

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

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

КҮН ЭЛЕКТРСТАНЦИЯЛАРЫН ЖОБАЛАУ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ҚР ЕЖ 4.04-113-2014

СП РК 4.04-113-2014

**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 АТСЭ» 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 АТСЭ»
- 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.....	2
5 КЭС ЖОБАЛАУ ЕРЕЖЕЛЕРІ	3
5.1 Аймақтың климат жағдайларын бағалап КЭС орналастыру жоспары.....	3
6 ТИІМДІ СӘУЛЕТ-ҚҰРЫЛЫС ШЕШІМДЕРІ.....	9
7 КЭС НЕГІЗГІ ЖӘНЕ ҚОСЫМША ЖАБДЫҒЫ.....	10
7.1 Фотоэлектрлік элементтерді таңдау ережелері	10
7.2 Автономды КЭС үшін аккумулятор батареялары	12
7.3 Автономды КЭС қосалқы элементтері	13
7.4 Өндірістік КЭС метеобекеті.....	14
7.5 Басқару, бақылау және диагностикалау жүйесі.....	16
8 КЭС-ң СЕНІМДІЛІК КӨРСЕТКІШТЕРІ	18
9 КЭС-ң ПАЙДАЛАНЫЛУ КӨРСЕТКІШТЕРІ.....	19
10 ЭЛЕКТР ТЕХНИКАЛЫҚ БӨЛІМ.....	21
10.1 Электр жалғасуларының басты және ішкі схемалары.....	21
10.2 КЭС КФЭБ қуаттылығын шоғырландыру схемалары	23
10.3 Өзіндік қажеттіліктерге қатысты электр жалғасуларының схемалары	24
10.4 Басқару, дабылдама, автоматика.....	25
10.5 Электр қуатын есептеп тіркеу.....	25
10.6 Найзағайдан қорғаныс	26
10.7 КЭС қосымша имараттары	26
11 ӨРТ ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ӨРТКЕ ҚАРСЫ ҚОРҒАНЫС.....	27
12 НЫСАНДЫ ҚОРҒАУДЫҢ ИНЖЕНЕРЛІК-ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРАЛДАРЫ .	27
13 ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ӘСЕРДІ БАҒАЛАУ.....	28
А ҚОСЫМШАСЫ (ақпараттық) КЭС шығарған электрэнергиясын есептеу мысалы.....	29
БИБЛИОГРАФИЯ	32

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 қолданымдағы нормативтік-техникалық құжаттарының негізінде әзірленген.

Ережелер жинағында жаңа күн электр станцияларының жобалануы мен құрылысы және істеп тұрған күн 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**

КҮН ЭЛЕКТР СТАНЦИЯЛАРЫН ЖОБАЛАУ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Енгізілген күні - 2015-07-01

1 ҚОЛДАНУ САЛАСЫ

Осы ережелер жинағы күн фотоэлектрлік модульдер мен и батареялар қолданылатын дербес (қуаты төмен) және өндірістік күн электр станцияларын (әрі қарай - КЭС) жобалауды қамтиды.

Ережелер жинағы күн сәулесі энергиясын тікелей электр энергиясына айналдыратын күн электр станцияларын жобалауға мүмкіндік беретін оңтайлы жобалық, сәулет және инженерлік шешімдер жиынтығын қамтиды.

Ережелер жинағы келесі технологиялар арқылы жобалауға арналмаған:

- гелиотермалдық энергетика;
- термоауалық күн электр станциялары;
- күн аэростаттық электр станциялары

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 ЕЖ 2.04-103-2013 Ғимараттар мен имараттарды найзағайдан қорғау құрылғысы.

ҚР ЕЖ 5.01-101-2013 Жер имараттары, іргелер мен іргетастар

МЕМСТ 27751-88 Құрылыс құрылымдары мен негіздердің сенімділігі. Есептеу бойынша негізгі ережелер.

ЕСКЕРТУ Осы ережелер жинағын қолдану барысында нормативтік құжаттар мен сілтемелік стандарттардың әрекетін ағымдағы жыл шеңберінде «Қазақстан Республикасының стандарттау жөніндегі нормативтік құжаттарының сілтеуіші», «Стандарттау жөніндегі мемлекетаралық нормативтік құжаттар сілтеуіші», «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.

Ресми басылым

3 ТЕРМИНДЕР МЕН АНЫҚТАМАЛАР

Осы ережелер жинағында келесі терминдер мен анықтамалар қолданылады:

3.1 **Фотоэлемент (ФЭ):** Күн сәулесінің энергиясын электрге түрлендіргіш.

3.2 **Күн фотоэлектрлік модулі (КФЭМ):** Саңлаусыз екі қабат арасында өзара дәнекерленген күн фотоэлементтері бар шыңдалған әйнектен тұратын монолит табақша.

3.3 **Күн фотоэлектрлік батарея (КФЭБ):** Өзара тізбектей не параллел жалғанған КФЭМ-дерден құралған, күн сәулесі энергиясын электрге айналдыратын қатты табақша-конструкция.

3.4 **Күн электростанциясы (КЭС):** Бір немесе бірнеше КФЭБ-дан тұратын және күн сәулесі энергиясын түрлендіру арқылы электр энергиясын алуға арналған энергетикалық имарат.

3.5 **Инвертор:** КФЭБ арқылы алынатын тұрақты токты айнымалы бірфазалық 220 В/50 Гц немесе үшфазалық 380 В/50 Гц токқа түрлендіретін электрондық құрылғы.

3.6 **Контроллер:** КФЭБ энергия көздерін басқаратын және аккумулятлар жиынтығындағы заряд пен оның азайуын бақылауға арналған электрондық құрылғы.

3.7 **Аккумулятор батареясы (АБ):** Химиялық энергияны электр энергиясына түрлендіру арқылы жинақтайтын және оны тұтынушылардың қолдану мақсатында қолданылатын қондырғы.

3.8 **Зарядтағыш құрылғы:** Аккумулятор батареясын зарядтаушы, автоматты, жартылай автоматты және қолмен басқарылатын электрондық құрылғы.

3.9 **КЭС электрлік жүйелері:** Тұтынушылар мен электр желілерін электр энергиясымен қамтамасыз ететін бір жүйеге жинақталған энергетикалық құрылғылардың кешені.

4 ЖАЛПЫ ЕРЕЖЕЛЕР

Жаңа КЭС-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.

4.1 Осы нормативтік құжат жобалық қуаты 5 кВт және одан асатын жел электр станцияларын (бұдан әрі - КЭС) жобалау ережелерін қамтиды. Ұсынбалы ережелерді бұрыннан бар технологиялық схемалармен, жабдық құрастырымдарымен, ғимараттар және имараттармен ескерілетін сәйкес түзетулері бар кеңейтілетін және қайта жөнделетін КЭС-на қатысты қолдануға болады.

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

4.3 КЭС-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;

4.4 КЭС-н жобалау барысында қолданылатын күн энергетикалық қондырғысының, оның орналасатын аймағының климаттық жағдайларында, барлық энергетикалық шығындарды шегергендегі, электр энергиясын өндірудегі максималдық мүмкіндіктері ескерілуі тиіс.

5 КЭС ЖОБАЛАУ ЕРЕЖЕЛЕРІ

5.1 Аймақтың климат жағдайларын бағалаумен бірге КЭС орналастыру жоспары

5.1.1 КЭС-н жобалау барысында жобаның және электр қуатының жылдық өндірімін жүзеге асыру үшін КЭС орналасқан аймақта ұзақ уақыт күн сәулесінің түсуін және ашық күн райының ұзақтығын энергетикалық әлеуетті ең жоғары дәлдікпен бағалау керек.

5.1.2 КЭС құрылысын салатын жерді таңдағанда күн сәулелері кедергісіз түсетін кең ашық жазықтықты немесе биік жерде орналасқан жазық тегіс жерді қарастырған жөн.

5.1.3 КЭС орналастыру алаңын таңдау және жобаның алдын-ала техникалық-экономикалық негіздемесін әзірлеу кезінде, күн сәулесінің потенциалын (орташа ай ішіндегі, иезгілдік және орташа жыл ішіндегі), оның қуатының көрсеткіштерін сол жердің климаттық шарттарына сай анықтау мақсатында күн энергетикалық ресурсын алаңға ең жақын:

- құрлықтағы метеостанциялардың;
- әуежайлардың;
- спутниктік деректердің

қолда бар көпжылдық мұрағаттық метеорологиялық мәліметтері негізінде бағалау қажет.

Күн энергетикалық ресурсын алдын-ала бағалаудың нәтижелері КЭС құрылысының тиімділігі жөнінде шешім қабылдауға мүмкіндік береді.

5.1.4 Бағдарламалық жасақтама КФЭБ орналастыру жоспарын жасағанда үлестіру карталарын жасауға келесілер мүмкіндік береді:

- алаңшаның топографиялық қиындығының дәрежесін бағалауға;
- ұзақ уақытқа күн жарықтануының орташа жылдық шамасын есептеуге;
- күн сәулесінің қуатының тығыз таралу мүмкіндігін анықтауға;
- сол ортаның басқа да факторларын бағалауға (ауаны тығыздығы мен ластығы, ауа температурасы, ылғалдылығы, жай түсу мүмкіндігі, орташа жылдық ауа райының қолайсыздығы, қар, жаңбыр жауу жиілігі, мұз қату ерекшеліктері, жел соғу жылдамдығы, тұздардың болуы, химиялық ыелсенді орталардың болуы және т.б.);
- алаңшаның сейсмикалық сипатын бағалауға;
- КЭС жобасын теориялық түрде жасауға;

– күн түсу қуатының шамасын күн сәулелерінің түсу бұрышына байланысы бойынша моделдеуге;

- КЭС құрамының сызбасын және оны оңтайлы бейімдеуін жасауға;
- жақын орналасқан КФЭБ бір бірін көлеңкелеуін бағалауға;
- алынатын энергия шамасын есептеуге;
- ІЕС (МЭК) 61400-1 бойынша классификациясын алу үшін құжаттар дайындауға.

Орташа тәулік ішіндегі күн түсу қуатын және бір жыл ішіндегі күн ашық болатын кездерді есептегенде арнайы компьютерлік программа қолданылады..

Осы арнайы программа КЭС орналасатын алаңшада келесі шамалардың таралу картасын құруға мүмкіндік береді:

- бір жылдағы болатын ашық күндер мен сағаттардың орташа,
- әр ай бойынша күн сәулесінің орташа тәуліктік қуатын,
- бір тәуліктегі, айда және бір жылда күн сәулесінің қосынды қуатын.

5.1.5 КЭС-н жобалау кезінде, КФЭБ-ды орналастыру үшін алдын-ала көлемі сәйкес келетін бір немесе бірнеше аумақты таңдап алған жөн.

5.1.6 КФЭБ орналастыру схемасы олардың КЭС құрамындағы орнын анықтайды.

5.1.7 Орналастыру сызбасын жасағанда таңдап алынған алаңшада қажетті қуаты бар КФЭБ тиімді орналастыру келесі шарттарды ескере отырып орындалуы тиіс:

- электр энергиясын неғұрлым көп мөлшерде өндіру мен өзара көлеңкелеуді болдырмау мақсатында КФЭБ аралығындағы оңтайлы ара қашықтықтарды анықтау;
- ауа ортасының сапасы КФЭБ жазық беттерінің ескіруін тездететін болғандықтан, оларды шаң тоқаңнан желдетіп отыратын және қалқалай алатын нысандар жанында орналастыруға көңіл бөлу;

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

- санитарлық нормаларының сақталуын ескере отырып жоспарлау қажет;
- аймақтың бұрыннан бар инфрақұрылымы мен шектеулерін ескере отырып, қарастырылатын табиғи жағдайларда құрылыс алаңын ұйымдастыру мүмкіндігі.

5.1.8 КЭС салынатын алаңшада КФЭБ оңтайлы орналастыру мыналарды ескере отырып жүргізілуі тиіс:

– осы таңдап алынған жерде күн сәулелері көп жарықтайтын жазық кең алаңда орналастыру;

– күн сәулелері түсуіне кедергі болатын аймақ жерінің бедеріне, оның кедір-бұдырлығына, ондағы табиғи (ормандар, төбелер және т.б.) және қолдан салынған (ғимараттар, биік имараттар және т.б.) кедергілердің;

- КФЭБ бекітетін конструкцияларға КЭС алаңында жел әсер шамасының аз болуы;
- қуат беретін нысандар құрылысының және электр желілеріне технологиялық жалғанудың, КЭС жабдығы үшін технологиялық жалғанудың оңтайлы нүктесін анықтаудың, энергия жүйесі тарапынан КЭС қуатын шектеудің құны;

- жер телімдерінің мәртебесі;
- экологиялық шектеулер;
- өзге шектеулер (елді мекендердің жақын орналасуы, авиация, байланыс желілері,

қорғау аймақтары, мәдени және археологиялық ескерткіштер, жер асты коммуникациялар және т.б.).

5.1.9 КЭС жобалау кезінде келесі мәліметтерді ескеру керек:

- КЭС алаңының географиялық орналасуының жағдайы, жергілікті климат сипаттамалары: күн түсу параметрлері, жел бағыттары мен күн түсуіне әсер ететін жергілікті факторлар (рельефі, өсімдіктер, алаңдағы және жақын орналасқан ғимараттар);
- бір жыл ішіндегі бақылаулар негізіндегі жел соғу бағытының өзгермелілігі;
- көп жыл ішіндегі метеопост бақылаулар негізіндегі жел соғу бағытының өзгермелілігі.

5.1.10 КЭС алаңының топографиялық түсірілімі дандшафт ерекшеліктерін көрсететіндей 1:1000 көп емес масштабта болуы керек. Жақын орналасқан территорияның (жан жағына 2 км кем емес) топографиялық түсірілімі архивтік материалдар жоқ кезінде дандшафт ерекшеліктерін көрсететіндей 1:10000 масштабта орындалуы мүмкін, жер бедерінің қимасы 5,0 м артпайтындай.

5.1.11 КФЭБ табақшаларын орналастыру үшін [1] сәйкес есептеу формулалары арқылы олардың конструкциясы мен бір табақшаның ауданын ескере отырып өзара көлеңкелеуін есептеу керек, көлеңкелеуді жыл мерзіміне, тәулік уақытына тәуелділік негізінде есептеп, көлеңкелену коэффициентін табу керек (1 сурет).

5.1.12 Күн сәулесінің қуатын сараптай отырып, көлеңке L ұзындығын төрт сипаттамалық нүктелерге бағалау керек – жазғы және қысқы күн шығуына және көктемгі мен күзгі күннің теңелуіне. Көлеңкелеу коэффициентін α_{ji} табақшаны жер бетінен орналастыру h биіктігінің бөлігі ретінде көрсеткен жөн.

5.1.13 Күн бұрышы α мен көлеңке ұзындығы L есептеу үшін (1 сурет) мына өрнек қолданылады [2]:

$$\alpha = \arccos\{0,4\cos[(2\pi N - 346\pi)/365]\} \quad (1)$$

мұнда N – бірінші қаңтардан есептегенде жылдың күн саны;

$$H^0 = \arcsin(\sin\alpha\cos\delta\cos\tau + \cos\alpha\sin\varphi) \quad (2)$$

мұнда $\tau = (t - 12)\pi/12$ – сағаттық бұрыш, t – орта түннен санағандағы уақыт, φ – жергілікті жердің географиялық ені;

$$L = h \sin\varphi / \tan H^0 \quad (3)$$

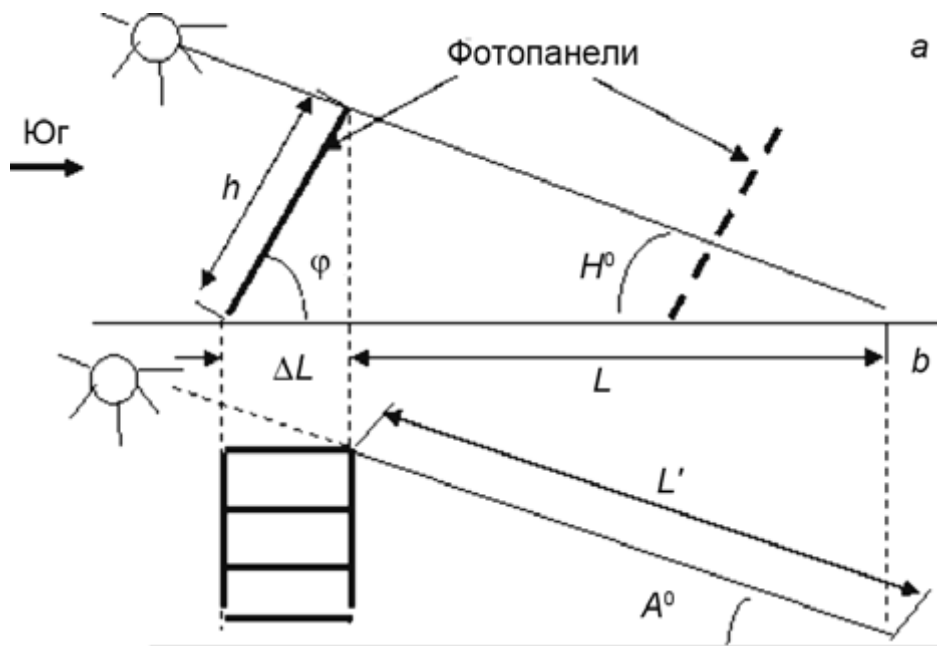
мұнда h – КФЭБ жер бетінен орналасу биіктігі;

L – фототабақшалар қатарына перпендикуляр бағыттағы көлеңке ұзындығы, $L = L' \cos A^0$

$$\cos A^0 = (\cos\alpha - \sin\theta \sin H^0) / (\cos\delta \cos H^0) \quad (4)$$

мұнда A^0 – азимуттық бұрыш,

L' – көлбеу түскен көлеңке ұзындығы.



a – жанынан көрініс; b – жоғарыдан көрініс.

1 сурет – Өзара көлеңкеленуді есептеудің КФЭБ орналасу сызбасы

5.1.14 КЭС алаңында фототабақшалар ара қашықтығы L қыста есептік шамадан артық алу керек (шамамен $L = 3,8h$), КЭС пайдаланған кезде КФЭБ техникалық қызмет көрсету шарты бойынша.

5.1.15 КФЭБ орналастыруға қол жетімді болған алаң шегінде, құрылыс базасының ұйымдастырылуынан бастап, белгіленген техникалық параметрлер негізінде (бойлық және көлденең еністер, 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.

5.1.16 Сонымен бірге, орналастыру схемасын дайындау барысында іргетастардың қалану мәселесіне және КФЭБ монтажіның схемасына зор мән беріліп, олардың таңдалған алаң шеңберінде техникалық орындалуын бағалау іске асырылады.

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

5.1.18 КЭС-ң негізгі құрылыстары күн энергиясын электр энергиясына өзгеруін, энергияның КФЭБ бастап, қуат жүйесіне жалғанған орнына дейінгі таралуын қамтамасыз етуге бағытталған.

5.1.19 КЭС-ң негізгі имараттарына келесілер жатады:

- КФЭБ;
- 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.

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

- қызметтік-өндірістік корпус;
- КЭС аумағының шеңберінде байланыс құралдары бар орындар;
- КЭС-ң қуат жүйесінің диспетчерлік орнымен байланысын қамтамасыз етуге арналған байланыс желілерімен және құралдарымен жабдықталған орындар.

5.1.21 Қосалқы ғимараттар мен имараттарға:

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

5.1.22 Әрбір нақты КЭС үшін қосымша және қосалқы имараттар құрамы өзгеріп отыруы мүмкін.

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

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

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

5.1.26 КЭС бас жоспарының құрастырылымы келесі жағдайларды қамтамасыз етуі тиіс:

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

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

- КФЭБ-ң бірлік қуаты салыстырмалы түрде төмен және олар өзара жел көлегейлеу әсерін төмендету үшін кең аймақтарда орналастырылады;
- Әрбір КФЭБ-ға пайдалану жағдайларына қажетті технологиялық автокөлік кіре

беріс жолдарын салу;

- Әр КФЭБ-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;

- КЭС-ны шағын іске қосу кешендері арқылы пайдалану мүмкіндігі.

5.1.28 КЭС-ң бас жоспарларын құрастыру барысында сонымен бірге келесілерді қамтамасыз ету қажет:

- КЭС 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 (ОПС) мүмкіндігінше электр қуатын өндіретін КФЭБ күштерінің ортасында орналастырған жөн;

- қосымша және қызметтік ғимараттар мен имараттарды барынша тұтастыру;

- метеобекеттерді орналастыратын орынның және олардың санының жеткілікті болуы;

- КЭС-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;

- КЭС және шағын станцияларды елді мекендердің тұрғын үйлерінен, өндірістік және өзге нысандардан жеткілікті дәрежеде жақын орналастыру;

- табиғи ландшафттарды сақтауға және жанбыр 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 КЭС 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;

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

5.1.30 КЭС-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.

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

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

5.1.33 Үстіртін сулар ағысын бұру су бұрғыш имараттар жүйесімен жер бедерінің төмендетілген жерлеріне жіберу (жыралар, науалар, таудағы орлар, құбырлар т.б.) арқылы жүзеге асады.

5.1.34 КЭС 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 күн сәулесінің молынша түсуін барынша қамтамасыз ету.

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

5.1.36 Көтергіш-көлік құралдарын КЭС қосымша имараттарының өндіріс бөлімінде орналыстырған жөн.

5.1.37 КЭС алаңында жөндеу және профилактикалық жұмыстардан қалған материалдардың қалдықтарын, КЭС 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 ТИІМДІ СӘУЛЕТ-ҚҰРЫЛЫС ШЕШІМДЕРІ

6.1 КФЭБ іргетастарын қосқанда, КЭС ғимараттары мен имараттарының сындарлы шешімдері КФЭБ әзірлеушісінің талаптарын ескере отырып сәйкес қабылдануы тиіс.

6.2 КФЭБ сенімділік деңгейі (ФЭ, КФЭМ қосқанда) КФЭБ әзірлеушісі тарапынан бекітіледі.

6.3 КФЭБ жабдығының, ғимараттары мен имараттарының іргетастарын инженерлік-геологиялық ізденістер нәтижесінде алынған физикалық-механикалық, деформациялық көрсеткіштерді және топырақ беріктігінің көрсеткіштерін ескере отырып жасау қажет.

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

6.5 Іргетас түрін таңдау ҚР ЕЖ 5.01-101, МЕМСТ 27751 талаптарына сәйкес келіп, нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру негізінде жүзеге асырылуы тиіс. Таңдалған іргетастар КФЭБ динамикалық жүктемесінен келетін тербелістерге төзімді болып, жақын орналасқан КФЭБ 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. КЭС-ң ықтимал кеңеюі үшін ҚӨК-та резервтік алаңдарды алдын-ала ойластырған жөн. КЭС-ң қосымша нысандары үшін жергілікті құрылыс және өңдеу материалдарын қолданған жөн.

6.7 Табиғи жарықтың түсуі және КЭС алаңын қарау мақсатында орталық басқару пунктiнiң терезелерiнiң саны мен ауданы көп бөлмелерде ұйымдастыру қажет.

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

7 КЭС НЕГІЗГІ ЖӘНЕ ҚОСЫМША ЖАБДЫҒЫ

7.1 Фотоэлектрлік элементтерді таңдау ережелері

7.1.1 Барлық түрлерінің ішінен қажетті фотоэлементті (ФЭ) таңдау (сонымен қатар КФЭМ және КФЭБ) оның конструктивтік және техникалық сипаттамаларымен анықталады.

7.1.2 Құрылымдық сипаттамаларға мыналар жатады:

- ФЭ жасалынған материал;
- қуатты реттейтін жүйе;
- ФЭ күнге бағыттаушы жүйе;
- тіреуші құрылымның конструкциясы мен биіктігі;
- ФЭ жүйесінің апаттық жағдайда жұмыс істеу принципі;
- ФЭ қуатын КФЭБ табақшасынан аккумулятор батареялары мен таратушы шкафқа жеткізу жүйесі;

- найзағайдан сақтану жүйесі және т.б. жатады

7.1.3 Техникалық сипаттамаларға мыналар жатады:

- ФЭ түрі және оның тағайындалған қуаты;
- қуаттың электрлік (кернеулік) сипаттамасы;
- ФЭ тағайындалған қуаты бойынша КФЭБ меншікті ауданы;
- ФЭ түрі үшін күн сәулелерінің спектр аумағы;
- ФЭ сенімділігінің көрсеткіштері;
- ФЭ қызмет мерзімі жатады.

7.1.4 КФЭБ үшін ФЭ түрін таңдау берілген құрылыс алаңы үшін мыналар болып табылады:

- берілген құрылыс алаңы үшін күн сәулелерінің түсу сипатына қарай электр энергиясын мүмкіндігінше көп мөлшерде өндіру;
- КФЭБ берілген қуатын тиімді пайдалану коэффициентінің жоғарғы мәні;
- өндірілген электр энергиясының мүмкіндігінше ең аз сату құны.

7.1.5 КФЭБ үшін ФЭ таңдаған кезде КЭС салынатын жердің климатына сәйкес

келетін ФЭ қарастыру керек, яғни:

- шектік және экстремалды температуралар, ауаның ластығы мен ылғалдылығы;
- экстремалды ауа райының шарттары (құйындар, дауылдар, атмосфералық ауаның тұздылығы, құмды борандар, қар қалыңдығы мен жүктемесі).

7.1.6 7.1.1 - 7.1.5 п. келтірілген ережелер бойынша таңдап алынған ФЭ үшін қарастырылып отырған жердегі күн түсу сипаттамасына сай әрбір КФЭМ (немесе КФЭБ) жылдық есептік электр энергиясын өндіру мөлшерін анықтау керек. Жер телімін КЭС салу үшін таңдау кезеңінде бұл есептеуді [3] келтірілген әдісті қолданып, анықтауға болады.

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

7.1.8 КФЭБ техникалық сипаттамалары Мемлекеттік стандарттар органдары тіркеген Техникалық жағдайлардың ішінде келтірілген мәліметтер негізінде қабылданады. Оларға сәйкес қондырғылардың жиынтықты жеткізілімі жүзеге асырылады. КФЭБ 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.

7.1.9 КФЭМ құрау үшін ФЭ түрін таңдаған кезде КЭС ішкі жүйесі ФЭ өндіретін тұрақты ток кернеуін тарату желісіндегі стандарттық түрге айналдыратын кернеуді түрлендіруші тізбегі болуы керек және ол фазалар саны, ток жиілігі және кернеу шамасы бойынша сәйкес болуы керек.

7.1.10 Қолданатын инверторда КФЭМ өндірген тұрақты токтың орташа кернеу мәні $U_{ФП}(\varphi_{ji})$ мен инвертор кернеуі $U_{Ф1}$ арасындағы байланыс мына өрнектен табылады [4]:

$$U_{ФП}(\varphi_{ij}) = 2U_{Ф1}\sin(\pi/6)\cos\beta + \Delta U_{\gamma}(I) + \Delta U_M \quad (5)$$

мұнда β – КФЭМ қосылу бұрышы, γ – КФЭМ коммутация бұрышы,

I – инвертордың тогының орташа мәні,

$\Delta U_{\gamma} - I$ тогының коммутациясынан болатын кернеудің түсуі,

ΔU_M – КФЭМ – модульдердегі кернеудің түсуі.

7.1.11 Егер КЭС салғанша метеоберілгендері бойынша тек бір жыл ішіндегі күн сәулесінің қосынды қуаты φ_i , ашық күндер d_i мен сағаттар h_i белгілі болса, онда алдын ала орындалатын есептеулерде КЭС салынатын ауданда бір жылдың әр айындағы орташа тәуліктік күн сәулесінің қосынды қуаты φ_{ji} , ашық күндер d_{ji} мен сағаттардың h_{ji} орташа мәндері есепке алынуы керек.

7.1.12 ФЭ әртүрлі кернеу-амперлік сипаттамасына ие болатындығы белгілі. Егер кернеу-амперлік сипаттамасының формасы ток көзіне сәйкес болса, онда $U_{ФП}(\varphi_{ji})$ -тің φ_{ji} мәнінен тәуелділігі минималды, сонда осындай ФЭ инвертор жүйесінде қолдану өте ыңғайлы болады. ФЭ тогын қосқан кезде γ бұрышының мәні салыстырмалы көп емес, сондықтан алдын ала $U_{Ф1}$ есептеулер жасағанда $\Delta U_{\gamma}(I)$ мен ΔU_M мәндерін нөлге теңесе болады.

7.1.13 Желіге $U_{\Phi 1}$ кернеуін беру үшін инвертор жұмысының режимін β бұрышын өзгерту арқылы орындау керек. Бірақ β өзгерту инверторды басқару схемасын қиындатады, β арттырған кезде $U_{\Phi 1}$ кернеу мәнінде жоғары гармоникалар арта бастайды. Ал кернеу-амперлік сипаттамасының ток көзінің сипаттамасына тең кезінде $U_{\Phi \Pi}(\phi_{ji})$ -тің ϕ_{ji} мәнінен тәуелділігі минималды болады, ал β бұрышы 15° аспайды. Осы кезде $U_{\Phi 1}$ кернеу мәнін мына өрнектен табылады:

$$U_{\Phi 1} U_{\Phi \Pi}(\phi_{ij}) = U_{\Phi \Pi}(\phi_{ij}) / [2,1 \dots 2.3] \quad (6)$$

мұнда $U_{\Phi 1}$ – трансформатор орамдарындағы инвертордан алынатын фазалық кернеу, $U_{\Phi \Pi}(\phi_{ji})$ – КФЭМ (немесе КФЭБ) алынатын тұрақты ток кернеуі.

КЭС ішкі желісі әртүрлі дәрежедегі кернеу мен токтардың үш түрінен тұрады.

Біріншісі – КЭС ішкі желісінің түрлендіруші бөлігі – көптеген КФЭМ тұратын тұрақты ток тізбектері, қосушы кабельдер, инверторлар, трансформаторлар.

Екіншісі – трансформатордан алынатын бірінші дәрежелі деңгейдегі кернеудің (көбіне 10 кВ) үшфазалы айнымалы ток тізбектері, радиалды және магистралды үшфазалы айнымалы ток кабелдер.

Үшіншісі – 35 және 110 кВ кернеулік орталық подстанция. КЭС орналасқан аудан үлкен болғандықтан бірнеше подстанция болуы мүмкін, КЭС қуатына байланысты.

7.1.14 ФЭ таңдаған кезде оның паспорттық берілгендерінде күн сәулесінің $\phi_{i0} = 1000 \text{ Вт/м}^2$ қосынды қуатына арналған нормаланған параметрлері көрсетіледі, ал КЭС орналасқан жерде ондай күн түсу болмауы мүмкін, осыны ескерген жөн.

7.1.15 КФЭБ құрылымдық құжаттар жиынтығы КЭС жобалау, КФЭБ монтаждау және пайдалану үшін қажетті көлемде ақпаратты қамтуы тиіс.

7.1.16 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 Автономды КЭС үшін аккумулятор батареялары

7.2.1 КЭС өндіретін электр энергиясы күннің жарығына тәуелді болғандықтан, фотоэлектрлік жүйелерді жасағанда энергияны сақтау мен жинақтау басты міндет болып табылады.

КЭС жұмысының сенімділігі мен тиімділігі аккумулятор батареяларын дұрыс таңдауға байланысты.

7.2.2 Автономдық фотоэлектр жүйелері үшін аккумулятор батареяларын қолдану тек энергияны сақтау мен жинақтау ғана емес, сонымен қатар энергия көзінен тұтынушыға дер уақытында жеткізу, пайдалану кезінде алынатын кернеудің тұрақтылығы, кернеудің артуы кезінде электр құралдарының істен шықпауын болдырмау.

7.2.3 Автономдық не гибридік күн электр жүйелерінде қолданылатын аккумулятор батареялары кеш түскеннен энергиясын жоғалта бастайды да күн жарық кезде қайта зарядталады.

Ең кең тараған қорғасынды-қышқыл батареялары: стартерлік (автомобилдердікі); AGM (герметикалық); герметикалды гелдік; пластиналардан құралған құйылмалы (OPzS сериясы); тартушы және басқалар.

Әртүрлі аккумулятор түрлері әртүрлі зарядталу циклдерімен, сақтау мерзімімен, сыйымдылығымен, жұмыс істеу температурасымен, тез арада энергия жинауымен және құнымен сипатталады.

7.2.4 Нақты автономдық КЭС үшін аккумулятор батареясын таңдау бірнеше факторлармен анықталады: өздігінен зарядын жоғалтуы, аз мәнді заряд тогымен жұмыс істеу қабылеті, теріс температураларда да жұмыс істеуі (жыл бойы қолданылатын жүйелер үшін), техникадық күтімнің ең аз талаптары.

7.2.5 аккумулятор батареяларын бір блокқа тізбектей жалғау тиімдірек. Параллел жалғанғанда аккумулятор батареяларының жалпы сыйымдылығы барлығының қосынды сыйымдылығына тең болады, ал жалпы кернеу жеке бір ғана аккумулятор батареясының кернеуіне тең болып қалады.

7.2.6 Аккумуляторлардың қолданыс уақытында шамадан тыс қызуы олардың ұзақ уақыт жұмыс істеуіне кедергі болады.

7.2.7 Аккумуляторлар зарядталу кезінде сутегін бөліп шығарады (герметикаланған аккумуляторларда да), сондықтан оларды желдету қолданудың шарты болып табылады.

7.2.8 Фотоэлектрлік станциялар үшін аккумулятор батареялары жеке және олардың құрамды жиынтығынан да тұрады, алынатын кернеу 6 немесе 12 В.

7.2.9 Аккумулятор батареялары бір өндірушіден, бірдей сыйымдылықты, бір уақытта жасалынған болуы керек, яғни бір партиядан болғаны дұрыс.

7.2.10 Өндірілген электр энергиясын электр желісіне тура беретін КЭС үшін аккумулятор қуаты қажет емес.

7.3 Автономдық КЭС қосалқы элементтері

7.3.1 Автономдық КЭС қосалқы элементтері - аккумулятор батареяларының заряд-разрядын бақылайтын микропроцессорлық контроллер, инвертор және аккумулятор батареялары үшін зарядтаушы кондырғы.

7.3.2 Микропроцессорлық контроллер күн батареяларының максималды қуатын қадағалап отырады және заряд тоғына ендік-импульстік модуляция жүргізеді. Осындай контроллерлер аккумулятор батареяларын 100 % дейін зарядтайды. Заряд контроллері инвертормен біртұтас та жасалынады.

7.3.3 Фотоэлектрлік жүйелер үшін негізгі екі контроллер түрі бар: шунттық және тізбектік.

7.3.4 Заряд контроллерін қолданған кезде аккумулятор батареяларының қызмет мерзімі ұзарады және КЭС энергиясын пайдалану тиімдірек бола түседі.

7.3.5 Қуатты КЭС-да жалпы жүйені басқаратын жүйелік контроллерлер қолданылады. Бақылау жарықталынуды, температураны, тоқты, кернеуді және т.б. жүйе сипаттамаларын есепке алып және мәнін талдайтын компьютер арқылы жүргізіледі.

7.3.6 Әр фотоэлектрлік жүйе фотоэлектрдік модулдердің қуаты мен жүктеме шамасына қарай сай келетін контроллерді қажет етеді.

7.3.7 Күн батареяларымен өндірілген тұрақты ток энергиясын бір фазалы 220 В/50 Гц немесе үш фазалы 380 В/50 Гц айнымалы токқа айналдыратын әртүрлі инверторлар бар, олар ерекшелінеді:

- қуатымен,
- тұрақты ток кернеуімен,
- шығу сигналының формасымен,
- бірге орындалған зарядтаушы құрылғысымен және энергияны тура беру жүйесімен,
- аналогтық немесе импульстік схемасымен және т.б.

Инверторлар тек қана автономдық жүйелер үшін немесе электр энергиясын тура желіге беретін болып бөлінеді.

7.3.8 Инверторды таңдаған кезде мына сипаттамаларға назар аудару керек:

- номиналдық қуаты $P_{ном}$ (инверторға жалғауға болатын жүктемелер қуатының қосынды шамасы). Номиналдық қуат тұрақты 20-30 % артық алынуы керек.;
- шектік қуат $P_{шик}$ – аккумулятор батареяларынан жұмыс істегенде инвертор көтере алатын қуаттың максималды мәні. Инвертордың максималды қуатын (шектік қуатын) тұтынатын құрылғылардың қосылу тогы шамасын ескере отырып таңдау керек.
- тұрақты токты түрлендіру кезіндегі айнымалы ток сигналының формасы.
- аккумулятор батареяларының әр түрін зарядтай алуы;
- «ұйықтау» режимінің бар болуы;
- біріктіре құралған ауыстырма қосқыштың болуы, бұл сыртқы желіде ток болмаса аккумулятор батареяларынан энергия ала бастайды.
- температура өлшегіштің болуы.

Заманауи инверторлар құрамында МРРТ разряд контроллерімен жасалады, ол аккумулятор батареяларының отырып қалуына жол бермейді (шамамен 1,8 В/элемент).

7.3.9 Фотоэлектрлік жүйе түріне байланысты инверторлар екі түрге бөлінеді:

- автономдық жүйелер үшін біріккен жиілік генераторы бар инверторлар;
- желіде қолданатын инверторлар.

Екі түрлі инверторлардың ПӘК 90 % кем болмауы керек.

7.3.10 Зарядтаушы қондырғы қайта жөндеуге келмейтін герметикалды қорғасын-қышқылды аккумуляторларды автоматты түрде зарядтау үшін арналған.

7.3.11 Зарядтаушы қондырғының таңдау негізі болып қажетті зарядтау тогы, аккумулятор түрі, зарядтау жылдамдығы мен автоматтық дәрежесі табылады.

7.3.12 Аккумуляторды жиі максималды токпен зарядтау оның қызмет мерзімін азайтады. Зарядтау процессін тездету үшін бірнеше зарядтаушы қондырғыларды параллел қосу керек. Заряд тогы сонда артады және токтар қосындысына тең болады. Аккумулятордың ұзақ мерзімді жұмыс істеуі зарядтау әдісі мен қоршаған орта температурасына тура тәуелді.

7.4 Өндірістік КЭС үшін метеобекет

7.4.1 Метеобекеттің қажеттігі:

- күннің түсу қуатының өтпелі мәндерін, жел бағыты мен жылдамдығын, ауа

температурасын және қысымын өлшеу;

- электр энергиясын өндірудің тиімділігін бағалап отыру үшін күн сәулесінің ағынына мониторинг жүргізу;

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

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

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

7.4.4 КЭС жұмысын талдауға қажетті күн сипаттамаларына қатысты дұрыс мәліметтерді жинау үшін КЭС алаңының (телімінің) қарама-қарсы жағында орналасқан және негізгі метеобекеттің желмен көлегейленуі кезінде күн сипаттамаларына қатысты мәліметтерді жинақтауға арналған қосымша метеобекетті орналастыруға кеңес беріледі.

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

7.4.5 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).
- күн түсу параметрлерін мониторинг жасайтын толық станция:
 - 1 горизонталды пиранометр - күн сәулелерінің толық ағынын өлшеу үшін;
 - 1 пиргелиометр күнмен бірге күн сәулелерінің бауытымен жүріп отыратын;
 - 1 еңкейген пиранометр, пиргелиометрге қондырылған;
 - 1 қараңғыланған пиранометр - күн сәулелерінің шашырауын өлшеу үшін.

7.4.6 Барлық өлшеу құралдарын метеомұнарада, КФЭБ жазықтығының биіктігінде орналастырған жөн. Ауа температурасы мен атмосфералық қысымды өлшейтін құралдарды жер бетінен 1,5 м-ден кем емес биіктікте орналастыруға рұқсат етіледі.

7.4.7 Жел жылдамдығын өлшейтін құралдардың қырау және мұз қату жағдайларында жұмыс жасау қабілеттілігін қамтамасыз ететін жүйелер болуы тиіс.

7.5 Басқару, бақылау және диагностикалау жүйесі

7.5.1 КЭС пен оның элементтерін басқару жүйесі күн энергиясын КФЭБ арқылы электр энергиясына өзгерту және оны электр желісіне таратуды бақылайтын және оңтайлы басқаруға бағытталған біртұтас жүйе ретінде құрылуы керек.

7.5.2 Бұл ретте жүйе негізгі және қосымша жабдықты оңтайлы басқаруды және апаттық жағдайларда орын алуы мүмкін салдардың басқарылмалы түрде алдын алуын қамтамасыз етеді.

7.5.3 КЭС 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.

7.5.4 КФЭБ саны көп болған кезде, олардың жалпы қуаттылығына қарамастан, КЭС-ын негізгі және қосымша жабдықты басқару қызметін орындайтын қос деңгейлі басқару жүйесімен жабдықтау кеңес етіледі.

7.5.5 Жоғары басқару деңгейін КЭС құрамына кіретін барлық КФЭБ, орталық жоғары вольтты шағын станцияны, жалпы станциялық көмекші жүйелерді орталықтандырылған бақылау және басқару үшін, сондай-ақ КЭС-ң метеобекеттерінен келетін ақпаратты қабылдау және өңдеу үшін жобалау қажет.

7.5.6 Төмен басқару деңгейі жекелеген КФЭБ жұмысын бақылау және басқару үшін, оның ішінде бақылау және диагностикалауға қатысты толық ақпаратты тапсыру қызметтерін, сондай-ақ КФЭБ жергілікті басқару және реттеу қызметтерін орындау үшін жобалануы тиіс.

7.5.7 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.

7.5.8 КФЭБ саны неғұрлым көп және жалпы қуаттылығы 500 кВт жоғары КЭС оперативтік басқаруды орталық басқару пункттегі тұрақты оперативтік персоналымен жүзеге асырылуға кеңес беріледі. Басқа жағдайларда, экономикалық негіздеме жасау шартымен, ауысымның кезектілігін ұсынатын нұсқа қабылдануы мүмкін. Бұл жағдайда кезекші персоналда әр КФЭБ-ң шақырылмалы дабылдама құралдары және қуат жүйесінің диспетчерімен байланыс орнату құралдары орнатылуы тиіс.

7.5.9 КЭС орталық басқару пунктін орналасу орнын таңдаған кезде, осы нысана және КФЭБ арасындағы шоғырсым желісі ұзындығының қысқартылуын, сондай-ақ КФЭБ алаңын еркін қарай алуды қамтамасыз ету қажет.

7.5.10 Орталық басқару пунктінің және басқару, бақылау және диагностикалау жүйесінің жабдығын орналастырудың өлшемдері бұл бөлмелерде кезекші персоналдың тұрақты түрде болуының эргономикалық талаптарының негізінде қабылданады.

7.5.11 КЭС-ң технологиялық процесстерін автоматты басқару жүйесі (ТПАБЖ) 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.

7.5.12 КЭС орталық басқару пунктiнiң жабдығын әр КФЭБ төменгi деңгейлi жүйелерiмен аппараттық және бағдарламалық үйлесiмдiлiк шартымен таңдаған жөн.

7.5.13 КЭС орталық басқару пунктiнiң басқару қондырғылары КФЭБ-ң iске қосылуы мен өшiрiлуiн қамтамасыз етуi тиiс, олардың қызметi КЭС-ң қуат беру желiлерiнде кернеу толығымен жоқ болған кезде де қамсыздандырылуы тиiс. Осы құрылғылардың қуат алуын қамтамасыз ету үшiн бөлек тоқтаусыз қуат берушi агрегаттар орнатылуы немесе шағын станциялардың аккумуляторлық батареядан резервтік қуат алуы бар қуат берушi агрегаттар қолданылуы тиiс.

7.5.14 КЭС басқару жүйесi барлық КФЭБ күндiзгi және түнгi күн қуатынан мүмкiндiгiнше максималды электр қуатын өндiруi үшiн олардың жұмысын автоматты түрде орындалуын қамтамасыз етуi керек.

7.5.15 КЭС орталық басқару пунктiнде келесi ақпараттық қызметтер орындалады:

- күн жарығының параметрлерi жөнiнде, әр КФЭБ мен шағын станцияның электр параметрлерi (кернеу, ток, қуат, электр қуатының көлемi) жөнiнде аналогтық ақпаратты жинау және дисплейде немесе бас басқару қалқанында көрсету. Бұл параметрлердi екi бағытта (берiлiс үшiн және тұтыну үшiн) өлшеу қажет;

- әр КФЭБ күйi (қосулы/өшiрiлуi) жөнiнде, жоғары вольтты қосымша станцияларды бас схемаларының ауыстырып-қосқыштарының күйi (қосулы/өшiрiлуi) жөнiнде, жалпы станциялық көмекшi жүйелердiң күйi жөнiнде негiзгi дискреттік технологиялық ақпаратты жинау және дисплейде немесе бас басқару қалқанында көрсету;

- әр КФЭБ-ң, шағын станцияның және жалпы станциялық жүйенiң негiзгi және қосымша технологиялық жабдығындағы ақау және авария жөнiнде жалпыланған және мағынасы ашылған дискреттік ақпаратты жинау және дисплейге көрсету;

- оқиғаларды автоматты тiркеу, мәлiметтердiң тәулiктiк және айнымалы қисық сызығын құру және басып шығару;

- жабдықтың техникалық күйi жөнiнде ақпаратты, оны диагностикалау нәтижелерiн жинау, жалпылау және талдау, статистика және ағымдағы қызмет көрсетулер мен жөндеулердi орындау қажеттiлiгi үшiн деректер қорын жасау;

- негiзгi ақпаратты құру және қуат жүйесi диспетчерiнiң деңгейiне тарату. Қағида бойынша, жоғары деңгейге жалпы активтi және реактивтi қуат (бағытын ескере отырып) мәндерi, шығыс шағын станциялардың шиналарындағы кернеу мен жиiлiк мәндерi, қуат жүйесiне бастапқы желiлердiң коммутациялық аппараттары күйiнiң мәндерi, КЭС-ғы «Авария» және «Ақау» сигналдары берiлуi тиiс;

- тәжiрибелiк-өнеркәсiптiк КЭС-ға қажеттi қосымша қызметтер, сондай-ақ Тапсырыс берушiнiң талабы бойынша қосымша қызметтер.

7.5.16 КЭС орталық басқару пунктiнде келесi негiзгi басқару қызметтерi орындалғаны жөн:

- орталық шағын станцияның барлық жоғары және төмен кернеулi ауыстырып-қосқыштарын қашықтан қосу және өшiру және трансформаторлардың жүктелiмi астындағы кернеудi реттеушi ауыстырып-қосқыштарды басқару;

- әр КФЭБ үшiн белсендi қуатты шектеу бойынша нұсқауларды беру мүмкiндiгi;

- қозу реттегiштерiне жекелей немесе топталған әсер ету жолымен КЭС

шиналарындағы кернеу мен реактивті қуаттылықты реттеуге арналған генераторлардың қозуын орнатуды қашықтан өзгерту (қозуды қашықтан реттеу мүмкіндігін ескеретін синхронды генераторлары бар КФЭБ үшін ғана).

7.5.17 Төмен деңгейдің басқару құралдары КФЭБ толық жергілікті басқаруды қамтамасыз етуі тиіс және, әдетте, әр КФЭБ-мен бірге жеткізілуі тиіс.

7.5.18 Әр КФЭБ мен шағын станцияны орталықтан басқаруды «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 КЭС орталық басқару пунктінен «жергілікті» басқаруға көшірілу жөнінде хабарлама жіберілуі тиіс.

7.5.19 КЭС нысандарын технологиялық басқару қызметтерінен басқа, орталық басқару пунктінде КФЭБ мен шағын станцияларға техникалық қызмет көрсету және жұмысын есепке алу мәселелерін шешуге арналған кәсіпорынды басқарудың автоматтандырылған жүйесінің құралдары орнатыла алады:

- жабдыққа техникалық қызмет көрсету бойынша жұмыстың орындалуына өкім беру жүйесін жүргізу;
- әр КФЭБ жабдығына техникалық қызмет көрсету бойынша жұмысты орындау көлемі мен уақытының есебі;
- КЭС-на қосалқы бөлшектер шығынының есебі;
- әр КФЭБ-на техникалық қызмет көрсетуге және жөндеуге жұмсалатын шығындар есебі;
- КЭС-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 мекемені автоматты басқару жүйесі тарапынан технологиялық процесстерін автоматты басқару жүйесі элементтеріне рұқсатсыз әсерлердің алдын алу үшін қорғаныс шараларын ескерген жөн.

8 КЭС СЕНІМДІЛІК КӨРСЕТКІШТЕРІ

8.1 КЭС және оның құрылымдық элементтерінің сенімділік көрсеткіштерінің мәндері өзіндік құнының минималдық мәнінде электр қуатын шығаруды қамтамасыз етуге сүйене отырып алынады.

8.2 КЭС 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 шығынын ескергендегі, элементті жөндеудің орташа ұзақтығы.

8.3 КЭС-ң жүйелері мен жабдығының сенімділігі жабдықтың негізгі элементтерін, желілер мен жүйелерді бөлек резервтеумен, жұмысшы жүктелген резервтеумен және

қоймалық резервтеумен қамтамасыз етілуі тиіс.

8.4 КЭС-ын құрайтын элементтер үшін қалпына келтіруі бар резервтеуді ескерген жөн. КФЭБ-ң жылдам тозатын бөліктері мен тораптарының қоймалық резерв ретінде сақталуын ескеру қажет.

8.5 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.

9 КЭС ПАЙДАЛАНЫЛУ КӨРСЕТКІШТЕРІ

9.1 КЭС жобалау кезінде қабылданған негізгі техникалық шешімдердің сапасы техникалық және экономикалық есептеме көрсеткіштерімен анықталуы тиіс.

9.2 КЭС жұмысының тиімділігін бағалаудың негізгі көрсеткіштері келесілер болып табылады:

- электр қуатының жылдық өндірімі;
- қабылданған КФЭБ түрлері үшін атаулы қуатты қолдану коэффициенті (КЭС бойынша орташа);
- алынатын электр қуатының өзіндік құны.

9.3 КЭС жобалау кезінде метеорологиялық зерттеулерге сүйене отырып бір ғана КФЭБ электр энергиясын өндіру көлемін жоспарлағанда, ол электр қуаты жобалау кезеңіндегі есептік мүмкіндік деп қарастырылуы керек.

9.4 КЭС қажетті электр энергиясын өндіре алу мүмкіндігі әрбір жекелеген КФЭБ өндіретін энергия қосындысы ретінде анықталады.

9.5 КЭС-нан электр қуатын жобалық жіберу шамасы КФЭБ 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, КЭС жүйелері мен жабдығының сенімділігімен қабылданған жоспарлы шығындар шамасына азайтылған толық өндірім ретінде анықталады.

9.6 Қызмет етіп тұрған барлық бір типтес КФЭБ электр қуатының жылдық әлеуетті есептік өндірімін жалпы жағдайда төмендегі тәуелділік бойынша анықтайды

$$W_{\Sigma} = W_n \cdot m \cdot (1 - K_3) \cdot K_{\Gamma}, \quad (7)$$

мұнда W_{Σ} - КФЭБ тобымен өндірілетін электр энергия, кВт•ч;

W_n – жазғы мүмкін өндірілетін электр энергия, кВт•ч;

m - КФЭБ топтағы саны;

K_3 – көлеңкелеу коэффициенті, бұл коэффициент өндірілетін электр энергиясының КФЭБ бір біріне әсер етуінен азаюын ескереді ($K_3 = 0,05 \dots 0,1$ в зависимости от схемы размещения СФЭБ);

K_{Γ} – бір топтағы барлық КФЭБ әзірлік коэффициенті .

9.7 Кз коэффициентінің бұдан төменірек мәндеріне қол жеткізу мүмкіндігін анықтау үшін КЭС алаңында көп жылғы мерзім ішінде күн түсу параметрлерінің қайталанғыштығы жөнінде нақты немесе есептеп шығарылған деректерді ескеру шартымен, үлгілеу әдістерін қолдана отырып, КФЭБ-ын орналастыруды оңтайландыру қажет. Бұл ретте КФЭБ тобы үшін $W_n \cdot m \cdot (1 - K_z)$ болжамды мәні анықталуы мүмкін.

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

9.9 КЭС-ғы электр қуатының жылдық өндірімін төмендегі теңдеу арқылы анықтаған жөн:

$$W_{КЭС} = \sum_{i=1}^k W_{Гi} \cdot K_{ГООС}, \quad (8)$$

мұндағы $W_{КЭС}$ – КЭС-ғы электр қуатының өндірімі, кВт·ч;

$W_{Гi}$ – КФЭБ тобының электр қуатының өндірімі, кВт·ч;

k – КФЭБ саны;

$K_{ГООС}$ – КФЭБ-ң қызмет етуін және өндірілген электр қуатының желі арқылы электр қуатының есебін жүргізу түйініне дейін берілісін қамтамасыз ететін жалпы станциялық жабдық пен жүйелердің әзірлік коэффициенті.

9.10 $K_{ГООС}$ мәнін КЭС элементтерінің сенімділік көрсеткіштеріне сүйене отырып есептелінеді. Жобалау кезінде $K_{ГООС} = 0,99$ мәндерін қолдануға рұқсат беріледі.

9.11 $K_{ГООС}$ мәндерін есептеу кезінде жабдықтың ұйымдастыру себептеріне байланысты бос тұруын ескермеген абзал.

9.12 Электр қуатының технологиялық шығыны $W_{ТП}$ КФЭБ-ң басты ауыстырып-қосқыштарынан КЭС-ң электр қуатын есепке алу торабына электр қуатын беру желісіндегі, атап айтқанда, шоғырсымдардағы, барлық трансформаторларындағы электр қуаты шығынының қосындысы деп анықтаған жөн.

Электр қуатының аталып өткен элементтер үшін технологиялық шығынының есептемесін таратылатын қуат шамасы жалғанатын КФЭБ атаулы қуатының 20 % - на тең болған жағдайда орындауға кенес беріледі.

9.13 Электр қуатын КЭС негізгі жабдығының өзіндік қажеттіліктеріне тұтынуын $W_{СН}$ электр қуатын КФЭБ өзіндік қажеттіліктеріне (электр қуатын шығару тәртібінде және бос тұру тәртібінде), атоматты жүйелерді, 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.

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

9.15 КЭС-нан тауарлық электр қуатының жобалық жылдық жіберілімі келесі теңдеу арқылы анықталады:

$$W_{ТЭ} = W_{КЭС} - W_{ТП} - W_{СН} - W_{ВО}, \quad (9)$$

мұндағы $W_{ТЭ}$ – КЭС-нан электр қуатының жобалық жылдық жіберілімі, кВт.ч;

$W_{КЭС}$ – КЭС-ғы электр қуатының өндірімі, кВт.ч;

$W_{ТП}$ – электр қуатының трансформация және таратылу кезіндегі технологиялық шығыны, кВт.ч;

$W_{СН}$ – электр қуатын КЭС-ң негізгі/қосымша жабдығының өзіндік қажеттіліктері үшін тұтыну, кВт.ч;

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

9.16 КЭС электр қуатының нақтылы жылдық жіберілімі жобамен ескерілген және ескерілмеген факторлардың толық жиынтығымен анықталады.

9.17 КЭС-ң белгіленген қуатын пайдаланудың орташа жылдық коэффициенті $K_{ЖО}$ жобалық шешімдер сапасының және КЭС орналасқан нақты алаңның метеорологиялық жағдайларында жабдық жұмысының, сондай-ақ қолдану, жөндеу және әкімшілік персоналы қызметінің тиімділігінің қорытынды көрсеткіші болып табылады. бұл көрсеткіш $W_{Г}$ мәніне сәйкес есептеп шығарылады.

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

Бұл ретте КЭС 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..

10 ЭЛЕКТРКЛІК ТЕХНИКАЛЫҚ БӨЛІМ

10.1 Электр жалғасуларының басты және ішкі схемалары

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

– КЭС құрамына кіретін КФЭБ саны және орналасуы, олардың атаулы қуаттылығы, КФЭБ түрі мен қуатының атаулы коэффициентінің кеңес етілетін мәні, реактивті қуат берілісі (тұтынуы) кезіндегі жұмыс тәртіптер, қоздыру жүйелеріне қойылатын талаптар, реактивті қуатты компенсациялау құрылғылары;

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

– қуат жүйесінің дамуын ескере отырып, максималдық және минималдық

тәртіптер үшін КЭС-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.

10.1.2 КЭС 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, КЭС жұмыс тәртіптерін ескере отырып, схема элементтеріндегі электр қуаты шығынының 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.

10.1.3 КФЭБ қуатының берілісі кернеудің үлестіруші құрылғысы арқылы немесе 8.2. т. келтірілген талаптарға сәйкес көтеруші трансформаторлар арқылы жүзеге асырылуы тиіс.

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

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

10.1.4 Электр станциясының жеке КФЭБ қуатын қуат жүйесіне беру үшін шоғынландыруды КЭС-ң ішкі электр желісі бойымен жүзеге асырған жөн.

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

- КФЭБ түрімен және оның бірлік атаулы қуатымен;
- КЭС-ң белгіленген қуатымен;
- кернеуді ұйғарынды төмендетумен (КЭС-ң ток сымдарын, қуаттың шоғырлануы жүзеге асырылатын, шағын станциялардың шиналарына жалғасу орнындағы

атаулы қуаттың 5 %).

10.1.6 КЭС-ң ішкі желісінің параметрлерін анықтауға арналған есеп тәртібі КЭС-ң белгіленген қуатын беру тәртібі болып табылады.

10.1.7 Ішкі және басты электр желілерінің құрылу қағидасын және монтажын, сондай-ақ КЭС-ң бірыңғай қуат жүйесімен жалғасуын, КЭС қуатын шоғырландыруды және күш желілерінің құрылымдық орындалуын электр монтаждық жұмыстарды орындауға тиісті лицензиясы бар энергетикалық компания орындауы керек.

10.2 Дербес және гибриді КЭС-ға арналған КФЭБ қуатын шоғырландыру схемалары

10.2.1 Дербес және гибриді КЭС-ға арналған КФЭБ-ны таңдаған кезде орташа жылдық және айлар ішінде күн жарығының түсу қуаты мен жыл кезеңіндегі қосынды энергия тұтынуды ескеріп, түзетулер енгізіп алу қажет.

10.2.2 Дербес және гибриді КЭС үшін КФЭБ қуатын шоғырландыруды аккумуляторлық батареялар (бұдан әрі – АБ) жүйесіне жүзеге асырған жөн.

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

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

10.2.5 АБ-ны КЭС қолдану ауданыдағы желдің орташа жылдық жылдамдығына байланысты таңдайды.

10.2.6 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.

10.2.7 Инверторды 220В/50 Гц стандартты кернеулі қуат тұтынудың шектік қуатына негізделі 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.

10.2.8 Жалпы қуат тұтынысын түзету кезінде шоғырсымдағы, инвертордағы және АБ-ғы қуат шығыны ескеріледі. Шоғырсымдағы шығын КФЭБ-ң қуат өндірімін 30 %-ға дейін төмендетуі мүмкін, сондықтан қуат шығынын қысқарту үшін ұзын шоғырсымды қолданған кезде шоғырсым тарамының үлкен қимасын таңдауға кеңес беріледі.

10.2.9 АБ және инверторлардағы қуат шығыны 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.

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

10.3 Өзіндік қажеттіліктерге электр энергиясын тұтыну

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

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

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

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

10.3.4 КЭС-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 КЭС үшін тиісті қажеттіліктер бар болған жағдайда, 6 (10) кВ кернеу де қолданыла алады.

10.3.5 Өзіндік қажеттіліктерге арналған шиналардағы кернеу КЭС-ң кез келкен жұмыс тәртіптерінде, сондай-ақ ол тоқтаған кезде, электр қуатымен жабдықтау көзінің авариялық өшірілуі кезіндегі резервтің автоматты қосылуын (РАҚ) 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.

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

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

10.3.7 КЭС-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.

10.3.8 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.

10.4 Басқару, дабылдама, автоматика

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

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

10.5 Электр қуатының есебі

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

10.5.2 КФЭБ-да орнатылатын есептеуіштер дәлдігінің ұйғарынды санаты 0,5 нашар болмауы тиіс.

10.5.3 КФЭБ-да электр қуатының автоматтандырылған есебі жүйелерін орнатқан жағдайда, бастапқы қадағалар мен түрлендіргіштер орнатылады, ал орталық құрылғылар КЭС ОБП-де орнатылады.

10.5.4 Активті және реактивті қуаттың есептік есептеуіштері КЭС-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.

10.5.5 КЭС-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.

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

10.6 Найзағайдан қорғаныс

10.6.1 Найзағай салдарынан туындайтын қауіптілік дәрежесін ескере отырып, КФЭБ пен метеорологиялық дінгектер найзағайдан қорғаныс бойынша ҚР ЕЖ 2.04-103 үшінші санатқа жатқызылады.

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

10.6.3 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. КФЭБ-ң жерге тұйықтаушысы қорғаныс жерге тұйықтаушы элемент болып табылады.

10.6.4 КФЭБ-ң, метеодінгектің және кешенді трансформатор подстанциясының жерге тұйықталу контурларын біріктіруге тыйым салынады.

10.7 Қосымша имараттар

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

10.7.2 Байланыс және телемеханика құралдарының көлемі КЭС-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.

10.7.3 КЭС-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.

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

- КФЭБ-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.

10.7.5 Байланыс құралдарының және ақпаратты тарату арналарының аппаратурасы тарату жылдамдығы, сенімділігі және сапасы бойынша заманауи талаптарға сәйкес келуі, сондай-ақ қуат жүйесімен берілетін техникалық талаптармен үйлесуі тиіс.

11 ӨРТ ҚАУІПСІЗДІГІ ЖӘНЕ ӨРТКЕ ҚАРСЫ ҚОРҒАНЫС

11.1 КЭС кешенінің ғимараттары мен имараттарында сыртқы және ішкі өрт сөндіру үшін КЭС 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.

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

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

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

11.5 КЭС 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.

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

11.7 КЭС кешенінің ғимараттары мен имараттарын (КФЭБ-нан басқа) автоматты өрт сөндіру жүйелерімен және өрт дабылдасумен жабдықтау қажеттілігі қолданыстағы нормалар негізінде анықталады.

11.8 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.

12 НЫСАНДЫ ҚОРҒАУДЫҢ ИНЖЕНЕРЛІК ҚҰРАЛДАРЫ

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

12.2 КЭС-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 дабылдасуы;

- КЭС алаңының қорғалатын және тыйым салынған аймақтары.

12.3 КЭС орталық басқару пунктiнiң сыртқы қоршауының биiктiгi кемiнде 2 м болуы тиiс.

12.4 КЭС подстанциялары мен орталық подстанцияларының қоршауы электр қондырғыларын орналастыру ережелерiне сәйкес келуi тиiс.

12.5 Автокөлік және көтергiш-көлік жабдығының тұрақтары мен ашық және жабық сақтау қоймаларымен бiрге КЭС ғимараттары мен имараттары аумақтарының сыртқы жарықтандырылуы жер деңгейiндегi көлденең жазықтықта 0,5 лк кем болмауы тиiс.

12.6 Қорғаныс-тосқауыл дабылдмасы:

- бөлменiң немесе әр КФЭБ-ң басқару құралдары мен автоматикасы орналасқан блоктың және метеобекеттiң кiре-берiсiнде;

- орталық басқару пунктiнiң, жөндеу шеберханаларының, сорғы станцияларының қазандық пен жабық қоймалардың кiрiп-шығатын есiгiнде және әйнектелген терезе ойықтарына ескерiледi.

12.7 Тосқауыл дабылдмасының сигналы орталық басқару пунктiне жiберiледi.

12.8 Қорғаныс металл торлар орталық басқару пунктiнiң, шеберханалар мен жабық қоймалардың бiрiншi қабатындағы терезе ойықтарында, сондай-ақ компьютерлiк зал мен байланыс бөлмелерiнiң, материалдық қоймалардың есiк ойықтарында орнатылады.

12.9 КЭС алаңында тыйым салынатын аймақ, КЭС дирекциясының рұқсатымен жұмыстарды жүргiзу мүмкiндiгi жөнiнде мiндеттi ескере отырып, жердi тұрақты және уақытша бөлiп берген аумақ шегiнде орнатылады.

13 ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ӘСЕРДІ БАҒАЛАУ

13.1 КЭС-нан тыс аумақты ауыл шаруашылық дақылдарын өсiру, шабындық, мал жаю және ауыл шаруашылық қызметтiң басқа да түрлерi үшiн қолдануға шектеу қойылмайды. Бұл аумақты орман шаруашылығын жүргiзу және бағбаншылық үшiн қолдануға шектеулер КЭС-ғы КФЭБ-ң осындай көшеттер нәтижесiнде орын алатын көлеңкеленуге негiзделе отырып қойылуы мүмкiн.

13.2 Мамандырылған ұйымның кеңесi ұсынысымен қалақтарды флуоресценттi бояумен бояу, құстарды үркiтетiн дыбыстық сигналдарды орнату, түнгi уақытта, тұман түскен кезде және көру мүмкiншiлiгi жеткiлiксiз болған кездегi басқа жағдайларда КФЭБ тiректерi мен қалақтарына жарық түсiру арқылы орнитофаунаға зиян келтiруге жол бермейтiн шараларды ескерген жөн.

13.3 Курорттық немесе халық тығыз орналасқан аймақта КФЭБ-ы пейзаждың көркемдiлiгiн бұзбауына әрекет жасаған жөн.

13.4 Ipi КЭС-ң жобасын келiсу барысында жұртшылық пен мүдделi ұйымдардың танысуы үшiн КЭС үлгiсi бар аумақтың фотомонтажын немесе макетiн қолданған жөн.

А Қосымшасы (ақпараттық)

КЭС-да электр энергиясын өндіруді есептеу мысалы

А.1 КЭС-да электр энергиясын өндіруді есептеу оның экономикалық тиімділігін анықтаған кезде негізгі болып табылады.

А.2 электр энергиясын өндіруді есептегендемына шығындар міндетті түрде ескеріледі:

- КФЭБ панелдерін КЭС алаңында орналастырғанда бір бірін көлеңкелеу дәрежесіне сай болатын шығындар,
- КЭС ішкі электр желісінде болатын шығындар,
- КФЭБ жөндеу немесе техникалық күтімдер жүргізу кезінде істен шығуынан болатын шығындар,
- КФЭБ бетінің мұздануы немесе ескіруінен болатын шағандыр,
- басқа шығындар.

А.3 Есептеулер негізінде КФЭБ оңтайлы орналастыру туралы ұсыныстар беріледі.

А.4 КФЭБ топтамасы үшін алынатын электр қуаты осы КЭС орналасқан аудан үшін келесі ретпен табылады.

Күн сәулелендіру параметрлерінің белгілі мәндерінде: ϕ_i - Күн сәулелендіру қосынды қуаты, d_i – ашық күндер саны, h_i – бір жылдағы ашық күндер, сағат.

А.5 Қосынды қуатты $P_{\Sigma\text{КФЭБ}}$, Вт/м² квартал бойынша ϕ_{ji} есептеу керек:

$$P_{\Sigma\text{КФЭБ}} = P_j(\phi_{ji}) N_j(1 - \alpha_{ji}) \quad (\text{А.1})$$

где $P_j(\phi_{ji})$ – КФЭБ алынатын қуат, N_j – КФЭБ саны, α_{ji} – көлеңкелену коэффициенті.

А.6 Мысал:

Айнымалы ток желісінде алынатын қуатты мына элементтер болғанда есептеу: екі инвертор мен трансформатор. КЭС ішкі желісінің екінші бөлігінде трансформатордан алынатын бірінші дәрежелі кернеудің үшфазалы айнымалы ток тізбегі бар (көбінесе 10 кВ), радиалды және магистралды үшфазалы айнымалы токтың кабелдері. Есептеуді 1 МВт қуат үшін орындау. Параметрлерін есептеуге керекті қатынастар (2 инвертор +ТР) А1 кестеде көрсетілген.



А.1 сурет – КЭС алаңындағы ФЭ қуаттық сипаттамасы

А.1 кесте - (2 инвертор +ТР) схемасындағы параметрлердің қатынастары

Параметр	Мәні
Фазалар саны m	3
Инвертордан алынатын тұрақты ток кернеудің орташа мәні, ТР $U_{\Sigma\text{КФЭБ}}/U_{\Phi 1}$ болған кезде	2,34
Инвертордан алынатын фаза кернеуінің мәні, инверторда $U_{\Phi 1}/U_{\Sigma\text{КФЭБ}}$ болғанда	0,427
КФЭМ-модуліндегі максималды кері кернеу, $U_{\text{ОБР. СФЭМ}}/U_{\Sigma\text{КФЭБ}}$ болғанда	1,045
ТР орамындағы токтың әсер мәні, инвертордан алынатын жерде $I_{\text{ТР}}/I_{\Sigma\text{КФЭБ}}$	0,817
КФЭМ-модуліндегі токтың орташа мәні, инверторда $I_{\text{СФЭМ}}/I_{\Sigma\text{СФЭБ}} (I_{\Sigma\text{КФЭБ}}/m)$	0,33

(2И+ТР) схемасындағы инвертор мен трансформатор параметрлері

Инвертордан шығар жерде ТР орамындағы кернеудің әсерлік мәні $U_{\Phi 1} = 0,4$ кВ, $U_{\text{ЛЛ}} = 0,69$ кВ, мұнда $U_{\Phi 1}$ - ТР орамындағы кернеудің әсерлік мәні.

Формуладан

$$U_{\Phi 1} = 0,2 U_{\Sigma\text{КФЭБ}}(\phi_{ji})/\sin(0,15 \dots 0,16)\pi \quad (\text{А.2})$$

табамыз $U_{\Sigma\text{КФЭБ}} = 850-900$ В, $U_{\Sigma\text{КФЭБ}}(\phi_{ji})$ - КФЭБ шығар тұрақты ток кернеуінің мәні.

Инвертордың есептік қуатында – $P_{\Sigma\text{СФЭБ}} = 500$ кВт [2] сәйкес, А2 кестеде токтың орташа мәні $I_{\Sigma\text{КФЭБ}} = 550-570$ А, КФЭМ-модулдеріндегі токтың орташа мәні $I_{\text{СФЭМ}} = 185$ А, СФЭМ-модулдері үшін максималды кері кернеу $U_{\text{ОБР. КФЭМ}} = 950$ В.

Инвертордан алынатын $S_{\text{ТР1}}$ ТРбір орамындағы толық қуат:

$$S_{\text{ТР1}} = (P_{\Sigma\text{КФЭБ}} \cdot \eta_{\text{и}})/(1,2 \cos \phi_1) \quad (\text{А.3})$$

мұнда $\eta_{\text{и}}$ –инвертордың ПӘК;

$\cos\phi_1$ – ТР алынатын қуат коэффициенті;

Инвертордан алынатын S_{TP1} ТРбір орамындағы токтың мәні I_{1TP}

$$I_{1TP} = S_{TP1} \cdot \cos \phi_1 / (1,7 U_{Л1}) \quad (A.4)$$

ТР алынатын кернеудің әсерлік мәні $U_{\Phi 2} = 5,78$ кВ, $U_{Л2} = 10$ кВ стандарт бойынша алынған; ТР S_{TP2} орамынан алынатын толық қуат ТР – $S_{TP2} = 2S_{TP1}$, сонда ТР орамындағы ток I_{2TP}

$$I_{2TP} = S_{TP2} \cdot \cos \phi_2 / (1,7 U_{Л2}) \quad (A.5)$$

(1) - (5) бойынша есептеулер мынандай шамалар береді $P_{\Sigma КФЭБ} = 500$ кВт; $\eta_{и} = 0,8$; $\cos\phi_1 = 0,9$; $S_{TP1} = 370$ кВт; $S_{TP2} = 740$ кВт; $I_{1TP} = 480$ А; $I_{2TP} = 40$ А.

Квартал мен жыл бойы алынатын энергия қуаты

$$W_{PAC.ЖЫЛ} = 365 \cdot 24 P_{НОМ} \cdot N \quad (A.7)$$

$$W_{PAC.КВАР} = D_I \cdot 365 \cdot 24 P_{НОМ} \cdot N \quad (A.8)$$

мұнда N – ФЭ саны; D_I – кварталдағы күн саны.

Берілген қуаттың орташа жылдық пайдалану коэффициенті K мына формулалардан анықталады

$$K_{ЖЫЛ} = W_{ЖЫЛ} / W_{ЕСЕПТІК ЖЫЛ} \quad (A.9)$$

$$K_{ИУМ КВАР} = W_{КВАР} / W_{ЕСЕПТІК КВАР} \quad (A.10)$$

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1]. Э.А. Бекиров, Л.Д. Сокут Основные этапы расчета параметров солнечной электростанции Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» № 17 (139) 2013
- [2]. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии: пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- [3]. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підруч. Київ.: НТУУ «КПІ», 2012.
- [4]. Толстов Ю.Г. Автономные инверторы тока. М.: Энергия, 1978.

ӨОЖ 725.42:620.9

ХСЖ 27.180, 29.260, 29.100.01, 29.200, 29.240

Түйінді сөздер: күн энергетикасы, күн электр станциясы, күн энергетикалық қондырғы, күн түсу қуаты, метеобекет, шағын станция, орталық басқару пункты, құрылыс алаңы, жобалау, ережелер.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
1	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ..... 1
2	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ..... 1
3	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ..... 2
4	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ..... 2
5	ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЭС..... 3
5.1	План размещения СЭС с оценкой климатических условий и выбором площадок установки СФЭБ 3
6	ПРИЕМЛЕМЫЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ..... 10
7	ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЭС..... 10
7.1	Правила выбора фотоэлектрических элементов..... 10
7.2	Аккумуляторные батареи для автономных СЭС 13
7.3	Вспомогательные элементы автономной СЭС 14
7.4	Метеопост для промышленных СЭС 16
7.5	Система управления, контроля и диагностики..... 17
8	ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СЭС..... 20
9	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЭС..... 21
10	ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... 23
10.1	Главные и внутренние схемы электрических соединений..... 23
10.2	Концентрирование мощности СФЭБ для автономных и гибридных СЭС 24
10.3	Электропотребление для собственных нужд 25
10.4	Управление, сигнализация, автоматика..... 26
10.5	Учет электроэнергии..... 27
10.6	Молниезащита..... 27
10.7	Вспомогательные сооружения СЭС..... 27
11	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА..... 28
12	ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОХРАНЫ ОБЪЕКТА..... 29
13	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ..... 30
ПРИЛОЖЕНИЕ А (информационное) Пример расчета выработки электроэнергии на СЭС 31	
БИБЛИОГРАФИЯ 35	

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий свод правил разработан на основе положений Технических регламентов Республики Казахстан, 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 солнечных электростанций.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ
СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

DESIGN OF SOLAR POWER-STATIONS

Дата введения - 2015-07-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий свод правил распространяется на проектирование солнечных электростанций с применением солнечных фотоэлектрических модулей и батарей.

Свод правил включает в себя совокупность рациональных проектных, архитектурных и инженерных решений, позволяющих проектировать солнечные электростанций с использованием прямых технологий с преобразованием энергии солнечных излучений непосредственно в электрическую энергию.

Свод правил не распространяется на проектирование солнечных электростанций, функционирующих на основе непрямых солнечных технологий:

- гелиотермальная энергетика;
- термовоздушные солнечные электростанции;
- солнечные азростатные электростанции.

Свод Правил содержит описание приемлемых проектных решений в помощь пользователям и носит рекомендательный характер.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Для применения настоящего свода правил необходимы следующие ссылочные нормативные акты и нормативные документы:

«Правила устройства электроустановок», ПЭУ, утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355.

СП РК 2.04-103-2013 Устройство молниезащиты зданий и сооружений.

СП РК 5.01-101-2013 Земляные сооружения, основания и фундаменты.

ГОСТ 27751-88. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету.

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.

Издание официальное

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.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем своде правил используются следующие термины и определения:

3.1 Фотоэлемент (ФЭ): Преобразователь энергии солнечного излучения в электричество.

3.2 Солнечный фотоэлектрический модуль (СФЭМ): Монолитная панель из закаленного стекла особой текстуры, на которой между двумя слоями герметизирующей пленки размещены спаянные между собой солнечные фотоэлементы.

3.3 Солнечная фотоэлектрическая батарея (СФЭБ): Жесткая конструкция-панель, состоящая из последовательно или параллельно соединенных СФЭМ для преобразования энергии солнечного излучения в электричество.

3.4 Солнечная электростанция (СЭС): Энергетическое сооружение, состоящее из одной или нескольких СФЭБ для производства электроэнергии посредством преобразования солнечного излучения в электричество.

3.5 Инвертор: Электронное устройство, предназначенное для преобразования энергии постоянного тока, вырабатываемой СФЭБ, в переменный однофазный 220 В/50 Гц или трехфазный 380 В/50 Гц ток.

3.6 Контроллер: Электронное устройство для контроля заряда-разряда комплекта аккумуляторов и управления источниками энергии СФЭБ.

3.7 Аккумуляторная батарея (АБ): Устройство для накопления электрической энергии посредством преобразования химической энергии в электрическую с целью её последующего использования.

3.8 Зарядное устройство: Автоматическое, полуавтоматическое и с ручным управлением электронный прибор для зарядки АБ.

3.9 Электрические системы СЭС: Совокупность объединённых в единую систему комплекс энергетических устройств, снабжающий электрической энергией потребителей и/или линий электропередач.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектирование новых солнечных электростанций (далее - СЭС) 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.

4.1 Настоящий нормативный документ содержит правила проектирования вновь сооружаемых СЭС с проектной мощностью 5 кВт (маломощные СЭС) и выше.

Рекомендуемые правила могут применяться также на расширяемые и реконструируемые СЭС с соответствующими коррективами, обуславливаемыми существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и

сооружениями.

4.2 Проектирование СЭС должно вестись на высоком научно-техническом уровне, с применением современного и высокотехнологичного оборудования.

4.3 Основные технические решения при проектировании СЭС следует принимать с учетом:

- обеспечения надежности работы оборудования;
- максимальной экономии первоначальных капиталовложений и эксплуатационных затрат;
- снижения материало- и металлоемкости;
- охраны окружающей среды, а также создания нормальных санитарно-бытовых условий для эксплуатационного и ремонтного персонала.

Объемно-планировочные и конструктивные решения вновь сооружаемых, расширяемых и реконструируемых СЭС должны приниматься в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

4.4 При проектировании СЭС должны учитываться максимальные возможности применяемых СФЭБ в выработке электрической энергии в климатических условиях местности размещения СЭС и солнечной инсоляции, с вычетом всех энергетических потерь.

5 ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЭС

5.1 План размещения СЭС с оценкой климатических условий и выбором площадок установки СФЭБ

5.1.1 При выборе потенциального места строительства СЭС следует рассматривать не занятое пространство на обширной плоской равнине или на плато холмов, для которых характерно необходимое количество поступающей солнечной энергии.

5.1.2 При проектировании СЭС на выбранной местности ее размещения и расчета годовой выработки электроэнергии необходимо максимально точно оценить годовую длительность солнечного света и среднюю мощность солнечной инсоляции. При разработке предТЭО оценку потенциала солнечного излучения (среднемесячное, сезонное и среднегодовое) с целью получения значений мощности солнечной инсоляций с учетом климатических условий на местности следует производить на основании имеющихся многолетних архивных метеоданных ближайших к площадке:

- наземных метеостанций;
- аэропортов;
- спутниковых данных.

Результаты предварительной оценки энергетического ресурса солнечной радиации позволяют принять решение о перспективности строительства СЭС.

5.1.3 На стадии проектирования СЭС проведением мониторинга местности следует создать карту энергетического ресурса, которая будет использоваться при разработке схемы размещения СФЭБ.

Мониторинг местности включает:

- оценку степени топографической сложности площадки;
- расчёт среднегодовой солнечной инсоляции в долгосрочной перспективе;
- определение вероятностной плотности распределения мощности солнечного излучения;
- оценку прочих факторов окружающей среды (плотности и загрязнённости воздуха, температуры воздуха, влажности воздуха, вероятности удара молнии, вероятности среднегодовой нормы осадков, снега и образования льда, силы ветра, содержания солей, наличия химически активных веществ и т.д.);
- оценку сейсмических характеристик площадки;
- разработку теоретического проекта СЭС;
- моделирование солнечной инсоляции в зависимости от угла падения излучения;
- разработку компоновочной схемы СЭС и её оптимизацию;
- оценку влияния затенения от соседних СФЭБ;
- расчёт объёмов вырабатываемой энергии;
- подготовку документов, необходимых для получения классификация согласно ИЕС (МЭК) 61400-1.

При расчете среднесуточной интенсивности солнечного излучения и среднего числа солнечных дней за год производится с использованием специализированного программного обеспечения.

Программное обеспечение позволяет создавать карты распределения на площадке СЭС:

- среднего количества ясных солнечных дней и часов солнечного сияния за год,
- среднесуточной мощности солнечной радиации по месяцам,
- мощности суммарного солнечного излучения за день, месяц и год.

5.1.4 На стадии проектирования СЭС проведением мониторинга местности следует создать карту энергетического ресурса, которая будет использоваться при разработке схемы размещения СФЭБ.

5.1.5 При проектировании СЭС следует предварительно выбрать один или несколько участков подходящих размеров для размещения СФЭМ или СФЭБ.

5.1.6 Схема размещения СФЭБ определяет их местоположение в составе СЭС.

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

- определение оптимального расстояния между СФЭБ с целью максимизации выработки электроэнергии и минимизации потерь от эффекта их взаимного затенения;
- поскольку качество воздушной среды в значительной мере влияет на износ поверхности СФЭБ, то в местах, характеризующихся высокой интенсивностью пыле-ветровых продуваний, следует уделить особое внимание размещению СФЭБ относительно объектов, защищающих от негативных влияний ветра и характеристик воздуха;
- 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 размещения СЭС;

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

5.1.8 Схема размещения СФЭБ определяет их местоположение в составе СЭС.

5.1.9 Оптимальное расположение СФЭБ на площадке СЭС должно учитывать:

- наиболее характерное для выбранной площадки СЭС максимальное освещаемое солнечными лучами пространство на сравнительно большой площади;

- влияние шероховатости поверхности отдельных участков площадки СЭС (подстилающей поверхности), на которых есть как природные (лесопосадки, возвышенности и др.), так и искусственные (здания, высотные сооружения и др.) препятствия, влияющие на характер солнечной инсоляции;

- влияние ветра на крепежную конструкцию СФЭБ на площадке СЭС;

- необходимость обеспечения максимальной выработки электроэнергии при минимальных капитальных вложениях, расходах на строительные-монтажные работы и эксплуатационных затрат за весь срок эксплуатации.

5.1.10 При проектировании необходимо использовать следующую информацию:

- описание географического положения площадки СЭС, климатические характеристики местности: параметры солнечного излучения, роза ветров и местные факторы, влияющие на поступления солнечной радиации и формирование ветров (рельеф, растительность, здания на площадке и за ее пределами);

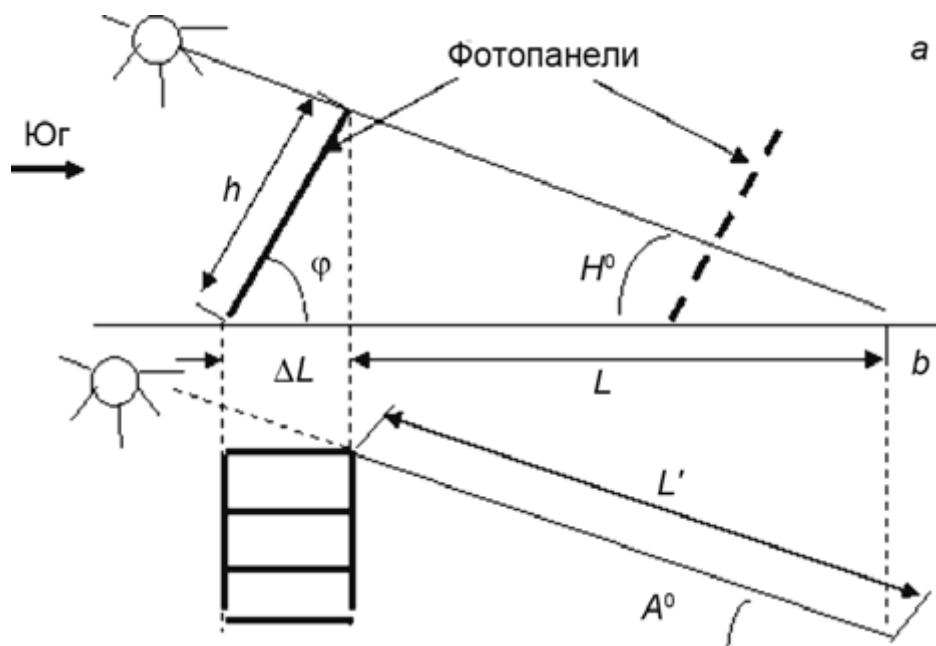
- данные о повторяемости скоростей ветра по направлениям, полученные на основе краткосрочных (в течение одного года) метеорологических измерений на площадке СЭС;

- данные многолетних наблюдений повторяемости скоростей ветра на метеостанции, выбранной в качестве опорной.

5.1.11 Топографическая съемка площадки СЭС должна быть выполнена в масштабе не менее 1:1000 с отражением особенностей ландшафта. 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.

5.1.12 Для размещения панелей СФЭБ, принимая расчетные формулы согласно [1], необходимо рассчитать их взаимное затенение, учитывая конструкцию и размеры одной панели СФЭБ, способ ее установки на поверхности земли, выполнить расчет тени панели в зависимости от времени года и часа дня и определить коэффициенты затенения (рис. 1.).

5.1.13 Анализируя мощность солнечного излучения, следует оценить длину тени L для четырех характерных точек – летнего и зимнего солнцестояния и весеннего (осеннего) равнодействия. Максимальная величина затенения соответствует утренним часам в день зимнего солнцестояния, минимальное затенение – полдню в день летнего солнцестояния. Коэффициенты затенения α_{ji} целесообразно представить в долях от высоты h установки панели над землей.



a – вид сбоку; *b* – вид сверху.

Штриховой линией показано размещение панелей с затенением на расстоянии меньше *L*

Рисунок 1 - Схема размещения панелей СФЭБ для расчета взаимного затенения

5.1.14 Для расчета углов солнца α и длины тени *L* (рис. 1) используются соотношения [2]:

$$\alpha = \arccos\{0,4\cos[(2\pi N - 346\pi)/365]\} \quad (1)$$

где *N* – номер дня года начиная от первого января;

$$H^0 = \arcsin(\sin\alpha\cos\delta\cos\tau + \cos\alpha\sin\phi) \quad (2)$$

где $\tau = (t - 12)\pi/12$ – часовой угол, *t* – время в часах от полуночи, ϕ – широта местности;

$$L = h \sin\phi / \tan H^0 \quad (3)$$

где *h* – высота СФЭБ от уровня земли;

L – длина тени в направлении перпендикулярном рядам ФП, $L = L' \cos A^0$

$$\cos A^0 = (\cos\alpha - \sin\theta \sin H^0) / (\cos\delta \cos H^0) \quad (4)$$

где A^0 – азимутальный угол,

L' – длина наклонной линии тени.

5.1.15 На СЭС расстояние *L* между панелями СФЭБ следует принимать больше расчетной величины затенения в день зимнего солнцестояния (примерно $L = 3,8h$) по условиям технического обслуживания СФЭБ в период эксплуатации станции.

5.1.16 В границах площадки, доступной для размещения СФЭБ, 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 следует уделить внимание вопросу возведения фундаментов для монтажных конструкций и схемы монтажа СФЭБ и выполнить принципиальную оценку их технической реализуемости в пределах выбранной площадки.

5.1.17 Генеральный план для промышленных СЭС включает комплекс основных, вспомогательных и подсобных зданий и сооружений, транспортных и технологических коммуникаций.

5.1.18 Основные сооружения СЭС предназначены обеспечивать преобразования солнечного излучения в электрическую энергию, передачу ее от СФЭБ (или СФЭМ) до места присоединения к энергосистеме.

5.1.19 К основным сооружениям промышленных СЭС относятся:

- СФЭБ с крепежной конструкцией заводского изготовления;
- метеопост;
- Центральный пункт управления с системами управления, контроля и диагностики;
- распределительные электрические устройства и подстанции;
- кабельные и воздушные линии электропередач.

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

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

5.1.21 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.

5.1.22 Состав вспомогательных и подсобных сооружений может уточняться для каждого конкретного СЭС.

5.1.23 При размещении площадки СЭС на единой территории рекомендуется объединять СФЭБ в модуле по несколько штук, количество которых определяется как их единичной мощности, так и пропускной способностью выбранных линий электропередач.

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

5.1.25 В случае размещения СЭС на нескольких отдельно стоящих площадках (на ровных участках земли, участках, непригодных для сельскохозяйственного использования, и т.д.) объединения СФЭБ в модуле может осуществляться по территориальному принципу. При этом могут создаваться несколько каналов выдачи мощности в энергосистему.

5.1.26 Компоновка генерального плана СЭС должно обеспечивать:

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

5.1.27 При разработке компоновки генеральных планов СЭС необходимо учитывать требования к проектированию промышленных предприятий и дополнительные требования, обусловленные спецификой СЭС:

- система СФЭБ имеют относительно небольшую единичную мощность и для выработки проектной мощности образуют комплекс из СФЭБ, который размещается на значительных территориях для снижения эффекта взаимного затенения;
- устройство технологических подъездов к каждой СФЭБ, необходимых по условиям их эксплуатации;
- строительство кабельных линий электропередач от каждой СФЭБ к распределительным устройствам, а также воздушных или кабельных линий - для связи с энергосистемой;
- объем строительно-монтажных работ (незначителен и относительно малая длительность их выполнения);
- возможность введения СЭС в эксплуатацию малыми пусковыми комплексами.

5.1.28 При компоновке генеральных планов СЭС необходимо также обеспечивать:

- расположение основных зданий и сооружений СЭС с учетом естественного рельефа;
- размещение центрального пункта управления и контроля и центральной подстанции (ЦПС) по возможности ближе к площадкам размещения электрогенерирующих мощностей СЭС;
- место расположения метеопоста (при необходимости);
- при расположении СЭС 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 энергообслуживающими или промышленными предприятиями;
- достаточное сближение СЭС к потребителям электрической энергии (зданиям населенных пунктов и других объектов) для уменьшения линейных потерь;

- планировка территории размещения СЭС с сохранением природных ландшафтов с отводом дождевых вод и вод тающего снега;

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

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

5.1.29 В постоянное пользование под площадку СЭС отводятся, как правило, земли, на которых размещаются: СФЭБ, метеопост, энергоаккумулирующие подстанции, опоры воздушных линий электропередач (ВЛ), внутренние автодороги, комплекс вспомогательных и подсобных зданий и сооружений СЭС.

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

5.1.31 После завершения строительно-монтажных работ временно отведенные территории подлежат рекультивации и возвращаются бывшим землепользователям.

5.1.32 При проектировании плана организации рельефа СЭС следует предусматривать наименьший объем земляных работ и минимальное перемещение грунта в пределах участка.

5.1.33 Отвод стока поверхностных вод осуществляется системой водоотводных сооружений (кюветы, лотки, нагорные канавы, трубы и др.) в пониженные места рельефа.

5.1.34 При проектировании раздела по благоустройству и озеленению территории СЭС следует обеспечивать отсутствие преград для поступления прямых солнечных лучей путем использования для озеленения газонов, низкорослых кустарников, а в обоснованных случаях путем удаления существующих деревьев или снижение их высоты.

5.1.35 На площадке СЭС может ограждаться только территория, на которой располагаются вспомогательные и подсобные здания и сооружения, при этом зона размещения СФЭБ и отдельные СФЭБ, как правило, не ограждаются. При выборе типа ограждений, по возможности, рекомендуется использовать сетчатые.

5.1.36 Подъемно-транспортные средства рекомендуется размещать в производственной части вспомогательных сооружений СЭС.

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

6 ПРИЕМЛЕМЫЕ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Конструктивные решения зданий и сооружений СЭС, включая фундаменты под монтажные конструкции СФЭБ, должны соответствовать степени ответственности для данного класса сооружений с учетом требований разработчика СФЭБ.

6.2 Степень ответственности СФЭБ (включая ФЭ, СФЭМ) устанавливается разработчиком СФЭБ.

6.3 Устройство фундаментов оборудования, зданий и сооружений СЭС необходимо выполнять с учетом физико-механических, деформационных показателей и показателей прочности грунтов, полученных в результате инженерно-геологических изысканий.

6.4 Расчетные нагрузки и их сочетания для проектирования фундаментов для монтажных конструкций СФЭБ задаются разработчиком установки.

6.5 Выбор типа фундаментов под опорные конструкции СФЭБ должен соответствовать требованиям СП РК 5.01-101, ГОСТ 27751 и осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов. Избранные фундаменты должны выдерживать вибрации от динамических нагрузок СФЭБ, возникающих при ветрах и не допускать передачи вибрации на соседние СФЭБ, 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 для возможного расширения СЭС. Для вспомогательных объектов СЭС следует использовать местные строительные и отделочные материалы.

6.7 Центральный пункт управления и контроля следует размещать в помещениях с максимальной площадью остекления для естественного освещения и осмотра площадки СЭС.

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 СЭС и минимизацию ее потребления из энергосистемы.

7 ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЭС

7.1 Правила выбора фотоэлектрических элементов

7.1.1 Выбор типа ФЭ (соответственно СФЭМ и СФЭБ) с имеющейся номенклатуры определяется конструктивными и техническими характеристиками ФЭ.

7.1.2 К конструктивным характеристикам относятся:

- материал для изготовления ФЭ;
- система регулирования мощности;
- система ориентации ФЭ по солнцу;
- конструкция и высота опоры;

- принцип действия систем ФЭ в аварийных ситуациях;
- система передачи мощности от ФЭ до станции АБ и распределительного шкафа;
- система защиты от молнии и т.д.

7.1.3 К техническим характеристикам относятся:

- номинальная мощность и тип ФЭ;
- электрическая (вольтамперная) характеристика мощности;
- удельная площадь СФЭБ на единицу установленной мощности по ФЭ;
- диапазон спектра солнечного излучения для ФЭ;
- показатели надежности ФЭ;
- срок службы ФЭ.

7.1.4 Критериями выбора типа ФЭ для СФЭБ для конкретной площадки являются:

- максимальная выработка электроэнергии при характеристике солнечной инсоляции на данной площадке;
- большее значение коэффициента использования номинальной мощности СФЭБ;
- минимальная себестоимость отпущенной электроэнергии.

7.1.5 При выборе ФЭ для СФЭБ к дальнейшему рассмотрению следует принимать только те ФЭ, исполнения и эксплуатационные характеристики которых соответствуют климатическим условиям площадки СЭС, а именно:

- предельные и экстремальные температуры, загрязненность и влажность воздуха;
- экстремальные погодные условия (смерчи, ураганы, засоления атмосферного воздуха, песчаные бури, снеговые нагрузки).

7.1.6 Предпочтение отдается ФЭ, имеющие максимальный коэффициент использования энергии солнца в диапазоне спектра солнечной радиации, характерного для данной местности.

7.1.7 Для ФЭ, выбранных по критериям 7.1.1 - 7.1.6, следует определить расчетную годовую выработку электрической энергии каждого отдельно стоящего СФЭМ (или СФЭБ) при характеристиках солнечного излучения на рассматриваемой площадке. На стадии выбора площадки для СЭС допускается выполнять расчет по методике, изложенной в [3].

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

7.1.9 Технические характеристики ФЭ принимаются на основании данных, приведенных в зарегистрированных органами Госстандарта Технических условиях на ФЭ и СФЭМ, в соответствии с которыми будет осуществляться комплектная поставка установок. При внесении поставщиком или производителем изменений в характеристики ФЭ, 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).

7.1.10 При выборе типа ФЭ в составе СФЭМ, следует исходить из того, что внутренняя схема СЭС должна содержать цепь преобразования напряжения постоянного тока ФЭ в стандартный вид для сетей линий передачи СЭС по числу фаз, частоте тока и величине напряжения.

Для этой цели следует применять трехфазный мостовой инвертор с выходным разделительным трансформатором (ТР), вторичное (выходное для сети) напряжение которого $U_{Л2}$ должно соответствовать стандартным величинам линейных напряжений сетей (0,69 кВ; 10 кВ; и т.д.).

7.1.11 Для используемого инвертора соотношение между средним значением входного напряжения постоянного тока $U_{ФП}(\phi_{ji})$ от СФЭМ, объединяющего группу ФЭ, включенных последовательно и параллельно, и действующим значением выходного фазного напряжения инвертора $U_{Ф1}$ равно [4]:

$$U_{ФП}(\phi_{ij}) = 2U_{Ф1}\sin(\pi/6)\cos\beta + \Delta U_{\gamma}(I) + \Delta U_M \quad (5)$$

где β – угол включения СФЭМ,

γ – угол коммутации СФЭМ,

I – среднее значение тока инвертора,

ΔU_{γ} – падение напряжения за счет процесса коммутации тока I ,

ΔU_M – падение напряжения на СФЭМ - модулях.

7.1.12 Если до сооружения СЭС известны только данные метеонаблюдений по мощности суммарного солнечного излучения ϕ_i , и по числу ясных солнечных дней d_i и часов h_i солнечного сияния за год, то предварительные расчеты должны содержать, расчет среднесуточной мощности солнечной радиации по месяцам ϕ_{ji} , среднего количества солнечных дней d_{ji} и часов h_{ji} солнечного сияния за год при этой мощности на площадке СЭС.

7.1.13 Известно, что ФЭ выпускаются с различными вольтамперными характеристиками (ВАХ). При форме ВАХ, близкой к характеристике источника тока, зависимость $U_{ФП}(\phi_{ji})$ от величины ϕ_{ji} минимальна, что наиболее удобно для применения таких ФЭ в схеме инвертора. В случае коммутации тока ФЭ значения угла γ сравнительно невелики из-за малой индуктивности цепи коммутации, поэтому для предварительных расчетов величины $U_{Ф1}$ можно принимать $\Delta U_{\gamma}(I)$ и ΔU_M равными нулю.

7.1.14 Для передачи в сеть $U_{Ф1}$ со стандартным допуском при значительном изменении $U_{ФП}(\phi_{ji})$ режим работы инвертора необходимо регулировать изменением угла β . Регулирование β усложняет схему управления инвертора, ведет, при увеличении β , к росту числа высших гармоник в составе $U_{Ф1}$. При форме вольт-амперной характеристики (ВАХ), близкой к характеристике источника тока, и минимальной зависимости $U_{ФП}(\phi_{ji})$ от величины ϕ_i , значения угла β не превышают 15° . В этом случае расчет величины $U_{Ф1}$ можно выполнять согласно:

$$U_{Ф1}U_{ФП}(\phi_{ij}) = U_{ФП}(\phi_{ij}) / [2,1...2.3] \quad (6)$$

где $U_{Ф1}$ - действующее значение фазного напряжения обмотки ТР на выходе инвертора,

$U_{ФП}(\phi_{ji})$ - значение входного напряжения постоянного тока от СФЭМ (или СФЭБ).

Внутренняя сеть СЭС состоит из трех частей с различным уровнем напряжения и рода тока.

Первая – преобразовательная часть внутренней сети СЭС – содержит цепи постоянного тока, распределенные на значительной территории и включающие многочисленные СФЭМ, радиальные и магистральные кабельные линии постоянного тока, группы инверторов и выходные трансформаторы (ТР). Уровень напряжения постоянного тока этой части цепей не превышает 1 кВ.

Вторая часть – трехфазные цепи переменного тока первого уровня напряжения с выхода ТР (обычно 10 кВ), радиальные и магистральные трехфазные кабельные линии переменного тока.

Третья часть – центральные подстанции (ЦПС) с линейным напряжением 35 и 110 кВ. В связи с большой площадью СЭС может быть установлено несколько ЦПС.

Кроме того, все три части внутренней сети СЭС содержат оперативную коммутирующую, защитную и информационную аппаратуру и соответствующие цепи.

7.1.15 При выборе типа ФЭ следует учитывать, что в паспортных данных ФЭ указываются нормированные параметры при мощности суммарного солнечного излучения $\phi_{i0} = 1000 \text{ Вт/м}^2$, однако на площадке проектируемой СЭС такая величина ϕ_{i0} может не достигаться.

С учетом этого следует определить мощностную характеристику выбранного ФЭ для данной площадки как зависимость фактически реализуемой мощности ФЭ от средней мощности суммарного солнечного излучения ϕ_{ji} на данной площадке СЭС.

7.1.16 Комплект конструкторских документов ФЭ и СФЭМ должен содержать информацию в объеме, необходимом для проектирования СЭС, монтажа и эксплуатации СФЭБ.

7.1.17 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 Аккумуляторные батареи для автономных СЭС

7.2.1 Из-за прямой зависимости вырабатываемой электрической энергии СЭС от светового дня, накопление и сохранение энергии является важнейшей задачей при разработке фотоэлектрических энергосистем.

Надежность и эффективность работы СЭС во многом определяется правильностью выбора аккумуляторных батарей.

7.2.2 Применение аккумуляторных батарей в автономных фотоэлектрических системах необходимо не только для сохранения и накопления выработанной электроэнергии, но и для обеспечения согласованности величины и времени поступления электроэнергии от источника к потребителю, стабильности выходного напряжения при разных режимах эксплуатации, что предотвращает выход из строя электроприборов при скачках питающего напряжения.

7.2.3 Аккумуляторные батареи, используемые в автономных или гибридных солнечных энергосистемах, сравнительно глубоко разряжаются каждый вечер и заряжаются в светлое время суток. Наиболее известны следующие типы свинцово-кислотных батарей:

- стартерные (автомобильные);
- AGM (герметичные);
- герметичные гелевые;
- заливные с намазными пластинами (серия OPzS);
- тяговые и др.

Различные типы аккумуляторов имеют различные характеристики: количество циклов перезарядки, сроки хранения, емкость, диапазон рабочих температур, возможности быстрой зарядки и, наконец, стоимость.

7.2.4 Выбор аккумуляторных батарей для конкретной автономной СЭС определяется рядом факторов, основными из которых являются: низкий уровень саморазряда, способность работать с малыми зарядными токами, а также в режимах глубокого разряда, работоспособность при низких температурах (это касается систем круглогодичного использования), минимальные требования по техническому обслуживанию.

7.2.5 Соединять аккумуляторные батареи в единый блок желательно посредством последовательного соединения. При параллельном соединении общая емкость аккумуляторной системы будет равна суммарной емкости, составляющих блок аккумуляторных батарей, общее же напряжение останется неизменным и равным напряжению одиночного аккумулятора

7.2.6 Разогрев аккумуляторов в процессе эксплуатации не способствует длительному сроку службы.

7.2.7 При заряде аккумуляторов выделяется некоторое количество водорода (даже при герметизированных АБ), поэтому вентиляция является необходимым условием эксплуатации аккумуляторных батарей.

7.2.8 Аккумуляторные батареи для фотоэлектрических станций могут состоять как из отдельных аккумуляторов, так и из моноблоков (сборок из аккумуляторов) с номинальным выходным напряжением 6 или 12 В.

7.2.9 Аккумуляторные батареи должны быть одного производителя, одной емкости, с одинаковым сроком изготовления – с одной партии поставки.

7.2.10 Для сетевой СЭС, непосредственно передающую выработанную электрическую энергию в электрическую сеть, аккумулялирование мощности не требуется.

7.3 Вспомогательные элементы автономной СЭС

7.3.1 Вспомогательными элементами автономной СЭС являются микропроцессорный контроллер заряда-разряда аккумуляторной батареи, инвертор и зарядное устройство для аккумуляторной батареи.

7.3.2 В микропроцессорных контроллерах осуществляется слежение за точкой максимальной мощности солнечной батареи и широтно-импульсная модуляция (ШИМ)

тока заряда. Контроллеры с ШИМ тока заряда позволяют заряжать аккумуляторные батареи до 100 %. Контроллеры заряда могут быть встроенными в инвертор.

7.3.3 Существует два основных типа контроллеров для фотоэлектрических систем: шунтовые и последовательные.

7.3.4 При применении контроллера заряда сроком службы АБ увеличивается и использование энергии СЭС становится более эффективным,

7.3.5 В мощных СЭС используются системные контроллеры, которые наряду с функциями контроля заряда и разряда аккумуляторных батарей, управляют и всей системой в целом. Контроль осуществляется при помощи компьютеров, фиксирующих и анализирующих значения освещенности, температуры, тока, напряжения и других характеристик системы.

7.3.6 Каждая фотоэлектрическая система требует индивидуального подбора контроллера в зависимости как от мощности фотоэлектрических модулей, так и мощности нагрузки.

7.3.7 Существуют различные типы инверторов для преобразования энергии постоянного тока, вырабатываемой солнечными батареями, в переменный однофазный 220 В/50 Гц или трехфазный 380 В/50 Гц ток, различающиеся:

- по мощности,
- напряжению на стороне постоянного тока,
- форме выходного сигнала,
- со встроенным зарядным устройством и системой прямой подачи энергии (от другого источника переменного тока),
- с аналоговой или импульсной схемой и т. д.

Инверторы предназначены для работы в полностью автономных системах или передачи электроэнергии непосредственно в сеть.

7.3.8 При выборе инвертора для фотоэлектрической системы следует обратить внимание на следующие характеристики:

– номинальная мощность $P_{\text{ном}}$ (величина суммарной мощности нагрузок, которые допустимо подсоединять к инвертору для постоянного их питания). Номинальная мощность подбирается с запасом не менее 20-30 % от постоянной нагрузки;

– пиковая мощность $P_{\text{пик}}$ – это максимальное значение мощности, которое способен выдержать инвертор (весьма малый промежуток времени) при работе от аккумуляторной батареи. Максимальную мощность инвертора (пиковую мощность) необходимо подбирать, учитывая пусковые токи подключаемых приборов.

– форма выходного сигнала переменного тока при его преобразовании (инвертировании) из постоянного.

– сила тока встроенного зарядного устройства (если оно есть) определяет значение максимальной емкости аккумуляторной батареи, которую может зарядить встроенное зарядное устройство (ЗУ);

– возможность заряда разных типов аккумуляторных батарей. Следует учитывать различия в значениях напряжений для разных стадий заряда в батареях герметичного и открытого типов;

- наличие «спящего» режима. Спящий режим представляет собой способность инвертора снижать собственное энергопотребление при отсутствии электронагрузок;
- наличие встроенного реле переключений позволяет при пропадании внешней сети автоматически переходить на питание от аккумуляторной батареи.

Инвертор с реле переключений имеет две линии переменного тока: «входящую» и «выходящую». К входу подключена внешняя сеть, которая передается на нагрузки через реле. «Выходящая» линия – это линия переменного тока от инвертора, к которой подключаются нагрузки переменного тока, питающиеся от АБ. При пропадании внешней сети реле срабатывает, переключая нагрузки на питание от аккумуляторной батареи. Инвертор без реле переключений содержит только одну «выходящую» линию.

- наличие температурного датчика необходимо для регулирования напряжения заряда в зависимости от температуры окружающего воздуха. В холодное время года напряжение заряда должно быть выше, чем в летнюю жару. Без подобной корректировки заряда не будет обеспечиваться требуемый уровень заряда, аккумуляторы будут недозаряжаться или, наоборот, перезаряжаться, что негативно скажется на их работоспособности и может привести к преждевременному выходу их из строя.

Современные инверторы оснащены встроенным МРРТ контроллером разряда, предотвращающим глубокий разряд АБ (около 1,8 В/элемент). Существуют модели и со встроенным контроллером заряда от солнечных батарей, не допускающим перезаряд АБ.

7.3.9 В соответствии с типом фотоэлектрической системы инверторы подразделяются на два типа:

- инверторы для автономных систем со встроенным генератором частоты;
- инверторы сетевого использования.

КПД обоих типов инверторов не должен быть менее 90 %.

7.3.10 Зарядное устройство предназначено для автоматической зарядки герметичных необслуживаемых свинцово-кислотных АБ.

7.3.11 Основными критериями выбора модификации зарядного устройства являются требуемый ток заряда, тип аккумулятора, скорость заряда и степень автоматизации.

7.3.12 Постоянно заряжать аккумулятор максимальными токами нежелательно, поскольку при этом снижается ресурс аккумулятора. Для ускорения процесса зарядки возможно параллельное соединение нескольких зарядных устройств. Ток заряда при этом увеличивается и становится равным сумме токов. Срок службы АБ напрямую зависит от методов заряда и температуры окружающей среды.

7.4 Метеопост для промышленных СЭС

7.4.1 Назначение метеопоста:

- измерение текущих значений солнечной инсоляции, скорости и направления ветра, температуры воздуха и атмосферного давления;
- формирование и передача в центр управления СЭС данных, обеспечивающих функционирование автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) СЭС;

– мониторинг потока солнечного излучения для оценки эффективности выработки электроэнергии.

7.4.2 Метеопост включает метеорологическую башню и комплект приборов для получения данных о солнечном излучении, поступающие на каждый СФЭМ, скорости и направления ветра, температуры и давления окружающего воздуха.

7.4.3 Место установки метеопоста на площадке СЭС определяется характером рельефа и конфигурации размещения СФЭБ.

7.4.4 В случае использования данных метеостанции системы Гидрометслужбы, принятой в проекте как опорная до начала строительства СЭС, допускается не устанавливать приборы для измерения и регистрации температуры воздуха и атмосферного давления на метеопосте СЭС.

Они устанавливаются после оценки возможностей регистрации и класса точности измерений этих параметров на метеостанции системы гидрометслужбы или иного ведомства, условий получения данных.

7.4.5 В проекте необходимо предусматривать обеспечение метеопоста приборами:

– для измерения скорости ветра от 0 до 50 м/с с погрешностью 0,5 м/с (высокая скорость ветра может потребовать дополнительных креплений для модулей СФЭБ или стать причиной их повреждения за счет большой поверхностной площади панелей);

– 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%.

– полной станцией мониторинга солнечного излучения (для измерения суммарного потока излучения, прямого и рассеянного излучения, а также суммарного потока излучения в плоскости панелей), состоящая из:

- 1 горизонтального пиранометра для измерения суммарного потока излучения;
- 1 пиргелиометра с системой слежения за солнцем для прямого излучения;
- 1 наклонного пиранометра, установленного на системе слежения;
- 1 затененного пиранометра для измерения рассеянного излучения;

Как правило, промышленные электростанции имеют полностью укомплектованную станцию мониторинга суммарного потока солнечного излучения.

7.4.6 Все измерительные приборы рекомендуется располагать на метеопосте на высоте, равной высоте плоскости расположения СФЭБ. Допускается устанавливать приборы для измерения температуры воздуха и атмосферного давления на высоте не менее 1,5 м от поверхности земли.

7.4.7 Приборы для измерения скорости ветра должны иметь системы, обеспечивающие их работоспособность в условиях обледенения или инея.

7.5 Система управления, контроля и диагностики

7.5.1 Система управления СЭС и ее элементами должна создаваться как интегрированная система, предназначенная для контроля и оптимального объединенного управления процессом преобразования энергии солнца в электрическую, которое осуществляется на СФЭБ, и передачи ее в электрическую сеть.

7.5.2 Система должна обеспечивать оптимальное управление основным и вспомогательным оборудованием и управляемое предотвращение последствий, которые могут возникать в аварийных ситуациях.

7.5.3 Система управления СЭС должна одновременно выполнять 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.).

7.5.4 При большом количестве СФЭБ, независимо от их суммарной мощности, СЭС должна оснащаться двухуровневой системой управления, выполняющей функции управления основным и вспомогательным оборудованием.

7.5.5 Верхний уровень управления должен быть спроектирован для централизованного контроля и управления всеми СФЭБ, входящих в состав СЭС, и центральной высоковольтной подстанцией, общестанционными вспомогательными системами, а также для приема и обработки информации от устройств измерения метеопоста СЭС.

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

7.5.7 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.

7.5.8 Оперативное управление СЭС с количеством СФЭБ с суммарной мощностью более 1000 кВт должно осуществляться постоянным оперативным персоналом в центральном пункте управления и контроля. В других случаях, при экономическом обосновании, может приниматься вариант с чередованием смены. В этом случае у дежурного персонала смены должны устанавливаться средства вызывной сигнализации каждого ряда СФЭБ и связь с диспетчером энергосистемы.

7.5.9 При выборе места расположения центрального пункта управления и контроля СЭС необходимо обеспечивать уменьшение протяженности кабельной сети между центральным пунктом и СЭС, а также максимально возможный визуальный осмотр СФЭБ.

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

7.5.11 АСУТП СЭС должна оснащаться 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.

7.5.12 Оснащение центрального пункта управления и контроля СЭС следует выбирать из условий аппаратной и программной совместимости с системами нижнего уровня каждой СФЭБ.

7.5.13 Устройства управления на центральном пункте управления и контроля СЭС должны функционировать и при полном исчезновении напряжения на линиях выдачи мощности СЭС. Для обеспечения электропитания этих устройств должны устанавливаться отдельные агрегаты бесперебойного питания (АБП) или использоваться АБП подстанций с резервным питанием от аккумуляторной батареи.

7.5.14 Система управления СЭС должна обеспечивать возможность работы всех СФЭБ в автоматическом режиме с выдачей максимально возможной активной электрической мощности в зависимости от солнечной инсоляции в дневное и ночное время.

7.5.15 На центральном пункте управления и контроля СЭС должны выполняться следующие информационные функции:

- сбор и представление на дисплее или на главном щите управления аналоговой информации о параметрах солнечного излучения, об электрических параметрах каждой СФЭБ и аккумуляторной подстанции (напряжение, ток, мощность, объем электроэнергии). Эти параметры должны измеряться 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 СФЭБ (вкл./выкл.), о положении выключателей главных схем высоковольтных аккумуляторных подстанций (вкл./выкл.), о положении обще-станционных вспомогательных систем;

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

- автоматическая регистрация событий, формирования и распечатки 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 СЭС;

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

7.5.16 На центральном пункте управления и контроля СЭС должны выполняться следующие основные функции управления:

- дистанционное включение и выключение всех выключателей высокого и низкого напряжения центральной подстанции и управление переключателями регулирования, напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов;
- возможность задания установок по ограничению активной мощности для каждой СФЭБ.

7.5.17 Средства управления нижнего уровня должны обеспечивать полное локальное управление СФЭБ, поставляться, как правило, комплектно с каждой СФЭБ.

7.5.18 Перевод управления каждой СФЭБ и подстанцией от центрального пункта управления и контроля СЭС 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 центральный пункт управления и контроля СЭС о переводе на "местное" управление.

7.5.19 Кроме функций технологического управления объектами СЭС, на центральном пункте управления и контроля СЭС могут устанавливаться средства автоматизированной системы управления предприятием - АСУП, предназначенных для решения задач технического обслуживания и учета работы СФЭБ и подстанций:

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

При этом необходимо предусматривать защитные меры для предотвращения несанкционированного воздействия на элементы АСУТП со стороны АСУП.

8 ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СЭС

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

8.2 Экономическая целесообразность надежности СЭС и ее систем должна определяться на основе данных производителей о надежности отдельных ее 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.

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

8.4 Как складской резерв необходимо предусматривать хранение быстроизнашивающихся частей и узлов СФЭБ.

8.5 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.

9 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЭС

9.1 Качество технических решений, заложенных при проектировании СЭС, должна быть определена показателями технического и экономического расчетов.

9.2 Основными показателями оценки эффективности работы СЭС являются:

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

9.3 Прогноз потенциальной выработки электроэнергии единичной СФЭБ проектируемой СЭС, полученный в ходе метеорологических исследований, может приниматься как расчетный потенциал выработки на стадии проектирования.

9.4 Потенциальная выработка электроэнергии на СЭС определяется как сумма выработки всеми отдельно стоящими СФЭБ.

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

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

$$W_{\Sigma} = W_n \cdot m \cdot (1 - K_3) \cdot K_{\Gamma}, \quad (7)$$

где W_{Σ} - выработка электроэнергии группой СФЭБ, кВт•ч;

W_n - летняя потенциальная выработка электроэнергии, кВт•ч;

m - количество СФЭБ в группе;

K_3 - коэффициент затенения, учитывающий снижение выработки электроэнергии СФЭБ из-за влияния одних СФЭБ на другие в данной группе;

K_{Γ} - коэффициент готовности всех СФЭБ данной группы ($K_3 = 0,05 \dots 0,1$ в зависимости от схемы размещения СФЭБ).

9.7 Для определения возможности достижения более низких значений K_3 необходима оптимизация расстановки СФЭБ с применением методов моделирования с учетом фактических или рассчитанных данных о характеристиках солнечной инсоляции на площадке СЭС за многолетний период. При этом может быть определено ожидаемое значение $W_n \cdot m \cdot (1 - K_3)$ для группы СФЭБ.

9.8 Значение коэффициента готовности всех СФЭБ данной группы K_{Γ} принимается на основании фактических результатов опытной эксплуатации промышленной или демонстрационной СЭС, оснащенной такими же СФЭБ. При отсутствии фактических данных допускается значение K_{Γ} принимать на основе данных поставщика или производителя, согласованных с Заказчиком СЭС. Для предварительных расчетов на период освоения мощности СЭС допускается принимать $K_{\Gamma} = 0,8$; а в последующий период эксплуатации $K_{\Gamma} = 0,96$.

9.9 Годовая выработка электроэнергии на ВЭС следует определять по зависимости:

$$W_{\text{СЭС}} = \sum_{i=1}^k W_{\Gamma i} \cdot K_{\text{ГООС}}, \quad (8)$$

где $W_{\text{СЭС}}$ - выработка электрической энергии на СЭС, кВт·ч в год;

$W_{\Gamma i}$ - выработка электроэнергии группой СФЭБ, кВт·ч в год;

k - количество СФЭБ;

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

9.10 Значение $K_{\text{ГООС}}$ рассчитывают исходя из показателей надежности элементов СЭС. При проектировании допускается принимать значения $K_{\text{ГООС}} = 0,99$.

9.11 При расчете значений $K_{\text{ГООС}}$ простое оборудования по организационным причинам рекомендуется не учитывать.

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

Расчет технологических потерь электроэнергии рекомендуется выполнять для перечисленных элементов при величине передаваемой мощности, равной 20% от номинальной мощности СФЭБ, которые подключены в электросистему.

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

9.14 Потребление электрической энергии на обеспечение работы вспомогательного оборудования и других общестанционных потребностей $W_{\text{ВО}}$ следует определять исходя из действующих нормативов с учетом ожидаемой погрузки (освещение, отопление, привод вспомогательного оборудования и другие необходимости).

9.15 Проектный годовой отпуск товарной электроэнергии от СЭС определяется по зависимости:

$$W_{\text{ТЭ}} = W_{\text{СЭС}} - W_{\text{ТП}} - W_{\text{СН}} - W_{\text{ВО}}, \quad (9)$$

где $W_{ТЭ}$ - проектный годовой отпуск электрической энергии от СЭС, кВт·ч в год;

$W_{СЭС}$ - выработка электрической энергии на СЭС, кВт·ч в год;

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

$W_{СН}$ - потребление электрической энергии на собственные нужды основного оборудования СЭС, кВт·ч в год;

$W_{ВО}$ - потребление электрической энергии на обеспечение работы вспомогательного оборудования и других общестанционных потребностей, кВт·ч в год.

9.16 Фактический годовой отпуск электроэнергии СЭС определяется всей совокупностью факторов, учтенных и не учтенных проектом.

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

9.18 При расчете себестоимости отпущенной электроэнергии и другие экономические показатели СЭС необходимо дополнительно учитывать такие расходы по обеспечению функционирования СЭС:

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

10 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

10.1 Главные и внутренние схемы электрических соединений

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

– количество и расположение СФЭБ, входящих в состав СЭС, их номинальные мощности, тип ФЭ, рекомендуемое значение номинального коэффициента мощности СФЭБ, режимы работы при выдаче (потреблении) электрической мощности, требования к системам преобразования, устройства аккумулирования электроэнергии;

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

– значения токов короткого замыкания от энергосистемы (трехфазный и однофазный) на шинах высокого напряжения СЭС 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 СФЭБ в районе с избытком мощности, автоматическая частотная разгрузка и др.).

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

10.1.2 Главная схема электрических соединений СЭС выбирается на основании технико-экономического сопоставления вариантов схем. Варианты схем для сравнения составляются в соответствии с рекомендациями этого раздела.

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

10.1.3 Выдача мощности СФЭБ может осуществляться через инверторную и аккумуляторную систему или через повышающие трансформаторы в соответствии с условиями, приведенными в разделе 8 настоящего свода правил. 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 СЭС от энергосистемы и надежного обеспечения собственных потребностей.

При выборе главной схемы электрических соединений СЭС следует учитывать сроки и очередность ввода в эксплуатацию СФЭБ и необходимость расширения распределительных устройств.

10.1.4 Концентрирование мощности отдельных СФЭБ электростанции для выдачи в энергосистему следует осуществлять по внутренней электрической сети СЭС.

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

- типом СФЭБ и ее единичной номинальной мощностью;
- установленной мощностью СЭС;
- допустимым снижением напряжения при накоплении электроэнергии в системе АБ, где осуществляется концентрирование мощности.

10.1.6 Расчетным режимом для выбора параметров внутренней сети СЭС является режим выдачи установленной мощности СЭС.

10.1.7 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.

10.2 Концентрирование мощности СФЭБ для автономных и гибридных СЭС

10.2.1 При выборе СФЭБ или СФЭМ (для автономных и гибридных СЭС) необходимо скорректировать среднемесячную и среднегодовую инсоляцию солнечного излучения, фактор сезонности и суммарное энергопотребление.

10.2.2 Концентрирование (аккумулирование) мощности СФЭБ для автономных и гибридных СЭС следует осуществлять в системе аккумуляторных батарей (далее - АБ).

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

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

10.2.5 Выбор АБ производится в зависимости от проектной мощности СЭС.

10.2.6 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.

10.2.7 Выбор инвертора производится исходя из пиковой мощности энергопотребления стандартного напряжения 220В/50Гц. 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 течении нескольких десятков минут (до 30) могут работать в режиме номинальной мощности.

10.2.8 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.

10.2.9 Потери в АБ и 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%.

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

10.3 Электропотребление для собственных нужд

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

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

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

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

10.3.4 Схема электрических соединений собственных нужд переменного тока СЭС, 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 СЭС при наличии соответствующих потребностей может применяться также напряжение 6 (10) кВ.

10.3.5 Напряжение на шинах собственных нужд должно обеспечиваться при любых режимах работы СЭС, 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.

10.3.6 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.

10.3.7 Основное электропитание средств диспетчерского технологического управления на СЭС 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.

10.3.8 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 длительному 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.

10.4 Управление, сигнализация, автоматика СЭС

10.4.1 Средства управления, сигнализации, электрических защит и автоматики подстанций высокого напряжения входят в общую систему управления СЭС и

проектируются на основе норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением до 750 кВ.

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

10.5 Учет электроэнергии

10.5.1 Для учета произведенной электроэнергии на каждой СФЭБ в шкафах контрольно-измерительной аппаратуры должны предусматриваться счетчики.

10.5.2 Допустимый класс точности счетчиков, устанавливаемых на СФЭБ, должен быть не хуже 0,5.

10.5.3 При установке систем автоматизированного учета электроэнергии на СФЭБ устанавливаются первичные датчики и преобразователи, а центральные устройства устанавливаются на ЦПУ для промышленных СЭС.

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

10.5.5 В случаях, если исходная подстанция СЭС является системной с присоединением к ней других потребителей или генерирующих источников, то система учета электроэнергии должна предусматриваться в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ.

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

10.6 Молниезащита

10.6.1 Учитывая степень опасности, вызываемые молнией, СФЭБ и метеомачты относятся к третьей категории по молниезащите, и при проектировании СЭС следует руководствоваться правилами СП РК 2.04-103.

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

10.6.3 Токоотводы следует прокладывать по конструкции опорной башни и присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением растекания тока не более 2 Ом.

Заземлитель СФЭБ является элементом защитного заземления.

10.6.4 Объединение контуров заземления СФЭБ, метеомачты и комплектной трансформаторной подстанции не допускается.

10.7 Вспомогательные сооружения СЭС

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

10.7.2 Объем средств связи и телемеханики зависит от мощности и значения СЭС в энергосистеме и определяется необходимостью обеспечения:

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

10.7.3 Объем средств связи СЭС с обслуживающим персоналом включает:

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

10.7.4 Объем средств связи и телемеханики для участков СЭС без постоянного обслуживающего персонала включает:

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

10.7.5 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.

11 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

11.1 Для наружного и внутреннего пожаротушения основных и вспомогательных зданий и сооружений комплекса СЭС, учитывая особенности размещения комплексов СЭС на не освоенных территориях, необходимо предусмотреть отдельный противопожарный водопровод с использованием пресной воды.

11.2 Необходимость устройства противопожарного водопровода в зданиях и сооружениях комплекса СЭС определяется в соответствии с требованиями СН РК «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

11.3 Сооружения противопожарного водопровода должны проектироваться в соответствии с требованиями к проектированию водопроводной сети.

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.

11.4 Наружное пожаротушение СФЭБ не должно предусматриваться и разводящие сети противопожарного водопровода не устраиваются.

11.5 Пожарная безопасность зданий и сооружений в строительной части обеспечивается соблюдением требований нормативных документов по пожарной безопасности зданий и сооружений и Правил пожарной безопасности РК.

11.6 Учитывая особенность размещения объектов СЭС для обеспечения отопления и вентиляции, допускается использование электроэнергии.

11.7 Необходимость оснащения зданий и сооружений комплекса СЭС (кроме СФЭБ) системами автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации определяется на основании действующих нормативных документов.

11.8 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.

11.9 Проектирование установок автоматического пожаротушения следует выполнять согласно противопожарных норм и правил пожарной безопасности объекта.

12 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОХРАНЫ ОБЪЕКТА

12.1 При проектировании инженерно-технических охранных средств рекомендуется руководствоваться соответствующим нормативным документом.

12.2 В комплекс охранных мероприятий СЭС 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 СЭС.

12.3 Внешнее ограждение ЦПУК СЭС должно быть высотой не менее 2 м.

12.4 Ограждения ПС и ЦПС СЭС должно соответствовать ПУЭ.

12.5 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.

12.6 Охрannая блокировочная сигнализация предусматривается:

- на входе в помещение или в блок размещения средств управления и автоматики каждой СФЭБ и метеопост;
- на входной двери и застекленных проемах ЦПУК, ремонтных мастерских, насосных станций, котельной и закрытых складов.

12.7 Сигнал блокировочной сигнализации передается на ЦПУК.

12.8 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.

12.9 На площадке СЭС запретная зона устанавливается в пределах территории постоянного и временного отвода земли с обязательным предупреждением о возможности ведения работ по разрешению руководства СЭС.

13 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

13.1 Использование территории вне СЭС для ведения сельскохозяйственной деятельности не ограничивается. Ограничения на использование этой территории для ведения лесного хозяйства и садоводства могут устанавливаться исходя из условий затенения СФЭБ такого рода насаждениями.

13.2 По рекомендации специализированной организации рекомендуется предусматривать меры, предотвращающие вреда фауне за счет установки звуковых сигналов, отпугивающие птиц, подсветка опор СФЭБ в ночные часы, во время туманов и при других условиях недостаточной видимости.

13.3 В курортной или густонаселенной местности следует стремиться к тому, чтобы СФЭБ не нарушали живописность пейзажа.

13.4 При согласовании проекта крупной СЭС целесообразно использовать фотомонтаж или макет территории с моделью СЭС для ознакомления общественности и заинтересованных организаций.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(информационное)

Пример расчета выработки электроэнергии на СЭС

А.1 Расчет выработки электроэнергии на СЭС является одним из ключевых при определении экономической эффективности проекта. В качестве исходных данных для расчета выработки электроэнергии используются предварительно обработанные данные мониторинга солнечного излучения, цифровые модели рельефа местности и подстилающей поверхности, а также мощностные характеристики рассматриваемых моделей СФЭМ, полученные от производителей. Поскольку метеорологические параметры изменяются из года в год, при прогнозировании выработки электроэнергии также рассматриваются данные многолетних метеонаблюдений для учета многолетнего хода климатических условий.

А.2 При расчете выработки электроэнергии обязательно оцениваются потери:

- потери при размещении СФЭБ на территории СЭС относительно друг от друга за счет возможного затенения,
- электрические потери во внутренней электрической сети СЭС,
- потери в выработке от простоя СФЭБ во время ремонта и технического обслуживания,
- потери от обледенения и деградации поверхности ФЭ СФЭБ,
- прочие потери.

При расчете выработки электроэнергии обязательно оцениваются погрешности:

- погрешности по качеству мониторинга параметров солнечного излучения,
- погрешности по качеству многолетних метеоданных,
- погрешности расчетов по модели СФЭБ,
- погрешности по эксплуатации СФЭБ.

А.3 В рамках расчета выработки электроэнергии даются рекомендации по оптимизации расположения СФЭБ с целью снижения существующих потерь и увеличения выработки электроэнергии, а также рекомендации по выбору модели ФЭ и СФЭМ.

А.4 Реализуемую мощность в цепи постоянного тока для группы СФЭБ на данной площадке СЭС следует определять по нижеприведенному порядку.

При известных параметрах солнечного излучения: ϕ_i - мощность суммарного солнечного излучения, d_i - число ясных солнечных дней, h_i - количество часов солнечного сияния за год, предварительные расчеты должны содержать расчет среднесуточной мощности солнечной радиации по месяцам ϕ_{ji} , среднего количества солнечных дней d_{ji} и часов h_{ji} солнечного сияния за год при этой мощности на площадке СЭС.

А.5 В связи с существенной разницей значений ϕ_{ji} по кварталам, расчет реализуемой суммарной мощности внутренней сети постоянного тока $P_{\Sigma\text{СФЭБ}}$, Вт/м², целесообразно выполнять для кварталов раздельно согласно формуле:

$$P_{\Sigma\text{СФЭБ}} = P_j (\phi_{ji}) N_j (1 - \alpha_{ji}) \quad (\text{А.1})$$

где $P_j(\phi_{ji})$ – реализуемая мощность СФЭБ, N_j – число СФЭБ, α_{ji} – коэффициенты затенения.

Результаты расчета $P_{\Sigma\text{СФЭБ}} = f(\phi_{ji})$ являются фактической располагаемой характеристикой мощности внутренней сети постоянного тока СЭС с выбранными N числом СФЭБ.

А.6 Пример:

Определение реализуемой мощности цепи переменного тока для элемента в составе: два инвертора и трансформатор на данной площадке СЭС. Вторая часть внутренней сети СЭС содержит трехфазные цепи переменного тока первого уровня напряжения (обычно 10 кВ) с выхода ТР, радиальные и магистральные трехфазные кабельные линии переменного тока. Для примера приведем расчет параметров двух инверторов и выходного ТР одного элемента цепи СЭС мощностью 1 МВт. Соотношения для расчета параметров (2 инвертора + ТР) указаны в табл. А1.

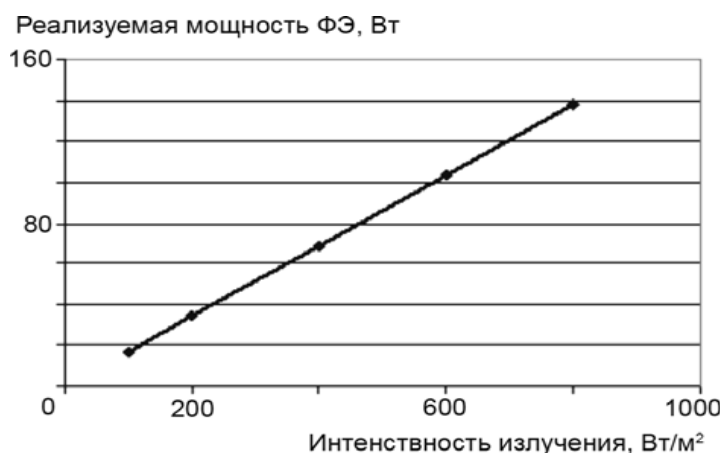


Рисунок А.1 - Мощностная характеристика ФЭ на площадке СЭС

Таблица А.1 - Соотношения между параметрами в схеме трех фазного мостового инвертора с выходным трансформатором при отсутствии фильтра

Параметр	Значение
Число фаз m	3
Среднее значение входного напряжения постоянного тока на входе И (инвертора) по отношению к действующему значению фазного напряжения обмотки ТР на выходе инвертора $U_{\Sigma\text{СФЭБ}}/U_{\phi 1}$	2,34
Действующее значение фазного напряжения на обмотке ТР на выходе инвертора по отношению к среднему значению напряжения постоянного тока на входе инвертора $U_{\phi 1}/U_{\Sigma\text{СФЭБ}}$	0,427
Максимальное обратное напряжение плеча СФЭМ-модуля по отношению к среднему значению напряжения постоянного тока $U_{\text{обр. СФЭМ}}/U_{\Sigma\text{СФЭБ}}$	1,045
Действующее значение тока в обмотке ТР на выходе инвертора по отношению к среднему значению постоянного тока на входе инвертора $I_{\text{ТР}}/I_{\Sigma\text{СФЭБ}}$	0,817
Среднее значение тока СФЭМ-модуля по отношению к среднему значению постоянного тока на входе инвертора $I_{\text{СФЭМ}}/I_{\Sigma\text{СФЭБ}}$ ($I_{\Sigma\text{СФЭБ}}/m$)	0,33

Параметры инвертора и трансформатора при схеме (2И+ТР).

Действующее значение напряжения обмотки ТР на выходе И – $U_{\Phi 1} = 0,4$ кВ, $U_{Л1} = 0,69$ кВ выбрано согласно стандарту, где $U_{\Phi 1}$ - действующее значение фазного напряжения на обмотке ТР на выходе инвертора.

Из формулы

$$U_{\Phi 1} = 0,2 U_{\Sigma \text{СФЭБ}}(\phi_{ji}) / \sin(0,15 \dots 0,16)\pi \quad (\text{A.2})$$

находим для данного расчетного примера $U_{\Sigma \text{СФЭБ}} = 850-900$ В, где $U_{\Phi 1}$ - действующее значение фазного напряжения обмотки ТР на выходе инвертора, $U_{\Sigma \text{СФЭБ}}(\phi_{ji})$ - значение входного напряжения постоянного тока от СФЭБ (или СФЭМ).

При расчетной мощности инвертора – $P_{\Sigma \text{СФЭБ}} = 500$ кВт согласно [2] и табл. А2 среднее значение тока $I_{\Sigma \text{СФЭБ}} = 550-570$ А, среднее значение тока СФЭМ-модулей $I_{\text{СФЭМ}} = 185$ А, максимальное обратное напряжение для СФЭМ-модулей $U_{\text{обр. СФЭМ}} = 950$ В.

Полная мощность одной обмотки $S_{\text{ТР1}}$ ТР на выходе инвертора:

$$S_{\text{ТР1}} = (P_{\Sigma \text{СФЭБ}} \cdot \eta_{\text{И}}) / (1,2 \cos \phi_1) \quad (\text{A.3})$$

где $\eta_{\text{И}}$ – КПД инвертора;

$\cos \phi_1$ – коэффициент мощности входной цепи ТР;

коэффициент 1,2 учитывает снижение фактически реализуемой величины $P_{\Sigma \text{СФЭБ}} = f(\phi_{ji})$.

Действующее значение тока $I_{\text{ТР}}$ в обмотке ТР на выходе инвертора

$$I_{\text{ТР}} = S_{\text{ТР1}} \cdot \cos \phi_1 / (1,7 U_{\text{Л1}}) \quad (\text{A.4})$$

Действующее значение напряжения выходной обмотки ТР $U_{\Phi 2} = 5,78$ кВ, $U_{\text{Л2}} = 10$ кВ выбрано по стандарту; полная мощность обмотки $S_{\text{ТР2}}$ на выходе ТР – $S_{\text{ТР2}} = 2 S_{\text{ТР1}}$, действующее значение тока в обмотке $I_{2\text{ТР}}$

$$I_{2\text{ТР}} = S_{\text{ТР2}} \cdot \cos \phi_2 / (1,7 U_{\text{Л2}}) \quad (\text{A.5})$$

Расчеты по (1) - (5) дают результат при $P_{\Sigma \text{СФЭБ}} = 500$ кВт; $\eta_{\text{И}} = 0,8$; $\cos \phi_1 = 0,9$; $S_{\text{ТР1}} = 370$ кВт; $S_{\text{ТР2}} = 740$ кВт; $I_{\text{ТР}} = 480$ А; $I_{2\text{ТР}} = 40$ А.

Расчет среднеквартальной и среднегодовой выработки электроэнергии СЭС и коэффициентов использования установленной мощности

При известных величинах среднего количества солнечных дней d_{ji} и часов h_{ji} солнечного сияния за квартал или за год, расчет выработки энергии $W_{\text{СФЭБj}}$ (кВт·квартал), (кВт·год) производится согласно:

$$W_{\text{СФЭБ}} = P_{\Sigma \text{СФЭБ}} d_{ji} h_{ji} \quad (\text{A.6})$$

Расчет выработки электроэнергии СЭС и средней величины коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) СЭС целесообразно выполнять не

только за год, но и поквартально, что позволит точнее учитывать реальную мощность СЭС, например, для суточного графика покрытия нагрузок сети. Расчет средней величины КИУМ для СЭС также можно выполнить по кварталам и за год (с учетом часов солнечного сияния h_{ji} за год) и среднее значение КИУМ за год по обычному расчету для электростанции (для $h = 24$ часа в сутки).

При расчете КИУМ СЭС определяется расчетная выработка электроэнергии $W_{\text{РАС}}$. СЭС за год ($W_{\text{РАС.ГОД}}$) и за квартал ($W_{\text{РАС.КВАР.}}$) при условии реализации нормируемой установленной мощности ФЭ $P_{\text{НОМ}}$.

$$W_{\text{РАС.ГОД}} = 365 \cdot 24 P_{\text{НОМ}} \cdot N \quad (\text{A.7})$$

$$W_{\text{РАС.КВАР.}} = D_I \cdot 365 \cdot 24 P_{\text{НОМ}} \cdot N \quad (\text{A.8})$$

где N – число ФЭ; D_I – число дней в соответствующем квартале года.

Величина среднегодового коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) равняется отношению фактической реализованной годовой $W_{\text{ГОД}}$ или квартальной $W_{\text{КВАР.}}$ выработки к расчетной

$$\text{КИУМ}_{\text{ГОД}} = W_{\text{ГОД}} / W_{\text{РАС.ГОД}} \quad (\text{A.9})$$

$$\text{КИУМ}_{\text{КВАР.}} = W_{\text{КВАР.}} / W_{\text{РАС.КВАР.}} \quad (\text{A.10})$$

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1]. Э.А. Бекиров, Л.Д. Сокут Основные этапы расчета параметров солнечной электростанции Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» № 17 (139) 2013
- [2]. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии: пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- [3]. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підруч. Київ.: НТУУ «КПІ», 2012.
- [4]. Толстов Ю.Г. Автономные инверторы тока. М.: Энергия, 1978.

УДК 725.42:620.9

МКС 27.160, 29.260, 29.100.01, 29.200, 29.240

Ключевые слова: солнечная электростанция, инсоляция солнечного излучения, фотоэлектрические элементы, солнечные фотоэлектрические модули, аккумуляторные батареи, инвертор, контроллер заряда.

Ресми басылым

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ
ҚҰРЫЛЫС, ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ ЖӘНЕ
ЖЕР РЕСУРСТАРЫН БАСҚАРУ КОМИТЕТІ**

**Қазақстан Республикасының
ЕРЕЖЕЛЕР ЖИНАҒЫ**

ҚР ЕЖ 4.04–113–2014

КҮН ЭЛЕКТРСТАНЦИЯЛАРЫН 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 4.04–113–2014

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Ответственные за выпуск: АО «КазНИИСА»

050046, г. Алматы, ул. Солодовникова, 21
Тел./факс: +7 (727) 392-76-16 – приемная