



БУЙРУК ПРИКАЗ

№ _____

Бишкек шаары

Кыргызстандын энергетика тутумунун бөлүгүндө (күн жана шамалды өндүрүү бөлүгүндө) иштеген энергиянын кайра жаралуучу энергия булактарынын негизинде иштетүүчү объектерге караштуу негизги техникалык талаптарын бекитүү жөнүндө

Кыргыз Республикасынын 2025-жылдын 4-июнундагы № 319 “Мамлекеттик органдардын укуктук мүнөзгө ээ актыларын кабыл алуу тартиби жөнүндө” токтомуна ылайык, буйрук кылам:

1. Кыргызстандын энергетика тутумунун бөлүгүндө (күн жана шамалды өндүрүү бөлүгүндө) иштеген энергиянын кайра жаралуучу энергия булактарынын негизинде иштетүүчү объектерге караштуу негизги техникалык талаптары тиркемеге ылайык бекитилсин.

2. Адам ресурстары жана иш кагаздарын жүргүзүү башкармалыгы ушул буйрукту каттоо жөнүндө өзүнчө журналда каттоосун жүргүзсүн жана “Электрондук документ жүгүртүүнүн мамлекеттик системасы” автоматташтырылган маалымат системасына киргизсин.

3. Электр энергетика башкармалыгы:

- ушул буйрукту Кыргыз Республикасынын Энергетика министрлигинин расмий веб-сайтына мамлекеттик жана расмий тилдерде катталган күндөн тартып үч жумуш күндүн ичинде жарыяласын;

- ушул буйруктун электрондук версиясын Кыргыз Республикасынын Юстиция министрлигине электрондук документ жүгүртүү системасы аркылуу катталган күндөн тартып жети жумушчу күндүн ичинде Укук маалыматтарынын борбордоштурулган банкына киргизүү үчүн жөнөтсүн.

4. Бул буйрук расмий жарыяланган күндөн тартып он беш күн өткөндөн кийин күчүнө кирет.

5. Бул буйруктун аткарылышын көзөмөлдөө электр энергетика башкармалыгына жүктөлсүн.



**Об утверждении Основных технических требований
к объектам генерации, функционирующим на основе
возобновляемых источников энергии, работающим в
составе энергосистем Кыргызстана (в части
солнечной и ветровой генерации)**

В соответствии с постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики «О порядке принятия актов государственных органов, обладающих правовым характером» от 4 июня 2025 года № 319, приказываю:

1. Утвердить Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем Кыргызстана (в части солнечной и ветровой генерации) согласно приложению.

2. Управлению человеческих ресурсов и делопроизводства произвести регистрацию настоящего приказа в отдельном журнале о регистрации актов и внести в автоматизированную систему «Государственная система электронного документооборота».

3. Управлению электроэнергетики:

- в течение трех дней со дня регистрации настоящего приказа разместить настоящий приказ на государственном и официальном языках на официальном веб-сайте Министерства энергетики Кыргызской Республики;

- в течение семи рабочих дней со дня регистрации настоящего приказа направить электронную версию через систему электронного документооборота в Министерство юстиции Кыргызской Республики для включения в Централизованный банк данных правовой информации.

4. Настоящий приказ вступает в силу по истечении пятнадцати дней со дня официального опубликования.

5. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на управление электроэнергетики.

**Министрдин м.у.а.,
Министрдин биринчи орун басары**

Ө.Ж. Жеңишбеков



КЫРГЫЗ РЕСПУБЛИКАСЫНЫН ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛИГИ

Кыргызстандын энергетика тутумунун бөлүгүндө (күн жана шамалды өндүрүү бөлүгүндө) иштеген энергиянын кайра жаралуучу энергия булактарынын негизинде иштетүүчү объектерге караштуу негизги техникалык талаптары

БИШКЕК 2026

Мазмуну

1.	§ 1. Белгилер жана кыскартуулар	3
2.	§ 2. Терминдер жана аныктамалар	3
3.	§ 3. Максаты жана колдонуу чөйрөсү	4
4.	§ 4. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттерге карата жалпы талаптар.....	5
5.	§ 5. Ар кандай жыштык диапазондорунда уруксат берилген иштөө убактысына талаптар.....	7
6.	§ 6. Ар кандай чыңалуу диапазондорунда уруксат берилген иштөө убактысына талаптар.....	8
7.	§ 7. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттердин жалпы баштапкы жыштыктарды жөнгө салууга катышуусуна талаптар	8
8.	§ 8. Активдүү жана реактивдүү энергияны жөнгө салууга энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттердин катышуусуна талаптар	10
9.	§ 9. Шамал электр чордондору жана күн электр чордондору үчүн процесстерди башкаруунун автоматташтырылган системасына талаптар.....	11
10.	§ 10. Шамал электр чордондору жана күн электр чордондору жана ДБ ортосунда маалымат алмашууну уюштурууга талаптар	14
11.	§ 11. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин электр энергиясын бөлүштүрүү түзүлүшүнө талаптар	16
12.	§ 12. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттинин туруктуулугун камсыз кылуу боюнча талаптар	17
13.	§ 13. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектти күйгүзүү жана/же синхрондоштуруу шарттарына талаптар	18
14.	§ 14. Электр энергиясынын сапатына талаптар	19
15.	1 – Тиркеме	20
16.	2 – Тиркеме	21



§.1. Белгилер жана кыскартулар

АЖО – автоматташтырылган жумушчу орун;
АБТ – автоматташтырылган башкаруу тутуму;
АЖБАТ – технологиялык жараянды (процессти) башкаруунун автоматташтырылган тутуму;
ШЗО – шамалзардечилик орнотмо;
ШЭЧ – шамал электр чордону;
АБ – алыстан башкаруу;
ДБ – электроэнергетика тармагындагы оперативдүү диспетчердик башкаруу субъектинин диспетчердик борбору;
ҮАБ – үзгүлтүксүз азыктандыргыч булактары;
ЧЧ – чукул чабыш;
ЭЧ – электр чубалгысы;
ЖБЖЖС - жалпы баштапкы жыштыкты жөнгө салуу;
«Кыргызстандын УЭТ» ААК - «Кыргызстандын улуттук электр тармагы» ачык акционердик коому;
КЧ – көмөкчордон;
БКА – бүлүнүүгө каршы автоматика;
РКА - Релелик коргоо жана автоматика;
БТ – бөлүштүрүүчү түзмөгү;
КЭЧ – күндүк электр чордону;
ЭЭСТ – электр энергиясын сактоо тутуму;
ФЭЧ(М) – фотоэлектрдик ченембөлүк (модуль);
ШЗО (КЭС) ББ - шамал (күн) электр чордондорунун башкаруу борбору.

§ 2. Терминдер жана аныктамалар

Шамалзардечилик орнотмо, ШЗО - шамал энергиясын энергиянын башка түрлөрүнө (механикалык, жылуулук, электрдик ж. б.) айландыруу үчүн арналган өз ара байланышкан жабдуулардын жана курулмалардын комплекси.

Шамалзардечилик орнотмо тобу - электр тармактарынын жабдууларынын жана жалпы коммутатор аркылуу электр тармагына туташтырылган электр байланыштарынын жыйындысы менен бири-бирине туташтырылган бир же андан көп шамалзардечилик орнотмо.

Шамалэлектр чордону, ШЭЧ - бир же бир нече бөлүштүрүүчү түзүлүштөргө (авто) трансформатордук туташтыруу менен туташтырылган жана/же бирдиктүү коллектордук тармак менен бириктирилген, жалпы жергиликтуу автоматташтырылган башкаруу тутум бар бирдиктүү технологиялык комплексти билдирген шамал электр чордондорунун тобу же топторунун жыйындысы.

Коллектордук тармак - электр тармагынын элементтеринин жыйындысы, анын ичинде ШЗОнун чыгыш кыпчымаларынын жэ туруктуу



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САҢАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

агын аркылуу фотоэлектрдик күн модулдары иштейт жана жогорку чыңалуудагы бөлүштүргүчтөр, алар аркылуу электр чордондорунун кубаттуулугу тармакка берилет.

Өзгөрткүч түзмөк - электр тутумундагы электр агынынын жыштыгына туура келген жыштыктагы өзгөрмө агынга же бир жыштыктагы өзгөрмө агындын жыштыгына туура келген жыштыгы менен өзгөрмө агынга айландыруу үчүн арналган күчтүк электроникасын камтыган энерготутумунда электр агынынын жыштыгына дал келген түзүлүш.

Туруктуу агынды өзгөрткүч – электр тутумундагы электр агынынын жыштыгына туура келген жыштыктагы өзгөрмө агынга түз агынды айландыруу үчүн арналган өзгөрткүчү түзүлүш.

Күндүк электр чордону, КЭЧ - күн нурлануусунун энергиясын электр энергиясына айландыруу үчүн арналган электр чордону.

Шамал (күн) электр чордондорун башкаруу борбору - электр энергетикасынын субъектинин мындай субъектке таандык шамал же күндүк электр чордондоруна карата ыкчам-технологиялык башкаруу функцияларын (анын ичинде технологиялык башкаруу жана техникалык тейлөө функцияларын) жүзөгө ашыруучу менчик укугунда же башка мыйзамдуу негизде электр энергиясы тутумуна кошулган түзүмдүк бөлүмү.

LVRT мүнөздөмөсү - чыңалуу ар кандай өлчөмдө жана ар кандай убакыт аралыгы менен төмөндөгөндө, өндүргүч жабдуулардын иштөө жөндөмдүүлүгүн мүнөздөгөн көз карандылык.

§ 3. Максаты жана колдонуу чөйрөсү

1. Негизги техникалык талаптардын максаттары үчүн кайра жаралуучу энергия булактарын пайдалануунун негизинде иштеп жаткан генерациялоочу объекттер (мындан ары - КЖЭБ генерациялоочу объекттер) деп төмөндөгү генерациялоочу объекттер түшүнүлөт:

- электр энергиясын өндүрүү үчүн арналган шамал электр чордондору;

- шамал электр чордондору, анын ичинде аларга кирген шамал электр чордондорунун орнотмолору;

- электр энергиясын өндүрүү үчүн арналган бир туруктуу агындын өзгөргүчтөрү аркылуу туташтырылган фотоэлектрдик модулдар;

– фотоэлектрдик күн электр чордондору. Бул Негизги Техникалык талаптар энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу

объектилер КЖЭБна мүчө мамлекеттердин энергетикалык тутумдарынын

курамында иштегенде аларга карата техникалык талаптарды белгилейт,

алар Кыргызстандын энергетика системасынын бөлүгү катары иштейт.

2. Бул Негизги Техникалык талаптар Кыргызстандын энергетикалык тутумдарын ыкчам диспетчердик башкарууну жүзөгө ашыруучу уюмдарга, ошондой эле Кыргызстандын аймагында кайра жаралуучу энергия булактарын өндүрүүчү объектилерди долбоорлоону, курууну жана пайдаланууну жүзөгө ашыруучу уюмдарга арналган.

3. Бул Негизги техникалык талаптар жаңыдан ишке киргизилген, кайра келбеттөөлөнгөн же техникалык жактан кайра жабдылган кайра жаралуучу энергия булактарын өндүрүүчү объекттерге жайылтылат.

§ 4. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттерге карата жалпы талаптар

4. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектти электр тармагына туташтыруу жана анын электр тармагынын иштөө режимдерине тийгизген таасирин баалоо боюнча техникалык чечимдерди аныктоо үчүн энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуу объектисинин электр энергиясын бөлүштүрүү түзүлүшү иштелип чыгышы керек.

5. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин электр энергиясын бөлүштүрүү түзүлүшүнүн техникалык чечимдерин иштеп чыгууда электр энергиясынын туруктуу тартиптерин, статикалык туруктуулукту, динамикалык туруктуулукту жана кыска туташуу агындарын эсептөөлөр жүргүзүлүүгө тийиш.

Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин электр энергиясын бөлүштүрүү түзүлүшү «Кыргызстандын УЭТ» ААК му менен макулдашылышы керек.

6. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектиге электр энергиясын берүү боюнча төмөнкү техникалык чечимдер долбоорлоодо аныкталууга тийиш:

– байланыш трансформаторлорунун (автотрансформаторлордун) түрү, саны жана номиналдык кубаттуулугу;

– бир блоктук трансформаторго (автотрансформаторго) кошула турган шамал турбиналарынын түрү жана саны (шамал чордондору үчүн);

– бир блоктук трансформаторго (автотрансформаторго) туташтырылуучу туруктуу агындын бир өзгөрткүчү аркылуу туташтырылган ФЭЧдин түрү жана саны (күндүк электр чордондору үчүн);

– чыңалуунун, электр энергиясынын же жыштыктын кошумча баскычтарынын болушу же жоктугу;

– баштапкы бөлүштүрүүчү түзүлүштөрдүн түзүлүштөрүнүн түрлөрү,

– энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектиге электр энергиясын берүү боюнча техникалык чечимдердин варианттары;

– релелик коргоону жана автоматташтыруу тутумдарын жана түзүлүштөрүн, анын ичинде бөлүнүүгө каршы автоматташтыруу

тутумдарын жана түзүлүштөрүн орнотуу жана/же заманбаптоо боюнча техникалык чечимдер.

7. ЭЧнын генерациялоочу объектинин курамына кирген бардык электр тармактарынын жабдуулары жана электр берүү чубалгылары, ошондой эле ЭЧны иштеп чыгуучу объектиден чыккан электр чубалгылары кыска туташуулардын бардык түрлөрүнөн корголушу керек.

8. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин жана ага чектеш электр тармагындагы электр тармактарынын жабдууларынын релелик коргоо жана автоматташтыруу түзүлүштөрүнүн курамы, ошондой эле аларга коюлуучу талаптар Кыргыз Республикасынын талаптарына жооп берүүгө тийиш.

9. КЖЭБнын генерациялоочу объектилеринде электр тармагына берилүүчү активдүү кубаттуулукту азайтуу же генерациялоочу жабдуулардын бир бөлүгүн же бүтүндөй комплексин өчүрүү, анын ичинде БКАнын ишинин көрсөтүлгөн алгоритмдерине ылайык БКАнын буйругу боюнча мүмкүн болушу керек, туруксуздукту болтурбоо жана/же алдын алуу жана жоюу максатында электр энергиясынын тартибинин өлчөм мүнөздөгүчүлөрү жол берилген маанилерден чыгып кетүүгө жол бербөгө тийиш.

10. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектилердин ээлери пайдаланууга киргизүүдө ыкчам диспетчердик көзөмөлдүн субъекттерине төмөнкү маалыматтарды жиберүүгө милдеттүү:

- генерациялоочу жабдуулардын аталышы жана түрү;
- генерациялоочу жабдуулардын белгиленген кубаттуулугу, МВт;
- генерациялоочу жабдуулардын эң чоң жеткиликтүү кубаттуулугу, МВт;
- жүктөөнү көбөйтүү/азаюу ылдамдыгы, МВт/мин,
- берилген жана керектелген реактивдүү кубаттуулуктун мааниси, Мвар,
- туруктуу тартиптерди, статикалык жана динамикалык туруктуулукту, кыска туташуу агындарын жана релелик коргоону орнотууларды эсептөө үчүн программалык комплекстерде генерациялоочу жабдууларды моделдөө үчүн зарыл болгон маалыматтар;
- ыкчам диспетчердик көзөмөлдүн субъектиси же Кыргыз Республикасынын документтери менен макулдашуу боюнча кошумча маалымат.

11. КЖЭБны генерациялоочу объекттер мыйзамдарга, ченемдик-техникалык документтерге ылайык энергетика тутумунун иш тартиптерин кыска мөөнөттүү жана узак мөөнөттүү пландаштырууда эске алынууга тийиш.

12. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектте электр энергиясын сактоо тутумун (ЭЭСТ) орнотуу зарылчылыгы төмөнкү жоболор менен аныкталат.

Эгерде энергетикалык райондун эң чоң электр энергиясын керектөөсүнөн КЖЭБнын генерациялоочу объектилеринин белгиленген кубаттуулуктарынын үлүшү белгиленген мааниден ашса, бардык жаңыдан ишке киргизилген КЖЭБ генерациялоочу объектилер ЭЭСТ менен жабдылышы керек.

Мында жалпы орнотулган электр чордондорунун кубаттуулугу 25 МВт жана андан жогору болгон бардык шамал электр чордондору жана күндүк электр чордондору ЭЭСТ менен жабдылышы керек. ЭЭСТнын орнотулган кубаттуулугу шамал электр чордонунун (ЖЭЧ) белгиленген жалпы кубаттуулугунун 30-50% чегинде болууга тийиш. ЭЭСТнын эң чоң кубаттуулугун жеткирүүнүн узактыгы 2 сааттан кем эмес болушу керек.

13. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүү объектилеринин үлүшүнүн көрсөтүлгөн мааниси төмөндөгүдөй таасир этүүчү факторлорду эске алуу менен эсептелүүгө тийиш:

- энергетикалык райондогу электр чордондорунун белгиленген кубаттуулуктарынын түзүмү;
- энергетикалык райондун эң чоң керектөөнүн мааниси;
- энергетикалык райондун мезгилдик жана суткалык жүктөө графигинин өзгөчөлүктөрү;
- энергетикалык райондордо маневрлик электр чордондорунун болушу;
- энергетикалык райондон берилүүчү же алынган энергияга чектөөлөр.

14. Энергияны сактоо тутуму орнотулган шамал электр чордондору жана күндүк электр чордондору кайра жаралуучу энергияны өндүрүүчү объектилерди нөлдөн баштап (тышкы энергия булагысыз) ишке киргизүүнү жана алардын энергия тутуму обочолонгон тартипте бөлүнгөн жүктө узак мөөнөттүү туруктуу иштешин камсыз кылууга тийиш.

15. Мамлекет энергия тутумунун ишенимдүү иштешин жана электр тармактарынын жабдууларын ашыкча жүктөө болбошун камсыз кылуу үчүн зарыл болгон өлчөмдө кайра жаралуучу энергиянын булактарын иштеп чыгуучу объектилерди ЭЭСТ жабдуулары менен жабдууга өзүнчө талаптарды белгилей алат.

ЭЭСТ орнотулган энергиянын кайра жаралуучу булактарына жана энергиянын кайра жаралуучу булактарына карата техникалык талаптар бул документте белгиленбейт.

§ 5. Ар кандай жыштык диапазондорунда уруксат берилген иштөө убактысына талаптар

16. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектилер электр агынынын жыштыгы 51,0-49,0 Гц диапазондо, анын ичинде жыштык диапазонунун жогорку чегинде өзгөргөндө электр тармагынан ажыратылбастан узак убакыт бою иштеши керек.

17. КЖЭБны генерациялоочу объекттер электр агынынын жыштык диапазонунда (анын ичинде көрсөтүлгөн жыштык диапазондорунун жогорку чегинде) электр тармагынан ажыратылбастан иштеши керек:

- 55,0-53,0 Гц - иштөө узактыгы өндүрүүчү тарабынан белгилениши керек;
- 53,0-51,0 Гц - иштөө узактыгы 7 секунддан кем эмес;
- 51,0-49,0 Гц – узак;
- 49,0-48,0 Гц - иштөө узактыгы 30 мүнөттөн кем эмес;
- 48,0-47,0 Гц - иштөө узактыгы 40 с кем эмес;
- 47,0-46,0 Гц, - иштөө узактыгы 1 с кем эмес;
- 46 Гц төмөн - иштөө узактыгы өндүрүүчү тарабынан белгилениши керек.

§ 6. Ар кандай чыңалуу диапазондорунда уруксат берилген иштөө убактысына талаптар

18. Чыңалууну жогорулатуу үчүн энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттин генерациялоочу түзүлүштөрүн технологиялык жактан коргоо өзгөртүүчү түзүлүштү коллектордук тармакка туташтыруу жеринде чыңалуу айландыруучу аппараттын номиналдык чыңалуудан 10% кем эмес жогорулаганда алардын узак мөөнөттүү иштешин камсыз кылууга тийиш.

19. Чыңалууну азайтуу үчүн энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттин өзгөртүүчү түзүлүштөрүн технологиялык жактан коргоо өзгөртүүчү түзүлүштү коллектордук тармакка кошуу пунктундагы чыңалуу айландыруучу аппараттын номиналдык чыңалуудан 10% кем эмес төмөндөтүлгөндө алардын узак мөөнөттүү иштешин камсыз кылууга тийиш.

§ 7. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттердин жалпы баштапкы жыштыктарды жөнгө салууга катышуусуна талаптар

20. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттерде жыштыктын өсүшүнө жараша жыштыктарды бөлүштүрүүгө катышуу үчүн электр тармагына берилүүчү активдүү кубаттуулукту азайтуу мүмкүн болушу керек.

21. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектилердин ЖБЖЖСга катышуусу бир бөлүштүргүч түзүлүшкө туташтырылган шамал турбиналарынын же күн электр чордондорунун (бир өзгөртүүчү түзмөккө туташтырылган) тобунун же топторунун топтомунун кубаттуулугун төмөндөтүү жолу менен, генерациялоочу же өзгөртүүчү жабдуулардын активдүү кубаттуулугу, же долбоорлоодо кабыл алынган техникалык чечимдерге ылайык автоматтык түрдө өчүрүү

аркылуу электр энергиянын кайра жаралуучу булактарын жөнгө салуу жолу менен ишке ашырылууга тийиш.

22. ЖБЖЖСга катышуу үчүн энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектинин генерациялоочу жабдуулары төмөнкү талаптарга жооп бериши керек:

– активдүү кубаттуулукту жөнгө салгычтарда биринчилик жөнгө салуунун “кыймылсыз тилкеси” $50,0 \pm 0,1$ Гц ашпоого тийиш;

– баштапкы жөнгө салуунун статистикасы 4,0-5,0% чегинде болууга тийиш.

23. ЖБЖЖСга катышууда генерациялоочу жабдуу жыштык төмөнкү формула менен аныкталуучу зарыл болгон биринчи кубаттуулуктун көлөмүнө өзгөргөндө чыгуучу активдүү кубаттуулуктун өзгөрүшүн камсыз кылууга тийиш:

$$P_{т.п} = -(100/S) \cdot (P_{исх} / f_{ном}) \cdot \Delta f_p,$$

мында S - баштапкы жөнгө салуунун статистикасы, %;

$P_{исх}$. - бир өткөргүч түзүлүшкө туташтырылган шамал турбиналарынын жана күн электр чордондорунун топторунун топтомунун баштапкы (ЖБЖЖСга катышуунун башталышында) кубаттуулугу, МВт;

Δf_p , Гц - жыштыктан четтөөнүн эсептелген мааниси, төмөнкүдөй аныкталат:

$\Delta f_p = 0$ биринчилик жөнгө салуунун "кыймылсыз тилкесинде" ($50,00 \pm f_{мп}$, Гц) ашпаган жыштыктын четтөөлөрү үчүн;

$\Delta f_p \neq 0$ биринчилик жөнгө салуунун “кыймылсыз тилкесинде” ашкан жыштыктын четтөөлөрү үчүн;

$\Delta f_p = f - (50,00 + f_{м.п.}) > 0$ жыштык биринчилик жөнгө салуунун “кыймылсыз тилкесинин” жогорку чегинен жогору болгондо.

24. Жыштык баштапкы жөнгө салуунун "кыймылсыз тилкесинин" жогорку чегинен жогору болгондо, 10 секундтан ашык эмес өткөндөн кийин, ЖБЖЖСга катышкан КЖЭБнын генерациялоочу объектинин активдүү кубаттуулугу зарыл болгон баштапкы кубаттуулуктун маанисине азайтылышы керек.

Керектүү баштапкы кубаттуулуктун мааниси жигердүү кубаттуулук азая баштаган учурда баштапкы жөнгө салуунун “кыймылсыз тилкесинин” жогорку чегинен жыштыктын четтөөсүнө жараша аныкталат.

Мында баштапкы башкаруу процессинде активдүү кубаттуулуктун азайышы 5 секундтан ашпаган убакытта болушу керек жана туруктуу апероддук мүнөздө болушу керек.

25. Квази-туруктуу жыштыктын мааниси баштапкы жөнгө салуунун "кыймылсыз тилкесинин" жогорку чегинен ашып кеткен бардык убакытка ЖБЖЖСга катышкан энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектинин максималдуу жүктөмүнүн чеги ЖБЖЖСга катышууну баштоо учурундагы иш жүзүндөгү кубаттуулук менен талап кылынган негизги кубаттуулуктун маанисинин ортосундагы айырмага барабар белгилениши керек.

Жыштыктын четтөөсү негизги башкаруу “кыйылсыз тилкесинин” чегинен ашкан сайын, эң чоң жүктөө чектөөсү учурдагы жыштыктын четтөөсүнө пропорционалдуу баштапкы кубаттуулуктун маанисинин өзгөрүшүнө ылайык өзгөрүшү керек.

26. Квази-туруктуу жыштыктын мааниси баштапкы жөнгө салуунун "кыймылсыз тилкесинин" жогорку чегинен төмөн азайгандан кийин, ЖБЖЖСга катышкан энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттинин эң чоң жүктөө чектөөсү автоматтык түрдө жоюлушу керек.

§ 8. Активдүү жана реактивдүү энергияны жөнгө салууга энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттердин катышуусуна талаптар

27. КЖЭБнын өндүрүүчү объекти диспетчердик команда, аралыкта башкаруу командасы же автоматтык башкаруу тутумунун буйругу боюнча башкаруу диапазонунун чегинде бир мүнөттөн кийин чордон толугу менен өчүрүлгөн КЖЭБнын генерациялоочу объекттинин номиналдык кубаттуулугунан кеминде 100% ченинде активдүү кубаттуулукту азайтуу мүмкүнчүлүгүн камсыз кылууга тийиш.

БКАнын буйругу боюнча активдүү кубаттуулукту азайтуу энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттинин номиналдык кубаттуулугунун секундасына кеминде 10% өлчөмүндө же чордондун өндүрүүчү жабдууларынын тобун ал толук өчүрүлгөн болгонго чейин өчүрүү жолу менен жүргүзүлүүгө тийиш.

28. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттинин режимдик автоматташтыруудан буйругу боюнча активдүү кубаттуулук боюнча же электр тармагынын элементтери боюнча электр тармагынын башкарылуучу участкакторунун ашыкча жүктөлүшүнө таасирин аныктоодо генерациялоочу объект (экинчи жыштык башкаруу жана активдүү электр агымы), чыгуу активдүү кубаттуулугун азайтуу мүмкүнчүлүгүн камсыз кылууга тийиш, мында режимдик автоматташтыруунун буйругу менен чектөөлөр алынып салынганга чейин чыгуучу кубаттуулуктун белгиленген мааниден жогору эмес чектелиши камсыз кылынууга тийиш.

Башкаруу иш-аракеттерин берүү үчүн өнүктүүчү объект менен ДБнун ортосунда маалымат алмашуу үчүн арналган каналдар колдонулушу керек.

29. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объект реактивдүү энергияны иштеп чыгууну жөнгө салууну камсыз кылуучу автоматика менен жабдылышы керек.

КЖЭБны иштеп чыгуучу объект диспетчердик команданын же алыстан башкаруунун буйругунун негизинде реактивдүү кубаттуулуктун ченемдик диапазонунда төмөнкү режимдердин биринде иштешин камсыз кылууга тийиш:

- чыңалууну жөнгө салуу режиминде;
- реактивдүү кубаттуулукту башкаруу режиминде.

Көрсөтүлгөн башкаруу режимдеринин бирин орнотуунун максатка ылайыктуулугу ыкчам диспетчердик башкаруунун субъекти тарабынан аныкталат.

30. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объектердин жабдууларынын PQ диаграммасынын чегинде берилген мүнөздөмөгө ылайык берилген (керектелген) реактивдүү кубаттуулуктун көлөмүн автоматтык түрдө өзгөртүү жолу менен өзгөртүүчү түзмөктөрдүн чыгышында өзгөрмө агындын чыңалуусунун берилген деңгээлин кармап туруу мүмкүнчүлүгүн камсыз кылууга тийиш.

Реактивдүү кубаттуулуктун жөнгө салуу диапазонунун иш жүзүндөгү чыгуучу активдүү кубаттуулукка (P-Q диаграммасы) жана чыныгы чыңалууга (U-Q диаграммасы) сунушталган көз карандылыгы 1-тиркемеде келтирилген.

Кыргыз Республикасы энергетикалык тутумдардын иштөө шарттарына жараша реактивдүү энергияны жөнгө салуунун мүнөздөмөлөрүнө башка талаптарды белгилей алат.

§ 9. Шамал электр чордондору жана күн электр чордондору үчүн процесстерди башкаруунун автоматташтырылган системасына талаптар

31. Орнотулган генерациялоочу кубаттуулугу 5 МВт жана андан ашык болгон бардык шамал электр чордондору жана күн электр чордондору процессти башкаруунун автоматташтырылган тутумдары менен жабдылышы керек.

32. Технологияларды башкаруу тутуму төмөнкүлөрдү камсыз кылууга тийиш:

- технологиялык параметрлерди автоматтык жөнгө салуу менен жабдуунун технологиялык иштөө режимин автоматтык башкаруу;
- негизги жана көмөкчү жабдуулардын, релелик коргоо жана автоматика түзүлүштөрүнүн абалына мониторинг жүргүзүү;
- стандарттуу (нормалдуу) иштөө режимдеринде процесстин параметрлеринин белгиленген (талап кылынган) маанилерден четтөөлөрүн өз убагында аныктоо;
- технологиялык жана кыйрандылык белгилер.

33. Технологияларды башкаруунун автоматташтырылган тутуму маалыматтык, көзөмөлдөөчү жана көмөкчү функцияларды аткарууга тийиш.

1) Процессти башкаруунун автоматташтырылган тутумунун маалыматтык функцияларына төмөнкүлөр кирет:

- негизги жана көмөкчү жабдуулардын, экинчи тутумдардын технологиялык иштөө режими жана пайдалануу абалы жөнүндө маалыматтарды чогултуу;

- шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун активдүү жана реактивдүү күчүн жөнгө салуунун иш жүзүндөгү диапазонун реалдуу убакыт режиминде эсептөө;

- жабдууларды пайдаланууда пайда болгон маалыматтык, аналитикалык жана эсептөө маселелерин чечүү үчүн маалыматтык, эсептөөчү жана аналитикалык функциялары;

- автоматтык режимде технологиялык процесстин параметрлери жана алгылыктуу параметрлерден четтөөлөр жөнүндө маалыматты пайдалануучу ишкерсанга өз убагында берүүнү камсыз кылуучу маалыматтык жана процесстик сигналдарды көрсөтүү;

- объектте жана технологиялык башкаруу тутумунда болуп жаткан окуяларды жазуу үчүн, узак мөөнөттүү сактоо шарты менен өздүк каражаттарды колдонуу менен жабдуулардын жана түзүлүштөрдүн абалын жана иштөө режимдерин ретроспективдүү талдоо үчүн маалымат базалары (архивдер) түрүндө же коргоо жана автоматика тутумдары, анын ичинде кыйрандуу окуяларды (процесстерди) жазгычтар менен маалымат алмашуу аркылуу каттайт;

- жабдуулардын жана түзүлүштөрдүн абалын жана иштөө режимдерин, процессти башкаруунун автоматташтырылган тутумдарынын ишин жана пайдалануучу ишкерсандын аракеттерин ретроспективдүү талдоо үчүн маалымат базалары (архивдер) түрүндө топтоо жана узак мөөнөттүү сактоо үчүн пайдаланылган маалыматтарды архивдөө;

- маалыматтарды каттоо, техникалык протоколдорду, отчетторду жана башка документтерди берилген форматта автоматтык түрдө түзүүнү жана басып чыгарууну камсыз кылуу, ыкчам маалымат базасын, күнүмдүк баракчаны жана ыкчам журналды жүргүзүү;

- ДБнун тышкы автоматташтырылган тутумдары менен маалымат алмашуу.

2) Технологияны башкаруунун автоматташтырылган тутумунун башкаруу функцияларына төмөнкүлөр кирет:

- автоматтык жөнгө салуу, технологиялык процесстин параметрлеринин көрсөтүлгөн маанилерин жана шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун берилген өлчөмдөрдүн негизин үзгүлтүксүз кармап турууну камсыз кылуу;

- үзгүлтүксүз башкаруу жана автоматтык жөнгө салуу, анын ичинде бөгөттөө, этаптуу логикалык башкаруу аркылуу ишке ашырылбаган жабдууларды жана автоматтык түзүлүштөрдү автоматтык жана/же автоматташтырылган башкарууну камсыз кылуучу логикалык башкаруу;

- электр тармактарынын жабдууларын жана релелик коргоо түзүлүштөрүн, шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун активдүү жана реактивдүү күчүн аралыктан башкаруу.

3) Технологияларды башкаруу тутумунун көмөкчү функцияларына төмөнкүлөр кирет:

- программалык-аппараттык камсыздоого үзгүлтүксүз автоматтык көзөмөл жана процессти башкаруунун автоматташтырылган тутумунун маалыматтык-башкаруу функцияларын ишке ашырууга көзөмөл жүргүзүү;

- киргизүү-чыгаруу каналдарын жана маалыматтарды берүү процесстерин башкаруу тутумунун программалык-аппараттык компоненттерин тестирлөө жана өз алдынча диагностикалоо;

- процессти башкаруунун автоматташтырылган программалык жана аппараттык каражаттарын орнотууда, ишке киргизүүдө жана пайдаланууда сунуштарды, маалымдама маалыматтарды берүү;

- процессти башкаруу тутумунун компоненттеринин программалык камсыздоосун зыяндуу программалык камсыздоонун таасиринен жана уруксатсыз кийлигишүүдөн коргоо.

34. Технологиялык процесстерди башкаруу тутуму жабдууларды жана технологиялык процесстерди көзөмөлдөө жана башкаруу маселелерин чечүү үчүн программалык-техникалык каражаттардын комплексин камтууга тийиш.

35. Технологиялык процессти башкаруу тутумунун түзүмү башкаруу объектинин технологиялык түзүмүнө ылайык келген көп баскычтуу иерархиялык тутум болууга тийиш.

Технологияларды башкаруу тутумун тышкы автоматташтырылган тутумдар (анын ичинде башкаруунун локалдык тутумдары, ишканалардын автоматташтырылган башкаруу тутумдары ж.б.) менен стандарттуу протоколдорду колдонуу менен интеграциясы камсыз кылынууга тийиш.

36. Технологияларды башкаруунун автоматташтырылган тутумдарынын техникалык каражаттарын пайдалануу менен релелик коргоону жана тармактарды автоматташтыруу функцияларын ишке ашырууга жол берилбейт.

37. Технологияларды башкаруу тутумунун жогорку деңгээли маалыматты жана технологиялык сигнализацияны, ошондой эле шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун бардык иштөө режимдеринде туруктуу агын менен маалымат алмашууну көрсөтүүгө тийиш.

38. Технологияларды башкаруунун автоматташтырылган тутумун түзүүдө маалыматтык коопсуздук чөйрөсүндөгү документтердин талаптарын эске алуу зарыл.

39. Туруктуу токтон башкаруу борборунун функциялары 110 кВ жана андан жогору шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун коммутациялоочу түзүлүштөрү жана жерге туташтыруучу ажыраткычтары, шамал электр чордондорунун жана күн электр

чордондорунун өндүргүч жабдуулары релелик коргоочу түзүлүштөр (функциялар), өндүргүч жабдуунун активдүү жана реактивдүү күчү менен аткарылышын камсыз кылынууга тийиш.

Ошол эле учурда аралыкта башкаруунун функцияларын туруктуу агындын, шамал электр чордонунун башкаруу борбору (КЭЧ) жана шамал электр чордонунун автоматташтырылган жумуш орду (КЭЧ) ортосунда бөлүштүрүү, ошондой эле аралыкта башкаруунун тартиби Кыргыз Республикасынын стандарттарынын талаптарына ылайык аныкталышы керек.

40. Шамал электр чордондорун (КЭЧ) башкаруу борборунан шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун ыкчам-технологиялык башкарууну ишке ашырууда технологиялык иштөө режими жана өндүрүүчү жабдуулардын, коммутациялоочу түзүлүштөрдүн иштөө абалы боюнча аралыктан башкаруу функцияларын аткаруу жана шамал электр чордонунун (КЭЧ) башкаруу борборунан бөлүштүрүүчү түзүлүштөрдүн жерге туташтыргычтары камсыз кылынууга тийиш.

41. Аралыктан башкаруунун буйруктарын ишке ашыруу алгоритмдери шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун жабдууларынын жана түзүлүштөрүнүн бузулуу мүмкүнчүлүгүн жокко чыгарышы керек.

42. Шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун процесстерин башкаруу тутумдарынын техникалык каражаттарын электр менен жабдуу, эреже катары, эки көз карандысыз тышкы энергия булактарынан (негизги жана резервдик) ишке ашырылууга тийиш.

Эгерде КЖЭБнын электр чордонунун кубаттуулугу электр чордонунун өткөргүчтөрүнөн тараган бир электр чубалгысы боюнча жүргүзүлсө, шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун процесстерин башкаруунун автоматташтырылган тутумдарынын техникалык каражаттарына ҮАБдан кепилденген энергия булагы бир тышкы электр чубалгысынан энергия берүүгө жол берилет.

§ 10. Шамал электр чордондору жана күн электр чордондору жана ДБ ортосунда маалымат алмашууну уюштурууга талаптар

43. Шамал чордону менен күн электр чордону менен туруктуу токтун ортосунда технологиялык байланыш тармагы уюштурулууга тийиш. Технологиялык байланыш тармагы эки көз карандысыз байланыш каналы аркылуу санариптик байланыш тутумдарынын негизинде уюштурулушу керек.

Байланыш каналдары ДБ тарабынан аныкталган түйүндөргө жетүү үчүн уюштурулушу керек.

Көз карандысыз байланыш каналдарын пайдалануудан бир эле убакта алып салуу (чыгуу) мүмкүнчүлүгүн жокко чыгаруучу байланыш жабдуулары жана энергия булактары, байланыштын ар бир багытындагы

каналдардын көз карандысыздыгына жалпы чубалгылык-кабелдик түзүмдөрү жок ар кандай байланыш чубалгыларында же каналдардын багыттарын ылайыктуу тандоо менен ар кандай бөлүштүрүүчү чөйрөлөрдө байланыш каналдарын уюштуруу, баштапкы жана камдык байланыштарды пайдалануу аркылуу жетишүү керек.

44. Байланыш каналдарынын сыйымдуулугу эсептөөлөрдүн натыйжалары боюнча тандалып алынышы жана маалыматтын керектүү түрлөрүн жана көлөмүн ДБна берүүнү камсыз кылуу керек.

45. Диспетчердик түзүлүштөрдү камтыган шамал электр чордондору менен күн электр чордондорунун ортосунда жана туруктуу агындын ортосунда ыкчам сүйлөшүүлөрдү жүргүзүү үчүн ашыкча телефон байланыш каналдары уюштурулууга тийиш (негизги жана камдык телефон каналдарын кол менен тербестен тартуу мүмкүнчүлүгү менен).

46. Ыкчам сүйлөшүүлөр үчүн телефондук байланыш үчүн терминалдык жабдуу номерди тербестен телефон байланышын камсыз кылуучу түзүлүштөр болууга тийиш.

47. ДБнун диспетчердик ишкерсаны менен шамал электр чордондорунун жана күн электр чордондорунун ыкчам ишкерсанынын ортосундагы бардык сүйлөшүүлөрдү автоматтык түрдө каттоо (жазып алуу) бул жазууларды белгиленген тартипте сактоо менен камсыз кылынууга тийиш.

48. Шамал электр чордондорунан жана күн электр чордондорунан ДБна берилүүчү телемаалыматтын типтүү курамы Кыргыз Республикасынын колдонуудагы талаптары менен аныкталат.

49. Телемаалыматты ДБго берүү протоколу Кыргыз Республикасынын стандарттарынын талаптарына ылайык келүүгө тийиш.

50. Телекөрсөтүү маалыматында шайма-шай макулдашылган убакыт штаптары болууга тийиш, алар колдонулуучу берүү протоколдорунда жана алардын бекитүү формаларында каралган режимдерде берилүүгө тийиш.

51. Убакыт штаптарын ыйгаруу өлчөөчү өзгөрткүчтөрдө, көзөмөлдөгүчтөрдө, датчиктерде (электрдик эмес чоңдуктардын датчиктеринен тышкары) жүргүзүлүшү керек.

52. Шамал электр чордондорунан жана күн электр чордондорунан туруктуу агынга телемаалыматты берүүнү камсыз кылуучу түзүлүш катары “ысык” күтүү режиминде иштеген ашыкча телемеханикалык түзүлүштөр датчиктерден (өлчөөчү өзгөрткүчтөр, көзөмөлдөгүчтөр) маалыматты чогултуу жагынан да, маалымат жагынан да колдонулушу керек. ДБ менен өз ара аракеттенүү, бул учурда ар бир телемеханикалык түзүлүштөн телемаалыматтын берилишин бир эле учурда активдүү телемеханикалык түзүлүштөн (көзөмөлдөгүч, сервер) эки активдүү байланышты колдоо менен эки маалымат берүү каналы аркылуу камсыз кылуу керек.

53. Метеорологиялык көрсөткүчтөрдү өлчөөдө (айлана-чөйрөнүн температурасы, шамалдын ылдамдыгы ж.б.) ченелген метеорологиялык көрсөткүчтөр жакын жердеги тоскоолдуктардын (имараттардын) жана жасалма беттердин, тике күн нурунун, жаан-чачындын таасиринен четтетүү үчүн техникалык чечимдер жана башкалар каралууга тийиш.

54. Маалымат алмашууну уюштурууда маалыматтык коопсуздук чаралары Кыргыз Республикасынын стандарттарынын колдонуудагы талаптарына ылайык камсыз кылынууга тийиш.

§ 11. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин электр энергиясын бөлүштүрүү түзүлүшүнө талаптар

55. Электр тармагынын нормалдуу түзүлүшүндө электр чордонунун ар бир этабы ишке киргизилген жыл үчүн жана акыркы кезектегиси ишке киргизилгенден кийин 5 (беш) жылдык мөөнөттө электр тармагынын эң чоң болгон кубаттуулугун чыгаруу энергиянын кайра жаралуучу булактары менен камсыз кылуу керек.

56. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин энергиясын чыңалуу классы 220 кВ жана андан төмөн болгон электр чордонунун өткөргүчтөрүн (электр энергиянын жол берилген параметрлерин бузуулар болбогондо бул электр берүү чубалгысы ажыратылганда энергетикалык тутумдун иштөө режими) созулган бир электр берүү чубалгысы боюнча берүүгө жол берилет.

57. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин энергиясын 500 кВ чыңалуу классындагы электр чубалгыларынан электр чордондорунун өткөргүчтөрүнөн чыккан жана электр тармагына булактануу аркылуу туташтырылган электр берүү чубалгылары аркылуу берүүгө жол берилбейт.

58. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин энергиясын бир багыттуу кубаты бар 220 кВ чыңалуу классындагы электр чубалгыларынан булактануу аркылуу электр тармактарына туташтырылган электр чордондорунун өткөргүчтөрүнөн чыккан электр чубалгылары аркылуу камсыз кылууга жол берилет.

59. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттен электр энергиясын электр чордонунун өткөргүчтөрүнөн тараган, электр тармактарына булактануу аркылуу чыңалуусу 220 кВ класстагы транзиттик электр чубалгыларынан таралган электр чубалгылары боюнча бөлүштүрүүгө негиз бар болсо 220 кВ көмөкчордонуна же түздөн-түз өткөргүчтөргө «кирүү-чыгаруу» түзүлүшү аркылуу электр энергиясын берүүнүн техникалык мүмкүн эместиги үчүн жол берилет.

60. Электр чордонун технологиялык туташтыруу учурунда башка генерациялоочу же электр тармактарынын булактануу объекттери аркылуу

туташтырылган 220 кВ жана андан жогорку класстагы чыңалуудагы электр чубалгыларынан булактануу аркылуу электр тармагына туташтырылган электр чордонунун өткөргүчтөрүндөгү чубалгылар аркылуу энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттин энергиясын берүүгө жол берилбейт.

61. Кадимки электр тармактарынын түзүлүшүндө электр чубалгыларынын же электр тармактарынын жабдууларынын жол берилгис ашыкча жүктөмдөрүнө алып келүүчү бир ченемдик бузуулар келип чыкканда шамал электр чордондорунун тобунун активдүү электр энергиясын өндүрүүнү токтотууга же энерготутумунун статикалык туруктуулугунун бузулушун кыскартууга бүлүндүк автоматикага жол берилет.

62. Электр тармактарынын келечектеги иштөө режимдерин талдоодо жана энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектке чектеш 35 кВ жана андан жогору тармактын кубаттуулугуна талаптарды түзүүдө, жумуш күнүнүн кышкы эң аз жүктөрү, дем алыш күнүнүн жайкы эң чоң жүктөрү, жумуш күнүнүн жайкы эң чоң жүктөрү, анын ичинде жумуш күнүнүн кышкы эң чоң жүктөө режимдерин эске алуу зарыл.

63. Чыңалуусу 500 кВ болгон бөлүштүрүүчү түзүлүштөрдүн чынжырлары, алар аркылуу энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин кубаттуулугу камсыздалат, трансформаторлорду (автотрансформаторлорду) өчүргүчсүз өткөргүчтүк тутумдарга (бөлүктөргө) туташтыруу менен тутумдар башка негизги жабдууларды кошумча өчүрүүнүн зарылдыгы жок эле ар кандай негизги электр жабдууларын өзүнчө өчүрүүнү камсыз кылууга тийиш.

64. Электр энергиясын берүү түзүлүшүн иштеп чыгууда энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин реактивдүү кубаттуулугунун ченемдик диапозону эске алынууга тийиш.

Эгерде реактивдүү кубаттуулукту жөнгө салуу диапозону электр энергиясынын режиминин алгылыктуу параметрлерин камсыз кылуу үчүн жетишсиз болсо, реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоонун кошумча каражаттарын орнотуу зарылдыгын кароо зарыл.

§ 12. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттинин туруктуулугун камсыз кылуу боюнча талаптар

65. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объект чектеш электр тармагындагы бардык ченемдик бузуулар учурунда технологиялык коргоо менен электр тармагынан ажыратылбашы керек.

66. Электр тармагынын элементиндеги кыска туташууну жоюунун натыйжасында КЖЭБны генерациялоочу объект энергия тутумунан бөлүнгөн учурларда, КЖЭБны иштеп чыгуучу объекттинин иштөө узактыгы активдүү жана реактивдүү модалык, бөлүнгөн түйүндөрдөгү

жыштыктын жана чыңалуунун өзгөрүү чоңдугу жана ылдамдыгы элементтердин балансына жараша болот.

Мындай учурларда, иштөө режими жабдуулардын жол берилген иштөө параметрлеринен ашып кеткенде, энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объект анын коргоо каражаттары менен өчүрүлөт. Коргоо жана автоматташтыруу функциясы жабдууларды өндүрүүчүнүн орнотууларына ылайык жүзөгө ашырылат.

67. 65-пунктун талаптарына шайкештикти баалоо стандарттык бузуулар учурунда чыңалуунун төмөндөшүнүн эсептелген маанилерин алардын негизинде аракеттенүүчү энергиянын кайра жаралуучу булактарынын чыңалуусун азайтуу учурунда өчүрүү жана түзүлүштүн чыныгы LVRT- мүнөздөмөлөрү менен өндүрүүчү объекттин технологиялык коргоо орнотууларынын маанилери менен салыштыруу жолу менен жүргүзүлүүгө тийиш.

Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин энергия чыгаруу түзүлүшүнө кирген чубалгыларда негизги коргоолордун бар же жок экендигине жараша сунушталган LVRT - мүнөздөмөлөрү 2-тиркемеде келтирилген.

Кыргыз Республикасы энергетикалык тутумдун иштөө шарттарына жараша LVRT - мүнөздөмөлөрүнө башка талаптарды белгилей алат.

68. Долбоорлоодо 65-пунктун талаптарын сактоо релелик коргоо түзүлүштөрүн, булунуудагы автоматика, коммутациялык жабдууларды, энергия булактары, анын ичинде жанаша турган электр энергия объектилери, реактивдүү жабдууларды монтаждоону/кайра курууну караган пайдаланууда турган энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттин сакталышын камсыз кылуу боюнча чараларды иштеп чыгуу менен камсыз кылынышы мүмкүн.

69. Кыска туташууда энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объекттин кошулуу түйүнүндө чыңалуу номиналдык чыңалуудан 50% төмөн түшкөндө, берилген убакыт үчүн толук реактивдүү кубаттуулукту артыкчылыктуу берүү камсыз кылынууга тийиш (активдүү энергияны иштеп чыгууну кыскартууга жол берилет).

§ 13. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектти күйгүзүү жана/же синхрондоштуруу шарттарына талаптар

70. Энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектти энерготутум менен күйгүзүү жана/же синхрондоштуруу тиешелүүлүгүнө жараша 5 жана 6-бөлүктө белгиленген узак мөөнөттүү жол берилген жыштык жана чыңалуу деңгээлдеринде жүргүзүлүүгө тийиш.

71. Жыштыктын 17-пунктта көрсөтүлгөн диапазондордон ашкан жол берилгис төмөндөшүнө/көбөйүшүнө байланыштуу коргоо менен

өчүрүлгөн энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объектти автоматтык түрдө күйгүзүүгө жол берилбейт.

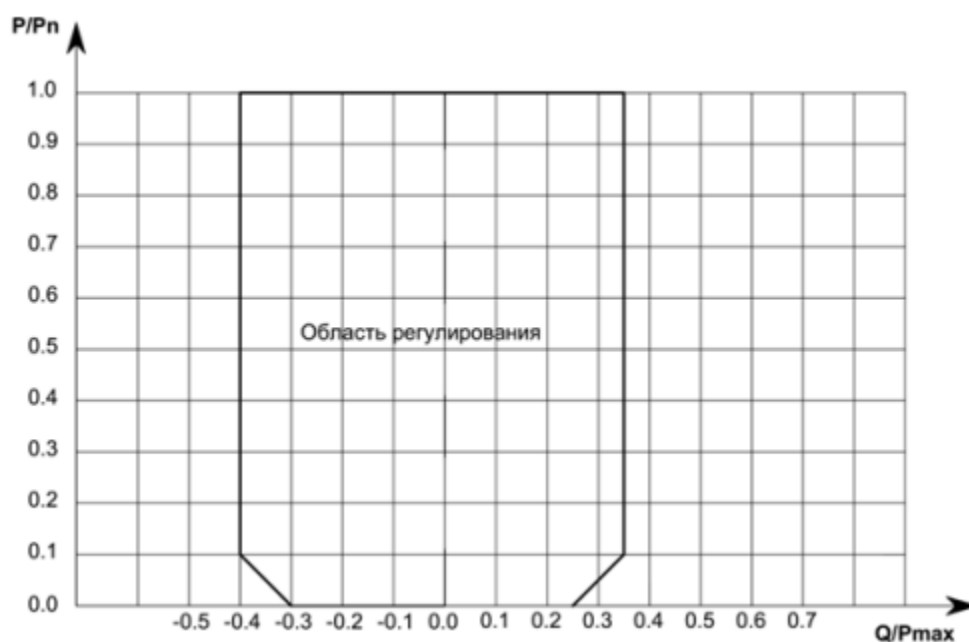
§ 14. Электр энергиясынын сапатына талаптар

72. Жыштык жана чыңалуу көрсөткүчтөрүнө карата энергетика тутумунун курамында энергиянын кайра жаралуучу булактарын иштеп чыгуучу объекттердин иштөө режимдери ушул документтин талаптарына, жыштыктарды жана активдүү энергия агымдарын жөнгө салуу эрежелерине жана сунуштарына, чыңалууну, реактивдүү энергия агымдарын, ошондой эле Кыргыз Республикасынын стандарттарынын учурдагы талаптары жана чыңалууларды жөнгө салуу эрежелерине ылайык келиши керек.

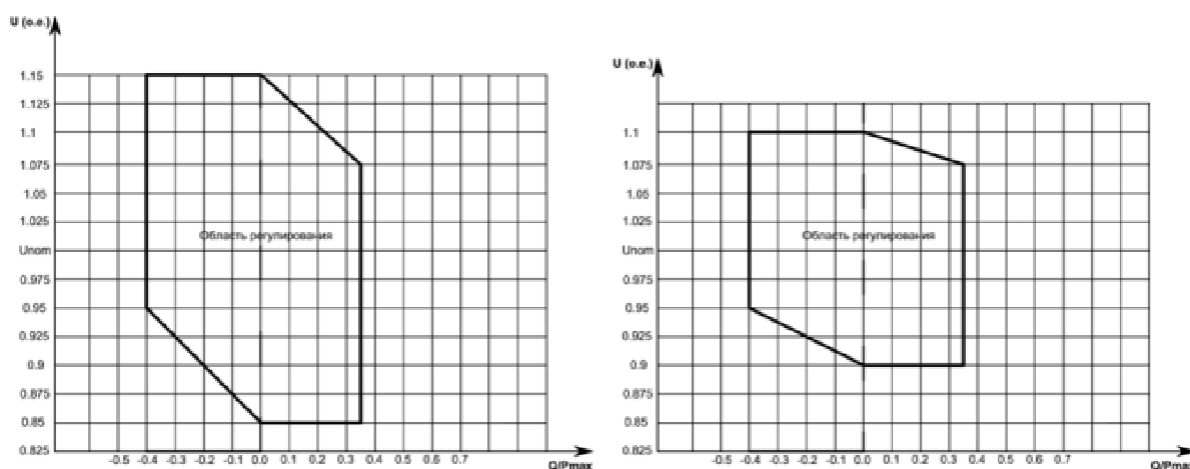
73. КЖЭБын иштеп чыгуучу объектилерди түздөн-түз жалпы багыттагы электр менен жабдуу тутумдарына кошууда КЖЭБ генерациялоочу объекттер чыңалуунун гармоникалык компоненттери жана туташтыруу түйүндөрүндө чыңалуунун бүлбүлдөөсү сыяктуу электр энергиясынын сапатынын көрсөткүчтөрүнө терс таасирин тийгизбеши керек,

жол берилген чектери ГОСТ 32144-2013 «Жалпы багыттагы электр менен жабдуу тутумдарында электр энергиясынын сапатынын стандарттары» тарабынан белгиленген, ошондой эле маалыматтын жана сигналдардын берилишине таасирин тийгизбейт.

74. Зарыл болгон учурда оперативдүү диспетчердик көзөмөлдүн субъекти, электр тармактар ишканасы, КЖЭБнын генерациялоочу объектинин менчик ээси жана башка кызыкдар тараптар белгиленген мамлекеттер аралык жана улуттук талаптарга ылайык КЖЭБны иштеп чыгуучу объект өндүргөн электр энергиясынын сапатына баа бере алат.



1 сүрөт. Энергиянын кайра жаралуучу булактарынын реактивдүү кубаттуулугун жөнгө салуу диапазонунун анын активдүү кубаттуулугун иш жүзүндөгү өндүрүшүнөн көз карандылыгы (P-Q диаграммасы)

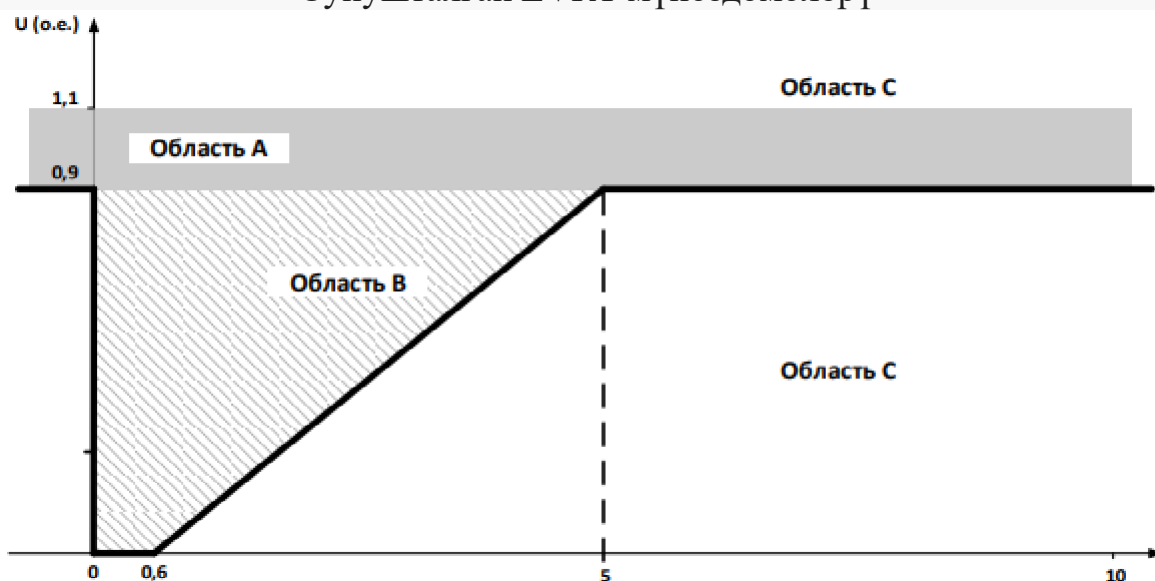


$U=Q/P_{\max}$ - 220 кВ жана андан төмөн туташтыруу чекиттери үчүн ийри сызык

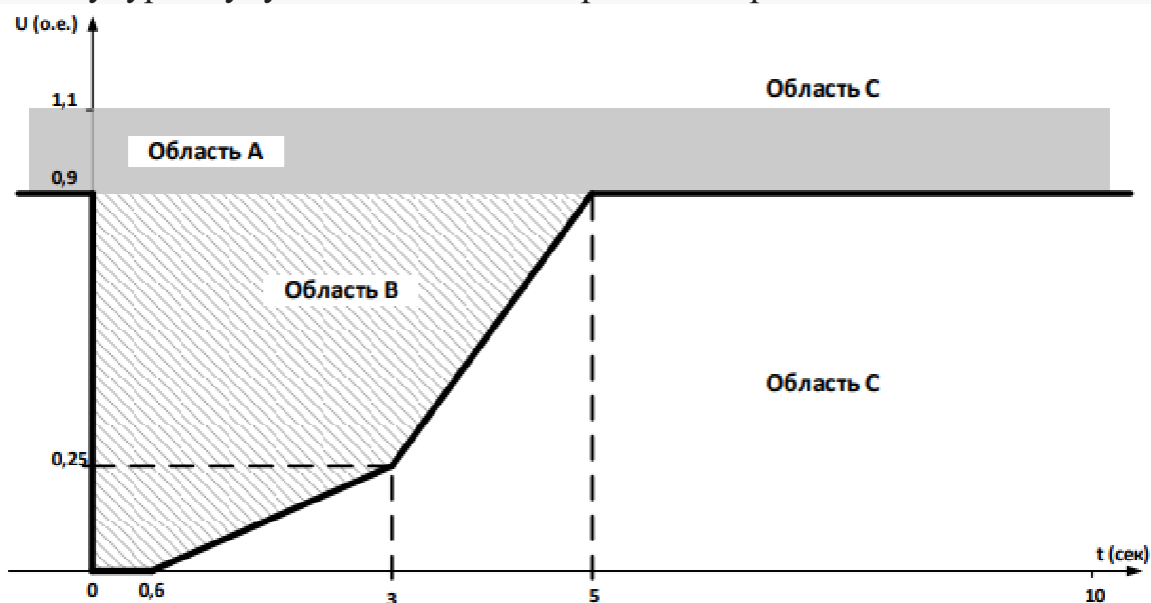
$U=Q/P_{\max}$ - 330 кВ жана андан жогору кошулуу чекиттери үчүн ийри сызык

2 сүрөт. Энергиянын кайра жаралуучу булактарынын реактивдүү кубаттуулугунун жөнгө салуу диапазонунун тармакка кошулуу пунктундагы реалдуу чыңалуудан көз карандылыгы. (U-Q диаграммасы)

Сунушталган LVRT мүнөздөмөлөрү



3 сүрөт. Кайра жаралуучу энергияны өндүрүүчү объекттин электр бөлүштүрүүчү түзүлүшүнө кирген чубалгыларда негизги коргоо болгон учурда сунушталган LVRT - мүнөздөмөсү



4 сүрөт. Кайра жаралуучу энергияны өндүрүүчү объекттин энергия бөлүштүрүү түзүлүшүнө кирген чубалгыларда негизги коргоо жок болгон учурда сунушталган LVRT - мүнөздөмөсү

А аймагы – Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объект электр тармагына туташып, кадимки режимде иштеши керек;

В аймагы – КЖЭБны иштеп чыгуучу объект электр тармагына туташып турууга жана реактивдүү энергияны өндүрүү аркылуу чыналууну кармап турууга тийиш;

С аймагы – Энергиянын кайра жаралуучу булактарын өндүрүүчү объект тармактан ажыратылышы мүмкүн.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

**Основные технические требования к объектам
генерации, функционирующим на основе
возобновляемых источников энергии, работающим в
составе энергосистем Кыргызстана (в части
солнечной и ветровой генерации)**

БИШКЕК 2026

Содержание

§ 1. Обозначения и сокращения.....	3
§ 2. Термины и определения.....	3
§ 3. Назначение и область применения.....	5
§ 4. Общие требования к объектам генерации ВИЭ... ..	5
§ 5. Требования по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот	7
§ 6. Требования к допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжений	8
§ 7. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в общем первичном регулировании частоты	8
§ 8. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в регулировании активной и реактивной мощности.....	10
§ 9. Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом ВЭС и СЭС.....	11
§ 10. Требования к организации информационного обмена между ВЭС и СЭС и ДЦ.....	13
§ 11. Требования к схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.....	15
§ 12. Требования к обеспечению устойчивости объекта генерации ВИЭ.....	16
§ 13. Требования к условиям включения и/или синхронизации объекта генерации ВИЭ.....	17
§ 14. Требования к качеству электроэнергии	17
Приложение 1	18
Приложение 2.....	19

§ 1. Обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АСУ - автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВЭУ- ветроэнергетическая установка;

ВЭС - ветроэлектрическая станция;

ДУ - дистанционное управление;

ДЦ - диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ИБП - источник бесперебойного питания;
КЗ - короткое замыкание;
ЛЭП - линия электропередачи;
ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;
ОАО «НЭС Кыргызстана» - Открытое акционерное общество «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»;
ПС - подстанция;
ПА - противоаварийная автоматика;
РЗА - релейная защита и автоматика;
РУ - распределительное устройство;
СЭС - солнечная электростанция;
СНЭЭ - система накопления электрической энергии;
ФЭМ - фотоэлектрический модуль;
ЦУ ВЭС (СЭС) - центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями

§ 2. Термины и определения

Ветроэнергетическая установка, ВЭУ - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования энергии ветра в другие виды энергии (механическую, тепловую, электрическую и др.).

Группа ветроэнергетических установок - одна ветроэнергетическая установка и более, связанные между собой совокупностью электросетевого оборудования и электрических связей, подключаемых к электрической сети посредством общего выключателя.

Ветроэлектрическая станция, ВЭС - группа или совокупность групп ветроэнергетических установок, присоединенная к одному или нескольким соединенным (авто)трансформаторной связью распределительным устройствам и/или объединенная единой коллекторной сетью, представляющая собой единый технологический комплекс, имеющий общую локально внедренную автоматизированную систему управления.

Коллекторная сеть - совокупность элементов электрической сети, включающая в себя линии электропередачи и электросетевое оборудование, расположенное между выводными клеммами ВЭУ или преобразователем постоянного тока, через который работают фотоэлектрические солнечные модули, и распределительным устройством высшего напряжения, через которое осуществляется выдача мощности электростанции в сеть.

Преобразовательное устройство – устройство, включающее в себя силовую электронику, предназначенное для преобразования постоянного

тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме или переменного тока одной частоты в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Преобразователь постоянного тока – преобразовательное устройство, предназначенное для преобразования постоянного тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Солнечная электростанция, СЭС - электростанция, предназначенная для преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями - структурное подразделение субъекта электроэнергетики, осуществляющее функции оперативно-технологического управления (в том числе функции технологического управления и ведения) в отношении принадлежащих такому субъекту на праве собственности или ином законном основании ветровых или солнечных электростанций, присоединенных к электроэнергетической системе.

LVRT-характеристика – это зависимость, характеризующая возможность генерирующего оборудования оставаться в работе при снижении напряжения на различную величину и различные интервалы времени.

§ 3. Назначение и область применения

1. Под объектами генерации, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – объекты генерации ВИЭ) для целей Основных технических требований понимаются следующие объекты генерации:

- ветроэнергетические установки, предназначенные для производства электрической энергии,
- ветроэлектрические станции, в том числе входящие в их состав группы ветроэнергетических установок,
- фотоэлектрические модули, присоединенные через один преобразователь постоянного тока, предназначенные для производства электрической энергии,
- фотоэлектрические солнечные электростанции. Настоящие Основные технические требования устанавливают технические требования к объектам генерации ВИЭ при их работе в составе энергосистемы Кыргызстана.

2. Настоящие Основные технические требования предназначены для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами Кыргызстана, а также организаций, осуществляющих

проектирование, строительство и эксплуатацию объектов генерации ВИЭ на территории Кыргызстана.

3. Настоящие Основные технические требования распространяются на вновь вводимые, реконструируемые или технически перевооружаемые объекты генерации ВИЭ.

§ 4. Общие требования к объектам генерации ВИЭ

4. Для определения технических решений по подключению объекта генерации ВИЭ к электрической сети и оценке его влияния на режимы работы электрической сети должна быть разработана схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.

5. При разработке технических решений по схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должны быть проведены расчёты установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости и токов короткого замыкания.

Схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должна быть согласована с ОАО «НЭС Кыргызстана».

6. Следующие технические решения по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ следует определять при проектировании:

- тип, количество и номинальную мощность трансформаторов (автотрансформаторов) связи;

- тип и количество ВЭУ, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для ВЭС);

- тип и количество ФЭМ, присоединенных через один преобразователь постоянного тока, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для СЭС);

- наличие или отсутствие дополнительных ступеней преобразования напряжения, электрической энергии или частоты;

- типы первичных схем РУ;

- варианты технических решений по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ;

- технические решения по установке и/или модернизации комплексов и устройств РЗА, в том числе комплексов и устройств противоаварийной автоматики.

7. Все электросетевое оборудование и ЛЭП, входящее в состав объекта генерации ВИЭ, а также отходящие от объекта генерации ВИЭ ЛЭП, должны быть защищены от всех видов КЗ.

8. Состав устройств РЗА электросетевого оборудования объекта генерации ВИЭ и в прилегающей электрической сети, а также требования к ним должны определяться при проектировании и удовлетворять требованиям Кыргызской Республики.

9. На объектах генерации ВИЭ должна обеспечиваться возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности или

отключения части или всей совокупности генерирующего оборудования, в том числе и по команде ПА в соответствии с заданными алгоритмами работы ПА с целью предотвращения нарушения устойчивости и/или предотвращения и ликвидации выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений.

10. При вводе в эксплуатацию собственники объектов генерации ВИЭ должны направлять субъектам оперативно-диспетчерского управления следующую информацию:

- наименование и тип генерирующего оборудования;
- установленную мощность генерирующего оборудования, МВт;
- максимальную располагаемую мощность генерирующего оборудования, МВт;
- скорость набора/снижения нагрузки, МВт/мин;
- значение выдаваемой и потребляемой реактивной мощности, Мвар;
- информацию, необходимую для моделирования генерирующего оборудования в программных комплексах по расчёту установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания и уставок релейной защиты;
- дополнительную информацию по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления или документами Кыргызской Республики.

11. Объекты генерации ВИЭ должны учитываться в краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы в соответствии с законодательством, нормативными и техническими документами.

12. Необходимость установки системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) на объекте генерации ВИЭ определяется следующими положениями.

В случае, если доля установленной мощности объектов генерации ВИЭ от максимальной мощности потребления энергорайона превышает заданное значение, все вновь вводимые объекты генерации ВИЭ должны быть оснащены СНЭЭ. При этом, оснащаться СНЭЭ должны все ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью электростанции 25 МВт и выше. Установленная мощность СНЭЭ должна находиться в диапазоне 30-50% от суммарной установленной мощности ВЭС (СЭС). Продолжительность выдачи максимальной мощности СНЭЭ должно быть не менее 2 часов.

13. Заданное значение доли объектов генерации ВИЭ должно рассчитываться с учетом следующих влияющих факторов:

- структура установленной мощности электростанций энергорайона;
- величина максимального потребления мощности энергорайона;
- особенности сезонного и суточного графика нагрузки энергорайона;
- наличие маневренных мощностей электростанций энергорайонов;

- ограничения по выдаваемой или принимаемой мощности из/в энергорайон.

14. ВЭС и СЭС с установленными СНЭЭ должны обеспечивать запуск объектов генерации ВИЭ с нуля (без внешнего источника питания) и их длительную устойчивую работу на выделенную нагрузку в изолированном от энергосистемы режиме.

15. Государством возможно установление отдельных требований по оснащению объектов генерации ВИЭ оборудованием СНЭЭ в объёме, необходимом для обеспечения надежной работы энергосистемы и отсутствия перегрузки электросетевого оборудования.

Технические требования к СНЭЭ и объектами генерации ВИЭ с установленными на них СНЭЭ настоящим документом не устанавливаются.

§ 5. Требования по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот

16. Объекты генерации ВИЭ должны длительно работать без отключения от электрической сети при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 51,0-49,0 Гц, включая верхнюю границу диапазона по частоте.

17. Объекты генерации ВИЭ должны работать без отключения от электрической сети в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

- 55,0-53,0 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом-изготовителем;
- 53,0-51,0 Гц - продолжительность работы не менее 7 сек;
- 51,0-49,0 Гц – длительно;
- 49,0-48,0 Гц - продолжительность работы не менее 30 мин;
- 48,0-47,0 Гц - продолжительность работы не менее 40 с;
- 47,0-46,0 Гц, - продолжительность работы не менее 1 с;
- ниже 46 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом-изготовителем.

§ 6. Требования к допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжений

18. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по повышению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при повышении напряжения в точке подключения преобразовательного устройства к коллекторной сети не менее, чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

19. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по снижению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при снижении напряжения в точке подключения преобразовательного устройства к коллекторной сети не менее чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

§ 7. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в общем первичном регулировании частоты

20. На объектах генерации ВИЭ должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности с целью участия в ОПРЧ при увеличении частоты.

21. Участие объектов генерации ВИЭ в ОПРЧ должно осуществляться путем снижения мощности группы или совокупности групп ВЭУ или ФЭМ (подключенных к одному преобразовательному устройству), присоединенных к одному РУ, средствами регулирования активной мощности генерирующего или преобразовательного оборудования, либо посредством автоматического отключения в соответствии с техническими решениями, принятыми при проектировании.

22. Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование объекта генерации ВИЭ должно соответствовать следующим требованиям:

- «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $50,0 \pm 0,1$ Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0- 5,0%.

23. При участии в ОПРЧ генерирующее оборудование должно обеспечивать изменение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на величину требуемой первичной мощности, определяемой по формуле:

$$P_{т.п} = -(100/S) \cdot (P_{исх} / f_{ном}) \cdot \Delta f_p,$$

где S - статизм первичного регулирования, %;

$P_{исх}$ - исходная (на момент начала участия в ОПРЧ) мощность совокупности групп ВЭУ и ФЭМ, подключенных к одному преобразовательному устройству, присоединенных к одному РУ, МВт;

Δf_p , Гц - расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих «мертвую полосу» ($50,00 \pm f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты, превышающих «мертвую полосу» первичного регулирования;

$\Delta f_p = f - (50,00 + f_{м.п.}) > 0$ при повышении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования.

24. При увеличении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования не более чем через 10 с должно обеспечиваться снижение активной мощности объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, на значение требуемой первичной мощности. Значение требуемой первичной мощности определяют исходя из значения отклонения частоты от верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования на момент начала снижения активной мощности. При этом снижение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более чем за 5 с и носить устойчивый апериодический характер.

25. На все время, пока квазиустановившееся значение частоты превышает верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования, должно устанавливаться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, равное разности между фактической мощностью на момент начала участия в ОПРЧ и значением требуемой первичной мощности. При увеличении отклонения частоты за пределами «мертвой полосы» первичного регулирования ограничение максимальной нагрузки должно изменяться в соответствии с изменением значения первичной мощности, пропорционального текущему отклонению частоты.

26. После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования должно автоматически ликвидироваться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ.

§ 8. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в регулировании активной и реактивной мощности

27. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность снижения активной мощности в пределах регулировочного диапазона по диспетчерской команде, команде дистанционного управления или команде от режимной автоматики со скоростью не менее 100% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в минуту вплоть до полного отключения станции. Снижение активной мощности по команде ПА должно осуществляться со скоростью не менее 10% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в секунду или путем отключения группы генерирующего оборудования станции вплоть до ее полного отключения.

28. При выявлении влияния объекта генерации ВИЭ на перегрузку контролируемых сечений электрической сети по активной мощности или элементов электрической сети по току, объект генерации по команде от режимной автоматики (автоматики вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности) должен обеспечивать возможность снижения выдаваемой активной мощности, при этом должно

обеспечиваться ограничение выдаваемой мощности не выше заданной величины на время до снятия ограничений по команде от режимной автоматики. Для передачи управляющих воздействий должны использоваться каналы, предназначенные для информационного обмена между объектом генерации и ДЦ.

29. Объект генерации ВИЭ должен быть оснащен автоматикой, обеспечивающей регулирование генерации реактивной мощности. Объект генерации ВИЭ по диспетчерской команде или по команде дистанционного управления должен обеспечивать в пределах регулировочного диапазона по реактивной мощности, работу в одном из следующих режимов:

- в режиме регулирования напряжения;
- в режиме регулирования реактивной мощности.

Целесообразность установки одного из указанных режимов регулирования определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

30. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность поддержания заданного уровня напряжения переменного тока на выходе преобразовательных устройств путем автоматического изменения величины выдаваемой (потребляемой) реактивной мощности в соответствии с заданной характеристикой в пределах PQ-диаграммы генерирующего оборудования. Рекомендуемые зависимости регулировочного диапазона реактивной мощности от фактической выдаваемой активной мощности (P-Q диаграмма) и фактического напряжения (U-Q диаграмма) приведены в приложении 1. Кыргызской Республикой возможно установление иных требований к характеристикам регулирования реактивной мощности в зависимости от условий работы энергосистем.

§ 9. Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом ВЭС и СЭС

31. Все ВЭС и СЭС установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более должны быть оснащены АСУТП.

32. АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое управление технологическим режимом работы оборудования, в том числе автоматическое регулирование технологических параметров;
- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования, устройств РЗА;
- своевременное обнаружение отклонений технологических параметров от заданных (требуемых) значений в штатных (нормальных) режимах работы;
- технологическую и аварийную сигнализацию.

33. АСУТП должна выполнять информационные, управляющие и вспомогательные функции.

1) К информационным функциям АСУТП относятся:

- сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;

- расчет в режиме реального времени фактического диапазона регулирования активной и реактивной мощности ВЭС и СЭС;

- информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования;

- отображение информации и технологическая сигнализация, обеспечивающие в автоматическом режиме своевременное предоставление оперативному персоналу информации о параметрах технологического процесса и об отклонениях от допустимых параметров;

- регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с РЗА, в том числе регистраторами аварийных событий (процессов) и др. для фиксации происходящих на объекте и в АСУТП событий, подлежащих длительному хранению в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств;

- архивирование информации, используемой для накопления и длительного хранения в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств, работы средств АСУТП, действий оперативного персонала;

- протоколирование информации, обеспечивающее автоматическое формирование и печать технических протоколов, отчетов, рапортов и иных документов в заданном формате, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;

- информационный обмен с внешними автоматизированными системами ДЦ.

2) К управляющим функциям АСУТП относятся:

- автоматическое регулирование, обеспечивающее непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки ВЭС и СЭС;

- логическое управление, обеспечивающее автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не осуществляемое средствами непрерывного управления и автоматического регулирования, в том числе блокировки, пошаговое логическое управление;

- дистанционное управление электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, активной и реактивной мощностью ВЭС и СЭС.

3) К вспомогательным функциям АСУТП относятся:

- непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационных и управляющих функций АСУТП;

- тестирование и самодиагностика программных, аппаратных компонентов АСУТП, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;

- предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУТП;

- защита программного обеспечения компонентов АСУТП от воздействия вредоносного программного обеспечения и несанкционированного вмешательства.

34. АСУТП должна включать комплекс программных и технических средств для решения задач контроля и управления оборудованием, технологическими процессами.

35. Структура АСУТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре объекта управления. Должна быть обеспечена интеграция АСУТП с внешними автоматизированными системами (в том числе с локальными системами управления, АСУ предприятия и др.) с использованием стандартных протоколов.

36. Не допускается реализация функций релейной защиты и сетевой автоматики с использованием технических средств АСУТП.

37. Верхний уровень АСУТП должен осуществлять отображение информации и технологическую сигнализацию, а также информационный обмен с ДЦ во всех режимах работы ВЭС и СЭС.

38. При создании АСУТП необходимо учитывать требования документов в области защиты информации.

39. Должно быть обеспечено выполнение функций ДУ из ДЦ коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ 110 кВ и выше ВЭС и СЭС, устройствами (функциями) РЗА, активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС и СЭС. При этом распределение функций ДУ между ДЦ, ЦУ ВЭС (СЭС) и АРМ ВЭС (СЭС), а также порядок использования ДУ должны определяться в соответствии с требованиями стандартов Кыргызской Республики.

40. При осуществлении оперативно-технологического управления ВЭС и СЭС из ЦУ ВЭС (СЭС) должно быть обеспечено выполнение функций ДУ технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ из ЦУ ВЭС (СЭС).

41. Алгоритмы реализации команд ДУ должны исключать возможность повреждения оборудования и устройств ВЭС и СЭС.

42. Электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС должно осуществляться, как правило, от двух независимых внешних

источников электроснабжения (основного и резервного). Если выдача мощности электростанции ВИЭ осуществляется по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, допускается осуществлять электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС от одного внешнего источника с гарантированным электропитанием от ИБП.

§ 10. Требования к организации информационного обмена между ВЭС и СЭС и ДЦ

43. Между ВЭС и СЭС и ДЦ должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе цифровых систем связи по двум независимым каналам связи. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных ДЦ. Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

44. Пропускная способность каналов связи должна выбираться по результатам расчетов и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в ДЦ.

45. Между ВЭС и СЭС, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и ДЦ должны быть организованы резервируемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала).

46. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие телефонную связь без набора номера.

47. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала ДЦ с оперативным персоналом ВЭС и СЭС с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

48. Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче в ДЦ с ВЭС и СЭС, определяется действующими требованиями Кыргызской Республики.

49. Протокол передачи телеинформации в ДЦ должен соответствовать требованиям стандартов Кыргызской Республики.

50. Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

51. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин).

52. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации с ВЭС и СЭС в ДЦ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров), так и информационного взаимодействия с ДЦ, при этом должна быть обеспечена передача телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера).

53. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

54. При организации информационного обмена должны быть предусмотрены мероприятия по информационной безопасности в соответствии с действующими требованиями стандартов Кыргызской Республики.

§ 11. Требования к схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

55. В нормальной схеме электрической сети на год ввода каждой очереди электростанции и перспективу 5 (пять) лет после ввода последней очереди должна обеспечиваться выдача максимальной располагаемой мощности объекта генерации ВИЭ.

56. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной ЛЭП).

57. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 500 кВ.

58. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием.

59. Выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных ЛЭП классом напряжения 220 кВ, допускается при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме "заход-выход" или непосредственно на шины ПС 220 кВ.

60. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты.

61. В нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение или снижение выработки активной мощности группы ветроэнергетических установок при возникновении одного нормативного возмущения, приводящего к недопустимым перегрузкам ЛЭП или электросетевого оборудования и/или нарушению статической устойчивости энергосистемы.

62. При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети 35 кВ и выше, прилегающей к объекту генерации ВИЭ, в том числе, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

63. Схемы РУ напряжением 500 кВ, через которые осуществляется выдача мощности объекта генерации ВИЭ, должны позволять отдельно отключать любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

64. При разработке схемы выдачи мощности должен быть учтен регулировочный диапазон по реактивной мощности объекта генерации ВИЭ. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется рассматривать необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

§ 12. Требования к обеспечению устойчивости объекта генерации ВИЭ

65. Объект генерации ВИЭ не должен отключаться от электрической сети технологическими защитами при всех нормативных возмущениях в прилегающей электрической сети.

66. В случаях, когда в результате ликвидации КЗ на электросетевом элементе происходит отделение объекта генерации ВИЭ от энергосистемы,

продолжительность работы объекта генерации ВИЭ зависит от баланса активной и реактивной мощности, величины и скорости изменения частоты и напряжения в выделившемся узле. В таких случаях при выходе режима работы за допустимые параметры работы оборудования объект генерации ВИЭ отключается своими защитами. Защита и функция автоматики выполняются в соответствии с настройками производителя оборудования.

67. Оценку выполнения требований пункта 65 необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями уставок технологических защит объекта генерации ВИЭ, действующих на их отключение при снижении напряжения и с фактической LVRT-характеристикой преобразовательного устройства. Рекомендуемая LVRT-характеристика в зависимости от наличия или отсутствия основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ, приведены в приложении 2. Кыргызской Республикой возможно установление иных требований к LVRT-характеристикам в зависимости от условий работы энергосистемы.

68. Выполнение требований пункта 65 при проектировании может обеспечиваться разработкой мероприятий по обеспечению сохранения объекта генерации ВИЭ в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, коммутационного оборудования, источников реактивной мощности, в том числе на смежных объектах электроэнергетики.

69. При снижении напряжения ниже 50% от номинального напряжения в точке подключения объекта генерации ВИЭ при КЗ должна обеспечиваться приоритетная выдача полной реактивной мощности (допускается снижение генерации активной мощности) в течение заданного периода времени.

§ 13. Требования к условиям включения и/или синхронизации объекта генерации ВИЭ

70. Включение и/или синхронизация объекта генерации ВИЭ с энергосистемой должны осуществляться при длительно допустимых уровнях частоты и напряжения, установленных в §§ 5 и 6 соответственно.

71. Автоматическое включение объекта генерации ВИЭ, отключенного действием защит вследствие недопустимого снижения/повышения частоты за пределы диапазонов, указанных в пункте 17, не допускается.

§ 14. Требования к качеству электроэнергии

72. Режимы работы объектов генерации ВИЭ в составе энергосистемы в отношении показателей частоты и напряжения должны

соответствовать требованиям настоящего документа, Правилам и рекомендациям по регулированию частоты и перетоков активной мощности, Правилам регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности, а также действующим требованиям стандартов Кыргызской Республики.

73. При подключении объектов генерации ВИЭ непосредственно к системам электроснабжения общего назначения, объекты генерации ВИЭ не должны оказывать негативного влияния на такие показатели качества электроэнергии как гармонические составляющие напряжения и фликер напряжения в точке подключения, допустимые пределы которых установлены ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», а также не оказывать влияние на передачу информации и сигналов.

74. При необходимости, субъектом оперативно-диспетчерского управления, электросетевой компанией, собственником объекта генерации ВИЭ и другими заинтересованными сторонами может быть проведена оценка качества электроэнергии, выдаваемой объектом генерации ВИЭ установленным межгосударственным и национальным требованиям.

Приложение 1

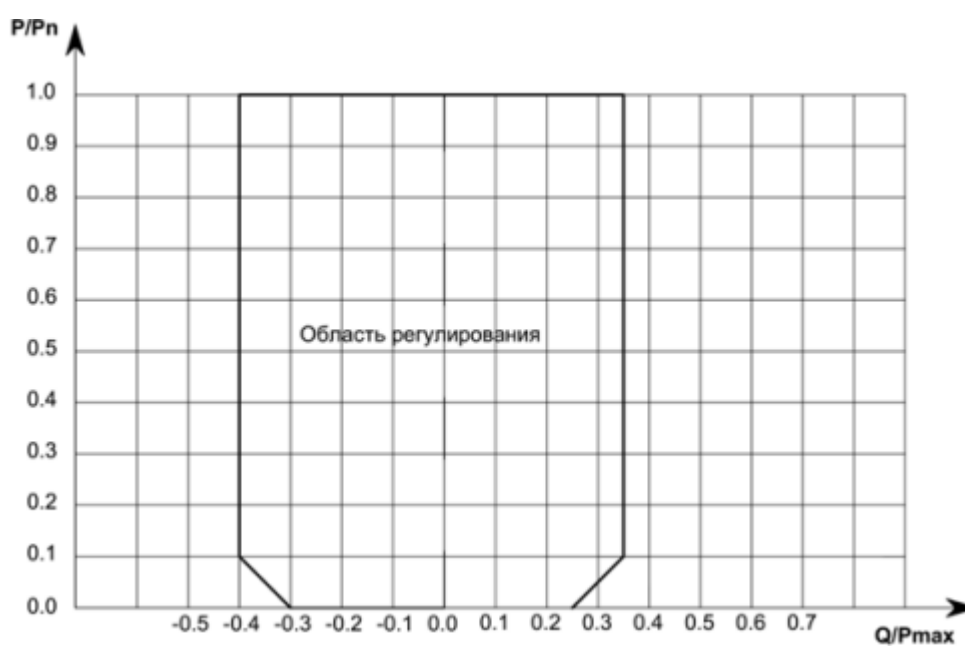
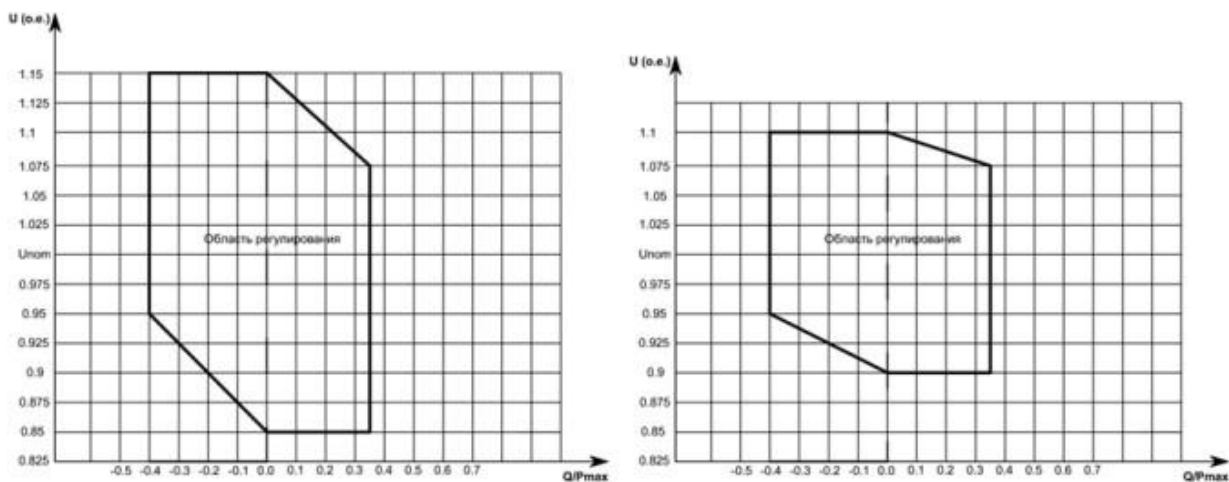


Рис. 1. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от её фактической генерации активной мощности (P-Q диаграмма)



U - Q/Pmax - кривая для точек подключения 220кВ и ниже

U - Q/Pmax - кривая для точек подключения 330кВ и выше

Рис. 2. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от фактического напряжения в точке подключения к сети. (U-Q диаграмма)

Приложение 2

Рекомендуемые LVRT-характеристики

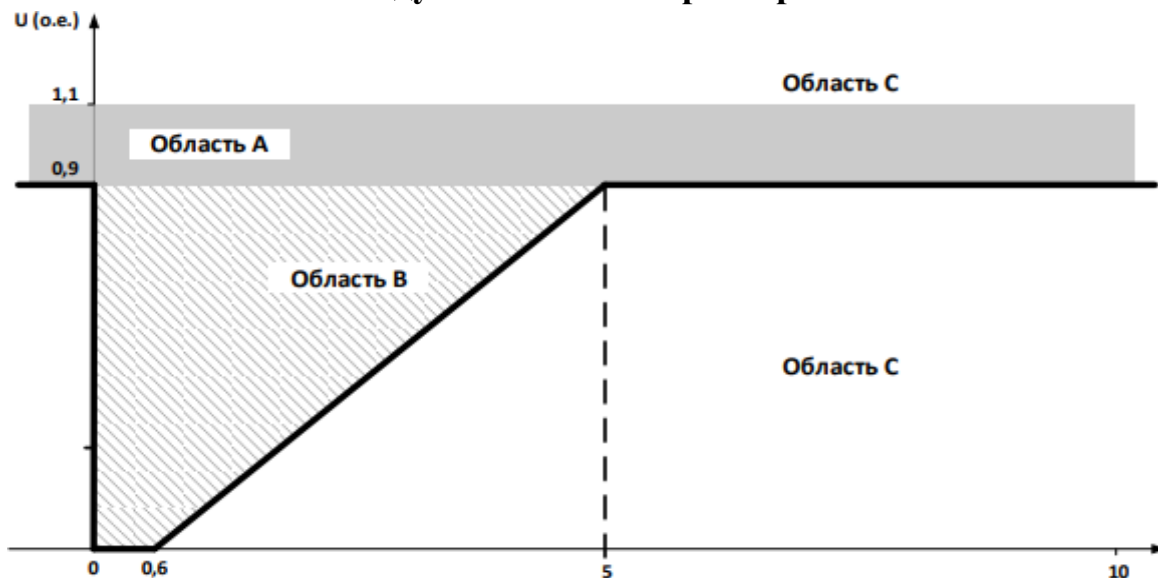


Рис. 3 Рекомендуемая LVRT-характеристика при наличии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

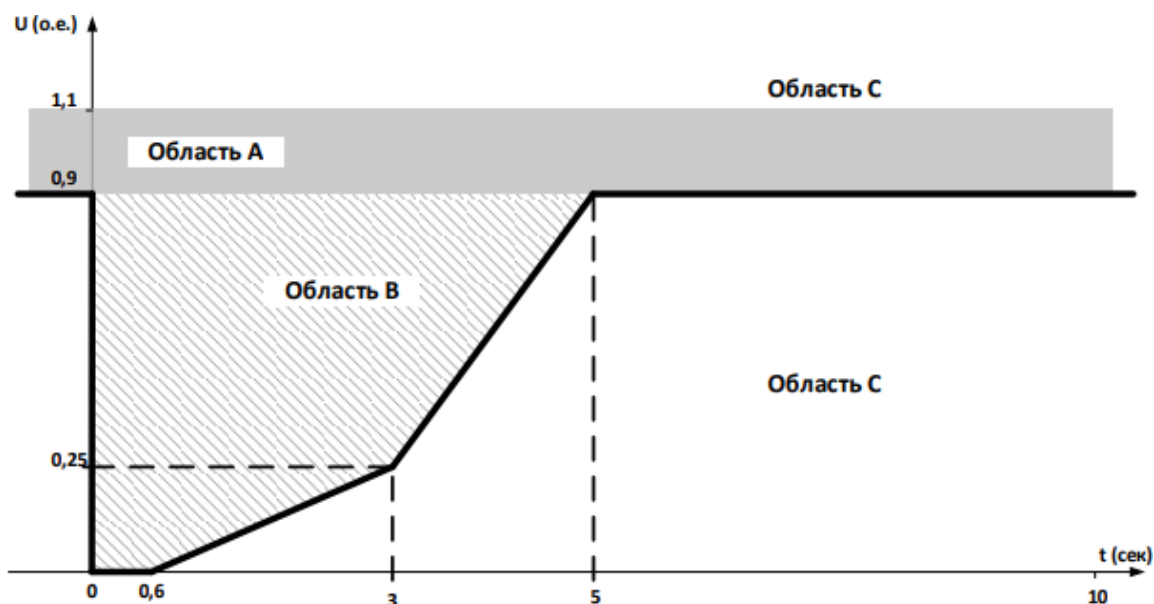


Рис. 4 Рекомендуемая LVRT-характеристика при отсутствии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

Область А – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и работать в нормальном режиме;

Область В – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и поддерживать напряжение посредством выработки реактивной мощности;

Область С – Объект генерации ВИЭ может быть отключен от сети.