СИСТЕМА ВЕДОМСТВЕННЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ, СТРОИТЕЛЬСТВУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ МИНИСТЕРСТВА ОБОРОНЫ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ВЕДОМСТВЕННЫЙ СВОД ПРАВИЛ

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ ОБЪЕКТОВ ВОЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

ВСП 43-02-05
МО РФ

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

НАЧАЛЬНИК СЛУЖБЫ
РАСКВАРТИРОВАНИЯ И ОБУСТРОЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА ОБОРОНЫ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Москва
2006

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1. РАЗРАБОТАН Головным исполнителем – Государственным образовательным учреждением высшего профессионального образования – Военным инженерно-техническим университетом (ГОУ ВПО ВИТУ) и Соисполнителями: 31 Государственным проектным институтом специального строительства Министерства обороны Российской Федерации (31 ГПИ СС МО РФ) и Научно-исследовательским Центром 26 Центрального научно-исследовательского института Министерства обороны Российской Федерации (НИЦ 26 ЦНИИ МО РФ).

В разработке Ведомственного свода правил принимали участие:

- от **ГОУ ВПО ВИТУ:** д.т.н. профессор Путятинский В.А., д.т.н. профессор Агафонов А.Н., д.т.н. доцент Сайданов В.О., к.т.н. доцент Проскурин В.А., д.т.н. с.н.с. Толмачев В.Н., к.т.н. доцент Разуваев А.В., к.т.н. Терехин А.Н., к.т.н. Мартемьянов О.Л., к.т.н. Кирюхин С.Н., Гудзь В.Н., Антипов М.А., Слесаренко И.В., Панарин С.А., Горланов А.В.;

- от **31 ГПИ СС МО РФ:** Криков В.А., Ромашкин А.П., Литвинов В.Н.;

- от **НИЦ 26 ЦНИИ МО РФ:** д.т.н. профессор Булат В.А., к.т.н. доцент Лесников Е.В., к.т.н. с.н.с. Кузьмин А.А.

ВНЕСЕН Военно-научным комитетом Начальника строительства и расквартирования войск Министерства обороны Российской Федерации.

2. УТВЕРЖДЕН Приказом Начальника службы расквартирования и обустройства войск Министерства обороны Российской Федерации от 12.07.2005 г.

3. ВЗАМЕН «Положения по проектированию стационарных дизельных электростанций (ДЭС) для капитального строительства Министерства обороны» (ВСН 119-90/МО СССР).

Содержание

Введение V

1 Область применения 1

2 Нормативные ссылки 1

3 Термины и определения 7

4 Обозначения и сокращения 11

5 Общие указания 13

6 Генеральный план 16

7 Объемно-планировочные и конструктивные решения 20

8 Теплоэнергетическая часть электростанций с двигателями внутреннего сгорания 26

9 Электротехническая часть электростанций с двигателями внутреннего сгорания 51

10 Противопожарные мероприятия 57

11 Связь и сигнализация 59

12 Отопление и вентиляция 60

13 Автоматизация инженерных систем 61

14 Оперативно-диспетчерское управление 63

15 Охрана окружающей среды 64

16 Организация условий и охраны труда личного состава 68

17 Технико-экономические показатели 69

Приложение А (справочное) Системы энергоснабжения объектов военной инфраструктуры на базе энергоустановок с двигателями внутреннего сгорания и других источников энергии 71

Приложение Б (рекомендуемое) Рекомендуемые нормы освещенности основных помещений электростанций с двигателями внутреннего сгорания 76

Приложение В (справочное) Категории помещений электростанций с двигателями внутреннего сгорания по взрывопожарной и пожарной опасности 78

Приложение Г (рекомендуемое) Методика определения основных технико-экономических показателей электростанций и электротеплостанций с двигателями внутреннего сгорания 81

Приложение Д (рекомендуемое) Штатное расписание электростанции с двигателями внутреннего сгорания в зависимости от её мощности 92

Введение

Настоящие Правила содержат общие и специальные положения по проектированию стационарных электростанций на базе энергетических установок с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) в составе систем энергоснабжения объектов военной инфраструктуры.

Современные условия проектирования стационарных электростанций с двигателями внутреннего сгорания требуют наиболее эффективного использования как традиционных, так и нетрадиционных возобновляемых энергетических ресурсов.

К числу основных причин, обуславливающих необходимость переработки существующих ВСН 119-90/МО СССР, следует отнести:

- широкое применение энергетических установок полной заводской готовности, монтируемых в контейнерах;

- насущную необходимость повышения коэффициента использования теплоты применяемого топлива в связи с постоянным повышением его цены и распространением комплексной выработки теплоты и электрической энергии в изолированных энергосистемах России;

- широкое распространение за рубежом и расширение промышленного производства в России оборудования, использующего нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Правила базируются на положениях нормативных документов, действующих в России, Министерстве обороны РФ, и учитывают специфику объектов военной инфраструктуры.

ВЕДОМСТВЕННЫЙ СВОД ПРАВИЛ

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ ОБЪЕКТОВ ВОЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Дата введения: 12.07.2005 г.

1 Область применения

1.1 Правила разработаны в качестве дополнения к государственным нормам и содержат общие и специальные положения по проектированию стационарных электростанций с двигателями внутреннего сгорания в составе систем энергоснабжения объектов военной инфраструктуры. Правила являются обязательными для всех проектных, строительных и других организаций МО РФ, а также других ведомств, связанных с проектированием и строительством электростанций с двигателями внутреннего сгорания для объектов военной инфраструктуры.

1.2 Настоящие Правила устанавливают основные требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых электростанций с двигателями внутреннего сгорания объектов военной инфраструктуры единичной мощностью агрегатов от 30 кВт.

Правила не распространяются на проектирование электростанций специальных фортификационных сооружений, которые проектируются в соответствии с ВСН 36-07-02.

2 Нормативные ссылки

В настоящих Правилах использованы ссылки на следующие нормативные

документы:

Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

Федеральный закон от 30.03.1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;

Федеральный закон от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».

ГОСТ 9.602-89* Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

ГОСТ 12.0.005-84 Метрологическое обеспечение в области безопасности труда. Основные положения;

ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

ГОСТ 12.1.003-83* Шум. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.004-91* Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 12.1.005-88* Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 12.1.019-79* Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

ГОСТ 12.2.007.0-75* Изделия электротехнические, Общие требования безопасности;

ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия;

ГОСТ 8732-78* Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;

ГОСТ 8734-75* Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент;

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 13822-82** Электроагрегаты и передвижные электростанции дизельные. Общие технические условия;

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;

ГОСТ 14228-80 Дизели и газовые двигатели автоматизированные. Классификация по объему автоматизации;

ГОСТ 15150-90 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

ГОСТ 18477-79* Контейнеры универсальные. Типы, основные параметры и размеры;

ГОСТ 20439-87 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Требования к надежности и методы контроля;

ГОСТ 21130-75* Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры;

ГОСТ Р 50571.15-97 (МЭК 364-5-52-93) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки;

ГОСТ Р 50761-95 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Общие требования безопасности;

ГОСТ Р 50783-95 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования;

ГОСТ Р 51249-99 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Выбросы вредных веществ с отработавшими газами. Нормы и методы определе-

ния;

ГОСТ Р 51250-99 Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Дымность отработавших газов. Нормы и методы определения;

ГОСТ Р 51317.6.4-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Помехоэмиссия от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний.

СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений;

СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения;

СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений;

СНиП 23-01-99 Строительная климатология;

СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение;

СНиП II.02.05-87 Фундаменты машин с динамическими нагрузками;

СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах;

СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий;

СНиП 2.04.02-84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения;

СНиП 2.07.01-89* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений;

СНиП 2.09.02-85* Производственные здания;

СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий;

СНиП 2.09.04-87* Административные и бытовые здания;

СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные требования;

СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства;

СНиП 3.05.07-85* Системы автоматизации;

СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах;

СНиП II-12-77 Защита от шума;

СНиП II-35-76* Котельные установки;

СНиП II-89-80 Генеральные планы промышленных предприятий;

СНиП 31-03-2001 Производственные здания;

СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование;

СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы.

СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения;

СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод;

СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления;

СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест;

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов;

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

ГН 2.2.5. 1313-03 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

ГН 2.1.6. 1338-03 Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

НПБ 88-2001 Нормы и правила проектирования установок пожаротушения и сигнализации;

НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

НТПД-90/Минэнерго СССР Нормы технологического проектирования дизельных электростанций.

ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

ПБ 09-566-03 Правила безопасности для складов углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей;

ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов;

ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.

ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ.

ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0.-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

ПОТ Р М-026-2002 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций.

ВСН 21-02-01/МО РФ Установки газового пожаротушения автоматические объектов Вооруженных Сил РФ

ВСН 34-94/МО Планировка и застройка военных городков;

ВСН 47-85 Нормы проектирования автоматических установок водяного пожаротушения кабельных сооружений;

ВСН 22-02-98/МО РФ Инструкция по проектированию, устройству и эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества зданий и сооружений Минобороны;

ВСН 110-83/МО Нормы комплектования защитными средствами электроустановок объектов Минобороны при вводе в эксплуатацию;

ВСН 111-90/МО Ведомственные нормы проектирования складов для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;

ВСН 150-87/МО Проектирование систем теплоснабжения объектов Министерства обороны;

ВСН 159-90/МО Инструкция по выбору участков (трасс) для строительства объектов МО.

ВНТП 51-1-88 Проектирование установок производства, хранения СПГ, изотермических хранилищ и газозаправочных сетей.

Р 50-605-80-94 Ветроэнергетика. Методика определения ветроэнергетических ресурсов и оценки эффективности использования ветроэнергетических установок на территории России и стран СНГ.

РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и сетей;

РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию пожарной защиты энергетических предприятий;

РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий;

СО-153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

Приказ Министра обороны РФ № 322 от 5.10.95 г. «Об организации противопожарной защиты и местной обороны»;

Приказ заместителя Министра обороны РФ № 416 от 31.12. 95 г. «Требования по оснащению помещений СФС пожарной сигнализацией».

3 Термины и определения

В настоящих Правилах применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 блок-модуль: Составная часть электростанции (электротеплостанции, комбинированной электротеплостанции), включающая в себя основное и вспомогательное оборудование, предназначенное для выработки электрической и/или тепловой энергии, имеющая функциональные связи (при необходимости)

с другими блок-модулями. Блок-модули могут размещаться в транспортабельных контейнерах.

3.2 валовый потенциал возобновляемого энергетического ресурса: Среднемноголетняя суммарная энергия возобновляемого энергетического ресурса, которая доступна для использования в конкретном районе строительства.

3.3 ветроэлектрическая установка: Комплектная установка, состоящая из ветродвигателя, электрического генератора и вспомогательного оборудования, предназначенная для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую и снабжения энергией потребителей.

3.4 газодизельный двигатель: Двигатель внутреннего сгорания, в котором газообразное топливо воспламеняется за счет впрыска запальной порции дизельного топлива.

3.5 газопоршневой двигатель: Двигатель внутреннего сгорания, в котором осуществляется принудительное воспламенение (от искры) газообразного топлива.

3.6 комбинированная система энергоснабжения объектов военной инфраструктуры: Часть системы энергоснабжения, состоящая из комбинированных электротеплостанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов для производства, преобразования, накопления и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этими режимами.

3.7 комбинированная электротеплостанция: Комплекс функционально связанных технических устройств, состоящий из одной или нескольких электротеплостанций с двигателями внутреннего сгорания, теплогенерирующих энергоустановок, а также устройств для накопления и распределения теплоносителя и тепловой энергии, объединенных в общую тепловую схему, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией и теплотой.

3.8 коэффициент использования теплоты топлива: Отношение полезно использованной потребителями электроэнергии и теплоты, выработанной в

системе энергоснабжения, к энергии, полученной при сжигании топлива, затраченного на выработку этой электроэнергии и теплоты.

3.9 нетрадиционный и возобновляемый источник энергии: Энергия солнца, ветра, тепла земли, естественного движения водных потоков, а также энергия существующих в природе градиентов температур.

3.10 объект военной инфраструктуры: Комплекс технологически и технически связанных между собой зданий, сооружений и систем или отдельное здание (сооружение), предназначенных для выполнения задач по управлению войсками, боевого применения, хранения, подготовки и перемещения средств вооружения, военной и другой техники, расквартирования, обустройства и жизнеобеспечения войск, а также решения других задач, стоящих перед Вооруженными силами.

3.11 потребитель тепловой энергии: Теплопотребляющая энергоустановка или группа теплопотребляющих энергоустановок, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

3.12 потребитель электрической энергии: Электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

3.13 северная строительно-климатическая зона: Высокоширотная часть территории РФ, характеризующаяся суровыми природно-климатическими условиями и повышенными затратами на производство продукции и жизнеобеспечение населения.

3.14 система комплексной утилизации теплоты: Комплекс функционально связанных технических устройств, которые предназначены для нагревания теплоносителя за счет использования теплоты отработавших газов, охлаждающей жидкости, моторного масла и надувочного воздуха двигателя внутреннего сгорания.

3.15 система энергоснабжения объектов военной инфраструктуры: Совокупность взаимосвязанных энергоустановок, осуществляющих энерго-

снабжение объектов военной инфраструктуры.

3.16 сложнокомбинированная система энергоснабжения объектов военной инфраструктуры: Часть системы энергоснабжения, в состав которой дополнительно включены электростанции на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, связанные с комбинированными электротеплостанциями общностью режимов для производства, преобразования, накопления и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этими режимами.

3.17 тепловая электростанция: Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и теплоту.

3.18 теплогенерирующая энергоустановка: Тепловая энергоустановка, предназначенная для выработки тепловой энергии (теплоты).

3.19 теплопотребляющая энергоустановка: Тепловая установка или комплекс устройств, предназначенных для использования теплоты и теплоносителя на нужды отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения и технологические нужды.

3.20 технический потенциал возобновляемого энергетического ресурса: Часть валового потенциала соответствующего ресурса, которая может быть использована при современном уровне развития технических средств и соблюдении экологических норм.

3.21 холодоснабжение: Совокупность организационных и технических мероприятий по обеспечению искусственным холодом различных потребителей.

3.22 экономический потенциал возобновляемого энергетического ресурса: Величина годовой выработки электрической и тепловой энергии в районе строительства от использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, получение которой экономически оправдано для данного района при существующем уровне цен на оборудование, строительно-монтажные

работы, энергию и органическое топливо с учетом транспортировки и соблюдения экологических норм.

3.23 электроприемник: Аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

3.24 электростанция: Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и теплоты.

3.25 электростанция на базе двигателей внутреннего сгорания: Энергоустановка или группа энергоустановок с двигателями внутреннего сгорания для производства электрической энергии и теплоты.

3.26 электростанция на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: Энергоустановка или группа энергоустановок с нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии для производства электрической энергии.

3.27 электротеплостанция: Электростанция на базе энергетической установки с двигателем внутреннего сгорания, дооборудованного системой комплексной утилизации теплоты, предназначенная для совместной выработки электрической энергии и теплоты.

3.28 энергетический ресурс: Носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть полезно использован в перспективе.

3.29 энергоустановка: Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

4 Обозначения и сокращения

АВР – автоматическое включение резерва

БМДГ – блок-модуль дизель-генератора

БМЭУ – блок-модуль энергетической установки

БМДО – блок-модуль диспетчера-оператора

ВАСТ – выпрямительный агрегат стартерный

ВДЭС – ветроэлектрическая установка в сочетании с дизельной электростанцией

ВЭУ – ветроэлектрическая установка

ГЖ – горючая жидкость

ГН – гигиенические нормативы

ГРЩ – главный распределительный щит

ГСМ – горюче-смазочные материалы

ГЭС – гидроэлектростанция

ДВС – двигатель внутреннего сгорания

ДГ – дизель-генератор

ДГА – дизель-генераторный агрегат

ДГУ – дизель-генераторная установка

ДЭА – дизель-электрический агрегат

ДЭС – стационарная дизельная электростанция

ЗИП – запасное имущество и принадлежности

КУ – котельная установка

КЭТС – комбинированная электротеплостанция

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

НВИЭ – нетрадиционный возобновляемый источник энергии

ОГ – отработавшие газы

ОВИ – объект военной инфраструктуры

ПБ – правила безопасности

ПДК – предельно допустимые концентрации

ППБ – правила противопожарной безопасности

ПУЭ – правила устройства и безопасной эксплуатации электроустановок

РУ – распределительное устройство

СКУТ – система комплексной утилизации теплоты

СанПиН – санитарно-эпидемиологические правила и нормативы

СЗЗ – санитарно-защитная зона

СН – санитарные нормы

СПГ – сжиженный природный газ

СЭ – система энергоснабжения

ТГУ – теплогенерирующая установка

ТУ – технические условия

ШУОТ – шкаф управления оперативным током

ЭА – электроагрегат

ЭС – электростанция с двигателями внутреннего сгорания

ЭТС – электротеплостанция

ЭУ – энергетическая установка

5 Общие указания

5.1 Проектирование новых и реконструируемых электростанций с двигателями внутреннего сгорания (ЭС), электротеплостанций (ЭТС) и комбинированных электротеплостанций (КЭТС) осуществляется в соответствии с утвержденными схемами электроснабжения и теплоснабжения.

5.2 ЭС объектов военной инфраструктуры по назначению подразделяются на:

- базовые (постояннодействующие), предназначенные для работы в качестве основного источника электроэнергии и вспомогательного (дополнительного) источника теплоты;

- резервные, предназначенные для дублирования основного (внешнего) источника электроснабжения.

5.3 Основные технические решения должны обеспечивать соблюдение противопожарных, санитарных норм для обслуживающего персонала, а также норм по защите окружающей среды при требуемых категориях надежности электроснабжения и теплоснабжения, максимальную экономию материально-технических ресурсов в строительстве и эксплуатации.

5.4 В районах строительства сейсмичностью 7 баллов и выше проектиро-

вание ЭС осуществляется с учетом обеспечения сейсмостойкости строительных конструкций и оборудования. При отсутствии необходимого сейсмостойкого оборудования допускается по согласованию с заказчиком применять общепромышленное оборудование с устройством мероприятий по его сейсмозащите.

5.5 Как правило, ЭС выполняются отдельно стоящими и имеют свои вспомогательные здания и сооружения. Пристроенные и встроенные ЭС целесообразно выполнять в зонах промышленной застройки.

5.6 Не допускается размещать встроенные ЭС под помещениями с дорогостоящей технологической аппаратурой, мокрыми процессами, раздевальными и душевыми, а также под складами сгораемых материалов.

5.7 Не допускается размещать встроенные ЭС с категориями помещений «Б» и «А» в подвальных и цокольных этажах.

5.8 Мощность базовой и резервной ЭС определяется по расчетной нагрузке потребителей объекта.

Суммарная установленная мощность рабочих энергетических установок с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) должна быть больше или равна расчетной нагрузке с учетом собственных нужд ЭС и потерь мощности в электросетях.

5.9 Общее количество энергетических установок с ДВС, устанавливаемых на базовых ЭС, определяется числом рабочих и резервных агрегатов и должно быть не менее двух. Мощность резервного агрегата принимается равной мощности рабочего. Для районов северной строительно-климатической зоны количество резервных агрегатов должно быть равно количеству рабочих. По заданию Заказчика в качестве резервных допускается установка одной или нескольких энергетических установок, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ), в случаях, когда выполнить энергоснабжение от традиционных источников не представляется возможным.

5.10 На резервных ЭС, как правило, должно быть не менее двух рабочих электроагрегатов. По требованию Заказчика допускается установка одного ра-

бочего электроагрегата.

5.11 На базовых ЭС, как правило, в качестве рабочих должны применяться энергетические установки на базе малооборотных или среднеоборотных дизельных, газопоршневых и газодизельных ДВС с ресурсом до капитального ремонта не менее 18 000 часов.

Для удовлетворения требованиям ГОСТ 12.1.005 к воздуху рабочей зоны ЭС (ЭТС, КЭТС) все оборудование последних, в том числе и ДВС, должно быть газоплотным.

5.12 Для резервных ЭС выбор электроагрегатов должен производиться с учетом возможности автоматического пуска и приема нагрузки за минимально короткое время и способности агрегатов работать длительное время (250 часов) без обслуживающего персонала, что соответствует 3-й степени автоматизации дизельных и газопоршневых ДВС по ГОСТ 14228-80.

В отдельных случаях, в соответствии с заданием на проектирование, допускается применение в резервных ЭС электроагрегатов, автоматизированных по 2-й и 1-й степеням.

5.13 В проектах ЭС для объектов военной инфраструктуры необходимо применять электроагрегаты в соответствии с «Типажом источников электрической энергии для Вооруженных сил Российской Федерации на период до 2010 г.» (в дальнейшем «Типажом...») и выполнять требования, изложенные в технической документации заводов-изготовителей.

5.14 При проектировании систем электроснабжения с использованием дизельных электростанций, как правило, должны применяться типовые или повторно применяемые проекты ЭС.

5.15 Компоновка оборудования ЭС должна обеспечивать рациональную механизацию и автоматизацию технологических процессов, безопасное и удобное обслуживание оборудования, а также условия для механизации ремонтных работ. Для механизации трудоемких работ при монтаже и ремонте отдельных узлов оборудования, арматуры и трубопроводов следует предусматривать

подъемно-транспортные средства (ручные тележки, тали, тельферы, подвесные и мостовые краны), грузоподъемность которых выбирается исходя из массы наиболее тяжелой детали электроагрегатов или наиболее тяжелого блока станционных систем.

Стационарные грузоподъемные устройства, необходимые только для выполнения монтажных работ, проектом не предусматриваются.

5.16 В помещении машинного зала ЭС рекомендуется предусматривать ремонтные зоны (площадки), необходимые для размещения частей оборудования во время ремонта. Ремонтные площадки, как правило, располагаются в одном из торцов машинного зала.

5.17 Проектом должна предусматриваться возможность индустриализации строительства и монтажа оборудования технологическими блоками заводской готовности.

5.18 Компоновка электроагрегатов и вспомогательного оборудования на ЭС (расстояние между оборудованием и ограждающими конструкциями, проходы для обслуживания и т.п.) выполняется в соответствии с пунктом 8.1.8 настоящих Правил и ПУЭ.

6 Генеральный план

6.1 При разработке генеральных планов ЭС необходимо выполнять требования СНиП 2.07.01-89 и ВСН 34-94/МО.

6.2 Земельные участки для строительства ЭС выбираются в соответствии со схемой электроснабжения, проектами планировки и застройки объектов и должны удовлетворять требованиям для строительства промпредприятий. При выборе земельного участка должны учитываться требования СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, СанПиН 2.1.6.1032-01, СН 2.2.4/2.1.8.562-96, СанПиН 2.15.980-00, СанПиН 2.1.4.1110-02.

Размеры земельных участков электростанций, размещение на них зданий и сооружений, а также противопожарные разрывы принимаются с учетом тре-

бований действующих норм и правил.

6.3 Место размещения ЭС должно быть согласовано с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора с оформлением санитарно-эпидемиологического заключения по выбору земельного участка для строительства объекта в соответствии с требованиями ВСН 159-90/МО.

6.4 Участок под строительство ЭС по размерам и конфигурации должен обеспечивать удобное взаимное размещение зданий и сооружений при минимальных длинах инженерных коммуникаций, а также соблюдение санитарных, противопожарных, экологических и специальных требований с учетом возможного расширения основного здания и наружного хозяйства.

6.5 Выбор места расположения ЭС производится с учетом перспективного развития схемы электроснабжения объекта и, по возможности, в центре электрических нагрузок.

6.6 По отношению к границам жилой застройки участок ЭС располагается с подветренной стороны для ветров преобладающего направления и отделяется санитарно-защитной зоной, размеры которой принимаются на основании расчетов уровней шума и концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе с учетом требований СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, СН 2.2.4/2.1.8.562-96, СанПиН 2.1.6.1032-01.

6.7 Наружное ограждение участка ЭС, расположенного на охраняемой технической территории, не предусматривается.

В случае обособленного расположения ЭС (вне охраняемой технической территории или площадки жилого городка) ее участок должен быть ограждан забором из стальной сетки, колючей проволоки или другими типами ограждений.

6.8 Генеральным планом на территории ЭС и ЭТС предусматриваются:

- основное здание ЭС (ЭТС);
- сооружения (склады) топливного и масляного хозяйства;
- участок приема, хранения и перекачки ГСМ;

- водоохладитель;
- система противопожарного водоснабжения;
- инженерные коммуникации, в том числе очистки вод;
- сооружения для хранения противопожарных средств.

6.9 На территории КЭТС дополнительно размещаются:

- здание (сооружение) с теплогенерирующими (котельными) установками;
- здание (сооружение) регулирующего теплового пункта.

При этом теплогенерирующие установки и энергоустановки с ДВС могут размещаться в одном здании (сооружении).

6.10 При использовании ЭТС и КЭТС в составе систем энергоснабжения в сочетании с энергоустановками на базе НВИЭ на их территориях также располагается здание (сооружение) электрического распределительного пункта с трансформаторной подстанцией. При этом сами ЭУ на базе НВИЭ располагаются, как правило, на значительных расстояниях (до нескольких километров) от зданий ЭТС и КЭТС.

6.11 На территории ЭС и ЭТС запрещается строительство сооружений, не связанных с их функционированием, в том числе не допускается размещение складов твердого топлива.

6.12 Площадка для строительства ЭС (ЭТС) должна удовлетворять следующим условиям:

- должна позволять максимально использовать существующие автодороги и сети водоснабжения, канализации, теплофикации;
- при размещении ЭС и ЭТС на базе ДВС следует руководствоваться требованиями СНиП II-12-77, 2.07.01-89;
- запрещается размещение складов ГСМ на территории зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения и водопроводных сооружений.

6.13 Для подъезда автотранспорта к зданиям и сооружениям электростан-

ции следует предусматривать автодороги и площадки, а также пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования в соответствии со СНиП II-89-80.

6.14 Конструкция дорожного покрытия автомобильных дорог, площадок и тротуаров разрабатывается применительно к местным условиям.

6.15 Вертикальная посадка сооружений ЭС и ЭТС должна обеспечивать возможность движения жидкого топлива самотеком от сливного устройства в резервуары наружного топливохранилища, а из резервуаров наружного топливохранилища – в основное здание ЭС и ЭТС (к всасывающим патрубкам топливных насосов).

6.16 Озеленение территории участка ЭС осуществляется в соответствии с требованиями СНиП II-89-80. Существующие на территории зеленые насаждения должны быть максимально сохранены.

При размещении ЭС и ЭТС в лесных массивах должны быть соблюдены необходимые противопожарные разрывы в соответствии с требованиями ВСН 111-90/Минобороны.

6.17 Вертикальная планировка участка строительства должна обеспечивать отвод сточных вод с территории ЭС, ЭТС и КЭТС с очисткой загрязненной части стока. Степень очистки определяется по согласованию с территориальными органами Министерства природных ресурсов России и другими органами исполнительной власти законодательством РФ.

6.18 В районах северной строительно-климатической зоны вертикальную планировку площадки строительства следует предусматривать с таким расчетом, чтобы выемки котлованов и размещение земельных масс не вызвали оползневых и просадочных явлений, нарушения расчетного режима грунтовых вод, заболачивания территорий, образования наледей, изменения ветра и снежных покровов в нежелательном направлении, образования больших снежных отложений на инженерных коммуникациях, конструкциях зданий и сооружений.

7 Объемно-планировочные и конструктивные решения

7.1 При проектировании основного здания и вспомогательных сооружений ЭС следует соблюдать требования СНиП 2.09.03-85, 31-03-2001, 2.09.04-87*, а для сейсмических районов – также СНиП II-7-81*.

7.2 ЭС должны размещаться в зданиях не ниже II степени огнестойкости по СНиП 21-01-97*. В удаленных труднодоступных районах допускается строительство ЭС из легкосборных металлических конструкций при условии доведения их до III степени огнестойкости и размещения топливного хозяйства в отдельно стоящем сооружении с автономной системой автоматического пожаротушения.

7.3 В районах северной строительно-климатической зоны объемно-планировочные решения зданий ЭС, ЭТС и КЭТС должны обеспечить применение конструкций с максимальной степенью сборности транспортабельных деталей и изделий с надежными и простыми в монтаже соединениями, позволяющими производить монтаж зданий и сооружений круглогодично и в условиях низких температур.

7.4 Конструктивное решение электростанций контейнерного исполнения транспортабельных ЭС должно отвечать требованиям ГОСТ 18477-79*, ГОСТ Р 50783-95, ГОСТ 13822-82**.

7.5 С целью унификации строительных ограждающих конструкций по высоте и рационального использования объема сооружения допускается размещение бытовых и вспомогательных помещений ЭС в два этажа.

7.6 Для обеспечения монтажа крупногабаритного оборудования в стенах и перекрытиях здания следует предусматривать ворота, монтажные проемы, размеры которых должны превышать наибольшие габариты оборудования, как правило, не менее чем на 400 мм.

7.7 В базовых ЭС необходимо предусматривать следующие вспомогательные помещения:

а) при количестве работающих в наиболее многочисленной смене до 6

человек:

- гардеробные;
- уборные с умывальниками;
- душевые;
- комнату приема пищи;
- механическую мастерскую;
- склад ЗИП;

б) при количестве работающих в наиболее многочисленной смене от 6 человек и более:

- комнату начальника электростанции;
- гардеробные;
- уборные с умывальниками;
- душевые;
- комнату приема пищи;
- механическую мастерскую;
- класс для занятий с личным составом;
- склад ЗИП.

7.8 При соответствующем технико-экономическом обосновании в здании базовых ЭС необходимо предусматривать помещение «Диспетчерской системы электроснабжения».

7.9 В резервных ЭС необходимо предусматривать следующие вспомогательные помещения:

- уборные с умывальниками;
- склад ЗИП;
- комнату начальника ЭС, механическую мастерскую, душевую, гардеробную (при установленной мощности ЭС 1000 кВт и более).

7.10 Площади вспомогательных помещений устанавливаются в соответствии со СНиП 31-03-2001, 2.09.04-87*.

7.11 Каналы электростанций должны перекрываться съемными плитами

или щитами из несгораемого материала массой до 50 кг, выдерживающие нагрузку не менее 200 кгс/м^2.

7.12 Фундаменты под электроагрегаты с ДВС должны выполняться в соответствии со СНиП 2.02.05-87 с учетом рекомендаций заводов-изготовителей и не иметь жесткой связи с другими фундаментами, а также с каркасом и стенами здания. В зонах с вечномерзлыми грунтами фундаменты следует производить в соответствии со СНиП 2.02.04-88.

7.13 Полы машинного зала и распределительных устройств в соответствии с НТПД-90/Минэнерго необходимо выполнять из керамической плитки или другого несгораемого материала, не создающего пыли и не разрушающегося под действием топлива и масла, удовлетворяющего условиям безискровости, выдерживающие давление не менее 0,5 МПа.

7.14 Помещения расходных баков и насосные перекачки легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) с температурой вспышки не более 61°С должны отделяться от соседних помещений и коридоров стенами из негорючих материалов с пределом огнестойкости 2,5 часа и соединяться с соседними помещениями через тамбур-шлюзы с постоянным подпором воздуха по СНиП 2.04.05-91* или иметь выходы непосредственно наружу.

7.15 Помещения машинного зала и топливоподготовки длиной 10 м и более должны иметь не менее двух выходов, расположенных в противоположных концах помещений.

7.16 Основные входы в машинный зал и механическую мастерскую должны иметь размеры, обеспечивающие пронос крупногабаритных деталей и механизмов.

7.17 В машзале расстояние от его наиболее удаленной точки до эвакуационного выхода (двери) должно быть не более 25 м.

7.18 Помещения ЭС с постоянным пребыванием людей, как правило, должны иметь естественное освещение.

7.19 Естественное освещение помещений ЭС должно выполняться в соот-

ветствии со СНиП 23-05-95*. Разряд зрительной работы принимается для машзала VIII-в, для щитов управления (на фасаде щита) при постоянном обслуживании IV-г.

7.20 При использовании блочно-транспортабельных (контейнерных) ЭС они размещаются единым энергокомплексом на территории электростанции с учетом обеспечения удобства их монтажа, эксплуатации и ремонта, в том числе и демонтажа оборудования через съемную крышу (стену) контейнера.

7.21 Блочно-транспортабельная (контейнерная) ЭС, как правило, состоит из одного или нескольких блок-модулей энергоустановок (БМЭУ), блок-модуля для диспетчера-оператора энергоблока, блок-модуля ГСМ, блок-модуля ремонтной мастерской и блок-модуля для обслуживающего персонала.

7.22 БМЭУ должен соответствовать требованиям ГОСТ 13822-82**, отвечать климатическому исполнению V категории размещения 1 по ГОСТ 15150-90, пожарной безопасности по НПБ 105-03 – 2-й степени огнестойкости, по СНиП 21-01-97* - III и должен включать, как правило:

- контейнер блок-модуля ЭУ;
- одну или несколько энергетических установок с ДВС;
- систему комплексной утилизации теплоты ДВС;
- системы охлаждения ЭУ с ДВС;
- компрессоры пускового воздуха или выпрямительные агрегаты, стартерные и аккумуляторные батареи (в зависимости от системы пуска ДВС);
- щит управления электрической системой;
- предпусковое подогревательное устройство (при необходимости);
- глушители выхлопа;
- расходный топливный бак;
- циркуляционный масляный бак;
- комплект монтажных частей и ЗИП;
- щит собственных нужд;

- комплект технической документации;
- устройства ввода силовых и контрольных кабелей и технологических трубопроводов;
- насосы подкачки топлива и масла.

7.23 БМЭУ должен быть оснащен системами отопления и вентиляции, обеспечивающими поддержание температуры в холодное время года не ниже +15°С.

На постоянных рабочих местах условия микроклимата должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4.548-96.

7.24 Уровень освещенности на местах управления – 100 лк, местах обслуживания – 50 лк. Должно быть предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Крепление светильников к корпусу контейнера на виброизоляторах.

7.25 Шкафы с аккумуляторными батареями должны иметь местную (автономную) вентиляцию.

7.26 Система открытия створок блока охлаждения должна иметь электрический и ручной приводы.

7.27 БМЭУ должен быть оборудован системами предупредительной пожарной сигнализации, автоматического пожаротушения и первичными средствами пожаротушения.

7.28 Щит собственных нужд БМЭУ должен обеспечивать:

- управление открытием и закрытием воздушных задвижек;
- управление освещением;
- управление пусковым компрессором (подзарядом аккумуляторных батарей) в автоматическом режиме;
- обеспечение подключения пожарной сигнализации;
- управление отоплением в автоматическом и ручном режиме;
- управление системой комплексной утилизации теплоты;
- управление насосами подкачки (закачки) ГСМ.

7.29 Блок-модуль диспетчера-оператора (БМДО) предназначен для обес-

печения автоматизированного управления блок-модулями энергоустановок и включает:

- контейнер БМДО;
- пульты управления энергокомплексом;
- ГРЩ;
- рабочее место оператора;
- устройства ввода внешних силовых и контрольных кабелей и технологических трубопроводов;
- комплект технической документации.

7.30 Пульт управления энергокомплексом должен обеспечивать:

- дистанционный пуск/останов ЭУ;
- тестирование ЭУ под нагрузкой и без неё;
- управление ЭУ в зависимости от нагрузки;
- управление автоматическими выключателями внешних силовых линий.

7.31 В ГРЩ предусматриваются:

- панель ввода от всех ЭУ;
- панель отходящих линий с автоматическими выключателями нагрузки, необходимыми устройствами контроля, управления и защиты;
- щит собственных нужд БМДО.

7.32 В БМДО для диспетчера-оператора выводятся сигналы «Пожар» от системы пожарной сигнализации всех блок-модулей энергокомплекса.

7.33 Блок-модуль горюче-смазочных материалов (ГСМ) применяется при необходимости сепарации топлива, поступающего со склада ГСМ в расходные баки, и включает:

- топливный бак для отстоя топлива;
- топливный бак для чистого топлива;
- сепараторы топлива;
- топливоподкачивающие насосы;

- устройства ввода внешних силовых, контрольных кабелей и технологических трубопроводов;
- щит собственных нужд и вспомогательной автоматики.

7.34 Контейнеры всех блоков энергокомплекса, как правило, должны быть аналогичной конструкции и оборудоваться автоматической пожарной сигнализацией и первичными средствами пожаротушения, освещением, отоплением и вентиляцией.

7.35 Исполнение электрооборудования всех блок-модулей энергокомплекса должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75*, ГОСТ 13822-82**, ГОСТ 50761-95 и ПУЭ.

7.36 Конструкция контейнера должна обеспечивать безопасность обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79*.

7.37 Все блок-модули энергокомплекса должны иметь по два заземляющих болтовых зажима, расположенных с разных сторон по диагонали. Заземляющие зажимы должны иметь специальные знаки, выполненные по ГОСТ 21130-75*.

7.38 Подключение внешних силовых и контрольных кабелей в блок-модулях производятся через сальниковые вводы или непосредственно к выведенным наружу шинам.

7.39 Расходный топливный бак емкостью до 1000 л устанавливается в изолированном отсеке каждого БМЭУ.

7.40 Требования, предъявляемые к обустройству передвижных электростанций, аналогичны требованиям к энергоблокам модульного исполнения.

8 Теплоэнергетическая часть электростанций с двигателями внутреннего сгорания

8.1 Общие положения

8.1.1 При выборе типовых ЭУ с ДВС следует учитывать степень загрузки

и характер режима работы ЭС, климатические факторы и наличие источников водоснабжения.

При ограниченных источниках водоснабжения предпочтительно использовать агрегаты с воздушно-радиаторной или испарительной системой охлаждения.

8.1.2 При эксплуатации ЭУ с ДВС в условиях, отличных от нормальных по температуре, барометрическому давлению и влажности атмосферного воздуха, снижение мощности принимается по указаниям (формулам, графикам или таблицам) заводов-изготовителей.

8.1.3 Количество рабочих агрегатов определяется в соответствии с графиком нагрузок и имеющейся номенклатурой ЭУ с ДВС.

Мощность рабочих агрегатов выбирается так, чтобы наиболее продолжительное время они работали на экономичном режиме (при нагрузке 75...85% от номинальной).

Величина минимальной нагрузки должна быть не ниже, а время непрерывной работы не должно превышать значений, установленных техническими условиями (ТУ) на поставку агрегатов.

При невозможности выполнить эти требования на основании технико-экономических расчетов выбирается агрегат меньшей мощности либо применяется балластная нагрузка. В качестве балластной нагрузки могут использоваться электрокотлы для нагрева сетевой воды системы теплоснабжения.

8.1.4 Агрегаты с воздушно-радиаторной системой охлаждения устанавливаются у стены с проемом для выброса нагретого воздуха наружу. Площадь проема должна быть не менее площади выбросного окна радиатора, расстояние от блока охлаждения до стены – не менее 0,3 м.

8.1.5 Во избежание переохлаждения камер с блоками охлаждения при работе ЭУ с ДВС, имеющих воздушно-радиаторную систему охлаждения, предусматривается рециркуляция части теплого воздуха из камеры выброса в камеру установки блока охлаждения. Конструкция камер должна исключать размора-

живание радиаторов неработающих агрегатов.

По согласованию с заводами-изготовителями электроагрегатов допускается применение низкозамерзающих жидкостей (антифриз, тосол).

8.1.6 Расстояние между контейнерами блок-модульных ЭС принимается по технической документации завода-изготовителя, при отсутствии данных – не менее 2,5 м.

Расстояние между передвижными ЭС принимается не менее 2,5 м.

8.1.7 ЭУ с ДВС и вспомогательное оборудование должны быть пронумерованы (иметь станционные номера).

8.1.8 Размещать ЭУ с ДВС необходимо с учетом удобства эксплуатации, при этом расстояния в свету от выступающих частей до ограждающих элементов здания должны быть не менее:

а) от переднего торца двигателя мощностью:

- до 500 кВт - 1 м;
- от 500 кВт до 1000 кВт - 2 м;
- свыше 1000 кВт - 3 м;

б) от генератора - 1,2 м;

в) между двумя ЭУ с ДВС и от стен до агрегата со стороны обслуживания:

- для ЭУ с ДВС мощностью 200 кВт и менее - 1м;
- для ЭУ с ДВС мощностью свыше 200 кВт - 1,5 м;

г) от стены до необслуживаемой стороны агрегата - 1 м.

8.1.9 Высота помещений ЭС должна приниматься с учетом габаритов оборудования, безопасного обслуживания и высотного модуля по СНиП 2.09.02-85, в том числе:

- высота машинного зала определяется условием выемки поршня с использованием грузоподъемных средств;
- высота подвальных помещений машинного зала – не менее 2 м;
- высота проходов под оборудованием и трубопроводами (кабелями) –

не менее 1,8 м.

8.1.10 Каналы по полу машинного зала и других помещений для прокладки кабелей и трубопроводов должны обеспечивать удобство монтажа и обслуживания коммуникаций. Радиусы изгиба кабелей следует принимать в соответствии с нормативными требованиями на данный кабель, а радиусы поворотов трубопроводов и расстояния между осями трубопроводов должны быть не менее 1,5...2 диаметров трубопроводов.

8.1.11 Каналы должны иметь уклон, равный 0,002, обеспечивающий сток жидкостей в приямок для последующего их удаления.

От каналов коммуникаций горюче-смазочных материалов (ГСМ) кабельные каналы необходимо отделять огнестойкой (с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч) и водонепроницаемой перегородкой. Глубокие каналы (более 1 м) должны иметь дренажные устройства.

8.1.12 Ширина проходов между выступающими частями оборудования в насосной ГСМ должна быть не менее 0,5 м, в помещении расходных баков – не менее 0,7 м.

8.1.13 В машинном зале ЭС совместно с ЭУ на базе ДВС разрешается устанавливать:

- пусковые баллоны и компрессоры;
- насосы для перекачки топлива (горючая жидкость) и масла производительностью не более 4 $м^3$/ч;
- стартерные аккумуляторные батареи в вентилируемом шкафу;
- насосы и холодильники системы охлаждения;
- баки запаса и приготовления воды и расширительные баки;
- циркуляционные цистерны масла и штатное электрическое оборудование, поставляемое вместе с агрегатом;
- глушители и оборудование системы газоочистки;
- расходные баки топлива с горючей жидкостью единичным объемом не более 500 литров (при общем количестве топлива не более 1 $м^3$) и баки

запаса масла общим объемом не более 2 м^3.

8.2 Система топливоснабжения

При выборе применяемого топлива следует руководствоваться требованиями завода-изготовителя ЭУ с ДВС, климатическими условиями и инфраструктурой топливоснабжения в районе расположения ЭС и ЭТС.

При комбинированной выработке электрической и тепловой энергии предпочтение следует отдавать газовому топливу.

8.2.1 Система снабжения жидким топливом

8.2.1.1 При определении технологических решений системы хранения, очистки и подачи жидкого топлива следует руководствоваться требованиями ВСН 111-90/Минобороны.

8.2.1.2 Очистку топлива необходимо осуществлять путем отстоя и фильтрации или путем отстоя, фильтрации и сепарации. Как правило, для дизельной электростанции (ДЭС) применяется схема «отстой-фильтрация». Для ДЭС, работающих на дизельном топливе с высоким содержанием парафина, воды и механических примесей, необходимо дополнительно использовать сепарирование.

8.2.1.3 Расходные баки единичной емкостью более 250 литров дизельного топлива с температурой вспышки паров менее 61 °С должны устанавливаться в специальном помещении, отделенном от соседних помещений и коридоров стенами из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч, имеющим выход непосредственно наружу.

8.2.1.4 Насосы перекачки дизельного топлива с температурами вспышки паров менее 61 °С, а также насосы перекачки дизельного топлива производительностью более 4 м^3/ч должны устанавливаться в специальном помещении, отделенном от соседних помещений и коридоров стенами из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч, имеющем выход непосредственно наружу или отделенном от других помещений тамбур-шлюзом.

8.2.1.5 Разрешается устанавливать насосы для перекачки топлива из наружных резервуаров в расходные баки в помещениях расходных баков. При

этом электродвигатели насосов должны быть в пожаро- или взрывобезопасном исполнении, в зависимости от категории помещений.

8.2.1.6 Насосов перекачки (подкачки) топлива должно быть не менее двух. При этом один из них может быть ручной. Для ДЭС мощностью до 100 кВт допускается принимать оба насоса с ручным приводом, при этом разрешается размещать топливные насосы непосредственно в машзале.

8.2.1.7 Производительность насосов пополнения расходных баков топлива должна превышать максимальное его потребление станцией в наиболее напряженный период.

Производительность насосов с ручным приводом (при отсутствии насосов с электроприводом) выбирается из расчета пополнения расходных баков 1-2 раза в смену в течение не более 0,5 часа.

8.2.1.8 Высота установки расходных баков топлива должна приниматься с учетом требований завода-изготовителя дизель-генераторных агрегатов (ДГА), так чтобы нижний уровень бака был не менее чем на 250 мм выше верхней точки топливного фильтра тонкой очистки дизеля.

В ДЭС должно быть не менее двух расходных баков. В отдельных случаях, при установке одного дизель-генератора, допускается один расходный бак.

Емкость каждого из установленных расходных баков должна обеспечивать работу ДЭС на номинальной нагрузке не менее 2 часов.

8.2.1.9 Расходные баки топлива суммарной емкостью более 1000 л должны иметь трубопровод аварийного слива топлива наружу в заглубленный резервуар, расположенный на расстоянии не менее 1 м от несгораемой стены здания без проемов и не менее 5 м при наличии в стенах проемов, или в один из резервуаров наружного топливохранилища.

Трубопровод аварийного слива топлива из расходных баков должен иметь только одну задвижку с дистанционным управлением, а при технической невозможности – с ручным управлением, расположенную в удобном для обслуживания месте вне помещения с баками, и обеспечивать самотечный слив

топлива за время не более 10 минут.

8.2.1.10 Емкость резервуара аварийного слива топлива должна быть не менее суммарной емкости расходных баков.

8.2.1.11 Расходные баки (резервуары) топлива должны иметь дыхательную систему, исключающую попадание паров топлива в помещения ДЭС. Дыхательные трубопроводы прокладываются с уклоном в сторону баков топлива, выводятся за пределы здания ДЭС и заканчиваются дыхательными клапанами с огнепреградителями в соответствии с НТПД-90/Минэнерго, установленными на высоте не менее 1 м выше верхней точки кровли. Дыхательные клапаны должны иметь молниезащиту в соответствии с ВСН 22-02-98/Минобороны РФ. Допускается объединение дыхательных трубопроводов от всех топливных баков в один после огневых предохранителей.

Кроме того, каждый топливный бак должен быть оборудован:

- переливным трубопроводом, обеспечивающим самотечный перелив топлива в отдельную емкость или в один из наружных резервуаров;
- приемным трубопроводом, снабженным фильтром грубой очистки. Фильтр может размещаться как внутри бака, так и на трубопроводе. Нижнюю часть топливоприемного патрубка внутри бака следует размещать на высоте не менее 75 мм от днища бака;
- указателями уровня топлива с запорным устройством вентильного или кранового типа. Запрещается применять указатели уровня из стеклянных трубок и пробные краны с выпуском жидкости в помещение;
- датчиками-реле уровня жидкости для автоматического управления насосами подкачки топлива или сигнализацией верхнего и нижнего уровня топлива в баке.

8.2.1.12 Расходные баки покрываются внутри антикоррозионным покрытием или окрашиваются эмалями. Снаружи баки окрашиваются масляной краской.

8.2.1.13 Общая емкость наружного топливохранилища ДЭС принимается

по заданию на проектирование. Если исходные данные отсутствуют, то:

- для базовых дизельных электростанций, удаленных от баз снабжения до 20 км – не менее, чем на 30 суток, а менее 20 км – 15 суток;
- для резервных дизельных электростанций и базовых ДЭС при наличии надежной транспортировки с баз снабжения – на 10 суток;
- для дизельных электростанций, расположенных в удаленных и труднодоступных районах, – на весь период невозможности доставки топлива (период автономности).

8.2.1.14 На ДЭС, являющихся основным (базовым) источником электроснабжения, должно быть предусмотрено не менее двух стальных резервуаров запаса дизельного топлива. На резервных ДЭС установленной мощностью 100 кВт и менее допускается установка одного резервуара.

В зависимости от условий посадки резервуары могут быть заглубленные и полузаглубленные в соответствии с требованиями ВСН 111-90/Минобороны.

При размещении резервуаров в районах северной климатической зоны необходимо предусматривать мероприятия, исключающие помутнение и застывание топлива.

8.2.1.15 Расстояние от наружного топливохранилища до ДЭС (включая передвижные и блочно-модульные контейнерные электростанции) принимается в соответствии с требованиями ВСН 111-90/Минобороны. Для заглубленного топливохранилища емкостью менее 600 м^3 оно должно быть не менее 9 м, для полузаглубленного – не менее 13,5 м.

Расстояние от приемно-сливного устройства до полузаглубленного топливохранилища и здания ДЭС принимается не менее 8 м.

Расстояние между полузаглубленными стальными резервуарами вместимостью до 100 м^3 (включительно) должно быть не менее 1 м.

8.2.1.16 Наружные емкости для хранения дизельного топлива должны иметь следующее оборудование:

- дыхательный клапан с огневым предохранителем;

- замерный люк с горловиной;
- хлопушку с механизмом управления (при самотечной подаче топлива к сооружению ДЭС);
- раздаточный трубопровод с обратным клапаном (при использовании самовсасывающего насоса подкачки топлива).

8.2.1.17 Резервуарные парки или отдельно стоящие топливные резервуары должны располагаться, как правило, на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям ЭС и в соответствии с требованиями противопожарных норм должны быть обнесены (с учетом рельефа местности) сплошными несгораемыми стенами или земляными валами с системами очистки стоков.

В случаях размещения указанных сооружений на более высоких отметках следует предусматривать дополнительные мероприятия по предотвращению при авариях наземных резервуаров возможности проникновения разлившейся жидкости за пределы ограждающих сооружений.

8.2.1.18 Резервуары должны быть защищены от статического электричества путем присоединения к заземляющему устройству молниеотвода. Молниезащита емкостей для хранения дизельного топлива должна выполняться в соответствии с ВСН 22-02-98/МО РФ.

8.2.1.19 Трубопроводы жидкостной топливной системы выполняются, как правило, из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78* и ГОСТ 8734-75* со сварными соединениями. Фланцевые соединения допускаются в местах присоединения оборудования и арматуры, а также для обеспечения разборки трубопроводов с целью их ревизии.

8.2.1.20 Применение в топливных системах трубопроводной арматуры из серого чугуна не допускается.

8.2.1.21 Резервуары наружного топливохранилища и трубопроводы топлива, проходящие в грунте, должны иметь усиленную гидроизоляцию.

8.2.1.22 В районах северной климатической зоны при доставке жидкого

топлива водным транспортом в проект необходимо включать сточное судно, оборудованное устройствами для перекачки топлива непосредственно из судовых емкостей в резервуары наружного топливохранилища.

Систему трубопроводов, соединяющую насосы судна с резервуарами, допускается прокладывать сборно-разборной с демонтажом в межнавигационный период.

8.2.2 Системы газоснабжения

8.2.2.1 При наличии системы газоснабжения на объекте на электростанции могут использоваться газопоршневые ДВС и газодизели.

8.2.2.2 Газы, применяемые в качестве топлива для двигателей, должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87.

8.2.2.3 Проектирование системы снабжения сжиженным природным газом (СПГ) с давлением до 1,2 МПа и сжиженными углеводородными топливами с давлением до 1,6 МПа выполняется в соответствии со СНиП 42-01-2002, с ПБ 09-566-03, ПБ 12-529-03 и ВНТП 51-1-88.

8.2.2.4 В состав комплекса снабжения СПГ входят следующие системы и блоки:

- изотермическая емкость: непосредственно емкость, узел пробоотбора, вакуумное хозяйство;
- система регазификации;
- система налива СПГ;
- система газоподготовки;
- газоанализаторная;
- при необходимости допускается применение компрессоров для сжатия паров СПГ, образующихся в изотермических емкостях.

8.2.2.5 Изотермическая емкость представляет собой комплекс оборудования, предназначенного для накопления и хранения СПГ под избыточным давлением, а также его выдачи в ДВС.

8.2.2.6 Объем изотермических емкостей принимается исходя из обеспече-

ния работы ДВС в течение времени, указанного в п. 8.2.1.14.

8.2.2.7 Климатические условия эксплуатации емкости должны удовлетворять требованиям 1 категории размещения по ГОСТ 15150-90 для умеренного и тропического климата. Емкость должна выдерживать сейсмическую нагрузку, определенную для конкретного района.

8.2.2.8 Изотермическая емкость комплектуется внутренним и наружным резервуарами. Внутренний резервуар выполняется из хладостойкой стали в соответствии с ПБ 03-576-03 и должен иметь устройства для замера уровня жидкости в нем.

8.2.2.9 Конструкция резервуара и его коммуникаций должна обеспечивать их очистку путем продувки, полоскания или вакуумирования совместно со съемными элементами (трубопроводами, шлангами), а также возможность контроля этой очистки.

8.2.2.10 Резервуар должен быть заземлен и иметь защиту от атмосферного электричества в соответствии с существующими нормами.

8.2.2.11 Трубопроводная технологическая обвязка изотермической емкости должна обеспечивать, как правило, выполнение следующих операций:

- подачу СПГ в резервуары;
- откачку СПГ на регазификацию;
- перекачку СПГ из одного резервуара во все остальные при групповом их расположении;
- подачу азота при продувке природного газа (при предварительном охлаждении или отогреве) и СПГ (при захолаживании за счет распыливания);
- сброс из резервуаров паров СПГ через предохранительные клапаны или на свечу;
- слив СПГ из обвалованной территории при крупных утечках из резервуаров;
- подвод воды к системам тепловой и противопожарной защиты;

- подвод воздуха (азота) к системам контрольно-измерительных приборов и автоматики управляющих механизмов.

8.2.2.12 Трубопроводы технологической обвязки изотермических емкостей должны иметь продувочные патрубки для подачи азота. На патрубках следует предусматривать установку специальных устройств (обратные, скоростные клапаны и др.), ограничивающих разлив СПГ (истечение газа) при аварийных разрывах трубопроводов.

8.2.2.13 К каждой изотермической емкости, как правило, следует устанавливать арматуру оперативного управления и запорно-отсекающую с приводом (пневмо- или электропривод во взрывозащищенном исполнении), управляемую дистанционно со щита оператора при нормальных режимах работы и при аварийных ситуациях. Арматура оперативного управления должна иметь дублирующий ручной привод, она располагается за пределами защитного ограждения. Отсекающая арматура устанавливается в непосредственной близости от резервуара, как правило, на уровне купола.

8.2.2.14 Вакуумное хозяйство, входящее в состав системы хранения СПГ, предназначается для обеспечения безопасности работы изотермической емкости при нарушении её изоляции. Применение вакуумного хозяйства обосновывается технико-экономическими расчетами.

8.2.2.15 Изотермические емкости, как правило, должны быть оснащены средствами поддержания и регулирования вакуума в межстенном пространстве, а также регенерации адсорбента. Восстановление вакуума и регенерация адсорбента производятся путем откачки механическим или адсорбционным вакуумным насосом.

8.2.2.16 На площадках, где устанавливается блок регазификации, не должно быть водопроводных, канализационных и других обслуживаемых колодцев.

8.2.2.17 В обвязке регазификатора каждый испаритель должен быть оснащен отключающими задвижками на входе и выходе, которые должны рабо-

тать вместе с предохранительными клапанами и узлами трубной обвязки при температуре 111 К (минус 162 °С).

8.2.2.18 Блок регазификации должен обеспечивать выдачу газа с параметрами, обеспечивающими функционирование всех рабочих ДВС как с номинальной, так и долевой нагрузкой, изменяющейся в широких пределах.

8.2.2.19 Система налива сооружается на территории склада СПГ и включает в себя сливоналивные устройства с площадкой для размещения транспортных цистерн.

8.2.2.20 Система газоподготовки предназначена для продувки всех трубопроводов, емкостей и аппаратуры инертным газом при первоначальном запуске комплекса перед и после его ремонта и испытания на герметичность.

8.2.2.21 В системе газоподготовки используется в качестве инертного газа, как правило, азот. Методы получения азота определяются в зависимости от объема хранилища СПГ. В качестве источника азота могут быть: баллонная рампа, генератор азота или жидкий азот с последующей его регазификацией.

8.3 Система маслоснабжения

8.3.1 Для смазки оборудования необходимо применять марки масел в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей.

8.3.2 Масло хранится в стальных емкостях или металлических бочках. Запасы масла принимаются на тот же срок, на который рассчитан запас топлива.

8.3.3 Хранение расходного запаса масла следует предусматривать в отапливаемом помещении с температурой не ниже 18 °С.

Перекачку масла рекомендуется осуществлять шестеренными электронасосами, а в качестве резервного предусматривать насос с ручным приводом.

8.3.4 Весь расходный запас масла, как правило, хранится в одном баке (резервуаре).

Требования к оборудованию расходных масляных баков аналогичны требованиям к оборудованию топливных баков.

Расходные масляные баки емкостью свыше 3 $м^3$ должны иметь аварий-

ный слив.

8.3.5 Аварийный слив масла осуществляется в наружный резервуар хранилища масла или в специальный резервуар, размещенный снаружи на расстоянии не менее 1 м от глухой стены здания ЭС и не менее 5 м при наличии в стенах проемов.

8.3.6 Отработанное масло откачивается от ДВС насосом в специально предусмотренную емкость или переносную тару. Объединять трубопроводы отработанного и чистого масла запрещается.

8.4 Система охлаждения и технического водоснабжения

8.4.1 Водоснабжение электростанции должно обеспечивать нормальную работу системы охлаждения всех ЭУ с ДВС в номинальном режиме с учетом:

- восполнения потерь при оборотном охлаждении;
- заполнения и подпитки воды внутреннего контура (в пределах установленных норм и с учетом мероприятий по снижению потерь);
- потребности в воде на вспомогательные механизмы и отопление (вспомогательные дизель-электрические агрегаты, компрессоры сжатого воздуха, воздухоохладители и др.);
- потребности в воде на хозяйственные и противопожарные нужды.

Наружные сети и сооружения системы охлаждения проектируются в соответствии с требованиями СНиП 2.04.02-84*.

8.4.2 В качестве воды внутреннего контура системы охлаждения может быть использован конденсат перегретого пара котельных, дистиллят или вода, приготовленная в соответствии с требованиями завода-изготовителя ДВС.

Если качество охлаждающей воды внутреннего контура системы охлаждения не удовлетворяет требованиям завода-изготовителя, необходимо предусматривать мероприятия по его улучшению.

При этом могут применяться следующие способы обработки:

- фосфатирование;

- подкисление;
- стабилизация;
- магнитная обработка воды;
- добавление стабилизирующих присадок (гексаметафосфата натрия или типомефосфата натрия);
- обработка воды ультразвуком, а также другие способы.

8.4.3 Для хранения и приготовления (при необходимости) воды внутреннего (первого контура) рекомендуется предусматривать в машинном зале специальный бак. Емкость бака должна быть не менее объема охлаждающей жидкости системы охлаждения одного агрегата.

Для удобства заполнения бака, откачки охлаждающей жидкости из системы охлаждения дизелей рекомендуется использовать ручной насос.

8.4.4 Для двигателей с двухконтурной системой охлаждения специальные требования к воде второго контура не предъявляются. Вода второго (внешнего) контура должна быть без механических примесей и следов нефтепродуктов и не должна вызывать коррозии труб, оборудования и теплообменных аппаратов, биологических обрастаний, выпадения смесей и солевых отложений на поверхностях теплообмена.

При использовании морской воды следует предусматривать специальные схемы охлаждения и мероприятия против биообрастаний и отложений солей в теплообменных аппаратах и трубопроводах.

Схемные решения должны обеспечивать поочередный вывод и ремонт (очистку) теплообменников или установку легко сменяющихся теплообменников из комплекта запасного оборудования.

8.4.5 В качестве охладителей воды для внешнего контура двигателей могут применяться: охлаждающие пруды, брызгальные бассейны, вентиляторные и инжекторные градирни.

8.4.6 Охладители системы оборотного водоснабжения рассчитываются на работу электростанции в условиях средней температуры и влажности воздуха в

наиболее жаркий месяц в соответствии со СНиП 23-01-99.

8.4.7 На зимний период эксплуатации системы охлаждения необходимо предусматривать меры против замерзания воды и выхода из строя оборудования (устройство байпасных зимних линий, тепляков и т.д.).

8.4.8 При работе нескольких насосных агрегатов на общий трубопровод за каждым агрегатом устанавливаются обратный клапан и задвижка (вентиль).

8.4.9 Сброс на рельеф охлаждающей воды, содержащей нефтепродукты и другие химические вещества, категорически запрещается.

8.4.10 Система охлаждения должна исключать возможность повышения давления в охлаждающих полостях ДВС выше предельных значений, установленных заводами-изготовителями.

8.4.11 Блок водяного охлаждения ЭУ с ДВС размещается в помещении, в котором поддерживается температура воздуха, исключающая замерзание охлаждающей жидкости при низких температурах наружного воздуха.

Допускается, при согласовании с заводами-изготовителями, применять в системе охлаждения жидкости, не замерзающие при низких температурах (антифриз, тосол). При этом блок охлаждения устанавливается в отдельном неотапливаемом помещении.

8.4.12 ЭУ с ДВС с радиаторной системой охлаждения при размещении радиаторной секции на раме ЭУ, как правило, должны быть оборудованы коробом отвода тепла за пределы здания с рециркуляцией теплого воздуха.

Между коробом воздухоотвода и радиатором ДВС, а также между отдельно стоящим блоком охлаждения и стеной должна быть установлена мягкая вставка, исключающая передачу вибрации от работающего агрегата на металлоконструкции или строительные конструкции здания. Сечение короба воздухоотвода и установленных на нем клапанов (заслонок) должно обеспечивать нормальную работу агрегата при заданных температурных параметрах воздуха в наиболее жаркий период года.

8.5 Система пуска

8.5.1 Сжатый воздух в ЭС используется для:

- пуска ДВС;
- привода маслопрокачивающих насосов и пневмостартера;
- проведения пневмоиспытаний оборудования, трубопроводов, привода систем управления.

8.5.2 Баллоны со сжатым воздухом для запуска ДВС располагаются в машинном зале ЭС и устанавливаются, как правило, в вертикальном положении, что обеспечивает удобное обслуживание и монтаж.

8.5.3 Запрещается установка пусковых баллонов у источников тепла (батарей отопления) на расстоянии менее 0,3 м.

8.5.4 Емкость пусковых баллонов должна обеспечивать не менее 6 пусков дизеля.

8.5.5 Предохранительные клапаны компрессора и баллонов должны быть отрегулированы на максимальное расчетное давление.

8.5.6 На нагнетательной магистрали сжатого воздуха следует устанавливать манометры, а на трубопроводах систем охлаждения компрессора – термометры.

8.5.7 Магистральный трубопровод сжатого воздуха должен укладываться с уклоном 0,003 в сторону движения воздуха или опорожнения системы.

8.5.8 Для заполнения пусковых баллонов воздухом необходимо использовать стационарные компрессоры.

На электростанциях следует предусматривать не менее двух источников сжатого воздуха или устройств для запуска ДВС.

В резервных ЭС, при установке одной ЭУ с ДВС, допускается установка одного устройства для запуска.

8.5.9 Компрессоры должны запускаться и работать автономно, независимо от работы ЭУ с ДВС.

8.5.10 ДВС с электростартером могут пускаться от блока выпрямительных агрегатов стартерных (ВАСТ), а при отсутствии трехфазного напряжения

380 В – от блока аккумуляторных батарей.

8.5.11 Стартерные аккумуляторные батареи размещаются в специальном шкафу, снабженном вентиляционным вытяжным воздуховодом, отведенным за пределы сооружения, прокладываемым с уклоном в сторону аккумуляторного шкафа. Вытяжной воздуховод оборудуется природоохранными устройствами.

В случае размещения аккумуляторных батарей на штатных местах (рамах) электроагрегатов аккумуляторный шкаф не предусматривать. При этом зарядка аккумуляторных батарей должна производиться в специально отведенных местах за пределами машинного зала, которые оборудованы природоохранными устройствами.

8.6 Системы воздухозабора на горение и газовыхлопа

8.6.1 Параметры воздуха, поступающего в цилиндры ДВС, должны соответствовать требованиям завода-изготовителя по качественному составу воздуха.

При отсутствии таких требований принимается предельная запыленность воздуха не более 5 мг/м^3.

При большей запыленности воздуха на всасывающем трубопроводе должны устанавливаться фильтры.

8.6.2 Предельная запыленность воздуха, поступающего на охлаждение генератора, не должна превышать 10 мг/м^3.

8.6.3 Трубопровод воздухозабора, прокладываемый в пределах отапливаемых помещений ЭС, теплоизолируется.

8.6.4 Общее сопротивление газовоздушного тракта, включая элементы пылеочистки, шумоглушения и газоочистки, определяются расчетом. Величина его не должна превышать значения, указанного в технических условиях на поставку агрегата.

8.6.5 Выпускной трубопровод монтируется на фланцах и сварке. В качестве прокладочного материала применяется асбостальной лист.

8.6.6 Наружная поверхность выпускных трубопроводов (в пределах помещений) покрывается несгораемой теплоизоляцией, обеспечивающей температуру на поверхности теплоизоляционного слоя не более 60 °С.

8.6.7 Газовыпускной тракт должен быть оборудован системой шумоглушения.

8.6.8 Выпускные трубопроводы от глушителей выводятся над кровлей здания на высоту не менее 0,75 м и заканчиваются срезом под углом 45 ° или отводом 90 °, направленным в сторону, противоположную зданию. Высота трубопровода газоотвода определяется с учетом обеспечения предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в приземном слое. Газовыхлопной тракт должен быть оборудован системой газоочистки (определяется расчетом или по результатам анализов).

8.6.9 В целях повышения экономичности базовых ЭС должна предусматриваться утилизация теплоты отработавших газов.

8.6.10 Объединение выпускных трубопроводов от нескольких ДВС не допускается.

В исключительных случаях, при вынужденном объединении выпускных трубопроводов, обязательна установка гермоклапанов на трубопроводах, отходящих от каждого дизеля.

8.6.11 При проходе через стены и перегородки трубопроводы пропускаются в гильзах или сальниках, а зазор заполняется несгораемым изоляционным материалом в соответствии с РД 34.49.101-87.

8.6.12 Выпускные трубопроводы должны иметь устройства, компенсирующие температурные удлинения.

8.6.13 Газовыхлопной тракт должен быть проложен с уклоном в сторону глушителя и оборудован в нижней части устройством для сбора и слива конденсата.

8.6.14 Газовыпускной трубопровод рекомендуется выполнять по возможности коротким и с минимальным количеством поворотов и изгибов.

8.6.15 Крепление трубопроводов воздухозабора и газоотвода должно исключать передачу усилий от массы трубопровода и температурных удлинений на соответствующие патрубки ДВС.

8.7 Система комплексной утилизации теплоты базовых ЭС

8.7.1 Для базовых ЭС наличие СКУТ является обязательным.

ЭС и СКУТ представляют собой единый энергокомплекс – электротеплостанцию (ЭТС) – источник электрической и тепловой энергии.

8.7.2 Утилизированная теплота отработавших газов и жидкости, охлаждающей зарубашечное пространство ДВС, наддувочного воздуха и моторного масла используется для замещения теплогенерирующих (котельных) установок, а также холодоснабжения объекта с целью снижения затрат на энергообеспечение объекта путем комбинированной выработки требуемых видов энергии.

8.7.3 При проектировании СКУТ и выборе теплоутилизационного оборудования учитываются следующие исходные данные:

- абсолютная величина, суточный и сезонный графики тепловых нагрузок;
- вид и параметры состояния теплоносителей;
- абсолютная величина и графики электрической нагрузки; вероятные среднесуточный и сезонный графики загрузки энергоустановок с ДВС;
- составляющие теплового баланса ДВС на режиме номинальной мощности и их изменения с изменением нагрузки;
- параметры состояния и расходы утилизируемых сред при работе ЭУ с ДВС на номинальной нагрузке;
- предельно допустимые значения сопротивлений систем воздухозабора, газовыпуска и теплообменников со стороны греющих сред.

8.7.4 Утилизируемая теплота может быть использована для:

- теплоснабжения объекта;
- горячего водоснабжения объекта;
- подогрева подпиточной воды котельных установок;

- холодоснабжения объекта.

8.7.5 В состав СКУТ могут входить:

- утилизаторы теплоты отработавших газов ДВС;
- утилизаторы теплоты жидкости, охлаждающей зарубашечное пространство ДВС;
- утилизаторы теплоты моторного масла;
- утилизаторы теплоты наддувочного воздуха;
- трубопроводы, запорно-регулирующая и предохранительная арматура, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Состав теплоутилизационного оборудования и последовательность его включения в работу на конкретном объекте принимается с учетом конструктивного исполнения систем охлаждения и газовыхлопа ДВС, режимов работы электростанции, вида и свойств применяемого топлива, а также цели использования теплоты.

8.7.6 Утилизация теплоты отработавших газов осуществляется путем установки на их газовыпускных трактах кожухотрубчатых теплообменников или теплообменников на тепловых трубках.

Температура газов на выходе из теплообменников принимается в зависимости от вида применяемого топлива (дизельное топливо, природный горючий газ, биогаз и т.д.) и содержания серы в нем.

При содержании серы до 0,5% и температуре входящей нагретой воды выше 60 °С температура газов на выходе из теплообменника должна быть не менее 120 °С.

При содержании в топливе серы более 0,5% и температуре воды на входе в теплообменник менее 60 °С температура газов на выходе из теплообменника должна быть выше 150 °С.

Суммарное сопротивление газовыпускного тракта, как правило, не должно превышать значений, допускаемых заводом-изготовителем ДВС.

8.7.7 Для утилизации теплоты наддувочного воздуха рекомендуется ис-

пользовать кожухотрубчатые теплообменники и калориферы, в которых суммарные сопротивления по воздушному тракту не превышают величин, установленных предприятием-изготовителем. Температура воздуха на входе в ДВС не должна превышать величин, допускаемых предприятием-изготовителем.

8.7.8 Для утилизации теплоты моторного масла и системы охлаждения зарубашечного пространства ДВС рекомендуется использовать серийно выпускаемые кожухотрубчатые и пластинчатые теплообменники. Гидравлические сопротивления теплообменников по трактам прохода масла и охлаждающей жидкости зарубашечного пространства не должны превышать величин, устанавливаемых предприятием-изготовителем ДВС.

Для улучшения условий утилизации теплоты системы охлаждения зарубашечного пространства следует предусматривать установку ДВС с высокотемпературным охлаждением.

8.7.9 Для качественного обеспечения потребителей теплотой в необходимых количествах при работе ДВС на частичных нагрузках целесообразно в состав утилизационного оборудования включать электронагреватели теплоносителя системы теплоснабжения, а также тепловые аккумуляторы, в которых в качестве теплоаккумулирующей среды наряду с водой предпочтительно использовать вещества, претерпевающие фазовый переход «плавление-кристаллизация».

Энергоемкость и мощность тепловых аккумуляторов и мощность электронагревателя определяются расчетом в соответствии с графиками электрической и тепловой нагрузок.

8.7.10 Для холодоснабжения объектов (например, летом) за счет энергии утилизируемой теплоты от ДВС целесообразно использовать серийные абсорбционные бромисто-литиевые холодильные машины.

8.7.11 При соответствующем технико-экономическом обосновании (например, при наличии источника теплоты низкого температурного уровня в больших количествах) целесообразно применять серийно выпускаемые абсорб-

ционные бромисто-литиевые тепловые насосы, где для их функционирования используется высокотемпературная теплота ДВС.

8.7.12 Тепловую мощность электротеплостанции (системы комплексной утилизации теплоты ЭУ с ДВС) $Q_{скут}$ на номинальном режиме выработки электрической энергии следует определять по формуле

$$Q_{скут}=n\times(q_{ог}\times\alpha_{ог}+q_{охл}\times\alpha_{охл}+q_{м}\times\alpha_{м}+q_{нв}\times\alpha_{нв})\times B\times Q^{р}_{нт}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где n – количество рабочих ДВС;

$q_{ог}$ – относительная составляющая потерь теплоты, уходящей с отработавшими газами ДВС;

$q_{охл}$ – относительная составляющая потерь теплоты блока цилиндров ДВС, уходящей в систему охлаждения ДВС;

$q_{м}$ – относительная составляющая потерь теплоты с моторным маслом ДВС;

$q_{нв}$ – относительная составляющая потерь теплоты с наддувочным воздухом ДВС;

$\alpha_{ог}$ – коэффициент использования потерь теплоты с отработавшими газами ДВС;

$\alpha_{охл}$ – коэффициент использования потерь теплоты в системе охлаждения ДВС;

$\alpha_{м}$ – коэффициент использования потерь теплоты с моторным маслом ДВС;

$\alpha_{нв}$ – коэффициент использования потерь теплоты с наддувочным воздухом ДВС;

B – расход топлива ДВС, кг/с ($нм^3/с$);

$Q^{р}_{нт}$ – теплотворная способность топлива ДВС, кДж/кг (кДж/$нм^3$).

Значения составляющих теплового баланса ДВС – величин $q_{ог}$, $q_{охл}$, $q_{м}$, $q_{нв}$ – определяются по данным предприятия-изготовителя.

Значения коэффициентов $\alpha_{ог}$, $\alpha_{охл}$, $\alpha_{м}$, $\alpha_{нв}$ определяются совершенством конструкций соответствующих утилизаторов теплоты.

8.7.13 Теплота, вырабатываемая ЭТС, должна использоваться в системах теплопотребления объектов.

Величину установленной тепловой мощности ТГУ – $Q_{тгу}$ – следует определять по формуле

$$Q_{тгу} = Q - Q_{скут}, \text{ кВт}, \quad (2)$$

где Q – величина расчетной тепловой нагрузки системы теплопотребления объекта (определяется согласно ВСН 150-87/МО), кВт.

8.7.14 С целью сокращения номенклатуры ГСМ (особенно в труднодоступных районах) все входящее в состав ЭТС топливопотребляющее оборудование должно работать на едином виде топлива.

8.7.15 При использовании в составе КЭТС котельных установок с паровыми котлами среднего давления возможна вместо редукторов давления установка паровых турбин с противодавлением 0,4-0,7 МПа или роторно-объемных машин для выработки дополнительной электрической энергии.

8.8 Трубопроводы

8.8.1 На ЭС применяются стальные трубопроводы. Для систем внутреннего контура охлаждения ДВС, отвода паровоздушной смеси и пускового воздуха допускается применение трубопроводов из нержавеющей стали и цветных металлов. Применение трубопроводов из цветных металлов для других систем должно быть обосновано.

Соединения стальных трубопроводов следует выполнять сваркой. Фланцевые и другого типа разъемные соединения допускаются для установки арматуры, а также на участках, которые должны разбираться при ремонтах.

8.8.2 Все трубопроводы для жидкостей в низших точках должны иметь спускные пробки или краны для спуска остатков жидкости, а в верхних точках – для выпуска воздуха.

8.8.3 Компенсация температурных удлинений и вибрации трубопроводов должна обеспечиваться компенсаторами, металлорукавами или другими устройствами.

8.8.4 Трубопроводы, укладываемые в грунте, должны иметь весьма усиленное антикоррозионное покрытие, выполняемое в соответствии с ГОСТ 9.602-89*.

8.8.5 При проектировании технологических трубопроводов следует руководствоваться ПБ 03-585-03 и должны предусматриваться индустриальные способы их монтажа.

8.8.6 При изготовлении прокладок для фланцевых соединений могут быть использованы:

- асбостальной лист (газовыпускные трубопроводы);
- паронит, проолифенный картон, бензостойкая резина (трубопроводы топлива и масла);
- паронит, резина, кожа (трубопроводы топлива и масла);
- отожженная медь (трубопроводы воздуха высокого давления).

8.8.7 Трубопроводы должны быть уложены с уклоном в сторону движения жидкости и газа:

- для водопроводов – 0,002;
- для топливопроводов – 0,003;
- для маслопроводов – 0,005;
- для газовыпуска – 0,005;
- для воздухопроводов – 0,003.

8.8.8 После испытаний трубопроводы окрашиваются в соответствии с ГОСТ 14202-69 в зависимости от транспортируемой среды.

8.8.9 Монтаж трубопроводов топлива и масла следует выполнять из стальных бесшовных труб.

Для воздухозаборных, выпускных и трубопроводов системы охлаждения допускается применение электросварных труб.

8.8.10 В районах северной строительно-климатической зоны прокладку трубопроводов на ЭС, ЭТС и КЭТС следует предусматривать выше пола. Устройство в полу каналов и приямков не допускается.

9 Электротехническая часть электростанций с двигателями внутреннего сгорания

9.1 Электротехническая часть проектной документации ЭС должна разрабатываться в соответствии с требованиями нормативной документации, приведенной в разделе 2 настоящих Правил.

9.2 Главная электрическая схема электростанции должна разрабатываться в соответствии со схемой распределительных сетей или схемой электроснабжения объектов и должна обеспечивать:

- заданную надежность;
- требуемое количество и нормируемое качество электрической энергии;
- возможность проведения ремонтных и регламентных работ на агрегатах и оборудовании без прекращения выдачи энергии потребителям;
- параллельную работу источников электроэнергии между собой и с внешней сетью электроснабжения (в соответствии с заданием на проектирование);
- заданную категорийность электроснабжения потребителей;
- электроснабжение агрегатов собственных нужд.

9.3 Суммарная мощность силовых трансформаторов ЭС между шинами генераторного напряжения и шинами распределительного напряжения должна обеспечивать передачу всей активной и реактивной мощности, вырабатываемой электрическими агрегатами ЭС, за исключением мощности, потребляемой собственными нуждами ЭС и нагрузками, подключенными к распределительному устройству генераторного напряжения.

9.4 Мощность трансформаторов собственных нужд ЭС определяется при проектировании.

9.5 Электроснабжение потребителей собственных нужд ЭС должно преимущественно выполняться на напряжении 380 В, 50 Гц по трехфазной четырехпроводной системе с глухозаземленной нейтралью от распределительных устройств 0,4 кВ, подключаемых на шины генераторного напряжения непо-

средственно (для ЭС с генераторами 0,4 кВ) или через понижающие трансформаторы (для ЭС с генераторами 6,3 и 10,5 кВ).

9.6 Распределительные устройства 0,4 кВ резервных ЭС, как правило, должны обеспечивать прием электроэнергии от двух независимых источников системы электроснабжения объекта и оборудованы одинарной секционированной системой сборных шин и устройством АВР.

9.7 На распределительных устройствах 0,4 кВ в цепях защиты и управления электроприемниками собственных нужд должны устанавливаться автоматические выключатели.

9.8 Подключение взаиморезервирующих электроприемников собственных нужд ЭС, как правило, следует предусматривать к разным секциям распределительного устройства 0,4 кВ.

9.9 Помещения и конструкции распределительных устройств напряжением выше 1 кВ должны быть выполнены из огнестойких материалов и соответствовать требованиям ПУЭ.

9.10 Устройство трансформаторных камер и установленное в них оборудование должны соответствовать требованиям ПУЭ.

9.11 Распределительные устройства напряжением до 1 кВ

9.11.1 Установка распределительных устройств напряжением до 1 кВ в электропомещениях должна выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ.

Электропомещение для распределительных устройств напряжением до 1 кВ и ограждающие конструкции должны удовлетворять требованиям ПУЭ.

9.11.2 Рекомендуется помещение для распределительных устройств напряжением до 1 кВ оборудовать фальшполами или кабельными каналами, закрытыми рифленым железом или огнестойкими плитами с пылеотталкивающим покрытием.

9.11.3 В электропомещениях для распределительных устройств напряжением до 1 кВ рекомендуется размещать:

- низковольтное электротехническое оборудование;
- комплектные устройства управления ЭУ;
- силовые распределительные щиты (шкафы, пункты, щитки и т.д.) приема и распределения электроэнергии напряжением 0,4 кВ;
- устройства управления, защиты и коммутации электропитающих установок оперативного постоянного тока;
- выпрямительные устройства;
- средства (щиты, шкафы, пульты) диспетчеризации и телемеханики;
- релейные щиты;
- устройства и аппараты управления и защиты электроприемниками собственных нужд ЭС.

9.11.4 Компоновка электротехнического оборудования в помещениях распределительных устройств 0,4 кВ должна обеспечивать удобное сообщение с машинным залом ЭС.

9.12 Электрическое освещение

9.12.1 ЭС, как правило, должны иметь рабочее, аварийное, местное и ремонтное освещение. Освещение следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 23-05-95.

9.12.2 Рабочее освещение должно обеспечивать во всех помещениях освещенность согласно нормам, приведенным в приложении Б.

9.12.3 Аварийное освещение должно обеспечивать освещенность в машинном зале ЭС и в электрощитовой не менее 20 лк, а на каждом рабочем месте – не менее 5 лк.

9.12.4 Рабочее и аварийное освещения нормально питаются от разных шин распределительного устройства 0,4 кВ. В аварийном режиме аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею.

9.12.5 В качестве источника аварийного освещения должны использоваться аккумуляторные батареи, предназначенные для аварийного освещения, аккумуляторные батареи источника оперативного тока или стартерные аккуму-

ляторные батареи дизель-генераторов.

9.12.6 Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток.

9.12.7 Напряжение ремонтного освещения, от которого питаются ручные светильники и электрофицированный инструмент, не должно превышать 42 В.

9.12.8 Штепсельные розетки сети ремонтного освещения должны отличаться от сети рабочего освещения.

9.12.9 Выбор светильников и способа прокладки сетей освещения следует производить с учетом требований к помещениям по взрывопожарной и пожарной опасности, приведенных в приложении В.

9.13 Оперативный ток

9.13.1 В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы и собственных нужд станций с высоковольтными дизель-генераторами, автоматизированными по 2-й и 3-й степеням в соответствии с ГОСТ 14228-80, должны применяться стационарные аккумуляторные батареи напряжением 220 В.

Включение аккумуляторной батареи на шины щита постоянного тока должно осуществляться через автоматический выключатель.

Для ЭС устанавливается одна аккумуляторная батарея. Емкость батареи определяется длительностью питания электродвигательной нагрузки (приводы насосов масло- и топливопрокачки) и нагрузки аварийного освещения.

9.13.2 Емкость батареи, выбранную по условию питания длительной нагрузки, необходимо проверять по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок с учетом пусковых характеристик одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарных токов приводов выключателей. Стационарные аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. В связи с этим следует предусматривать отдельные зарядные устройства.

9.13.3 В качестве источника оперативного тока для питания устройств

управления, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений для станций с высоковольтными генераторами, автоматизированными по 1-й степени в соответствии с ГОСТ 14228-80, должны применяться:

- шкафы управления оперативным током типа ШУ ОТ с встроенными аккумуляторными батареями, подзарядными устройствами и коммутационной аппаратурой с выходным напряжением 220 В;
- устройства комплектные питания электромагнитных приводов включения масляных выключателей типа УКП с выходным напряжением 220 В.

Для базовых ЭС допускается применение вместо шкафов ШУ ОТ блоков питания типа БПНС с выходным напряжением 220 В постоянного тока.

При использовании высоковольтных РУ, выполненных на переменном оперативном токе, источником оперативного тока является силовая сеть собственных нужд напряжением 220 В (линейное напряжение сети 380 В).

9.13.4 Устройства питания оперативным током, за исключением аккумуляторных батарей, должны иметь резервирование.

Количество резервных устройств или узлов определяется в зависимости от главной схемы электрических соединений станций.

9.13.5 В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений станции с низковольтными генераторами, автоматизированными по 2-й и 3-й степеням в соответствии с ГОСТ 14228-80, как правило, следует применять оперативный переменный ток напряжением 220 В.

Допускается использование в качестве источника оперативного тока (при ограниченном потреблении) аккумуляторных батарей напряжением 24 В, входящих в состав автоматизированных дизель-электрических агрегатов. При этом их функция в основном должна ограничиваться питанием цепей защиты минимального напряжения на вводных аппаратах.

9.13.6 Для питания устройств управления, сигнализации, релейной защи-

ты элементов главной схемы электрических соединений станций с низковольтными генераторами, автоматизированным по 1-й степени и собственных нужд всех станций, должен применяться переменный ток напряжением 220 В. В качестве источника оперативного тока должна использоваться сеть вторичного напряжения собственных нужд.

В схемах с центральным питанием оперативно-переменного тока должно выполняться резервирование шин от разных источников, что обеспечивает сохранение питания шин при практически возможных аварийных режимах (питание шин от двух секций РУ-0,4 кВ).

9.14 Кабельные линии и электропроводки

9.14.1 При выборе и монтаже электропроводки должны учитываться требования ПУЭ, ГОСТ Р 571.15-97.

9.14.2 На электростанциях, как правило, должны применяться небронированные кабели с медными жилами.

Кабели управления, контроля, сигнализации и силовые кабели от генераторов до распределительного устройства должны быть только с медными жилами.

9.14.3 Трассы кабельных линий должны выбираться с учетом:

- удобства осмотра и ремонта;
- обеспечения сохранности кабеля от механических повреждений, нагрева, вибрации;
- наиболее экономного расхода кабеля.

9.14.4 Каждая кабельная линия должна иметь маркировку в соответствии с кабельным журналом.

9.14.5 Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, конструктивным особенностям помещений и требований пожарной безопасности.

9.14.6 В стальных и других механически прочных трубах, рукавах, коробках и лотках допускается совместная прокладка проводов и кабелей (за исклю-

чением взаиморезервируемых):

- всех цепей одного агрегата;
- силовых и контрольных цепей нескольких машин, щитов, пультов и т.п., связанных единым технологическим процессом;
- цепей нескольких групп одного вида освещения (рабочего или аварийного) с общим числом приводов в трубе не более 8;
- осветительных цепей напряжением до 42 В с цепями с напряжением 380 В при условии заключения проводов цепей до 42 В в отдельную изоляционную трубу.

9.14.7 Совместная прокладка цепей рабочего и аварийного освещения в одной трубе, коробе или лотке запрещается.

9.14.8 В кабельных сооружениях, производственных помещениях и электропомещениях для электропроводок следует принимать провода и кабели с оболочками из материалов, не распространяющих горение.

9.15 Заземление и молниезащита

9.15.1 Для обеспечения мер электробезопасности должно быть предусмотрено заземляющее устройство, к которому присоединяются металлические части электрооборудования и электроустановок в соответствии с требованиями ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

9.15.2 Защита здания ЭС и ее вспомогательных сооружений должна осуществляться в соответствии с СО-153-34.21.122-2003 и ВСН 22-02-98/МО РФ.

10 Противопожарные мероприятия

10.1 Пожарная безопасность ЭС регламентируется ГОСТ 12.1.004-91*, ППБ 01-03, РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) и Приказом Министра обороны РФ № 322 от 5.10.95 г.

10.2 Категория производств, классификация зон по взрывопожарной и пожарной опасности помещений электростанций с ДВС принимаются в соответствии с требованиями НПБ 105-03, ПУЭ и частично приводится в приложе-

нии В.

Категории помещений устанавливаются путем последовательной проверки их принадлежности к категориям от высшей («А») к низшей («Д») в соответствии с НПБ 105-03.

10.3 При проектировании противопожарной защиты ЭС следует руководствоваться следующими требованиями:

- автоматическими установками пожаротушения оборудуются базовые стационарные ЭС (помещения машинного зала, агрегатных распределительных устройств, расходных баков и насосной ГСМ) установленной мощности 200 кВт и более; ЭС, расположенные в районах северной климатической зоны, независимо от мощности; а также передвижные и контейнерные ЭС;
- автоматической пожарной сигнализацией оборудуются все помещения и кабельные сооружения резервных ЭС и помещения, не оборудованные автоматическими установками пожаротушения базовых ЭС;
- выбор вида противопожарной защиты кабельных сооружений производится в соответствии с ВСН 47-85;
- автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации проектируются в соответствии с требованиями НПБ 88-2001;
- автоматические установки газового пожаротушения проектируются в соответствии с требованиями ВСН 21-02-01/МО РФ.

10.4 Подвалы, при размещении в них помещений ЭС с категориями «В» (В1-В4), складов горючих материалов и негорючих материалов в горючей упаковке, должны оборудоваться установками автоматического пожаротушения.

10.5 Проектирование противопожарного водоснабжения осуществляется в соответствии с требованиями следующих документов: СНиП 2.04.01-85, НПБ 88-2001.

10.6 Внутренний противопожарный водопровод предусматривается в со-

оружениях стационарных ЭС (за исключением ЭС блок-контейнерного исполнения) с установленной мощностью 100 кВт и более.

10.7 Обеспечение ЭС первичными средствами пожаротушения производится квартирно-эксплуатационными частями Министерства обороны по нормам, установленным приказом Министра обороны РФ № 322 от 1995 года.

10.8 При размещении пожарного депо на расстоянии не более 2 км от склада ГСМ предусматривается на территории склада отапливаемое помещение для хранения расчетного количества концентрированного пенообразователя.

При размещении пожарного депо на расстоянии более 2 км от склада ГСМ предусматривается хранение в отапливаемом помещении на территории склада расчетного количества пенообразователя и другого необходимого оборудования и инвентаря в соответствии со СНиП 2.11.03-93 и ВСН 111-90/МО.

11 Связь и сигнализация

11.1 Стационарные ЭС оборудуются следующими видами связи и сигнализации:

- оперативная связь;
- технологическая связь;
- административно-хозяйственная связь;
- автоматическая пожарная сигнализация;
- охранная сигнализация.

Передвижные дизельные электростанции оборудуются средствами связи в соответствии с технологическим заданием.

11.2 Оперативная связь обеспечивает двухстороннюю связь главного энергетика объекта и ответственного дежурного ЭС при необходимости.

11.3 Технологическая связь осуществляется по системе двухсторонней громкоговорящей связи (ГГС) и обеспечивает связь ответственного дежурного ЭС с рабочими местами, в основном, и вспомогательных сооружениях.

Технологическая связь не предусматривается в резервных ЭС установ-

ленной мощностью до 300 кВт.

11.4 Административно-хозяйственная связь предназначена для взаимодействия со службами объекта и осуществляется через автоматическую телефонную станцию объекта.

11.5 Автоматическая пожарная сигнализация предусматривается в соответствии с действующими руководящими документами. Сигналы передаются на пульт дежурного ЭС с дублированием в пождепо и дежурному по объекту.

11.6 Необходимость оборудования сооружения ЭС средствами охранной сигнализации определяется заказчиком в задании на проектирование.

11.7 Места установки аппаратуры городской телефонной сети, телефонных аппаратов, станций автоматической пожарной и охранной сигнализации определяются в задании на проектирование.

11.8 С целью исключения несанкционированного доступа в сооружение ЭС входная дверь, как правило, оборудуется замком и переговорным устройством для связи с дежурным по ЭС.

12 Отопление и вентиляция

12.1 При проектировании систем отопления и вентиляции помещений ЭС следует соблюдать требования СНиП 41-01-2003.

12.2 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха) в производственных помещениях должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88*, СанПиН 2.2.4.548-96. При отсутствии постоянных рабочих мест температуру и влажность воздуха принимать по технологическому заданию.

12.3 Система вентиляции машинного зала ЭС принимается из расчета ассимиляции теплопоступлений в зал и разбавления газовых вредностей от всех рабочих дизель-электрических агрегатов, оборудования и коммуникаций.

12.4 Система приточной вентиляции машинного зала должна быть с принудительным или естественным побуждением, система вытяжной вентиляции –

с принудительным побуждением. Все системы приточной и вытяжной вентиляции оборудуются природоохранными средствами.

12.5 Самостоятельную вытяжную систему вентиляции с механическим побуждением следует предусматривать из помещений насосных и хранилищ ГСМ. При этом допускается устройство общей или отдельных систем.

12.6 Кратность воздухообмена в производственных помещениях принимать:

- в помещениях хранения и перекачки ЛВЖ и дизельного топлива с температурой вспышки менее 28 °С – 8;
- в помещениях хранения и перекачки горячей жидкости и дизельного топлива с температурой вспышки более 28 °С – 5;
- в помещениях при наличии газопотребляющих установок согласно СНиП 42-01-2002 – 3;
- в остальных помещениях – по технологическому заданию.

12.7 Отопление и вентиляция служебных помещений ЭС выполняются в соответствии с требованиями СНиП 2.09.04-87* и СНиП 41-01-2003.

12.8 Все вентиляционные системы помещений должны отключаться автоматически при пожаре в любом из помещений ЭС.

12.9 Для помещений, в которых возможно выделение больших количеств взрывоопасных паров и газов, должна педусматриваться аварийная вытяжная вентиляция, имеющая автоматическое включение от сигнализирующих устройств, а также ручное включение снаружи помещения. Кратность воздухообмена при работе аварийной вентиляции принимается по технологическому заданию.

13 Автоматизация инженерных систем

13.1 Помещения с взрыво- и пожароопасными производствами должны быть обеспечены газоанализаторами с устройством световой и звуковой сигнализации, оповещающими о наличии в помещении опасных концентраций взры-

воопасных веществ.

13.2 Вспомогательные инженерные системы, обеспечивающие работу ЭУ с ДВС, должны быть автоматизированы в объеме, необходимом для функционирования ЭС в различных режимах ее работы, оговоренных в задании на проектирование.

13.3 Автоматизация инженерных систем базовых ЭС должна отвечать требованиям надежной работы и удобства эксплуатации.

Резервные ЭС, кроме того, должны быть оборудованы вспомогательными инженерными системами (отопление, вентиляция, водоснабжение ...), обеспечивающими автоматическую работу ЭУ с ДВС.

13.4 Степень и объем контроля, сигнализации и автоматического регулирования принимаются в соответствии с требованиями ТУ на генерирующие электроагрегаты (ЭУ с ДВС, ВЭУ, миниГЭС) и задачами автоматизации технологических процессов.

13.5 Внутри контейнеров БМЭУ предусматривается система автоматического поддержания температурного режима ДВС, обеспечивающего их надежный запуск (пуск).

13.6 Система автоматизации должна обеспечивать автоматический прием нагрузки в автономном режиме работы электрогенераторов, автоматическую синхронизацию и распределение нагрузки между ними в соответствии с заданной программой. В электростанциях на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в сочетании с ЭУ с ДВС программа распределения нагрузки должна предусматривать максимальную нагрузку генераторов, использующих возобновляемые источники энергии, и длительную нагрузку генераторов с приводом от ДВС не менее минимально допустимой по ТУ на их поставку.

13.7 Контрольно-измерительные приборы выбираются с учетом требований среды размещения и устанавливаются так, чтобы было обеспечено удобство их эксплуатации и безопасное обслуживание.

13.8 Проектирование импульсных трубных проводок должно вестись в соответствии со СНиП 3.05.07-85* и СНиП 3.05.05-84.

13.9 Длина импульсной линии должна быть не более 50 метров, выполняться из труб диаметром от 6 до 15 мм из материала, соответствующего материалу трубопровода, где осуществляется отбор с учетом ТУ на приборы.

13.10 Соединительные линии прокладываются по кратчайшему расстоянию и должны иметь уклон не менее 0,1.

13.11 В проекте должны предусматриваться мероприятия для слива дренажа из импульсных трубопроводов.

14 Оперативно-диспетчерское управление

14.1 В проектах ЭС на базе ДВС и других источников энергии должна быть предусмотрена система оперативно-диспетчерского управления процессами производства электрической энергии и теплоты, а также их передачей и распределением по потребителям.

Система оперативно-диспетчерского управления может проектироваться как самостоятельная система или интегрироваться в состав автоматической системы управления объекта.

14.2 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления являются:

- автоматизированный контроль (локальный либо дистанционный) за основными параметрами, характеризующими режимы работы отдельных источников и потребителей электрической энергии и теплоты, а также их техническое состояние;

- автоматизированное управление основными технологическими процессами в соответствии с заданным режимом;

- автоматизированное обнаружение аварии, перевод системы энергоснабжения на функционирование в аварийном режиме;

- накопление и передача информации в необходимой форме и количестве,

обеспечение на этой основе экономии теплоты, ресурса энергоустановок, а также расходных сред и теплоносителей.

14.3 Состав объектов диспетчеризации, а также состав контролируемых и регулируемых диспетчерским управлением параметров определяется заданием Заказчика.

15 Охрана окружающей среды

15.1 В соответствии со СНиП 11-01-95 в составе проекта стационарной ЭС (ЭТС, КЭТС) должен быть раздел «Охрана окружающей среды». Раздел предусматривает осуществление комплекса мероприятий по охране окружающей среды от загрязнений и рациональному использованию природных ресурсов, оценке воздействия ЭС (ЭТС, КЭТС) на окружающую среду с учетом фонового загрязнения среды и воздействия на нее объекта, в интересах которого предусматривается электростанция.

15.2 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды должна вестись в соответствии с требованиями природоохранительной нормативной документации, приведенной в разделе 2 настоящих Правил.

15.3 Экологическая безопасность ЭС (ЭТС, КЭТС) должна обеспечиваться комплексом мероприятий, осуществляемых в течение всего периода ее строительства и эксплуатации и направленных на защиту природной среды и жизненно важных интересов людей от возможных негативных воздействий ЭС (ЭТС, КЭТС), а также чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий.

15.4 Для экологического обоснования строительства ЭС (ЭТС, КЭТС) с целью предотвращения, снижения или ликвидации неблагоприятных экологических и связанных с ними социальных, экономических и других последствий и сохранения оптимальных условий жизни населения Заказчик организует проведение инженерно-экологических изысканий.

15.5 Основными задачами инженерно-экологических изысканий являются

изучение природных и техногенных условий в районе строительства, вариантов альтернативных решений по размещению ЭС (ЭТС, КЭТС) с учетом существующих и проектируемых источников воздействия на окружающую среду, изучение состояния экосистем, условий жизни и деятельности населения, их изменений в процессе строительства и эксплуатации ЭС.

15.6 Состав, содержание и порядок оформления технических отчетов по результатам инженерно-экологических изысканий определяется СНиП 11-02-96. Материалы инженерно-экологических изысканий должны обеспечивать разработку раздела «Охрана окружающей среды» в составе проекта строительства ЭС (ЭТС, КЭТС), который должен быть согласован с региональными органами санитарно-эпидемиологического надзора и экологической экспертизы.

15.7 В соответствии с требованиями Федерального закона «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», СанПиН 2.1.6.1032-01, СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест и допустимые уровни шума на территории жилой застройки не должны превышать допустимых показателей.

15.8 Для проектируемых ЭС (ЭТС, КЭТС), являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха, устанавливаются санитарно-защитные зоны (СЗЗ) в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Размеры СЗЗ должны быть обоснованы расчетом концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе и акустическим расчетом. При этом границы СЗЗ должны быть не менее 50 м от источников загрязнений, если по акустическому расчету не требуется корректировки в сторону ее увеличения.

15.9 Величины ПДК принимаются согласно действующих гигиенических норм (ГН 2.1.6.1338-03).

15.10 На этапе выбора площадки для строительства ЭС (ЭТС, КЭТС), а также на этапе проектирования в проектных материалах должны содержаться решения по обеспечению качества атмосферного воздуха и защиты от шума. Материалы по выбору площадки для строительства, а также проектная доку-

ментация должны быть согласованы с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

15.11 Для снижения концентраций вредных веществ в выбросах ЭС (ЭТС, КЭТС) необходимо проводить следующие мероприятия:

- рациональное размещение ЭС (ЭТС, КЭТС) с учетом «розы ветров» на территории объекта (городка);

- устройство выхлопных трубопроводов газоотвода достаточной высоты для рассеивания вредных веществ в атмосфере;

- дооборудование систем газовыхлопа ЭС (ЭТС, КЭТС) специальными системами и устройствами для очистки отработавших газов (ОГ).

15.12 В качестве специальных систем очистки ОГ должны использоваться:

- системы очистки на основе фильтрации (с использованием керамических, электрических, жидкостных и др. фильтров);

- системы очистки на основе нейтрализаторов и дожигателей, при пропускании ОГ через которые токсичные компоненты ОГ конвертируются в нетоксичные;

- комбинированные системы очистки, включающие элементы всех ранее перечисленных систем.

15.13 Для снижения уровней шума работающих ЭС (ЭТС, КЭТС) необходимо проводить мероприятия по шумоглушению в соответствии со СНиП II-12-77.

15.14 Проектные решения и мероприятия, указанные в п.15.7-15.13, необходимо предусматривать также в проектах резервных ЭС.

15.15 В соответствии с требованиями Федерального закона «Об охране окружающей среды», СанПиН 2.1.4.1110-02 и СанПиН 2.1.5.980-00 в целях охраны водных объектов от загрязнения защиты и рационального использования водных ресурсов в проектах ЭС (ЭТС, КЭТС) должны предусматриваться следующие технологические и санитарно-технические мероприятия:

- схемы оборотного водоснабжения в системах охлаждения технологического оборудования;

- оборудование топливных и масляных систем, хранилищ топлива и масла, машинных залов, участков приема и перекачки ГСМ должно исключать возможность попадания топлива и масла в грунт, поверхностные водоемы и хозяйственно-бытовую канализацию, в том числе и в случаях аварийных ситуаций, с дождевыми и талыми водами;

- для очистки стоков, содержащих нефтепродукты, с участков приема и перекачки ГСМ должны предусматриваться локальные очистные сооружения;

- под горизонтальными стальными резервуарами для хранения топлива должны устраиваться лотки (поддоны) с наклоном в сторону контрольного колодца для сбора протечек топлива при нарушении герметичности резервуаров или использоваться резервуары с двойным днищем (двойной обечайкой) с возможностью контроля протечек;

- для аварийного слива должны применяются одностенные стальные резервуары или железобетонные емкости с металлоизоляцией или внутренним покрытием, стойким к ГСМ;

- запрещается размещение складов ГСМ на территории зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения и водопроводных сооружений.

15.16 В соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1322-03 в целях снижения неблагоприятного воздействия отходов на здоровье людей и среду обитания человека в проектах ЭС (ЭТС, КЭТС) должны предусматриваться следующие мероприятия:

- отработанное масло ДВС и других агрегатов, отработанный электролит аккумуляторов должны собираться в переносную тару и вывозиться с территорий ЭС (ЭТС, КЭТС) для утилизации сразу после замены;

- нефтесодержащие шламы от локальных очистных сооружений должны собираться для временного хранения в специально оборудованные резервуары, откуда вывозиться специальным транспортом для утилизации в сроки, установ-

ленные государственными органами охраны природы.

15.17 Охрана земельных ресурсов должна предусматривать:

- комплексное решение генерального плана с минимально необходимой площадью землеотвода, с установленными противопожарными и санитарно-гигиеническими требованиями, минимальными расстояниями между зданиями и сооружениями;

- проведение мер, направленных на предотвращение эрозии почвы;

- предотвращение заболачивания земель, загрязнения их производственными отходами, сточными водами при строительстве и эксплуатации;

- рекультивацию земель с использованием плодородного слоя почвы;

- озеленение и благоустройство санитарно-защитных зон.

15.18 В соответствии с требованиями Федерального закона «Об экологической экспертизе» Заказчик обязан представлять проектную документацию на строительство и реконструкцию ЭС (ЭТС, КЭТС) в специально уполномоченные государственные органы, которые организуют проведение государственной экологической экспертизы.

16 Организация условий и охраны труда личного состава

16.1 В соответствии со СНиП 11-01-95 в составе проекта стационарной ЭС (ЭТС, КЭТС) должен быть раздел «Организация условий и охраны труда личного состава».

Раздел предусматривает осуществление комплекса мероприятий по охране труда, технике безопасности, а также обеспечению санитарно-гигиенических условий личного состава, осуществляющего эксплуатацию ЭС (ЭТС, КЭТС).

16.2 Разработка мероприятий по охране труда, технике безопасности, а также обеспечению санитарно-гигиенических условий личного состава должна вестись в соответствии с требованиями нормативной документации Минтруда, Минздрава и Минобороны РФ, приведенной в разделе 2 настоящих Правил.

17 Технико-экономические показатели

17.1 Все проекты строительства и реконструкции систем энергоснабжения объектов военной инфраструктуры должны рассматриваться с точки зрения общих затрат, приведенных к одному году эксплуатации. Это выявит преимущества более энергоэффективного (но более дорогого) оборудования по сравнению с дешевым, но менее экономичным и недолговечным.

Основная цель проектирования – минимизация приведенных затрат.

17.2 Основными показателями работы ЭС являются:

- установленная электрическая мощность;
- годовая расчетная выработка электроэнергии;
- расход электроэнергии на собственные нужды ЭС;
- коэффициент загрузки ЭС;
- расход рабочих сред (топлива, моторного масла, охлаждающей жидкости);
- коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку электроэнергии;
- годовой расход вредных выбросов ЭС;
- капитальные затраты на строительство ЭС;
- годовые эксплуатационные расходы на выработку электрической энергии;
- приведенные затраты;
- себестоимость вырабатываемой электрической энергии.

17.3 Основными показателями работы ЭТС наряду с перечисленными в п. 17.2 являются также:

- установленная тепловая мощность;
- годовая расчетная выработка тепловой энергии;
- коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку тепловой энергии;
- коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку

электрической и тепловой энергии;

- дополнительные капитальные затраты на выработку тепловой энергии;

- дополнительные годовые эксплуатационные расходы на выработку тепловой энергии;

- дополнительные приведенные затраты на выработку тепловой энергии;

- себестоимость вырабатываемой тепловой энергии.

Методика определения перечисленных показателей представлена в приложении Г.

17.4 Величину установленной тепловой мощности ЭТС и дополнительных (по сравнению с вариантом раздельного энергоснабжения) затрат на выработку тепловой энергии необходимо определять с учетом района и места расположения ЭТС, тепловой мощности и вида топлива полностью или частично замещаемой ТГУ, исходя из заданной величины экономии приведенных затрат на теплоснабжение объекта.

17.5 Оценку качества частей проектов ЭС и ЭТС следует производить в сопоставлении с прогрессивными технико-экономическими показателями.

17.6 Технико-экономические показатели ТГУ, входящих в состав КЭТС, следует определять согласно СНиП II-35-76*, а оценку эффективности использования ВЭУ в составе сложнокомбинированных систем энергоснабжения следует производить согласно Р 50-605-80-94.

Приложение А
(справочное)

Системы энергоснабжения объектов военной инфраструктуры на базе энергоустановок с двигателями внутреннего сгорания и других источников энергии

А.1 Система энергоснабжения объектов военной инфраструктуры предназначена для производства, преобразования, накопления и распределения по потребителям электрической энергии и теплоты. Основными элементами системы являются: ЭС, ТГУ, а также электрические и тепловые сети для передачи и распределения соответствующих видов энергии.

По составу элементов системы, наличию связей между ними и режимами их работы системы энергоснабжения объектов военной инфраструктуры условно подразделяются на:

- системы энергоснабжения с раздельной выработкой электрической энергии и теплоты (рис. А.1,а);
- комбинированные системы энергоснабжения (рис. А.1,б);
- сложнокомбинированные системы энергоснабжения (рис. А.1,в).

А.2 Эффективность различных систем энергоснабжения при отпуске электрической (Р) энергии и теплоты (Q) за время Т оценивается значением коэффициента использования теплоты топлива в системе - $\eta_{ит}$.

А.3 Система энергоснабжения с раздельной выработкой электроэнергии и теплоты характеризуется наличием ЭУ с ДВС и ТГУ, а также электрических и тепловых сетей при отсутствии связей между ними и режимами их работы.

Для такой системы значение $\eta_{ит}$ определяется по формуле

$$\eta_{ит} = \frac{P + Q}{B_{двс} \cdot T \cdot Q^{р}_{ндвс} + B_{тгу} \cdot T \cdot Q^{р}_{нтгу}}, \qquad (А.1)$$

где Р - суммарный отпуск электрической энергии потребителям за время Т, кВт;

Q - суммарный отпуск теплоты потребителям за время Т, кВт;

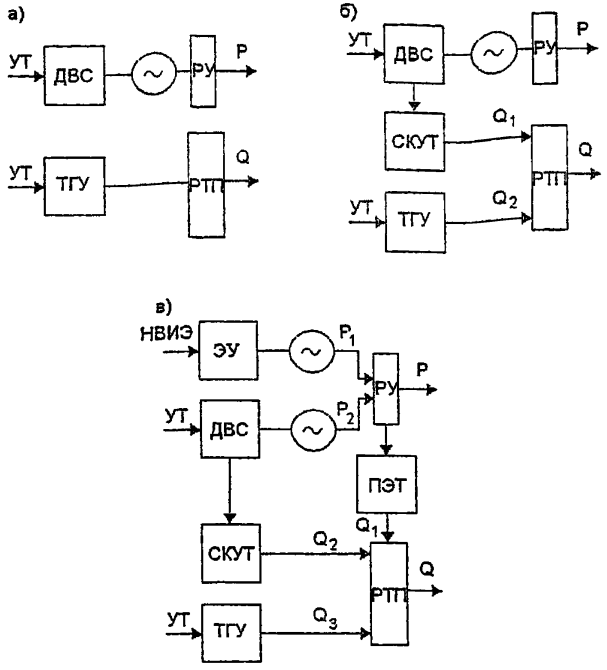

Рис. А.1 Структурные схемы систем энергоснабжения объектов военной инфраструктуры:

а – система энергоснабжения с раздельной выработкой электрической энергии и теплоты; б – комбинированная система энергоснабжения; в – сложнокомбинированная система энергоснабжения;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания; РУ – распределительное устройство; УТ – углеводородное топливо; СКУТ – система комплексной утилизации теплоты; ТГУ – теплогенерирующая установка; РТП – регулирующий тепловой пункт; НВИЭ – нетрадиционный и возобновляемый источник энергии; ПЭТ – преобразователь электрической энергии в тепловую; ЭУ – энергоустановка;

Q – теплота, Р – электрическая энергия

$B_{ДВС}$ - расход топлива ЭУ с ДВС для схемы (рис. А.1,а), кг/ч;

$B_{ТГУ}$ - расход топлива ТГУ для схемы (рис. А.1,а), кг/ч;

$Q^{Р}_{НДВС}$ - низшая теплотворная способность топлива ДВС, кДж/кг;

$Q^{Р}_{НТГУ}$ - низшая теплотворная способность топлива ТГУ, кДж/кг;

Т - продолжительность расчетного периода, ч.

А.4 Комбинированная система энергоснабжения также включает в себя электрические и тепловые сети, ТГУ и ЭУ с ДВС, однако последние дооборудованы СКУТ, то есть представляют собой электротеплостанции, причем СКУТ и ТГУ объединены общим технологическим циклом выработки теплоты, а ЭУ с ДВС и ТГУ также имеют общую систему управления и регулирования режимов работы.

Для такой системы значение $\eta_{ит}$ определяется по формуле

$$\eta_{ит} = \frac{P + Q}{B_{ДВС} \cdot T \cdot Q^{Р}_{НДВС} + (B_{ТГУ} \cdot T - \frac{Q_{СКУТ}}{\eta^{ТГУ}_{ит} \times Q^{Р}_{НТГУ}}) \cdot Q^{Р}_{НТГУ}}, \quad (А.2)$$

где $Q_{СКУТ}$ - количество теплоты, вырабатываемое за время Т СКУТ ДВС, кДж;

$\eta^{ТГУ}_{ит}$ - коэффициент использования теплоты топлива в ТГУ.

А.5 Сложнокомбинированная система энергоснабжения отличается от комбинированной системы наличием ЭУ на базе НВИЭ. Причем, ЭУ на базе НВИЭ объединены общими технологическими циклами: производства теплоты – со СКУТ и ТГУ, а производства электрической энергии – с ЭУ на базе ДВС, кроме того, все энергоустановки также имеют общую систему управления и регулирования режимов работы.

Для такой системы значение $\eta_{ит}$ определяется по формуле

$$\eta_{ит} = \frac{P + Q}{(B_{ДВС} \cdot T - \frac{P_{НВИЭ}}{\eta^{ДВС}_{ит} \cdot Q^{Р}_{НДВС}}) Q^{Р}_{НДВС} + (B_{ТГУ} \cdot T - (\frac{Q_{СКУТ}}{\eta^{ТГУ}_{ит} \cdot Q^{Р}_{НТГУ}} + \frac{Q_{НВИЭ}}{\eta^{ТГУ}_{ит} \cdot Q^{Р}_{НТГУ}}) Q^{Р}_{НТГУ}}, \quad (А.3)$$

где $P_{НВИЭ}$ - количество электроэнергии, вырабатываемое НВИЭ и направляемое к потребителям электроэнергии за время Т, кВт;

$Q_{НВИЭ}$ - количество теплоты, вырабатываемое НВИЭ и направляемое к потребителям теплоты за время Т, кВт;

$\eta_{ит}^{ДВС}$ - коэффициент использования теплоты топлива в ЭУ с ДВС на выработку электрической энергии (КПД ЭУ с ДВС).

А.6 При разработке сложнокомбинированных систем энергоснабжения необходимо учитывать потенциальные возможности районов строительства с точки зрения использования НВИЭ, к которым относятся миниГЭС, ветроэлектрические установки, гелиоустановки, волновые и геотермальные установки и т.п. Учитывая случайно детерминированный характер прихода энергии от НВИЭ, последние самостоятельно не в состоянии обеспечить надежное энергоснабжение объектов. Поэтому применение НВИЭ целесообразно только в сочетании с энергоустановками (ЭУ) на базе ДВС и ТГУ. Необходимость применения сложнокомбинированной системы энергоснабжения может быть обоснована только в том случае, если нет иной возможности обеспечить объект военной инфраструктуры энергией традиционным способом от обычных источников.

При этом ЭУ с ДВС и ТГУ являются основными источниками энергии, которые обеспечивают надежное энергоснабжение потребителей в любой момент времени и при любых параметрах внешних условий, а НВИЭ являются дополнительными источниками, включение которых при определенных параметрах возобновляемых ресурсов (скорости ветра, напоре водного потока и т.п.) позволяет вывести из действия все или часть установленных мощностей ЭУ с ДВС и (или) ТГУ, что способствует экономии топлива и ресурса источников энергии.

А.7 Мощность и количество ЭУ на базе НВИЭ определяются с учетом значений валового, технического и экономического потенциалов возобновляемых энергетических ресурсов в районе строительства объекта.

А.8 С целью устранения балансового несоответствия во времени выра-

ботки электроэнергии и теплопотребления объектов военной инфраструктуры в состав КЭТС следует включать также регулирующие тепловые пункты с аккумуляторами теплоты.

С этой же целью в состав сложнокомбинированных систем энергоснабжения, в которые наряду с КЭТС включены также ЭУ на базе НВИЭ, необходимо кроме регулирующих тепловых пунктов включать также электрические распределительные устройства с трансформаторными подстанциями.

А.9 Регулирующий тепловой пункт предназначен для объединения потоков теплоты, вырабатываемой ТГУ и СКУТ ЭУ с ДВС, а также получаемой при преобразовании части электрической энергии, вырабатываемой НВИЭ, аккумулирования части тепловой энергии и распределения ее по потребителям.

А.10 Электрическое распределительное устройство с трансформаторной подстанцией предназначено для объединения потоков электрической энергии, вырабатываемой всеми источниками, в том числе находящимися на значительном расстоянии от КЭТС НВИЭ, и распределения электрической энергии по потребителям.

А.11 Выбор рациональных схем сложнокомбинированных систем энергоснабжения должен производиться исходя из тактико-технического значения снабжаемого объекта, характеристик его энергопотребителей, а также расчета технико-экономической эффективности их использования применительно к действующим и перспективным условиям энергоснабжения.

А.12 С целью сокращения сроков строительства и упрощения доставки отдельных узлов и элементов комбинированных и сложнокомбинированных систем энергонабжения, последние по своей структуре должны быть построены по блочно-модульному принципу в виде транспортабельных энергоблоков.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Рекомендуемые нормы освещенности основных помещений электростанций с двигателями внутреннего сгорания

Помещения	Характеристика помещений по условиям среды по ПУЭ	Освещенность в ЛК лампами		Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы
		накаливания	люминисц.		
1	2	3	4	5	6
Машинный зал	норм.	100	150	VIII	в
Помещение расходных баков	В-Iа/П-I	100	150	VIII	б
Склад ГСМ (внутренний)	В-Iа/П-I	100	150	VIII	г
Насосная ГСМ	В-Iа/П-I	100	150	VIII	г
Воздухозаборная камера	норм.	30	60	VIII	г
Помещение блока охлаждения	норм.	30	60	VIII	г
Выбросная камера	норм.	30	60	VIII	г
Помещение ОГУ	норм.	100	150	VIII	г
Мастерская	норм.	100	200	V	б
Склад масла (наружный)	П-I	150	200	VIII	в
Склад топлива (наружный)	В-Iг/П-III	30	60	VIII	в
Распределительное устройство 6(10) кВ	П-I/П-III	100	150	VIII	в
Электрощитовая	норм.	100	150	VIII	г
Аккумуляторная	В-Iа	50	100	VIII	в

Окончание приложения Б

1	2	3	4	5	6
Кислотная	химич. активное	30	75	VIII	в
Дистилляторная	норм.	50	100	VIII	г
Зарядная (выпрямительная)	норм.	150	200	VIII	в
Склад ЗИП	П-IIа	30	75	VIII	г
Вентиляционная из маш.зала	П-IIа/норм.	50	100	VIII	г
Комната дежурного механика	-	200	300	VIII	а
Камера силового (масляного) трансформатора	П-I	75	100	VIII	в
Комната начальника ЭС	-	150	300	VIII	а
Гардероб	норм.	50	75	VIII	г
Душевая	сырая	50	75	VIII	г
Уборные	сырая	50	75	VIII	г
Комната приема пищи	норм.	150	200	VIII	в
Класс для занятий с личным составом	норм.	150	300	VIII	а

Приложение В
(справочное)

Категории помещений электростанций с двигателями внутреннего сгорания по взрывопожарной и пожарной опасности

Помещения	Категория помещений по НПБ 105-03	Классификация зон и помещений (по условиям среды) по ПУЭ
Машинный зал	Г	Нормальная
Помещение расходных баков	Б/В1, В2	В-Iа/П-I**
Склад ГСМ (внутренний)	Б/В1, В2	То же
Насосная ГСМ	Б/В2	То же
Воздухозаборная камера	Д	Нормальная
Помещение блока охлаждения	Д	То же
Выбросная камера	Д	То же
Помещение огнегасительной установки	Д	То же
Мастерская	Д	То же
Склад масла (наружный)	$В_н$	П-I
Склад топлива (наружный)	$Б_н/В_н$	В-Iг/П-III
Наружный водоохладитель	$Д_н$	Нормальная
Распределительное устройство 6(10) кВ с аппаратурой, содержащей более 60 кг масла	В2, В3/$В_н$	П-I/П-III
Распределительное устройство 6(10) кВ с аппаратурой, содержащей 60 кг и менее масла	Г/$Г_н$	Нормальная
Распределительное устройство 6 (10) кВ с элегазовым оборудованием	Г/$Г_н$	Нормальная
Распределительное устройство 6 (10) кВ с вакуумным оборудованием	Г/$Г_н$	Нормальная
Щитовая	Г	Нормальная

Продолжение приложения В

Помещения	Категория помещений по НПБ 105-03	Классификация зон и помещений (по условиям среды) по ПУЭ
Аккумуляторная	А	В-Ia
Кислотная	Д	Химически активная
Дистилляторная	Д	Нормальная
Зарядная (выпрямительная)	Г	Нормальная
Склад ЗИП	В2, В3	П-IIа
Вентиляционная бытовых помещений	Д	Нормальная
Вентиляционная из аккумуляторной	А	В-Ia
Вентиляционная из производственных помещений (маш.зала)	В2, В3/Г	П-IIа/ Нормальная
Комната дежурного механика	-	Нормальная
Камера силового (масляного) трансформатора с содержанием масла более 60 кг в единице оборудования	В2, В3	П-I
То же менее 60 кг	Г	Нормальная
Наружная камера силового (масляного) трансформатора	$В_н$	П-III
Комната начальника дизельной станции	-	Нормальная
Гардероб	-	Нормальная
Душевая	-	Сырая
Уборная	-	Сырая
Комната приема пищи	-	Нормальная
Класс для занятий с личным составом	-	Нормальная

Окончание приложения В

Помещения	Категория помещений по НПБ 105-03	Классификация зон и помещений (по условиям среды) по ПУЭ
Склад СПГ	А	В-Ia

* Электроосвещение как для П-I

** Буквы и цифры в числителе – в случае использования топлива с температурой вспышки паров до 28 °С (ЛВЖ), в знаменателе – ЛВЖ с температурой вспышки выше 28 °С и ГЖ с температурой вспышки выше 61 °С

Приложение Г
(рекомендуемое)

Методика определения основных технико-экономических показателей электростанций и электротеплостанций с двигателями внутреннего сгорания

Г.1 Наименование основных технико-экономических показателей

Таблица Г.1 Перечень основных технико-экономических показателей

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Способ определения
1	2	3	4
Показатели электростанций с двигателями внутреннего сгорания			
1 Абсолютные показатели электростанций			
1.1 Установленная электрическая мощность электростанции	$N_{уст}$	кВт	По п. Г.2.1
1.2 Годовая расчетная выработка электроэнергии	$Э^{г}_{выр}$	МВт•ч/год	По п. Г.2.2
1.3 Коэффициент загрузки электростанции (коэффициент использования установленной электрической мощности)	$K_з$	-	По п. Г.2.3
1.4 Годовой расход топлива на электростанции	$B^{г}_{т}$	т/год или тыс.нм^3/год	По п. Г.2.4
1.5 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку электрической энергии	$\eta^{э}_{ит}$	-	По п. Г.2.5
1.6 Годовой расход моторного масла на электростанции	$B^{г}_{м}$	т/год	По п. Г.2.6
1.7 Годовой расход охлаждающей жидкости на подпитку оборотной системы охлаждения электростанции	$B^{г}_{сос}$	т/год	По п. Г.2.7
1.8 Годовой расход вредных выбросов на электростанции	$B_{вв}$	т/год	По п. Г.2.8
1.9 Численность обслуживающего персонала	Ч	чел.	По штатным нормативам
1.10 Капитальные затраты на строительство электростанции	K	млн. руб.	По п. Г.2.9
1.11 Годовые эксплуатационные расходы на выработку электрической энергии	$C^{г}_{эр}$	млн.руб./год	По п. Г.2.10
1.12 Приведенные затраты на электростанцию	$З$	млн.руб./год	По п. Г.2.11
2 Удельные показатели электростанций			
2.1 Удельный расход топлива на единицу выработанной электрической энергии	$b_{э}$	т/МВт•ч	По п. Г.2.12

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
2.2. Удельный расход моторного масла на единицу выработанной электрической энергии	$b_м$	т/МВт·ч	По п. Г.2.13
2.3 Удельный расход охлаждающей жидкости на единицу выработанной электрической энергии	$b_{ож}$	т/МВт·ч	По п. Г.2.14
2.4 Удельные капитальные затраты на единицу выработанной электрической энергии	$к_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.15
2.5 Удельные эксплуатационные расходы на единицу выработанной электрической энергии	$с_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.16
2.6 Удельные приведенные затраты на единицу выработанной электрической энергии (себестоимость электрической энергии)	$з_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.17
2.7 Удельные капитальные затраты на единицу установленной электрической мощности	$к_{уст}$	руб./кВт	По п. Г.2.18
2.8 Удельные эксплуатационные расходы на единицу установленной электрической мощности	$с_{уст}$	руб./кВт	По п. Г.2.19
2.9 Удельные приведенные затраты на единицу установленной электрической мощности (себестоимость единицы установленной мощности)	$з_{уст}$	руб./кВт	По п. Г.2.20
Показатели электротеплостанций с двигателями внутреннего сгорания			
3 Абсолютные показатели			
3.1 Установленная тепловая мощность	$Q_{уст}$	кВт	По п. Г.2.21
3.2 Годовая расчетная выработка тепловой энергии	$Q^г_{выр}$	МВт·ч/год	По п. Г.2.22
3.3 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку тепловой энергии	$\eta^т_{ит}$	-	По п. Г.2.23
3.4 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку электрической и тепловой энергии	$\eta^{э+т}_{ит}$	-	По п. Г.2.24
3.5 Дополнительные капитальные затраты на выработку тепловой энергии (сметная стоимость системы комплексной утилизации теплоты)	$К^д_{СКУТ}$	млн. руб.	По п. Г.2.25
3.6 Дополнительные годовые эксплуатационные расходы на выработку тепловой энергии	$С^г_{эдоп}$	млн.руб./год	По п. Г.2.26

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4
3.7 Дополнительные приведенные затраты на выработку тепловой энергии	$З^{\partial}_{СКУТ}$	млн.руб./год	По п. Г.2.27
3.8 Капитальные затраты на строительство электротеплостанции	$К_{ЭТС}$	млн. руб.	По п. Г.2.28
3.9 Годовые эксплуатационные расходы на выработку электрической и тепловой энергии	$С_{ЭТС}$	млн.руб./год	По п. Г.2.29
3.10 Приведенные затраты на электротеплостанцию	$З_{ЭТС}$	млн.руб./год	По п. Г.2.30
4 Удельные показатели			
4.1 Удельные дополнительные капитальные затраты на единицу выработанной тепловой энергии	$к^{т}_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.31
4.2 Удельные дополнительные годовые эксплуатационные расходы на единицу выработанной тепловой энергии	$с^{т}_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.32
4.3 Удельные дополнительные приведенные затраты на единицу выработанной тепловой энергии (себестоимость тепловой энергии)	$з^{т}_{выр}$	руб./МВт·ч	По п. Г.2.33

Г.2 Определение основных технико-экономических показателей

Г.2.1 Установленная электрическая мощность ЭС

$$N_{уст} = n \times N_{н}, \qquad (Г.1)$$

где n - число установленных энергоустановок с ДВС, включая резервные, шт.;

$N_{н}$ - номинальная мощность энергоустановки с ДВС, кВт.

Г.2.2 Годовая расчетная выработка электроэнергии ЭС

$$Э^{г}_{выр} = Э^{г}_{п} + Э^{г}_{сн} + Э^{г}_{пс}, \qquad (Г.2)$$

где $Э^{г}_{п}$ - годовая выработка электроэнергии, направляемая потребителям, МВт·ч/год;

$Э^{г}_{сн}$ - расчетный годовой расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, МВт·ч/год;

$Э^{г}_{пс}$ - расчетный годовой расход электроэнергии на потери в сетях, МВт·ч/год.

$$Э_{п}^{г} = K_{с} \times N_{рп} \times T \quad , \tag{Г.3}$$

где $K_{с}$ - коэффициент спроса;

$N_{рп}$ - расчетная электрическая мощность потребителей, кВт;

T - число часов работы электростанции в году, ч.

$$Э_{сн}^{г} = K_{с} \times N_{сн} \times T \, , \tag{Г.4}$$

где $N_{сн}$ - установленная мощность собственных нужд электростанции, кВт.

$$Э_{пс}^{г} = K_{с} \times K_{п} \times N_{рп} \times T \quad , \tag{Г.5}$$

где $K_{п}$ - коэффициент потерь в электросетях.

Г.2.3 Коэффициент загрузки ЭС (коэффициент использования установленной мощности)

$$K_{э} = \frac{Э_{выр}^{г}}{n_{1} \times N_{н} \times T} \, , \tag{Г.6}$$

где n_{1} - количество одновременно работающих ДВС.

Г.2.4 Годовой расход топлива на ЭС

$$B_{т}^{г} = B_{выр}^{г} + B_{хх}^{г} \, , \tag{Г.7}$$

где $B_{выр}^{г}$ - годовой расход топлива на выработку электроэнергии;

$B_{хх}^{г}$ - годовой расход топлива при работе ДВС на холостом ходу, кг/ч или нм^{3}/ч.

$$B_{выр}^{г} = \left[(1 - \eta_{м}) + \eta_{м} \times \frac{N_{ср}}{N_{н}} \right] b_{эн} \times N_{н} \times n_{1} \times T \, , \tag{Г.8}$$

где $\eta_{м}$ - механический КПД ДВС на режиме номинальной мощности;

$b_{эн}$ - удельный эффективный расход топлива ДВС на режиме номинальной мощности, кг/кВтч или нм^{3}/кВтч;

$N_{ср}$ - средняя эксплуатационная мощность ДВС за время T, кВт,

$$N_{ср} = \frac{Э_{выр}^{г}}{n_{1} \times T} \, . \tag{Г.9}$$

$$B^{z}_{xx} = T_{xx} \times B_{xx} \times n_1, \qquad (Г.10)$$

где T_{xx} - число часов работы ДВС на холостом ходу в течение года, ч;

B_{xx} - часовой расход топлива на холостом ходу, кг/ч.

Г.2.5 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку электроэнергии ЭС

$$\eta^{э}_{эл} = \frac{3600 \times Э^{z}_{выр}}{B^{z}_{т} \times Q^{р}_{нт}}, \qquad (Г.11)$$

где $Q^{р}_{нт}$ - низшая теплотворная способность топлива, кДж/кг или кДж/нм^3.

Г.2.6 Годовой расход моторного масла на ЭС

$$B^{z}_{м} = b_{м} \times Э^{z}_{выр} + n_1 \times G_{м} \times (\frac{T}{t_{мо}} + 1), \qquad (Г.12)$$

где $b_{м}$ - удельный расход масла на угар, кг/кВт;

$G_{м}$ - количество моторного масла, заливаемого в ДВС, кг;

$t_{мо}$ - периодичность полной замены масла при техническом обслуживании, ч.

Г.2.7 Годовой расход охлаждающей жидкости на подпитку оборотной системы охлаждения ЭС

$$B^{z}_{ож} = \frac{q_{охл} \times B^{г}_{т} \times Q^{р}_{нт}}{c \times (t_{ож2} - t_{ож1})} \times K_{ут}, \qquad (Г.13)$$

где $q_{охл}$ - относительная составляющая энергии, уходящей в систему охлаждения ДВС;

c - теплоемкость охлаждающей жидкости, кДж/кг·град;

$t_{ож1}, t_{ож2}$ - температуры охлаждающей жидкости соответственно на входе и выходе из системы охлаждения ДВС, °С;

$K_{ут}$ - коэффициент потерь охлаждающей жидкости в системе охлаждения посредством утечек и испарений.

Г.2.8 Годовой расход вредных выбросов на ЭС

$$B^{z}_{в} = B_{NO} + B_{CO} + B_{CH}, \text{ т/год}, \qquad (Г.14)$$

где B_{NO}, B_{CO}, B_{CH} - годовые расходы соответственно выбросов оксидов азота,

окиси углерода и углеводородов, т/год,

$$B_{NO} = e_{NO} \times Э^{г}_{выр}; \quad (Г.15)$$

$$B_{CO} = e_{CO} \times Э^{г}_{выр}; \quad (Г.16)$$

$$B_{CH} = e_{CH} \times Э^{г}_{выр}, \quad (Г.17)$$

здесь e_{NO}, e_{CO}, e_{CH} - значения удельных средневзвешанных выбросов соответственно оксидов азота, окиси углерода и углеводородов, которые определяются по табл. Г.2 (ГОСТ Р 51249-99)

Таблица Г.2

Наименование нормированного параметра	Обозначение	Норма удельных средневзвешенных выбросов	
		Выпуск до 2000 г.	Выпуск с 2000 г.
Удельный средневзвешенный выброс оксидов азота (NO_x) в приведении к NO_2 г/(кВт•ч)	e_{NO}	16,0	10,0
Удельный средневзвешенный выброс углерода (CO), г/(кВт•ч)	e_{CO}	6,0	3,0
Удельный средневзвешенный выброс углеводородов (CH) в приведении к $CH_{1,85}$, г/(кВт•ч)	e_{CH}	2,4	1,0

Г.2.9 Капитальные затраты на строительство ЭС

$$K = K_{стр} + K_{мр} + K_{об}, \quad (Г.18)$$

где $K_{стр}, K_{мр}, K_{об}$ - сметные стоимости соответственно строительных работ, монтажных работ и оборудования, млн. руб.

Г.2.10 Годовые эксплуатационные расходы на выработку электрической энергии ЭС

$$C^{г}_{эр} = C_{т} + C_{м} + C_{э} + C_{в} + C_{вт} + C_{зп} + C_{а} + C_{тр} + C_{пр}, \quad (Г.19)$$

где $C_{т}$ - годовые затраты на топливо, руб./год;

$C_{м}$ - годовые затраты на моторное масло, руб./год;

$C_{э}$ - годовые затраты на электроэнергию для собственных нужд, руб./год;

$C_{в}$ - годовые затраты на охлаждающую жидкость, руб./год;

$C_{вт}$ - размер годовой платы за вредные выбросы, руб./год;

$C_{зп}$ - годовые расходы на заработную плату, руб./год;

$C_а$ - годовые амортизационные отчисления, руб./год;

$C_{пр}$ - годовые затраты на текущий ремонт, руб./год;

$C_{пр}$ - прочие годовые затраты, руб./год.

$C_т = B^г_м \times Ц_т$, где $Ц_т$ - стоимость органического топлива,руб./т.

$C_м = B^г_м \times Ц_м$, где $Ц_м$ - стоимость моторного масла, руб./т.

$C_э = Э^г_{сн} \times Ц_э$, где $Ц_э$ - тариф на электрическую энергию, руб./кВтч.

$C_в = B^г_в \times Ц_в$, где $Ц_в$ - тариф на воду, руб./т.

$C_{вв} = \sum_{i=1}^{N} B_{вi} \times Ц_{вi}$, где $B_{вi}$ - годовой расход i-го вредного вещества выбрасываемого ОГ электростанции, т/год; $Ц_{вi}$ - размер платы за единицу выброса i-го вредного вещества, руб./т.

$C_{зп}$ определяется согласно штатного расписания электростанции.

$$C_а = H^а_{стр} \times K_{стр} + H^а_{мр} \times (K_{мр} + K_{об}), \qquad (Г.20)$$

где $H^а_{стр}, H^а_{мр}$ - нормы амортизационных отчислений соответственно на строительную часть и оборудование электростанции.

$$C_{пр} = H_{пр} \times C_а, \qquad (Г.21)$$

где $H_{пр}$ - норма затрат на текущий ремонт.

$$C_{пр} = H_{пр} \times (C_а + C_{пр} + C_{зп}), \qquad (Г.22)$$

где $H_{пр}$ - норма прочих затрат.

Г.2.11 Приведенные затраты на ЭС

$$З = C^г_{эр} + E_н \times K, \qquad (Г.23)$$

где $E_н$ - нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности, 1/год.

Г.2.12 Удельный расход топлива на единицу выработанной электрической энергии ЭС

$$b_{т} = \frac{B^{г}_{т}}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.24)$$

Г.2.13 Удельный расход моторного масла на единицу выработанной электрической энергии ЭС

$$b_{м} = \frac{B^{г}_{м}}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.25)$$

Г.2.14 Удельный расход охлаждающей жидкости на единицу выработанной электрической энергии ЭС

$$b_{ож} = \frac{B^{г}_{ож}}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.26)$$

Г.2.15 Удельные капитальные затраты на единицу выработанной электрической энергии ЭС

$$к_{выр} = \frac{К}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.27)$$

Г.2.16 Удельные эксплуатационные расходы на единицу выработанной электрической энергии ЭС

$$c_{выр} = \frac{C^{г}_{эр}}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.28)$$

Г.2.17 Удельные приведенные затраты на единицу выработанной электрической энергии (себестоимость электрической энергии) ЭС

$$з_{выр} = \frac{З}{Э^{г}_{выр}}. \quad (Г.29)$$

Г.2.18 Удельные капитальные затраты на единицу установленной электрической мощности ЭС

$$к_{уст} = \frac{К}{N_{уст}}. \quad (Г.30)$$

Г.2.19 Удельные годовые эксплуатационные расходы на единицу установленной электрической мощности ЭС

$$c_{уст} = \frac{C^{г}_{эр}}{N_{уст}}. \quad (Г.31)$$

Г.2.20 Удельные приведенные затраты на единицу установленной электрической мощности ЭС

$$з_{уст} = \frac{З}{N_{уст}}. \quad (Г.32)$$

Г.2.21 Установленная тепловая мощность ЭТС

$$Q_{уст} = n \times Q_н, \quad (Г.33)$$

где $Q_н$ - номинальная тепловая мощность системы комплексной утилизации теплоты ДВС, кВт.

Г.2.22 Годовая расчетная выработка тепловой энергии ЭТС

$$Q^г_{выр} = Э^г_{выр} \times \left(\frac{q_{охл}}{\eta^э_{ит}} \times \alpha_{охл} + \frac{q_{ог}}{\eta^э_{ит}} \times \alpha_{ог}\right), \quad (Г.34)$$

где $q_{охл}$, $q_{ог}$ - относительные составляющие энергии, уходящей в систему охлаждения и с отработавшими газами ДВС;

$\alpha_{охл}, \alpha_{ог}$, - коэффициенты использования потерь теплоты соответственно с охлаждающей жидкостью и отработавшими газами ДВС.

Г.2.23 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку тепловой энергии ЭТС

$$\eta^т_{ит} = \frac{3600 \times Q^г_{выр}}{B^г_т \times Q^р_{ит}}. \quad (Г.35)$$

Г.2.24 Коэффициент использования теплоты сгорания топлива на выработку электрической и тепловой энергии ЭТС

$$\eta^{э+т}_{ит} = \eta^э_{ит} + \eta^т_{ит}. \quad (Г.36)$$

Г.2.25 Дополнительные капитальные затраты на выработку тепловой энергии (сметная стоимость системы комплексной утилизации теплоты) ЭТС

$$K^д_{СКУТ} = K^д_{мр} + K^д_{об}, \quad (Г.37)$$

где $K^д_{мр}, K^д_{об}$ - сметные стоимости дополнительных монтажных работ и оборудования системы комплексной утилизации теплоты, млн.руб.

Г.2.26 Дополнительные годовые эксплуатационные расходы на выработ-

ку тепловой энергии ЭТС

$$C^{г}_{эрдоп} = C_{здоп} + C_{эдоп} + C_{адоп} + C_{трдоп}, \quad (Г.38)$$

где $C_{здоп}$ - дополнительные годовые затраты на электроэнергию для собственных нужд системы комплексной утилизации теплоты, руб./год;

$C_{эдоп}$ - дополнительные годовые расходы на заработную плату по обслуживанию системы, руб./год;

$C_{адоп}$ - дополнительные годовые амортизационные отчисления на систему, руб./год;

$C_{трдоп}$ - дополнительные годовые затраты на текущий ремонт системы, руб./год.

Г.2.27 Дополнительные приведенные затраты на выработку тепловой энергии ЭТС

$$З^{д}_{СКУТ} = C^{г}_{эрдоп} + E_{н} \times K^{д}_{СКУТ}. \quad (Г.39)$$

Г.2.28 Капитальные затраты на строительство ЭТС

$$K_{ЭТС} = K + K^{д}_{СКУТ}. \quad (Г.40)$$

Г.2.29 Годовые эксплуатационные расходы на выработку электрической и тепловой энергии ЭТС

$$C_{ЭТС} = C^{г}_{эр} + C^{г}_{эрдоп}. \quad (Г.41)$$

Г.2.30 Приведенные затраты на ЭТС

$$З_{ЭТС} = З + З^{д}_{СКУТ}. \quad (Г.42)$$

Г.2.31 Удельные дополнительные капитальные затраты на единицу выработанной тепловой энергии ЭТС

$$к^{т}_{выр} = \frac{K^{д}_{СКУТ}}{Q^{г}_{выр}}. \quad (Г.43)$$

Г.2.32 Удельные дополнительные эксплуатационные расходы на единицу выработанной тепловой энергии ЭТС

$$c^{т}_{выр} = \frac{C^{г}_{эрдоп}}{Q^{г}_{выр}}. \quad (Г.44)$$

Г.2.33 Удельные дополнительные приведенные затраты на единицу выработанной тепловой энергии (себестоимость тепловой энергии) ЭТС

$$з^{m}_{выр} = \frac{З^{\partial}_{СКУТ}}{Q^{i}_{выр}}. \qquad (Г.45)$$

Приложение Д
(рекомендуемое)

Штатное расписание электростанции с двигателями внутреннего сгорания в зависимости от её мощности

Должность	Установленная мощность ЭС, кВт			
	до 300	от 300 до 1000	от 1000 до 3000	более 3000
БАЗОВЫЕ ЭС (4-сменная работа персонала)				
1 Начальник станции	-	-	1	1
2 Мастер	-	1	-	1
3 Машинист	4/1	4/1	4/1	4/1
4 Помощник машиниста	-	-	4/1	4/1
5 Старший электрик	-	-	4/1	4/1
6 Дежурный приборист-электрик	4/1	4/1	4/1	4/1
7 Кладовщик по хранению топлива	-	-	-	1
8 Уборщик помещения	-	-	-	1
9 Слесарь-ремонтник	-	-	1	1
РЕЗЕРВНЫЕ ЭС (3-сменная работа персонала)				
1 Начальник станции	-	-	1	1
2 Машинист	-	-	1	1
3 Дежурный приборист-электрик	3/1	3/1	3/1	3/1
4 Кладовщик по хранению топлива	-	-	-	1
5 Уборщик помещений	-	-	-	1

Примечания: 1) В числителе – количество персонала в целом по станции, в знаменателе – количество персонала в одной смене.

2) Штатная численность обслуживающего персонала для электротеплостанций, комбинированных электротеплостанций, а также сложно-комбинированных систем энергоснабжения с возобновляемыми и нетрадиционными источниками энергии уточняется в соответствии с действующими нормативами штатного расписания Главного квартирно-эксплуатационного Управления Министерства обороны Российской Федерации.

ВЕДОМСТВЕННЫЙ СВОД ПРАВИЛ

Подписано в печать 17.10.06. Формат бумаги 60x84 1/16
Усл. печ. л. 6,25. Зак. 180.
Отпечатано на ризографе. Бесплатно.
Тип. ВИТУ

gost.e-ecolog.ru