагааны алгоритм, тохиргоог өөрчлөх тохиолдолд дээрх үүрэг даалгавраар тогтоосон хугацаанд биелүүлэх;  - одоо байгаа техник хэрэгслийг ашиглан, АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн үйл ажиллагааны алгоритм, тохиргоог өөрчлөх боломжгүй тохиолдолд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нарын зөвшилцсөн хугацаанд биелүүлэх нь тус тус орно.  4.3.8 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгавраар АҮАБ, ҮАДЗ-ийг (УҮЯ-ын эзэлхүүнийг нэмэгдүүлэх талаар оруулсан) тохируулах тохиолдолд одоо байгаа техник хэрэгслийг ашиглан тохируулах боломжгүй бол үүрэг даалгавар авсан өдрөөс хойш 5 сараас багагүй хугацаанд тохируулгыг хийсэн байвал зохино.  4.3.9 АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн тохируулгын талаар цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс үүрэг даалгавар авсан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь тухайн субъектэд:  -үүрэг даалгаврыг биелүүлсэн өдрөөс ажлын гурван хоногоос хэтрэхгүй хугацаанд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс өгсөн үүрэг даалгаварт нийцүүлэн төхөөрөмжүүдийн бодит тохируулгыг хийсэн тухай баталгаа;  - үүрэг даалгаврыг биелүүлсэн өдрөөс нэг сараас хэтрэхгүй хугацаанд АЭА-ын төхөөрөмж эсвэл иж бүрдлийн гүйцэтгэх схемүүдийг илгээх шаардлагатай.  4.3.10 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс цахилгаан сүлжээний байгууллага эсвэл цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлд хамааралтай объектуудыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нарт АҮАБ, ҮАДЗ-ийн УҮЯ-ын эзлэхүүнийг нэмэгдүүлэх талаар үүрэг даалгавар өгнө.  Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн шийдвэрээр ийм үүрэг даалгаврыг цахилгаан станцыг өмчлөгч болон хууль ёсны эзэмшигч эсвэл цахилгаан эрчим хүчний томоохон хэрэглэгчид шууд өгч болно.  Ийм үүрэг даалгаврыг биелүүлэхийн тулд цахилгаан сүлжээний байгууллагууд, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудын бусад өмчлөгч эсвэл хууль ёсны эзэмшигч, цахилгаан станцыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нар нь бие дааж, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн бусад субъект болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчидтэй ажиллах хэрэгтэй.  4.4 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг удирдах үйл явц  4.4.1 Ерөнхий шаардлага  4.4.1.1 Зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн УҮЯ-ын эзэлхүүнийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцсөн хэлэлцээгээр цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид өөрчлөх шаардлагатай.  4.4.1.2 Зохицуулалтын объект болж байгаа АЭА-ын төхөөрөмж, иж бүрдлийн үйл ажиллагаагаар гүйцэтгэсний дараа УҮЯ-ын эзлэхүүнүүдийг сэргээх сэлбэлтийг АЭА-ын логикт өөрөөр авч үзээгүй бол цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн командаар (зөвшөөрлөөр) хийх хэрэгтэй.  4.4.1.3 Хэд хэдэн шатлалаас бүрдсэн УҮЯ-ын хувьд УҮЯ-ын их эзлэхүүнтэй шатлалд УҮЯ-ын бага эзлэхүүнтэй шатлалыг багтаах шаардлагатай.  4.4.1.4 Нэг төрлийн УҮЯ-ыг биелүүлэхээр тогтоосон хугацааны интервалын (нэгэн зэрэг байдлын интервал) хязгаарт АЭА-ын янз бүрийн төхөөрөмж эсвэл иж бүрдлээс хоёр болон түүнээс олон командыг цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектийн АЭА-ын гүйцэтгэх төхөөрөмж хүлээн авсан бол УҮЯ-ын эзлэхүүн ихтэй командыг биелүүлэх хэрэгтэй.  4.4.1.5 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс зааснаар генераторуудыг унтраах (ГУ), турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг богино хугацаанд бууруулах (ТАБХБ), цогц төхөөрөмжүүдийн турбины ачааллыг урт хугацаанд бууруулах (ТАУХБ), генераторуудыг автоматаар ачаалахыг (ГАА) гүйцэтгэхийн тулд АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдэлд холбосон цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн бүрэлдэхүүн хэсгийг цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн хамааралтай өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч тодорхойлох шаардлагатай.  4.4.1.6 УҮЯ-ын нэгэн адил эзлэхүүнийг гүйцэтгэхэд янз бүрийн төрлийн АЭА-ыг ажиллуулж болно.  4.4.1.7 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвд ачааллыг салгах (АС) болон генераторуудыг унтраах (ГУ) эзлэхүүнүүдийн одоогийн утгуудын теле хэмжлийн дамжуулалтыг хариуцах хэрэгтэй.  4.4.1.8 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь АЭА-д холбогдсон ачааллыг салгах (АС) эзлэхүүнүүдийн хэмжлийг хяналтын хэмжлийн нэг хэсгээр жилд хоёр удаа хийж, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд хэмжлүүдийн үр дүнг илгээх шаардлагатай.  Хэрэв шаардлагатай бол цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн субъектууд болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчид нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн үүрэг даалгавраар гэхдээ сард нэгээс илүүгүй удаа ачааллыг салгах (АС) эзлэхүүнүүдийн ээлжит бус хэмжлийг хийж, хэмжлүүдийн үр дүнг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд илгээх хэрэгтэй. Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь ачааллыг салгах (АС) эзлэхүүнүүдийн ээлжит бус хэмжлийг хийх үүрэг даалгаврын хамрах хүрээг тодорхойлохдоо АЭА-ын үйл ажиллагаанд холбогдсон, нийцэх холболтуудын хэмжлүүдийн хүчин чадлын теле хэмжлийн (Цахилгаан эрчим хүчний арилжааны хэмжлийн автоматжуулсан системийн өгөгдлүүд) бэлэн байдлыг тооцож үзвэл зохино.  4.4.2 ДЦС болон АЦС-ын турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг урт болон богино хугацаанд бууруулах  4.4.2.1 Цахилгаан станцын цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн динамик тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэхийн тулд турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг богино хугацаанд бууруулдаг (ТАБХБ).  4.4.2.2 Цахилгаан дамжуулах шугам (ЦДШ) болон тоног төхөөрөмжийн хянах боломжтой хэсгүүдийн хэт ачааллыг устгах, статик тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэхийн тулд турбины цогц төхөөрөмжүүдийн ачааллыг урт хугацаанд бууруулдаг (ТАУХБ).  4.4.2.3 ДЦС болон АЦС-ыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь цогц төхөөрөмжүүдийг ашиглалтад оруулах эсвэл шинэчлэх үед цогц төхөөрөмжүүдийн зохицуулалтын системийг ажлын талбайд туршсан туршилтын үндэслэлээр ТАУХБ болон ТАБХБ техникийн үзүүлэлтүүдийг тодорхойлж, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд илгээх шаардлагатай.  4.4.2.4 ДЦС-ын зуух эсвэл АЦС-ын реакторт хамаарах ачааллыг бууруулахдаа цогц төхөөрөмжүүдийн хүчин чадлыг автоматаар удирдах системээр дамжуулан ТАУХБ хэрэгтэй.  4.4.2.5 500 МВт болон түүнээс дээш хүчин чадалтай ДЦС болон АЦС-ын бүх цогц төхөөрөмжид ТАУХБ болон ТАБХБ-ыг авч үзсэн байвал зохино.  4.4.3 Генераторуудыг унтраах  4.4.3.1 Цахилгаан станцын цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, давтамжийн ихсэлтийг хязгаарлах, цахилгаан дамжуулах шугам (ЦДШ) болон тоног төхөөрөмжийн хянах боломжтой хэсгүүдийн хэт ачааллыг устгахын тулд генераторуудыг унтраадаг (ГУ).  4.4.3.2 Генераторуудыг хоосон явалтаар ажиллуулах эсвэл дотоод хэрэгцээний ачааллыг хангах эсвэл цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийг аюулгүй түр зогсооход баталгаа гаргадаг технологийн автоматжуулалтын ажлыг дагалдсан, генераторын эсвэл блокийн автомат таслуурыг салгаснаар генераторуудыг унтраадаг.  4.4.3.3 Цогц төхөөрөмжүүдийн аваарийн ачааллыг бууруулах автомат системээр тоноглосон, ДЦС-ын цогц төхөөрөмжүүдийн генераторыг унтраахдаа дотоод хэрэгцээний ачааллыг хангахаар ажиллуулах болон цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжүүдийн аваарийн ачааллыг бууруулах автоматжуулалттайгаар гүйцэтгэх шаардлагатай.  4.4.4 Цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллыг салгах  4.4.4.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, хүчдэл болон давтамжийн бууралтыг хязгаарлах, цахилгаан дамжуулах шугам (ЦДШ) болон тоног төхөөрөмжийн хянах боломжтой хэсгүүдийн хэт ачааллыг устгахын тулд цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллыг салгадаг (АС).  4.4.4.2 Салгасан холболтуудын автомат дахин залгалт болон нөөцийн автомат оролтын хориг бүхий эрчим хүчний системд холбогдсон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийн цахилгааны бүх холболтыг салгах замаар ачааллыг салгах (АС) хэрэгтэй.  4.4.4.3 Цахилгаан хангамжийн найдвартай байдлын бүх зэрэглэлийн цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийг (АС) үйл ажиллагаанд холбох боломжтой.  4.4.4.4 Ачааллыг салгах (АС) үйл ажиллагааны үед аваарийн эсвэл технологийн түвшинтэй нийцүүлсэн, цахилгаан эрчим хүчний зарцуулалтын шаардагдах хамгийн бага түвшнийг тухайн цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчийн цахилгаан хангамжийн найдвартай байдлын зэрэглэлийг авч үзсэн, автомат эхлэл бүхий бие даасан нөөцийн үүсгүүрийн тэжээлийн цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчийн хэрэглээгээр хангах шаардлагатай.  4.4.5 Эрчим хүчний системийг синхрон бус ажиллах хэсгүүдэд хуваах  4.4.5.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, асинхрон горимыг устгах, давтамжийн бууралт / ихсэлтийг хязгаарлахын тулд эрчим хүчний системийг (СХ) хуваадаг.  4.4.5.2 Салгах бүх автомат таслуурын автомат дахин залгалтын хориг бүхий ЦДШ болон цахилгаан сүлжээний тоног төхөөрөмжийг урьд нь тодорхойлсон цэгүүдэд салгаснаар эрчим хүчний системийг хуваах шаардлагатай.  4.4.5.3 Эрчим хүчний системийг (СХ) хуваах хэсгүүдийг дараах шаардлагыг тооцож, сонгох хэрэгтэй. Үүнд:  - эрчим хүчний системийн хуваасан хэсгүүдэд чадлын тэнцвэргүй байдлыг багасгах;  - салгасан автомат таслуурын тоог цөөлөх;  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудын тоног төхөөрөмж болон ЦДШ-ын ажлын зөвшөөрөгдсөн горимуудыг хангах нь тус тус орно.  4.4.5.4 Эрчим хүчний системийг (СХ) хуваахын тулд 220 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй ЦДШ-ыг салгасан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад синхрончлолын төхөөрөмж суурилуулах шаардлагатай.  4.4.6 Генераторуудыг автоматаар ачаалах  4.4.6.1 Хянах боломжтой хэсгүүд, ЦДШ болон тоног төхөөрөмжийн хэт ачааллыг устгах, давтамжийг сэргээхийн тулд генераторуудыг автоматаар ачаална (ГАА).  4.4.6.2 (ГАА)-д дараах нөхцөлийг оруулдаг. Үүнд:  - УЦС болон УХЦС-ын нөөцийн агрегатууд, хийн турбин болон уур, хийн төхөөрөмж, мөн хийн поршений агрегатуудыг асаах;  - компенсаторын синхрон горимд ажилладаг УЦС болон УХЦС-ын агрегатуудыг генераторын горимд шилжүүлэх;  - насосын горимд ажилладаг УХЦС-ын агрегатуудыг генераторын горимд шилжүүлэх;  - усан цахилгаан станцын генераторуудыг ачаалах, хийн турбин болон уур, хийн төхөөрөмж, мөн хийн поршений агрегатуудыг ачаална.  4.4.6.3 усан цахилгаан станцын агрегат үйлдвэрлэгчээс өгсөн өгөгдлийг үндэслэн, УЦС болон УХЦС-ыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигчийн тодорхойлсон боломжит хамгийн их хурдтайгаар генераторуудыг автоматаар ачаалах (ГАА) хэрэгтэй.  4.4.7 Генераторуудын цахилгаан тоормос  4.4.7.1 Цахилгаан станцын цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн динамик тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэхийн тулд генераторуудын цахилгаан тоормосыг хэрэглэдэг.  4.4.7.2 Цахилгаан станцын шинүүдэд идэвхтэй ачааллын эсэргүүцлийг богино хугацаанд автоматаар залгах замаар цахилгаан тоормосыг гүйцэтгэнэ.  4.4.7.3 Цахилгаан станцын цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн динамик тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэхийн тулд ДЦС, АЦС-д ТАБХБ болон ГУ, мөн УЦС-д ГУ нь үр дүнгүй (боломжгүй) тохиолдолд цахилгаан тоормосыг хэрэглэх шаардлагатай.  4.4.8 Цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчлөх  4.4.8.1 Тоноглолын хэт ачааллыг устгах, хүчдэлийн ихсэлт эсвэл бууралтыг хязгаарлахын тулд цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчилдөг.  4.4.8.2 ЦДШ, трансформаторууд, автотрансформаторуудыг салгах, эрчим хүчний системийг хуваахтай холбоогүй шинийн системийг хуваах аргаар цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчилнө.  4.4.8.3 Генераторуудыг унтраах, генераторуудыг автоматаар ачаалах болон цогц төхөөрөмжүүдийн турбины ачааллыг урт хугацаанд бууруулах нь үр дүнгүй (боломжгүй) тохиолдолд цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчлөх хэрэгтэй.  4.4.9 Цахилгаан сүлжээний удирдлагын элементүүдийн ашиглалтын нөхцөл болон ажлын горим өөрчлөх (тогтмол гүйдлийн оруулга болон дамжуулалт, компенсацлах тоног төхөөрөмжийг цахилгаан системийн схемд зэрэгцээ холбох (хөндлөн) болон компенсацлах тоног төхөөрөмжийг ЦДШ-д цуваа холбох (уртааш) компенсацийн суурилуулалт)  4.4.9.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, хянах боломжтой хэсгүүд, ЦДШ болон тоноглолын хэт ачааллыг устгах, давтамжийн бууралтыг хязгаарлахын тулд тогтмол гүйдлийн оруулга болон дамжуулалтын ашиглалтын нөхцөл болон ажлын горимуудыг өөрчилнө.  4.4.9.2 Цахилгаан станцын болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллын тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх эсвэл тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлахын тулд ЦДШ-д цуваа холбож (уртааш) компенсацлах тоног төхөөрөмжийн ашиглалтын нөхцөл болон ажлын горимуудыг өөрчилнө.  4.4.9.3 Цахилгаан станцын болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллын тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, хүчдэлийн бууралт эсвэл ихсэлтийг хязгаарлахын тулд цахилгаан системийн схемд зэрэгцээ холбож (хөндлөн) компенсацлах тоног төхөөрөмжийн ашиглалтын нөхцөл болон ажлын горимуудыг өөрчилдөг.  4.4.9.4 Хүчдэлийн бууралт эсвэл ихсэлтийг хязгаарлахын тулд цахилгаан системийн схемд зэрэгцээ холбож (хөндлөн) компенсацлах, ЦДШ-д цуваа холбож (уртааш) компенсацлах тоног төхөөрөмжийн ашиглалтын нөхцөл болон ажлын горимуудыг өөрчлөх нь ачааллыг салгах, сүлжээний топологийг өөрчлөх хамаарлаас түрүүнд байх шаардлагатай.  5 Эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төрөл  5.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх автоматжуулалт  5.1.1 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх дотоод автоматжуулалт  5.1.1.1 Цахилгаан станцын генераторууд, цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн хөдөлгөөнт ачаалал, хянах боломжтой хэсэг, эрчим хүчний дүүргийн статик болон динамик тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, мөн ЦДШ болон тоноглолын гүйдлийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй хэт ачааллаас сэргийлэхийн тулд тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх дотоод автоматжуулалтыг төлөвлөдөг.  5.1.1.2 Тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх дотоод автоматжуулалтын (ТАСДА) иж бүрдлийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад суурилуулах шаардлагатай.  5.1.1.3 ТАСДА-ын иж бүрдлүүдийг АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмж шиг (цаашид АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмж гэнэ) болон/ эсвэл бие даасан горимоор ажиллуулах боломжийг авч үзэх хэрэгтэй.  5.1.1.4 ТАСДА-ын иж бүрдлийг АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмжөөр ажиллуулах үед АЭАТС-ийн дээд түвшний программ хангамж болон техник хангамжийн иж бүрдэл (ПХТХИБ) эсвэл АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-тэй холбооны сувгуудад эвдрэл гарсан тохиолдолд ТАСДА-ын иж бүрдэл нь ажлын бие даасан горимд автоматаар шилжих шилжилтээр хангагдсан байх шаардлагатай.  5.1.1.5 ТАСДА-ын иж бүрдлүүд нь эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс өгсөн эсвэл АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-ээр тооцоолсон УҮЯ-ын хүснэгтээс УҮЯ-ын сонголтыг шийдэх хэрэгтэй. Эсвэл эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс тодорхойлсон цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрээс УҮЯ-ын эзлэхүүний функционал хамаарлын үндэслэлээр тооцоо хийх шаардлагатай (II-ДО зарчим).  5.1.1.6 ТАСДА-ын иж бүрдлүүдэд пускийн дараах нөхцөлийг хэрэглэдэг. Үүнд:  - ЦДШ-ыг салгах;  - цахилгаан дамжуулах хоёр шугамыг нэг зэрэг салгах;  - шинийн системийг салгах;  - цогц төхөөрөмжүүдийг салгах;  - трансформатор / автотрансформаторыг салгах;  - цахилгаан станцын шинд ойрхон эсвэл удаан хугацааны богино холболт;  - заасан утга бүхий хянах боломжтой хэсэгт идэвхтэй чадлын урсгалыг хэтрүүлэх;  - шаардлагатай бол бусад нөхцөлийг хэрэглэнэ.  5.1.1.7 Цахилгаан дамжуулах шугамын тасалдлыг илрүүлэх (ЦДШТИ) төхөөрөмжийг 330 кВ болон илүү өндөр хүчдэлтэй бүх ЦДШ-ын тал бүрд суурилуулах хэрэгтэй.  5.1.2 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төвлөрсөн систем  5.1.2.1 Эрчим хүчний системийн (эрчим хүчний системийн хэсгийн) тогтворжилт алдагдахаас сэргийлэх, ЦДШ болон тоноглолын гүйдлийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй хэт ачааллаас сэргийлэхийн тулд аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төвлөрсөн систем (АЭАТС)-ийг төлөвлөдөг.  5.1.2.2 АЭАТС-ийн архитектурт дараах зүйлийг авч үзэх шаардлагатай. Үүнд:  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвд суурилуулсан, дээд түвшний программ хангамж болон техник хангамжийн иж бүрдэл (ПХТХИБ);  - цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад суурилуулсан, АЭАТС-ийн доод түвшний нэг эсвэл хэдэн төхөөрөмж;  - АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ болон доод түвшний төхөөрөмж бүрийн хооронд мэдээлэл солилцоход зориулсан өгөгдөл дамжуулах сувгууд болон тоног төхөөрөмж байна.  5.1.2.3 АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ нь циклийн горимд дараах функцийн гүйцэтгэлийг хариуцах хэрэгтэй. Үүнд:  - шуурхай мэдээллийн иж бүрдэл (ШМИБ)-ээс телеметрийн мэдээллийг хүлээн авах, боловсруулах;  - эрчим хүчний системийн тооцооны өнөөгийн загварыг боловсруулах болон нөхцөл байдлыг үнэлэх;  - эрчим хүчний системийн тооцооны өнөөгийн загвараар тооцоолсон, горим болон тогтворжилтын тооцооны үндэслэлээр пускийн үндсэн хэсгүүдийн тогтоосон бүрдэлд зориулсан УҮЯ-ыг тодорхойлох (I-ДО зарчим);  - пускийн үндсэн хэсгүүдийн тогтоосон бүрдэлд зориулсан УҮЯ-ын хүснэгтийг АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмжүүдэд дамжуулах;  - АЭАЗС-тэй болон хамаарах эрчим хүчний системүүдийн АЭАТС-тэй технологийн мэдээлэл (АЭАТС-ийн тооцооны загвар, чадлын хүлээн зөвшөөрөх боломжтой огцом ихсэлт, тэнцвэргүй байдал зэрэгт зориулсан эквивалентууд) солилцох нь тус тус орно.  5.1.2.4 АЭАТС-ийн тооцооны циклийн хязгаарын утгыг 30 с-ээс хэтрүүлж болохгүй.  5.1.2.5 АЭАТС-ийн тооцооны загварыг ажиглах боломжтой байх шаардлагатай (АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д дамжуулсан телеметрийн мэдээллийн эзлэхүүн нь эрчим хүчний системийн тооцооны өнөөгийн загварыг зөв бүрдүүлэхэд хангалттай байх хэрэгтэй).  5.1.2.6 АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмж нь дараах функцийн гүйцэтгэлийг хангах шаардлагатай. Үүнд:  - пускийн үндсэн хэсгүүдийн тогтоосон бүрдэлд зориулсан УҮЯ-ын хүснэгтийг АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д хүлээн авах, хадгалах;  - пускийн үндсэн хэсгүүдийн үйл ажиллагааг зохицуулах;  - пускийн тодорхой үндсэн хэсэгт зориулсан УҮЯ-ын хүснэгтээс УҮЯ-ыг сонгох;  - аваарийн сигнал болон командыг дамжуулах (хүлээн авах) төхөөрөмж (АСКДТ)-ийн хэрэгслээр УҮЯ-ыг гүйцэтгэх;  - хэрэгжүүлсэн УҮЯ болон үйл ажиллагааны тухай мэдээллийг АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д дамжуулна.  5.1.2.7 АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмж болон АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ тус бүрийн хооронд 7 дугаар бүлэгт заасан шаардлагын дагуу холбооны сувгуудыг системчилсэн байх шаардлагатай.  5.1.2.8 АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д эсвэл 5.1.2.7-д заасан холбооны сувгуудад эвдрэл гарсан гарсан үед доод түвшний төхөөрөмжүүд нь ажлын бие даасан горимд автоматаар шилжих хэрэгтэй.  5.1.3 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохицуулах систем  5.1.3.1 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтыг зохицуулах системийг (АЭАЗС) АЭАТС-ийн тохируулгын параметрүүдийг оновчтой болгох, УҮЯ-ыг багасгах зорилгоор эрчим хүчний системийн аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төвлөрсөн системийн үйлчлэлийг зохицуулахад төлөвлөдөг.  5.1.3.2 АЭАЗС нь дараах параметрийн АЭАТС-ийн даалгаврын аргаар АЭАТС-ийг зохицуулах шаардлагатай. Үүнд:  - АЭАТС-ийн тооцооны загварт зориулсан бодит эквивалентууд;  - АЭАТС-ийн удирдах үйл явцыг хэрэгжүүлэх үед чадлын зөвшөөрөх боломжтой хамгийн их тэнцвэргүй байдал байна.  5.1.3.3 Эрчим хүчний системийг зохицуулдаг АЭАТС-ийг багтаасан үйл ажиллагааны бүсэд болон цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвд АЭАЗС-ийг суурилуулах хэрэгтэй.  5.1.3.4 АЭАЗС болон зохицуулсан АЭАТС бүрийн дээд түвшний ПХТХИБ-ийн хооронд холбооны сувгуудыг 7 дугаар бүлэгт заасан шаардлагуудын дагуу системчилсэн байвал зохино.  5.1.3.5 АЭАЗС-д эсвэл 5.1.3.4-т заасан холбооны сувгуудад эвдрэл гарсан гарсан үед АЭАТС нь ажлын бие даасан горимд автоматаар шилжих хэрэгтэй.  5.2 Асинхрон горимыг устгах автоматжуулалт  5.2.1 Асинхрон горимыг устгах автоматжуулалтыг тусдаа генераторууд, цахилгаан станц болон эрчим хүчний системийн хэсгүүдэд асинхрон горимоос сэргийлэх болон асинхрон горимыг устгахад зориулан төлөвлөдөг.  5.2.2 Нэг фазын дамжуургатай автомат таслуур суурилуулсан бөгөөд бүрэн бус фазын горимын хамгаалалтгүй холболтуудад бүрэн бус фазын асинхрон горимыг илрүүлдэг бөгөөд устгадаг АГУА-ыг суурилуулах шаардлагатай.  5.2.3 Цахилгаан станцтай харилцан уялдаатай, өдөөсөн генераторын асинхрон горимуудыг тухайн генераторыг унтраах замаар устгах хэрэгтэй.  5.2.4 Цахилгаан станц болон эрчим хүчний системийн хэсгийн асинхрон горимыг эрчим хүчний системийг хуваах (СХ) замаар устгах шаардлагатай.  5.2.5 Асинхрон горим үүсэж магадгүй бүх холболтод АГУА-ын төхөөрөмжийг суурилуулсан байх хэрэгтэй. Асинхрон горим үүсэж магадгүй холболт бүрийн хувьд холболтын аливаа цэгт хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэг бүхий асинхрон горимыг АГУА-ын хоёр төхөөрөмжөөр сонгон илрүүлэхээр бэлтгэх шаардлагатай.  5.2.6 СХ үед АГУА-ын төхөөрөмжийн үйл ажиллагааг тухайн төхөөрөмжийг суурилуулсан, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектод хэрэгжүүлэх хэрэгтэй. Хэрэв СХ үед АГУА-ын төхөөрөмжийн үйл ажиллагааны логикийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн өөр объектод авч үзсэн бол АГУА-ын энэ төхөөрөмжийн үйл ажиллагаа нь тухайн төхөөрөмжийг суурилуулсан, цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектод СХ үеийн сүүлийн үе шатанд хэрэгжихээр бэлтгэсэн байвал зохино.  5.2.7 АГУА-ын төхөөрөмжийн алгоритм болон тохируулга нь дараах нөхцөлийг хангах шаардлагатай. Үүнд:  - асинхрон горимыг илрүүлэх болон УҮЯ-ыг шилжүүлэн өгөх;  - хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэгийг илрүүлэх (110 кВ болон түүнээс бага хүчдэлтэй цахилгаан сүлжээнд хүчдэл тэг хүртэл буурсан үеийн цахилгаан сүлжээний цэгийг илрүүлдэггүй АГУА-ын төхөөрөмж ашиглахыг зөвшөөрдөг);  - асинхрон горимын циклийн тоог бүртгэх;  - асинхрон горимгүй үед ажиллахгүй байх нь тус тус орно.  5.2.8 330 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй сүлжээнүүдэд асинхрон горимуудыг нэгдүгээр циклд нь устгах шаардлагатай.  5.2.9 Тухайн хэсэгт багтаасан 330 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй холболтуудад суурилуулсан АГУА-ын төхөөрөмжүүд ажилласны дараа 110 болон 220 кВ хүчдэлтэй холболтуудад суурилуулсан АГУА-ын төхөөрөмжүүд нь асинхрон горимын хэсэгт ажиллах хэрэгтэй.  220 кВ болон түүнээс бага хүчдэлтэй цахилгаан сүлжээнд суурилуулсан АГУА-ын төхөөрөмжийн хувьд СХ үйл ажиллагааг асинхрон горимын дөрвөн циклээс хоцрохгүйгээр хэрэгжүүлэх шаардлагатай.  5.2.10 АЦС-ын бүх генератор мөн ДЦС УЦС-ын 500 МВт болон түүнээс дээш хүчин чадалтай бүх генераторт АГУА-ын төхөөрөмж суурилуулах хэрэгтэй.  Хүчин чадал багатай генераторуудад АГУА-ын төхөөрөмж суурилуулах шаардлагыг зураг төслийн шийдвэрээр тодорхойлох шаардлагатай.  5.3 Давтамжийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт  5.3.1 Давтамжийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалтыг (ДБХА) цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмж болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийн тогтвортой ажиллагааны нөхцөлд хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй давтамжийн бууралт, түүнчлэн бодит чадал дутагдсан үед эрчим хүчний систем эсвэл системийн хэсэг бүрэн унтрах, ялангуяа аваарийн үед эрчим хүчний систем эсвэл системийн хэсгийн ажлыг тусгаарлахаас сэргийлэхэд зориулан төлөвлөдөг.  5.3.2 Гүйцэтгэх үүргээс нь шалтгаалан ДБХА-ыг дараах төхөөрөмжид хуваана. Үүнд:  - нөөцийн автомат давтамжийн оролт (НАДО);  - автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах (АҮАБ);  - нэмэлт автоматаар ачааллыг бууруулах (НААБ);  - давтамжийг хуваах автоматжуулалт (ДХА);  - үелзлийн автомат дахин залгагч (ҮАДЗ) байна.  5.3.3 Нөөцийн автомат давтамжийн оролт  5.3.3.1 Цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүчийг таслахад автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах (АҮАБ) төхөөрөмжийн ажлын эзлэхүүнийг үл зөвшөөрөх эсвэл багасгах зорилгоор бодит чадлын дутагдлыг бууруулахын тулд Нөөцийн автомат давтамжийн оролтыг (НАДО) төлөвлөдөг.  5.3.3.2 Эрчим хүчний системийн давтамж 49,4 – 49,7 Гц хүртэлх хязгаарын утга хүртэл буурах үед НАДО-ын төхөөрөмж нь генераторуудыг автоматаар ачаалахаар (ГАА) ажиллах шаардлагатай.  5.3.3.3 50 МВт болон түүнээс дээш хүчин чадалтай бүх УЦС болон УХЦС-ыг НАДО-ын төхөөрөмжөөр хангах хэрэгтэй.  Хүчин чадал багатай УЦС-д НАДО-ын төхөөрөмж суурилуулах шаардлагыг тухайн УЦС-ын оршдог бүс нутгийн схем-горимын нөхцөлөөс шалтгаалан зураг төслийн үе шатанд тодорхойлдог.  5.3.4 Автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах  5.3.4.1 Автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах (АҮАБ) төхөөрөмжийг цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмж болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийн тогтвортой ажиллагааны нөхцөлд хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй давтамжийн бууралт болон давтамжийг дараа нь сэргээхээс сэргийлэхийн тулд төлөвлөдөг.  5.3.4.2 АҮАБ төхөөрөмжүүд нь давтамж 49,2 Гц-ээс доош буурсан үед ээлж дарааллаар ачааллыг салгахаар (АС) ажиллах хэрэгтэй.  5.3.4.3 Автомат үелзлийн ачааллыг бууруулах (АҮАБ) төхөөрөмжийг үйл ажиллагаагаар нь дараах төхөөрөмжид хуваана. Үүнд:  - давтамж 49,0 Гц-ээс доош буурах үед АЦС-ын цогц төхөөрөмжүүдийн ачаалал бууруулахаас сэргийлдэг АҮАБ, тухайлбал тусгай дараалалтай АҮАБ төхөөрөмж нь давтамж буурах процессыг зогсооход зориулан төлөвлөсөн АҮАБ-1 төхөөрөмж;  - АҮАБ-1 төхөөрөмжийн үйлчлэлийн дараа эсвэл давтамж аажим буурсан үед давтамжийг сэргээхэд зориулан төлөвлөдөг АҮАБ-2 төхөөрөмж байна.  5.3.4.4 АҮАБ-1 төхөөрөмжийн давтамжийн тохиргоо дараах хязгаарт байх шаардлагатай. Үүнд:  - АҮАБ-1 төхөөрөмжийн хувьд 46,5 – 48,8 Гц хязгаарт;  - тусгай дараалалтай АҮАБ төхөөрөмжийн хувьд 49,0 – 49,2 Гц хязгаарт байна.  АҮАБ-1 төхөөрөмж болон тусгай дараалалтай АҮАБ төхөөрөмжийн хугацааны тохиргоо нь 0,15 – 0,5 с-ын хязгаарт байх хэрэгтэй. Гэхдээ цахилгаан сүлжээнд богино залгаа гарсан үеийн АҮАБ-1 төхөөрөмжийн (түүнчлэн тусгай дараалалтай АҮАБ төхөөрөмж) үйл ажиллагааг тооцохгүй.  5.3.4.5 АҮАБ-2 төхөөрөмжийг үйл ажиллагаагаар нь дараах төхөөрөмжид хуваана. Үүнд:  - нэгтгээгүй АҮАБ-2 төхөөрөмж;  - нэгтгэсэн АҮАБ-2 төхөөрөмж байна.  Нэгтгэсэн АҮАБ-2 төхөөрөмжөөр салгасан ачааллын эзлэхүүнийг АҮАБ-1 төхөөрөмжөөр салгасан ачааллын эзлэхүүнд багтаана.  АҮАБ-1 төхөөрөмжид холбосон ачааллыг салгахдаа эзлэхүүний хамгийн багадаа 60 %-ийг нэгтгэсэн АҮАБ-2 төхөөрөмжид холбосон байх шаардлагатай.  АҮАБ-2 төхөөрөмжийн давтамжийн тохиргоо нь 48,7 – 49,1 Гц хүртэл хязгаарт байвал зохино.  АҮАБ-2 төхөөрөмжийн хугацааны тохиргоо нь 5 – 70 с-ын хязгаарт байх хэрэгтэй.  5.3.4.6 АҮАБ төхөөрөмжөөр салгасан ачааллын нийт эзлэхүүн нь цахилгаан сүлжээний бодит чадлын алдагдал болон цахилгаан станцын дотоод болон аж ахуйн хэрэгцээний чадлын хэрэглээг (цаашид – хэрэглээний тооцоот эзлэхүүн гэнэ) багтаасан, эрчим хүчний системийн чадлын таамагласан, хамгийн их зарцуулалтын 60 %-аас ихгүй байх шаардлагатай. Үүнд:  - АҮАБ-1 төхөөрөмжөөр салгасан ачааллын эзлэхүүн нь хэрэглээний тооцоот эзлэхүүний (ялангуяа тусгай дараалалтай АҮАБ төхөөрөмжүүдийн салгасан ачаалал нь хэрэглээний тооцоот эзлэхүүний 3 %-аас багагүй) 50 %-аас багагүй байна;  - нэгтгээгүй АҮАБ-2 төхөөрөмжөөр салгасан ачааллын эзлэхүүн нь хэрэглээний тооцоот эзлэхүүний 10 %-аас багагүй байна.  5.3.5 Ачааллыг нэмэлт автоматаар бууруулах  5.3.5.1 Ачааллыг нэмэлт автоматаар бууруулах (АНАБ) төхөөрөмжийг АҮАБ-1 төхөөрөмжийн үр дүнтэй ажлыг хангахын тулд төлөвлөдөг.  5.3.5.2 Бодит чадлын дутагдал нь эрчим хүчний системийн (эрчим хүчний системийн хэсгийн) хэрэглээний ачааллын 45 %-аас их бөгөөд давтамжийн бууралтын хурд 1,8 Гц/сек-ээс их болсон тохиолдолд АНАБ төхөөрөмжийг эрчим хүчний системд (эрчим хүчний системийн хэсэгт) суурилуулж болно.  5.3.5.3 АНАБ төхөөрөмж нь АҮАБ төхөөрөмжийн үр дүнтэй ажлыг хангахад шаардлагатай эзлэхүүнд хугацааны хоцролтгүйгээр ачааллыг салгах (АС) шаардлагатай.  5.3.6 Давтамжийг хуваах автоматжуулалт  5.3.6.1 Эрчим хүчний системд давтамжийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй бууралтын үед ДЦС-ыг бүрэн унтраахаас сэргийлэхийн тулд давтамжийг хуваах автоматжуулалтын (ДХА) төхөөрөмжийг төлөвлөдөг.  5.3.6.2 Эрчим хүч үйлдвэрлэх, хуваарилсан тоног төхөөрөмжийн тогтвортой ажлыг хангаснаар ДЦС эсвэл станцын цогц төхөөрөмж (генераторууд) дотоод хэрэгцээнийхээ эсвэл тусгаарласан дүүргийн тэжээлийг хангахыг хуваарилах зорилгоор (ДХА) төхөөрөмжүүдийг ажиллуулах хэрэгтэй.  5.3.6.3 ДХА төхөөрөмжийг 25 МВт болон түүнээс дээш хүчин чадалтай, бүх ДЦС-д суурилуулах шаардлагатай. Гэхдээ ДХА төхөөрөмжийг суурилуулах боломжгүй ажлын нөхцөлтэй ДЦС-уудад суурилуулахгүй.  ОХУ-ын Эрчим хүчний нэгдсэн системд ДХА төхөөрөмжийг суурилуулах боломжгүй гэдгийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцсөний дараа ДЦС-ыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигчээр баталгаажуулсан шийдвэрээр албан ёсны болгох хэрэгтэй.  5.3.6.4 Цахилгаан сүлжээний байгууллагын объектуудад ДХА-ын хэмжлийн төхөөрөмж суурилуулахыг зөвшөөрөхгүй.  5.3.6.5 ДХА төхөөрөмжийн үйл ажиллагааны тохиргоо нь давтамж болон хугацааны дараах хязгаарт байвал зохино. Үүнд:  - 1-р шатлал: 46,0 – 47,0 Гц хүртэл / 0,3 -0,5 с хүртэл;  - 2-р шатлал: 47,0 – 47,5 Гц хүртэл / 30 -45 с хүртэл байна.  5.3.6.6 Эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийг өөрийнх нь дотоод хэрэгцээнд зориулан хуваарилсан үед ДХА төхөөрөмжийн үйл ажиллагаагаар эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн тогтвортой ажлыг хамгийн багадаа 30 мин хангах хэрэгтэй.  5.3.6.7 ДЦС болон станцын цогц төхөөрөмжүүдэд (генераторууд) эсвэл тусгаарласан дүүрэгт хуваарилах ДХА төхөөрөмжийн үйл ажиллагаа нь боломжтой бол заасан дүүрэгт бодит чадлын тэнцвэртэй байдлыг хангах шаардлагатай.  АҮАБ үйлчлэлийг тооцсон, ДЦС-ын эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн тогтвортой ажлыг хангах нөхцөлөөр бодит чадлын тэнцвэргүй байдлын хүлээн зөвшөөрөх боломжтой утгыг тодорхойлдог.  5.3.6.8 ДХА төхөөрөмжийг суурилуулсан эсвэл суурилуулахаар төлөвлөж байгаа бүх цахилгаан станцын хувьд тусгаарласан ачаалалд ДХА төхөөрөмжийн үйл ажиллагаагаар цахилгаан станцыг хуваарилах үед тухайн станцын эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн тогтвортой ажлын нөхцөлийн гүйцэтгэлийг шалгах хэрэгтэй.  ДЦС-ыг өмчлөгч эсвэл хууль ёсны өөр эзэмшигч нь шалгалтыг долоон жилд нэгээс цөөнгүй удаагийн давтамжтай, мөн дараах нөхцөлд хийх шаардлагатай. Үүнд:  - ДХА-ыг шинэчлэх;  - ДХА төхөөрөмжийн ажиллагаагаар хуваарилсан, эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн автомат зохицуулалтын системийг шинэчлэх;  - эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмжийн аваарийн ачааллыг бууруулах автомат системийг (АСАРБ) шинэчлэх (“дотоод хэрэгцээнд нь зориулан генераторыг хуваарилсан” схемээр гүйцэтгэсэн ДХА төхөөрөмжийн хувьд) нь тус тус орно.  Шалгалтыг туршилт хийх замаар хийвэл зохино.  5.3.6.9 Шинүүдэд нь хүчдэл хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй буурсан үед ДЦС-ыг бүрэн унтраахаас сэргийлэхэд зориулсан автоматжуулалтыг шаардлагатай бол ДЦС-д суурилуулах хэрэгтэй. Заасан автоматжуулалт нь:  - ДЦС-ын шинүүдэд хүчдэл буурсан үеийн үргэлжлэх хугацаа болон хүчдэлийн утга, ДЦС-ын генераторын статорын гүйдлийн хэмжээ, шаардлагатай бол ДЦС-ын генераторын хуурмаг чадлын өөрчлөлтийн хурд болон хэмжээг хянах хэрэгтэй. Түүнчлэн энэ автоматжуулалтыг ДЦС-д ойрхон орших цахилгаан сүлжээний ЦДШ-ыг салгахаар тохируулсан пускийн нэмэлт үндсэн хэсгүүдээр хэрэглэж болно;  - 5.3.6.2, 5.3.6.4, 5.3.6.6 болон 5.3.6.7-р заалтад заасан шаардлагад нийцэх хэрэгтэй;  - ДХА-тай техник хангамжаар нэгтгэн гүйцэтгэж болно.  5.3.7 Үелзлийн автомат дахин залгагч  5.3.7.1 Эрчим хүчний системд давтамжийг сэргээх процесст АҮАБ төхөөрөмжөөс салгасан цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийг автоматаар залгахад зориулан үелзлийн автомат дахин залгагч (ҮАДЗ) төхөөрөмжийг төлөвлөдөг.  5.3.7.2 Цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийг давтамжийн 49,4 – 49,8 Гц хүртэл хязгаарт ээлж дарааллаар залгахад ҮАДЗ төхөөрөмжийг ажиллуулах шаардлагатай.  5.3.7.3 ҮАДЗ-ийн дарааллын эзлэхүүний сонголт болон тохируулгаас ҮАДЗ-ийн үйлчлэх үеийн АҮАБ-ыг давтах ажиллагааг хасах хэрэгтэй.  5.3.7.4 Цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн нэг объектийн ҮАДЗ төхөөрөмжийн нэг дараалалд хэдэн холболтыг залгасан үед холболтуудыг 1 с-ээс багагүй хугацааны интервалтайгаар нэг нэгээр нь залгах шаардлагатай.  5.3.7.5 АҮАБ төхөөрөмжийн салгасан цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн тэжээлийг шуурхай ажиллагааны ажилтны үйлдлүүдээр түргэн сэргээх боломжгүй дэд станцуудад ҮАДЗ төхөөрөмжийг хамгийн түрүүнд суурилуулах хэрэгтэй.  5.4 Давтамжийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт  5.4.1 Эрчим хүчний системд давтамжийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй ихсэлтийг ДЦС болон АЦС-ын турбины аюулгүй ажиллагааны автоматжуулалт ажиллах боломжтой түвшинд хүртэл сэргийлэхийн тулд давтамжийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалтыг (ДИХА) төлөвлөдөг.  5.4.2 Давтамжийн анхдагч зохицуулалтын үйлчлэлийг тооцсон, давтамж 53,0 Гц-ээс ихээр нэмэгдэхэд хүргэдэг, чадлын их хэмжээний илүүдэлтэй байж болох тусгаарласан ажилд хуваарилах боломжтой эрчим хүчний системийн хэсгүүдэд оршдог ДЦС, АЦС болон УЦС-д ДИХА төхөөрөмжийг суурилуулах шаардлагатай.  5.4.3 ДИХА төхөөрөмжийн тохиргоо нь 51,0 – 53,0 Гц хүртэл хязгаарт байвал зохино.  5.4.4 Генераторуудыг унтраахад (ГУ) ДИХА төхөөрөмжүүдийг ажиллуулах шаардлагатай.  5.4.5 ДЦС болон АЦС-д суурилуулсан ДИХА төхөөрөмжийн тохируулгатай харьцуулахад УЦС-д суурилуулсан ДИХА төхөөрөмжийн тохируулга нь төхөөрөмжийг давуу эрхтэй үйл ажиллагаагаар хангах хэрэгтэй.  5.4.6 ДИХА төхөөрөмжийн үйл ажиллагааг давтамж болон хугацааны өөр тохиргоотой шатлалаар гүйцэтгэх шаардлагатай.  5.5 Хүчдэлийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалт  5.5.1 Хүчдэлийн бууралтыг хязгаарлах автоматжуулалтыг (ХБХА) цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тоног төхөөрөмж болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авдаг төхөөрөмжүүдийн тогтворжилтын нөхцөлд хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй хүчдэлийн бууралтаас сэргийлэхийн тулд төлөвлөдөг.  5.5.2 ХБХА-ын төхөөрөмж суурилуулсан, цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектуудад хүчдэл уналтын хэмжээ, үргэлжлэх хугацааг ХБХА-ын төхөөрөмжүүд хянах хэрэгтэй.  Цахилгаан эрчим хүчний горимын бусад параметрийг (хуурмаг чадлын өөрчлөлт, хүчдэл буурах хурд, генераторын роторын гүйдэл) хянадаг байгууллага байж болно.  5.5.3 330 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй цахилгаан сүлжээнүүдэд горимын ажил эсвэл хуурмаг чадал компенсацлах хэрэгслийн (ХЧКХ) ашиглалтын нөхцөлийг өөрчлөхөд ХБХА-ын төхөөрөмжийг ажиллуулах шаардлагатай.  5.5.4 220 кВ болон түүнээс доош хүчдэлтэй цахилгаан сүлжээнүүдэд горимын ажил эсвэл хуурмаг чадал компенсацлах хэрэгслийн (ХЧКХ) ашиглалтын нөхцөлийг өөрчлөх эсвэл цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн ачааллыг салгахад ХБХА-ын төхөөрөмжийг ажиллуулах хэрэгтэй.  5.5.5 ХБХА-ын төхөөрөмжийн үйл ажиллагааг реле хамгаалалт болон нөөцийн автомат давтамжийн оролт, мөн автомат дахин залгалтын төхөөрөмжүүдийн үйлчлэлээс хугацаанд нь салгасан байх шаардлагатай.  5.5.6 ХБХА-ын төхөөрөмжийн үйл ажиллагаа нь хүчдэлийг хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй нэмэгдүүлэх болон ХИХА-ын төхөөрөмжийг ажиллуулахад хүргэхгүй байх хэрэгтэй.  5.6 Хүчдэлийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалт  5.6.1 Цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектуудын тоног төхөөрөмжид хүчдэлийн ихсэлтийн хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй утга болон үргэлжлэх хугацаа үүсэхээс сэргийлэхийн тулд хүчдэлийн ихсэлтийг хязгаарлах автоматжуулалтыг (ХИХА) төлөвлөнө.  5.6.2 500 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй, 200 км-ээс багагүй урттай бүх ЦДШ-ын тал бүрд ХИХА-ын төхөөрөмж суурилуулвал зохино.  500 кВ хүчдэлтэй, 200 км-ээс богино ЦДШ, түүнчлэн 330 кВ болон түүнээс доош хүчдэлтэй ЦДШ-д ХИХА-ын төхөөрөмж суурилуулах шаардлага болон байрлалыг зураг төслийн шийдвэрээр тодорхойлох хэрэгтэй.  5.6.3 ХИХА-ын төхөөрөмжүүд нь хоёр шатлалаар ажиллаж, хүчдэлийн ихсэлтийн утга болон үргэлжлэх хугацаа, ЦДШ-аас ирэх хуурмаг чадлын урсгалын утга болон чиглэл, ЦДШ-ын автомат таслуурыг асаасан/салгасан нөхцөлийг фаз бүрт хянах шаардлагатай.  Нэгдүгээр шатлалаар хүчдэлийн үйлчлэх утгыг хянахаас гадна дараах нөхцөлд ажиллуулах хэрэгтэй. Үүнд:  - ажлын горим эсвэл ХЧКХ-ийн ашиглалтын нөхцөлийн өөрчлөлтөд зориулсан хугацааны нэгдүгээр удаашруулалттай;  - гурван фазын АДЗ-ийн хоригтой, ЦДШ-ыг хоёр талаас нь салгах хугацааны хоёрдугаар удаашруулалттай байна.  Хүчдэлийн эгшин зуурын утгыг хоёрдугаар шатлалаар хянах шаардлагатай бөгөөд ЦДШ-ыг гурван фазын АДЗ-ийн хоригтой, хоёр талаас нь салгах хугацааны хамгийн бага удаашруулалттай ажиллуулах хэрэгтэй.  5.6.4 ХЧКХ-ийн хамгаалалт нь ажлын горим эсвэл ХЧКХ-ийн ашиглалтын нөхцөлийн өөрчлөлтөд үзүүлэх ХИХА-ын төхөөрөмжийн үйл ажиллагааг хориглох шаардлагатай.  5.6.5 ХИХА-ын АТСУТТ-ийн автомат таслуурын саатлаас өмнө урьдчилан таслах функцийг ХИХА-ын төхөөрөмжид хэрэгжүүлсэн байх хэрэгтэй.  5.7 Тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлах автоматжуулалт  5.7.1 Тоноглолын хэт ачааллыг хязгаарлах автоматжуулалтыг (ТХАХА) ЦДШ болон тоног төхөөрөмжийн гүйдлийн ачааллын хүлээн зөвшөөрөх боломжгүй хэмжээ, үргэлжлэх хугацаа үүсэхээс сэргийлэхийн тулд төлөвлөдөг.  5.7.2 ТХАХА нь дараах удирдах үйл явцыг хэрэгжүүлнэ. Үүнд:  - эрчим хүчний системийн эрчим хүч дутагдалтай хэсэгт генераторуудыг автоматаар ачаалах (ГАА);  - эрчим хүчний системийн эрчим хүч дутагдалтай хэсэгт ачааллыг салгах (АС);  - эрчим хүчний системийн эрчим хүч илүүдэлтэй хэсэгт ДЦС болон АЦС-ын цогц төхөөрөмжүүдийн ТАУХБ, мөн ДЦС, УЦС болон АЦС-ын генераторуудыг унтраах;  - чадлын урсгалыг дахин хуваарилдаг цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчлөх, сүлжээний элементийн хэт ачааллыг устгах;  - сүлжээний хэт ачаалсан элементийг АДЗ-ийн хоригтой салгах нь тус тус байна.  5.7.3 ЦДШ болон тоног төхөөрөмжийн гүйдлийн хэт ачааллын хэмжээ, үргэлжлэх хугацааны хяналт бүхий хоёроос цөөнгүй шатлалыг ТХАХА-ын төхөөрөмжид авч үзэх шаардлагатай. Нэгдүгээр шатлалаар сигналд үйлчлэх, сүүлийн шатлалаар хэт ачаалсан ЦДШ болон тоног төхөөрөмжийг салгах шаардлагатай бөгөөд завсрын шатлалуудаар хэт ачаалсан ЦДШ болон тоног төхөөрөмжийн ачааллыг бууруулахаар ажиллуулах хэрэгтэй.  ТХАХА-ын завсрын шатлалуудын тоог зураг төслийн шийдвэрээр тодорхойлох шаардлагатай.  5.7.4 Гадаа орчны агаарын янз бүрийн температурт нийцэх тохиргооны хэд хэдэн бүлгийн үүрэг даалгаврын боломжийг ТХАХА-ын төхөөрөмжид авч үзвэл зохино.  5.7.5 Сүлжээний хамгаалагдсан элементээр урсах бодит чадлын буцах урсгалын тохиолдолд ТХАХА-ын төхөөрөмж нь сүлжээний хамгаалагдсан элементээр урсах бодит чадлын урсгалын чиглэлийг тооцсон УҮЯ-ын төрлийг сонгох хэрэгтэй.  6 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын төхөөрөмж болон иж бүрдэлд тавих ерөнхий шаардлага  6.1 Реле хамгаалалт болон АЭА-ын функцийг нэгтгэх, мөн нэг төхөөрөмжид АЭА-ын янз бүрийн функцийг нэгтгэхэд тавих шаардлага  6.1.1 Нэг төхөөрөмжид РХ болон ТАСА, РХ болон ДХА-ын функцийг нэгтгэхийг зөвшөөрөхгүй.  6.1.2 Нэг төхөөрөмжид РХ болон АЭА-ын функцийг нэгтгэсэн тоноглол үйлдвэрлэгчийн РХА-ын төхөөрөмжийг цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэлийн объектод суурилуулах үеийн тусдаа тохиолдлуудад (6.1.1-д хамаарахгүй) тоног төхөөрөмж эвдрэх болон РХ-ын функц саатах нь нэг зэрэг гарах боломжтой байдлаас (нийтлэг шалтгаанаар саатах) сэргийлэх тухай техникийн шийдвэрийг ажлын баримт бичиг боловсруулах үе шатанд авч үзэх шаардлагатай. Тухайлбал:  - РХА-ын төхөөрөмжийн техник хангамжийн нөөц;  - үндсэн болон нөөц төхөөрөмжүүдийг хоёрдогч гүйдлээр тэжээх хуваалтыг оруулаад “ойрхон зайд урьдчилан таслах” зарчмыг хангах техникийн арга хэмжээний иж бүрдлийг гүйцэтгэх, янз бүрийн үүсгүүрээс гүйдэл болон хүчдэлийн хэмжлийн хэлхээг бүрдүүлэх, РХА-ын үндсэн болон нөөц төхөөрөмжүүдийн гаралтын хэлхээг нэгтгэхгүй байх, автомат таслуурыг салгах төрөл бүрийн цахилгаан соронзонд үйлчлэх зэргийг оруулна.  6.1.3 РХ болон АЭА-ын команд болон сигналыг нэг АСКДТ-ийн хэрэгслээр (нэг сувгаар) дамжуулахыг зөвшөөрнө.  6.1.4 110 кВ-оос доош хүчдэлтэй хуваарилах сүлжээнүүдэд АЭА-ын функцийг РХ-ын (АҮАБ, ХБХА) гаргалгуудад гүйцэтгэхийг зөвшөөрнө.  6.1.5 Эрчим хүчний системийн аюулгүй байдлыг хангадаг АЭА-ын бусад функцтэй ТАСА-ын функцийг нэг төхөөрөмжид нэгтгэхийг зөвшөөрөхгүй.  6.1.6 ОХУ-ын Эрчим хүчний нэгдсэн системд РХ болон ДХА-ын функцийг нэг төхөөрөмжид нэгтгэхийг зөвшөөрөхгүй.  6.2 АЭА-ын үндсэн болон нөөц төхөөрөмжийн техник хангамжийг нэгтгэхийг зөвшөөрөхгүй.  6.3 Нэг төхөөрөмжид АЭА-ын хэдэн функцийн техник хангамжийг нэгтгэх тохиолдолд:  - функцуудын аль нэгний эвдрэл эсвэл саатал нь бусад функц болон төхөөрөмжийг бүхэлд нь буруу үйлчлэл эсвэл сааталд хүргэхгүй байвал зохино;  - АЭА-ын функцуудыг бусад төхөөрөмжөөр хуулбарлах хэрэгтэй.  6.4 АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлээс цахилгаан сүлжээний топологийг өөрчлөхөөр ГУ, АС, СХ-аар УҮЯ-ыг хэрэгжүүлэхдээ цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн ТП УАС-ийн техник хэрэгслийг ашиглахгүй гүйцэтгэх шаардлагатай.  6.5 АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектийн ТП УАС-ийн техник хэрэгсэлтэй техник хангамжаар нэгтгэхийг зөвшөөрөхгүй.  6.6 Дахин ашиглалтад оруулсан (шинэчлэн өөрчилсөн) АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдэлд тохиргооны хоёроос цөөнгүй бүлгийн даалгаврын боломжийг бүрдүүлэх шаардлагатай. Нэг бүлгийн тохиргоотой АЭА-ын төхөөрөмжийг өөр бүлгийн тохиргоонуудад шилжүүлэхдээ АЭА-ын төхөөрөмжид тохируулах төдийгүй алсаас тохируулахаар байх хэрэгтэй.  6.7 Гүйдэл болон (эсвэл) хүчдэлийн хэмжлийн хэлхээ эвдэрсэн үед алгоритмд нь гүйдэл болон (эсвэл) хүчдэлийн хэмжлийг хэрэглэдэг АЭА-ын төхөөрөмж нь АЭА-ын функцийг гүйцэтгэхээ автоматаар хориглох шаардлагатай.  6.8 Тухайн төхөөрөмжид хүчдэл өгөх, хүчдэлийг салгах, мөн хоёрдогч гүйдлийн хэлхээнд эвдрэл гарсан үед АЭА-ын төхөөрөмж буруу ажиллаж болохгүй.  6.9 Хүчдэлийг аливаа хугацаанд салгасны дараа хүчдэл өгсөн эгшнээс 30 с-ээс илүүгүй хугацаанд АЭА-ын төхөөрөмж нь тогтоосон тохиргоо, үйл ажиллагааны алгоритм бүхий ажлын байдлыг сэргээх хэрэгтэй.  6.10 АЭА-ын төхөөрөмж нь техникийн зохицуулалтуудын шаардлага болон үндэсний хууль тогтоомжоор авч үзсэн цахилгаан соронзон нийцэл, цахилгааны аюулгүй ажиллагаа болон мэдээллийн аюулгүй байдлын албан журмын бусад шаардлагад нийцэх шаардлагатай. Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад цахилгаан соронзон орчны нөхцөлийн дүн шинжилгээ хийсэн байх хэрэгтэй бөгөөд шаардлагатай бол интерференцийг хүлээн зөвшөөрөх түвшинд хүргэх арга хэмжээний талаар шийдвэрлэж, хэрэгжүүлэх хэрэгтэй.  6.11 АЭА-ын төхөөрөмж нь тухайн төхөөрөмжийн үйл ажиллагааны дүн шинжилгээнд шаардагдах эзлэхүүнд аналог сигнал болон тусдаа үйл явцуудыг бүртгэхэд зориулсан дотоод функцийг агуулах хэрэгтэй. ТП УАС-д болон аваарийн тохиолдол, процессуудыг бүртгэдэг гаднын бие даасан системүүдэд үйл ажиллагааных нь тухай мэдээллийг дамжуулах боломжоор АЭА-ын төхөөрөмжийг хангасан байвал зохино.  6.12 Дотоод бүртгэлийн функцийг гүйцэтгэхийн тулд АЭА-ын төхөөрөмжийг 1 мс хүртэл нарийвчлалтай, ерөнхий хугацааны системийн тусламжтайгаар синхрончилсон байх шаардлагатай.  6.13 АЭА-ын төхөөрөмж нь программ болон техник хангамжийн хэрэгслийн найдвартай ашиглалтыг автоматаар өөрөө оношилдог байх хэрэгтэй.  6.14 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад ашиглаж байгаа АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлүүдэд техникийн дараах баримт бичгийг бүрдүүлсэн байх шаардлагатай. Үүнд:  - паспорт протокол;  - АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн ашиглалт болон техник үйлчилгээний заавар;  - АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн угсралт болон шалгалтын удирдамж;  - АЭА-ын төхөөрөмжийн техникийн өгөгдөл;  - тохиргооны карт;  - АЭА-ын төхөөрөмжийн тохируулгын тооцооллын аргачлал;  - гүйцэтгэх ажлын схемүүд, үйл ажиллагааны алгоритм (зарчмын, функционал хамаарал-логик схемүүд, программчлахад хялбар логик схемүүд);  - АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлийн техникийн засвар үйлчилгээний программ;  - АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлийг асаах болон унтраах сэлгэн залгалтын маягт болон/эсвэл программ (нийтлэг маягт болон/эсвэл программ);  - гадна талын холболт болон гаргалгын эгнээний бүтцийн схем байна.  7 Аваари эсэргүүцэх автоматжуулалтын тухай мэдээллийг цуглуулж, дамжуулах байгууллага  7.1 АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д зориулан цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвд нийцэх ШМИБ-ийг эрчим хүчний системийн горимын параметрүүд, тоног төхөөрөмж болон ЦДШ-ын нөхцөлийн тухай мэдээллийн эх үүсвэрээр хэрэглэх шаардлагатай.  7.2 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвд суурилуулсан АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-д цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудаас ирэх телеметрийн мэдээллийг (теле хэмжил, теле дохиолол) хэмжих, дамжуулах нийт хугацаа 1с-ээс хэтэрч болохгүй.  АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ-ийн хүлээн авах теле хэмжил болон теле дохиолол нь цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад боловсруулсан, одон орны нэгдмэл цагийн тэмдэглэгээг агуулах хэрэгтэй.  7.3 АЭАТС-ийн дээд түвшний ПХТХИБ болон АЭАТС-ийн доод түвшний төхөөрөмж бүрийн хооронд УҮЯ-ын хүснэгт болон технологийн бусад мэдээллийг дамжуулахад зориулан мэдээлэл дамжуулах хоёрлосон горимтой, хоёр тусдаа тоон холбооны сувгийг системчилсэн байх шаардлагатай. Холбооны эдгээр сувгийн зурвасын өргөн 128 кБит/с-ээс багагүй байвал зохино.  7.4 АЭАЗС болон АЭАТС бүрийн дээд түвшний ПХТХИБ-ийн хооронд мэдээлэл дамжуулах хоёрлосон горимтой, хоёр тусдаа тоон холбооны сувгийг системчилсэн байх хэрэгтэй. Холбооны эдгээр сувгийн зурвасын өргөн 128 кБит/с-ээс багагүй байх шаардлагатай.  7.5 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудаас ТАСДА-ын иж бүрдэлд телеметрийн мэдээлэл дамжуулахад зориулан мэдээлэл дамжуулах хоёрлосон горимтой, хоёр тусдаа тоон холбооны сувгийг бэлтгэсэн байх хэрэгтэй. Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудаас ТАСДА-ын иж бүрдэлд телеметрийн мэдээлэл (теле хэмжил, теле дохиолол) дамжуулах, хэмжих нийт хугацаа 1с-ээс хэтэрч болохгүй.  7.6 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектууд болон АЭА-ын төхөөрөмжүүд (иж бүрдлүүд) хооронд АЭА-ын аваарийн сигнал болон командыг дамжуулахад зориулан мэдээлэл дамжуулах хоёрлосон горимтой, холбооны хоёр тусдаа сувгийг бэлтгэсэн байх шаардлагатай.  7.7 АЭА-ын аваарийн сигнал болон командыг дамжуулах хугацааг дараах байдлаар бүрдүүлэх хэрэгтэй. Үүнд:  - шилэн кабель болон холбооны кабель шугамаар дамжуулахад – 10 мс-ээс ихгүй;  - өндөр давтамжийн холбооны сувгаар нэг ЦДШ-д дамжуулахад – 25 мс-ээс ихгүй байна.  7.8 АЭА-ын аваарийн сигнал болон командыг дамжуулахад зориулсан тоноглол буруу ажиллах магадлал 10-6 зэргээс ихгүй, командыг алгасах магадлал 10-4 зэргээсихгүй байх шаардлагатай.  7.9 АЭА-ын төхөөрөмж болон иж бүрдлүүдийг хэрэглэж байгаа холбооны сувгуудынх нь найдвартай ашиглалтыг хянадаг автомат хяналтаар хангах хэрэгтэй. Холбооны сувагт эвдрэл гарсан үед АЭА-ын аваарийн сигнал болон команд шилжих, автомат болон / эсвэл гар аргаар хоригийг цуцлах боломжтой автомат хориг, мөн нийцэх АЭА-ын төхөөрөмжүүд болон иж бүрдлүүдийн холбооны сувгийн эвдрэлийн сигнал боловсруулалтыг авч үзсэн байх шаардлагатай.  7.10 Энэ бүлэгт тавьсан шаардлагыг биелүүлсэн нөхцөлд АЭА, РХ-ын аваарийн сигнал, команд, дуут мэдээлэл болон теле механик дамжуулалтыг холбооны сувагт нэгтгэхийг зөвшөөрнө.  7.11 ТАСА-д хэрэглэдэг (7.12-т заасан тохиолдлуудыг тооцоогүй тохиолдолд), эрчим хүчний системийн горимын параметрүүдийн тухай аваарийн өмнөх мэдээллийг гүйдэл болон хүчдэлийн трансформаторын хэмжлийн ороомогт холбосон мэдрэгчүүдээр хэмжиж, дамжуулах хэрэгтэй.  7.12 ТАСДА-ын иж бүрдэлд оруулсан, богино залгааны аюултай байдлыг засах төхөөрөмж, мөн ТХАХА, ХИХА, ХБХА, ДБХА, ДИХА, АГУА-ын төхөөрөмжүүдийг реле хамгаалалт, автоматжуулалтад зориулсан гүйдлийн болон хүчдэлийн трансформаторуудын гаргалгад холбох шаардлагатай.  8 Аваари эсэргүүцэх удирдлагын даалгаварт зориулсан цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн синхрончилсон вектор хэмжлүүдийг хэрэглэхэд тавих шаардлага (ОХУ-ын Эрчим хүчний нэгдсэн системд хэрэглэдэг)  8.1 Аваари эсэргүүцэх удирдлагын үр дүнг хянах, эрчим хүчний системийн тооцооны загварын АЭА-ын зураг төсөл болон ашиглалтад хэрэглэдэг залруулгыг шалгах, АЭАТС-д байх горимын үнэлгээний найдвартай байдлыг нэмэгдүүлэх, 500 кВ болон түүнээс дээш хүчдэлтэй дэд станцууд, 500 МВт болон түүнээс дээш суурилагдсан хүчин чадалтай ДЦС, АЦС болон УЦС-д цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн синхрончилсон вектор хэмжлүүдийг хэрэглэхэд аваари эсэргүүцэх удирдлагыг зохион байгуулахын тулд шилжилтийн горимуудыг хянах системийн программ хангамж болон техник хангамжийн иж бүрдлийг (ШГХС-ийн ПХТХИБ) суурилуулах шаардлагатай.  8.2 Цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн объектуудад ШГХС-ийн ПХТХИБ-ийг суурилуулах зураг төсөл, төслийн техникийн үзүүлэлтийг цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэл дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй зөвшилцөх хэрэгтэй.  УДК (Аравтын бүрэн ангилал) 621.311:006.354  МКС (Стандартын олон улсын ангилалт) 27.010  Түлхүүр үг: эрчим хүчний систем, аваарийн горим, аваари эсэргүүцэх удирдлага, аваари эсэргүүцэх автоматжуулалт | 1 Область применения  Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения разных видов противоаварийной автоматики и общие требования к техническим средствам противоаварийной автоматики, а также порядок расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств и комплексов противоаварийной автоматики.  Настоящий стандарт предназначен для субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организаций, осуществляющих деятельность по разработке устройств и алгоритмов противоаварийной автоматики, организаций, осуществляющих деятельность по установке, монтажу и наладке устройств и комплексов противоаварийной автоматики, а также проектных и научно-исследовательских организаций.  Технические требования к оперативному и техническому обслуживанию устройств и комплексов противоаварийной автоматики настоящим стандартом не регламентируются.  2 Термины и определения  В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:  2.1 аварийный сигнал: Сигнал, формируемый пусковым устройством (органом) и передаваемый по каналам связи в устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор управляющего воздействия, или исполнительные устройства противоаварийной автоматики.  2.2 аварийный режим энергосистемы: Режим энергосистемы, который характеризуется параметрами, выходящими за пределы обязательных требований, и ведет к угрозе повреждения оборудования или нарушению устойчивости.  2.3 асинхронный режим энергосистемы: Режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением отдельных генераторов энергосистемы при сохранении электрической связи между ними.  2.4 доаварийный режим энергосистемы: Режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения.  2.5 дублированный режим передачи информации: Передача информации одновременно по двум независимым каналам связи.  2.6 интервал одновременности: Задаваемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике промежуток времени, в пределах которого возникающие аварийные возмущения считаются одновременными.  2.7 канал связи: Комплекс технических средств и среды распространения, обеспечивающих передачу информации между источником и получателем в виде сигналов электросвязи в определенной полосе частот или с определенной скоростью передачи.  2.8 команда противоаварийной автоматики: Команда на реализацию управляющего воздействия, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики и передаваемая по каналам связи.  2.9 комплекс противоаварийной автоматики: Совокупность устройств противоаварийной автоматики, связанных между собой функционально.  2.10 контролируемое сечение: Сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.  2.11 локальная противоаварийная автоматика: Устройство противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.  2.12 независимые каналы связи: Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.  2.13 противоаварийная автоматика: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, фиксацию состояния элементов электрической сети и генераторов, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.  2.14 режимная автоматика: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).  2.15 связь (в электрической сети): Последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.  2.16 сечение (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.  2.17 сечение асинхронного режима: Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, соединяющих две несинхронно работающие части энергосистемы, на которых находится электрический центр качаний.  2.18 субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: Организация, уполномоченная в соответствии с национальным законодательством государства — участника Содружества Независимых Государств на осуществление функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в национальной электроэнергетической системе (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе, расположенной на территории соответствующего государства).  2.19 управляющее воздействие: Задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде противоаварийной автоматики.  2.20 уставка: Значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его функционирования.  2.21 устройство противоаварийной автоматики: Техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее фиксацию аварийного возмущения, обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, прием и передачу аварийных сигналов и команд управления или реализацию управляющих воздействий и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.  2.22 цикл асинхронного режима: Проворот относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 градусов.  2.23 частичное сечение (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.  2.24 электрический центр качаний: Точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.  3 Сокращения  В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:  АЗГ — автоматическая загрузка генераторов;  АЛАР — автоматика ликвидации асинхронного режима;  АОПН — автоматика ограничения повышения напряжения;  АОПО — автоматика ограничения перегрузки оборудования;  АОПЧ — автоматика ограничения повышения частоты;  АОСН — автоматика ограничения снижения напряжения;  АОСЧ — автоматика ограничения снижения частоты;  АПВ — автоматическое повторное включение;  АПНУ — автоматика предотвращения нарушений устойчивости;  АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;  АЧВР — автоматический частотный ввод резерва;  АЧР — автоматическая частотная разгрузка;  АЭС — атомная электростанция;  ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;  ГЭС — гидроэлектростанция;  ДАР — дополнительная автоматическая разгрузка;  ДРТ — длительная разгрузка турбин энергоблоков;  ДС — деление энергосистемы;  КРТ — кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;  КСПА — координирующая система противоаварийной автоматики;  ЛАПНУ — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;  ЛЭП — линия электропередачи;  ОГ — отключение генераторов;  ОИК — оперативно-информационный комплекс;  ОН — отключение нагрузки;  ПА — противоаварийная автоматика;  ПТК — программно-технический комплекс;  РЗ — релейная защита;  СКРМ — средство компенсации реактивной мощности;  СМПР — система мониторинга переходных режимов;  ТЭС — тепловая электростанция;  УВ — управляющее воздействие; УПАСК — устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;  УРОВ — устройство резервирования отказа выключателей;  ФОЛ — фиксация отключения линии электропередачи;  ЦСПА — централизованная система противоаварийной автоматики;  ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение;  ЧДА — частотная делительная автоматика;  ЭТ — электрическое торможение.  4 Основные нормативные положения  4.1 Общие положения  4.1.1 В энергосистемах должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.  4.1.2 Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:  - предотвращение нарушения устойчивости;  - ликвидация асинхронных режимов;  - ограничение снижения или повышения частоты;  - ограничение снижения или повышения напряжения;  - предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.  4.1.3 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:  - уровень национальной электроэнергетической системы — координирующая система противо- аварийной автоматики (КСПА);  - уровень объединенной или региональной энергосистемы, входящей в состав национальной электроэнергетической системы, — централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА); - уровень объектов электроэнергетики — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).  4.1.4 Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных ПА.  4.1.5 К устройствам ПА относятся:  - устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;  - пусковые устройства (органы);  - исполнительные устройства (органы); - устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;  - устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.  4.1.6 Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий:  - кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС;  - отключение генераторов;  - отключение нагрузки потребителей электрической энергии;  - деление энергосистемы на несинхронно работающие части;  - автоматическая загрузка генераторов; - электрическое торможение;  - изменение топологии электрической сети;  - изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.  4.1.7 Действие ПА должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима.  4.1.8 Алгоритм функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий.  4.1.9 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда ПА.  4.1.10 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда ПА.  4.1.11 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации.  4.1.12 ПА должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства ПА, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания ПА.  4.2 Создание (модернизация) противоаварийной автоматики  4.2.1 Создание новой (далее — создание) или модернизация, реконструкция или техническое перевооружение существующей (далее — модернизация) ПА должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии:  - при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее — объекты электроэнергетики) к электрическим сетям;  - при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям;  - по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  Проектные решения по созданию (модернизации) ПА следует разрабатывать с учетом перспективного развития ПА и энергосистем.  4.2.2 Создание (модернизация) ПА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям следует проводить в порядке, предусмотренном национальным законодательством государства — участника Содружества Независимых Государств (далее — национальное законодательство).  В случае технологического присоединения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к распределительным устройствам электростанции собственник или иной законный владелец электростанции выполняет функции сетевой организации, в том числе указанные в настоящем разделе стандарта.  4.2.3 При строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям, необходимость создания (модернизации) ПА определяется проектной документацией на строительство (реконструкцию, техническое перевооружение, модернизацию) указанных объектов электроэнергетики.  4.2.4 В случае, если в рамках технологического присоединения объекта электроэнергетики к электрическим сетям сетевой организации, строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) объекта электроэнергетики, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется создание (модернизация) ПА на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам (далее — смежные объекты электроэнергетики):  4.2.4.1 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики и собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики урегулируют между собой отношения по выполнению работ на принадлежащих им объектах.  4.2.4.2 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики соответственно обязаны:  - разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации на создание (модернизацию) ПА;  - в соответствии с техническим заданием разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, включая основные технические решения, принципы реализации, оценку стоимости и сроки создания (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики;  - уведомить собственников или иных законных владельцев смежных объектов электроэнергетики о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также другими собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА;  - согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.  В случаях, предусмотренных 4.2.10, сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики обязаны также согласовать техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и уведомить указанного субъекта о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.  4.2.4.3 Собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны:  - рассмотреть и согласовать техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, полученные в соответствии с 4.2.4.2 от сетевой организации либо собственника или иного законного владельца строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики;  - согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА. 4.2.4.4 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики:  - на основании проектной документации на создание (модернизацию) ПА, разработанной и согласованной в соответствии с 4.2.4.2, 4.2.4.3, разработать и согласовать рабочую документацию на создание (модернизацию) ПА;  - обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) ПА в согласованные сроки.  4.2.5 Финансирование указанных в 4.2.4 работ осуществляется:  - при технологическом присоединении к электрическим сетям — в соответствии с национальным законодательством;  - при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объекта электроэнергетики, не связанном с технологическим присоединением, — субъектом электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА.  П р и м е ч а н и е — В случае если в соответствии с национальным законодательством субъект электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА, относится к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются уполномоченным органом исполнительной власти государства — участника Содружества Независимых Государств в порядке, установленном национальным законодательством, финансирование таким субъектом указанных работ на смежных объектах электроэнергетики осуществляется при условии учета соответствующих затрат в инвестиционной программе, утвержденной для данного субъекта. В случае если затраты на выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики в инвестиционную программу такого субъекта уполномоченным органом исполнительной власти не включены, порядок финансирования указанных работ определяется по соглашению с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.  4.2.6 В случае если существующие устройства и комплексы ПА не обеспечивают функции про- тивоаварийного управления для актуальных или перспективных электроэнергетических режимов энергосистемы или для выполнения иных обязательных требований, установленных национальным законодательством, субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вправе выдать задание соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии на создание (модернизацию) ПА, являющееся обязательным для исполнения.  Состав ПА и ее функциональность (объекты электроэнергетики, на которых необходима установка (модернизация) устройств или комплексов ПА, алгоритмы функционирования ПА, виды, объемы и места реализации УВ) должны определяться субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании расчетов и оценки допустимости фактических и прогнозируемых электроэнергетических режимов энергосистемы в различных схемно-режимных ситуациях.  4.2.7 В случае, когда для обеспечения функций противоаварийного управления требуется изменение структуры противоаварийного управления энергосистемы, субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вправе разработать проект создания (модернизации) ПА в энергосистеме и направить его для исполнения соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.  4.2.8 На основании задания субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по созданию (модернизации) комплексов и устройств ПА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики должен осуществить разработку технического задания, проектной документации и рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и выполнить реализацию проектных решений.  Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и реализации проектов создания (модернизации) ПА, учитываются соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда в соответствии с национальным законодательством такие расходы компенсируются в соответствии с правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности (системных услуг).  В случаях, предусмотренных 4.2.10, собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики должен согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации, проектную документацию, рабочую документацию и сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.  В случае если в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, собственники или иные законные владельцы таких объектов электроэнергетики должны обеспечить урегулирование между собой отношений по выполнению работ на принадлежащих им объектах, в том числе согласование проектной документации и сроков выполнения работ.  Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задания по созданию (модернизации) ПА, должны предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике информацию о фактическом исполнении указанных заданий в сроки и по форме, установленной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.2.9 В случаях, указанных в 4.2.2, 4.2.3, 4.2.6, сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задания по созданию (модернизации) ПА, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики должны каждый в отношении своих объектов электроэнергетики на основании проектной документации на создание (модернизацию) ПА, согласованной в установленном настоящим стандартом порядке, разработать рабочую документацию на создание (модернизацию) комплексов и устройств ПА на принадлежащих им объектах.  Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задания по созданию (модернизации) ПА, также обязаны:  а) до начала разработки рабочей документации:  - определить и согласовать с собственниками и иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики конкретные типы и состав устройств ПА, устанавливаемых на объекте проектирования и функционально связанных с устройствами ПА, устанавливаемыми на смежных объектах электроэнергетики;  - согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике состав комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации или планируемых к отнесению к объектам диспетчеризации;  б) на стадии разработки рабочей документации согласовать с собственниками и иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики перечень аварийных сигналов и команд ПА и перечень телеметрической информации, используемых функционально связанными устройствами ПА.  В случаях, предусмотренных 4.2.10, рабочая документация на создание (модернизацию) ПА должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.2.10 Техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации, проектная документация и рабочая документация на создание (модернизацию) устройств и комплексов ПА следует согласовывать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в чьем диспетчерском управлении (ведении) находятся (будут находиться) указанные устройства.  В случае создания (модернизации) устройств и комплексов ПА в ЕЭС России с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике подлежит согласованию также техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации, проектная документация и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА в случаях:  - создания ПА на объектах по производству электрической энергии мощностью 25 МВт и выше;  - создания ПА на объектах электроэнергетики, если устройства и комплексы ПА контролируют параметры электроэнергетического режима в электрической сети 110 кВ и выше;  - строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) иных объектов электроэнергетики, технологический режим работы или эксплуатационное состояние комплексов и устройств ПА которых влияет (может повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;  - создания (модернизации) ПА в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласованными (подлежащими согласованию) с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.2.11 При одностадийном проектировании создания (модернизации) комплексов и устройств ПА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики в случаях, предусмотренных 4.2.10, обязаны согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике также техническое задание на выполнение работ по разработке рабочей документации на создание (модернизацию) ПА.  4.2.12 Рабочая документация на создание (модернизацию) ПА направляется субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике не позднее чем за 6 мес до ввода новых (модернизированных) комплексов или устройств ПА в работу или в иной согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но в любом случае не позднее чем за 2 мес до ввода устройства или комплекса ПА в работу.  4.3 Настройка устройств и комплексов противоаварийной автоматики  4.3.1 Настройка устройств и комплексов ПА (определение уставок и алгоритмов функционирования) должна осуществляться:  - при вводе в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА;  - в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА при изменении схемно-режимных условий в энергосистеме.  4.3.2 В проектной и рабочей документации для новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА должны быть определены:  - проектные уставки;  - алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);  - настройки параметрирования и конфигурирования.  4.3.3 Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования, согласованными с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.3.4 Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.  Ввод в работу устройств АОСЧ, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с уставками, определенными соответствующим субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по объему и настройке АОСЧ.  4.3.5 Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.3.6 Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.  4.3.7 Задания субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА (4.3.3 и 4.3.5) должны реализовываться:  - в установленные такими заданиями сроки в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств;  - в сроки, согласованные собственниками или иными законными владельцами соответствующих объектов электроэнергетики с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств.  4.3.8 Задание субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на настройку АЧР, ЧАПВ (в том числе увеличение объемов УВ) в случае, если оно не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств, должно быть реализовано в срок не более 5 мес с момента получения задания.  4.3.9 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задание на настройку устройств и комплексов ПА, должны направить ему:  - подтверждение о выполнении фактической настройки устройств и комплексов ПА в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике не позднее трех рабочих дней с момента реализации задания;  - исполнительные схемы устройств или комплексов ПА не позднее одного месяца с момента реализации задания.  4.3.10 Задание на увеличение объема УВ АЧР и ЧАПВ выдается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике сетевым организациям или иным собственникам и законным владельцам объектов электросетевого хозяйства.  По решению субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике такое задание может быть выдано собственникам и законным владельцам электростанций либо непосредственно крупным потребителям электрической энергии. В целях выполнения такого задания сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, собственники или иные законные владельцы электростанций должны самостоятельно взаимодействовать с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.  4.4 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики  4.4.1 Общие требования  4.4.1.1 Изменение объемов управляющих воздействий (УВ) устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.4.1.2 Восстановление объемов УВ после их реализации действием устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по диспетчерским командам (разрешениям) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если иное не предусмотрено логикой ПА. 4.4.1.3 Для УВ, состоящих из нескольких ступеней, ступени с большим объемом УВ должны включать в себя ступени с меньшим объемом УВ.  4.4.1.4 При поступлении на исполнительные устройства ПА объекта электроэнергетики двух и более команд ПА от разных устройств или комплексов ПА в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на реализацию УВ одного вида должна быть реализована команда с большим объемом УВ.  4.4.1.5 Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике объемов отключения генераторов (ОГ), кратковременной разгрузки турбин энергоблоков (КРТ) и длительной разгрузки турбин энергоблоков (ДРТ), автоматической загрузки генераторов (АЗГ) должен определяться собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования.  4.4.1.6 На реализацию одних и тех же объемов УВ могут действовать разные виды ПА.  4.4.1.7 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телеизмерения текущих значений объемов ОН и ОГ.  4.4.1.8 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии два раза в год в рамках проведения контрольных замеров должны выполнять измерения объемов ОН, подключенных к ПА, и предоставлять результаты указанных измерений субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  При необходимости по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, но не чаще, чем один раз в месяц, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны проводить внеочередные измерения объемов ОН и предоставлять результаты указанных измерений субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. При определении объема заданий на проведение внеочередных измерений объемов ОН субъект оперативно-диспетчерского управления должен учитывать наличие у него телеизмерений (данных АСКУЭ) замеров мощности соответствующих присоединений, подключенных под действие ПА.  4.4.2 Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС  4.4.2.1 Кратковременная разгрузка турбин энергоблоков (КРТ) используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.  4.4.2.2 Длительная разгрузка турбин энергоблоков (ДРТ) используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.  4.4.2.3 Технические характеристики КРТ и ДРТ должны определяться собственником или иным законным владельцем ТЭС и АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляться субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.4.2.4 ДРТ должна обеспечиваться соответствующей разгрузкой котла ТЭС или реактора АЭС через систему автоматического управления мощностью энергоблока.  4.4.2.5 КРТ и ДРТ должны быть предусмотрены на всех блоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше.  4.4.3 Отключение генераторов  4.4.3.1 Отключение генераторов (ОГ) применяется для предотвращения нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ограничения повышения частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.  4.4.3.2 ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической автоматики, обеспечивающей сохранение генераторов в работе на холостом ходу, или на питание нагрузки собственных нужд, или безопасный останов генерирующего оборудования.  4.4.3.3 ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, должно выполняться с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и сохранением их в работе на питание нагрузки собственных нужд.  4.4.4 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии  4.4.4.1 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии (ОН) применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.  4.4.4.2 ОН должно выполняться путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой с запретом автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва отключенных связей.  4.4.4.3 Под действие ОН могут быть подключены энергопринимающие установки потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения.  4.4.4.4 При действии ОН минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с уровнем аварийной или технологической брони должен обеспечиваться путем использования потребителем электрической энергии автономных резервных источников питания с автоматическим запуском, предусмотренных категорией надежности электроснабжения этого потребителя.  4.4.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части  4.4.5.1 Деление энергосистемы (ДС) применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты.  4.4.5.2 ДС должно проводиться в заранее определенных точках отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.  4.4.5.3 Сечения ДС следует выбирать с учетом следующих требований:  - минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;  - минимизации числа отключаемых выключателей;  - обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики.  4.4.5.4 На объектах электроэнергетики, на которых проводится отключение ЛЭП напряжением 220 кВ и выше для выполнения ДС, следует устанавливать устройства синхронизации.  4.4.6 Автоматическая загрузка генераторов  4.4.6.1 Автоматическую загрузку генераторов (АЗГ) применяют для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.  4.4.6.2 АЗГ включает в себя:  - пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС, газотурбинных и парогазовых установок и газопоршневых агрегатов;  - перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;  - перевод агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим;  - загрузку гидрогенераторов, загрузку газотурбинных и парогазовых установок и газопоршневых агрегатов.  4.4.6.3 АЗГ должна выполняться с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем ГЭС/ГАЭС на основании данных завода — изготовителя гидроагрегатов.  4.4.7 Электрическое торможение генераторов  4.4.7.1 Электрическое торможение (ЭТ) генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.  4.4.7.2 ЭТ выполняется путем кратковременного автоматического включения активных нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.  4.4.7.3 ЭТ должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций КРТ и ОГ на ТЭС, АЭС и ОГ на ГЭС.  4.4.8 Изменение топологии электрической сети  4.4.8.1 Изменение топологии электрической сети используется для ликвидации перегрузки оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения.  4.4.8.2 Изменение топологии электрической сети осуществляется путем отключения ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, разделения систем шин, не связанного с делением энергосистемы.  4.4.8.3 Изменение топологии электрической сети следует применять в случае неэффективности (невозможности) использования отключения генераторов, автоматической загрузки генераторов и длительной разгрузки турбин энергоблоков.  4.4.9 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок поперечной и продольной компенсации)  4.4.9.1 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния вставок и передач постоянного тока применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования, ограничения снижения частоты.  4.4.9.2 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной компенсации используется для предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии или ограничения перегрузки оборудования.  4.4.9.3 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок поперечной компенсации используется для ограничения снижения или повышения напряжения и предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии.  4.4.9.4 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации для ограничения снижения или повышения напряжения должно быть приоритетным по отношению к изменению топологии сети и применению ОН.  5 Виды противоаварийной автоматики энергосистем  5.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости  5.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости  5.1.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.  5.1.1.2 Комплексы ЛАПНУ следует устанавливать на объектах электроэнергетики.  5.1.1.3 Комплексы ЛАПНУ должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и/или в качестве устройства нижнего уровня ЦСПА (далее — низового устройства ЦСПА).  5.1.1.4 При работе комплекса ЛАПНУ в качестве низового устройства ЦСПА должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или каналов связи с ПТК верхнего уровня ЦСПА.  5.1.1.5 Комплексы ЛАПНУ должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня ЦСПА или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления функциональных зависимостей объема УВ от параметров электроэнергетического режима (принцип II-ДО).  5.1.1.6 В комплексах ЛАПНУ используют следующие пусковые факторы:  - отключение ЛЭП;  - одновременное отключение двух ЛЭП;  - отключение системы шин;  - отключение энергоблока;  - отключение трансформатора /автотрансформатора;  - близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;  - превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;  -другие факторы при необходимости.  5.1.1.7 Устройства ФОЛ следует устанавливать на всех ЛЭП напряжением 330 кВ и выше с каждой стороны ЛЭП.  5.1.2 Централизованная система противоаварийной автоматики  5.1.2.1 Централизованная система противоаварийной автоматики предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.  5.1.2.2 Архитектура ЦСПА должна предусматривать:  - программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;  - одно или несколько низовых устройств ЦСПА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;  - оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.  5.1.2.3 ПТК верхнего уровня ЦСПА должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:  - прием и обработка телеметрической информации из ОИК;  - оценивание состояния и формирование текущей расчетной модели энергосистемы;  - определение УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);  - передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;  - обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем.  5.1.2.4 Предельное значение расчетного цикла ЦСПА не должно превышать 30 с.  5.1.2.5 Расчетная модель ЦСПА должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня ЦСПА телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).  5.1.2.6 Низовые устройства ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:  - прием и запоминание рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;  - фиксация срабатывания пусковых органов;  - выбор УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;  - реализация УВ посредством УПАСК;  - передача в ПТК верхнего уровня ЦСПА информации о срабатывании и реализованных УВ.  5.1.2.7 Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.  5.1.2.8 При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или указанных в 5.1.2.7 каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.  5.1.3 Координирующая система противоаварийной автоматики  5.1.3.1 Координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА) предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.  5.1.3.2 КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путем задания ЦСПА следующих параметров:  - внешних эквивалентов для расчетных моделей ЦСПА;  - максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.  5.1.3.3 КСПА следует устанавливать в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые ЦСПА энергосистем.  5.1.3.4 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.  5.1.3.5 При выявлении неисправности КСПА или указанных в 5.1.3.4 каналов связи ЦСПА должны автоматически переходить в автономный режим работы.  5.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима  5.2.1 Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.  5.2.2 На связях, на которых установлены выключатели с пофазным приводом и отсутствует защита от неполнофазного режима, следует устанавливать устройства АЛАР, выявляющие и ликвидирующие неполнофазные асинхронные режимы. 5.2.3 Ликвидацию асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции следует осуществлять путем его отключения.  5.2.4 Ликвидацию асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем следует осуществлять путем ДС.  5.2.5 На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР. На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, следует обеспечивать селективное выявление асинхронного режима с электрическим центром качаний в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.  5.2.6 Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.  5.2.7 Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:  - выявление асинхронного режима и выдачу управляющих воздействий;  - выявление электрического центра качаний (в электрической сети напряжением 110 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление электрического центра качаний);  - учет количества циклов асинхронного режима;  - отсутствие срабатывания при отсутствии асинхронного режима.  5.2.8 В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.  5.2.9 В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.  Для устройств АЛАР, установленных в электрической сети напряжением 220 кВ и ниже, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.  5.2.10 Устройства АЛАР следует устанавливать на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше.  Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.  5.3 Автоматика ограничения снижения частоты  5.3.1 Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.  5.3.2 Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяют на устройства:  - автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);  - автоматической частотной разгрузки (АЧР);  -дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);  - частотной делительной автоматики (ЧДА);  - частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).  5.3.3 Автоматический частотный ввод резерва  5.3.3.1 Устройства автоматического частотного ввода резерва (АЧВР) предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.  5.3.3.2 Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц.  5.3.3.3 Все ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше должны быть оснащены устройствами АЧВР.  Необходимость установки устройств АЧВР на ГЭС меньшей мощности определяют на этапе проектирования в зависимости от схемно-режимных условий района, в котором расположена ГЭС.  5.3.4 Автоматическая частотная разгрузка  5.3.4.1 Устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.  5.3.4.2 Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.  5.3.4.3 Устройства АЧР функционально подразделяют на устройства:  - АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР, предназначенные для предотвращения разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц;  - АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.  5.3.4.4 Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:  - для устройств АЧР-1 в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц;  - для устройств специальной очереди АЧР в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц.  Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,5 с и исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.  5.3.4.5 Устройства АЧР-2 функционально подразделяют на устройства:  - АЧР-2 несовмещенной;  - АЧР-2 совмещенной.  Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.  К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60 % объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.  Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц.  Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 5 до 70 с.  5.3.4.6 Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % от максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее — расчетный объем потребления), в том числе:  - объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, — не менее 50 % расчетного объема потребления (в том числе устройствами специальной очереди АЧР — не менее 3 % расчетного объема потребления);  - объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, — не менее 10 % расчетного объема потребления.  5.3.5 Дополнительная автоматическая разгрузка  5.3.5.1 Устройства дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1. 5.3.5.2 Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % от нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/сек.  5.3.5.3 Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.  5.3.6 Частотная делительная автоматика  5.3.6.1 Устройства частотной делительной автоматики (ЧДА) предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.  5.3.6.2 Устройства ЧДА должны действовать на ДС с целью выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.  5.3.6.3 Устройства ЧДА следует устанавливать на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.  В ЕЭС России невозможность установки устройств ЧДА следует оформлять решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  5.3.6.4 Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.  5.3.6.5 Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:  - 1 -я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц / от 0,3 до 0,5 с;  - 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц / от 30 до 40 с.  5.3.6.6 При выделении энергоблока на свои собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа энергоблока в течение не менее 30 мин.  5.3.6.7 Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.  Допустимое значение небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.  5.3.6.8 На всех электростанциях, на которых установлена или планируется к установке ЧДА, следует проводить проверку выполнения условий устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием ЧДА на изолированную нагрузку.  Проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем электростанции с периодичностью не реже одного раза в семь лет, а также при:  - модернизации ЧДА;  - модернизации систем автоматического регулирования генерирующего оборудования, выделяемого действием ЧДА;  - модернизации АСАРБ (для ЧДА, выполненной по схеме «выделение генератора на свои собственные нужды»).  Проверку следует выполнять путем проведения испытаний.  5.3.6.9 При необходимости на ТЭС следует устанавливать автоматику, предназначенную для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:  - должна контролировать значение и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также, при необходимости, величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС, и может использовать в качестве дополнительных пусковых органов фиксацию отключения линий электропередачи прилегающей к ТЭС электрической сети;  - должна соответствовать требованиям 5.3.6.2, 5.3.6.4, 5.3.6.6, 5.3.6.7;  - может выполняться аппаратно совмещенной с ЧДА.  5.3.7 Частотное автоматическое повторное включение  5.3.7.1 Устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.  5.3.7.2 Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.  5.3.7.3 Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.  5.3.7.4 При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 с.  5.3.7.5 Устройства ЧАПВ следует устанавливать прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.  5.4 Автоматика ограничения повышения частоты  5.4.1 Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС.  5.4.2 Устройства АОПЧ следует устанавливать на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц с учетом действия первичного регулирования частоты.  5.4.3 Уставки устройств АОПЧ должны находиться в диапазоне от 51,0 до 53,0 Гц.  5.4.4 Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.  5.4.5 Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.  5.4.6 Действие устройств АОПЧ должно проводиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.  5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения  5.5.1 Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.  5.5.2 Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.  Возможна организация контроля других параметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора). 5.5.3 В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.  5.5.4 В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.  5.5.5 Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты, автоматического ввода резерва, АПВ.  5.5.6 Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.  5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения  5.6.1 Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по значению и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.  5.6.2 Устройства АОПН следует устанавливать на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.  5.6.3 Устройства АОПН следует выполнять двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе значение и длительность повышения напряжения, значение и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.  Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:  - с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;  - со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.  Вторая ступень должна контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.  5.6.4 Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.  5.6.5 В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей УРОВ АОПН.  5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования  5.7.1 Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.  5.7.2 АОПО реализует следующие управляющие воздействия:  - АЗГ в дефицитной части энергосистемы;  - ОН в дефицитной части энергосистемы;  - ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;  - изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;  - отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.  5.7.3 В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.  Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя — на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования.  Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.  5.7.4 В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.  5.7.5 При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети устройство АОПО должно выбирать вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.  6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики  6.1 Требования к совмещению функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве  6.1.1 Не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ, РЗ и ЧДА.  6.1.2 В отдельных случаях (не относящихся к 6.1.1) при установке на объекте электроэнергетики устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, на стадии разработки рабочей документации должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности устройства (отказ по общей причине), а именно:  - аппаратное резервирование устройств РЗА;  - выполнение комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов «ближнего резервирования», в том числе разделение питания основных и резервных устройств по оперативному току, выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения от разных источников, несовмещение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА, действие на различные электромагниты отключения выключателей и т. п.  6.1.3 Допускается передача посредством одного УПАСК (в одном канале) команд и сигналов РЗ и ПА.  6.1.4 В распределительных сетях напряжением ниже 110 кВ допускается реализация функций ПА (АЧР, АОСН) в терминалах РЗ.  6.1.5 Не допускается совмещение в одном устройстве функций АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.  6.1.6 В ЕЭС России не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и ЧДА.  6.2 Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств ПА.  6.3 В случае аппаратного совмещения в одном устройстве нескольких функций ПА:  - неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства в целом;  - функции ПА должны дублироваться другим устройством.  6.4 Реализацию УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети следует осуществлять без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.  6.5 Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.  6.6 Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы ПА должны предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок. Перевод устройства ПА с одной группы уставок на другие следует осуществлять как на самом устройстве ПА, так и дистанционно.  6.7 При неисправности измерительных цепей тока и (или) напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используют измерения тока и (или) напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций ПА.  6.8 Устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.  6.9 После перерывов питания любой длительности устройство ПА должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 с с момента подачи питания.  6.10 Устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому.  6.11 Устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.  6.12 Для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.  6.13 В устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.  6.14 На объектах электроэнергетики на устройства и комплексы ПА, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:  - паспорта-протоколы;  - инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств и комплексов ПА;  - методические указания по наладке и проверке устройств и комплексов ПА;  - технические данные об устройствах ПА;  - карты уставок;  - методика расчета настройки устройств ПА;  - исполнительные рабочие схемы, алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);  - программы технического обслуживания устройств и комплексов ПА;  - бланки и/или программы (типовые бланки и/или программы) переключений по вводу в работу и выводу из работы устройств и комплексов ПА;  - структурные схемы внешних соединений и клеммных рядов.  7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики  7.1 Для ПТК верхнего уровня ЦСПА в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состоянии ЛЭП и оборудования должен использоваться ОИК соответствующего диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  7.2 Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, не должно превышать 1 с. Телеизмерения и телесигнализация, поступающие в ПТК верхнего уровня ЦСПА, должны содержать метки единого астрономического времени, формируемые на объектах электроэнергетики.  7.3 Между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц УВ и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи сдублированным режимом передачи информации. Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кБит/с.  7.4 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждого ЦСПА должны быть организованы два независимых цифровых канала связи сдублированным режимом передачи информации. Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кБит/с.  7.5 Для передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ следует предусматривать два независимых цифровых канала связи сдублированным режимом передачи информации. Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ не должно превышать 1 с.  7.6 Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между объектами электроэнергетики и устройствами (комплексами) ПА должны предусматриваться два независимых канала связи сдублированным режимом передачи информации.  7.7 Время передачи аварийных сигналов и команд ПА должно составлять:  - по волоконно-оптическим и кабельным линиям связи — не более 10 мс;  - по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП — не более 25 мс.  7.8 Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи аварийных сигналов и команд ПА должна составлять не более 10-6, вероятность пропуска команды не должна превышать 10-4.  7.9 Устройства и комплексы ПА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи должна быть предусмотрена автоматическая блокировка прохождения аварийных сигналов и команд ПА с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала связи соответствующих устройств и комплексов ПА.  7.10 В канале связи допускается совмещение передачи аварийных сигналов и команд ПА, РЗ, голосовой информации и телемеханики при условии выполнения требований настоящего раздела.  7.11 Доаварийная информация о параметрах электроэнергетического режима, используемая в АПНУ (за исключением случаев, указанных в 7.12), должна измеряться и передаваться сдатчиков, подключенных к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.  7.12 Устройства фиксации тяжести короткого замыкания, входящие в комплексы ЛАПНУ, а также устройства АОПО, АОПН, АОСН, АОСЧ, АОПЧ, АЛАР должны подключаться к выводам трансформаторов тока и напряжения, предназначенным для релейной защиты и автоматики.  8 Требования по применению синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима для задач противоаварийного управления (применяется в ЕЭС России)  8.1 Для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки корректности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем, повышения достоверности оценивания режима в ЦСПА, организации противоаварийного управления с использованием синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима на подстанциях напряжением 500 кВ и выше и на ТЭС, АЭС и ГЭС с установленной мощностью 500 МВт и выше должны устанавливаться программно-технические комплексы системы мониторинга переходных режимов (ПТК СМПР).  8.2 Технические задания на проектирование и проекты установки ПТК СМПР на объектах электроэнергетики должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  УДК 621.311:006.354  МКС 27.010  Ключевые слова: энергосистема, аварийный режим, противоаварийное управление, противоаварийная автоматика |