

Сәулет, қала құрылысы және құрылыс
саласындағы мемлекеттік нормативтер
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ

Государственные нормативы в области
архитектуры, градостроительства и строительства
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ЖЕЛ ЭЛЕКТРСТАНЦИЯЛАРЫН ЖОБАЛАУ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРЯНЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**ҚР ЕЖ 4.04-112-2014
СП РК 4.04-112-2014**

**Ресми басылым
Издание официальное**

Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс,
тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын
басқару комитеті

Комитет по делам строительства, жилищно-коммунального
хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства
национальной экономики Республики Казахстан

Астана 2015

АЛҒЫ СӨЗ

- 1 **ӘЗІРЛЕГЕН:** «ҚазҚСҒЗИ» АҚ, «ЗЦ Алматытехстройэксперт» ЖШС
- 2 **ҰСЫНҒАН:** Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын басқару комитетінің Техникалық реттеу және нормалау басқармасы
- 3 **БЕКІТІЛГЕН ЖӘНЕ ҚОЛДАНЫСҚА ЕНГІЗІЛГЕН:** Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын басқару комитетінің 2014 жылғы 29-желтоқсандағы № 156-НҚ бұйрығымен 2015 жылғы 1-шілдеден бастап

ПРЕДИСЛОВИЕ

- 1 **РАЗРАБОТАН:** АО «КазНИИСА», ТОО «ЗЦ Алматытехстройэксперт»
- 2 **ПРЕДСТАВЛЕН:** Управлением технического регулирования и нормирования Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан
- 3 **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** Приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от «29» декабря 2014 года № 156-НҚ с 1 июля 2015 года

Осы мемлекеттік нормативті Қазақстан Республикасының сәулет, қала құрылысы және құрылыс істері жөніндегі уәкілетті мемлекеттік органының рұқсатысыз ресми басылым ретінде толық немесе ішінара қайта басуға, көбейтуге және таратуға болмайды.

Настоящий государственный норматив не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения уполномоченного государственного органа по делам архитектуры, градостроительства и строительства Республики Казахстан.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ

1 ҚОЛДАНУ САЛАСЫ.....	1
2 НОРМАТИВТІК СІЛТЕМЕЛЕР.....	1
3 ТЕРМИНДЕР МЕН АНЫҚТАМАЛАР.....	2
4 ЖАЛПЫ ЕРЕЖЕЛЕР.....	3
5 ЖЭС ЖОБАЛАУ ЕРЕЖЕЛЕРІ	4
5.1 Аймақтың жел жағдайларын бағалаумен бірге ЖЭС орналастыру жоспары.....	4
5.2 Алаңды таңдау.....	6
5.3 ЖЭС орналастыру схемасы.....	6
6 ҚОЛАЙЛЫ СӘУЛЕТ-ҚҰРЫЛЫС ШЕШІМДЕРІ.....	10
7 ЖЭС НЕГІЗГІ ЖӘНЕ ҚОСЫМША ЖАБДЫҒЫ.....	11
7.1 Жел электр қондырғылары.....	11
7.2 Метеобекет.....	14
7.3 ЖЭС-ның алаңда орналасуы	15
7.4 Басқару, бақылау және диагностикалау жүйесі.....	17
7.5 ЖЭС-ң сенімділік көрсеткіштері	20
7.6 ЖЭС-ң пайдаланылу көрсеткіштері.....	21
8 ЭЛЕКТР ТЕХНИКАЛЫҚ БӨЛІМ.....	24
8.1 Электр жалғасуларының басты схемалары.....	24
8.2 Дербес және гибриді ЖЭС-ға арналған ЖЭҚ қуаттылығын шоғырландыру схемалары.....	25
8.3 Өзіндік қажеттіліктерге қатысты электр жалғасуларының схемалары	26
8.4 Басқару, дабылдама, автоматика.....	28
8.5 Электр қуатының есебі	28
8.6 Электр есептемелері	28
8.7 Қосымша имараттар.....	29
8.8 Найзағайдан қорғаныс.....	30
9 ӨРТ ҚАУПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ӨРТКЕ ҚАРСЫ ҚОРҒАНЫС.....	30
10 ҚОЛДАНУДЫ, ТЕХНИКАЛЫҚ ҚЫЗМЕТ КӨРСЕТУДІ ЖӘНЕ ЖӨНДЕУДІ ҰЙЫМДАСТЫРУ	31
11 ҚҰРЫЛЫСТЫ ҰЙЫМДАСТЫРУ БОЙЫНША НЕГІЗДІК ШЕШІМДЕР	34
12 ЖАЛПЫ СТАНЦИЯЛЫҚ ҚҰРАЛДАР	34
13 НЫСАНДЫ ҚОРҒАУДЫҢ ИНЖЕНЕРЛІК-ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРАЛДАРЫ ..	35
14 ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ӘСЕРДІ БАҒАЛАУ.....	36
А ҚОСЫМШАСЫ (<i>ақпараттық</i>) Қазақстан Республикасының жел климаты, жел ресурстарының шамасы мен олардың таралуы жөнінде негізгі деректер	38
Б ҚОСЫМШАСЫ (<i>ақпараттық</i>) ЖЭС өндірімін есептеу әдістемесі.....	40

КІРІСПЕ

Осы ережелер жинағы Қазақстан Республикасының «Ғимараттар мен имараттардың, құрылыс материалдары мен бұйымдарының қауіпсіздігіне қойылатын талаптар», «Өрт қауіпсіздігіне қойылатын жалпы талаптар» Техникалық регламенттерінің, Қазақстан Республикасының құрылыс нормалары мен әрекет етуші нормативтік-техникалық құжаттарының негізінде әзірленген.

Ережелер жинағында жаңа жел электр станцияларының жобалануы мен құрылысы және әрекет етуші жел электр станцияларын қалпына келтіру кезіндегі құрылыс нормалары талаптарының орындалуын қамтамасыз ететін қолайлы құрылыс шешімдері мен параметрлері келтірілген.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ**СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН****ЖЕЛ ЭЛЕКТР СТАНЦИЯЛАРЫН ЖОБАЛАУ****ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРЯНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Енгізілген күні - 2015-07-01

1 ҚОЛДАНУ САЛАСЫ

1.1 Осы ережелер жинағы жел энергетикалық қондырғылары қолданылатын дербес (қуаты төмен) және өндірістік жел электр станцияларын (әрі қарай - ЖЭС) жобалауды қамтиды, әрі жаңа ЖЭС, сонымен қатар, кеңейтілетін, қайта жөнделетін және жетілдірілетін ЖЭС-ларын жобалау кезінде де қолданылады.

1.2 Ережелер жинағы қуаты 50 кВт және одан да артық құрлықтағы және жағадағы жел электр станцияларын жобалауға мүмкіндік беретін оңтайлы жобалық, сәулет және инженерлік шешімдер жиынтығын қамтиды.

2 НОРМАТИВТІК СІЛТЕМЕЛЕР

Осы ережелер жинағын қолдану үшін келесі сілтемелік нормативтік құжаттар қажет: Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2012 жылғы 24 қазандағы № 1355 Қаулысымен бекітілген электр құрылғыларын орнату ережелері.

ҚР ҚНЖЕ 1.02-18-2004 Құрылысқа арналған инженерлік зерттеулер. Негізгі ережелер.

ҚР ЕЖ 3.01-101-2013 Қала құрылысы. Қалалық және ауылдық елді мекендерді жоспарлау және құрылысын салу.

ҚР ЕЖ 5.01-106-2013 Динамикалық жүктемелері бар машиналардың іргетастары.

ҚР ЕЖ 5.03-107-2013 Күш түсетін және қоршау конструкциялары.

Ескертпе - Осы ережелер жинағын қолдану барысында нормативтік құжаттар мен сілтемелік стандарттардың әрекетін ағымдағы жыл шеңберінде «Қазақстан Республикасының стандарттау жөніндегі нормативтік құжаттарының сілтеуші», «Стандарттау жөніндегі мемлекетаралық нормативтік құжаттар сілтеуші», «Қазақстан Республикасының аумағында күші бар сәулет, қала құрылысы және құрылыс саласындағы нормативтік құқықтық және нормативтік-техникалық актілер тізімі» сияқты жыл сайын басылып шығатын ақпараттық көрсеткіштер бойынша тексерген жөн. Сілтеме құжат ауыстырылған (өзгертілген) жағдайда, осы ережелер жинағын қолдану кезінде ауыстырылған (өзгертілген) құжатты басшылыққа алу қажет. Егер сілтеме құжат ауыстырылмастан жойылған болса, онда оған сілтеме жасалған ереже осы сілтемені қозғамайтын бөлігінде қолданылады.

3 ТЕРМИНДЕР МЕН АНЫҚТАМАЛАР

Осы ережелер жинағында келесі терминдер мен анықтамалар қолданылады:

3.1 Жел электр станциясы (ЖЭС): жел ағынының кинетикалық энергиясын электр энергиясына өзгерту арқылы электр қуатын өндіру мақсатында қолданылатын бір немесе бірнеше ЖЭҚ-ларынан тұратын энергетикалық имарат.

Ескертпе - ЖЭС бір немесе бірнеше ЖЭҚ-нан, жинақтау немесе сақтау құрылғысынан, автоматтық басқару және электр станцияларының жұмыс тәртібін реттеу жүйелерінен тұрады.

3.2 Жел энергетикалық қондырғы (ЖЭҚ): Кіріктіріме генератор роторының айналуы арқылы жел ағынының кинетикалық энергиясын механикалық энергияға өзгертуге арналған техникалық құрылғылар кешені

Ескертпе - ЖЭҚ жел механикалық қондырғыдан (роторлық немесе пропеллерлік), электр тогының генераторы, жел қозғалтқышы мен генератордың жұмысын басқаратын автоматтық құрылғылардан, айнымалы тоқты тұрақты токқа және кері өндегіштен, оларды орнатуға және қызмет көрсетуге арналған имараттардан тұрады.

3.3 Пропеллерлік ЖЭҚ: генератор белдігінің айналу білігі көлденең орналасқан қондырғы.

3.4 Виндоторлық ЖЭҚ: генератор белдігінің айналу білігі тігінен орналасқан қондырғы.

3.5 Инвертор: тұрақты тоқты айнымалы токқа өзгертетін электр құралы.

3.6 Контроллер: аккумуляторлар кешенінің зарядын бақылау және энергия қайнаркөздерін басқару үшін қолданылатын арнайы электрондық құрылғылар – ЖЭҚ.

3.7 ЖЭС электр жүйелері: Электр станцияларының қатарлас жұмысын қамтамасыз етуге бағытталған біріккен электр қуатын беру желілерінің, түрлендіргіш шағын станцияларының және электр қуатын тұтынушылардың жиынтығы.

3.8 Құрылыс алаңы: ЖЭС-ң барлық негізгі және қосымша ғимараттары мен имараттары орналасатын аумақ. Алаң жел электр қондырғылар (ЖЭҚ), ашық және жабық электр үлестіргіш құрылғылар, электр қуатын беру желілері, басқармалар мен байланыстар, автокөлік жолдары, қосымша ғимараттар орналасатын аумақты қамтиды.

3.9 Тәжірибелік-өндірістік ЖЭС: Жел электр станциясы, әдеттегідей, бірыңғай энергетикалық кешенге біріккен үш-алты ЖЭҚ-дан тұрады, негізгі жабдықты өндірістік жағынан игеруге және техникалық-экономикалық сипаттамаларын тексеруге арналған қуатты өндіретін объект ретінде өздігінен жұмыс істейді.

3.10 Жел электр модульдері (ЖЭМ): Электр қуаты шығатын ортақ арнаға жұмыс істейтін ЖЭҚ тобы.

3.11 Ауа ағыны: Атмосферада ауа бассейнінің физикалық параметрлерінің (температура, қысым) әр түрлілігі салдарынан туындайтын ЖЭҚ-мен айнала өтетін жел ағыны.

3.12 ЖЭҚ-ларды көлегейлеу: жел қуатының және соның салдарынан, ауа ағынының аймағында орналасқан ЖЭС құрамындағы бөлек ЖЭҚ-ң немесе ЖЭҚ тобы электр энергиясы өндірімінің әсерінің азаюы.

3.13 **ЖЭС-ның жұмыс қуаты:** жел жағдайларын, жоспарлы және авариялық жөндеу өткізу мақсатында ЖЭҚ-ң тоқтатылуын ескергендегі станцияның энергетикалық жүйеге ұсына алатын ЖЭС қуатының ең жоғарғы шамасы.

3.14 **Жөндеу технологияларының коэффициенті:** ЖЭС-ң жұмыс қуатының оның белгіленген қуатына қатынасы.

4 ЖАЛПЫ ЕРЕЖЕЛЕР

4.1 Жаңа ЖЭС-ң жобалануы белгіленген тәртіпте келісіліп бекітілген техникалық-экономикалық дәйектемесі бар, әрі құрылыс нормаларына және құрылыс ауданының климаттық, инженерлік-геологиялық, өзге де жағдайларына сай дайындалған жобалау құжаттамасына сәйкес жүзеге асырылуы тиіс.

4.2 Осы нормативтік құжат желдің бастапқы жылдамдығы 3 м/с немесе одан да артық кезінде, жобалық қуаты 50 кВт және одан асатын қайта құрылатын құрылыстағы және жағадағы жел электр станцияларын (бұдан әрі - ЖЭС) жобалау ережелерін қамтиды. Ұсынбалы ережелерді бұрыннан бар технологиялық схемалармен, жабдық құрастырымдарымен, ғимараттар және имараттармен ескерілетін сәйкес түзетулері бар кеңейтілетін және қайта жөнделетін ЖЭС-на қатысты қолдануға болады.

4.3 ЖЭС-ң жобалануы ЖЭҚ-ны жобалау, пайдалануға қатысты жоғары техникалық білімі және қазіргі заманғы жоғары технологиялық жабдықты қолдану тәжірибесі бар қызметкерлердің қатысуымен жоғары ғылыми-техникалық деңгейде жүргізілуі тиіс.

4.4 ЖЭС-н жобалау барысында негізгі техникалық шешімдерді қабылдау үшін келесі мәселелерді ескеру қажет:

- энергетикалық жүйе жабдығы жұмысының сенімділігін қамтамасыз ету;
- тұтынушылар үшін электр қуатының тұрақтанған сапасын қамтамасыз ету;
- аварияға қарсы автоматика кешендерінің үдіксіз жұмысын қолдау;
- авариялық жағдайларды жедел жоюға бағытталған техникалық құралдардың бар болуы;
- алғашқы қаржы жұмсалымын және пайдалану шығындарын барынша үнемдеу;
- материалдар мен металды қажетсіну деңгейін төмендету;
- қоршаған ортаны қорғау, сонымен қатар, пайдаланушы және жөндеуші қызметкерлер үшін қалыпты санитарлық-тұрмыстық жағдайлар жасау;

4.5 Қайта құрылатын, кеңейтілетін және қайта жөнделетін ЖЭС-ға қатысты көлемдік-жоспарлық және сындарлы шешімдер әрекет етуші нормативтік-техникалық құжаттарға сәйкес қабылдануы тиіс.

5 ЖЭС ЖОБАЛАУ ЕРЕЖЕЛЕРІ

5.1 **Аймақтың жел жағдайларын бағалаумен бірге ЖЭС орналастыру жоспары**

5.1.1 ЖЭС-н жобалау барысында жобаның және электр қуатының жылдық өндірімін жүзеге асыру үшін ЖЭС орналасқан аймақта ұзақ уақыт жел климатын және жел

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

энергетикалық әлеуетті ең жоғары дәлдікпен бағалау керек. ЖЭС-ң ықтимал құрылыс орнын таңдау кезінде, күшті, әрі үздіксіз жел соғып тұратын кең тегіс жазықтағы немесе белес шыңдарындағы бос кеңістікті қарастырған жөн.

5.1.2 Жел келесі көрсеткіштер негізінде сипатталады:

— Бофорт шкаласы бойынша шамасы және сыртқы белгілері бойынша сатыларға сәйкес, желдің орташа айлық және жылдық жылдамдығы;

— ЖЭС жұмысы тұрақтылығының өте маңызды көрсеткіші – жел екпініндегі оның ең жоғары жылдамдығы (1-кесте);

— жел/желдер бағыты – «жел раушаны», желдің бағыты мен күшінің өзгеру мерзімділігі;

— турбуленттік – көлденең ғана емес, тік жазықтықта да жылдамдық градиенттерін жасаушы ауа ағынының ішкі құрылымы;

— желдің екпінділігі – уақыт бірлігіндегі жел жылдамдығының өзгеруі;

— атмосфералық қысым, температура және ылғалдылыққа байланысты болатын жел ағынының тығыздығы;

— жел, ағын ішінде әр түрлі жылдамдықпен қозғалатын, ірілігі әр түрлі сұйықтық тамшылары мен қатты бөлшектерден тұратын бір фазалық, сонымен қатар, екі немесе көп фазалық орта болуы мүмкін.

Жел құрылымы жер үстінен жоғары биіктігіне байланысты өзгеріп отырады, бұл ретте ауа ағынының тұрақтылығы ауаның жоғары қабаттарында артады.

5.1.3 ЖЭС орналастыру алаңын таңдау және жобаның алдын-ала техникалық-экономикалық негіздемесін әзірлеу кезінде, жел жылдамдығының және жел ағыны қуатының көрсеткіштерін, әрі олардың аймақта таралуын анықтау мақсатында жел энергетикалық ресурсын алаңға ең жақын:

- құрлықтағы метеостанциялардың;
- әуежайлардың;
- спутниктік деректердің

қолда бар көпжылдық мұрағаттық метеорологиялық мәліметтері негізінде бағалау қажет

Жел энергетикалық ресурсын алдын-ала бағалаудың нәтижелері ЖЭС құрылысының тиімділігі жөнінде шешім қабылдауға мүмкіндік береді.

5.1.4 Бағдарламалық жасақтама келесілерді үлестіру карталарын жасауға мүмкіндік береді:

- желдің орташа жылдамдықтарын;
- жел ағыны қуатын;
- жел ағыны энергиясын;
- ЖЭҚ жылдық орташа өндірімін.

1-кесте – Желдің жылдамдығына байланысты атауы

Жел жылдамдығы, м/сек	Жел атауы	Жел жылдамдығы, м/сек	Жел атауы
0	Тымық	10 - 11	Өте балғын
1,5 - 3	Өте әлсіз	12 - 14	Күшті
4 - 5	Жеңіл	15 - 16	Өкпек
6 - 7	Қалыпты	17 - 19	Дауыл
8 - 9	Балғын	20 және одан артық	Құйын

5.1.5 ЖЭС электр қуатының жылдық өндірімі келесі формула арқылы есептеледі:

$$E_{\text{жылдық өндірі}} = \sum_{i=1}^n f(w_i) \cdot P(w_i) \quad (1)$$

мұнда: $i = 1, n$,

$f(w_i)$ – желдің таралу функциясы (сағаттарға шаққандағы жел жылдамдығының жылдық таралуы);

$P(w_i)$ – жел турбинасы қуатының функциясы (жел жылдамдығынан алынатын функция ретіндегі шығыс қуаты);

w_i – уақыттың бірлік аралығы ішіндегі жел жылдамдығы немесе « i » дискретизация элементі (әдетте 0,5-тен 1 м/с-ке дейін);

i – электр қуаты өндірімінің қосылуы кезіндегі жел жылдамдығы мен өшірілу кезіндегі жел жылдамдығы көрсеткіштерінің арасындағы бірлік аралықтар саны (әдетте 3 м/с-тен 25 м/с-ке дейін).

5.1.6 ЖЭС жобалау кезеңінде аймақтағы жел мониторингі арқылы ЖЭҚ-ны орналастыру схемасын әзірлеу барысында қолданылатын жел энергетикалық ресурсының картасын жасаған жөн.

Аймақтағы жел мониторингі келесі әрекеттерді қамтиды:

- алаңның топографиялық күрделілігінің деңгейін бағалау;
- жел жылдамдығының ұзақ мерзімді болашақтағы орташа жылдық есебі;
- желдің таралуының ықтимал тығыздығын анықтау;
- турбуленттікті бағалау;
- жел жылдамдығының тік кескінін бағалау;
- желдің тірек жылдамдығын және 50 жылдық мерзімділікпен жел екпінінің жылдамдығын бағалау ;
- көршілес ЖЭҚ–дан келетін жел құйыны іздерінің әсерін бағалау;
- ЖЭС өндірімін болжамдаудағы метеорологиялық мәліметтердің дәлсіздігінен болған қателіктерді бағалау;
- қоршаған ортаның өзге факторларын (ауа тығыздығы, ауа температурасы, ауа ылғалдылығы, найзағай түсу мүмкіндігі, қар және мұздың болу мүмкіндігі, күн радиациясы, тұздар құрамы, химиялық белсенді заттардың болуы) бағалау;
- алаңның сейсмикалық сипаттамаларын бағалау;
- жел электр станциясының теориялық жобасын дайындау;
- жел ағынын үлгілеу;

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

- жел электр станциясының құрастырма схемасын дайындау және оны оңтайландыру;
- өндірілетін қуат көлемін есептеу;
- ІЕС (ХЭК) 61400-1 сәйкес жіктемеге қол жеткізу үшін қажет құжаттарды әзірлеу.

5.2 Орналастыру алаңын таңдау

5.2.1 ЖЭС-н жобалау кезінде, ЖЭҚ-ны орналастыру үшін алдын-ала көлемі сәйкес келетін бір немесе бірнеше аумақты таңдап алған жөн.

Ескертпе - Өндірістік ЖЭС үшін ротор диаметріне байланысты ЖЭҚ араларындағы ең аз қашықтық 300-ден 500 метрге дейін болуы мүмкін. Кедергі әсерлерді жеткілікті дәрежеде азайтып, қауіпсіздікті қамтамасыз ету үшін ең жақын тұрғын үйлер, ғимараттар, компанияларға дейінгі қашықтық та, 300 – 500 метрден аз болмауы тиіс.

5.2.2 ЖЭС орналасатын алаңды келесідей негізгі өлшемдерге сүйеніп таңдау қажет:

- аймақ жерінің бедеріне, оның кедір-бұдырлығына, жел ағынына қарсы кедергінің болуы және пайда болуы жөнінде болжамға, турбуленттік деңгейіне т. б. байланысты болатын жел энергетикалық ресурсының сапасы;
- негізінен ЖЭҚ бөлшектерінің ірі габариттерімен, таңдалған алаңның инженерлік-геологиялық жағдайларымен және бұрыннан бар жергілікті инфрақұрылымның ахуалымен тығыз байланысты құрылыс жағдайлары;
- қуат беретін нысандар құрылысының және электр желілеріне технологиялық жалғанудың, ЖЭС жабдығы үшін технологиялық жалғанудың оңтайлы нүктесін анықтаудың, энергия жүйесі тарапынан ЖЭС қуатын шектеудің құны;
- жер телімдерінің мәртебесі;
- көлікпен қатынау мүмкіндігі – ЖЭС орналасатын аймақтың көлік инфрақұрылымының ахуалы мен арақашықтықтарды ескергенде, ірі ЖЭҚ үшін (қалақтарының ұзындығы шамамен 50 м, гондоланың салмағы шамамен 80 т, жүк көтерімі шамамен 600 т құрайтын монтаждық кранды тасымалдау қажеттігі бар) ЖЭС орналастыру алаңын да, ЖЭҚ-ны да таңдау барысында бұл белгі көбінесе шешуші болып табылады;
- экологиялық шектеулер;
- өзге шектеулер (елді мекендердің жақын орналасуы, авиация, байланыс желілері, қорғау аймақтары, мәдени және археологиялық ескерткіштер, жер асты коммуникациялар және т.б.).

5.3 ЖЭҚ орналастыру схемасы

5.3.1 ЖЭҚ орналастыру схемасы олардың ЖЭС құрамындағы орнын анықтайды.

Орналастыру схемасын дайындау, қажетті қуаты бар жел энергетикалық қондырғылардың белгіленген алаң шегінде барынша оңтайлы орналасуын қамтиды. Бұл кезде келесі жағдайларды ескерген жөн:

- электр қуатының өндірімін ең жоғарғы дәрежеге жеткізу және олардың өзара аэродинамикалық көлеңкеленуі әсерінен болатын шығынды барынша азайту мақсатында

ЖЭҚ араларындағы оңтайлы қашықтықты анықтау;

- турбуленттік жабдықтың тозуына айтарлықтай дәрежеде әсер ететіндіктен, қарқынды турбуленттік сипатына ие аймақтарда ЖЭҚ-ны турбуленттікті арттыратын объектілерге қатысты орналастыру мәселесіне ерекше мән берген абзал;

- жолдар, электр қуатын беру желілері, мұнай және газ құбырлары, өнеркәсіптік нысандар, әуежайлар және т. б. сияқты инфрақұрылым нысандарының жанына орналастыруға қатысты шектеулерді сақтау;

- шудың мөлшерленген көрсеткіштері қойылған орындарда санитарлық нормаларды сақтау. Шу әсері жел генераторының үлгісіне, аймақ жерінің бедеріне, қосалқы шу деңгейіне байланысты болғандықтан, шу әсерін есептеуді әрбір ЖЭС үшін жеке жүзеге асыру және ЖЭҚ орналастыруды санитарлық нормаларының сақталуын ескере отырып жоспарлау қажет;

- аймақтың бұрыннан бар инфрақұрылымы мен шектеулерін ескере отырып, қарастырылатын табиғи жағдайларда құрылыс алаңын ұйымдастыру мүмкіндігі.

5.3.2 Жел генераторларын орналастыруға қол жетімді болған алаң шегінде, құрылыс базасының ұйымдастырылуынан бастап, белгіленген техникалық параметрлер негізінде (бойлық және көлденең еңістер, габариттер, бұрылыстардың радиустары т. б.) технологиялық өтпелер мен монтаждық алаңдар салуға дейінгі, құрылыс жағдайлары ойластырылып талданады. Сонымен қатар, алаңның топырақ жағдайлары да қарастырылып, аймақтың гидрографиялық сипаттамалары (жер үсті және жер асты сулар, бұлақтар, батпақ) және жер бедерінің ерекшеліктері (беткейлердің тіктігі, жыралар, шөгінділер) ескеріледі. Орындалған талдауды ескере отырып, өзара техникалық-экономикалық салыстырулар жасау мақсатында сындарлы шешімдердің түрлі нұсқалары дайындалады. Сонымен бірге, орналастыру схемасын дайындау барысында іргетастардың қалану мәселесіне және жел генераторлары монтажының схемасына зор мән беріліп, олардың таңдалған алаң шеңберінде техникалық орындалуын бағалау іске асырылады.

5.3.3 ЖЭС-ң бас жоспары негізгі, қосымша және қосалқы ғимараттар мен имараттар, көлік және технологиялық коммуникациялар кешенін қамтиды.

5.3.4 ЖЭС-ң негізгі құрылыстары желдің кинетикалық энергиясын электр энергиясына өзгеруін, энергияның генераторлардан бастап, қуат жүйесіне жалғанған орнына дейінгі таралуын қамтамасыз етуге бағытталған.

5.3.5 ЖЭС-ң негізгі имараттарына келесілер жатады:

- жел энергетикалық қондырғылар (ЖЭҚ);
- метеобекет немесе бірнеше метеобекеттер;
- басқару, бақылау және диагностикалау жүйелерімен жабдықталған орталық басқару пункті;
- үлестіргіш электр құрылғылар және шағын станциялар;
- электр қуатын берудің шоғырсымды және әуе желілері.

5.3.6 ЖЭС-ң қосымша имараттары негізгі имараттардың қалыпты және үздіксіз қызмет етуін қамтамасыз етеді. Оларға, әдетте, келесілер жатады:

- қызметтік-өндірістік корпус;
- ЖЭС аумағының шеңберінде байланыс құралдары бар орындар;
- ЖЭС-ң қуат жүйесінің диспетчерлік орнымен байланысын қамтамасыз етуге

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

арналған байланыс желілерімен және құралдарымен жабдықталған орындар.

5.3.7 Қосалқы ғимараттар мен имараттарға:

- қойма бөлмелері;
- құрал-жабдықты сақтау орындары;
- қызметкерлердің тынығу бөлмелері;
- күзет бөлмелері;
- көлік және жүк көтергіш құралдардың гараждары;
- жөндеу шеберханалары жатады.

5.3.8 Әрбір нақты ЖЭС үшін қосымша және қосалқы имараттар құрамы өзгеріп отыруы мүмкін.

5.3.9 ЖЭС алаңын бір аумақта орналастырған жағдайда, ЖЭҚ-ды бірнешеуден модульдерге біріктірген абзал. ЖЭҚ саны олардың әр бірлігінің қуаты және таңдалған трансформаторлық шағын станциялардың өткізгіштік қабілеті негізінде анықталады.

5.3.10 ЖЭС-ң бас жоспарын құрастыру кезінде, энергетикалық жүйеге белгіленген бағыттарда электр қуатын тасымалдау үшін желілердің қолайлы шығуларының бірыңғай арналарын қамтамасыз ету қажет.

5.3.11 ЖЭС-ны бірнеше бөлек тұрған алаңдарда (белестер тізбегіне, ауылшаруашылық қолданысына жарамсыз аймақтарға және т. б.) орналастырған жағдайда, ЖЭҚ-ын модульге біріктіру аумақтық принцип негізінде жүзеге асырылуы мүмкін. Мұндай жағдайда, энергиялық жүйеге қуат берілісінің бірнеше арнасын жасауға болады.

5.3.12 ЖЭС бас жоспарының құрастырылымы келесі жағдайларды қамтамасыз етуі тиіс:

- таңдалған ЖЭҚ түрлері арқылы электр қуатының барынша жоғары өндірімін алу;
- ЖЭС құрылысында барынша аз қаржы жұмсалымы;
- тұрақты және уақытша қолданысқа берілетін жер алаңдарының барынша аз дәрежеде қажет болуы;
- ЖЭС-ң ағымдық және сатылай құрылысын ұйымдастыруға қолайлы жағдай жасау.

5.3.13 ЖЭС бас жоспарларының құрастырылымын дайындау кезінде өндірістік кәсіпорындарды жобалау бойынша нормативтік құжаттың және ЖЭС ерекшеліктеріне байланысты қосымша талаптарды ескеру керек:

- ЖЭҚ-ң бірлік қуаты салыстырмалы түрде төмен және олар өзара жел көлегейлеу әсерін төмендету үшін кең аймақтарда орналастырылады;
- Әрбір ЖЭҚ-ға пайдалану жағдайларына қажетті технологиялық автокөлік кіре беріс жолдарын салу;
- Әр ЖЭҚ-дан үлестіргіш құрылғыларда электр қуатын беру шоғырсымдық желілерін (ЭБШЖ) және қуат жүйесімен байланысуға арналған әуе немесе шоғырсым желілерін жасау;
- құрылыс-монтаждық жұмыс көлемінің шамалылығы және оларды орындау ұзақтығының салыстырмалы түрде қысқа болуы;
- ЖЭС-ны шағын іске қосу кешендері арқылы пайдалану мүмкіндігі.

5.3.14 ЖЭС-ң бас жоспарларын құрастыру барысында сонымен бірге келесілерді

қамтамасыз ету қажет:

- ЖЭС негізгі ғимараттары мен имараттарын жердің табиғи бедерін және желдің басым бағыттарын ескере отырып орналастыру қажет;
- орталық басқару және бақылау пунктін (ОББП), сонымен бірге, орталық шағын станцияны (ОШС) мүмкіндігінше электр қуатын өндіретін ЖЭҚ күштерінің ортасында орналастырған жөн;
- қосымша және қызметтік ғимараттар мен имараттарды барынша тұтастыру;
- метеобекеттерді орналастыратын орынның және олардың санының жеткілікті болуы;
- ЖЭС-н өндіріс кәсіпорындары мен қалаларға жақын, дамыған қуат жүйелерінде орналастырған жағдайда, желілік жабдық пен желілік имараттарды, жөндеу шеберханалары мен қойма бөлмелерін энергетикалық қызмет көрсететін немесе өндірістік кәсіпорындармен бірлесе қолдану мүмкіндігін қарастырған тиімді;
- ЖЭҚ және шағын станцияларды елді мекендердің тұрғын үйлерінен, өндірістік және өзге нысандардан жеткілікті дәрежеде алшақ орналастыру;
- табиғи ландшафттарды сақтауға және жаңбыр сулары мен еритін қар суларын бұрып жіберуге негізделген жоспарлау;
- ішкі автокөлік жолдары мен айналма алаңдарының нормативтік ені мен сапасы; қызмет көрсетуші персоналдың үнемі жүретін аймақтарында жүргіншілерге арналған жолдарды және қорғаныс бөгеулерін орнату; сондай-ақ қауіпті аймақтарда (авариялар кезінде қалақтардың ұшып құлауы ықтимал орындарда, кернеулі жабдық орнатылған орындарда) ескерту белгілерін орнату арқылы ЖЭС нысандарына қауіпсіз қызмет көрсетуді қамтамасыз ететін жағдайлар;
- мүмкіндігінше ауылшаруашылық қоныстарының шекараларын бұзбай, ішкі және кіре беріс автокөлік жолдарын, электр қуатын беру желілерін, электр шоғырсымдарын, байланыс және басқару шоғырсымдарын бөлінген жер алаптарында орнату және трассалау;

5.3.15 ЖЭС алаңына тұрақты қолданысқа, әдетте, ЖЭҚ, метеобекет, трансформаторлық шағын станциялар, электр қуатын берудің әуі желілерінің бағаналары (ӘЖ), ішкі автокөлік жолдары, ЖЭС-ң қосымша және қосалқы ғимараттары мен имараттарының кешені орналасатын жерлер беріледі.

5.3.16 ЖЭС-на уақытша қолданысқа жер асты электр шоғырсым желілерін, байланыс және басқару желілерін орналастыруға арналған жер алаптары, сонымен қатар, құрылыс-монтаждау жұмысының өндірісі кезеңіндегі монтаждау алаңдарын орналастыруға қажетті аймақ беріледі. Құрылыс-монтаждау жұмыстарының орындалуына қарай, жер ретті телімдермен уақытша қолданысқа бөлініп отырады.

5.3.17 Құрылыс-монтаждау жұмыстары аяқталған соң, уақытша бөлініп берілген аумақтардағы жердің топырақ құнарлығы қалпына келтіріліп, бұрынғы пайдаланушыларға қайтарылуы тиіс.

5.3.18 ЖЭС жерінің бедерін ұйымдастыру жоспарын жобалау кезінде, жер қазу жұмыстарының ең аз көлемін және игерілетін аумақ ішіндегі топырақтың барынша аз тасымалдануын назарда ұстаған абзал.

5.3.19 Үстіртін сулар ағысын бұру су бұрғыш имараттар жүйесімен жер бедерінің

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

төмендетілген жерлеріне жіберу (жыралар, науалар, таудағы орлар, құбырлар т.б.) арқылы жүзеге асады. Алаң бетінің еңістері 3.01-101 ҚР ЕЖ сәйкес алынады.

5.3.20 ЖЭС аймағын жайластыру және көгалдандыру тарауын жобалау кезінде көгалдандыру үшін газон мен тырбық бұталарды пайдалану, ал дәйекті жағдайларда, өсіп тұрған ағаштарды алып тастау немесе олардың биіктігін азайту арқылы жел ағынының барынша аз ауытқуын қамтамасыз ету қажеттілігін ескерген жөн.

5.3.21 ЖЭС алаңында қосымша және қосалқы ғимараттар мен имараттар орналасатын аумақ қана қоршалуы мүмкін. Бұл ретте, ЖЭҚ орналасатын аймақ және ЖЭҚ-ң өзі көбінесе қоршалмайды. Ал олардың арасындағы аумақ ауылшаруашылық мақсаттарында қолданылуы мүмкін. Қоршаудың түрін таңдау кезінде мүмкіндігінше торлы қоршауларды қолданған абзал.

5.3.22 Құрылыс-монтаждау жұмысының барлық түрлерін орындау, жабдық пен қондырғылардың орнын ауыстыру, сонымен бірге техникалық қызмет көрсету және жөндеу жасау үшін, қағида бойынша, автокөлік құралдарын (автокөлік тартушы машиналар, трейлерлер, көтергіш құрылғылар т. б.) таңдаған жөн.

5.3.23 Көтергіш-көлік құралдарын ЖЭС қосымша имараттарының өндіріс бөлімінде орналыстырған жөн.

5.3.24 ЖЭС алаңында жөндеу және профилактикалық жұмыстардан қалған материалдардың қалдықтарын, ЖЭС қызметкерлерінің тіршілік әрекеттінің қалдықтарын жинау және сақтауға арналған ыдыстарды орналастыратын орындар алдын-ала ойластырылуы, ал жобада оларды кәдеге жарату тәсілі (шығару немесе көміп тастау және т. б.) белгіленуі тиіс.

6 ҚОЛАЙЛЫ СӘУЛЕТ-ҚҰРЫЛЫС ШЕШІМДЕРІ

6.1 ЖЭҚ жабдығының, ғимараттары мен имараттарының іргетастарын инженерлік-геологиялық ізденістер нәтижесінде алынған физикалық-механикалық, деформациялық көрсеткіштерді және топырақ беріктігінің көрсеткіштерін ескере отырып ҚР ҚНЖЕ 1.02-18 сәйкес жасау қажет.

6.2 ЖЭҚ іргетастарын қосқанда, ЖЭС ғимараттары мен имараттарының сындарлы шешімдері ЖЭҚ әзірлеушісінің талаптарын ескере отырып, ҚР ЕЖ 5.03-107, ҚР ЕЖ 5.01-106 сәйкес қабылдануы тиіс.

6.3 ЖЭҚ сенімділік деңгейі (кедергіні, гондоланы, роторды қосқанда) ЖЭҚ әзірлеушісі тарапынан бекітіледі.

6.4 ЖЭҚ іргетастарын жобалау үшін есептік жүктелімдерді және олардың өзара тіркесуін қондырғы әзірлеушісі белгілейді.

6.5 Іргетас түрін таңдау ҚР ЕЖ 5.01-106 талаптарына сәйкес келіп, нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру негізінде жүзеге асырылуы тиіс. Таңдалған іргетастар ЖЭҚ динамикалық жүктемесінен келетін тербелістерге төзімді болып, жақын орналасқан ғимараттар мен имараттар құрылымдарына тербелістің берілмеуін қамтамасыз етуі шарт.

6.6 Қызметтік-өндірістік корпустың (ҚӨК) көлемдік-жоспарлау шешімдері технология және өнеркәсіптік эстетика талаптарына сай келуі және әкімшілік, оперативтік, жөндеу қызметкерлерін, сондай-ақ іссапарда жүрген қызметкерлерді

қалыпты санитарлық-тұрмыстық жағдайлармен қамтамасыз етуі қажет. ЖЭС-ң ықтимал кеңеюі үшін ҚӨК-та резервтік алаңдарды алдын-ала ойластырған жөн. ЖЭС-ң қосымша нысандары үшін жергілікті құрылыс және өңдеу материалдарын қолданған жөн.

6.7 Табиғи жарықтың түсуі және ЖЭС алаңын қарау мақсатында БӨК-ты орнатылған терезелерінің саны ең жоғары бөлмелерде ұйымдастыру қажет.

6.8 Жылыту, желдету және салқындату жүйелерін жобалау барысында электр қуатын тұтынуды азайту шараларын алдын-ала ойластырған абзал. Көрсетілген жүйелерде көбіне ЖЭС-нан келетін өзінің жеке энергиясын тұтынатын және оның негізгі қуат жүйесінен барынша аз жұмсалуды қамтамасыз ететін жылу аккумуляторларын алдын-ала ескерген жөн.

7 ЖЭС НЕГІЗГІ ЖӘНЕ ҚОСЫМША ЖАБДЫҒЫ

7.1 Жел электр қондырғылары

7.1.1 Кез келген жел энергетикалық жоба үшін ЖЭҚ таңдау мәселесі келесі себептерге байланысты ең маңызды міндеттердің бірі болып табылады:

– жел энергетикалық жабдықтың құны жобаның күрделі қаржы шығындарының елеулі үлесін құрайды,

– электр станциясының өнім өндіруі ЖЭҚ үлгісіне аса байланысты болып келеді,

– ЖЭҚ сенімділігі ЖЭС-н ойдағыдай пайдаланудың кепілі болып табылады.

ЖЭҚ үлгісін таңдау кезінде нақты жоба үшін келесі талаптарды бағалау жүзеге асырылады:

– ең алдымен құрылыс алаңының ауданымен, ЖЭҚ-ны әкеліп жеткізу және монтаждау мүмкіндігімен, өндірістің жаппай жүзеге асырылуымен анықталатын ЖЭҚ-ң бірлік атаулы қуаты,

– атмосфералық ауа температурасының ұйғарынды ауқымы (ЖЭҚ-ң басым бөлігі минус 20° температураға дейін жұмыс істейді, энергетикалық жел қондырғыларының бірқатар үлгілері минус 30° дейін қолдануға бейімделген),

– ІЕС 61400-1 халықаралық стандарт бойынша, ЖЭҚ санаты желдің экстремалдық жылдамдығымен және турбуленттігінің қарқындылығымен анықталады.

– құрылымның негізгі элементтерінің салмағы және габариттері.

– ЖЭҚ монтажына қажетті кран жабдығы.

– кепілдік міндеттемелер – стандарттық зауыттық кепілдемені ұзарту мүмкіндігі, қуат ауытқымасына кепілдеме беру, техникалық дайындықтың ең төмен деңгейіне кепілдеме беру.

– пайдалану, техникалық қызмет көрсету және қосалқы бөлшектерді жеткізу келісім-шарттары бойынша талаптар.

7.1.2 Қолда бар номенклатура ішінен ЖЭҚ түрінің таңдалуы оның құрылымдық және техникалық сипаттамаларымен анықталады.

7.1.3 Құрылымдық сипаттамаларға:

– ротор айналымының көлденең және тік білігі;

– қуатты реттеу жүйесі (қалақты бұру немесе оның ұзындығы бойынша кескінін

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

өзгерту арқылы қалақ пен жүгірмелі ағын арасындағы бұрыштың өзгеруі);

- жел бағыты бойынша (желбағар, виндрозалар және т. б.) ЖЭҚ бағдарлау жүйесі;
- тіректің құрылымы мен биіктігі;
- авариялық жағдайларда ротордың тежелу жүйелерінің саны мен жұмыс қағидасы;

- ЖЭҚ генераторынан үлестіргіш шкаafka дейінгі қуат беру жүйесі;
- ЖЭҚ қалақтарын жасауға арналған материал;
- найзағайдан сақтану жүйесі жатады.

7.1.4 |Техникалық сипаттамаларға:

- генератордың түрі (синхронды, асинхронды) және оның атаулы қуаты;
- қуат, кернеу, жиілік және реактивті қуатты реттеу ауқымдары бойынша сипаттама және т. б. техникалық параметрлер;

- ротор диаметрі және ротордың орнатылған қуат бірлігіне үлестік ауданы
- ЖЭҚ қуат жүйесіне қосылатын кездегі желдің бастапқы жылдамдығы;
- ЖЭҚ үшін желдің іске қосылу жылдамдығынан бастап, жел жылдамдығының атаулы шамасына дейінгі ауқым;

- ЖЭҚ үшін желдің ұйғарынды жылдамдығы;
- ЖЭҚ сенімділігінің көрсеткіштері;
- ЖЭҚ қызмет мерзімі жатады.

7.1.5 Нақты алаң үшін ЖЭҚ түрін таңдау белгілеріне мыналар жатады:

- берілген алаңдағы жел ағынының сипаттамасы бойынша электр қуатының барынша көп өндірімі;
- ЖЭҚ атаулы қуатын қолдану коэффициентінің зор мәні;
- жіберілген электр қуатының минималдық өзіндік құны;
- Қазақстан Республикасының бірыңғай энергетикалық жүйесінің (БЭЖ) барлық жүйелерінің сенімді жұмысын қамтамасыз ету.

7.1.6 ЖЭҚ қуатына қарай төрт негізгі топқа бөлінеді (2-кестені қараңыз):

- 1) 1 МВт жоғары – жоғары қуатты;
- 2) 100 кВт - 1 МВт дейін – орташа қуатты;
- 3) 5 кВт - 99 кВт дейін – төмен қуатты;
- 4) 5 кВт төмен – өте төмен қуатты.

Ескертпе - Бүгінгі таңда әлемдегі ЖЭҚ-ң жалпы белгіленген қуатының 40 % дейінгі бірлік қуаты 1,5-3,6 МВт құрайтын ЖЭҚ ессесіне келеді.

7.1.7 Жүйелік ЖЭҚ дінгектерінің айтарлықтай биіктігі жел күшін толық дәрежеде қолдануға мүмкіндік береді.

7.1.8 ЖЭҚ тапсырысын жасау барысында ЖЭС жиынтықтау үшін ЖЭҚ құрылымдық дайындалуын егжей-тегжейлі зерттеген жөн. Ол жалпы техникалық және жобалық талаптарға жауап беруі тиіс.

7.1.9 ЖЭҚ таңдау кезінде, орындалуы және қолданылу сипаттамалары, атап айтқанда:

- ауаның шекті және экстремалды температуралары мен ылғалдылығы;

– экстремалды ауа райы жағдайлары (дауылдар, құйындар, атмосфералық ауаның тұздануы және ластануы, құмды дауылдар, көктайғақ) ЖЭС алаңының климаттық жағдайларына, сонымен қатар, ЖЭС-ң БЭЖ-не бірігуін қамтамасыз ету үшін Жүйелік Оператор талаптарына сәйкес келетін ЖЭҚ-ды ғана қарастырған дұрыс.

2-кесте – Тағайындалуы бойынша ЖЭҚ жіктелуі

Атауы	Қуаты	Белгісі	Тағайындалуы
Жүйелік, желілік	200 кВт -тан 5 МВт-қа дейін	ЖЭҚ жұмысы қуатты электр желісімен қатарлас	Өндірілген электр қуатын барынша көп дәрежеде электр желісінен алу мен беру көздері
Дербес	50 – 500 кВт	ЖЭҚ жекелей жұмысы (дербес)	Қуат желісімен байланысты емес тұтынушылардың қуат алу көздері
Гибридтік	100 кВт-қа дейін	ЖЭҚ жұмысы өлшемдес қуатты тәуелсіз электр станцияларымен (дизель-генераторлар және т. б.) қатарлас	Тұтынушыларды атаулы қуатты электр энергиясымен үздіксіз қамтамасыз етуге арналған қуат көздері

7.1.10 Берілген аймаққа тән жел жылдамдықтарының ауқымында жел энергиясын пайдаланудың ең жоғары коэффициентіне ие ЖЭҚ абзал болып саналады. Бұл ретте жел энергиясының жылдамдықтар бойынша таралуын ескеру қажет.

7.1.11 7.1.1 - 7.1.7 белгілері негізінде таңдалған ЖЭҚ үшін қарастырылатын алаңда жел сипаттамалары бойынша әрбір жеке тұрған ЖЭҚ-ның электр қуатының есептік жылдық өндірімін анықтаған жөн.

7.1.12 ЖЭС-ны жиынтықтау үшін қажет ЖЭҚ-ның қорытынды таңдауы ЖЭС-ның техникалық-экономикалық көрсеткіштерін салыстыруларға сүйене отырып, ЖЭС құрылысына салынған инвестициялардың техникалық-экономикалық дәлелдемесін әзірлеу сатысында жасалады. Нұсқалар экономикалық тұрғыдан тепе-тең болған жағдайда, бірлік қуаты көбірек ЖЭҚ-ны таңдаған абзал.

7.1.13 ЖЭҚ техникалық сипаттамалары Мемлекеттік стандарттар органдары тіркеген Техникалық жағдайлардың ішінде келтірілген мәліметтер негізінде қабылданады. Оларға сәйкес қондырғылардың жиынтықты жеткізілімі жүзеге асырылады. ЖЭҚ сипаттамаларына жеткізуші немесе өндіруші тарапынан өзгертулер енгізілсе, сәйкес өзгертулер белгіленген тәртіппен Техникалық талаптарға енгізілуі тиіс. Импорттық жабдықтың техникалық сипаттамалары берілген тізімдемелер негізінде қабылданады және жеткізу құжаттары (контракт) бойынша нақтыланады.

7.1.14 ЖЭҚ құрылымдық құжаттар жиынтығы ЖЭС жобалау, ЖЭҚ монтаждау және пайдалану үшін қажетті көлемде ақпаратты қамтуы тиіс.

7.1.15 Габаритті емес түйіндердің жалпы қолданыстағы көлік желісімен тасымалдану схемасы жергілікті жағдайларды (көлік желісінің дамуын, жел

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

энергетикасының аймақтық кәсіпорындарының және бөтен ұйымдардың қарамағындағы жүк көтергіш механизмдерді қолдану мүмкіндіктерін, сонымен бірге, ауыр жүк күтерудің габариттік және салмақтық сипаттамаларын) ескере отырып, жеткізуші тарапынан әзірленеді. Әзірленген схема Тапсырыс берушімен келісіледі.

7.1.16 Жеткізуші ЖЭҚ құрамдас бөліктерін тасымалдауды жүзеге асырады. Тапсырыс беруші жалпы өндірістік жабдықтың тасымалдануын жүзеге асырады.

7.1.17 Еңбек өнімділігін, жұмыс сапасы мен жабдық жұмысының сенімділігін арттыру үшін жобалау барысында келесілер алдын-ала назарға алынуы тиіс:

- бөлшектеусіз қарауға қолжетімді, оңай шешілетін және өзара ауыстыруға қауқарлы жабдықты қолдану;

- негізінен зауыттан шыққан жабдық блоктары мен түйіндерін пайдалану ЖЭҚ-ны зертхана жағдайларында тексеріп баптауға мүмкіндік береді.

- ылғалды өткізбейтін жабдық пен құрылымдарды қолдану ішіне жануарлардың, құстардың, жәндіктердің кіріп кетуіне кедергі болады.

- техникалық қызмет көрсетулер арасындағы бүкіл мерзім ішінде тікелей қадағалауды қажет етпейтін аспаптар мен жабдықты пайдалану.

7.1.18 Негізгі және қосымша жабдықтардың, бағдарламалық жасақтаманың күші бар нормативтік құжаттар талаптарына сәйкестігі тиісті Мемлекеттік стандарттың тиісті сертификаттау орталығынан немесе сертификаттау нәтижелерін мойындау жөнінде келісім-шарт жасалынған шетел мемлекетінің сертификаттау орталығынан алынған сертификатпен расталуы қажет.

7.2 Метеобекет

7.2.1 Метеобекеттің тағайындалуы:

- жылдамдық пен жел бағытының, ауа температурасы мен атмосфералық қысымның ағымдағы шамаларын өлшеу;

- ЖЭС технологиялық үдерісін басқарудың автоматтық жүйесінің (ТҮБАЖ) қызметін қамтамасыз ететін мәліметтерді әзірлеу және ЦҚК-қа жеткізу;

- желдің энергетикалық сипаттамаларын бағалау үшін желдің жылдамдығы пен бағытын, ауа температурасы мен атмосфералық қысымды тіркеу (қажет болған жағдайда).

7.2.2 Метеобекет құрамына метеорологиялық мұнара және жел жылдамдығын, бағытын, және қоршаған ауа температурасы мен қысымын өлшеуге арналған құралдар жиынтығы кіреді.

7.2.3 Метеобекеттерді орнату орындары мен олардың ЖЭС алаңындағы саны жер бедерінің сипатымен және ЖЭҚ өрісінің конфигурациясымен анықталады. ЖЭС алаңын жеке телімдерге бөліп үлестіру кезінде, метеобекетті әрбір жер телімінде орнатуға кеңес беріледі.

7.2.4 Желдің жұмыс жылдамдықтарының ауқымында ЖЭС алаңына тән жел раушанын ескере отырып, метеобекетті орнату орны ретінде оның көлегейленуінің барынша аз мөлшерде орын алуын қамтамасыз ететін жерді таңдаған жөн. Метеобекетті желдің басым бағытының жел соғатын жағына ЖЭҚ тобынан ротордың үш диаметрінен кем болмайтын қашықтықта орналастырған абзал.

7.2.5 ЖЭС жұмысын талдауға қажетті жел сипаттамаларына қатысты дұрыс мәліметтерді жинау үшін ЖЭС алаңының (телімінің) қарама-қарсы жағында орналасқан және негізгі метеобекеттің желмен көлегейленуі кезінде жел сипаттамаларына қатысты мәліметтерді жинақтауға арналған қосымша метеобекетті орналастыруға кеңес беріледі. Бұл ретте қосымша метеобекетті қатардың сыртында соңғы ЖЭҚ-дан ротордың үш диаметрінен кем болмайтын қашықтықта ЖЭҚ-мен бір сызық бойында орналастыруға болады.

Қосымша метеобекет, ЖЭС-дағы барлық ЖЭҚ-ның қауіпсіз және сенімді қолданысын қамтамасыз ету мақсатында, әсіресе ЖЭҚ-ның қатарлап (үш қатардан артық) орналасуы кезінде, және жер бедері күрделі өңірлерде, оның ішінде таулы аудандарда, жел жылдамдығы жөніндегі ақпаратты қайталайды.

7.2.6 Жобада негізгі болып қабылданған гидрометеорологиялық қызмет жүйесі метеостанциясының мәліметтерін қолданған жағдайда, ЖЭС құрылысы басталмағанша, ЖЭС метеобекетінде ауа температурасы мен атмосфералық қысымды өлшейтін және тіркейтін құралдарды орнатпауға рұқсат етіледі (оларды гидрометеорологиялық қызмет жүйесінің метеостанциясында немесе өзге мекемеде тіркеу мүмкіндіктерін және осы параметрлер өлшемдері нақтылығының санатын бағалау және мәліметтерді алу жағдайларын салыстырғаннан кейін орнатуға болады.

7.2.7 Жобада метеобекеттердің келесі құралдармен қамтамасыз етілуін алдын-ала ескеру қажет:

- 0,5 м/с қателікпен 0-50 м/с дейінгі жел жылдамдығын өлшеуге арналған құралдар;
- 0-360 ° ауқымында (дискреттілігі 10 °С аспайды) жел бағытын анықтауға арналған құралдар;
- 0,5 °С қателікпен минус 40 °С -тан плюс 40 °С-қа дейінгі ауа температурасын өлшеуге арналған құралдар;
- 1 %-дан аспайтын қателікпен 650-1080 ГПа ауқымында атмосфералық қысымды өлшеуге арналған құралдар;
- ауа тығыздығын өлшейтін құрал (гигрометр).

7.2.8 Барлық өлшеу құралдарын метеомұнарада, көлденең білігі бар ЖЭҚ (КОЖК) үшін ротор білігіне, ал тік білігі бар ЖЭҚ (ТОЖК) үшін ротор ортасының білігіне тең келетін биіктікте орналастырған жөн. Ауа температурасы мен атмосфералық қысымды өлшейтін құралдарды жер бетінен 1,5 м-ден кем емес биіктікте орналастыруға рұқсат етіледі.

7.2.9 ТҮБАЖ құрамында қолданылатын жел жылдамдығын өлшейтін құралдардың қырау және мұз қату жағдайларында жұмыс жасау қабілеттілігін қамтамасыз ететін жүйелер болуы тиіс.

7.3 ЖЭС-ның алаңда орналасуы

7.3.1 ЖЭС алаңындағы ЖЭҚ-ның оңтайлы орналасуы үшін ескерілуі тиіс жағдайлар:

- таңдалған ЖЭС алаңы үшін барынша тән, салыстырмалы алғанда, үлкен аумақта уақыт жағынан тұрақсыз, жылдамдығы жағынан әркелкі жел ағынының кеңістікте таралуы, яғни оның кездейсоқ сипаты;

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

– үстінде жел сипатына әсер ететін табиғи (аңғарлар, балшықты аймақтар) және жасанды кедергілері (орман алқаптары мен биік имараттар және т. б.) бар ЖЭС алаңының жеке телімдер бетінің (төсеме беті) кедір-бұдырлығының әсері;

– ЖЭС алаңында ЖЭҚ-ның жел сипатына әсері;

– бүкіл пайдалану мерзімі ішінде қаржы жұмсалымдарының, құрылыс-монтаждау жұмыстарына және пайдалануға бөлінген шығындардың ең төменгі деңгейінде электр энергиясының барынша көп өнімділігін қамтамасыз ету қажеттігі.

7.3.2 Жобалау кезінде келесі ақпаратты қолдану қажет:

– ЖЭС алаңының географиялық орналасқан жері, жел сипаттамалары және желдердің қалыптасуына әсер ететін жергілікті факторлар (жер бедері, өсімдіктер, алаңдағы және оның сыртындағы ғимараттар);

– жел жылдамдығының ЖЭС алаңында қысқа мерзімді метеорологиялық өлшеулер (бір жыл ішінде) негізінде алынған бағыттар бойынша қайталануы жөнінде мәліметтер;

– негізгі болып таңдалған метеостанцияда жел жылдамдығының қайталануын көп жылдық бақылауға қатысты мәліметтер;

– ЖЭҚ-ның станция автоматикасынан тоқтатылуына әкелуі мүмкін ауа райы жағдайларының кенет ауытқулары жөнінде мәліметтер.

7.3.3 ЖЭС алаңының топографиялық түсірілуі 1:1000 кем болмайтын масштабта орындалуы тиіс. Түсіруде ландшафт ерекшеліктерінің бейнеленуі және жер бедерінің 1 м кем емес мөлшерде қиылып өтуі шарт. Мұрағаттық материалдар болмаған жағдайда, іргелес аумақтың (әрбір жаққа 2 км-ден кем емес қашықтықтағы жерлер) топографиялық түсіруін 1:10000 масштабта орындауға болады. Түсірілімде жер бедерінің 5,0 м аспайтын кескінінде ландшафт ерекшеліктері бейнеленуі тиіс.

7.3.4 Жер бетінің кедір-бұдырлығы мен кедергілердің жиынтық әсері ЖЭҚ-на соғатын желдің жылдамдық кескінін анықтайды.

7.3.5 Жиынтық әсер мәселесінде ЖЭС алаңында орнатылған ЖЭҚ тек электр қуатын өндіретін қуат көзі ғана емес, сонымен бірге, ауа ағынын дүрліктіретін, әрі тежейтін, оның энергиясының басқа ЖЭҚ-дың қолдану тиімділігіне де ықпалын тигізетін кедергі де болып табылатындығын ескерген жөн.

7.3.6 Алаңның жеке-жеке нүктелерінен жел сипаттамаларын алғаннан соң, ЖЭС алаңындағы жел параметрлерінің толық көрінісін алу қажет. Ол үшін топография, аймақ ерекшеліктері, ЖЭС алаңында ЖЭҚ-ны орналастыру сипатынан туындаған жел ағындарының өзгерістерін (ілеспелі ағындардың әсерлерін) ескере отырып, ауа ағынын үлгілеу керек. Үлгілеуді келесі тәсілмен орындауға болады:

– аэродинамикалық құбырда жел ағынын үлгілеу;

– компьютерлік бағдарламалардың қолданылуымен жүзеге асырылатын математикалық үлгілеу.

7.3.7 Аэродинамикалық құбырда жел ағындары әсерлерін үлгілеу жер бедерінің масштабты үлгілерінің және ЖЭҚ-ң қолданылуымен жүзеге асырылады. Бұл әдіс ЖЭС алаңында ЖЭҚ-ны әр түрлі орналастыру схемалары негізінде ЖЭҚ-ның өзара көлегейлеу әсерін зерттеу үшін қолданылады.

7.3.8 Математикалық үлгілеу ағындардың әсерлерін белгілеуге және сандық тұрғыда жер бедері мен оның төсеме бетінің кедір-бұдырлығының әсерін анықтауға мүмкіндік

береді. Математикалық үлгілеу аэродинамикалық құбырда алаңды орнату және сынақ жүргізуден гөрі арзан рәсім болып табылады. Математикалық үлгілер, негізінен, күрделі жер бедеріне ие аймақта ЖЭҚ топтарын орналастыру схемаларын әзірлеу барысында қолданылуы қажет.

7.3.9 ЖЭС алаңында ЖЭҚ-ны орналастыру орындарын анықтау барысында, желдің жұмыс жылдамдықтарының ауқымында (ЖЭҚ-ны қосу жел жылдамдығынан бастап, ЖЭҚ-ны өшіру жел жылдамдығына қарай) ілеспелі ағындар әсерін ескеріп, жел раушанына сүйенудің нәтижесінде келесі кеңестер ұсынылады:

- анық көрінген желдің басым бағыты болған жағдайда, ЖЭҚ-ды қатарлап желдің басым бағытына перпендикуляр етіп орналастыру қажет. Қатардағы ЖЭҚ арасында ротордың үш диаметрінен, ЖЭҚ қатарларының арасында ротордың сегіз диаметрінен кем болмайтын қашықтықты сақтаған жөн;

- жыл бойы әр түрлі бағыттарда жел ұзақтығы біркелкі таралатын жағдай орын алғанда, ЖЭС-да электр қуатының барынша жоғары өнімділігіне қол жеткізуді көздей отырып, ЖЭҚ-ды орналастыру қажет.

ЖЭҚ-ларды орналастыру барысында төмендегі нұсқалар қарастырылады:

- а) ЖЭҚ-дың айналма орналастырылуы;
- б) ЖЭҚ-ды қисық сызық бойымен орналастыру;
- в) ЖЭҚ-ды кез-келген бағытта бір-бірінен бірдей (ротордың бес-алты диаметріне тең) қашықтықта орналастыру.

7.4 Басқару, бақылау және диагностикалау жүйесі

7.4.1 ЖЭС және оның элементтерін басқару жүйесін желдің кинетикалық энергиясын электр энергиясына өзгерту және оны электр желісіне тарату бойынша ЖЭС-да жүзеге асырылатын үдерісін бақылау және оңтайлы біріккен басқару үшін тағайындалған біріктірілген жүйе ретінде әзірлеген жөн. Бұл ретте жүйе негізгі және қосымша жабдықты оңтайлы басқаруды және апаттық жағдайларда орын алуы мүмкін салдардың басқарылмалы түрде алдын алуын қамтамасыз етеді.

7.4.2 ЖЭС басқару жүйесін, оның негізгі технологиялық жабдықты диагностикалау, сондай-ақ ішкі және сыртқы факторлар (электр және механикалық аппараттар мен ақаулар, желдің шекті ұйғарынды жылдамдығы, көктайғақ, жаңбыр, бұршақ, жер сілкіністері және басқасы) әсерінен туындаған зақымдардан қорғау қызметін бір уақытта атқаратындай етіп ұйымдастырған жөн.

7.4.3 ЖЭС саны бес және одан жоғары болған кезде, олардың жалпы қуаттылығына қарамастан, ЖЭС-ын негізгі және қосымша жабдықты басқару қызметін орындайтын қос деңгейлі басқару жүйесімен жабдықтау кеңес етіледі. ЖЭС саны бестен төмен болған жағдайда, басқарудың екінші деңгейін жасау және ЖЭС ОББП құру қажеттілігін Тапсырыс беруші жобалауға арналған техникалық тапсырмада анықтайды.

7.4.4 Жоғары басқару деңгейін ЖЭС құрамына кіретін барлық ЖЭҚ, орталық жоғары вольтты шағын станцияны, жалпы станциялық көмекші жүйелерді орталықтандырылған бақылау және басқару үшін, сондай-ақ жел параметрлерін өлшеу қондырғыларынан (ЖЭС-ң метеобекеттерінен) келетін ақпаратты қабылдау және өңдеу үшін жобалау қажет.

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

7.4.5 Төмен басқару деңгейі бөлек ЖЭС бақылау және басқару үшін, оның ішінде бақылау және диагностикалауға қатысты толық ақпаратты тапсыру қызметтерін, сондай-ақ ЖЭС жергілікті басқару және реттеу қызметтерін орындау үшін жобалануы тиіс.

7.4.6 Жоғарғы және төмен басқару деңгейлерінің арасында технологиялық ақпаратты және басқару сигналдарын тарату құралдары ескерілуі тиіс. Бұл мақсатпен бақылау шоғырсымдары немесе байланыс шоғырсымдары, жоғары жиілікті немесе оптикалық талшықты шоғырсымдар қолданыла алады. ЖЭС ОББП ЖЭҚ-нан айтарлықтай алшақ орналасқан жағдайда, байланыстың радио арналары да қолданылуы мүмкін.

7.4.7 ЖЭҚ саны бестен артық және жалпы қуаттылығы 500 кВт жоғары ЖЭС оперативтік басқаруды ОББП бойынша тұрақты оперативтік персоналымен жүзеге асырылуға кеңес беріледі. Басқа жағдайларда, экономикалық негіздеме жасау шартымен, ауысымның кезектілігін ұсынатын нұсқа қабылдануы мүмкін. Бұл жағдайда кезекші персоналда әр ЖЭҚ-ң шақырылмалы дабылдама құралдары және қуат жүйесінің диспетчерімен байланыс орнату құралдары орнатылуы тиіс.

7.4.8 ЖЭС ОББП аумақтық тұрғыдан, мүмкіндігінше, ЖЭС ортасында орналасқан бөлек ғимаратта орналастырған абзал. Үлкен орталық шағын станциясы құрылған жағдайда, ЖЭС ОББП-ын шағын станцияны басқару пунктымен бірге орналастыруға болады. ЖЭС ОББП орналасу орнын таңдаған кезде, ОББП және ЖЭҚ арасындағы шоғырсым желісі ұзындығының қысқартылуын, сондай-ақ ЖЭҚ-ты барынша мүмкін визуалдық қарауды қамтамасыз ету қажет.

7.4.9 ОББП-ң және басқару, бақылау және диагностикалау жүйесінің жабдығын орналастырудың өлшемдері бұл бөлмелерде кезекші персоналдың тұрақты түрде болуының эргономикалық талаптарының негізінде қабылданады.

7.4.10 ЖЭС ТҮБАЖ-н микропроцессорлық техника құралдарымен (компьютерлермен, контроллерлермен), оның ішінде технологиялық ақпаратты көрсету және беру құрылғыларымен жабдықтау қажет. Қағида бойынша, бұл мақсатпен кең дисплейлер немесе дабылдама мен басқарудың бас нақышты қалқандары қолданылуы тиіс.

7.4.11 ЖЭС ОББП жабдығын әр ЖЭҚ төменгі деңгейлі жүйелерімен аппараттық және бағдарламалық үйлесімділік шартымен таңдаған жөн.

7.4.12 ЖЭС ОББП-ғы басқару қондырғылары ЖЭҚ-ң іске қосылуы мен өшірілуін қамтамасыз етуі тиіс, олардың қызметі ЖЭС-ң қуат беру желілерінде кернеу толығымен жоқ болған кезде де қамсыздандырылуы тиіс. Осы құрылғылардың қуат алуын қамтамасыз ету үшін бөлек тоқтаусыз қуат беруші агрегаттар (ТҚА) орнатылуы немесе шағын станциялардың аккумуляторлық батареядан резервтік қуат алуы бар ТҚА қолданылуы тиіс.

7.4.13 ЖЭС басқару жүйесі жел жылдамдығына қарай максималдық мүмкін белсенді электр қуатын беретін желдің жұмыс жылдамдықтарының бүтін ауқымында барлық ЖЭҚ-ң автоматтық тәртіпте жұмыс істеу мүмкіндігін қамтамасыз ету үшін құрылады. Желілік элементтердің өткізу мүмкіндігінің шарттары бойынша ЖЭС-ң қуат берілісін шектеу осындай техникалық шешімді техникалық-экономикалық негіздеу шартымен ғана кеңес етілуі мүмкін.

7.4.14 ЖЭС ОББП-да келесі ақпараттық қызметтер орындалады:

– желдің жылдамдығы мен бағыты жөнінде, әр ЖЭҚ мен шағын станцияның электр

параметрлері (кернеу, ток, қуат, электр қуатының көлемі) жөнінде аналогтық ақпаратты жинау және дисплейде немесе бас басқару қалқанында көрсету. Бұл параметрлерді екі бағытта (беріліс үшін және тұтыну үшін) өлшеу қажет;

- әр ЖЭҚ күйі (қосулы/өшірілуі) жөнінде, жоғары вольтты қосымша станцияларды бас схемаларының ауыстырып-қосқыштарының күйі (қосулы/өшірілуі) жөнінде, жалпы станциялық көмекші жүйелердің күйі жөнінде негізгі дискреттік технологиялық ақпаратты жинау және дисплейде немесе бас басқару қалқанында көрсету;

- әр ЖЭҚ-н, шағын станцияның және жалпы станциялық жүйенің негізгі және қосымша технологиялық жабдығындағы ақау және авария жөнінде жалпыланған және мағынасы ашылған дискреттік ақпаратты жинау және дисплейге көрсету;

- оқиғаларды автоматты тіркеу, мәліметтердің тәуліктік және айнымалы қисық сызығын құру және басып шығару;

- жабдықтың техникалық күйі жөнінде ақпаратты, оны диагностикалау нәтижелерін жинау, жалпылау және талдау, статистика және ағымдағы қызмет көрсетулер мен жөндеулерді орындау қажеттілігі үшін деректер қорын жасау;

- негізгі ақпаратты құру және қуат жүйесі диспетчерінің деңгейіне тарату. Қағида бойынша, жоғары деңгейге жалпы активті және реактивті қуат (бағытын ескере отырып) мәндері, шығыс шағын станциялардың шиналарындағы кернеу мен жиілік мәндері, қуат жүйесіне бастапқы желілердің коммутациялық аппараттары күйінің мәндері, ЖЭС-ғы «Авария» және «Ақау» сигналдары берілуі тиіс;

- тәжірибелік-өнеркәсіптік ЖЭС-ға қажетті қосымша қызметтер, сондай-ақ Тапсырыс берушінің талабы бойынша қосымша қызметтер.

7.4.15 ЖЭС ОББП-да келесі негізгі басқару қызметтерін орындаған жөн:

- орталық шағын станцияның барлық жоғары және төмен кернеулі ауыстырып-қосқыштарын қашықтан қосу және өшіру және трансформаторлардың жүктелімі астындағы кернеуді реттеуші ауыстырып-қосқыштарды басқару;

- әр ЖЭҚ үшін белсенді қуатты шектеу бойынша нұсқауларды беру мүмкіндігі;

- қозу реттегіштеріне жекелей немесе топталған әсер ету жолымен ЖЭС шиналарындағы кернеу мен реактивті қуаттылықты реттеуге арналған генераторлардың қозуын орнатуды қашықтан өзгерту (қозуды қашықтан реттеу мүмкіндігін ескеретін синхронды генераторлары бар ЖЭҚ үшін ғана).

7.4.16 Төмен деңгейдің басқару құралдары ЖЭҚ толық жергілікті басқаруды қамтамасыз етуі тиіс және, әдетте, әр ЖЭҚ-мен жиынтықта жеткізілуі тиіс.

7.4.17 Әр ЖЭҚ мен шағын станцияны орталықтан басқаруды (ЖЭС ОББП-нан) «жергілікті» басқаруға ауыстыру төмен деңгейлі басқару шкафынан, ал 35-110 кВ шағын станциялар үшін – қауіпсіз қызмет көрсету орындарында орналасқан шкафтардан (панелдерден) жүзеге асырылуы тиіс. Бұл ретте ЖЭС ОББП-на «жергілікті» басқаруға көшірілу жөнінде хабарлама жіберілуі тиіс.

7.4.18 ЖЭС нысандарын технологиялық басқару қызметтерінен басқа, ОББП-да ЖЭҚ мен шағын станцияларға техникалық қызмет көрсету және жұмысын есепке алу мәселелерін шешуге арналған кәсіпорынды басқарудың автоматтандырылған жүйесінің құралдары – КБАЖ орнатыла алады:

- жабдыққа техникалық қызмет көрсету бойынша жұмыстың орындалуына өкім

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

беру жүйесін жүргізу;

- әр ЖЭҚ жабдығына техникалық қызмет көрсету бойынша жұмысты орындау көлемі мен уақытының есебі;
- ЖЭС-на қосалқы бөлшектер шығынының есебі;
- әр ЖЭҚ-на техникалық қызмет көрсетуге және жөндеуге жұмсалатын шығындар есебі;
- ЖЭС-ң өзіндік қажеттіліктеріне қажетті электр қуаты шығынының есебі.

Қағида бойынша, компьютерлік құралдарға түсірілетін жүктелімді азайту үшін бұл қызметтерді ортақ желіге жалғанған бөлек стандартты ЭЕМ орындауы тиіс. Бұл ретте КАБЖ тарапынан ТҮБАЖ элементтеріне рұқсатсыз әсерлердің алдын алу үшін қорғаныс шараларын ескерген жөн.

7.4.19 ЖЭҚ-ң авариялық тоқтауын диагностикалау жүйесі (АТДЖ) ЖЭҚ параметрлерін бақылауды, сондай-ақ тіпті біреуі ғана ұйғарынды шектен тыс шығып кеткен жағдайда, ЖЭҚ тоқтатуды қамтамасыз етуі тиіс.

7.4.20 Жүйе параметрлерінің номенклатурасы мен шекті ұйғарынды мәндерін негізгі жабдық өндірушілері немесе әзірлеушілері анықтайды.

7.5 ЖЭС-ң сенімділік көрсеткіштері

7.5.1 ЖЭС және оның құрылымдық элементтерінің сенімділік көрсеткіштерінің мәндері минималдық өзіндік құнмен электр қуатын шығаруды қамтамасыз етуге сүйене отырып алынады.

7.5.2 ЖЭС мен оның жүйелерінің экономикалық тиімділігі мен сенімділігі өндірушілердің бөлек элементтердің сенімділігі жөнінде деректерінің негізінде анықталуы тиіс:

- элементтердің тоқтау жиілігі;
- тоқтап қалған элементті қалпына келтірудің орташа ұзақтығы;
- элементтерге техникалық қызмет көрсету үшін жоспарлы өшірулер жиілігі;
- жабдықтың тоқтауы салдарынан электр қуаты өндірімінің ысырабын ескергендегі, элементті жөндеудің орташа ұзақтығы.

7.5.3 ЖЭС-ң жүйелері мен жабдығының сенімділігі жабдықтың негізгі элементтерін, желілер мен жүйелерді бөлек резервтеумен, жұмысшы жүктелген резервтеумен және қоймалық резервтеумен қамтамасыз етілуі тиіс.

7.5.4 ЖЭС сенімділігін қамтамасыз ету үшін жобаларда төмендегілерді алдын ала ескерген жөн:

- 10 Кв бір магистральды ток өткізгіште ЖЭС қуатының концентрациясы 8 МВт артық емес;
- қуаттылығы 45 МВт жоғары ЖЭС үшін қуат жүйесімен екі байланыс трансформаторын орнату;
- қуаттылығы 5 МВт жоғары ЖЭС үшін қуат жүйесімен екі байланыс желісін орнату;
- ЖЭС элементтерін басқару жүйесінің шоғырсымдарын резервтеу.

7.5.5 ЖЭС-ын құрайтын элементтер үшін қалпына келтіруі бар резервтеуді ескерген

жөн. ЖЭҚ-ң жылдам тозатын бөліктері мен тораптарының қоймалық резерв ретінде сақталуын ескеру қажет.

7.5.6 ЖЭС-ң негізгі метеобекеттері қайталайтын жел жылдамдығы қадағаларымен жабдықталуы тиіс. Сонымен бірге олардың қоймалық резервтелуін ескерген жөн.

7.5.7 Автоматтандырылған басқару жүйелерін құру, ақпаратты тарату желілері мен арналарының орындалу әдістері мен қолданылу тәртіптерін таңдау кезінде ақпарат алу кезіндегі кедергілерге жол бермеу және ақпаратты бұрмалаудан қорғау мақсатында, аппараттық құралдарды жоғары кернеулі электр қондырғыларының қауіпті әсерінен, найзағай мен оның қосымша белгілерінің әсерінен қорғау бойынша шараларды әзірлеуге ерекше көңіл аударған жөн.

7.6 ЖЭС пайдаланылу көрсеткіштері

7.6.1 ЖЭС жобалау кезінде қабылданған негізгі техникалық шешімдердің сапасы техникалық және экономикалық есептеме көрсеткіштерімен анықталуы тиіс.

7.6.2 ЖЭС жұмысының тиімділігін бағалаудың негізгі көрсеткіштері келесілер болып табылады:

- электр қуатының жылдық өндірімі;
- қабылданған ЖЭҚ түрлері үшін атаулы қуатты қолдану коэффициенті (ЖЭС бойынша орташа);
- жіберілген электр қуатының өзіндік құны.

7.6.3 Қызмет етіп тұрған ЖЭҚ-ң электр қуатының жылдық әлеуетті есептік өндірімін жалпы жағдайда төмендегі тәуелділік бойынша анықтайды

$$W_n = \sum (P_i T_i) \quad (1)$$

мұнда $i = 1 \dots n$,

W_n – электр қуатының әлеуетті өндірімі, кВт.ч;

P – ротор білігі биіктігінде V жел жылдамдығы кезіндегі ЖЭҚ қуаты, кВт;

T – V жел жылдамдықтарының сатылар саны (көпжылғы мерзім ішінде (соңғы 15-20 жыл) жел жылдамдықтарының қайталанғыштығына сәйкес бір жыл ішіндегі V_i жел жылдамдығының ұзақтығы, сағ.

(1) формула бойынша есептеме үшін деректер жоқ болған кезде, жалғыз ЖЭҚ-ң электр қуатының әлеуетті өндірімін Мемлекеттік гидрометеорология комитетінің (және басқа мекемелердің) метеобекеттеріндегі көпжылғы (кемінде он бес жылғы) өлшеулер, сондай-ақ ЖЭС алаңындағы қысқа мерзімді (кемінде бір жылғы) метеорологиялық бақылаулар деректерінің негізінде алынған жел ағынының сипаттамалары бойынша деректерге сүйене отырып болжамдайды.

Жобаланатын ЖЭС-ның жалғыз ЖЭҚ-ң электр қуатының әлеуетті өндірімінің метеорологиялық зерттеулер барысында алынған болжамы жобалау кезеңінде өндірімнің есептік әлеуеті ретінде алынуы мүмкін. Бір жыл және одан артық мерзім ішіндегі жел жылдамдығы жөнінде деректер жиналған жағдайда (метеорологиялық зерттеулер бойынша деректерді жинағаннан соң), электр қуатының әлеуетті өндірімін нақтылауды орындап алған жөн.

7.6.4 ЖЭС-ғы электр қуатының әлеуетті өндірімі бөлек тұрған барлық ЖЭҚ

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

өндірімінің сомасы ретінде анықталады.

7.6.5 ЖЭС-нан электр қуатын жобалық жіберу шамасы ЖЭҚ өзара әсер етуіне байланысты көлегейлеу әсері салдарынан, жеке қажеттіліктер үшін электр қуатын пайдалану салдарынан туындаған шығындар шамасына және жобада техникалық шешімдермен, қолданудың ұйымдық-техникалық деңгейімен, ЖЭС жүйелері мен жабдығының сенімділігімен қабылданған жоспарлы шығындар шамасына азайтылған толық өндірім ретінде анықталады.

7.6.6 Жер бедері тегіс алаңда орналасқан бір типтес ЖЭҚ тобының электр қуатының өндірімі төмендегі тәуелділік бойынша анықталады:

$$W_{\Gamma} = W_n \cdot m \cdot (1 - K_3) \cdot K_{\Gamma y}, \quad (2)$$

мұнда W_{Γ} – ЖЭҚ тобының электр қуатының өндірімі, кВт.ч;

W_n – электр қуатының жаздық әлеуетті өндірімі, кВт.ч;

m – топтағы ЖЭҚ саны;

$K_3 \sim$ бір ЖЭҚ-ң шығарған ағындарының осы топтағы басқа ЖЭҚ-на әсері салдарынан электр қуатының өндірімінің төмендеуін ескеретін көлегейлеу коэффициенті;

$K_{\Gamma y}$ – берілген топтағы барлық ЖЭҚ-ң әзірлік коэффициенті.

7.6.7 ЖЭҚ-ын 7.3.9т. талаптарына сәйкес орналастырған кезде K_3 мәнін:

– топта ЖЭҚ-ң бір қатарлап орналасуы кезінде $K_3 \leq 0,07$;

– топта ЖЭҚ-ң екі қатарлап орналасуы кезінде $K_3 \leq 0,11$;

– топта ЖЭҚ-ң үш қатарлап орналасуы кезінде $K_3 \leq 0,13$;

– егер топта ЖЭҚ-ң төрт немесе одан артық қатары бар болса, онда $K_3 \leq 0,14$;

– топтағы ЖЭҚ біркелкі орналасқан жағдайда, $K_3 \leq 0,05$ деп қабылдау қажет.

K_3 бұдан төменірек мәндеріне қол жеткізу мүмкіндігін анықтау үшін ЖЭС алаңында көп жылғы мерзім ішінде жел жылдамдықтарының қайталанғыштығы жөнінде нақты немесе есептеп шығарылған деректерді ескеру шартымен, үлгілеу әдістерін қолдана отырып, ЖЭҚ-ын орналастыруды оңтайландыру қажет. Бұл ретте ЖЭҚ тобы үшін $W_n \cdot m \cdot (1 - K_3)$ болжамды мәні анықталуы мүмкін.

7.6.8 Берілген топтағы барлық ЖЭҚ-ң әзірлік коэффициентінің мәні $K_{\Gamma y}$ осындай ЖЭҚ-мен жабдықталған өнеркәсіптік немесе демонстрациялық ЖЭС-ын тәжірибелік қолданудың нақтылы нәтижелерінің негізінде қабылданады. Нақты деректер жоқ болған кезде $K_{\Gamma y}$ мәнін ЖЭС Тапсырыс берушісімен келісілген жеткізушінің немесе өндірушінің деректері негізіндегі мәніне рұқсат беріледі. Игеру мерзімі ішіндегі ЖЭС қуаттылығын алдын ала есептеу үшін $K_{\Gamma y} = 0,80$, ал келесі қолдану мерзімінде $K_{\Gamma y} = 0,96$ деп алуға рұқсат беріледі.

7.6.9 ЖЭС-ғы электр қуатының жылдық өндірімін төмендегі теңдеу арқылы анықтаған жөн:

$$W_{\text{ЖЭС}} = \sum_{i=1}^k W_{\Gamma i} - K_{\Gamma}, \quad (3)$$

мұнда $W_{\text{ЖЭС}}$ – ЖЭС-ғы электр қуатының өндірімі, кВт.ч;

$W_{\Gamma i}$ – ЖЭҚ тобының электр қуатының өндірімі, кВт.ч;

k – ЖЭҚ саны;

K_T – ЖЭҚ-ң қызмет етуін және өндірілген электр қуатының ӘЖ арқылы электр қуатының есебін жүргізу түйініне дейін берілісін қамтамасыз ететін жалпы станциялық жабдық пен жүйелердің әзірлік коэффициенті.

7.6.10 K_T мәнін ЖЭС элементтерінің сенімділік көрсеткіштеріне сүйене отырып есептелінеді. Жобалау кезінде $K_T = 0,99$ мәндерін қолдануға рұқсат беріледі.

7.6.11 $K_{Гу}$, K_T мәндерін есептеу кезінде жабдықтың ұйымдастыру себептеріне байланысты бос тұруын ескермеген абзал.

7.6.12 Электр қуатының технологиялық ысырабы $W_{ты}$ ЖЭҚ-ң басты ауыстырып-қосқыштарынан ЖЭС-ң электр қуатын есепке алу торабына электр қуатын беру желісіндегі, атап айтқанда, шоғырсымдардағы, ЖЭМ трансформаторларындағы, АЖ-гі, ЖЭС ОӘШС трансформаторларындағы электр қуаты ысырабының қосындысы деп анықтаған жөн.

Электр қуатының аталып өткен элементтер үшін технологиялық ысырабының есептемесін таратылатын қуат шамасы жалғанатын ЖЭҚ атаулы қуатының 20 % - на тең болған жағдайда орындауға кеңес беріледі.

7.6.13 Электр қуатын ЖЭС негізгі жабдығының өзіндік қажеттіліктеріне тұтынуын $W_{сн}$ электр қуатын ЖЭҚ өзіндік қажеттіліктеріне (электр қуатын шығару тәртібінде және бос тұру тәртібінде), ТҮБӨТ, метеобекеттердің қуат алуына тұтынуды қосу арқылы анықтаған жөн. Есептемені өндірушілердің құжаттамасында келтірілген атаулы мәндерге және тиісті тәртіптегі жабдық жұмысының болжамды ұзақтығына сүйене отырып орындаған жөн.

7.6.14 Электр қуатын қосымша жабдық жұмысын және басқа жалпы станциялық қажеттіліктерді қамтамасыз етуге тұтынуды $W_{қж}$ болжамды жүктелімді (жарықтандыру, жылыту, қосымша жабдық жетегі және басқа қажеттіліктер) ескере отырып, әрекет етуші нормативтерге сәйкес анықтау қажет.

7.6.15 ЖЭС-нан тауарлық электр қуатының жобалық жылдық жіберілімі келесі теңдеу арқылы анықталады:

$$W_{ж} = W_{жэс} - W_{ты} - W_{өқ} - W_{қж}, \quad (4)$$

мұнда $W_{ж}$ – ЖЭС-нан электр қуатының жобалық жылдық жіберілімі, кВт·ч;

$W_{жэс}$ - ЖЭС-ғы электр қуатының өндірімі, кВт·ч;

$W_{ты}$ – электр қуатының трансформация және таратылу кезіндегі технологиялық ысырабы, кВт·ч;

$W_{өқ}$ – электр қуатын ЖЭС-ң негізгі/қосымша жабдығының өзіндік қажеттіліктері үшін тұтыну, кВт·ч;

$W_{қж}$ – электр қуатын қосымша жабдық жұмысын және басқа жалпы станциялық қажеттіліктерді қамтамасыз ету үшін тұтыну, кВт·ч.

7.6.16 ЖЭС электр қуатының нақтылы жылдық жіберілімі жобамен ескерілген және ескерілмеген факторлардың толық жиынтығымен анықталады.

7.6.17 ЖЭС-ң белгіленген қуатын пайдаланудың орташа жылдық коэффициенті $K_{жо}$ жобалық шешімдер сапасының және ЖЭС орналасқан нақты алаңның метеорологиялық жағдайларында жабдық жұмысының, сондай-ақ қолдану, жөндеу және әкімшілік персоналы қызметінің тиімділігінің қорытынды көрсеткіші болып табылады.

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

бұл көрсеткіш W_T мәніне сәйкес есептеп шығарылады.

7.6.18 Жіберілген электр қуатының есептік өзіндік құны және ЖЭС-ң басқа экономикалық көрсеткіштері электр энергетикасы саласындағы нормативтік құжаттардың талаптарына сәйкес анықталуы тиіс.

Бұл ретте ЖЭС қызметін қамтамасыз ету бойынша төмендегідей шығындар қосымша ескерілуі тиіс:

- ақпараттық қызмет көрсету және ЭЕМ бағдарламалық жасақтамасы үшін төлемдер;
- зияткерлік меншікті пайдалану үшін төлемдер;
- әлеуметтік саланы қамсыздандыру шығындары және т. б..

8 ЭЛЕКТР ТЕХНИКАЛЫҚ БӨЛІМ

8.1 Электр жалғасуларының басты және ішкі схемалары

8.1.1 Электр энергетикалық жүйелердің электр желілеріне жалғасатын ЖЭС электр жалғасуларының басты схемалары келесі бастапқы жағдайларды ескере отырып әзірленеді:

– ЖЭС құрамына кіретін ЖЭҚ саны және орналасуы, олардың атаулы қуаттылығы, генератор түрі (синхронды немесе асинхронды, кернеу) ЖЭС генераторлары қуатының атаулы коэффициентінің кеңес етілетін мәні, реактивті қуат берілісі (тұтынуы) кезіндегі жұмыс тәртіптер, қоздыру жүйелеріне қойылатын талаптар, реактивті қуатты компенсациялау құрылғылары;

– ЖЭС электр қуатын қуат жүйесіне шығаратын кернеу, электр қуатын тарату желілері бағыттарының саны, әр желі бойынша таратылатын активті және реактивті қуаттылық, ЖЭС шиналарындағы кернеудің ұйғарынды ауытқулары;

– қуат жүйесінің дамуын ескере отырып, максималдық және минималдық тәртіптер үшін ЖЭС-ң жоғары кернеулі шиналарындағы қуат жүйесінен қысқа тұйықталу токтарының (үш фазалық және бір фазалық) мәндері, ауыстырып-қосқыштардың түйісулеріндегі жаңғырмалы кернеу мәні;

– қуат жүйесінің статикалық және динамикалық орнықтылығының және оның аварияға қарсы автоматикасының шарттарымен (қысқа тұйықталуларды өшіру жылдамдығын арттыру, қуат теңгерімін жақсарту мақсатында желіні бөлу, қуаты артық ауданда генераторларды өшіру, автоматты жиіліктік жеңілдену (АЖЖ) және басқалары) байланысты талаптар.

– артық кернеуден қорғаныс үшін электр тогын ажыратқышты, сондай-ақ шунттаушы реакторларды орнату қажеттілігі.

8.1.2 ЖЭС электр жалғасуларының басты схемасы оның нұсқаларын техникалық-экономикалық салыстыру негізінде таңдалады.

Салыстыруға арналған схема нұсқалары осы бөлімнің кеңестеріне сәйкес құрастырылады.

Техникалық-экономикалық салыстыру кезінде шағын станциясының электр жабдығына жұмсалатын шығындар, электр қуатын таратудың шоғырсымды және әуе желілері, амортизация және қызмет көрсетуге жұмсалатын жыл сайынғы шығындар, ЖЭС

жұмыс тәртіптерін ескере отырып, схема элементтеріндегі электр қуаты ысырабының құны, сенімділік көрсеткіштері (тоқтап тұрулар ағынының параметрлері және жабдықтың қалпына келу уақыты, электр қуатының болжамды кем өндірімі және оның салдарынан болған залал), схеманың икемділігі мен жөндеуге жарамдылығы, қолдану және автоматтандыру жайлылығы, құрылымдық-құрастыру шешімдері және т. с. с. ескеріледі.

Негіздеме жеткіліксіз немесе экономикалық көрсеткіштердің арасындағы айырмашылық болмашы болған жағдайда, схемалардың нұсқаларын таңдау үшін көпмақсатты оңтайландыру әдісін қолданған жөн.

8.1.3 ЖЭҚ қуатының берілісі генераторлық кернеудің үлестіруші құрылғысы арқылы немесе 8.2. т. келтірілген талаптарға сәйкес көтеруші трансформаторлар арқылы жүзеге асырылуы тиіс.

8.1.4 ЖЭС-ң бүкіл қуатын ОЭШС-на бір көтеруші трансформатор арқылы беру мүмкіндігі қуат берілісі схемасының сенімділік шарттары және жоғары вольтты желілердің өткізу қабілетінің шамалары, ЖЭС-ын энергетикалық жүйеден ажыратудың ұйғарынды уақыты және өзінді қажеттіліктерді сенімді қамсыздандыру бойынша тексерілуі тиіс.

ЖЭС электр жалғасуларының басты схемасын таңдау кезінде ЖЭҚ-ны қолдануға енгізу мерзімі және кезектілігі және үлестіруші құрылғыларды ұлғайту қажеттілігі ескеріледі.

8.1.5 Электр станциясының бөлек ЖЭҚ қуатын қуат жүйесіне беру үшін шоғынландыруды ЖЭС-ң ішкі электр желісі бойымен жүзеге асырған жөн.

8.1.6 Желінің атаулы кернеулері мен онда трансформацияның аралық сатыларын енгізу қажеттілігі төмендегілермен анықталады:

- ЖЭҚ түрімен және оның бірлік атаулы қуатымен;
- ЖЭС-ң белгіленген қуатымен;
- кернеуді ұйғарынды төмендетумен (ЖЭС-ң ток сымдарын, қуаттың шоғырлануы жүзеге асырылатын, шағын станциялардың шиналарына жалғасу орнындағы атаулы қуаттың 5 %).

8.1.7 ЖЭС-ң ішкі желісінің параметрлерін анықтауға арналған есеп тәртібі ЖЭС-ң белгіленген қуатын беру тәртібі болып табылады.

8.1.8 Ішкі және басты электр желілерінің құрылу қағидасын және монтажын, сондай-ақ ЖЭС-ң бірыңғай қуат жүйесімен жалғасуын, ЖЭС қуатын шоғырландыруды және құрлықтағы күш желілерінің құрылымдық орындалуын электр монтаждық жұмыстарды орындауға тиісті лицензиясы бар энергетикалық компания орындайды.

8.2 Дербес және гибриді ЖЭС-ға арналған ЖЭҚ қуатын шоғырландыру схемалары

8.2.1 Дербес және гибриді ЖЭС-ға арналған ЖЭҚ-ны таңдаған кезде желдің жылдық орташа жылдамдығын және қуаттың жалпы тұтынысын түзетіп алу қажет.

Ескертпе - Желдің орташа жылдық жылдамдығын түзету қажеттілі ЖЭҚ-ң қуат өндірімі дінгек биіктігіне байланысты екендімен түсіндіріледі. ЖЭҚ үшін биік (10 м жоғары) дінгекті таңдай отырып, бірқатар жағдайларда ЖЭҚ роторының білігінде желдің орташа жылдық жылдамдығын ұлғайтуға болады.

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

8.2.2 Дербес және гибриді ЖЭС үшін ЖЭҚ қуатын шоғырландыруды аккумуляторлық батареялар (бұдан әрі – АБ) жүйесіне жүзеге асырған жөн.

8.2.3 АБ-да жиналған электр қуаты (тұрақты ток) инвертор электр аспабының көмегімен тұтынылатын ауыспалы кернеуге өзгереді.

8.2.4 АБ жиынтығының зарядын бақылау, ЖЭҚ қуат көздерін басқару және олардың синхрондалуы арнайы электрондық құрылғы – контроллер ішінде орындалады.

8.2.5 АБ-ны ЖЭС қолдану ауданыдағы желдің орташа жылдық жылдамдығына байланысты таңдайды.

8.2.6 Инверторды таңдау кезінде пайдаланушының қажеттіліктерін негізге алу қажет, өйткені инверторлардың екі тобы бар:

- инверторлардың бірінші тобы (қымбаттырақ) синусоидалы шығыс кернеуін қамтамасыз етеді,
- екінші топ шығыс кернеуін синусоиданы алмастыратын жеңілдетілген сигнал түрінде қамтамасыз етеді.

Тұрмыстық аспаптардың басым көпшілігі үшін жеңілдетілген сигналды қолдануға болады. Синусоида тек кейбір телекоммуникациялық аспаптар үшін ғана маңызды.

8.2.7 Инверторды 220В/50 Гц стандартты кернеулі қуат тұтынудың шарықтаулы қуатына негізделе отырып таңдайды. Инвертордың екі жұмыс тәртібі бар. Бірінші тәртіп – бұл ұзақ жұмыс тәртібі. Бұл тәртіп инвертордың атаулы қуатына сәйкес келеді. Екінші тәртіп – шамадан артық жүктелім тәртібі. Бұл тәртіпте инверторлар үлгілерінің көбісі бірнеше ондаған минут бойы атаулы қуат тәртібінде жұмыс істей алады.

8.2.8 Жалпы қуат тұтынысын түзету кезінде шоғырсымдағы, инвертордағы және АБ-ғы қуат ысырабы ескеріледі. Шоғырсымдағы ысырап ЖЭҚ-ң қуат өндірімін 30 %-ға дейін төмендетуі мүмкін, сондықтан қуат ысырабын қысқарту үшін ұзын шоғырсымды қолданған кезде шоғырсым тарамының үлкен қимасын таңдауға кеңес беріледі.

8.2.9 АБ және инверторлардағы қуат ысырабы қуатты өзгертудің ПӘК-мен байланысты. Қорғасынды АБ-ң ПӘК шамамен 90 %, сілтілі батареяның ПӘК шамамен 80 % құрайды. Қазіргі заманғы инверторлардың атаулы ПӘК шамамен 95 % тең. Инвертордың бүкіл жұмыс ауқымы үшін инвертордың орташа ПӘК-ін 90 % деп қабылдауға болады.

8.2.10 Қажетті электр кернеуі АБ жиынтығы элементтерін ретті жалғастыру жолымен қамтамасыз етіледі. Қатар жалғасу АБ-ң кейбір арнайы түрлері үшін ғана рұқсат етіледі.

8.3 Өзіндік қажеттіліктерге қатысты электр жалғасулардың схемалары

8.3.1 Өзіндік қажеттіліктер үшін электр қуатын беру қуат жүйесінен ЖЭС-ң қуат беру желілері арқылы және ЖЭС жұмыс істеп тұрған кезде оның өзінен жүзеге асыру кеңес етіледі.

8.3.2 ЖЭС-ң өзіндік қажеттіліктері үшін белгіленген қуаты 20 МВт жоғары электр қуатымен жабдықтау жүйесінің, мүмкіндігінше, кемінде екі дербес қуат көзі болуы тиіс:

- ЖЭС-ң көтеруші трансформаторының төмен кернеу орамы;
- 6-10 кВ құрама шиналар немесе жергілікті қуатпен жабдықтау жүйесінің ЭШС

шиналары.

8.3.3 Қуат жүйесімен бірге «кернеудің ұзақ уақытқа созылған ысырабы» және ЖЭС тоқтауы кезіндегі өзіндік қажеттіліктер үшін авариялық электр қуатын беру үшін дизельдік электр станциясы да қолданыла алады. Дизельдік электр станциясының қуаттылығы ЖЭС-ң жабдығы мен жүйелерін жұмысқа қабілетті күйінде ұстап тұру жағдайларына және ЖЭС-ын жұмыс істемейтін күйінен іске қосу мүмкіндігіне негізделе отырып анықталады.

8.3.4 ЖЭС-ң өзіндік қажеттіліктер үшін ауыспалы токтың электр жалғасуларының схемасы, әдетте, 0,4-0,23 кВ бір кернеумен (жерге тұйықталған бейтарап сымы бар үш фазалық жүйе) орындалады.

Өзіндік қажеттіліктер үшін бөлек қабылдағыштарға қуат беру үшін қауіпсіздік шарттары бойынша кернеуі 42 В немесе 12 В ауыспалы ток қолданылуы мүмкін. Ірі ЖЭС үшін тиісті қажеттіліктер бар болған жағдайда, 6 (10) кВ кернеу де қолданыла алады.

8.3.5 Өзіндік қажеттіліктерге арналған шиналардағы кернеу ЖЭС-ң кез келкен жұмыс тәртіптерінде, сондай-ақ ол тоқтаған кезде, электр қуатымен жабдықтау көзінің авариялық өшірілуі кезіндегі резервтің автоматты қосылуын (РАК) қолдану арқылы қамтамасыз етілуі тиіс.

Дербес қуат беру көздерінің түрі мен саны, өзіндік қажеттіліктерге арналған кернеу шамасы, трансформаторлардың саны мен қуаты, өзіндік қажеттіліктердің қуат беруші электр жалғасуларының схемасы электр қуатымен жабдықтаудың қажетті сенімділігін ескере отырып, техникалық-экономикалық есептемелер негізінде анықталады.

8.3.6 Өзіндік қажеттіліктердің тұтынушылары – оперативтік ток тізбегін, үздіксіз қуат берудің түрлендіруші агрегаттарын, эвакуациялық және авариялық жарықтандыруды, байланысты тұрақты ток қуатын беру үшін аккумуляторлық батарея және зарядтаушы-ажыратушы құрылғы орнатылады.

Аккумуляторлық батареяның кернеуі, әдетте, тұрақты токтың 220 В деп қабылданады.

8.3.7 ЖЭС-да диспетчерлік технологиялық басқару құралдарының негізгі қуат алуы өзіндік қажеттіліктерге арналған ауыспалы ток желісінен, резервтік қуат алуы – 24 және 60 В кернеулі аккумуляторлық батареялардан жүзеге асырыла алады. Аккумуляторлық батареялардың сыйымдылығы диспетчерлік технологиялық басқару құралдарының кемінде екі сағат бойы резервтік қуат алуын қамтамасыз етуі тиіс.

8.3.8 Аккумуляторлық батареялардың есептемесі мен таңдауы оны үздіксіз зарядтау әдісі бойынша қолданылуын ескере отырып жүзеге асырылады. Зарядтаушы құрылғының қуаты мен кернеуі аккумуляторлық батареяны алдыңғы 30-минуттық разряды шартымен сегіз сағаттан артық емес мерзім ішінде атаулы сыйымдылығының 90 %-на тең сыйымдылыққа дейін зарядтауға жетуі тиіс.

Жарты сағаттық авариялық разряд жүктелімін ескере отырып, ұзақ мерзімді жүктелім әдісі бойынша таңдалған аккумуляторлық батареяның сыйымдылығы жалпы бір жолғы жүктелім мен жарты сағаттық авариялық разрядтың соңындағы ұзақ мерзімді жүктелім сәйкес болған кезде, шиналардағы кернеу деңгейі бойынша тексерілуі тиіс.

8.4 Басқару, дабылдама, автоматика

8.4.1 Жоғары кернеулі шағын станциялардың басқару, дабылдама, электр қорғаныстары және автоматика құралдары ЖЭС-ң жалпы басқару жүйесінің құрамына кіреді және тиісті нормативтік құжаттар негізінде жобаланады.

8.4.2 Шағын станцияларға жалғасатын ЖЭҚ электр қуатын шығару көздері болып табылатынын ескерсек, шағын станциялардың және электр қуатын тарату желілерінің электр қорғаныстары жұмыс істеген кезде, әр ЖЭҚ-ң басқару шкафтарында орнатылған коммутациялық аппараттардың да өшірілуі алдын ала ойластырылуы тиіс.

8.4.3 ЖЭС автоматикасы жүйелік операторды белсенді қуат генерациясын, реактивті қуат реттегішінің жұмыс тәртіптерін, станция автоматикасының жұмысы мен икемдеулерін өзгерту бойынша пәрмендерді орындауға қабілетті болуы тиіс.

8.5 Электр қуатының есебі

8.5.1 Әр ЖЭҚ-да өндірілген электр қуатының есепбі үшін бақылау-өлшеу аппаратурасының шкафтарында активті қуаттың есептеуіштері, ал синхронды генераторлар үшін – реактивті қуаттың да есептеуіштері ескерілуі тиіс.

8.5.2 ЖЭҚ-да орнатылатын есептеуіштер дәлдігінің ұйғарынды санаты 0,5 нашар болмауы тиіс.

8.5.3 ЖЭҚ-да электр қуатының автоматтандырылған есебі жүйелерін орнатқан жағдайда, бастапқы қадағалар мен түрлендіргіштер орнатылады, ал орталық құрылғылар ЖЭС ОБП-де орнатылады.

8.5.4 Активті және реактивті қуаттың есептік есептеуіштері ЖЭС-ң қуат жүйесіне жалғасу орындарында орнатылады. Электр қуатының есебін қуат жүйесінен берілген және алынған активті және реактивті қуат бойынша көпқызметті есептеуіштердің көмегімен, ақпаратты қуат жүйесінің диспетчерлік пунктіне таратумен бірге орындауға кеңес беріледі.

8.5.5 ЖЭС-ң бастапқы шағын станциясы оған басқа пайдаланушылардың немесе генерациялаушы қуат көздерінің жалғасуымен бірге жүйелі болып табылатын жағдайда, электр қуатын есепке алу жүйесі ЭҚОЕ сәйкес қарастырылуы тиіс.

8.5.6 Электр қуатын есепке алу құралдары өлшеулер дәлдігіне қойылатын метрологиялық талаптарға сәйкес келуі тиіс, сондай-ақ қызмет етудің жоғары сенімділігіне ие болуы тиіс.

8.6 Электр есептемелері

8.6.1 ЖЭС-ң толық қуатының (мысалы, ОЭШС шиналарындағы) есепке алынуын талап ететін электр есептемелері (ағынды бөлу және қысқа тұйықталу токтары тәртіптерінің есептемелері) электр станциясының жұмысшы қуаты бойынша орындалады. ЖЭС-ң бөлек тармақтары мен желі магистральдарының электр есептемелері магистральдарға жалғанған ЖЭҚ-ң атаулы қуаты бойынша жүзеге асырылады.

8.6.2 Электр есептемелеріне динамикалық тұрақтылық есептемелерін енгізу қажет,

есептемелерді жылдың сипатты мезгілдері – жазғы минимум, қысқы максимум, ЖЭС-ын іске қосу тәртіптері үшін жүргізу қажет.

8.6.3 Қысқа тұйықталу токтарының есептемелерін орындау кезінде алынатын есептік әлеуетті мерзім ЖЭС-ң толық даму мерзімінен кейін 10 жылдан кем емес болуы тиіс.

8.6.4 ЖЭС элементтеріндегі қысқа тұйықталу токтарының есептемелері толық токтың қайталанбайтын құраушысының әсерін ескермей орындалады.

8.6.5 ЖЭС-ң қуат жүйесіне жалғасуының техникалық талаптары реактивті қуатты компенсациялау бойынша арнайы талаптармен ескерілмеген жағдайда, реактивті қуатты реттеу шектерін «Жүйелік Оператордың ЖЭС-н ұлттық электр желісіне енгізілуін қамтамасыз етуге арналған талаптарымен» анықтау қажет. ЖЭС-ғы реактивті қуатты компенсациялау құралдарын таңдауды техникалық-экономикалық есептемелер негізінде жасаған жөн.

8.7 Қосымша имараттар

8.7.1 ЖЭС-ң диспетчерлік, технологиялық байланыс және телемеханика құралдарын оперативтік-диспетчерлік басқаруды және қолдануды ұйымдастыру схемасына сәйкес құру қажет.

8.7.2 Байланыс және телемеханика құралдарының көлемі ЖЭС-ң қуаты мен қуат жүйесіндегі маңыздылығына байланысты және төмендегілерді қамтамасыз ету қажеттілігімен анықталады:

- диспетчерлік байланысты;
- технологиялық байланысты;
- әкімшілік-шаруашылық байланысты;
- жоғары деңгейлі басқару пункттері бар сыртқы байланыс және ақпаратты тарату арналарын;
- сыртқы байланыс арналарын.

8.7.3 ЖЭС-ын қызмет көрсетуші персоналмен байланыс құралдарының көлемі келесілерден тұрады:

- диспетчердің (кезекші инженердің) оперативтік персоналмен оперативтік байланысы (телефондық, радиоіздеу, ұсақ ұялы);
- қызметтік бөлмелерді радиоландыру;
- күзет дабылдамасы;
- өрт дабылдамасы.

8.7.4 ЖЭС-ң тұрақты қызмет көрсету персоналы жоқ учаскелері үшін байланыс және телемеханика құралдарының көлемі келесілерді қамтиды:

- ЖЭҚ-нан ақпаратты тарату арналары;
- ақпаратты басқару орнына таратуға арналған байланыс арналары;
- жалпы мемлекеттік байланыс желісінен байланыс арнасы;
- күзет дабылдамасы;
- реттеу және жөндеу жұмыстарының мерзімі бойы байланыс.

8.7.5 Байланыс құралдарының және ақпаратты тарату арналарының аппаратурасы

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

тарату жылдамдығы, сенімділігі және сапасы бойынша заманауи талаптарға сәйкес келуі, сондай-ақ қуат жүйесімен берілетін техникалық талаптармен үйлесуі тиіс.

8.7.6 Майлау шаруашылығы, газ шаруашылығы әрекет етуші нормаларға сәйкес жобаланады.

Қажет болған жағдайда, ЭШС баллондармен жеткізілетін сырттан әкелінген газбен (сутегімен, азотпен, көмір қышқыл газымен, элегазбен) қамсыздандырылуы тиіс.

8.8 Найзағайдан қорғаныс

8.8.1 Найзағай салдарынан туындайтын қауіптілік дәрежесін ескере отырып, ЖЭҚ пен метеорологиялық діңгектер найзағайдан қорғаныс бойынша үшінші санатқа жатқызылады.

8.8.2 Найзағайдың тікелей түсіуінен қорғаныс ЖЭҚ (метеодіңгек) құрылымымен қамсыздандырылып, найзағай тогының жабдықты бұзбай және басқару мен реттеу жүйелерінің электроникасын зақымдамай өтуіне кепілдік беруі тиіс.

8.8.3 Ток аударғыштарды тірек мұнарасының құрылымы бойымен салып, токтың жайылуының импульстық кедергісі 2 Омға дейінгі жерге тұйықтауышқа жалғау қажет. Мұнара металдан дайындалған жағдайда, оны ток жеткізуші бөлшектер ретінде қолдануға рұқсат етіледі. ЖЭҚ-ң жерге тұйықтаушысы қорғаныс жерге тұйықтаушы элемент болып табылады.

8.8.4 ЖЭҚ-ң, метеодіңгектің және КТШС-ң жерге тұйықталу контурларын біріктіруге тыйым салынады.

9 ӨРТ ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ӨРТКЕ ҚАРСЫ ҚОРҒАНЫС

9.1 ЖЭС кешенінің ғимараттары мен имараттарында сыртқы және ішкі өрт сөндіру үшін ЖЭС кешендерінің игерілмеген аумақтарда және елді мекендерден айтарлықтай алшақ орналасу ерекшеліктерін ескере отырып, тұщы суды пайдаланумен бірге бөлек өртке қарсы су құбырын алдын ала ойластырған жөн.

9.2 Өртке қарсы су құбырын ЖЭС кешенінің ғимараттары мен имараттарында орнату қажеттілігі сутартқыш жүйені жобалауға қойылатын талаптарға сәйкес анықталады.

9.3 Өртке қарсы су құбырының имараттары өрт қауіпсіздігінің талаптарына сәйкес жобалануы тиіс. Сумен жабдықтау көзін таңдау кезінде жер асты суларын ала көру қажет. Негізді жағдайларда өртке қарсы сумен жабдықтауды ыдыстардан (сұйыққоймалардан, суайдындардан) жүзеге асыруға рұқсат беріледі. Бұл жағдайларда өртке қарсы су қоры сырттан әкелінетін сумен толықтырылады.

9.4 ЖЭҚ-ң сыртқы өрт сөндіруі ескерілмеуі тиіс және өртке қарсы су құбырының тарату желілері орнатылмайды.

9.5 ЭШС ғимараттары мен имараттарының жарылыс-өрт және өрт қауіптілігі бойынша және шағын станциялар тобының өртке қарсы құралдармен жабдықталу дәрежесі санаттылығын өртке қарсы нормаларға сәйкес анықтаған жөн.

9.6 Өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша шаралар мен шағын станциялардың өртке қарсы қорғаныс жүйелері имараттардың өрт қауіпсіздігінің талаптарына сәйкес

әзірленеді.

9.7 Құрылыс бөлігіндегі ғимараттар мен имараттардың өрт қауіпсіздігі өрт қауіпсіздігінің талаптарын және Өрт қауіпсіздігінің ережелерін орындаумен қамтамасыз етіледі.

9.8 ЖЭС нысандарының орналасу ерекшеліктерін ескере отырып, станциялардың ғимараттары мен имараттарының жылытуы мен желдетуін қамтамасыз ету үшін электр қуатын қолдануға рұқсат беріледі.

9.9 ЖЭС кешенінің ғимараттары мен имараттарын (ЖЭҚ-нан басқа) автоматты өрт сөндіру жүйелерімен және өрт дабылдамасымен жабдықтау қажеттілігі әрекет етуші нормалар негізінде анықталады.

9.10 ЖЭҚ әзірлеушісі мен өндірушісінің келісімімен гондола бөлмелері технологиялық жабдықты көлемді өрт сөндіру, көлем бойынша жергілікті өрт сөндіру немесе аудан бойынша жергілікті өрт сөндіру әдістерімен автоматтандырылған өрт сөндіру жүйесімен жабдықталады. Гондола бөлмелерін сондай-ақ өртсөндіргішпен де жабдықтайды.

9.11 Өрт сөндіруші құралдар ретінде өрт сөндіруші ұнтақтар (ұнтақты өрт сөндіру), көміртегі диоксиді немесе азот (газды өрт сөндіру) қолданылады. Қондырғы түрі (ұнтақты немесе газды, модульды немесе жалпы нысанды) мен оның орналасуы техникалық-экономикалық есеппен анықталады.

10 ҚОЛДАНУДЫ, ТЕХНИКАЛЫҚ ҚЫЗМЕТ КӨРСЕТУДІ ЖӘНЕ ЖӨНДЕУДІ ҰЙЫМДАСТЫРУ

10.1 ЖЭС қуатына, ЖЭҚ түрі мен санына, электр схемасына және техникалық қызмет көрсетуді ұйымдастыру жөнінде қабылданған тұжырымдамаға қарай, ЖЭС-ң ұйымдық құрылымы және штаттық кесте әзірленеді.

10.2 ЖЭС-ны кезектеп салған кезде, персонал құрылымы мен саны әр кезекті қолданылуға енгізу кезіндегі ахуалға сәйкес, персоналды даярлау қажеттілігін ескере отырып анықталады.

10.3 ЖЭС-да «ЭС техникалық қолдану ережелеріне» сәйкес келетін көлемдегі техникалық құжаттаманы сақтауға арналған, тиісті жиһаз бен құрал-сайманмен жабдықталған бөлме (орын) алдын ала ойластырылуы тиіс.

10.4 ЖЭС-да штаттық персонал мен арнайы жұмыстарды жүргізу үшін іссапарға жіберілген тұлғалар үшін санитарлық нормалардың сақталуы қамсыздандырылуы тиіс.

10.5 ЖЭС-ң қолданылуы кезекшілік әдіс негізінде ұйымдастырылатын жағдайда, кезекші персонал еңбегінің және демалысының барлық жағдайлары алдын-ала ескерілуі тиіс.

10.6 Қалыпты және қауіпсіз қолдану үшін ЖЭС-ң аспаптармен, құрылғылармен, саймандармен жабдықталуы, персоналдың арнаулы жұмыс киімімен, аяқ киімімен, жеке қорғаныс құралдарымен және төмендегі орындардың ішіндегі әрқайсысында қажетті мөлшердегі өрт сөндіру құралдарымен қамсыздандырылуы алдын-ала ескерілуі тиіс:

- басқару қақпасы;
- ЖЭҚ;
- үлестіруші құрылғылар;

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

- шеберханалар;
- қойма бөлмелері;
- қосалқы бөлмелер.

Бұл құралдарды сақтауға арналған арнайы орындар (стендтер, шкафтар және т. б.) ойластырылуы тиіс.

Кейбір қорғаныс құралдарының (мысалы, каскалар, белгілер және т. б.) саны іссапармен жүрген персонал және ЖЭС-ға келіп-кетуші тұлғалар жұмысын қамтамасыз ету үшін жеткілікті болуы тиіс.

10.7 Орталық басқару қақпағы, жөндеу жүргізілетін бөлмелер, зертханалар, шеберханалар және т. б. дәрі-дәрмек пен медициналық құралдардың тұрақты қоры бар дәрі қобдишасымен немесе бірінші жәрдем сөмкелерімен жасақталуы тиіс.

10.8 ЖЭС-ын басқару мәселелерін шешу үшін КБАЖ қолданылуы тиіс. Әдетте, КБАЖ қуаты 500 вКт және одан жоғары ЖЭС-да орнатылады. КБАЖ міндеттерінің кешеніне төмендегілер кіреді:

- өндірістік-техникалық қызметті басқару;
- техникалық-экономикалық есептемелер;
- материалдық – техникалық жабдықтау;
- бухгалтерлік есеп;
- мерзімді есептілік;
- жөндеу, техникалық қызмет көрсету мәселелері;
- персоналды даярлау және басқа да мәселелер.

ПБАЖ міндеттерін шешу үшін ЖЭС ТҮБАЖ техникалық құралдарын пайдалануға тыйым салынады.

10.9 ЖЭС жобасымен мамандарды даярлауды, олардың біліктілігін арттыруды техникалық тұрғыдан қамсыздандыру ескерілуі тиіс.

10.10 Қалыпты қолдану және жұмыстың қауіпсіз жүргізілуін қамтамасыз ету үшін ЖЭС-да және қуат жүйесінде ЖЭС диспетчері мен қуат жүйесі диспетчерінің арасында, ЖЭС және ЖЭҚ диспетчерінің немесе ЖЭС-ғы басқа жұмыс орындарымен сенімді байланыс қамтамасыз етілуі тиіс. ЖЭС жобасымен сондай-ақ ЖЭС диспетчерінің өрттен сақтаудың және жедел медициналық жәрдемнің аумақтық бөлімшесімен байланыс қамтамасыз етілуі тиіс.

10.11 ЖЭС жобасымен электр қуатының сапасын мерзімді бақылау орны анықталып, қуат жүйесімен келісілуі тиіс. Ол үшін арнайы аппаратура ойластырылуы тиіс.

10.12 ЖЭС-да электр қуатының техникалық есебінің жүйесі әр ЖЭҚ-ң электр қуатының өндірімін, ЖЭС-ң өзіндік қажеттіліктері үшін электр қуатының тұтынылуын тексеру ескерілуі тиіс.

10.13 Техникалық қызмет көрсетудің қабылданған схемасына қарамастан, қуаттылығы 3 МВт жоғары ЖЭС жобасына ЖЭС алаңында жұмыс істеуге арналған технологиялық төлқұжатты енгізу қажет. Автокөлік құралдарының саны, түрі (жеңіл автокөлік және персонал мен шаруашылық жүкті тасымалдауға арналған көлік құралдары), олардың жабдықпен, саймандармен, байланыс және персонал қорғанысы құралдарымен жиынтықтылануы жобада әр ЖЭҚ-ң түрі және ЖЭС алаңының немесе

алаңының нақты жағдайлары үшін анықталады.

10.14 Техникалық қызмет көрсету бригадалары (ТҚКБ) жүйенің келесі параметрлерінің ағымдағы өзгерістерін анықтауға арналған мобильдік диагностикалау құралдарымен жабдықталуы тиіс: механикалық бөліктің, автоматиканың және басқару жүйесінің күйі, жабдықты орналастырудың геометриялық сипаттамаларының ауытқулары, тербелістер; қысым және т. с. с. Аталған диагностикалау құралдарын ЖЭС-ын жиынтық түрінде жеткізген жағдайда, негізгі жабдықтың өндірушісі ескеруі тиіс.

10.15 Электр техникалық жабдықты және жалпы өнеркәсіптік тағайындалуы бар басқа да жабдықты қолданатын ЖЭС ж.йелері үшін тиісті диагностика құралдары қолданылуы тиіс.

10.16 Диагностика құралдарын келесідей орналастыруға кеңес беріледі:

- аналогтық және дискреттік сигналдарды тіркеуіштер – басқару және аварияға қарсы автоматика құрылғылары орнатылған жерлерде;
- мобильдік құралдар ТҚКБ арналған автокөлік жиынтығына қосылады;
- ақпараттық қорды – ОББП-не.

10.17 Технологиялық үдерісті басқару құралдары диагностика жүйелеріне арналған стационарлық құралдар ретінде қолданыла алады.

10.18 ТҚКБ арналған мобильдік диагностика құралдары ЖЭС жүйелері мен жабдығы күйінің, оның ішінде атқарылған ресурстың ақпараттық қорын жасауға арналған бағдарламалық және техникалық жасақтамасы бар ЭЕМ-нан тұруы тиіс және ол үшін орталық есептеуіш машинамен байланыс арналарын қолдана алады.

10.19 ЖЖМ қоймасында ЖЭС-на қызмет көрсету үшін төмендегілерді ескеру қажет:

- трансмиссиялық май (таза және пайдаланылған) мен гидравликалық сұйықтықтарға (үш айға қор) арналған ыдыстар;
- көтергіш-көлік жабдығына және электр қуатының авариялық көздеріне (үш айға қор) арналған ЖЖМ ыдыстары.

Трансформаторлық майды сақтауға арналған ыдыстар ескерілмейді, өйткені ол ЖЭС-ң маймен толтырылатын жабдығының қолдануын қамтамасыз ететін мамандырылған кәсіпорынның қоймасынан жеткізіледі.

10.20 ЖЭС-ғы ЖЭҚ-ң жөндеуін ұйымдастыру, әдетте, ЖЭҚ әзірлеушісі (өндірушісі) әзірлеген жөндеу құжаттамасына сәйкес тораптар мен бөлек бөлшектердің ауыстырылуын ескеруі тиіс.

ЖЭҚ бөлшектері мен тораптарының жөндеуін өндіруші-кәсіпорындар күшімен жүргізуді ескерген жөн.

Қуаттылығы үлкен ЖЭС-на немесе бірнеше ЖЭС-на жөндеу қызмет көрсету үшін тиісті экономикалық негіздеме жасау шартымен, ЖЭҚ-ң, бөлек тораптар мен бөлшектердің әзірлеуші немесе өндіруші ұйымдарының техникалық басшылығымен жұмыс жасайтын мамандырылған аймақтық жөндеу кәсіпорны құрылуы мүмкін.

11 ҚҰРЫЛЫСТЫ ҰЙЫМДАСТЫРУ БОЙЫНША НЕГІЗДІК ШЕШІМДЕР

11.1 Жобаның құрылыс өндірісін ұйымдастыру бойынша бөлімін әзірлеу кезінде келесі ерекшеліктерді ескерген жөн:

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

11.1.1 ЖЭҚ әзірлеушісі, өндірушісі немесе жеткізушісі Тапсырыс берушіге жиынтық ЖЭҚ-ны тораптарды монтаждау жөнінде нұсқаулықтың максималды әзір ұлғайтылған блоктармен жеткізеді. Осы нұсқаулыққа сәйкес, жобалық ұйым монтаждың технологиялық схемасын, ал құрылыс ұйымы (немесе оның тапсырысымен – жобалық ұйым) жұмысты жүргізу жобасын әзірлейді.

11.1.2 Жобаның осы бөлімінің көлемдік-жоспарлы және технологиялық шешімдері төмендегілерді қамтамасыз етеді:

– тұрақты немесе уақытша алаңда қажетті материалдарды, құрылымдарды, жабдық мен механизмдердің орналастырылуы, оларды оңтайландыру мүмкіндігі, сондай-ақ уақытша ғимараттар мен имараттардың жайғастырылуы;

– өртке қарсы, еңбекті қорғау жөнінде талаптар және құрылыс барысында қоршаған ортаны сақтау бойынша шаралар.

11.1.3 Жабдық пен құрылыс құрылымдарының монтажы үшін жүк көтерімділігі тиісті пневматикалық жүрістегі экономикалық, әмбебап, мобильді крандарды қолданған жөн.

11.1.4 ЖЭС жетугі қиын учаскелерде (тау басында, шалшықты жерлерде, теңіз барқынында және т. б.) орналасқан жағдайда, автокөлік жолдарының құрылысы немесе қондырғылардың қолдануы кезінде монтаж және жөндеу үшін тікұшақтардың қолданылуы экономикалық есептемемен негізделуі тиіс. Жұмыстың мамандырылуы және сәйкестендірілуіне, механизмдердің бос тұрмай, оңтайлы қолданылуына қол жеткізу мақсатындағы ЖЭС құрылысын (алаңда үштен артық ЖЭҚ болған жағдайда) кезеңдер бойынша жол трассаларын, электр қуатын тарату желілерін дайындаудан, монтаждық алаңды ұйымдастырудан, іргетастарды тұрғызудан, бағандардың, гондолалардың, қалақтардың монтажынан, шоғырсымдарды тартудан және шағын станцияның электр жабдығының монтажынан тұратын ағындар бойынша жүзеге асырған жөн.

11.1.5 ЖЭС жабдығының монтажы берілген жұмысты орындау үшін лицензиялары бар мамандырылған бөлімшелермен, ЖЭҚ әзірлеушілері мен өндірушілерінің шефмонтаж бойынша қызмет көрсетуімен бірге орындалуы тиіс.

11.1.6 Игерілмеген жерлердегі құрылыс-монтаж жұмыстарын кезекшілік әдіспен, адамдардың жұмыс орнына және кері жеткізілуін ұйымдастыра отырып және олардың жылжымалы вагоншаларда уақытша жайғасуына жағдай жасай отырып өткізген жөн.

12 ЖАЛПЫ СТАНЦИЯЛЫҚ ҚҰРАЛДАР

12.1 ЖЭС-да профилактикалық және жөндеу жұмыстарын жүргізу үшін ені кемінде 3 м топырақ-ұсақтас жолдарының жүйесін назарда ұстау қажет. Бұл жолдар жалпы пайдаланудағы жолдарға жалғасып, жылдың кез келген мезгілінде IV - V санатына сәйкес болуы тиіс. ЖЭС қажеттіліктері үшін бұрыннан бар жалпы пайдаланудағы автокөлік жолдарын барынша қолдану қажет.

12.2 Автожолдар төсемінің сапа дәрежесі автокөлік құралдарының көтергіштік тобына сәйкес келуі тиіс.

12.3 ЖЭС аумағында және өндірістік бөлмелерде өлшемі мен саны қолданылатын жабдыққа және техникалық қызмет көрсету мен жөндеуді ұйымдастырудың мақұлданған тұжырымдамасына байланысты жөндеу алаңдары ескерілуі тиіс.

12.4 Жабдықты жөндеу-қалпына келтірумен байланысты жұмыстарды жүргізу үшін

станоктармен, сондай-ақ пісіргіш жабдықпен жабдықталған бөлмелерді қарастыру қажет.

12.5 ЖЭС-да жағармай, жанар-жағармай материалдарын, және газы бар баллондарды сақтауға арналған бөлмелер (орындар) алдын ала ойластырылуы тиіс.

12.6 Реле қорғанысы мен автоматикасын, өлшеу құралдарын тексеру үшін сынақ стендтерімен, орнатылған құрылғыларды тексеруге, реттеуге және жөндеуге арналған аспаптармен жабдықталған зертхананы ойластыру кеңес етіледі. Электр зертханасының қуат алуы үш фазалық токпен жүзеге асырылады.

12.7 ЖЭС-ң электр жабдығында профилактикалық жұмыстар жүргізу үшін (оқшаулау кедергісін өлшеу, сынақтар өткізу және т. б.) жылжымалы зертханалар қолданылуы тиіс. Жобамен барлық жабдыққа қызмет көрсету үшін жылжымалы зертханаларды жалғау орындары ескерілуі тиіс.

13 НЫСАНДЫ ҚОРҒАУДЫҢ ИНЖЕНЕРЛІК-ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРАЛДАРЫ

13.1 Инженерлік-техникалық қорғау құралдарын жобалау кезінде тиісті саладағы нормативтік құжаттарды басшылыққа алу кеңес етіледі.

13.2 ЖЭС-ң қорғау шараларының кешеніне төмендегілерді енгізген жөн:

– ОББП, ҚӨК, автокөлік тұрағы, ашық және жабық қоймалар периметрі бойымен қорғаныс қоршауы;

– қоршалған аумақты жарықтандыру;

– ғимараттар мен имараттардың қорғаныс тосқауыл дабылдамасы;

– ЖЭС алаңының қорғалатын және тыйым салынған аймақтары.

13.3 ЖЭС ОББП сыртқы қоршауының биіктігі кемінде 2 м болуы тиіс.

13.4 ЖЭС ЭШС мен ОЭШС қоршауы ЭҚОЕ-не сәйкес келуі тиіс.

13.5 Автокөлік және көтергіш-көлік жабдығының тұрақтары мен ашық және жабық сақтау қоймаларымен бірге БӨК және ҚӨК аумақтарының сыртқы жарықтандырылуы жер деңгейіндегі көлденең жазықтықта 0,5 лк кем болмауы тиіс.

13.6 Жарықтандыру желісінің электр қуатын алуы дербес желілермен жүзеге асырылып, ОББП-не қосылуы тиіс.

13.7 Қорғаныс-тосқауыл дабылдамасы:

– бөлменің немесе әр ЖЭҚ-ң басқару құралдары мен автоматикасы орналасқан блоктың және метеобекеттің кіре-берісінде;

– ОББП-ң, жөндеу шеберханаларының, сорғы станцияларының қазандық пен жабық қоймалардың кіріп-шығатын есігінде және әйнектелген терезе ойықтарына ескеріледі.

13.8 Тосқауыл дабылдамасының сигналы ОББП-не жіберіледі.

13.9 Қорғаныс металл торлар ОББП-ң, шеберханалар мен жабық қоймалардың бірінші қабатындағы терезе ойықтарында, сондай-ақ компьютерлік зал мен байланыс бөлмелерінің, материалдық қоймалардың есік ойықтарында орнатылады.

13.10 ЖЭС алаңында тыйым салынатын аймақ, ЖЭС дирекциясының рұқсатымен жұмыстарды жүргізу мүмкіндігі жөнінде міндетті ескере отырып, жерді тұрақты және уақытша бөліп берген аумақ шегінде орнатылады.

ҚР ЕЖ 4.04-112-2014

13.11 ЖЭҚ, метеобекеттер және электр техникалық құрылғылар үшін оларға рұқсатсыз кірудің алдын алу шараларын алдын ала ойластырған жөн.

14 ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ӘСЕРДІ БАҒАЛАУ

14.1 ЖЭС-ң құрылысы мен қолданылуының қоршаған ортаға әсерін жобалық бағалау (ҚОӘБ бөлімі) қоршаған ортаны қорғау және экология саласындағы әрекет етуші нормативтік құжаттардың талаптарына сәйкес әзірленуі тиіс. ҚОӘБ материалдарының көлемі мен мазмұны «Ниеттену жөнінде өтінішті» дайындау және жергілікті билік органдарына тапсыру кезіндегі (жергілікті атқарушы билік органдары қоршаған ортаны қорғау саласында қатысқан жағдайда) әр нақты жағдайда анықталады.

14.2 ЖЭС-нан тыс аумақты ауыл шаруашылық дақылдарын өсіру, шабындық, мал жаю және ауыл шаруашылық қызметтің басқа да түрлері үшін қолдануға шектеу қойылмайды. Бұл аумақты орман шаруашылығын жүргізу және бағбаншылық үшін қолдануға шектеулер ЖЭС-ғы ЖЭҚ-ң осындай көшеттер нәтижесінде орын алатын желдің көлегейленуіне негізделі отырып қойылуы мүмкін.

14.3 ҚОӘБ бөлімін әзірлеу барысында қоршаған ортаны қорғау саласындағы атқарушы биліктің жергілікті органдарының аумақтың экологиялық бағалылығы жөнінде деректерін, оның ішінде өсімдіктер мен жануарлардың сирек кездесетін немесе азайып бара жатқан түрлерінің бар болуы, құстар өрісінің жолдары және т. б. жөнінде деректерді ескеру қажет.

14.4 Құрамында үштен аса ЖЭҚ бар ЖЭС-ны жобалау кезінде орнитология бағытында мамандырылған ұйым күшімен құстар өрісінің маусымдық бақылауын жүзеге асыру қажет.

14.5 Мамандырылған ұйымның кеңесі ұсынысымен қалақтарды флуоресцентті бояумен бояу, құстарды үркітетін дыбыстық сигналдарды орнату, түнгі уақытта, тұман түскен кезде және көру мүмкіншілігі жеткіліксіз болған кездегі басқа жағдайларда ЖЭҚ тіректері мен қалақтарына жарық түсіру арқылы орнитофаунаға зиян келтіруге жол бермейтін шараларды ескерген жөн.

14.6 ЖЭС-ын жобалау кезінде ең жақын елді мекен немесе үйде байқалатын шу деңгейі мен жиіліктік спектрдің есептемесін жүргізу қажет. ЖЭҚ-ң ЖЭС алаңында орналасуының әр түрлі нұсқаларында ЖЭС-нан 1 км-ге дейінгі қашықтықта орналасқан елді мекендер үшін шу әсерін үлгілеу орынды болып табылады.

14.7 Елді мекендегі шудың болжамды деңгейі тұрғын және қоғамдық ғимараттар мен тұрғын үй құрылыс салынған аумақтағы санитарлық нормалармен белгіленген ұйғарынды шу деңгейінен аспауы тиіс.

14.8 Курорттық немесе халық тығыз орналасқан аймақта ЖЭҚ-ы пейзаждың көркемділігін бұзбауына әрекет жасаған жөн.

14.9 ЖЭС имараттары мен жабдығы әуе кемелерінің ұшуы үшін бөгет болып табылады. ЖЭС нысандарының күндізгі таңбаламасы мен жарық бөгемесін Қазақстанның әуе кеңістігін қолдану жөніндегі мемлекеттік кадағалау органдарымен келісіп жобалаған жөн.

14.10 Ірі ЖЭС-ң жобасын келісу барысында жұртшылық пен мүдделі ұйымдардың танысуы үшін ЖЭС үлгісі бар аумақтың фотомонтажын немесе макетін қолданған жөн.

А қосымшасы
(ақпараттық)

Қазақстан Республикасының жел климаты, жел ресурстарының шамасы мен таралуы жөнінде негізгі деректер

А1. Қазақстанның жел атласы (ЖА) – бұл әкімшілік шекаралар, қалалар, электр желілері мен шағын станциялар, электр станциялары, темір және автокөлік жолдары түсірілген, айыру көрсеткіші 9 км құрайтын, жер беткейінен 80 метр биіктіктегі жел жылдамдығының таралу картасы [www.atlas.windenergy.kz.]

А2. Жел Атласының басты мақсаты – елдің жел ресурстарын зерттеу, оларды сапалық талдау және электр қуатын алу үшін жел электр станцияларын орналастыратын орындарды таңдау бойынша ұсыныстар әзірлеуге жүйелік тәсілдеме қолдану үшін негіз әзірлеу.

Бұл картаны пайдалану Қазақстан Республикасының аумағында жел электр станцияларының құрылысына арналған әлеуетті аудандарды алдын ала анықтауға мүмкіндік береді.

А.1-кестесі – Қазақстанның облыстары бойынша жер әлеуетін талдау

Санат		Төмен	Орташа	Жоғары	Жоғарылаған	Артық
Жел жылдамдығының ауқымы	Ауданы	< 6 м/с	6 - < 7 м/с	7 - < 8 м/с	8 - < 9 м/с	> 9 м/с
Ақмола обл	146,200	45,500	85,200	15,500	0	0
Ақтөбе обл	300,600	254,400	46,200	0	0	0
Атырау обл	118,600	58,100	60,500	0	0	0
Батыс Қазақстан обл	151,300	61,400	89,900	0	0	0
Қарағанды обл	428,000	343,100	84,600	300	0	0
Павлодар обл	124,800	37,700	87,100	0	0	0
Алматы обл	224,000	197,300	20,000	5,300	1,200	200
Жамбыл обл	144,200	106,200	36,800	1,200	0	0
Оңтүстік Қазақстан обл	117,300	102,400	11,700	3,200	0	0
Қостанай обл	196,000	81,500	114,500	0	0	0
Солтүстік Қазақстан обл	98,040	0	82,800	15,200	0	0
Шығыс Қазақстан обл	283,300	241,300	40,800	1,200	0	0
Маңғыстау обл	165,600	73,200	87,700	4,800	0	0
Қызылорда обл	226,000	193,100	29,100	3,800	0	0

А.2-кестесі – Облыстар бойынша жел әлеуетін талдау

Санат	Жоғары	Жел қуатының әлеуеті, МВт	Электр қуатының әлеуеті, ГВт
Жел жылдамдығының ауқымы	7 - < 8 м/с	МВт	ГВтч
Ақмола обл	15,500	108500	285100
Ақтөбе обл	0	0	0
Атырау обл	0	0	0
Батыс Қазақстан обл	0	0	0
Қарағанды обл	300	2100	5500
Павлодар обл	0	0	0
Алматы обл	5,300	37100	97500
Жамбыл обл	1,200	8400	22100
Оңтүстік Қазақстан обл	3,200	22400	58900
Қостанай обл	0	0	0
Солтүстік Қазақстан обл	15,200	106400	279600
Шығыс Қазақстан обл	1,200	8400	22100
Маңғыстау обл	4,800	33600	88300
Қызылорда обл	3,800	26600	69900
Жалпы мәні	50500	353500	929000

Б қосымшасы
(ақпараттық)
ЖЭС өндірімін есептеу әдістемесі

Жел электр станциясында электр қуатының өндірімін есептеу жобаның экономикалық тиімділігін анықтау кезінде негізгі факторлардың бірі болып табылады. Электр қуатының өндірімін есептеуге арналған бастапқы деректер ретінде жел мониторингінің алдын ала өңделген деректері, аймақ бедері мен төсемелі беткейдің цифрлық үлгілері, сондай-ақ жел энергетикалық қондырғылардың қарастырылатын үлгілерінің өндірушілерден алынған қуат көрсеткіштері қолданылады. Метеорологиялық параметрлер жыл сайын өзгередіктен, электр қуатының өндірімін болжамдау кезінде желдің көпжылғы жүрісін есепке алу үшін көпжылғы метеорологиялық бақылаулардың деректері де қарастырылады.

Электр қуатының өндірімін есептеу кезінде төмендегі ысыраптар міндетті түрде бағаланады:

- ЖЭҚ-ын жел паркінде бір біріне қатысты орналастыру кезіндегі аэродинамикалық ысырап,
- ЖЭС-ң ішкі электр желісіндегі электр ысырабы,
- Жөндеу немесе техникалық қызмет көрсету кезінде бос тұруының салдарынан ЖЭҚ-ң өндіріміндегі ысырап,
- ЖЭҚ қалақтарының беткейін мұз басу және азу салдарынан орын алған ысырап,
- өзге ысырап.

Электр қуатының өндірімін есептеу кезінде төмендегі қателіктер міндетті түрде бағаланады:

- жел мониторингінің сапасы бойынша қателіктер,
- көп жылғы метеодеректер сапасы бойынша қателіктер,
- жел энергетикалық есептемелер үлгісі бойынша қателіктер,
- жел энергетикалық қондырғыларды қолдану бойынша қателіктер.

Электр қуатының өндірімін есептеу шеңберінде орын алған ысырапты азайту және электр қуатының өндірімін ұлғайту мақсатымен жел паркінің орналасуын оңтайландыру бойынша кеңестер, сондай-ақ жел энергетикалық қондырғылар үлгісін таңдау бойынша ұсыныстар беріледі.

ӘОЖ 725.42:620.9

МСЖ 27.180, 29.260, 29.100.01, 29.200, 29.240

Түйін сөздер: жел энергетикасы, жел электр станциясы, жел энергетикалық қондырғы, жел жүктелісі, метеобекет, шағын станция, орталық басқару пункты, құрылыс алаңы, жобалау, ережелер.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	IV
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН.....	1
1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	1
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	1
3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	2
4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
5 ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЭС.....	4
5.1 План размещения ВЭС с оценкой ветровых условий местности.....	4
5.2 Выбор площадки размещения ВЭС.....	6
5.3 Схема размещения ВЭУ.....	6
6 ПРИЕМЛЕМЫЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	10
7 ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВЭС.....	11
7.1 Правила выбора ветроэлектрической установки.....	11
7.2 Метеопост.....	14
7.3 Расположение ВЭУ на площадке.....	16
7.4 Система управления, контроля и диагностики.....	17
7.5 Показатели надежности ВЭС.....	20
7.6 Эксплуатационные показатели ВЭС.....	21
8 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	24
8.1 Главные и внутренние схемы электрических соединений.....	24
8.2 Концентрирование мощности ВЭУ для автономных и гибридных ВЭС.....	26
8.3 Электропотребление для собственных нужд.....	27
8.4 Управление, сигнализация, автоматика.....	28
8.5 Учет электроэнергии.....	28
8.6 Электрические расчеты.....	29
8.7 Вспомогательные сооружения.....	29
8.8 Молниезащита.....	30
9 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА.....	30
10 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА.....	31
11 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	34
12 ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ СРЕДСТВА.....	34
13 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОХРАНЫ ОБЪЕКТА.....	35
14 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	36
Приложение А (информационное) Основные данные о климате ветра, величине и распределении ветровых ресурсов Республики Казахстан.....	38
Приложение Б (информационное) Методика расчета выработки ВЭС.....	40

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий свод правил разработан на основе положений Технических регламентов Республики Казахстан «Требования к безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий», «Общие требования к пожарной безопасности», строительных норм и действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан.

В своде правил приводятся приемлемые строительные решения и параметры, обеспечивающие выполнение требований строительных норм при проектировании и строительстве новых и реконструкции действующих ветряных электростанций.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРЯНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

PLANNING OF WIND POWER-STATIONS

Дата введения - 2015-07-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящий свод правил распространяется на проектирование автономных (маломощных) и промышленных ветряных электростанций (далее - ВЭС) с применением ветряных энергетических установок и применяется при проектировании новых ВЭС, а также расширяющихся, реконструируемых и модернизируемых ВЭС.

1.2 Свод правил включает в себя совокупность рациональных проектных, архитектурных и инженерных решений, позволяющих проектировать наземных и прибрежных ветряных электростанций с мощностью 50 кВт и более.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Для применения настоящего свода правил необходимы следующие ссылочные нормативные документы:

Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355.

СНиП РК 1.02-18-2004 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

СП РК 3.01-101-2013 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов.

СП РК 5.01-106-2013 Фундаменты машин с динамическими нагрузками.

СП РК 5.03-107-2013 Несущие и ограждающие конструкций.

Примечание - При пользовании настоящим сводом правил целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и нормативных документов по ежегодно издаваемым информационным указателям «Указатель нормативных документов по стандартизации Республики Казахстан», «Указатель межгосударственных нормативных документов по стандартизации», «Перечень нормативных правовых и нормативно-технических актов в сфере архитектуры, градостроительства и строительства, действующих на территории Республики Казахстан» по состоянию на текущий год.

Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими нормами следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем своде правил используются следующие термины и определения:

1.1 **Ветряная электростанция (ВЭС):** Энергетическое сооружение, состоящее из одной или нескольких ВЭУ для производства электроэнергии посредством преобразования кинетической энергии ветрового потока в электрическую.

Примечание - ВЭС состоит из одного или нескольких ВЭУ, аккумулирующего или резервирующего устройства и систем автоматического управления и регулирования режимов работы электростанций.

1.2 **Ветроэнергетическая установка (ВЭУ):** Комплекс технических устройств для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию посредством вращения ротора встроенного генератора.

Примечание - ВЭУ состоит из ветромеханического устройства (роторного или пропеллерного), генератора электрического тока, автоматических устройств управления работой ветродвигателя и генератора, преобразователя переменного тока в постоянный и обратно в переменный, сооружений для их установки и обслуживания.

1.3 **Пропеллерные ВЭУ:** Установка с горизонтально расположенной осью вращения вала генератора.

1.4 **Виндроторные ВЭУ:** Установка с вертикально расположенной осью вращения вала генератора.

1.5 **Инвертор:** Электрический прибор, преобразующий постоянный электрический ток в переменный ток.

1.6 **Контроллер:** Специальное электронное устройство для контроля заряда комплекта аккумуляторов и управления источниками энергии – ВЭУ.

1.7 **Электрические системы ВЭС:** Совокупность объединённых для параллельной работы с электростанцией линии электропередачи, преобразовательные подстанции и потребители электроэнергии.

1.8 **Площадка строительства:** Участок, на котором размещаются все основные и вспомогательные здания и сооружения ВЭС. Площадка включает в себя территорию, на которой размещаются ветроэлектрические установки (ВЭУ), открытые или закрытые электрические распределительные устройства, линии электропередач, управления и связи, автомобильные дороги, здания вспомогательного назначения.

1.9 **Опытно - промышленная ВЭС:** ВЭС, включающая, как правило, три - шесть ВЭУ, объединённых в единый энергетический комплекс и предназначена для промышленного освоения и проверки технико-экономических характеристик основного и вспомогательного оборудования.

1.10 **Ветроэлектрические модули (ВЭМ):** Группа ВЭУ, работающая на общий канал выдачи электроэнергии.

1.11 **Воздушный поток:** Обтекаемый по ВЭУ ветровой поток, возникающий в атмосфере за счет разности физических параметров (температуры, давления) воздушного бассейна.

1.12 **Затенение ВЭУ:** Эффект уменьшения мощности ветра и, как следствие, выработки электроэнергии отдельной ВЭУ или группой ВЭУ в составе ВЭС, располагающиеся в зоне воздушного потока.

1.13 **Рабочая мощность ВЭС:** Максимальная величина мощности ВЭС, которую станция способна выдавать в энергосистему с учетом ветровых условий и остановки ВЭУ для проведения плановых и аварийных ремонтов.

1.14 **Коэффициент ремонтных технологий:** Отношение рабочей мощности ВЭС к ее установленной мощности.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.15 Проектирование новых ВЭС следует осуществлять по согласованной и утвержденной в установленном порядке проектной документации с технико-экономическим обоснованием, разработанной в соответствии с требованиями строительных норм и правил для соответствующих климатических, инженерно-геологических и других условий района строительства.

1.16 Настоящий нормативный документ содержит правила проектирования вновь сооружаемых наземных и прибрежных ветряных электростанций (далее - ВЭС) с проектной мощностью 50 кВт и выше при начальной скорости ветра 3 м/с и более. Рекомендуются правила могут применяться также на расширяемые и реконструируемые ВЭС с соответствующими коррективами, обуславливаемыми существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и сооружениями.

1.17 Основные технические решения при проектировании ВЭС следует принимать с учетом:

- обеспечения надежности работы оборудования энергосистемы;
- обеспечения нормированного качества электроэнергии у потребителей;
- поддержания бесперебойной работы противоаварийной автоматики;
- наличия технических средств по скорейшей ликвидации аварийной ситуаций;
- максимальной экономии первоначальных капиталовложений и эксплуатационных затрат;
- снижения материалов и металлоемкости;
- охраны окружающей среды, а также создания нормальных санитарно-бытовых условий для эксплуатационного и ремонтного персонала.

1.18 Объемно-планировочные и конструктивные решения вновь сооружаемых, расширяемых и реконструируемых ВЭС следует принимать в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

1.19 При проектировании ВЭС должны учитываться максимальные возможности применяемой ветровой энергетической установки (далее - ВЭУ) в выработке электрической энергии в климатических условиях местности размещения, с вычетом всех энергетических потерь.

5 ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЭС

5.1 План размещения ВЭС с оценкой ветровых условий местности

5.1.1 При проектировании ВЭС для реализуемости проекта и расчета годовой выработки электроэнергии необходимо максимально точно оценить долговременный ветровой климат и ветроэнергетический потенциал на выбранной местности размещения ВЭС. При выборе потенциального места строительства ВЭС следует рассматривать не занятое пространство на обширной плоской равнине или на вершинах холмов, для которых характерны сильные и постоянные ветра.

5.1.2 Ветер характеризуется следующими показателями:

— скорость среднемесячная и среднегодовая в соответствии с градациями по величине и внешним признакам по шкале Бофорта;

— скорость максимальная в порыве – очень важный показатель устойчивости работы ВЭС (Таблица 1);

— направление ветра/ветров – «роза ветров», периодичность смены направлений и силы ветра;

— турбулентность – внутренняя структура воздушного потока, которая создает градиенты скорости не только в горизонтальной, но и в вертикальной плоскости;

— порывистость - изменение скорости ветра в единицу времени;

— плотность ветрового потока, зависящая от атмосферного давления, температуры и влажности.

— ветер может быть однофазной, а также двухфазной и многофазной средой, содержащей капли жидкости и твердые частицы разной крупности, движущиеся внутри потока с разными скоростями.

Структура ветра меняется в зависимости от высоты над земной поверхностью, при этом стабильность воздушного потока увеличивается в высоких слоях воздуха.

5.1.3 При выборе площадки размещения ВЭС и разработке предТЭО оценку ветроэнергетического ресурса с целью получения значений скорости ветра и мощности ветрового потока, а также их распределения на местности следует производить на основании имеющихся многолетних архивных метеоданных, ближайших к площадке:

- наземных метеостанций;
- аэропортов;
- спутниковых данных.

Результаты предварительной оценки ветроэнергетического ресурса позволяют принять решение о перспективности строительства ВЭС.

5.1.4 Расчет ветроэнергетического ресурса производится на основании созданной трехмерной цифровой модели рельефа местности с учетом оцифрованных карт шероховатости с использованием специализированного программного обеспечения.

Программное обеспечение позволяет создавать карты распределения:

- средних скоростей ветра;
- мощности ветрового потока;
- энергии ветрового потока;

- среднегодовой выработки ВЭУ.

Таблица 1 – Классификация ветров в зависимости от скорости

Скорость ветра, м/сек	Классификация ветров	Скорость ветра, м/сек	Классификация ветров
0	Штиль	10 — 11	Очень свежий
1,5 — 3	Очень слабый	12 — 14	Сильный
4 — 5	Легкий	15 — 16	Резкий
6 — 7	Умеренный	17 — 19	Буря
8 — 9	Свежий	20 и более	Ураганный

5.1.5 Годовая выработка электроэнергии $E_{ГВ}$, кВт.ч, ВЭС определяется по формуле:

$$E_{ГВ} = \sum_{i=1}^n f(w_i) \cdot P(w_i) \quad (1)$$

где: $i = 1, n$,

$f(w_i)$ - функция распределения ветра (годовое распределение скорости ветра по часам);

$P(w_i)$ - функция мощности ветряной турбины (выходная мощность как функция от скорости ветра);

w_i - скорость ветра за единичный интервал времени или элемент дискретизации « Δ » (обычно от 0,5 до 1 м/с);

i - количество единичных интервалов между значением скорости ветра включения и значением скорости ветра выключения генерации электроэнергии (обычно от 3 м/с до 25 м/с).

5.1.6 На стадии проектирования ВЭС проведением ветромониторинга местности следует создать карту ветроэнергетического ресурса, которая будет использоваться при разработке схемы размещения ВЭУ.

Ветромониторинг местности включает:

- оценку степени топографической сложности площадки;
- расчёт среднегодовой скорости ветра в долгосрочной перспективе;
- определение вероятностной плотности распределения ветра;
- оценку турбулентности;
- оценку вертикального профиля скорости ветра;
- оценку опорной скорости ветра и скорость порыва 50-летней периодичности ;
- оценку влияния вихревых следов от соседних ВЭУ;
- оценку ошибки прогнозирования генерации ВЭС из-за неточности метеоданных;
- оценку прочих факторов окружающей среды (плотности воздуха, температуры воздуха, влажности воздуха, вероятности удара молнии, вероятности снега и льда, солнечной радиации, содержания солей, наличия химически активных веществ);
- оценку сейсмических характеристик площадки;
- разработку теоретического проекта ветровой электростанции;
- моделирование ветрового потока;

СП РК 4.04-112-2014

- разработку компоновочной схемы ветровой электростанции и её оптимизацию;
- расчёт объёмов вырабатываемой энергии;
- подготовку документов, необходимых для получения классификация согласно ИЕС (МЭК) 61400-1.

5.2 Выбор площадки размещения ВЭС

5.2.1 При проектировании ВЭС следует предварительно выбрать один или несколько участков подходящих размеров для размещения ВЭУ.

Примечание - Для промышленных ВЭС в зависимости от диаметра ротора, минимальное расстояние между ВЭУ может составлять от 300 до 500 метров, а для достаточного снижения мешающих воздействий и обеспечения безопасности, расстояние до ближайших жилых домов и зданий также должен быть не менее 300 – 500 метров.

5.2.2 Площадку для размещения ВЭС следует выбирать по следующим основным критериям:

- качество ветроэнергетического ресурса, которое зависит от рельефа местности, её шероховатости, наличия и прогноза появления препятствий для ветрового потока, уровня турбулентности и пр.;
- условия строительства, которые, главным образом, связаны с крупными габаритами компонентов ВЭУ, инженерно-геологическими условиями выбранной площадки и состоянием существующей местной инфраструктуры;
- стоимость строительства объектов выдачи мощности и технологического присоединения к электрическим сетям, определения оптимальной для оборудования ВЭС точки технологического присоединения, ограничения мощности ВЭС со стороны энергосистемы и т.п.;
- статус земельных участков;
- транспортная доступность – для крупных ВЭУ (с длиной лопастей порядка 50 м, весом гондолы порядка 80 т и необходимостью доставки монтажного крана грузоподъемностью порядка 600 т) с учетом состояния транспортной инфраструктуры на территории размещения ВЭС и расстояний этот критерий часто бывает решающим как при выборе площадки размещения ВЭС, так и при выборе ВЭУ;
- экологические ограничения;
- прочие ограничения (близость населенных пунктов, авиация, линии связи, охранные зоны, памятники культуры и археологии, подземные коммуникации и т.д.).

5.3 Схема размещения ВЭУ

5.3.1 Схема размещения ВЭУ определяет их местоположение в составе ВЭС.

Разработка схемы размещения заключается в наиболее оптимальном расположении ветроэнергетических установок требуемой мощности в границах определенной площадки с учетом следующих аспектов:

- определение оптимального расстояния между ВЭУ с целью максимизации выработки электроэнергии и минимизации потерь от эффекта их взаимного аэродинамического затенения;

- поскольку турбулентность в значительной мере влияет на износ оборудования, то в местах, характеризующихся высокой интенсивностью турбулентности, следует уделить особое внимание размещению ВЭУ относительно объектов, повышающих турбулентность;

- соблюдение ограничений по размещению вблизи таких объектов инфраструктуры, как дороги, линии электропередач, нефте- и газопроводы, промышленные объекты, аэропорты и прочее;

- соблюдение санитарных норм в местах с нормируемыми показателями шума. Поскольку шумовое воздействие зависит от модели ветрогенератора, рельефа местности, уровня фонового шума, то расчет шумового воздействия необходимо проводить индивидуально для каждой ВЭС и планировать размещение ВЭУ с учетом соблюдения действующих санитарных норм;

- возможность организации строительной площадки в рассматриваемых природных условиях, с учётом существующей инфраструктуры и имеющихся ограничений.

5.3.2 В границах площадки, доступной для размещения ветрогенераторов, анализируются условия для строительства - от организации строительной базы до устройства технологических проездов и монтажных площадок с заданными техническими параметрами (продольные и поперечные уклоны, габариты, радиусы поворотов и т.д.). Также рассматриваются грунтовые условия площадки, учитываются гидрографические характеристики местности (поверхностные и грунтовые воды, ручьи, болота) и особенности рельефа (крутизна склонов, овраги, осыпи). С учётом проведённого анализа просчитываются различные варианты конструктивных решений для возможности их технико-экономического сравнения. В процессе разработки схемы размещения также уделяется внимание вопросу возведения фундаментов и схемы монтажа ветрогенераторов и осуществляется принципиальная оценка их технической реализуемости в пределах выбранной площадки.

5.3.3 Генеральный план ВЭС включает комплекс основных, вспомогательных и подсобных зданий и сооружений, транспортных и технологических коммуникаций.

5.3.4 Основные сооружения ВЭС предназначены обеспечивать преобразования кинетической энергии ветра в электрическую энергию, передачу ее от генераторов до места присоединения к энергосистеме.

5.3.5 К основным сооружениям ВЭС относятся:

- ветроэлектрические установки (ВЭУ);
- метеопост или несколько метеопостов;
- Центральный пункт управления с системами управления, контроля и диагностики;
- распределительные электрические устройства и подстанции;
- кабельные и воздушные линии электропередач.

5.3.6 Вспомогательные сооружения ВЭС обеспечивают нормальное и бесперебойное функционирование основных сооружений. К ним, как правило, относятся:

СП РК 4.04-112-2014

- служебно-производственный корпус;
- пункты со средствами для связи в пределах территории ВЭС;
- пункты со средствами и линиями для связи ВЭС с диспетчерским пунктом энергосистемы.

5.3.7 К зданиям и сооружениям подсобного назначения относятся:

- складские помещения;
- помещения для хранения инвентаря;
- помещения для отдыха персонала;
- помещение охраны;
- гаражи транспортных и грузоподъемных средств;
- ремонтные мастерские.

5.3.8 Состав вспомогательных и подсобных сооружений может уточняться для каждого конкретного ВЭС.

5.3.9 При размещении площадки ВЭС на единой территории рекомендуется объединять ВЭУ в модуле по несколько штук, количество которых определяется как их единичной мощностью, так и пропускной способностью выбранных трансформаторных подстанций.

5.3.10 При компоновке генерального плана ВЭС необходимо обеспечить единые каналы удобных выходов линий для выдачи электрической мощности в энергосистему в заданных направлениях.

5.3.11 В случае размещения ВЭС на нескольких отдельно стоящих площадках (грядах холмов, участках, непригодных для сельскохозяйственного использования и т.д.) объединения ВЭУ в модуле может осуществляться по территориальному принципу. При этом могут создаваться несколько каналов выдачи мощности в энергосистему.

5.3.12 Компоновка генерального плана ВЭС должно обеспечивать:

- получение наибольшего производства электроэнергии при выбранных типах ВЭУ;
- минимальные капитальные вложения в строительство ВЭС;
- минимально необходимые площади отвода земель в постоянное и временное пользование;
- благоприятные условия для организации текущего и поэтапного строительства ВЭС.

5.3.13 При разработке компоновки генеральных планов ВЭС необходимо учитывать требования нормативного документа по проектированию промышленных предприятий и дополнительные требования, обусловленные спецификой ВЭС:

- ВЭУ имеют относительно небольшую единичную мощность и размещаются на значительных территориях для снижения эффекта взаимного ветрового затенения;
- устройство технологических автомобильных подъездов к каждой ВЭУ, необходимых по условиям их эксплуатации;
- строительство кабельных линий электропередач (КЛЭ) от каждой ВЭУ до распределительных устройств, а также воздушных или кабельных линий - для связи с энергосистемой;

- объем строительного-монтажных работ незначителен и относительно малая длительность их выполнения;

- возможность введения ВЭС в эксплуатацию малыми пусковыми комплексами.

5.3.14 При компоновке генеральных планов ВЭС необходимо также обеспечивать:

- расположение основных зданий и сооружений ВЭС с учетом естественного рельефа и преобладающих направлений ветра;

- размещение центрального пункта управления и контроля (ГПК) и центральной подстанции (ЦПС), по возможности, в центре размещения электрогенерирующих мощностей ВЭУ;

- максимальная компоновка вспомогательных и служебных зданий и сооружений;

- необходимое количество и места расположения метеопостов;

- при расположении ВЭС в развитых энергосистемах, вблизи промышленных предприятий и городов, целесообразно рассматривать возможность кооперации в использовании сетевого оборудования и сетевых сооружений, ремонтных мастерских и складских помещений с энерго-обслуживающими или промышленными предприятиями;

- достаточное удаление ВЭУ и подстанций от жилых домов населенных пунктов, промышленных и других объектов;

- вертикальная планировка с сохранением природных ландшафтов и отводом дождевых вод и вод тающего снега;

- условия, обеспечивающие безопасное обслуживание объектов ВЭС за счет нормативной ширины и качества внутренних автодорог и оборотных площадок на них; пешеходных дорожек и защитных барьеров в зонах постоянного пребывания обслуживающего персонала, а также установление предупреждающих знаков в опасных зонах (зонах возможного разлета лопастей при авариях, местах установки оборудования, находящегося под напряжением и т.д.);

- размещение подъездных и внутренних автодорог, линий электропередач, электрических кабелей, кабелей связи и управления в полосе отвода земли и трассировки их, по возможности, без нарушения действующих границ сельскохозяйственных угодий.

5.3.15 В постоянное пользование под площадку ВЭС отводятся, как правило, земли, на которых размещаются ВЭУ, метеопост, трансформаторные подстанции, опоры воздушных линий электропередач (ВЛ), внутренние автодороги, комплекс вспомогательных и подсобных зданий и сооружений ВЭС.

5.3.16 Во временное пользование для ВЭС выделяются полосы земли, предназначенные для размещения подземных кабельных электросетей, сетей связи и управления, а также территория, необходимая для размещения монтажных площадок на период производства строительного-монтажных работ. Отвод земель во временное пользование осуществляется последовательными участками по мере выполнения строительного-монтажных работ.

5.3.17 После завершения строительного-монтажных работ временно отведенные территории подлежат рекультивации и возвращаются бывшим землепользователям.

5.3.18 При проектировании плана организации рельефа ВЭС следует предусматривать наименьший объем земляных работ и минимальное перемещение грунта в пределах участка освоения.

СП РК 4.04-112-2014

5.3.19 Отвод стока поверхностных вод осуществляется системой водоотводных сооружений (кюветы, лотки, нагорные канавы, трубы и др.) в пониженные места рельефа. Уклоны поверхности площадки принимаются согласно СП РК 3.01-101.

5.3.20 При проектировании раздела по благоустройству и озеленению территории ВЭС следует учитывать необходимость обеспечения минимальных возмущений ветрового потока путем использования для озеленения газонов, низкорослых кустарников, а в обоснованных случаях путем удаления существующих деревьев или снижение их высоты.

5.3.21 На площадке ВЭС может ограждаться только территория, на которой располагаются вспомогательные и подсобные здания и сооружения. При этом зона размещения ВЭУ и отдельные ВЭУ, как правило, не ограждаются, а территория между ними может использоваться в сельскохозяйственных целях. При выборе типа ограждений, по возможности, рекомендуется использовать сетчатые.

5.3.22 Для выполнения всех видов строительно-монтажных работ, перемещения оборудования и установок, а также технического обслуживания и проведения ремонта, как правило, предпочтение следует отдавать автотранспортным средствам (автотягачи, трейлеры, подъемники и др.).

5.3.23 Подъемно-транспортные средства рекомендуется размещать в производственной части вспомогательных сооружений ВЭС.

5.3.24 На площадке ВЭС должны быть предусмотрены места для размещения емкостей для сбора и хранения отходов материалов от ремонтных и профилактических работ, отходов жизнедеятельности персонала ВЭС, а в проекте определен способ их утилизации (вывоз или захоронения и т.п.).

6 ПРИЕМЛЕМЫЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Устройство фундаментов оборудования, зданий и сооружений ВЭС необходимо выполнять с учетом физико-механических, деформационных показателей и показателей прочности грунтов, полученных в результате инженерно-геологических изысканий согласно СНиП РК 1.02-18, с учетом габаритов ВЭУ.

6.2 Конструктивные решения зданий и сооружений ВЭС, включая фундаменты ВЭУ, следует принимать в соответствии со СП РК 5.03-107, СП РК 5.01-106 с учетом требований разработчика ВЭУ.

6.3 Степень надежности ВЭУ (включая электротехническую часть, гондолу, ротор и др.) устанавливается разработчиком ВЭУ.

6.4 Расчетные нагрузки и их сочетания для проектирования фундаментов ВЭУ задаются разработчиком установки.

6.5 Выбор типа фундаментов должен соответствовать требованиям СП РК 5.01-106 и осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов. Избранные фундаменты должны выдерживать вибрации от динамических нагрузок ВЭУ и не допускать передачи вибрации на конструкции зданий и сооружений, находящихся поблизости.

6.6 Объемно-планировочные решения служебно-производственного корпуса (СПК) должны удовлетворять требованиям технологии и промышленной эстетики,

обеспечивать нормальные санитарно-бытовые условия для административного, оперативного, ремонтного персонала, а также для находящихся в командировке. Рекомендуется предусматривать резервные площади в СПК для возможного расширения ВЭС. Для вспомогательных объектов ВЭС следует использовать местные строительные и отделочные материалы.

6.7 ГПК следует размещать в помещениях с максимальной площадью остекления для естественного освещения и осмотра площадки ВЭС.

6.8 При проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования следует предусматривать мероприятия по снижению потребления электрической энергии. В указанных системах рекомендуется предусматривать теплоаккумуляторы, обеспечивающих потребление преимущественно собственной энергии от ВЭС и минимизацию ее потребления из основной энергосистемы.

7 ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВЭС

7.1 Правила выбора ветроэлектрической установки

7.1.1 Выбор ВЭУ для любого ветроэнергетического проекта является одной из важнейших задач по следующим причинам:

- стоимость ветроэнергетического оборудования составляет значительную долю капитальных затрат проекта,
- выработка электростанции существенно зависит от модели ВЭУ,
- надежность ВЭУ является залогом успешной эксплуатации ВЭС.

При выборе модели ВЭУ для конкретного проекта также проводится оценка таких требований как:

– единичная номинальная мощность ВЭУ, которая определяется, прежде всего, площадью площадки строительства, возможностью доставки и монтажа ВЭУ, массовостью производства.

– допустимый диапазон температур атмосферного воздуха (большинство ВЭУ работают до температуры минус 20°, ряд моделей ветроэнергетических установок адаптированы для эксплуатации до минус 30°).

– класс ВЭУ согласно международному стандарту ИЕС 61400-1 определяется экстремальной скоростью ветра и интенсивностью турбулентности.

- масса и габариты основных элементов конструкции.
- крановое оборудование, необходимое для монтажа ВЭУ.
- гарантийные обязательства – возможность продления стандартной заводской гарантии, предоставление гарантии на кривую мощности, предоставление гарантии на минимальный уровень технической готовности.

– условия по договорам эксплуатации и технического обслуживания, поставки запчастей.

7.1.2 Выбор типа ВЭУ с имеющейся номенклатуры определяется конструктивными и техническими характеристиками.

7.1.3 К конструктивным характеристикам относятся:

СП РК 4.04-112-2014

- горизонтальная или вертикальная ось вращения ротора;
- система регулирования мощности (изменение угла между лопастью и набегающим воздушным потоком путем поворота лопасти или изменения профиля лопасти по длине);
- система ориентации ВЭУ по направлению ветра (флюгер, виндрозы и т.д.);
- конструкция и высота опоры;
- количество и принцип действия систем торможения ротора в аварийных ситуациях;
- система передачи мощности от генератора ВЭУ до распределительного шкафа;
- материал для изготовления лопастей ВЭУ;
- система защиты от молнии.

7.1.4 К техническим характеристикам относятся:

- номинальная мощность и тип генератора (синхронный, асинхронный);
- характеристика по мощности, напряжению, частоте и диапазонам регулирования реактивной мощности и др. технические параметры;
- диаметр ротора и удельная площадь ротора на единицу установленной мощности;
- начальная скорость ветра, при которой ВЭУ включается в энергосистему;
- диапазон от запускной скорости ветра до номинальной величины скорости ветра для ВЭУ;
- предельно допустимая скорость ветра для ВЭУ;
- показатели надежности ВЭУ;
- срок службы ВЭУ.

7.1.5 Критериями выбора типа ВЭУ для конкретной площадки являются:

- максимальная выработка электроэнергии при характеристике ветрового потока на данной площадке;
- большее значение коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ;
- минимальная себестоимость отпущенной электроэнергии;
- обеспечение надежной работы всех систем единой энергетической системы (ЕЭС)

Республики Казахстан.

7.1.6 В зависимости от мощности ВЭУ подразделяют на основные четыре группы (см. табл. 2):

- 1) большой мощности — свыше 1 МВт;
- 2) средней мощности — от 100 кВт до 1 МВт;
- 3) малой мощности — от 5 до 99 кВт;
- 4) очень малой мощности — менее 5 кВт.

7.1.7 Мачты промышленных ВЭУ имеют значительную высоту, что позволяет в полной мере использовать силу ветра.

7.1.8 При заказе ВЭУ для комплектации ВЭС следует подробно изучить конструктивное исполнение ВЭУ, которое должно отвечать общим техническим и проектным требованиям.

7.1.9 При выборе ВЭУ к дальнейшему рассмотрению следует принимать только те ВЭУ, исполнения и эксплуатационные характеристики которых соответствуют климатическим условиям площадки ВЭС, а именно:

- предельные и экстремальные температуры и влажность воздуха;
- экстремальные погодные условия (смерчи, ураганы, засоления и загрязнения атмосферного воздуха, песчаные бури, гололед), а также соответствуют требованиям Системного Оператора для обеспечения интеграции ВЭС в ЕЭС.

Таблица 2 - Классификация ВЭУ по назначению

Наименование	Мощность	Признак	Назначение
Системные, сетевые	от 200 кВт до 5 МВт	Работа ВЭУ параллельно с мощной электрической сетью	Источники получения и выдачи в электрическую сеть максимально возможной выработанной электроэнергии
Автономные	50 – 500 кВт	Работа ВЭУ индивидуально (автономно)	Источники электропитания потребителей, не связанных с электрической сетью
Гибридные	до 100 кВт	Работа ВЭУ параллельно с независимыми электростанциями соизмеримой мощности (дизель-генераторы и т.п.)	Источники электропитания для бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией номинальной мощности

Примечание - До 40% суммарной установленной мощности ВЭУ в мире сегодня приходится на ВЭУ единичной мощностью 1,5-3,6 МВт.

7.1.10 Предпочтение отдается ВЭУ, имеющие максимальный коэффициент использования энергии ветра в диапазоне скоростей ветра, характерных для данной местности. При этом необходимо учитывать распределение энергии ветра по скоростям.

7.1.11 Для ВЭУ, выбранных по критериям 7.1.1 - 7.1.7, следует определить расчетную годовую выработку электрической энергии каждого отдельно стоящего ВЭУ при характеристиках ветра на рассматриваемой площадке.

7.1.12 Окончательный выбор ВЭУ, принимаемый для комплектации ВЭС, проводится на стадии разработки технико-экономического обоснования инвестиций в строительство ВЭС на основании сопоставления технико-экономических показателей ВЭС. При экономической равноценности вариантов предпочтение следует отдавать ВЭУ большей единичной мощности.

7.1.13 Технические характеристики ВЭУ принимаются на основании данных, приведенных в зарегистрированных органами Госстандарта Технических условиях на ВЭУ, в соответствии с которыми будет осуществляться комплектная поставка установок.

При внесении поставщиком или производителем изменений в характеристики ВЭУ, соответствующие изменения должны быть внесены в Технические условия в установленном порядке. Технические характеристики импортного оборудования принимаются на основании данных каталогов и уточняются по документам на поставку (контракт).

7.1.14 Комплект конструкторских документов ВЭУ должен содержать информацию в объеме, необходимом для проектирования ВЭС, монтажа и эксплуатации ВЭУ.

7.1.15 Схема перевозки негабаритных узлов по транспортной сети общего пользования разрабатывается поставщиком с учетом местных условий (развития транспортной сети, возможности использования грузоподъемных механизмов, имеющихся в распоряжении региональных предприятий ветроэнергетики и сторонних организаций, а также габаритных и весовых характеристик тяжелого подъема). Разработанная схема согласовывается с Заказчиком.

7.1.16 Транспортировка составных частей ВЭУ выполняется поставщиком. Транспортировка общепромышленного оборудования осуществляется Заказчиком.

7.1.17 Для повышения производительности труда, качества работ и надежности работы оборудования проектом должно предусматриваться:

- применение оборудования, легкодоступного для осмотров без демонтажа, легкосъёмного и взаимозаменяемого;
- применение блоков, узлов оборудования, как правило, заводского изготовления, позволяет осуществлять его проверку и настройку в лабораторных условиях;
- применение оборудования и конструкций, не пропускающих влагу, препятствуют проникновению внутрь животных, птиц, насекомых;
- применение приборов, оборудования, не требующих непосредственного надзора за ними в течение всего периода между техническими обслуживаниями.

7.1.18 Соответствие основного и вспомогательного оборудования, программного обеспечения требованиям действующих нормативных документов должно быть подтверждено сертификатом соответствующего сертификационного центра Госстандарта или сертификационного центра иностранного государства, с которым имеется договор о признании результатов сертификации.

7.2 Метеопост

7.2.1 Назначение метеопоста:

- измерение текущих значений скорости и направления ветра, температуры воздуха и атмосферного давления;
- формирование и передача в ЦБК данных, обеспечивающих функционирование автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) ВЭС;
- регистрация скорости и направления ветра, температуры воздуха и атмосферного давления для оценки энергетических характеристик ветра (при необходимости).

7.2.2 Метеопост включает метеорологическую башню и комплект приборов для измерения скорости и направления ветра, температуры и давления окружающего воздуха.

7.2.3 Места установки метеопостов и их количество на площадке ВЭС определяются характером рельефа и конфигурацией поля ВЭУ. При распределении площадки ВЭС на отдельные участки рекомендуется устанавливать метеопост на каждом участке.

7.2.4 Место установки метеопоста следует выбирать таким, чтобы обеспечить минимальное его затенения при характерной для площадки (участка) ВЭС розе ветров в диапазоне рабочих скоростей ветра.

Метеопост рекомендуется размещать на расстоянии не менее трех диаметров ротора от группы ВЭУ с наветренной стороны преобладающего направления ветра.

7.2.5 Для сбора достоверных данных о характеристиках ветра, необходимых для анализа работы ВЭС, рекомендуется установка вспомогательного метеопоста, расположенного на противоположной стороне площадки (участка) ВЭС и предназначенного для сбора данных о характеристиках ветра при ветровом затенении основного метеопоста.

При этом допускается располагать вспомогательный метеопост в одну линию с ВЭУ, за пределами ряда, на расстоянии не менее трех диаметров ротора от крайней ВЭУ.

Вспомогательный метеопост дублирует информацию о скорости ветра для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации всех ВЭУ на ВЭС, особенно при многорядном размещении ВЭУ (более трех рядов) и в местностях со сложным рельефом, в том числе в горных районах.

7.2.6 В случае использования данных метеостанции системы Гидрометслужбы, принятых в проекте как опорных, допускается не устанавливать приборы для измерения и регистрации температуры воздуха и атмосферного давления на метеопосте ВЭС до начала строительства ВЭС (они могут быть установлены после оценки возможностей регистрации и класса точности измерений этих параметров на метеостанции системы гидрометслужбы или иного ведомства, и сравнения условий получения данных).

7.2.7 В проекте необходимо предусматривать обеспечение метеопостов современными приборами:

- для измерения скорости ветра от 0 до 50 м/с с погрешностью 0,5 м/с;
- для определения направления ветра в диапазоне 0-360° (с дискретностью не более 10 °);
- для измерения температуры воздуха от минус 40°С до плюс 40°С с погрешностью 0,5 °С;
- для измерения атмосферного давления в диапазоне 650-1080 ГПа с погрешностью не более 1%;
- для измерения плотности воздуха (гигрометр).

7.2.8 Все измерительные приборы рекомендуется располагать на метеовышке на высоте, равной высоте оси ротора для ВЭУ с горизонтальной осью (ВУГО) или центра ротора для ВЭУ с вертикальной осью (ВУВО). Допускается устанавливать приборы для измерения температуры воздуха и атмосферного давления на высоте не менее 1,5 м от поверхности земли.

7.2.9 Приборы для измерения скорости ветра, используемых в составе АСУТП, должны иметь системы, обеспечивающие их работоспособность в условиях обледенения или инея.

7.3 Расположение ВЭУ на площадке

7.3.1 Оптимальное расположение ВЭУ на площадке ВЭС должно учитывать:

- наиболее характерный для выбранной площадки ВЭС распределение непостоянного во времени и неравномерного по скорости ветрового потока в пространстве на сравнительно большой площади, то есть его стохастический характер;
- влияние шероховатости поверхности отдельных участков площадки ВЭС (подстилающей поверхности), на которых есть как природные (овраги, заболоченные участки и др.), так и искусственные (лесополосы, высотные сооружения и др.) препятствия, влияющие на характер ветра;
- влияние ВЭУ на характер ветра на площадке ВЭС;
- необходимость обеспечения максимальной выработки электроэнергии при минимальных капитальных вложениях, расходах на строительные-монтажные работы и эксплуатационных затрат за весь срок эксплуатации.

7.3.2 При проектировании необходимо использовать следующую информацию:

- описание географического положения площадки ВЭС, характеристики ветров и местных факторов, влияющих на формирование ветров (рельеф, растительность, здания на площадке и за ее пределами);
- данные о повторяемости скоростей ветра по направлениям, полученные на основе краткосрочных (в течение одного года) метеорологических измерений на площадке ВЭС;
- данные многолетних наблюдений повторяемости скоростей ветра на метеостанции, выбранной в качестве опорной;
- данные по резким колебаниям погодных условий, которые могут привести к остановке ВЭУ от автоматики станции.

7.3.3 Топографическая съемка площадки ВЭС должна быть выполнена в масштабе не менее 1:1000 с отражением особенностей ландшафта с пересечением рельефа не менее 1 м. Топографическая съемка прилегающей территории (не менее 2 км в каждую сторону) при отсутствии архивных материалов может быть выполнена в масштабе 1:10000 с отражением особенностей ландшафта с сечением рельефа не более 5,0 м.

7.3.4 Суммарное влияние шероховатости земной поверхности и препятствий определяет профиль скорости ветра, набегающего на ВЭУ.

7.3.5 В суммарном воздействии следует учитывать также и то обстоятельство, что ВЭУ, установленные на площадке ВЭС, является не только электрогенерирующими мощностями, но и препятствиями, будоражат и тормозят поток воздуха и влияют на эффективность использования его энергии другими ВЭУ.

7.3.6 После получения характеристик ветра в отдельных точках площадки необходимо получить полную картину параметров ветра на площадке ВЭС. Для этого следует выполнить моделирование потока воздуха с учетом топографии и особенностей местности и изменений ветровых течений, вызванных характером размещения ВЭУ на

площадке ВЭС (эффекты сопутствующих потоков). Моделирование может осуществляться путем:

- моделирование ветрового потока в аэродинамической трубе;
- математического моделирования с использованием компьютерных программ.

7.3.7 Моделирование эффектов потоков ветра в аэродинамической трубе осуществляется с использованием масштабных моделей рельефа и ВЭУ. Этот метод используется для проведения исследований влияния взаимного затенения ВЭУ при различных схемах их размещения на площадке ВЭС.

7.3.8 Математическое моделирование позволяет не только установить эффекты влияния потоков, но и численно учесть влияние рельефа и шероховатости подстилающих поверхностей. Математическое моделирование является более дешевой процедурой, чем создание и испытания модели площадки в аэродинамической трубе. Математические модели, как правило, должны быть использованы при разработке схемы размещения групп ВЭУ на местности со сложным рельефом.

7.3.9 Исходя из розы ветров в диапазоне рабочих скоростей ветра (от скорости ветра включения ВЭУ к скорости ветра выключения ВЭУ) с учетом влияния сопутствующих потоков при определении мест размещения ВЭУ на площадке ВЭС рекомендуется:

- при явно выраженном преобладающем направлении ветра располагать ВЭУ рядами перпендикулярно преобладающему направлению ветра, расстояния между ВЭУ в рядах принимать не менее трех диаметров ротора ВЭУ, расстояния между рядами ВЭУ принимать не менее восьми диаметров ротора ВЭУ;
- при равномерном распределении продолжительности ветра по направлениям в течение года размещение ВЭУ следует определять из условия достижения наибольшей выработки электроэнергии на ВЭС.

При этом могут рассматриваться:

- а) круговое размещение ВЭУ;
- б) размещение ВЭУ по кривой линии;
- в) размещение ВЭУ на равномерном расстоянии (пять - шесть диаметров ротора) друг от друга в любом направлении.

7.4 Система управления, контроля и диагностики

7.4.1 Систему управления ВЭС и ее элементами следует создавать как интегрированную систему, предназначенную для контроля и оптимального объединенного управления процессом преобразования кинетической энергии ветра в электрическую, которое осуществляется на ВЭУ, и передачи ее в электрическую сеть. При этом система обеспечивает оптимальное управление основным и вспомогательным оборудованием и управляемое предотвращение последствий, которые могут возникать в аварийных ситуациях.

7.4.2 Систему управления ВЭС следует организовать таким образом, чтобы она одновременно выполняла функции диагностики и защиты основного технологического оборудования от повреждений, вызванных как внутренними, так и внешними факторами

(электрические и механические аварии и неисправности, предельно допустимая скорость ветра, гололедица, дождь, град, землетрясения и др.).

7.4.3 При количестве ВЭУ пять и более, независимо от их суммарной мощности, рекомендуется ВЭС оснащать двухуровневой системой управления, выполняющей функции управления основным и вспомогательным оборудованием. При количестве ВЭУ менее пяти необходимость создания второго уровня управления и сооружения ЦПУК ВЭС определяется Заказчиком в техническом задании на проектирование.

7.4.4 Верхний уровень управления следует запроектировать для централизованного контроля и управления всеми ВЭУ, входящих в состав ВЭС, и центральной высоковольтной подстанцией, общестанционными вспомогательными системами, а также для приема и обработки информации от устройств измерения параметров ветра (метеопостов ВЭС).

7.4.5 Нижний уровень управления должен проектироваться для контроля и управления отдельной ВЭУ, включая функции представления полной информации по контролю и диагностики, а также функции местного управления и регулирования ВЭУ.

7.4.6 Между верхним и нижним уровнями управления должны предусматриваться средства передачи технологической информации и сигналов управления. С этой целью могут использоваться контрольные кабели или кабели связи, высокочастотные или оптоволоконные кабели. При значительном удалении ЦПУК ВЭС от ВЭУ могут также использоваться радиоканалы связи.

7.4.7 Оперативное управление ВЭС с количеством ВЭУ более пяти и их суммарной мощностью более 500 кВт рекомендуется осуществлять постоянным оперативным персоналом по ЦПУК. В других случаях, при экономическом обосновании, может приниматься вариант с чередованием смены. В этом случае у дежурного персонала должны устанавливаться средства вызывной сигнализации каждой ВЭУ и связь с диспетчером энергосистемы.

7.4.8 ЦПУК ВЭС желательно размещать в отдельном здании, территориально расположенном, по возможности, в центре ВЭС. При сооружении большой центральной подстанции ЦПУК ВЭС может сочетаться с пунктом управления подстанции. При выборе места расположения ЦПУК ВЭС необходимо обеспечивать уменьшение протяженности кабельной сети между ЦПУК и ВЭУ, а также максимально возможный визуальный осмотр ВЭУ.

7.4.9 Размеры ЦПУК и размещения оборудования системы управления, контроля и диагностики принимаются на основе эргономических требований для условий постоянного присутствия в этих помещениях дежурного оперативного персонала.

7.4.10 АСУТП ВЭС следует оснащать средствами микропроцессорной техники (компьютеры, контроллеры), включая устройства отображения и представления технологической информации. Как правило, с этой целью должны использоваться широкие дисплеи или мозаичные главные щиты сигнализации и управления.

7.4.11 Оснащение ЦПУК ВЭС следует выбирать из условий аппаратной и программной совместимости с системами нижнего уровня каждой ВЭУ.

7.4.12 Устройства управления на ЦПУК ВЭС должны обеспечивать включение в работу и остановку ВЭУ, их функционирования должно обеспечиваться и при полном

исчезновении напряжения на линиях выдачи мощности ВЭС. Для обеспечения электропитания этих устройств должны устанавливаться отдельные агрегаты бесперебойного питания (АБП) или использоваться АБП подстанций с резервным питанием от аккумуляторной батареи.

7.4.13 Система управления ВЭС создается для обеспечения возможности работы всех ВЭУ в автоматическом режиме во всем диапазоне рабочих скоростей ветра с выдачей максимально возможной активной электрической мощности в зависимости от скорости ветра. Ограничение выдачи мощности ВЭС по условиям пропускной способности сетевых элементов может рекомендоваться только при технико-экономическом обосновании такого технического решения.

7.4.14 На ЦПУК ВЭС выполняются следующие информационные функции:

- сбор и представление на дисплее или на главном щите управления аналоговой информации о скорости и направлении ветра, о электрических параметрах каждой ВЭУ и подстанции (напряжение, ток, мощность, объем электроэнергии). Эти параметры следует измерять в двух направлениях (как на выдачу, так и на потребление);

- сбор и представление на дисплее или на главном щите управления основной дискретной технологической информации о положении каждой ВЭУ (вкл./выкл.), о положении выключателей главных схем высоковольтных подстанций (вкл./выкл.), о положении обще-станционных вспомогательных систем;

- сбор и представление на дисплее обобщенной и расшифрованной дискретной информации о неисправности и аварии на основном и вспомогательном технологическом оборудовании каждой ВЭУ, подстанции и общестанционной системе;

- автоматическая регистрация событий, формирование и распечатка суточной и переменной сведений;

- сбор, обобщение и анализ информации о техническом состоянии оборудования, результаты его диагностики, формирование банка данных для статистики и необходимости выполнения текущего обслуживания и ремонтов;

- формирование и передача основной информации на уровень диспетчера энергосистемы. Как правило, на более высокий уровень должны передаваться значение суммарной активной и реактивной мощности (с учетом направления), напряжения и частоты на шинах выходных подстанций, положения коммутационных аппаратов исходных линий в энергосистему, сигналы «Авария» и «Неисправность» на ВЭС;

- дополнительные функции, необходимые на опытно-промышленных ВЭС, а также функции по требованию Заказчика.

7.4.15 На ЦПУК ВЭС следует выполнять следующие основные функции управления:

- дистанционное включение и выключение всех выключателей высокого и низкого напряжения центральной подстанции и управление переключателями регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов;

- возможность задания установок по ограничению активной мощности для каждой ВЭУ;

- дистанционное изменение установки возбуждения генераторов для регулирования напряжения и реактивной мощности на шинах ВЭС путем индивидуального или

группового воздействия на регуляторы возбуждения (только для ВЭУ с синхронными генераторами, предусматривающие возможность дистанционного регулирования возбуждения).

7.4.16 Средства управления нижнего уровня должны обеспечивать полное локальное управление ВЭУ и поставляться, как правило, комплектно с каждой ВЭУ.

7.4.17 Перевод управления каждой ВЭУ и подстанцией по централизованному (от ЦПУК ВЭС) на «местное» должно осуществляться из шкафа управления нижнего уровня, а для подстанций 35-110 кВ - из шкафов (панелей), расположенных в местах безопасного обслуживания. При этом должны передаваться сообщения на ЦПУК ВЭС о переводе на «местное» управление.

7.4.18 Кроме функций технологического управления объектами ВЭС, на ЦПУК могут устанавливаться средства автоматизированной системы управления предприятием - АСУП, предназначенных для решения задач технического обслуживания и учета работы ВЭУ и подстанций:

- ведение системы нарядов на выполнение работ по техническому обслуживанию оборудования;
- учет объемов и времени выполнения работ по техническому обслуживанию оборудования каждой ВЭУ;
- учет расхода запасных частей на ВЭС;
- учет расходов на техническое обслуживание и ремонт каждой ВЭУ;
- учет расхода электроэнергии на собственные нужды ВЭС.

Как правило, для уменьшения загрузки компьютерных средств эти функции должны выполняться отдельными стандартными ЭВМ, подключенными к общей сети. При этом необходимо предусматривать защитные меры для предотвращения несанкционированного воздействия на элементы АС-КТП со стороны АСУП.

7.4.19 Система диагностики и аварийной остановки (СДАО) ВЭУ должна обеспечивать контроль параметров ВЭУ, а также приостановление ВЭУ при выходе хотя бы одного из них за допустимые пределы.

7.4.20 Номенклатура и предельно допустимые значения параметров систем определяются разработчиками или производителями основного оборудования.

7.5 Показатели надежности ВЭС

7.5.1 Значения показателей надежности ВЭС и ее структурных элементов принимаются исходя из обеспечения выработки электроэнергии с минимальной себестоимостью.

7.5.2 Экономическая целесообразность и надежность ВЭС и ее систем должна определяться на основе данных производителей о надежности отдельных элементов:

- частота отказов элементов;
- средняя продолжительность восстановления отказавшего элемента;
- частота плановых отключений для технического обслуживания элементов;
- средняя продолжительность ремонта элемента, с учетом потери выработки электроэнергии из-за отказа оборудования.

7.5.3 Надежность систем и оборудования ВЭС должна обеспечиваться отдельным резервированием; рабочим нагруженным резервированием и складским резервированием ключевых элементов оборудования, линий и систем.

7.5.4 Для обеспечения надежности ВЭС в проектах рекомендуется предусматривать:

- концентрацию мощности ВЭС на одном магистральном токопроводе 10 кВ не более 8 МВт;
- установка двух трансформаторов связи с энергосистемой для ВЭС мощностью больше 45 МВт;
- строительство двух линий связи с энергосистемой для ВЭС мощностью более 45 МВт;
- резервирование кабелей системы управления элементами ВЭС.

7.5.5 Для элементов, составляющих ВЭС, следует предусматривать резервирование с восстановлением. Необходимо предусматривать хранение быстроизнашивающихся частей и узлов ВЭУ как складской резерв.

7.5.6 Основные метеопосты ВЭС должны оснащаться дублирующими датчиками скорости ветра. Следует также предусматривать их складское резервирование.

7.5.7 При создании автоматизированных систем управления, выборе способов выполнения и режимов эксплуатации линий и каналов передачи информации следует уделять особое внимание разработке мер по защите аппаратных средств от опасного влияния электроустановок высокого напряжения, действия молнии и ее вторичных проявлений с целью предотвращения помех и защиты от искажения информации.

7.6 Эксплуатационные показатели ВЭС

7.6.1 Качество основных технических решений, заложенных при проектировании ВЭС, должно быть определено показателями технического и экономического расчетов.

7.6.2 Основными показателями оценки эффективности работы ВЭС являются:

- годовая выработка электроэнергии;
- коэффициент использования номинальной мощности для принятых типов ВЭУ (средний по ВЭС);
- себестоимость отпущенной электроэнергии.

7.6.3 Расчетная годовая потенциальная выработка электрической энергии функционирующей ВЭУ в общем случае определяют по зависимости

$$W_n = \sum(P_i T_i) \quad (2)$$

где $i = 1 \dots n$,

W_n - потенциальная выработка электроэнергии, кВт.ч;

P - мощность ВЭУ при скорости ветра V на высоте оси ротора, кВт;

T - количество градаций скоростей ветра V , час (продолжительность скорости ветра V_i в течение года, в соответствии с повторяемостью скоростей ветра за многолетний период (последние 15-20 лет)).

При отсутствии данных для расчета по формуле (2) потенциальную выработку электрической энергии единичной ВЭУ прогнозируют на основе данных по

характеристикам ветрового потока, полученных на основе многолетних (не менее пятнадцати лет) измерений на метеостанциях Госкомгидромета (и других ведомств), а также данных краткосрочных метеонаблюдений на площадке ВЭС (не менее одного года).

Прогноз потенциальной выработки электроэнергии единичной ВЭУ проектируемой ВЭС, полученный в ходе метеорологических исследований, может приниматься как расчетный потенциал выработки на стадии проектирования. В случае накопления сведений о скорости ветра за год и более (после сбора данных по метеорологическим исследованиям) необходимо выполнить уточнения потенциальной выработки электроэнергии.

7.6.4 Потенциальная выработка электроэнергии на ВЭС определяется как сумма выработки всеми отдельно стоящими ВЭУ.

7.6.5 Проектный отпуск электроэнергии от ВЭС определяется как полная выработка, уменьшенная на величину потерь из-за эффектов затенения в силу взаимного влияния ВЭУ, потребления на собственные нужды и плановые потери, принятыми в проекте техническими решениями, организационно-техническим уровнем эксплуатации и надежностью систем и оборудования ВЭС.

7.6.6 Выработка электроэнергии группой однотипных ВЭУ, которые находятся на площадке с ровным рельефом, следует определять по зависимости:

$$W_r = W_n \cdot m \cdot (1 - K_z) \cdot K_{гУ}, \quad (3)$$

где W_r - выработка электроэнергии группой ВЭУ, кВт.ч;

W_n - летняя потенциальная выработка электроэнергии, кВт.ч;

m - количество ВЭУ в группе;

K_z - коэффициент затенения, учитывающий снижение выработки электроэнергии ВЭУ из-за влияния отработанных потоков одних ВЭУ на другие в данной группе;

$K_{гУ}$ - коэффициент готовности всех ВЭУ данной группы.

7.6.7 При размещении ВЭУ в соответствии с требованиями 7.3.9 значение K_z следует принимать:

- при однорядном размещении ВЭУ в группе $K_z \leq 0,07$;
- при двухрядный размещении ВЭУ в группе $K_z \leq 0,11$;
- при трехрядной размещении ВЭУ в группе $K_z \leq 0,13$;
- если в группе четыре и более рядов ВЭУ, тогда $K_z \leq 0,14$;
- при равномерном размещении ВЭУ в группе $K_z \leq 0,05$.

Для определения возможности достижения более низких значений K_z необходима оптимизация расстановки ВЭУ с применением методов моделирования с учетом фактических или рассчитанных данных о повторяемости скоростей ветра на площадке ВЭС за многолетний период. При этом может быть определено ожидаемое значение $W_n \cdot m \cdot (1 - K_z)$ для группы ВЭУ.

7.6.8 Значение коэффициента готовности всех ВЭУ данной группы $K_{гУ}$ принимается на основании фактических результатов опытной эксплуатации промышленной или демонстрационной ВЭС, оснащенной такими же ВЭУ. При отсутствии фактических данных допускается значение $K_{гУ}$ принимать на основе данных поставщика или

производителя, согласованных с Заказчиком ВЭС. Для предварительных расчетов на период освоения мощности ВЭС допускается принимать $K_{Гу} = 0,80$, а в последующий период эксплуатации $K_{Гу} = 0,96$.

7.6.9 Годовая выработка электроэнергии на ВЭС следует определять по зависимости:

$$W_{ВЭС} = \sum_{i=1}^k W_{Гi} K_{Г}, \quad (4)$$

где $W_{ВЭС}$ - выработка электрической энергии на ВЭС, кВт·ч;

$W_{Гi}$ - выработка электроэнергии группой ВЭУ, кВт·ч;

k - количество ВЭУ;

$K_{Г}$ - коэффициент готовности общестанционного оборудования и систем, обеспечивающих функционирование ВЭУ и выдачу произведенной электроэнергии по ВЛ до узла учета электрической энергии.

7.6.10 Значение $K_{Г}$ рассчитывают исходя из показателей надежности элементов ВЭС. При проектировании допускается принимать значения $K_{Г} = 0,99$.

7.6.11 При расчете значений $K_{Гу}$, $K_{Г}$ простоя оборудования по организационным причинам рекомендуется не учитывать.

7.6.12 Технологические потери электроэнергии $W_{ТП}$ следует определять как сумму потерь электрической энергии в линии выдачи электроэнергии от главных выключателей ВЭУ к узлу учета электроэнергии ВЭС, а именно в кабелях, трансформаторах ВЭМ, ПЛ, трансформаторах ЦПС ВЭС.

Расчет технологических потерь электроэнергии рекомендуется выполнять для перечисленных элементов при величине передаваемой мощности, равной 20% от номинальной мощности ВЭУ, которые подключаются.

7.6.13 Потребление электроэнергии на собственные нужды основного оборудования ВЭС $W_{СН}$ следует определять суммированием потребления электроэнергии на собственные нужды ВЭУ (в режимах генерирования электроэнергии и простоя), питание АСУТП, метеопостов. Расчет следует выполнять исходя из номинальных значений, приведенных в документации производителей, и ожидаемой продолжительности работы оборудования в соответствующих режимах.

7.6.14 Потребление электрической энергии на обеспечение работы дополнительного оборудования и других общестанционных потребностей $W_{ДО}$ следует определять исходя из действующих нормативов с учетом ожидаемой нагрузки (освещение, отопление, привод вспомогательного оборудования и др. необходимости).

7.6.15 Проектный годовой отпуск товарной электроэнергии от ВЭС определяется по зависимости:

$$W_{Г} = W_{ВЭС} - W_{ТП} - W_{СН} - W_{ДО}, \quad (5)$$

где $W_{Г}$ - проектный годовой отпуск электрической энергии от ВЭС, кВт·ч;

$W_{ВЭС}$ - выработка электрической энергии на ВЭС, кВт·ч;

$W_{ТП}$ - технологические потери электрической энергии при трансформации и передаче, кВт·ч;

$W_{\text{СН}}$ - потребление электрической энергии на собственные нужды основного/вспомогательного ВЭС, кВт·ч;

$W_{\text{ДО}}$ - потребление электрической энергии на обеспечение работы вспомогательного оборудования и других общестанционных потребностей, кВт·ч.

7.6.16 Фактический годовой отпуск электроэнергии ВЭС определяется всей совокупностью факторов, учтенных и не учтенных проектом.

7.6.17 Среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ВЭС $K_{\text{СИ}}$ является итоговым показателем качества проектных решений и эффективности работы оборудования в метеоусловиях конкретной площадки размещения ВЭС, а также деятельности эксплуатационного, ремонтного и административного персонала. Этот показатель рассчитывают исходя из значения $W_{\text{Г}}$.

7.6.18 Расчетная себестоимость отпущенной электроэнергии и другие экономические показатели ВЭС должны определяться в соответствии с требованиями нормативных документов в области электроэнергетики.

При этом необходимо дополнительно учитывать такие расходы по обеспечению функционирования ВЭС:

- платежи за информационное обслуживание и программное обеспечение ЭВМ;
- платежи за использование интеллектуальной собственности;
- расходы на обеспечение социальной сферы и т.д.

8 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

8.1 Главные и внутренние схемы электрических соединений

8.1.1 Главные схемы электрических соединений ВЭС, сочетающиеся к электрическим сетям электроэнергетических систем, разрабатываются с учетом следующих исходных условий:

- количество и расположение ВЭУ, входящих в состав ВЭС, их номинальные мощности, тип генератора (синхронный или асинхронный, напряжение), рекомендуемое значение номинального коэффициента мощности генераторов ВЭС, режимы работы при выдаче (потреблении) реактивной мощности, требования к системам возбуждения, устройства компенсации реактивной мощности;

- напряжение, на котором электроэнергия ВЭС выдается в энергосистему, количество направлений линий электропередачи, активная и реактивная мощность, передаваемая по каждой линии, допустимые колебания напряжения на шинах ВЭС;

- значения токов короткого замыкания от энергосистемы (трехфазный и однофазный) на шинах высокого напряжения ВЭС для максимального и минимального режимов с учетом развития энергосистемы, значение возобновляемого напряжения на контактах выключателей;

- требования, обусловленные условиями статической и динамической устойчивости энергосистемы и ее противоаварийной автоматики (увеличение скорости отключения коротких замыканий, распределение сети для улучшения баланса мощности,

отключение генераторов в районе с избытком мощности, автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и др.).

– необходимость установки разрядников для защиты от перенапряжений, а также шунтирующих реакторов.

8.1.2 Главная схема электрических соединений ВЭС выбирается на основании технико-экономического сопоставления вариантов схем.

Варианты схем для сравнения составляются в соответствии с рекомендациями этого раздела.

При технико-экономическом сопоставлении учитываются затраты на электрооборудование подстанции, кабельные и воздушные линии электропередачи, ежегодные расходы на амортизацию и обслуживание, стоимость потерь электроэнергии в элементах схем с учетом режимов работы ВЭС, показатели надежности (параметры потока отказов и время восстановления оборудования, ожидаемый недовыработку электроэнергии и ущерб от него), гибкость и ремонтпригодность схемы, удобство эксплуатации и автоматизации, конструктивно-компоновочные решения и т.п.

В случае недостаточной обоснованности или небольшой разницы экономических показателей для выбора вариантов схем следует использовать метод многоцелевой оптимизации.

8.1.3 Выдача мощности ВЭУ может осуществляться через распределительное устройство генераторного напряжения или через повышающие трансформаторы в соответствии с условиями, приведенными в 8.2.

8.1.4 Возможность выдачи всей мощности ВЭС через один повышающий трансформатор на ЦПС или через одну линию должна быть проверена по условиям надежности схемы выдачи мощности и величины пропускной способности высоковольтной линий, допустимого времени отключения ВЭС от энергосистемы и надежного обеспечения собственных потребностей.

При выборе главной схемы электрических соединений ВЭС учитываются сроки и очередность ввода в эксплуатацию ВЭУ и необходимость расширения распределительных устройств.

8.1.5 Концентрирование мощности отдельных ВЭУ электростанции для выдачи в энергосистему следует осуществлять по внутренней электрической сети ВЭС.

8.1.6 Номинальные напряжения сети и необходимость введения в ней промежуточных ступеней трансформации определяются:

- типом ВЭУ и ее единичной номинальной мощностью;
- установленной мощностью ВЭС;
- допустимым снижением напряжения (5% от номинальной в точке присоединения токопроводов ВЭС к шинам подстанций, где осуществляется концентрирование мощности).

8.1.7 Расчетным режимом для выбора параметров внутренней сети ВЭС является режим выдачи установленной мощности ВЭС.

8.1.8 Принцип построения и монтаж внутренней и главной электрических сетей, а также соединение ВЭС с единой энергосистемой, концентрирование мощности ВЭС и конструктивное исполнение надземных силовых линий выполняются энергетической

компанией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение электромонтажных работ.

8.2 Концентрирование мощности ВЭУ для автономных и гибридных ВЭС

8.2.1 При выборе ВЭУ для автономных и гибридных ВЭС необходимо скорректировать среднегодовую скорость ветра и суммарное энергопотребление.

Примечание - Необходимость коррекции среднегодовой скорости ветра связана с тем, что выработка энергии ВЭУ зависит от высоты мачты. Выбирая высокую мачту для ВЭУ (выше 10 м) можно в ряде случаев увеличить среднегодовую скорость ветра на оси ротора ВЭУ до 50%.

8.2.2 Концентрирование (аккумулирование) мощности ВЭУ для автономных и гибридных ВЭС следует осуществлять в системе аккумуляторных батарей (далее - АБ).

8.2.3 Накопленная в АБ электрическая энергия (постоянный ток) преобразуется в потребляемое переменное напряжение с помощью электрического прибора – инвертора.

8.2.4 Контроль заряда комплекта АБ, управление источниками энергии ВЭУ и их синхронизация происходит в специальном электронном устройстве – контроллере.

8.2.5 Выбор АБ производится в зависимости от среднегодовой скорости ветра в районе применения ВЭС.

8.2.6 При выборе инвертора следует исходить из потребностей пользователя, т.к. существует две группы инверторов:

- первая группа (более дорогих) инверторов обеспечивает синусоидальное выходное напряжение,
- вторая группа обеспечивает выходное напряжение в виде упрощенного сигнала, заменяющего синусоиду.

Для подавляющего большинства бытовых приборов можно использовать упрощенный сигнал. Синусоида важна только для некоторых телекоммуникационных приборов.

8.2.7 Выбор инвертора производится исходя из пиковой мощности энергопотребления стандартного напряжения 220В/50 Гц. Существует два режима работы инвертора. Первый режим – это режим длительной работы. Данный режим соответствует номинальной мощности инвертора. Второй режим – это режим перегрузки. В данном режиме большинство моделей инверторов в течение нескольких десятков минут (до 30) могут работать в режиме номинальной мощности.

8.2.8 При коррекции суммарного энергопотребления учитываются потери в кабеле, инверторе и АБ. Потери в кабеле могут снижать выработку энергии ВЭУ до 30%, поэтому для снижения потерь рекомендуется при использовании длинного кабеля выбирать большое сечение жилы.

8.2.9 Потери в АБ и в инверторе связаны с КПД преобразования энергии. КПД свинцовой АБ составляет примерно 90%, КПД щелочной батареи составляет примерно 80%. Номинальный КПД современных инверторов составляет примерно 95%. Для всего рабочего диапазона инвертора можно принять среднее КПД инвертора 90%.

8.2.10 Необходимое электрическое напряжение обеспечивается путем последовательного соединения элементов набора АБ. Параллельное соединение допускается только для некоторых специальных типов АБ.

8.3 Электропотребление для собственных нужд

8.3.1 Электропитание собственных нужд рекомендуется осуществлять от энергосистемы по линиям выдачи мощности ВЭС и от самой ВЭС при ее работе.

8.3.2 Система электроснабжения собственных нужд ВЭС установленной мощности более 20 МВт по возможности должна иметь не менее двух независимых источников питания:

- обмотка низкого напряжения повышающего трансформатора ВЭС;
- сборные шины 6-10 кВ или шины ПС местного энергоснабжения.

8.3.3 Для аварийного электропитания собственных нужд «при длительной потере напряжения» с энергосистемой и остановке ВЭС может применяться также дизельная электростанция. Мощность дизельной электростанции определяется исходя из условий поддержки оборудования и систем ВЭС в работоспособном состоянии и возможности запуска ВЭС с неработающего состояния.

8.3.4 Схема электрических соединений собственных нужд переменного тока ВЭС, как правило, выполняется с одним напряжением 0,4-0,23 кВ (трехфазная система с заземленной нейтралью).

Для питания отдельных приемников собственных нужд по условиям безопасности может применяться переменный ток напряжением 42 В или 12 В. Для крупных ВЭС при наличии соответствующих потребностей может применяться также напряжение 6 (10) кВ.

8.3.5 Напряжение на шинах собственных нужд должно обеспечиваться при любых режимах работы ВЭС, а также при ее остановке с использованием автоматического включения резерва (АВР) при аварийных отключениях источника электроснабжения.

Вид и количество независимых источников питания, величина напряжения для собственных нужд, количество и мощность трансформаторов, схема питающих электрических соединений собственных нужд определяются на основании технико-экономических расчетов с учетом обеспечения необходимой надежности электроснабжения.

8.3.6 Для питания постоянным током потребителей собственных нужд - цепи оперативного тока, преобразующих агрегатов бесперебойного питания, эвакуационного и аварийного освещения, связи - устанавливается аккумуляторная батарея и зарядно-разрядное устройство.

Напряжение аккумуляторной батареи, как правило, принимается 220 В постоянного тока.

8.3.7 Основное электропитание средств диспетчерского технологического управления на ВЭС может осуществляться от сети переменного тока собственных нужд, резервное - от аккумуляторных батарей на напряжении 24 и 60 В. Емкость аккумуляторных батарей должна обеспечивать резервное питание средств диспетчерского технологического управления в течение не менее двух часов.

8.3.8 Расчет и выбор аккумуляторных батарей производится с учетом эксплуатации ее по методу постоянного подзаряда. Зарядное устройство должно иметь мощность и напряжение, достаточные для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% от номинальной, в течение не более восьми часов, при предыдущем 30-минутном разряде.

Емкость аккумуляторной батареи, выбранная по длительной нагрузке с учетом нагрузки получасового аварийного разряда, должна проверяться по уровню напряжения на шинах при совпадении суммарной разовой нагрузки и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда.

8.4 Управление, сигнализация, автоматика

8.4.1 Средства управления, сигнализации, электрических защит и автоматики подстанций высокого напряжения входят в общую систему управления ВЭС и проектируются на основе соответствующих нормативных документов.

8.4.2 Учитывая, что ВЭУ, которые присоединяются к подстанциям, является генерирующими источниками электроэнергии, при работе электрических защит подстанций и линий электропередач должны предусматриваться отключение также и коммутационных аппаратов, установленных в шкафах управления каждой ВЭУ.

8.4.3 Автоматика ВЭС должна быть способна выполнять команды системного оператора по изменению генерации активной мощности, режимов работы регулятора реактивной мощности, работы и настроек автоматики станции.

8.5 Учет электроэнергии

8.5.1 Для учета произведенной электроэнергии на каждой ВЭУ в шкафах контрольно-измерительной аппаратуры должны предусматриваться счетчики активной энергии, а для синхронных генераторов - и реактивной энергии.

8.5.2 Допустимый класс точности счетчиков, устанавливаемых на ВЭУ, должен быть не хуже 0,5.

8.5.3 При установке систем автоматизированного учета электроэнергии на ВЭУ устанавливаются первичные датчики и преобразователи, а центральные устройства устанавливаются на ЦПУ ВЭС.

8.5.4 Расчетные счетчики активной и реактивной энергии устанавливаются в точках присоединения ВЭС к энергосистеме. Учет электроэнергии рекомендуется выполнять с помощью многофункциональных счетчиков как по выданной, так и по полученной от энергосистемы активной и реактивной энергии с передачей информации на диспетчерский пункт энергосистемы.

8.5.5 В случаях, если исходная подстанция ВЭС является системной с присоединением к ней других потребителей или генерирующих источников, то система учета электроэнергии должна предусматриваться в соответствии с ПУЭ.

8.5.6 Средства учета электроэнергии должны соответствовать метрологическим требованиям точности измерений, а также иметь высокую надежность функционирования.

8.6 Электрические расчеты

8.6.1 Электрические расчеты (расчеты режимов потокораспределения и токов короткого замыкания), требующие учета полной мощности ВЭС (например, на шинах ЦПС), выполняются по рабочей мощности электростанции. Электрические расчеты отдельных ветвей и магистралей сети ВЭС производятся по номинальной мощности ВЭУ, присоединенных к магистральям.

8.6.2 В электрические расчеты следует включать расчеты динамической устойчивости, расчеты проводить для характерных периодов года – летний минимум, зимний максимум, режимы запуска ВЭС.

8.6.3 Расчетный перспективный период, принимаемый при выполнении расчетов токов короткого замыкания, должен быть не менее 10 лет после срока полного развития ВЭС.

8.6.4 Расчеты токов короткого замыкания на элементах ВЭС выполняются без учета влияния апериодической составляющей полного тока.

8.6.5 Если техническими условиями на присоединение ВЭС к энергосистеме не предусмотрены специальные требования по компенсации реактивной мощности, то границы регулирования реактивной мощности следует определять «Требованиями Системного Оператора для обеспечения интеграции ВЭС в национальную электрическую сеть». Выбор средств компенсации реактивной мощности на ВЭС следует делать на основе технико-экономических расчетов.

8.7 Вспомогательные сооружения

8.7.1 Средства диспетчерского, технологического связи и телемеханики ВЭС следует строить в соответствии со схемой организации оперативно-диспетчерского управления и эксплуатации.

8.7.2 Объем средств связи и телемеханики зависит от мощности и значения ВЭС в энергосистеме и определяется необходимостью обеспечения:

- диспетчерской связи;
- технологической связи;
- административно - хозяйственной связи;
- каналов внешней связи и передачи информации с пунктами управления высшего уровня;
- каналов внешней связи.

8.7.3 Объем средств связи ВЭС с обслуживающим персоналом включает:

- оперативную связь диспетчера (дежурного инженера) с оперативным персоналом (телефонный, радиопоисковой, микросотовый);
- радиофикацию служебных помещений;
- охранную сигнализацию;
- пожарную сигнализацию.

8.7.4 Объем средств связи и телемеханики для участков ВЭС без постоянного обслуживающего персонала включает:

СП РК 4.04-112-2014

- каналы передачи информации от ВЭУ;
- каналы связи для передачи информации на пункт управления;
- канал связи от общегосударственной сети связи;
- охранную сигнализацию;
- связь на период наладочных и ремонтных работ.

8.7.5 Аппаратура средств связи и каналов передачи информации должна отвечать современным требованиям по скорости, надежности и качеству передачи, а также согласовываться с техническими условиями, выдаваемых энергосистемой.

8.7.6 Смазочное хозяйство, газовое хозяйство проектируются в соответствии с действующими нормами.

При необходимости ПС должны обеспечиваться привозным газом (водородом, азотом, углекислым газом, элегазом), поставляемого в баллонах.

8.8 Молниезащита

8.8.1 Учитывая степень опасности, вызываемые молнией, ВЭУ и метеомачты относятся к третьей категории по молниезащите.

8.8.2 Защита от прямых ударов молнии должен обеспечиваться конструкцией ВЭУ (метеомачты) и гарантировать прохождение тока молнии без разрушения оборудования и повреждения электроники систем управления и регулирования.

8.8.3 Токоотводы следует прокладывать по конструкции опорной башни и присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением растекания тока не более 2 Ом. Допускается использовать в качестве токоведущих башню, если она изготовлена из металла. Заземлитель ВЭУ является элементом защитного заземления.

8.8.4 Объединение контуров заземления ВЭУ, метеомачты и КТП не допускается.

9 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

9.1 Для наружного и внутреннего пожаротушения зданий и сооружений комплекса ВЭС, учитывая особенности размещения комплексов ВЭС на не освоенных территориях и на значительном удалении от населенных пунктов, необходимо предусмотреть отдельный противопожарный водопровод с использованием пресной воды.

9.2 Необходимость устройства противопожарного водопровода в зданиях и сооружениях комплекса ВЭС определяется в соответствии с требованиями к проектированию водопроводной системы.

9.3 Сооружения противопожарного водопровода должны проектироваться в соответствии с требованиями пожарной безопасности. При выборе источника водоснабжения необходимо отдавать предпочтение подземным водам. В обоснованных случаях допускается осуществлять противопожарное водоснабжение из емкостей (резервуаров, водоемов). Пополнение противопожарного запаса воды в этих случаях осуществляется привозной водой.

9.4 Наружное пожаротушение ВЭУ не должно предусматриваться и разводящие сети противопожарного водопровода не устраиваются.

9.5 Категорийность зданий и сооружений ПС по взрывопожарной и пожарной опасности и группы подстанций по степени оснащения противопожарными средствами следует определять согласно требованиям противопожарных норм.

9.6 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности и системы противопожарной защиты подстанций разрабатываются в соответствии с требованиями пожарной безопасности сооружений.

9.7 Пожарная безопасность зданий и сооружений в строительной части обеспечивается соблюдением требований пожарной безопасности и Правил пожарной безопасности.

9.8 Учитывая особенность размещения объектов ВЭС, для обеспечения отопления и вентиляции зданий и сооружений станций допускается использование электроэнергии.

9.9 Необходимость оснащения зданий и сооружений комплекса ВЭС (кроме ВЭУ) системами автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации определяется на основании действующих норм.

9.10 По согласованию с разработчиком и производителем ВЭУ помещения гондолы оборудуются системой автоматического пожаротушения технологического оборудования методом объемного пожаротушения, локального пожаротушения по объему или локального пожаротушения по площади. Помещение гондолы оснащают также ручными огнетушителями.

9.11 В качестве огнетушащих веществ используются огнетушащие порошки (порошковое пожаротушение), диоксид углерода или азот (газовое пожаротушение). Тип установки (порошковая или газовая, модульная или обще - объектная) и место ее расположения определяются технико - экономическим расчетом.

10 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

10.1 В зависимости от мощности ВЭС, типа и количества ВЭУ, электрической схемы и принятой концепции организации технического обслуживания разрабатывается организационная структура ВЭС и штатное расписание.

10.2 При строительстве ВЭС очередями структура и численность персонала определяются для состояния при вводе в эксплуатацию каждой очереди с учетом необходимости подготовки персонала.

10.3 На ВЭС должно быть предусмотрено помещение (место), оборудованное соответствующей мебелью и инвентарем для хранения технической документации в объеме, соответствующем "Правилам технической эксплуатации ЭС".

10.4 На ВЭС должно быть обеспечено соблюдение санитарных норм для штатного персонала и лиц, командированных для проведения специальных работ.

10.5 Если эксплуатация ВЭС организуется на основе вахтового метода, то должны быть предусмотрены все условия труда и отдыха вахтенного персонала.

10.6 Для нормальной и безопасной эксплуатации должно быть предусмотрено оснащение ВЭС приборами, приспособлениями, инструментом, обеспечение персонала

СП РК 4.04-112-2014

спецодеждой, спецобувью, индивидуальными средствами защиты и средствами пожаротушения в необходимом количестве в каждом из таких мест:

- щит управления;
- ВЭУ;
- распределительные устройства;
- мастерские;
- складские помещения;
- вспомогательные помещения.

Для хранения этих средств должны быть предусмотрены специальные места (стенды, шкафы и т.д.).

Количество некоторых защитных средств (например, каски, знаки и т.п.) должно быть достаточным для обеспечения работы командированного персонала и лиц, посещающих ВЭС.

10.7 Центральный щит управления, ремонтные помещения, лаборатории, мастерские и т.д. должны быть укомплектованы аптечками или сумками первой медицинской помощи с постоянными запасами медикаментов и медицинских средств.

10.8 Для решения задач управления ВЭС должна использоваться АСУП. Как правило, АСУП устанавливается на ВЭС мощностью 500 кВт и более. В комплекс задач АСУП входят:

- управление производственно - технической деятельностью;
- технико - экономические расчеты;
- материально - техническое снабжение;
- бухгалтерский учет;
- периодическая отчетность;
- вопросы ремонта, техобслуживания;
- подготовка персонала и другие вопросы.

Для решения задач АСУП запрещается использовать технические средства АСУТП ВЭС.

10.9 Проектом ВЭС должно быть предусмотрено техническое обеспечение подготовки специалистов, повышения их квалификации.

10.10 Для нормальной стабильной эксплуатации и обеспечения безопасного производства работ на ВЭС и в энергосистеме должен обеспечиваться надежная связь между диспетчером ВЭС и диспетчером энергосистемы, диспетчером ВЭС и ВЭУ или другими рабочими местами на ВЭС. Проектом ВЭС также должен обеспечиваться связь диспетчера ВЭС с территориальным отделением пожарной охраны и скорой медицинской помощи.

10.11 Проект ВЭС должна быть определена и согласована с энергетической системой точка периодического контроля качества электрической энергии. Для этого должна предусматриваться специальная аппаратура.

10.12 Система технологического учета электроэнергии на ВЭС должна предусматривать фиксацию выработки электроэнергии каждой ВЭУ, потребление электроэнергии на собственные нужды ВЭС.

10.13 Независимо от принятой схемы технического обслуживания, в проект ВЭС мощностью более 3 МВт необходимо включать технологический транспорт для работы на

площадке ВЭС. Количество, вид автотранспортных средств (легковой автомобиль и транспортные средства для перевозки персонала и хозяйственных грузов), их комплектация оборудованием, инструментом, средствами связи и защиты персонала определяются в проекте для каждого типа ВЭУ и конкретных условий площадки или площадок ВЭС.

10.14 Бригады технического обслуживания (БТО) должны оснащаться мобильными средствами диагностики для определения текущих изменений параметров систем: состояния механической части, автоматики и системы управления, отклонений геометрических характеристик размещения оборудования, вибраций; давления и т.п. Указанные средства диагностики должны предусматриваться производителем основного оборудования при комплектной поставке ВЭС.

10.15 Для систем ВЭС, использующих электротехническое и другое оборудование общепромышленного назначения, должны применяться соответствующие диагностические средства.

10.16 Средства диагностики рекомендуется размещать:

- регистраторы аналоговых и дискретных сигналов - на местах установки устройств управления и противоаварийной автоматики;
- мобильные средства включаются в комплект автомобиля бригады для БТО;
- информационную базу - на ЦПУК.

10.17 Как стационарные средства для систем диагностики могут использоваться средства управления технологическим процессом.

10.18 Мобильные средства диагностики для БТО должны включать ЭВМ с программным и техническим обеспечением для создания информационной базы состояния систем и оборудования ВЭС, в том числе наработанного ресурса, и могут использовать для этого каналы связи с центральной вычислительной машиной.

10.19 В складе ГСМ для обслуживания ВЭС необходимо предусмотреть:

- емкости для трансмиссионного масла (чистого и отработанного) и гидравлических жидкостей (с запасом на три месяца);
- емкости ГСМ для подъемно-транспортного оборудования и аварийных источников электропитания (с запасом на полтора месяца).

Емкости для хранения трансформаторного масла не предусматриваются, так как оно поставляется со склада специализированного предприятия, обеспечивающего эксплуатацию маслonaполненного оборудования ВЭС.

10.20 Организация ремонтов ВЭУ на ВЭС, как правило, должна предусматривать замену узлов и отдельных деталей в соответствии с ремонтной документацией, разработанной разработчиком (производителем) ВЭУ.

Ремонт деталей и узлов ВЭУ следует предусматривать силами предприятий-производителей.

Для ремонтного обслуживания ВЭС большой мощности или нескольких ВЭС при соответствующем экономическом обосновании может создаваться специализированное региональное ремонтное предприятие, работающее под техническим руководством организаций - разработчиков или производителей ВЭУ, отдельных узлов и деталей.

11 ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

11.1 При разработке раздела проекта по организации строительного производства необходимо учитывать следующие особенности:

11.1.1 Разработчик, производитель или поставщик ВЭУ предоставляет Заказчику комплектную ВЭУ укрупненными блоками максимальной готовности инструкции по монтажу узлов, согласно которой проектная организация разрабатывает технологическую схему монтажа, а строительная организация (или по ее заказу проектная организация) разрабатывает проект проведения работ.

11.1.2 Объемно - планировочные и технологические решения этого раздела проекта обеспечивает:

- размещение на постоянной или временной площадке необходимых материалов, конструкций, оборудования и механизмов, возможность их маневрирования, а также временных зданий и сооружений;
- противопожарные требования, охране труда и меры по охране окружающей среды в ходе строительства.

11.1.3 В случае размещения ВЭС на труднодоступных участках (вершинах гор, болотных участках, морских отмелях и т.д.) строительство автомобильных дорог или использование вертолетов для монтажа и ремонта установок при эксплуатации должно быть обосновано экономическим расчетом.

11.1.4 Строительство ВЭС (при наличии на площадке более трех ВЭУ) с целью достижения специализации и унификации работ, оптимального использования механизмов без простоев, следует осуществлять по этапам или потокам, включающих подготовку трасс дорог, линий электропередачи, организацию монтажной площадки, устройство фундаментов, монтаж опор, гондол, лопастей, прокладки кабелей и монтаж электрооборудования подстанций.

11.1.5 Монтаж оборудования ВЭС должен выполняться специализированными подразделениями, имеющими лицензии на выполнение данной работы, с предоставлением услуг по шефмонтажу разработчиками и производителями ВЭУ.

11.1.6 Строительно-монтажные работы в неосвоенных местах следует проводить вахтовым методом, с организацией доставки людей на рабочее место и обратно и обеспечением условий их временного размещения в передвижных вагончиках.

12 ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ СРЕДСТВА

12.1 Для проведения профилактических и ремонтных работ на ВЭС необходимо предусмотреть систему почвенно-щебеночных дорог шириной не менее 3 м. Эти дороги должны примыкать к дорогам общего пользования и соответствовать IV - V категории в любой сезон года. Необходимо максимально использовать для нужд ВЭС существующие автодороги общего пользования.

12.2 Категория качества покрытия автодорог должна соответствовать группе грузоподъемности автомобильных средств.

12.3 На территории ВЭС и в производственных помещениях должны предусматриваться ремонтные площадки, размер и количество которых зависят от оборудования, эксплуатируемого и принятой концепции организации технического обслуживания и ремонта.

12.4 Для проведения работ, связанных с ремонтно-восстановительными работами на оборудовании, должны предусматриваться помещения, оборудованные станками, а также со сварочным оборудованием.

12.5 На ВЭС должны быть предусмотрены помещения (места) для хранения смазочных, горюче-смазочных материалов и баллонов с газами.

12.6 Для проверки устройств релейной защиты и автоматики, средств измерения рекомендуется предусматривать лабораторию, оснащенную испытательными стендами, приборами для проверки, регулировки и ремонта установленных устройств. Питание электролаборатории осуществляется трехфазным током.

12.7 Для проведения профилактических работ на электрическом оборудовании ВЭС (измерение сопротивления изоляции, испытания и т.д.) должны применяться передвижные лаборатории. Проектом должны предусматриваться места подключения передвижных лабораторий для обслуживания ими всего оборудования.

13 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОХРАНЫ ОБЪЕКТА

13.1 При проектировании инженерно-технических охранных средств рекомендуется руководствоваться нормативными документами в соответствующей области.

13.2 В комплекс охранных мероприятий ВЭС рекомендуется включать:

- охрannое ограждение по периметру ЦПУК, СПК, стоянки автотранспорта, открытых и закрытых складов;
- освещение огражденной территории;
- охрannую блокировочную сигнализацию зданий и сооружений;
- охранные и запретные зоны площадки ВЭС.

13.3 Внешнее ограждение ЦПУК ВЭС должно быть высотой не менее 2 м.

13.4 Ограждения ПС и ЦПС ВЭС должно соответствовать ПУЭ.

13.5 Территории ГПК, СПК со стоянками автомобильного и подъемно-транспортного оборудования и складами открытого и закрытого хранения должны иметь наружное освещение не менее 0,5 лк на уровне земли в горизонтальной плоскости.

13.6 Электропитание сети освещения должно осуществляться самостоятельными линиями и включаться с ЦПУК.

13.7 Охрannая блокировочная сигнализация предусматривается:

- на входе в помещение или в блок размещения средств управления и автоматики каждой ВЭУ и Метеопост;
- на входной двери и застекленных проемах ЦПУК, ремонтных мастерских, насосных станций, котельной и закрытых складов.

13.8 Сигнал блокировочной сигнализации передается на ЦПУК.

13.9 Защитные металлические решетки устанавливаются в оконных проемах первого этажа ЦПУК, мастерских и закрытых складах, а также на дверных проемах помещений компьютерного зала и связи, материальных складов.

13.10 На площадке ВЭС запретная зона устанавливается в пределах территории постоянного и временного отвода земли с обязательным предупреждением о возможности ведения работ по разрешению дирекции ВЭС.

13.11 Для ВЭУ, метеопостов и электротехнических устройств следует предусматривать меры по предотвращению несанкционированного доступа к ним.

14 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

14.1 Проектная оценка влияния строительства и эксплуатации ВЭС на окружающую среду (раздел ОВОС) должна разрабатываться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов в области охраны окружающей среды и экологии. Объем и содержание материалов ОВОС определяются в каждом конкретном случае при подготовке и представлении в органы местной власти "Заявления о намерениях" (при участии местных органов исполнительной власти в области охраны окружающей среды).

14.2 Использование территории вне ВЭС для выращивания сельскохозяйственных культур, сенокоса, выпаса скота и других видов сельскохозяйственной деятельности не ограничивается. Ограничения на использование этой территории для ведения лесного хозяйства и садоводства могут устанавливаться исходя из условий ветрового затенения ВЭУ на ВЭС такими насаждениями.

14.3 При разработке раздела ОВОС необходимо учитывать данные местных органов исполнительной власти в сфере охраны окружающей среды по экологической ценности территории, в том числе о наличии редких или исчезающих видов растений и животных, о путях миграции птиц и т.д.

14.4 При проектировании ВЭС, имеющей в своем составе более трех ВЭУ, необходимо силами специализированной организации орнитологического профиля осуществить посезонное наблюдение за миграцией птиц.

14.5 По рекомендации специализированной организации рекомендуется предусматривать меры, предотвращающие вреда орнитофауне за счет покрытия лопастей флуоресцентными красками, установки звуковых сигналов, отпугивающие птиц, подсветка опор и лопастей ВЭУ в ночные часы, во время туманов и при других условиях недостаточной видимости.

14.6 При проектировании ВЭС необходимо провести расчет уровня шума и частотного спектра, что будут наблюдаться в ближайшем населенном пункте или дома. Целесообразным является моделирование шумового воздействия при различных вариантах расположения ВЭУ на площадке ВЭС для населенных пунктов, расположенных на расстоянии менее 1 км от ВЭС.

14.7 Прогнозируемый уровень шума в населенном пункте не должен превышать допустимого уровня, установленного санитарными нормами допустимого шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки.

14.8 В курортной или густонаселенной местности следует стремиться к тому, чтобы ВЭУ не нарушали живописность пейзажа.

14.9 Сооружения и оборудование ВЭС являются препятствиями для полетов воздушных судов. Дневной маркировки и светоограждения объектов ВЭС следует проектировать по согласованию с органами государственного надзора за использованием воздушного пространства Республики Казахстан.

14.10 При согласовании проекта промышленной ВЭС целесообразно использовать фотомонтаж или макет территории с моделью ВЭС для ознакомления общественности и заинтересованных организаций.

Приложение А
(информационное)

Основные данные о климате ветра, величине и распределении ветровых ресурсов Республики Казахстан

А1. Ветровой атлас (ВА) Казахстана - это карта распределения скорости ветра на высоте 80 метров над поверхностью земли с разрешением 9 км с указанием административных границ, городов, электрических сетей и подстанций, электростанций, железных и автомобильных дорог [www.atlas.windenergy.kz.]

А2. Главная цель Ветрового Атласа - создание основы для системного подхода по изучению ветровых ресурсов страны, их качественному анализу и подготовке рекомендаций по выбору мест размещения ВЭС для получения электроэнергии.

Использование этой карты позволяет предварительно определять перспективные районы для строительства ВЭС на территории Республики Казахстан.

Таблица А.1 - Анализ ветропотенциала по областям Казахстана

Категория		Низкая	Средняя	Высокая	Повышенная	Избыточная
Диапазон скорости ветра	Площадь	< 6 м/с	6 - < 7 м/с	7 - < 8 м/с	8 - < 9 м/с	> 9 м/с
Акмолинская	146,200	45,500	85,200	15,500	0	0
Актюбинская	300,600	254,400	46,200	0	0	0
Атырауская	118,600	58,100	60,500	0	0	0
Западно-Казахстанская	151,300	61,400	89,900	0	0	0
Карагандинская	428,000	343,100	84,600	300	0	0
Павлодарская	124,800	37,700	87,100	0	0	0
Алматинская	224,000	197,300	20,000	5,300	1,200	200
Жамбыльская	144,200	106,200	36,800	1,200	0	0
Южно-Казахстанская	117,300	102,400	11,700	3,200	0	0
Костанайская	196,000	81,500	114,500	0	0	0
Северо-Казахстанская	98,040	0	82,800	15,200	0	0
Восточно-Казахстанская	283,300	241,300	40,800	1,200	0	0
Мангыстауская	165,600	73,200	87,700	4,800	0	0
Кызылординская	226,000	193,100	29,100	3,800	0	0

Таблица А.2 - Анализ ветропотенциала по областям

Категория	Высокая	Потенциал ветровой мощности, МВт	Потенциал электроэнергии, ГВт
Диапазон скорости ветра	7 - < 8 м/с	МВт	ГВтч
Акмолинская	15,500	108500	285100
Актюбинская	0	0	0
Атырауская	0	0	0
Западно-Казахстанская	0	0	0
Карагандинская	300	2100	5500
Павлодарская	0	0	0
Алматинская	5,300	37100	97500
Жамбыльская	1,200	8400	22100
Южно-Казахстанская	3,200	22400	58900
Костанайская	0	0	0
Северо-Казахстанская	15,200	106400	279600
Восточно-Казахстанская	1,200	8400	22100
Мангыстауская	4,800	33600	88300
Кызылординская	3,800	26600	69900
Общее значение	50500	353500	929000

Приложение Б
(информационное)

Методика расчета выработки ВЭС

Расчет выработки электроэнергии на ветроэлектростанции является одним из ключевых при определении экономической эффективности проекта. В качестве исходных данных для расчета выработки электроэнергии используются предварительно обработанные данные ветромониторинга, цифровые модели рельефа местности и подстилающей поверхности, а также мощностные характеристики рассматриваемых моделей ветроэнергетических установок, полученные от производителей. Поскольку метеорологические параметры изменяются из года в год, при прогнозировании выработки электроэнергии также рассматриваются данные многолетних метеонаблюдений для учета многолетнего хода ветра.

При расчете выработки электроэнергии обязательно оцениваются потери:

- аэродинамические потери при размещении ВЭУ в ветропарке относительно друг от друга,
- электрические потери во внутренней электрической сети ВЭС,
- потери в выработке от простоя ВЭУ во время ремонта и технического обслуживания,
- потери от обледенения и деградации поверхности лопастей ВЭУ,
- прочие потери.

При расчете выработки электроэнергии обязательно оцениваются погрешности:

- погрешности по качеству ветромониторинга,
- погрешности по качеству многолетних метеоданных,
- погрешности по модели ветроэнергетических расчетов,
- погрешности по эксплуатации ветроэнергетических установок

В рамках расчета выработки электроэнергии даются рекомендации по оптимизации расположения ветропарка с целью снижения существующих потерь и увеличения выработки электроэнергии, а также рекомендации по выбору модели ветроэнергетических установок.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

УДК 725.42:620.9

МКС 27.180, 29.260, 29.100.01, 29.200, 29.240

Ключевые слова: ветроэнергетика, ветровая электростанция, ветровая энергетическая установка, ветровая нагрузка, метеопост, подстанция, центральный пульт управления, площадка для строительства, проектирование, правила.

Ресми басылым

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ
ҚҰРЫЛЫС, ТҮРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ ЖӘНЕ
ЖЕР РЕСУРСТАРЫН БАСҚАРУ КОМИТЕТІ**

**Қазақстан Республикасының
ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ**

ҚР ЕЖ 4.04–112–2013

ЖЕЛ ЭЛЕКТРСТАНЦИЯСЫН ЖОБАЛАУ

Басылымға жауаптылар: «ҚазҚСҒЗИ» АҚ

050046, Алматы қаласы, Солодовников көшесі, 21
Тел./факс: +7 (727) 392-76-16 – қабылдау бөлмесі

Издание официальное

**КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА И УПРАВЛЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ МИНИСТЕРСТВА
НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**СВОД ПРАВИЛ
Республики Казахстан**

СП РК 4.04–112–2014

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРЯНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Ответственные за выпуск: АО «КазНИИСА»

050046, г. Алматы, ул. Солодовникова, 21
Тел./факс: +7 (727) 392-76-16 – приемная