МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА»

Е.К. Умбеткулов, Л.Ш. Утешкалиева

РЕЗЕРВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Учебное пособие

Алматы
АУЭС
2021

УДК 631:621.3.(075.8)
ББК 40.7 я73.
У52

Рецензенты:
PhD, ассоцированный профессор кафедры «Энергосбережение и автоматика» КазНАУ **Шыныбай Ж.С.**
кандидат технических наук, ассистент профессора кафедры «Энергетика» КазНИТУ им. К. Сатпаева
Жуматова А.А.
кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение и возобновляемые источники энергии» АУЭС им. Г. Даукеева
Ефимова О.Н.

Рекомендовано к изданию Ученым советом Алматинского университета энергетики и связи (Протокол № 3 от 19.12.2020). Печатается по дополнительному плану выпуска ведомственной литературы АУЭС имени Г. Даукеева на 2020 год, позиция 77

Умбеткулов Е.К., Утешкалиева Л.Ш.
У52 Резервные электрические станции: Учебное пособие (для студентов специальности «Энергообеспечение сельского хозяйства»). Е.К. Умбеткулов, Л.Ш. Утешкалиева. – Алматы: АУЭС, 2021. – 79 с.
Табл. 12, ил. 31, библиогр. –18 назв.

ISBN 978-601-7939-76-2

В учебном пособии рассматриваются вопросы применения резервных электростанций для снижения ущерба сельскохозяйственному производству при перерывах в централизованном электроснабжении.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности 5В081200 «Энергообеспечение сельского хозяйства».

УДК 631:621.3.(075.8)
ББК 40.7 я73.

ISBN 978-601-7939-76-2

©АУЭС, 2021
Умбеткулов Е.К.,
Утешкалиева Л.Ш., 2021

Содержание

Введение……...…… 5
1 Надежность электроснабжения сельского хозяйства ……. 6
1.1 Классификация сельскохозяйственных объектов по надежности электроснабжения …….…….. 6
1.2 Перерывы в электроснабжении сельских потребителей и их основные причины…….. 10
1.3 Ущерб сельскому хозяйству от перерывов в электроснабжении …….. 13
2 Автономное резервное электроснабжение сельскохозяйственных объектов ……... 16
2.1 Основные средства резервирования электроснабжения сельскохозяйственных объектов …….. 16
2.2 Применение дизельных электростанций для резервного электроснабжения……..……..... 20
2.3 Резервные источники электроэнергии с приводом от трактора….……. 25
3 Выбор мощности резервных электростанций ……...…… 27
3.1 Расчетная нагрузка потребителей электроэнергии …….. 27
3.2 Выбор мощности резервной электростанции ……..... 29
3.3 Резервируемые нагрузки сельскохозяйственных предприятий ……. 29
3.4 Принудительные графики электрических нагрузок ……..... 31
4 Синхронные генераторы сельских дизельных электростанций 33
4.1 Принцип работы синхронного генератора ……... 33
4.2 Генераторы с электромашинным возбуждением ……. 35
4.3 Генераторы с самовозбуждением …….. 39
5 Схемы подключения и управление резервными электростанциями …….. 42
5.1 Основные требования к электрическим параметрам ……..... 42
5.2 Схемы подключения резервных электростанций ……... 44
5.3 Щиты управления резервными электростанциями …….… 46
6 Пуск асинхронных электродвигателей от резервной электростанции …... 51
6.1 Требования к мощности генератора резервной электростанции ……... 51
6.2 Определение напряжения и допустимой мощности асинхронных электродвигателей при пуске от ДЭС ……. 52
6.3 Предельная мощность электродвигателя при его прямом пуске от ЭГУТ соизмеримой мощности …….……. 54
7 Монтаж и ремонт резервных электростанций …….. 59
7.1 Этапы монтажа генераторов и электростанций ……...… 60
7.2 Основные этапы монтажа генераторов ……. 60
7.3 Ремонт электрогенераторов ……... 61
8 Эксплуатация резервных электростанций …….… 63
8.1 Основные требования ……..…. 63
8.2 Подготовка электростанции к работе ……...…… 63
8.3 Пуск и остановка электростанций ……. 65
8.4 Наблюдение за работой ДЭС ……. 66

8.5 Эксплуатация ЭГУТ ……... 67
9 Технико-экономическое сравнение вариантов резервного электроснабжения от ДЭС, ПЭС и ЭГУТ ……. 68
10 Техника безопасности при эксплуатации резервных ДЭС, ПЭС и ЭГУТ 75
Список литературы ……. 78

Введение

Развитие рыночного хозяйства предъявляет повышенное требование к бесперебойному электроснабжению сельскохозяйственного производства. Перерывы в электроснабжении наносят сельскому хозяйству существенный материальный ущерб и дезорганизуют ход технологических процессов. Предотвратить такие последствия на сельскохозяйственных объектах Казахстана – достаточно сложная задача, так как они в основном не имеют сетевого резервирования и удалены от крупных населенных пунктов и друг от друга на большие расстояния. Проблема усугубляется тем, что в последнее время участились аварийные (гололед, ураганные ветры и т.п.) и внеплановые (ремонт устаревшего электрооборудования) отключения сельского хозяйства.

Одним из эффективных способов уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении является применение нетрадиционных и традиционных резервных электростанций (РЭС).

Желательным является применение нетрадиционных источников энергии, среди которых для Казахстана особый интерес представляют: ветровые, солнечные и малые гидроэлектростанции. Однако такие источники энергии пока не получили должного распространения из-за сложности технических и экономических решений.

В настоящее время для резервного электроснабжения объектов сельскохозяйственного производства (в частности, электродвигательной нагрузки, сварки и т.п.) используют дизельные электростанции (ДЭС), передвижные электростанции (ПЭС) и электрогенераторные установки с приводом от трактора (ЭГУТ) [1, 2, 3].

Эффективность применения ДЭС и ПЭС при перерывах электроснабжения крупных объектов животноводства и птицеводства доказана в ряде литературных источников [2, 3 и др.].

Вместе с тем, значительная часть сельскохозяйственной продукции Казахстана производится на предприятиях малой и средней мощности, на которых применение ДЭС и ПЭС не всегда экономически выгодно. Поэтому наряду с такими электростанциями рекомендовано применение ЭГУТ, которые просты в исполнении, надежны, удобны в хранении и могут работать от любых сельскохозяйственных тракторов.

Для обоснования расчетной мощности резервирования на малых и средних сельскохозяйственных объектах рекомендовано построение принудительных графиков электрической нагрузки основных технологических процессов. Это позволит выбрать РЭС малой мощности и обеспечит экономическую эффективность их применения.

Рассмотрены системы возбуждения и электрические схемы распространенных в сельском хозяйстве синхронных генераторов, а также монтаж, ремонт и особенности эксплуатации ДЭС, ПЭС и ЭГУТ.

1. Надежность электроснабжения сельского хозяйства

1.1 Классификация сельскохозяйственных объектов по надежности электроснабжения

Успешное функционирование потребителей электрической энергии всех отраслей экономики, в том числе сельского хозяйства, во многом определяется надежностью электроснабжения.

Надежность электроснабжения – способность электрической системы в любой момент времени снабжать электрической энергией присоединенных к ней потребителей, так как перерывы в подаче электроэнергии наносят значительный материальный ущерб хозяйствам и дезорганизуют производство.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории [1].

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике предприятий, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования [1].

Производственными сельскохозяйственными потребителями, относящимися к I категории, являются крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию на промышленной основе, птицефабрики, помещения инкубаторов, помещения для выращивания бройлеров, свинарники-маточники с электрическим обогревом в сезон их работы [2, 3].

К потребителям I категории относятся [2]: фермы и комплексы по производству молока с содержанием 400 коров и более, по выращиванию и откорму 12 тыс. свиней и более, 10 тыс. голов и более молодняка крупного рогатого скота; открытые площадки по откорму молодняка крупного рогатого скота на 20 тыс. скотомест и более, по откорму коров мясных пород 600 голов и более, а также племенные хозяйства и хозяйства ремонтного молодняка кур (25 тыс. голов и более), уток, гусей и индюшек (10 тыс. голов и более), кур-несушек (100 тыс. голов и более), мясных цыплят (1 млн. голов и более).

На животноводческих фермах и комплексах по производству молока к I категории относятся электроприемники: систем доения, охлаждения, сбора, первичной обработки и переработки молока, приготовления и раздачи кормов, водоснабжения, микроклимата, дежурного освещения.

На предприятиях по выращиванию и откорму крупного рогатого скота и свиней такими электроприемниками являются линии подготовки и раздачи кормов, установки микроклимата, дежурное освещение [2, 3].

На птицеводческих предприятиях, помимо перечисленных выше, к этой категории относятся электроприемники установок поения птицы, местного обогрева молодняка, инкубации яиц, сбора, приема и обработки яиц.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. В качестве второго независимого источника питания могут использоваться электрические сети энергосистемы (сетевое резервирование), местные электростанции или специальные резервные электростанции [1].

В качестве двух независимых источников питания нельзя использовать две секции или системы шин, питающиеся по двум цепям одной двухцепной воздушной линии электропередачи; секции шин закрытого распределительного устройства, при коротком замыкании на шинах которого возможна потеря всех секций шин. Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимую непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно осуществляться технологическое резервирование [2].

Перерыв в электроснабжении электроприемников I категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. При неавтоматическом вводе резервное питание должно быть обеспечено не позднее чем через 30 минут после отключения основного источника электроснабжения [3].

К электроприемникам II категории надежности относится большое количество ответственных потребителей сельскохозяйственного производства [2, 3]: молочно-товарные фермы, свинарники, различные птицеводческие фермы с числом голов меньшим, чем требуется для отнесения их к I категории; теплицы и парники площадью 2500 м^2 с электрическим обогревом; кормоприготовительные цехи при электромеханизированном приготовлении и раздаче кормов; комбикормовые заводы производительностью 25 т в сутки; предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции с непрерывным производственным процессом в сезон их работы, оросительные и другого назначения насосные установки с электроприводом. К электроприемникам II категории относятся также здания высотой более пяти этажей, административные и общественные здания, детские и лечебные учреждения и учебные заведения.

Электроснабжение электроприемников II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания; перерыв их электроснабжения допустим на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность

проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 суток. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями. Допускается также питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 1 суток допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора [1].

Для сельскохозяйственных потребителей производственного назначения нормы ограничивают длительность одного перерыва электроснабжения, а также общую длительность всех перерывов за год с учетом не только аварийных, но и плановых отключений, необходимых для ремонтов, профилактических испытаний и других работ. В частности, длительность плановых отключений не должна превышать 3,5 ч. При этом плановые отключения не допускаются в часы работы электрифицированных доильных установок. Повторные плановые отключения в течение суток допускаются через 2 часа [2].

Электроприемники III категории – электроприемники и группы потребителей, не относящиеся к I и II категориям. Для электроприемников и потребителей III категории резервных источников питания не предусматривается, для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток [2].

Электроснабжение потребителей всех категорий в сельской местности осуществляется по общим распределительным сетям. Потребителей I категории, которые по нормам требуют двух независимых с автоматическим переключением источников питания, относительно немного, а потребителей II категории – значительное число. Поэтому при отнесении потребителей к категориям надежности электроснабжения в каждом конкретном случае необходимо проводить анализ технологических процессов и возможного ущерба от перерывов электроснабжения и возможностей обеспечения требуемой в этом случае надежности [1].

Обеспечение высокой надежности электроснабжения потребителей электрической энергии и токоприемников является основной и общей задачей, стоящей перед персоналом как электротехнических служб колхозов и совхозов, так и персоналом РЭС.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. Это обеспечивает, с одной стороны, экономический эффект за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой стороны, требуются дополнительные затраты на сами средства.

Средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельского хозяйства делят на две группы – организационно-технические и технические.

К организационно-техническим мероприятиям относят [2]:

1. Повышение требований к трудовой и производственной дисциплине эксплуатационного персонала, а также к повышению их квалификации.

2. Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических испытаний на основе их совершенствования, механизация ремонтных работ, ремонт элементов воздушных линий (ВЛ) под напряжением.

3. Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, совершенствование поиска повреждений с использованием специальных методов и технических средств; применение необходимого автотранспорта; диспетчеризация, телемеханизация, мобильная связь и др.; механизация работ по восстановлению ВЛ.

4. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как их излишек связан с потерей капиталовложений, а недостаток может привести к увеличению срока восстановительных работ.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относят следующие [2]:

1. Повышение надежности отдельных элементов сетей (опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования).

2. Сокращение радиуса действия электрических сетей, в основном, за счет уменьшения длины воздушных линий электропередачи. ВЛ являются наиболее повреждаемыми элементами системы электроснабжения сельского хозяйства. Число повреждений ВЛ пропорционально увеличению длины линий.

В сельской местности целесообразно укрупнять трансформаторные подстанции и сокращать радиус действия электрических сетей, который для ВЛ напряжением 10 кВ должен быть повсеместно снижен до 15 км, а в дальнейшем – примерно до 7 км.

3. Применение кабельных линий с учетом технико-экономических сравнений. Кабельные линии короче воздушных, так как их не нужно прокладывать по обочинам полей севооборотов, а можно вести по кратчайшему расстоянию. Основное преимущество кабельных линий – высокая надежность в эксплуатации за счет исключения повреждения от гололеда, сильных ветров и атмосферных перенапряжений. Важным является широкое использование изолированных проводов в ВЛ напряжением 0,38 кВ.

4. Сетевое и местное резервирование. Сельские потребители, особенно Казахстана, имеют одностороннее (радиальное) питание вследствие их рассредоточенности по обширной территории. Отсюда надежность электроснабжения сельского хозяйства значительно ниже, чем при замкнутом режиме, т. е. при двухстороннем питании потребителей. Развитие сетевого резервирования требует значительных капитальных затрат, а в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками возможно повреждение всех ВЛ и прекращение подачи энергии. Поэтому в большинстве районов Казахстана более независимым источником служит резервная электростанция

(местное резервирование). Для питания наиболее ответственных потребителей сельского хозяйства в период аварии чаще всего в качестве резервных используют дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить [2].

5. Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе совершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования устройств автоматизации поиска повреждений, развитие дистанционных систем мониторинга и контроля ненормальных и аварийных режимов. При автоматизации сетей как средства повышения надежности электроснабжения требуются относительно малые затраты при широких возможностях использования их в эксплуатируемых сетях без их серьезной реконструкции. Автоматизация – одно из основных и наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения [2].

Максимальный эффект от повышения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Их оптимальные сочетания определяются конкретными условиями. Разрабатывают целую комплексную программу повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, которая будет включать в себя рекомендации по оптимальным комплексам средств для различных условий.

1.2 Перерывы в электроснабжении сельских потребителей и их основные причины

Перерывы в электроснабжении сельского хозяйства (из-за аварий, плановых или внеплановых отключений) вызывают значительный материальный ущерб, который из-за специфики сельскохозяйственного производства складывается из прямого ущерба (нарушение технологических процессов, порча продукции и т.п.) и ущерба от дальнейших последствий (дальнейшее снижение удоя из-за нарушения режима дойки, возникновение мастита у коров и т.п.).

Продолжительность перерыва в электроснабжении зависит от климатических условий местности, организации ремонтной службы, квалификации обслуживающего персонала и т.д. Время восстановления после отказа можно рассматривать как состоящее из четырех составляющих [4]:

$$t_в = t_{ап} + t_{пл} + t_{ар} + t_{вн}, \qquad (1.1)$$

где $t_{ап}$ – время на организацию аварийно-ремонтного персонала;
$t_{пл}$ – время на поиск и локализацию повреждения;
$t_{ар}$ – время на аварийный ремонт;
$t_{вн}$ – время включения нагрузки под напряжение.

Вопросам анализа надежности отдельных элементов сетей посвящены многие литературные источники. В каждой из работ при анализе выделяются наиболее часто повреждаемые элементы, анализируется характер, место и время повреждения, зависимость его от погодных условий, определяются его удельные характеристики надежности, намечаются мероприятия по повышению надежности и уменьшению перерывов в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей.

Прежде всего необходимо рассмотреть аварийные отключения, наносящие значительный ущерб сельскохозяйственному потребителю. Рассмотрим соотношения между отключениями в системе электроснабжения при нормальных метеоусловиях и при климатических аномалиях.

Сельские ВЛ являются наименее надежным элементом электрических сетей, так как до 80 % всех повреждений в электрических сетях приходится на их долю (поверхностные и другие пробои изоляции, отложения снега и изморози, совместные нагрузки от ветра и гололеда и др.). Наиболее тяжелыми, по своим последствиям являются гололедные и ветровые воздействия, приводящие к массовым авариям с отключением на длительное время большого числа потребителей [4].

На основе анализа статистических показателей на рисунке 1.1 показано, что наиболее подверженным технологическим нарушениям конструктивным элементом ВЛ является провод.

Рисунок 1.1 - Распределение аварий и повреждений по конструктивным элементам ВЛ

На рисунке 1.2 показано, что самым негативным фактором воздействий на ВЛ являются природные воздействия (ветер, грозы, дожди, снегопады, высокая температура, повышенная влажность воздуха и т.д.) и воздействия посторонних лиц и организаций (перекрытия краном, несанкционированная вырубка леса, наброcы, разведение огня в охранных зонах ВЛ и т.д.).

Рисунок 1.2 - Распределение сопутствующих обстоятельств нарушений на проводах и грозозащитных тросах ВЛ

Важными показателями надежности сельской электрической сети является средняя продолжительность и среднее время восстановления одного отключения, отдельные показатели которых приведены, соответственно, в таблице 1.1 и таблице 1.2.

Таблица 1.1 - Показатели надежности сельских электрических сетей [4]

Напряжение, кВ	Отключения		Удельная повреждаемость на 100 км в год
	количество	в процентах	
10	2479	89,7	14,20
35	179	6,5	8,07
110	106	3,8	5,18

Таблица 1.2 - Среднее время восстановления электрических сетей [4]

Напряжение, кВ	Аварии при нормальных условиях	Аварии при климатических аномалиях	Плановые отключения
10	2,8	3,46	3,41
35	3,12	3,94	5,48
110	2,26	2,18	4,47

В сельских электрических сетях общая длительность перерывов в электроснабжении в среднем достигает 150–200 ч в год [2].

Причины, оказывающие влияние на продолжительность отключения сельской электрической сети, можно подразделить на [2]: технические, организационные и обусловленные погодными условиями.

К техническим причинам относятся: непосредственно сам поврежденный элемент электрической сети и, в зависимости от характера повреждения, величина его ремонтосложности.

К организационным причинам относятся: поиск места повреждения, организация аварийной бригады и доставка ее к месту повреждения, наличие связи и вездеходного транспорта, инструмента и т.д.

К причинам, зависящим от погодных условий, следует отнести и неудовлетворительное состояние дорог в весенне-осенний и зимний периоды (время восстановления нормального режима при климатических аномалиях выше, чем при нормальных метеоусловиях).

1.3 Ущерб сельскому хозяйству от перерывов в электроснабжении

Внедрение электрической энергии практически во все процессы сельскохозяйственного производства предъявляет совершенно новые требования к надежности электроснабжения. Отключение электроэнергии, например на животноводческом комплексе или птицефабрике, ведет к невосполнимым потерям. Существуют коровники на 5–10 тыс. голов, свинарники на 50–100 тыс., птицефермы на 100–200 тыс. голов с гибелью молодняка и цыплят даже при минутных отключениях электроэнергии [2, 5].

Повышение надежности электроснабжения связано с дополнительными затратами, но приводит к снижению ущерба от перерывов подачи электроэнергии. Ущерб, в свою очередь, оценивается по числу и длительности перерывов электроснабжения.

В настоящее время в хозяйствах учет ущерба не ведется должным образом, хотя нарушение установившихся условий окружающей среды вызывает у животного так называемые стрессы. К числу нежелательных внешних воздействий относятся: нарушение процесса доения, колебания параметров микроклимата (температуры, влажности, скорости ветра, состава воздуха), изменение рациона, голод, жажда, холодная вода, прививки, транспортировка и многое другое. Стрессы влияют как на продуктивность, так и на состояние здоровья животных. Воздействие стрессов не всегда бывает явным и имеет ярко выраженный индивидуальный характер. Степень воздействия стресса на организм зависит от породы, возраста, пола, продуктивности и др.

Определение ущерба от перерывов электроснабжения для сельскохозяйственных потребителей – сложная задача, зависящая от многих неопределенных факторов технического, технологического и даже биологического характера. Чаще всего этот ущерб зависит от конкретных условий каждого хозяйства.

В упрощенном виде ущерб можно определить по формуле [6]:

$$У = y_o \cdot W_{п.э.} \qquad (1.1)$$

или

$$У = y_o \cdot T_{п.}, \qquad (1.2)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска потребителям 1 кВт·ч электроэнергии (тенге/кВт·ч);

$W_{п.э.}$ – количество недоотпущенной электроэнергии за время перерыва электроснабжения (кВт·ч);

$T_п$ – продолжительность перерыва в электроснабжении, ч.

Если учет показателей $W_{п.э.}$ и $T_п$ можно еще наладить в хозяйствах, то определение удельных ущербов – достаточно сложная задача.

В отдельных литературных источниках приводятся, в основном, обобщенные количественные значения удельных ущербов. Более подробные материалы по удельным ущербам можно найти в научных трудах Всесоюзного научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ, Москва).

В таблице 1.3 приведены некоторые данные ВИЭСХ по средним удельным ущербам на различных сельскохозяйственных предприятиях от перерывов в электроснабжении (по данным 1991 года).

Таблица 1.3 - Средние удельные ущербы от перерывов в электроснабжении для различных предприятий (в ценах 1991 г.) [6]

Предприятие	1 руб. на 1 кВт ч	1 руб. на одну голову (или на 1 м^2) за 1 ч. перерыва
Комплексы и фермы молочного направления	1,8	0,38
Фермы по выращиванию и откорму крупного рогатого скота	3,1	0,12
Свиноводческие: – комплексы – фермы	 29 3,9	 1,25 0,09
Птицефабрики: – яичного направления на 100 тыс. кур-несушек и более; – мясного направления на 1 млн. бойлеров и более	 106 18,1	 1,3 0,03
Птицефермы: – по производству яиц; – мясного направления	 5,7 4,4	 0,03 0,005
Весенние теплицы, парники	1,7	0,037
Зимние теплицы	21,3	0,37

В процессе эксплуатации животноводческих и птицеводческих комплексов должны быть учтены предельно допустимые перерывы в электроснабжении и системе обеспечения отдельных технологических процессов, которые не приводят к отходу животных и снижению их продуктивности.

В существующих литературных источниках определены влияния отдельных составляющих режима содержания на продуктивность животных. Однако, даже используя результаты этих исследований, невозможно определить совокупное изменение продуктивности при одновременном изменении нескольких составляющих режима содержания. При определении ущерба сельскохозяйственному предприятию от нарушений технологии, кроме изменения продуктивности, необходимо учитывать и другие мероприятия, направленные на ликвидацию ненормальной работы предприятия и последствий от этих нарушений, а также совместное влияние их на величину ущерба [6, 7].

В ряде литературных источников рекомендованы максимально-допустимые перерывы в электроснабжении основных технологических процессов, приведенные в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Максимально-допустимые перерывы в электроснабжении [6]

Виды животных	Продолжительность перерывов, в часах				
	кормление	поение	доение	вентиляция	удаление навоза
Молочные коровы	4	6	2	2	24
Крупный рогатый скот на откорме	12	3	-	2	24
Молодняк свиней	24	12	-	1	24
Свиньи на откорме	24	12	-	0,5-1	24
Птица	5	1	-	0,5	24

Таким образом, для определения оптимальных режимов содержания животных, особенно при комплексной электромеханизации и автоматизации производственных процессов, необходимо знать влияние на величину ущерба суммы составляющих и каждой в отдельности в виде функции ущерба и времени нарушения нормальной работы сельскохозяйственного предприятия. Получить такую зависимость можно в результате многофакторного анализа статистических данных об ущербе сельскохозяйственному производству от перерывов в электроснабжении.

2. Автономное резервное электроснабжение сельскохозяйственных объектов

2.1 Основные средства резервирования электроснабжения сельскохозяйственных объектов

Для повышения надежности электроснабжения объектов сельскохозяйственного производства применяют в основном различные способы сетевого резервирования. Однако оно не всегда обеспечивает бесперебойное электроснабжение, в частности при неблагоприятных погодных условиях (гололед, ураганные ветры и т.п.). Поэтому наряду с сетевым резервированием эффективным оказывается применение резервных автономных источников электроэнергии, в качестве которых могут быть использованы традиционные и нетрадиционные источники энергии [2, 8].

Из традиционных источников электроэнергии в сельском хозяйстве распространены дизельные электроагрегаты и электростанции, среди нетрадиционных определенный интерес представляют солнечные, ветровые, геотермальные электроустановки и малые гидроэлектростанции. Однако нетрадиционные источники электроэнергии не получили распространения в сельском хозяйстве из-за трудности нахождения экономически выгодных технологических средств концентрации и преобразования рассматриваемых видов энергии. Кроме того, сравнительно небольшая мощность существующих нетрадиционных источников не позволяет их использовать в качестве основных автономных источников электроэнергии при отключении централизованного электроснабжения [8].

В настоящее время в качестве основных автономных источников электроэнергии рекомендуется применять ДЭС, при выборе мощности которых проводится сопоставление затрат на резервное электрообеспечение с ущербом от перерывов в централизованном электроснабжении. Подобный подход к выбору мощности резервных ДЭС предъявляет высокие требования к определению величины ущерба от перерывов в электроснабжении. Отсутствие обоснованных рекомендаций по определению ущербов приводит к значительному завышению мощности автономного источника, а следовательно, увеличению затрат на резервное электроснабжение.

Один из эффективных путей уменьшения затрат на установку резервной ДЭС – совместное использование электростанций и нетрадиционных источников электроэнергии. В этом случае резервная ДЭС при перерыве в централизованном электроснабжении обеспечивает необходимым количеством электроэнергии только те электроприемники, которые невозможно заменить энергосберегающими средствами и технологиями.

Потребную мощность резервной ДЭС целесообразно выбирать с учетом использования во время перерыва централизованного электроснабжения

нетрадиционных источников электроэнергии и местного топлива (угля, торфа, дров и т.п.).

Для оптимизации мощности ДЭС рекомендуется провести группировку электроприемников объекта сельскохозяйственного производства с учетом их технических параметров и технологических особенностей. Так, по физико-химическим признакам электроприемники, например, животноводческих ферм можно разделить на три группы: электропривод, электротепловые установки (водонагреватели, электрокалориферы и т.п.) и электроосветительные установки (технологические, рабочие и дежурное освещение) [8].

Каждая из этих групп характеризуется своими техническими и технологическими особенностями, анализ которых позволяет рекомендовать рациональный способ их электрообеспечения от различных типов автономных источников электроэнергии.

В электроприводе технологического оборудования животноводческих ферм применяются простые по конструкции и сравнительно надежные в эксплуатации асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Однако при запуске таких электродвигателей возникают значительные по величине пусковые токи, что приводит к заметному снижению напряжения на зажимах генератора. Без принятия специальных мер напряжение на зажимах может уменьшиться до значений, при которых устойчивая работа включенных электроприемников становится невозможной, а включаемые электродвигатели разгоняются слишком медленно или вовсе не трогаются с места. Отсюда становится очевидным, какие жесткие требования предъявляются к мощности генератора и регуляторам автономных источников электроэнергии. Поэтому единственным эффективным средством автономного электроснабжения силовых электродвигателей является ДЭС [8].

Режим работы электротепловых установок достаточно продолжителен и требует значительного количества электроэнергии. Поэтому подогрев воды на технологические нужды и отопление производственных помещений целесообразно осуществлять, используя местные виды топлива, т.е. уголь, торф, дрова и т.п. В ряде случаев горячее водоснабжение и отопление можно осуществлять путем преобразования энергии солнца и ветра.

При перерыве в централизованном электроснабжении нет необходимости применять ДЭС для электрообеспечения установок технологического освещения и облучения животных, так как нарушение режимов работы таких электроприемников не оказывает существенного влияния на организм животных и их продуктивность. Для обеспечения условий безопасного обслуживания технологического оборудования персоналом фермы достаточно использовать неэлектрические источники света (керосиновые лампы, фонари и т.п.) или дежурное освещение, которое должно включаться только при работе автономного источника [8].

Таким образом, группировка электроприемников животноводческих ферм по физико-техническим признакам позволяет без особых затруднений

определить эффективные способы их электроснабжения от различных видов автономных источников электроэнергии.

В [8] рекомендуется ряд способов рационального электрообеспечения электроприемников животноводческих ферм при перерыве в централизованном электроснабжении, которые учитывают комплексное использование имеющихся типов автономных источников энергии. Отдельные рекомендации приведены в таблице 2.1. При этом электропривод сельскохозяйственных механизмов подразделен на силовые электродвигатели (маломощные вентиляторы, сепараторы, пастеризаторы, молочные насосы и т.п.).

Таблица 2.1 - Рекомендуемые способы автономного резервирования электроснабжения сельского хозяйства [8]

Группа электроприемников	Вид энергетических ресурсов			
	Автономные источники электроэнергии			Местное топливо
	Дизельные	Солнечные	Ветровые	
Электропривод:				
– силовые электродвигатели;	++	-	-	-
– малые электродвигатели.	+	-	+	-
Электротепловые установки	-	++	+	+
Электроосветительные установки:				
технологические	-	+	-	-
рабочие	-	+	+	-
дежурные	++	+	+	-

Примечание: ++ наиболее эффективные; + целесообразные; – неэффективные.

Из таблицы 2.1 следует, что эффективность автономного электроснабжения зависит в основном от правильного выбора мощности резервной ДЭС для электрообеспечения силовых электродвигателей, на долю которых приходится 50–60% установленной мощности животноводческих ферм. Успешное решение этой задачи зависит от обоснованного выделения технологических процессов, подлежащих электрообеспечению от ДЭС при перерыве в централизованном электроснабжении. Для выявления таких технологических процессов целессообразно провести их классификацию и определить очередность электроснабжения от ДЭС. При этом все технологические процессы разделяются на три группы с учетом допустимых перерывов в их работе. Две из этих групп приведены в таблице 2.2.

К первой группе отнесены технологические процессы, нарушение электроснабжения которых приводит к значительному материальному

ущербу, заболеванию и гибели животных. Такие технологические процессы обычно невозможно выполнять энергосберегающими средствами, или эта замена влечет за собой значительные трудности и большие затраты.

Таблица 2.2 - Классификация технологических процессов животноводческих ферм по надежности их электроснабжения от ДЭС

Тип животноводческой фермы	Технологические процессы*	
	Первая группа	Вторая группа
КРС молочного направления	Системы доения и первичной обработки молока	Системы водоснабжения, вентиляции и кормоприготовления
КРС мясного направления		Системы вентиляции, водоснабжения и кормоприготовления
Свиноводческие	Система вентиляции	Системы водоснабжения и кормоприготовления
Птицеводческие	Система вентиляции	Системы водоснабжения и кормоприготовления

* - Все остальные технологические процессы относятся к третьей группе.

Ко второй группе отнесены технологические процессы, которые допускают кратковременные перерывы в электроснабжении и могут быть частично ли полностью заменены энергосберегающими средствами.

К третьей группе отнесены технологические процессы, которые при перерывах в электроснабжении можно отключать от источников электроэнергии и выполнять их с использованием энергосберегающих технологий.

Электроприемники технологических процессов первой группы обеспечиваются электроэнергией при всех перерывах в централизованном электроснабжении. Технологические процессы второй группы допускают кратковременные перерывы в электроснабжении и могут работать в принудительном режиме. По возможности такие технологические процессы необходимо выполнять энергосберегающими средствами. Так для обеспечения необходимого микроклимата на фермах достаточно включить только часть вентиляторов и приоткрыть окна (двери) или содержать животных при благоприятных погодных условиях на открытых площадках, выгонах и т.д. На небольших фермах готовить (измельчать, смешивать и т.п.) и раздавать корма можно вручную с использованием рабочего скота [8].

Таким образом, предлагаемый методологический подход разработки системы автономного электроснабжения позволяет достаточно просто определить эффективные пути электрообеспечения животноводческих ферм с учетом комплексного использования всех имеющихся в хозяйстве

энергетических ресурсов. При отсутствии нетрадиционных источников энергии функционирование животноводческих ферм во время перерыва в централизованном электроснабжении можно обеспечить применением ДЭС и увеличением объемов ручного труда с использованием рабочего скота и местных видов топлива.

Аналогичным способом можно решать задачи резервного электроснабжения сельскохозяйственных предприятий других типов.

2.2 Применение дизельных электростанций для резервного электроснабжения

Разные способы резервирования обеспечивают различную степень повышения надежности. Однако и при сетевом резервировании не устраняются отключения ТП-10/0,4 кВ, велика вероятность одновременного повреждения основной и резервной воздушных линий электропередачи при гололеде, грозе, сильном ветре, а также возможны повреждения в сети высокого напряжения, особенно при резервировании от той же подстанции, которая осуществляет основное питание. Поэтому сетевое резервирование не гарантирует абсолютной надежности электроснабжения [1, 4].

В этих условиях наиболее эффективно резервирование электроприемников I и II категории с помощью традиционных дизельных электростанций. Использование ДЭС полностью исключает перерывы, вызванные аварийными и плановыми отключениями в электрических сетях, и дает экономический эффект даже при наличии сетевого резервирования. Этот эффект определяется путем сопоставления ожидаемого ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на резервирование [4, 6].

Резервные электростанции экономически целесообразно применять при условии, если удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии равен или больше удельных приведенных затрат на электроэнергию, вырабатываемую резервной электростанцией.

В соответствии со своим назначением резервные электростанции работают только при перерывах в системе централизованного электроснабжения. В сельских сетях общая длительность перерывов даже в самых неблагоприятных условиях не превышает 150–200 часов в год [2]. Фактическое же время работы резервных электростанций еще меньше из-за возможного несовпадения перерывов электроснабжения и технологических процессов сельскохозяйственного производства.

Для повышения эффективности использования резервных электростанций необходимо на аварийный период вводить принудительный график электроснабжения путем отключения неответственных потребителей, а также сдвига по времени технологических процессов.

По конструктивному исполнению ДЭС разделяют на стационарные и передвижные. Передвижные дизельные агрегаты обозначаются буквами АД,

стационарные АСД или ДГ, автоматизированные агрегаты обозначаются дополнительной буквой А.

Основной элемент стационарных и передвижных ДЭС – дизель-генератор, собранный на общей сварной раме. Общий вид этого электроагрегата и его основных элементов приведен на рисунке 2.1.

Рисунок 2.1 - Общий вид дизель-генератора

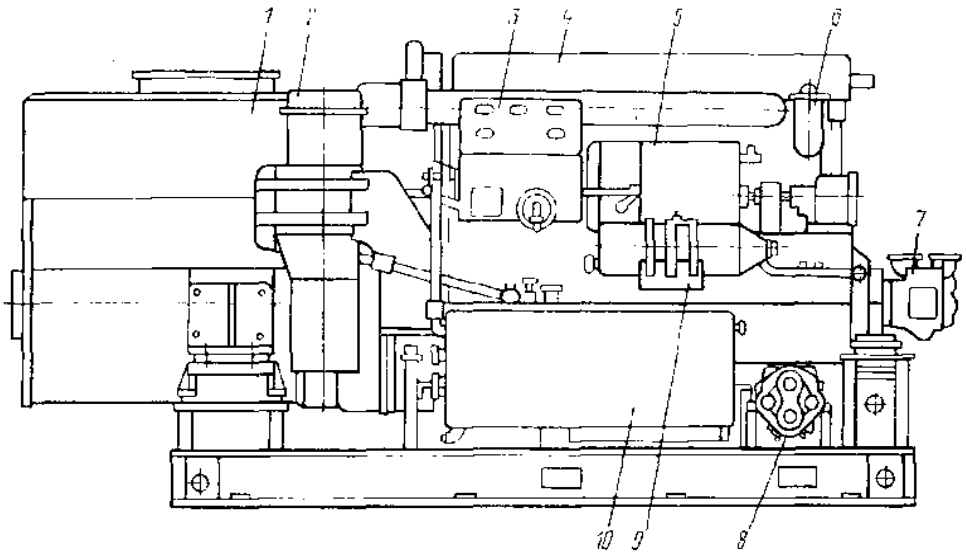
Первичный двигатель (дизель) и генератор обычно соединены между собой жесткой муфтой и называются электроагрегатом. Ключевая роль в рабочем процессе отводится первичному двигателю, в качестве которого используется двигатель внутреннего сгорания (ДВС). Именно в ДВС происходит сгорание дизельного топлива. Образуемые в ходе этого процесса газы расширяются, формируя всплеск энергии, служащей стимулом вращения коленчатого вала. Кривошипно-шатунный механизм позволяет получить из энергии свежеобразованных газов искомую механическую энергию. Далее полученный вращательный момент передается ротору генератора, который, в свою очередь, отвечает за создание достаточного по мощности электромагнитного поля.

Электрогенератор включается в работу, благодаря чему в его обмотке появляется индукционный переменный ток, который и подается к конечному потребителю электричества.

ДЭС оснащают синхронными генераторами с машинной или статической системой возбуждения. В первом случае генератор постоянного тока, используемый в качестве возбудителя, соединяют с валом основного генератора фланцем. Мощность возбудителя обычно составляет 1,5…2,5% номинальной мощности синхронного генератора. Во втором случае система возбуждения, состоящая из статических (неподвижных) элементов – силового трансформатора, выпрямителей и т.д., преобразует переменный ток на выводах генератора в постоянный для питания обмотки возбуждения.

Стационарные ДЭС предназначены для работы в закрытых помещениях с температурой окружающего воздуха от +8 до +40°С. Помещения для стационарных станций должны быть огнестойкими, иметь приточную вентиляцию и отопительную систему. На рисунке 2.2 показан общий вид автоматизированной ДЭС типа АСДА-100 [2, 3].

Стационарная ДЭС состоит из дизельного двигателя, синхронного генератора переменного трехфазного тока и вспомогательного оборудования (щит управления, радиатор, топливный бак).



1 – генератор; 2 – воздухоочиститель; 3 – щиток местного управления дизелем; 4 – дизель; 5 – топливный насос; 6 – топливный фильтр; 7 – водяной насос внешнего контура; 8 – пневмомаслопрокачивающий агрегат; 9 – масляный фильтр; 10 – расходный масляный бак

Рисунок 2.2 - Автоматизированная электростанция АСДА-100

Все основные узлы стационарной ДЭС смонтированы на сварной раме и включают [2, 3]:

– системы охлаждения дизеля с насосами, баками и трубопроводами;

– системы питания топливом дизеля с топливными баками, масляными радиаторами, насосами и маслопроводами;

– системы запуска дизеля с электрическим стартером, аккумуляторной батареей;

– системы подогрева дизеля с подогревателями, лампами и змеевиками для подогрева, отопительно-вентиляционными установками;

– щиты управления, защиты и сигнализации;

– аккумуляторная батарея с выпрямителями для ее подзарядки, которая служит для запуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации, цепей возбуждения.

Электростанции поставляют в комплекте со щитом управления, выхлопной трубой, набором запасных частей и принадлежностей, а также инструмента и приспособлений для технического обслуживания.

Стационарная ДЭС является резервным источником питания ответственных потребителей электрической энергии – животноводческих комплексов, ферм, птицефабрик и других объектов сельского хозяйства. Необходимость и обоснование применения резервной ДЭС на объекте, а также мощности станции определяются при конкретном проектировании. Выбор площадки под строительство ДЭС и схемы присоединения электроагрегата к распределительным сетям 0,38 кВ централизованного электроснабжения решается на основе технико-экономических показателей при проектировании системы местного резервирования. Помещение стационарной ДЭС, приведенное на рисунке 2.3, должно предусматривать размещение как основного оборудования станции, так и вспомогательных устройств [2].

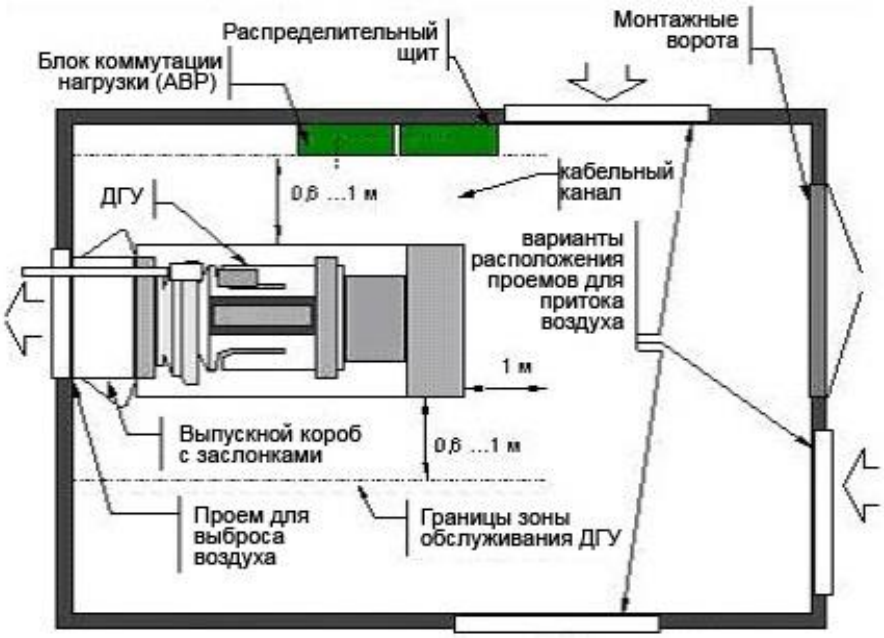


Рисунок 2.3 - Помещение стационарной ДЭС

В сельском хозяйстве получили распространения ДЭС мощностью 16–30 кВт. Этой мощности, как правило, хватает для резервного

электроснабжения ответственных потребителей.

Передвижные электростанции (ПЭС) предназначены для работы на открытом воздухе при температуре от –50 до +40°С. По мощности их можно разделить на три основные группы: малой – до 10 кВт, средней – от 10 до 100 кВт и большой мощности – более 100 кВт [2, 3].

Передвижные электростанции должны иметь защиту от атмосферных воздействий и обеспечивать работу в условиях вибрации и тряски. Их различают по способу транспортирования – перевозные и прицепные. Размещают их на тракторном или автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или в закрытом вагоне. Передвижные станции следует использовать в первую очередь для сокращения продолжительности перерывов в электроснабжении при ремонтах, реконструкции или плановых отключениях электрических сетей.

На рисунке 2.4 приведен общий вид одноосной прицепной ПЭС.

Рисунок 2.4 - Общий вид одноосной прицепной ПЭС

ПЭС, приведенная на рисунке 2.4, оптимизирована для работы в полевых условиях и может легко транспортироваться автоприцепами: одноосными, если мощность оборудования не превышает 10 кВт, и двухосными, если мощность выше 20 кВт. Мощность наиболее распространенных в сельском хозяйстве ПЭС равна примерно 16…30 кВт.

Стоит отметить, что принцип работы дизельного генератора мобильного формата аналогичен функционированию стационарных установок.

В состав передвижной электростанции, кроме электроагрегата, входят также инвентарные гибкие кабели, служащие для присоединения потребителей к ПЭС; комплект запасных частей, инструмента, принадлежностей, заземлителей и средства пожаротушения.

С увеличением мощности станции удельные затраты снижаются, кроме того, при использовании двух агрегатов повышается надежность резервирования, поскольку даже при выходе из строя одного из агрегатов будут обеспечены жизненно важные процессы фермы или комплекса.

В режиме нормальной работы электрической сети электрические генераторы резервных источников питания могут быть использованы в качестве установок компенсации реактивной мощности. Такое использование оборудования значительно повысит его эффективность, улучшит качество и снизит потери электроэнергии.

2.3 Резервные источники электроэнергии с приводом от трактора

Резервные источники электроэнергии работают только в период аварийного перерыва электроснабжения. Остальное время они бездействуют, и потраченные на них средства не работают на производство.

Поэтому использование ДЭС и ПЭС будет экономически оправдано, если годовые приведенные затраты на них будут меньше годового ущерба от перерывов в электроснабжении [2, 11]:

$$З < У \qquad (2.1)$$

где: *З* – годовые приведенные затраты на ДЭС, тенге;

У – суммарный годовой ущерб от перерывов в электроснабжении, тенге.

Эффективность применения ДЭС при перерывах в электроснабжении на крупных объектах животноводства и птицеводства доказана во многих литературных источниках [2, 3, 4 и т.д.].

Вместе с тем, значительная часть сельскохозяйственной продукции производится в крестьянских, фермерских или кооперативных хозяйствах относительно малой мощности. Для таких сельскохозяйственных объектов условие эффективности (2.1) практически невыполнимо, так как сравнительно малые значения суммарного годового ущерба от перерывов в электроснабжении *У* не всегда могут конкурировать с затратами З на ДЭС.

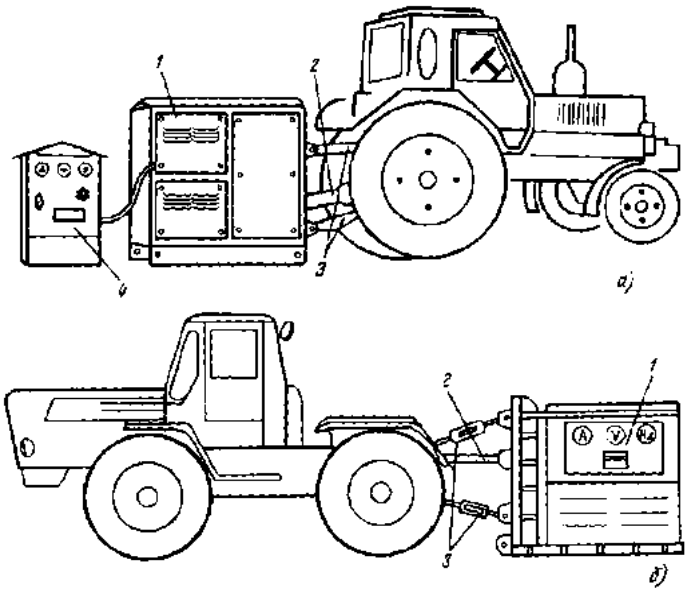
Одним из эффективных путей резервирования электроснабжения на указанных объектах является использование электрогенераторной установки с приводом от трактора (ЭГУТ). Такие установки просты в исполнении, надежны в эксплуатации и, обладая аналогичной мощностью с ДЭС, значительно (в 2–2,5 раза) дешевле за счет отсутствия первичного двигателя [9, 10].

На рисунке 2.5 приведен навесной ЭГУТ с приводом от тракторов МТЗ-80 и Т-150К [9].

Передвижные ЭГУТ могут выполнятся на одноосном и двухосном прицепах. ЭГУТ состоит из электрогенератора с щитом управления, которые установлены на металлическом каркасе. Привод установки осуществляется от вала отбора мощности тракторов за счет клиноременной и карданной передач.

Крепления ЭГУТ, приведенных на рисунке 2.5, позволяют достаточно просто закрепить их к навеске распространенных сельскохозяйственных

тракторов (МТЗ-80, МТЗ-82, ДТ-75, Т-150К и других) и транспортировать на различные расстояния. Использованию тракторов для ЭГУТ способствует их широкая распространенность в сельском хозяйстве и относительно малая годовая загруженность.



1 – электрогенераторная установка ЭГУТ; 2 – карданный вал;
3 – гидравлическая навеска трактора; 4 – щит управления

Рисунок 2.5 - ЭГУТ с приводом от трактора: ЭГУТ-30 (*а*); ЭГУТ-60 (*б*)

В Казахском национальном аграрном университете разработана ЭГУТ, приспособленная как для резервного электроснабжения сельского хозяйства, так и для проведения аварийных работ при чрезвычайных ситуациях. Общий вид этой ЭГУТ и ее транспортное положение показаны на рисунке 2.6 [10, 11].

а

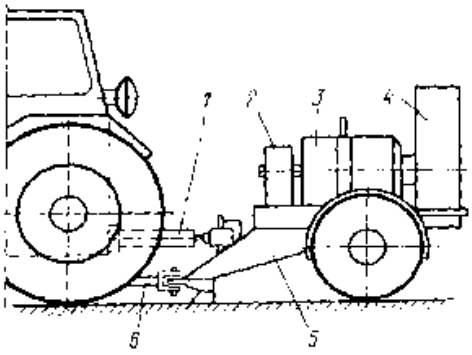
б

Рисунок 2.6 - Общий вид ЭГУТ (*а*) и транспортное положение (*б*)

В ЭГУТ, приведенной на рисунке 2.6, имеются отсеки для размещения необходимых электроинструментов, удлинителей и заземляющих устройств.

Применение ЭГУТ позволяет не только снизить стоимость автономного источника электроэнергии за счет отсутствия стационарно закрепленного первичного двигателя, но и решить ряд проблем, связанных с размещением, хранением и техническим обслуживанием. Кроме того, работу ЭГУТ может обеспечить любой заведенный трактор, что повышает надежность электроснабжения в зимнее время.

На рисунке 2.7 приведен вариант передвижной ЭГУТ на одноосном прицепе с приводом от трактора [9].



1 – кардан; 2 – клиноременная передача; 3 – генератор; 4 – щит управления; 5 – прицеп; 6 – прицепное устройство

Рисунок 2.7 - ЭГУТ на одноосном прицепе

Для сельскохозяйственных объектов Казахстана обоснована их потребная мощность (16, 30 и 60 кВт).

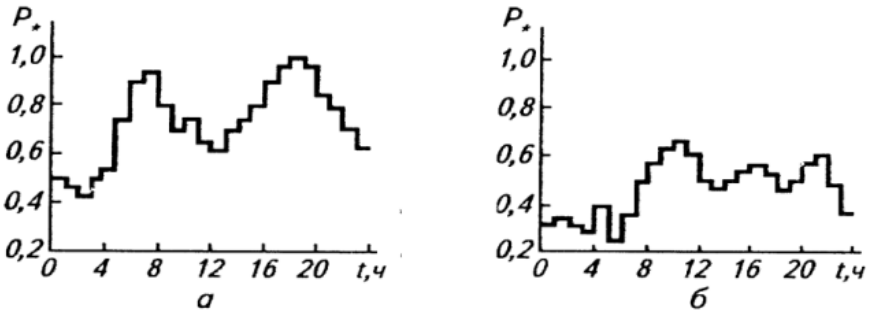
Использование тракторов для резервного электроснабжения существенно повысило бы коэффициент их использования в хозяйствах, повысило бы их популярность и привлекательность для покупателя и экономически частично оправдало бы затраты на трактор.

3 Выбор мощности резервных электростанций

3.1 Расчетная нагрузка потребителей электроэнергии

Существуют ряд способов выбора мощности резервных электростанций. Наиболее часто мощность РЭС принимают равной суммарной максимальной расчетной мощности нагрузки, $P_{max.расч}$, т.е. максимальной расчетной нагрузке ответственных резервируемых электроприемников [2, 3].

Максимальной расчетной нагрузкой (мощностью), приведенной на суточном графике рисунка 3.1, называется наибольшая электрическая нагрузка (мощность) одновременно работающих ответственных электроприемников.



а – для зимнего дня; *б* – для летнего дня

Рисунок 3.1 - Суточный график электрических нагрузок

Максимальную расчетную нагрузку рекомендуется определять по суммарному графику присоединенной мощности ответственных электроприемников при питании их от системы резервного электроснабжения. При этом на действующих объектах график получают путем проведения замеров нагрузок, а для вновь проектируемых – путем построения в соответствии с методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения [2, 3].

В качестве максимальной расчетной нагрузки принимают суммарную присоединенную мощность ответственных электроприемников, определенную за 30 мин (получасовой максимум), которая имеет место в интервале времени с наибольшим значением нагрузки за период работы системы резервного электроснабжения с учетом средневзвешенного коэффициента мощности cosφ.

За основу графика электрических нагрузок принимается временной (по часам суток) график работы технологического оборудования в режиме питания от системы резервного электроснабжения в самую нагруженную смену. При формировании технологического графика в него в первую очередь включают процессы, работа которых должна быть сохранена в полном объеме, а затем процессы, которые могут осуществляться в ограниченном диапазоне мощности. При этом следует стремиться уменьшить расчетную нагрузку: путем уменьшения потребной мощности отдельных производственных процессов, т.е. введения последовательной работы тех процессов, где при питании от системы централизованного электроснабжения предусмотрена их одновременная работа; путем введения прерывистого режима работы по отдельным процессам или переноса их на другое время суток.

Суммарный график электрических нагрузок позволяет определить как максимум нагрузок ДЭС, так и разность между мощностью ДЭС и текущей нагрузкой ответственных электроприемников с распределением ее по часам суток. На это время можно снимать ограничение в работе менее ответственных электроприемников и дополнительно загружать генераторы до их номинальной мощности [8].

На действующих объектах снимается график электрических нагрузок ответственных электроприемников при питании их от системы централизованного электроснабжения. При этом могут быть использованы два способа: прямой – путем включения самопишущих или показывающих ваттметров или косвенный – путем снятия показаний счетчиков или амперметров с последующим вычислением нагрузки в киловаттах или киловольт-амперах.

3.2 Выбор мощности резервной электростанции

Мощность выбранных электроагрегатов (генераторов) $P_э$ должна быть больше максимальной нагрузки электроприемников P_{max} на значение нагрузки собственных нужд станции и потерь мощности в проводах электрической сети. Перегрузка агрегатов автономно работающей электростанции недопустима, так как влечет за собой снижение частоты переменного тока.

Мощность на зажимах генераторов [2, 3]:

$$P_э = \sum_{i=1}^{n} P_{ei} \cdot \eta_{генi} \cdot \eta_{перi}, \qquad (3.1)$$

где n – число агрегатов станции;

$P_е$ – эффективная мощность дизеля по паспорту, кВт;

$\eta_{ген}$ – КПД генератора;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи (при ременной передаче).

Правила технической эксплуатации рекомендуют при непрерывной работе дизельного двигателя свыше 24 ч снижать нагрузку для четырехтактного двигателя до 90%, а для двухтактного – до 85%.

В соответствии с этим мощность на зажимах генератора [2, 3]:

$$P_э = 0{,}9 P_е \, \eta_{ген} \, \eta_{пер.} \qquad (3.2)$$

В случаях, когда нагрузка значительно изменяется в течение суток или года и часто может работать один мощный агрегат с большой нагрузкой, а также в случаях, когда нет в наличии или невозможно приобрести электроагрегат с номинальной мощностью, достаточной для обеспечения максимальной нагрузки, рекомендуется применять два электроагрегата. При этом по графику нагрузок должно быть определено время включения и отключения второго электроагрегата.

3.3 Резервируемые нагрузки сельскохозяйственных предприятий

Электрические нагрузки сельскохозяйственных предприятий, подлежащие резервированию от автономных источников, и рекомендуемые

номинальные мощности ДЭС для типовых ферм по производству продуктов животноводства и птицефабрик приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Резервируемая нагрузка электроприемников животноводческих и птицеводческих ферм и комплексов от ДЭС [5, 6]

Тип комплекса, фермы	Размер поголовья	Резерв. нагрузка, кВт	Кол-во ДЭС, шт. × кВт
Комплексы и фермы молочного направления, коров	200	15–25	1×16; 1×30
	400	30	1×30
	800	130	2×60
Комплексы и фермы по выращиванию КРС мясного направления, голов	600–1200	30	1×30
	2000-3000	60	1×60
Свиноводческие комплексы и фермы по выращиванию и откорму свиней, тыс. голов в год	3	60	1×60
	6	100	1×100
	12	200	2×100
Птицефабрики и птицефермы яичного направления, тыс. кур-несушек	20	60	1×60
	100	200	2×100
	200	400	4×100
Птицефабрики мясного направления, тыс. кур	200	300	1×315
Птицефабрики бройлеров, млн./год	0,5	400	2×200
	3	705	2м×15

При резервируемой нагрузке до 50 кВт вместо стационарных ДЭС могут применяться передвижные резервные источники электроснабжения номинальной мощностью 30 и 60 кВт, в том числе с приводом от вала отбора мощности трактора [10].

Другим, более обоснованным способом выбора мощности резервных электростанций является сопоставление ожидаемого ущерба от перерывов централизованного электроснабжения с дополнительными затратами на резервные станции. Однако такой подход к выбору ее мощности при использовании средних значений исходных данных по количеству и длительности перерывов, являясь простым, может привести к ошибочным решениям. Дело в том, что показатели надежности работы сетей, необходимых для расчета ущерба в зависимости от места расположения сетей, уровня эксплуатации и других факторов, могут колебаться в широких пределах.

Большой разброс может быть и в значениях удельных ущербов. Кроме того, ущерб зависит не только от частоты и длительности отключений, но и от момента каждого отключения, т.е. соответственно от числа и типа технологических процессов, которые совпадают с перерывом электроснабжения.

3.4 Принудительные графики электрических нагрузок

Возможность задания отдельным технологическим процессам принудительного режима работы можно использовать для уменьшения максимума электрических нагрузок. Это позволяет выбрать резервную электростанцию меньшей мощности и, следовательно, сократить затраты на резервное электроснабжение.

Исходными величинами построения принудительного графика электрических нагрузок является активная мощность, потребляемая силовыми электроприемниками технологических процессов первой и второй групп по надежности электроснабжения, и время их работы.

Активную мощность, потребляемую электроприемниками при выполнении соответствующих технологических операций в различное время суток, определяют по показаниям электроизмерительных приборов или по формуле [2]:

$$P_{ni} = \frac{P_{yi}}{\eta_i} K_{зi},$$

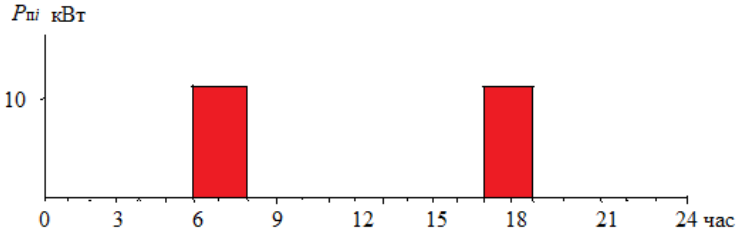
где P_{ni} и P_{yi} – потребляемая и установленная мощности i-го электроприемника, кВт;

η_i и $K_{зi}$ – КПД и коэффициент загрузки i-го электроприемника.

Установленная мощность P_y и КПД электроприемников принимают по паспортным данным, а коэффициент загрузки определяют опытным путем или берут из соответствующих справочников.

Графики электрических нагрузок строят в прямоугольной системе координат, как показано на рисунке 3.2: по оси ординат фиксируют мощность P_n, а по оси абцисс – время суток t. Для удобства построения форму индивидуальных графиков можно условно принять прямоугольной (рисунок 3.2 *а*, *б*, *в*).

Общий суммарный график нагрузки строится путем наложения индивидуальных графиков. Суммирование мощностей производится с учетом времени выполнения и длительности работы электроприемников. Результатом такого суммирования является суточный график активной мощности электроприемников (рисунок 3.2 *г*), построенный согласно принятой технологии производства рассматриваемого сельскохозяйственного объекта.



а) доение

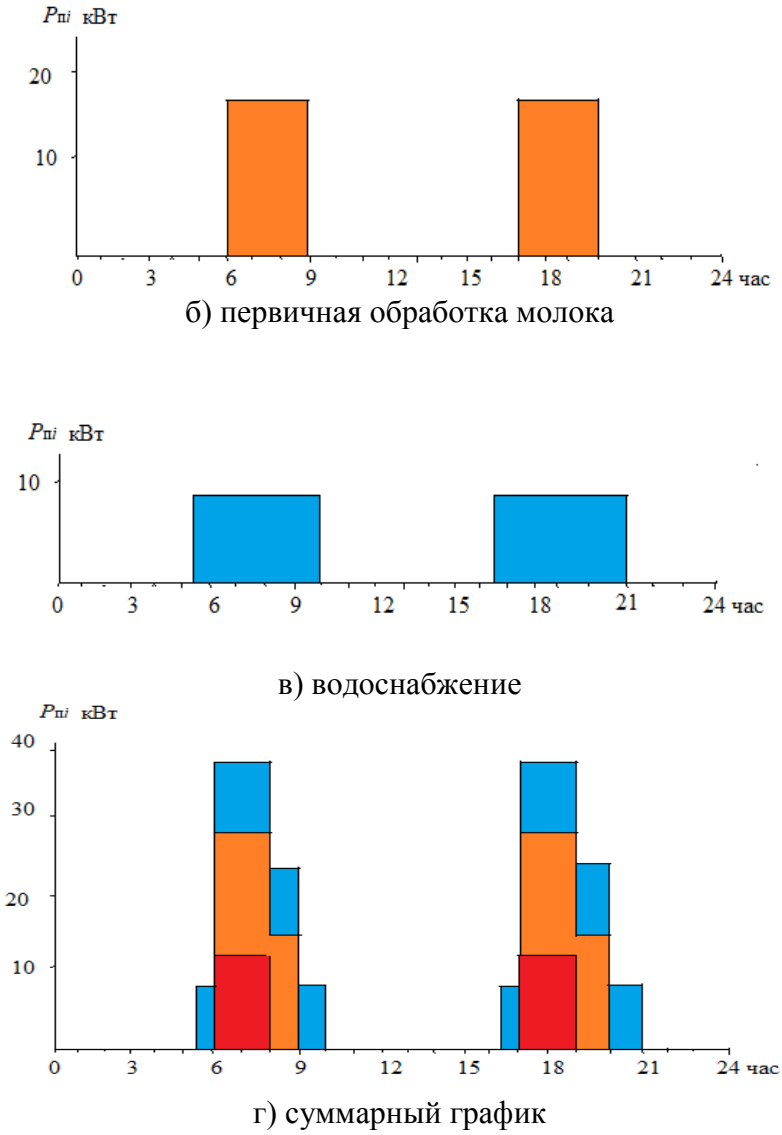


Рисунок 3.2 - Индивидуальные (а, б, в) и суммарный (г) суточные графики электрических нагрузок основных технологических процессов молочно-товарной фермы на 400 коров

Для уменьшения максимума нагрузки необходимо выявить, какие электроприемники технологических процессов второй группы участвуют в формировании этого максимума, и задать им принудительный режим работы путем смещения времени их работы на другие участки графика.

Такими электроприемниками на рассматриваемой ферме являются установки водоснабжения. Поэтому на принудительном графике, приведенном на рисунке 3.3, водонасосные установки во время максимума нагрузки отключены, а необходимый для производства объем воды обеспечивается более ранним их включением до дойки и более поздним включением после дойки коров.

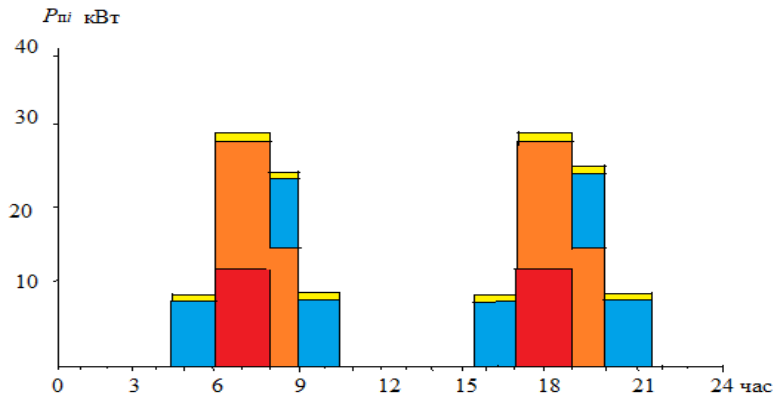


Рисунок 3.3 - Принудительный график электрических нагрузок

Для обеспечения безопасного обслуживания персоналом электрооборудования фермы на принудительном графике предусмотрено включение дежурного освещения незначительной мощности.

Формирование принудительного графика электрических нагрузок позволяет значительно уменьшить мощность автономного источника электроэнергии.

Из рисунка 3.2 видно, что для типовой молочно-товарной фермы на 400 коров расчетная мощность составляет 36 кВт, а если не включать водонасосные установки при дойке коров (то есть перейти на принудительный график), эта расчетная мощность составит 29 кВт (рисунок 3.3).

Мощность $P_{ДЭС}$ резервной ДЭС выбирается по максимуму P_{nmax} полученного принудительного графика согласно условию:

$$P_{ДЭС} \geq P_{nmax.}$$

При неполной нагрузке ДЭС во время резервного электроснабжения объекта сельскохозяйственного производства можно подключать дополнительно электроприемники для полного использования установленной мощности электрогенератора.

Аналогично можно решать задачи резервного электроснабжения других сельскохозяйственных предприятий.

4 Синхронные генераторы сельских дизельных электростанций

4.1 Принцип работы синхронного генератора

Синхронный генератор (СГ) представляет собой машину, преобразующую механическую энергию вращения первичного двигателя (ПД) в электрическую энергию переменного тока с частотой генерируемого тока, пропорциональной скорости вращения ротора.

В состав СГ входит: неподвижный якорь (статор) и приводимый во вращение ПД индуктор (ротор), который питается постоянным током от

системы возбуждения.

На рисунке 4.1 приведена функциональная схема СГ [12].

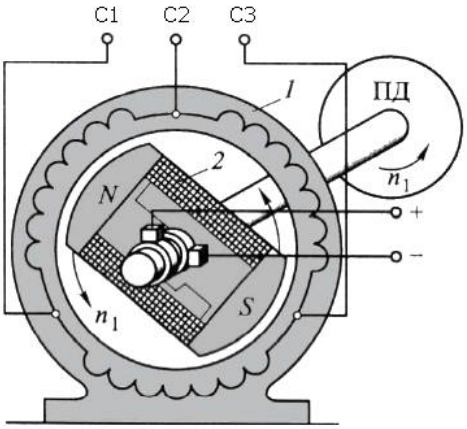


Рисунок 4.1 - Функциональная схема СГ

В статоре (1) размещена трехфазная электрическая обмотка, а на роторе (2) – магнит со своей электрической обмоткой. Ротор получает постоянный ток через контактно-щеточный узел.

На функциональной схеме рисунка 4.1 вращающий двигатель отмечен символом ПД. В сельских ДЭС в качестве источника механической энергии в основном используется дизельный двигатель. Индуктор СГ вращается с синхронной скоростью. Магнитное поле индуктора тоже вращается с аналогичной синхронной скоростью. С1, С2 и С3 – обозначение клеммных зажимов статорной обмотки, через которые подключается электрическая нагрузка потребителей.

Частота вращения магнитного поля равна скорости вращения ротора, а частота вырабатываемого переменного напряжения пропорциональна частоте вращения магнитного поля и количеству пар полюсов статора.

Скорость вращения ротора определяется по общеизвестной формуле [12]:

$$n_1 = \frac{60 \cdot f_1}{p}, \qquad (4.1)$$

где n_1 – скорость вращения ротора, об/мин;

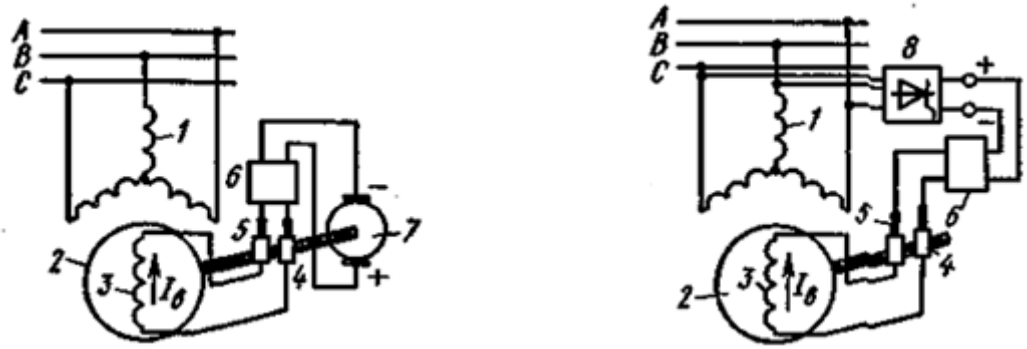
f_1 – частота тока в сети, Гц;

p – число пар полюсов.

Пример: при частоте вращения СГ, равной f_1 = 50 Гц и числе пар полюсов p = 1, ротор должен вращаться со скоростью 3000 об/мин, а при числе пар p = 2 – со скоростью 1500 об/мин и т.д.

Для обеспечения постоянства частоты генерируемого СГ переменного тока скорость вращения ПД поддерживается автоматическим регулятором скорости.

Применяемые в ДЭС и ПЭС генераторы весьма разнообразны по конструкциям, типам, мощностям и другим признакам, поэтому наиболее удобно различать их по системе возбуждения. В зависимости от способа питания обмотки возбуждения в СГ сельскохозяйственного назначения различают системы электромашинного возбуждения и самовозбуждения. При электромашинном возбуждении в качестве источника для питания обмотки возбуждения служит генератор постоянного тока (возбудитель), установленный на валу ротора синхронной машины (рисунок 4.2, *а*). электромашинным возбуждением:



а *б*

1 – обмотка якоря; *2* – ротор генератора; *3* – обмотка возбуждения; *4* – кольца; *5* – щетки; *6* – регулятор напряжения; *7* – возбудитель; *8* – выпрямитель

Рисунок 4.2 - Схемы возбуждения СГ: *а* – электромашинного возбуждения, *б* – самовозбуждения

При самовозбуждении обмотка возбуждения питается от обмотки якоря через управляемый или неуправляемый выпрямитель – обычно полупроводниковый (рисунок 4.2, б). Мощность, необходимая для возбуждения, сравнительно невелика и составляет 0,3–3% от мощности СГ [12].

4.2 Генераторы с электромашинным возбуждением

Генераторы с электромашинным возбуждением применяются в основном в сельских ДЭС и ПЭС мощностью 10–50 кВт. При этом чаще встречаются генераторы марки ДГС, соединяемые с дизелем при помощи фланца. Такие электрогенераторы имеют в обозначении дополнительные цифры и буквы, характеризующие их основные конструктивные особенности. Так, обозначение ДГС-81-4ЩФ2 расшифровывается следующим образом: дизельный генератор синхронный, восьмого габарита, первой длины,

четырехполюсный, с двумя щитами и фланцевым креплением к двигателю [12].

Общее типовое обозначение дизельных передвижных электростанций – ЭСД (электрическая станция дизельная). Цифры после обозначения типа станции указывают мощность генератора в киловаттах, например ЭСД-20 и ЭСД-50.

Генераторы ДГС выпускаются на напряжения 230 и 400 В и частоту 50 Гц номинальной мощностью 10; 20; 30 и 50 кВт. В отличие от генераторов ЧС-7 и СГ-9С генератор ДГС возбуждается электромашинным возбудителем, установленным на одном валу с ним [12].

Приведенный на рисунке 4.3 генератор ДГС состоит из статора, ротора, двух подшипниковых щитов и возбудителя.

Статор генератора является его базисной частью и изготовлен из литой чугунной станины и сердечника с обмоткой. Сердечник с помощью двух нажимных шайб 16 и 19 укреплен с торцов в ребрах станины и представляет собой пакет, набранный из штампованных листов электротехнической стали 31А толщиной 0,5 мм, изолированных с обеих сторон слоями лака. Вырезы в отдельных листах стали образуют в собранном сердечнике полузакрытые пазы трапецеидальной формы, в которые уложена ионная двухслойная шаблонная обмотка статора, намотан с проводом ПБД.

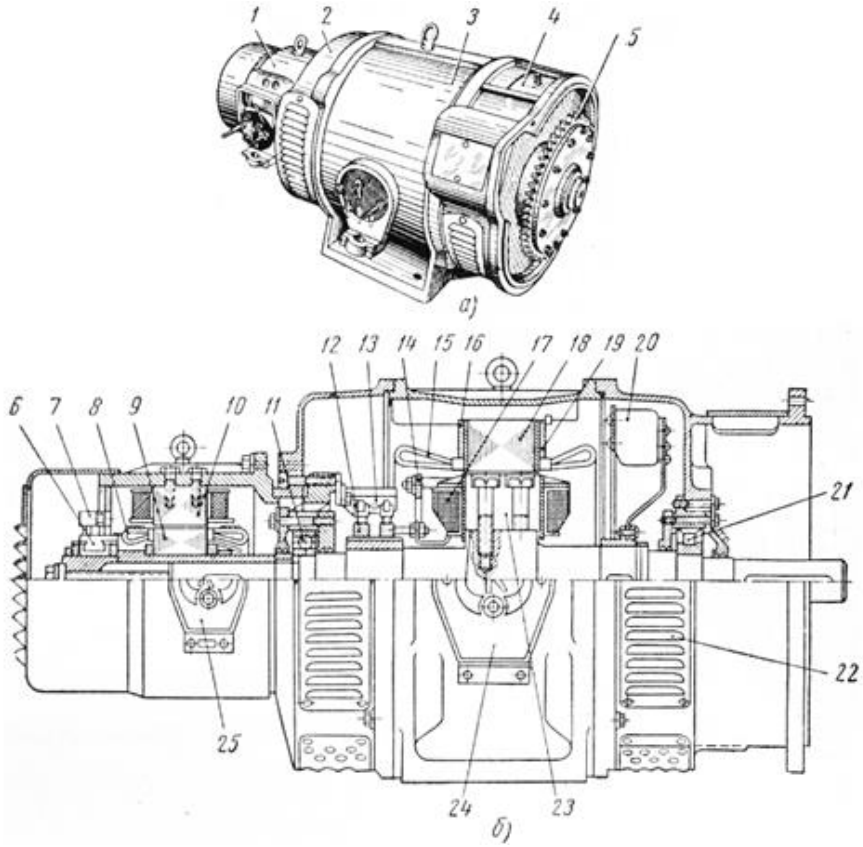
Обмотка 15 изолирована от корпуса и между фазами лакотканью, удерживается в пазах сердечника деревянными клиньями, проваренными в трансформаторном масле.

Станина отлита заодно с лапами, которыми генератор крепится к раме, и имеет окно для вывода проводов фаз обмотки, присоединяемых к зажимам коробки 24 генератора.

Ротор генератора четырехполюсный, состоит из цельнокованого стального вала и полюсов с обмотками (катушками).

Полюсы представляют собой набранные из листов стали толщиной 1 мм и скрепленные (стянутые) стальными заклепками пакеты, на которые прямоугольным проводом ПБД и ПДА намотана обмотка.

Обмотки всех полюсов в целом составляют обмотку ротора, которая выведена и присоединена к имеющимся на валу ротора двум медным контактным кольцам. Контактные кольца насажены в горячем состоянии на изолированную миканитом стальную втулку, напрессованную на вал ротора.



1 – возбудитель, 2 и 4 – передний и задний подшипниковые щиты, 3 – станина, 5 – зубчатая шестерня, 6 – коллектор, 7 – палец траверсы щеткодержателя, 8 – обмотка якоря возбудителя, 9 – якорь, 10 – полюс возбудителя, 11 – подшипник, 12 – контактные кольца, 13 – палец траверсы щеткодержателя генератора, 14 – балансировочное кольцо, 15 – обмотка статора, 16 и 19 – нажимные шайбы, 17 – обмотка полюса ротора, 18 – сердечник статора, 20 – крыльчатка вентилятора, 21 – роликовый подшипник, 22 – щиток жалюзи, 23 – полюс ротора, 24 – коробка зажимов генератора, 25 – коробка зажимов возбудителя

Рисунок 4.3 - Синхронный генератор ДГС: *а* – общий вид, *б* – в разрезе

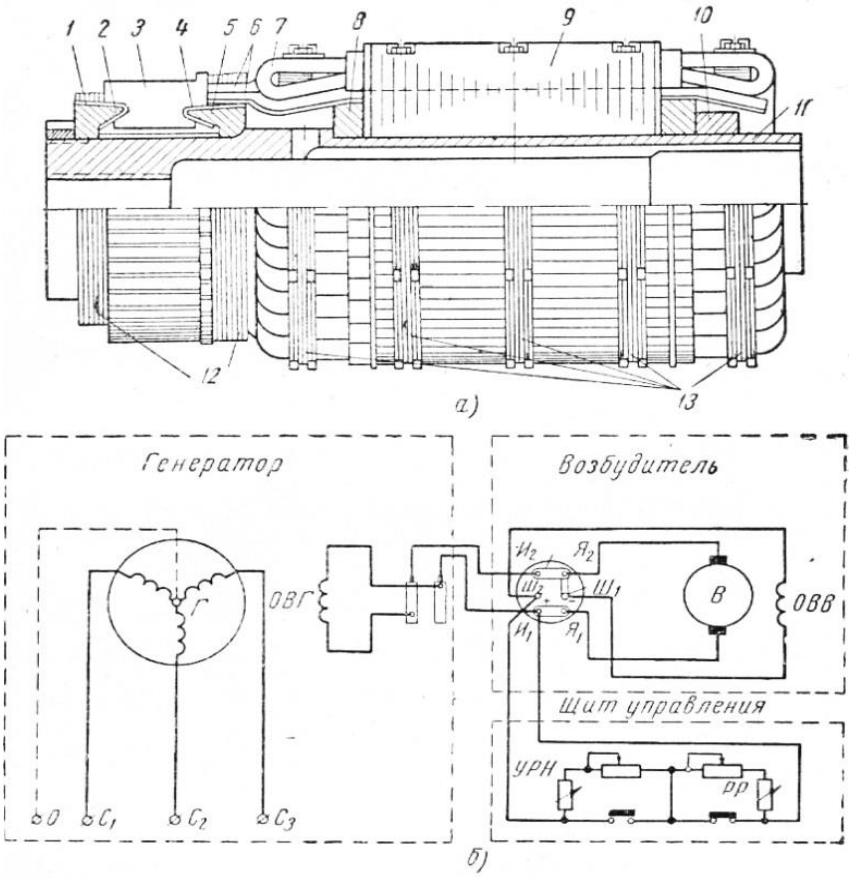
Торцовые поверхности находящихся в щитах подшипников закрыты наружными и внутренними крышками. Полюсы с обмотками закреплены на утолщенной части вала винтами с круглой головкой. На конусной части вала установлен вентилятор, служащий для охлаждения обмоток и активной стали генератора и возбудителя. Основание щеткодержателя представляет собой стальную пластину с двумя пальцами 13 из пластмассы. На каждом пальце укреплено (винтами и скобами) по два щеткодержателя.

Ток возбуждения подводится к обмоткам катушек, расположенных на полюсах ротора при помощи щеток, надежно соприкасающихся с поверхностью контактных колец. Траектория движения постоянного тока следующая: возбудитель щетки, щетки – контактные кольца, контактные кольца – выводы и обмотки полюсов.

Генераторы ДГС снабжены возбудителями, которые служат для питания обмоток возбуждения генераторов. Генератор ДГС-81-4ЩФ2, изображенный на рисунке 4.4, укомплектован возбудителем ВС-13/7 мощностью 1 кВт на напряжение 40 В.

Возбудитель ВС-13/7, приведенный на рисунке 4.4, представляет собой генератор постоянного тока, конструктивно объединенный с синхронным генератором и составляющий с ним одно целое.

Корпус (станина) возбудителя отлит из чугуна и прикреплен четырьмя болтами к переднему подшипниковому щиту генератора. Внутри корпуса прикреплены болтами полюсы с катушками; катушки намотаны на жесткие каркасы круглым проводом ПВО и соединены последовательно, а их концы выведены и подключены к зажимам коробки.



1 и 4 – изолирующие манжеты из миканита, 2 и 5 – конусные нажимные кольца, 3 – коллектор, 6 – выводы секций обмотки якоря, 7 – обмотка якоря, 9 и 10 – нажимные шайбы, 9 – сердечник якоря, 11 – чугунная втулка, 12 – бандажи коллектора, 13 – бандажи якоря

Рисунок 4.4 - Возбуждение генератора ДГС: *а* – якорь возбудителя, *б* – схема соединения возбудителя с генератором и регулирующим устройством

Смонтированный на чугунной втулке якорь возбудителя насажен на передний конец вала, выступающий из переднего подшипникового щита.

Обмотка якоря пропитана изоляционным лаком и удерживается в пазах при помощи пяти проволочных бандажей. Выводы секций обмотки присоединены к ламелям (пластинам) коллектора. Возбудитель В электрически соединен с генератором Г и регулирующим устройством, состоящим из угольного УРН и ручного РР регуляторов, установленных на щите управления передвижной электростанции.

При вращении якоря возбудителя его обмотка пересекает постоянное магнитное поле, имеющееся в межполюсном пространстве вследствие наличия в активной стали остаточного магнетизма. В обмотке якоря, пересекающей магнитное поле, индуктируется переменная электродвижущая сила (ЭДС), которая преобразуется коллектором якоря в ЭДС постоянного тока. При прохождении постоянного тока по обмотке ОВВ магнитное поле в межполюсном пространстве усиливается, что приводит к индуктированию в обмотке якоря возбудителя большей ЭДС. Процесс усиления магнитного поля в межполюсном пространстве и увеличения ЭДС в обмотке якоря продолжается до установления на зажимах возбудителя напряжения, обусловленного сопротивлением цепи обмотки возбуждения возбудителя.

Напряжение на возбудителе регулируется путем изменения сопротивления в цепи возбуждения с помощью регулирующего устройства. При этом изменяется сила тока возбуждения, а следовательно, и магнитный поток между полюсами, что в конечном счете приводит к изменению напряжения на зажимах возбудителя. Ток, питающий обмотку возбуждения возбудителя, поступает с зажимов Я1 и Я2, И1 и И2 на контактные кольца ротора генератора, а затем в обмотку возбуждения генератора ОВГ, которую составляют обмотки полюсов ротора генератора.

Ток возбуждения генератора, проходя по обмоткам полюсов ротора генератора, создает магнитное поле, которое замыкается через сердечник статора. При вращении ротора магнитное поле пересекает неподвижную обмотку статора и индуктирует в ней переменное напряжение.

Обмотка статора соединена по схеме «звезда» с нулевой точкой, образованной соединением всех внутренних концов фазных обмоток, смещенных относительно друг друга на угол 120°.

Фазные выводы генератора обозначены буквами С1, С2 и С3, а вывод нулевой точки (нейтрали генератора) – цифрой 0. К этим выводам присоединяются провода, идущие от генератора к коммутирующим аппаратам щита управления передвижной станции и от них – к потребителям электроэнергии.

4.3 Генераторы с самовозбуждением

Наиболее распространенные в ДЭС сельского хозяйства генераторы серии ЕСС представляют две модификации. Точность регулирования напряжения на таких генераторах составляет ±2%, что обеспечивает их

надежную параллельную работу. На рисунке 4.5 приведен общий вид синхронного генератора ЕСС5-93-4У2.

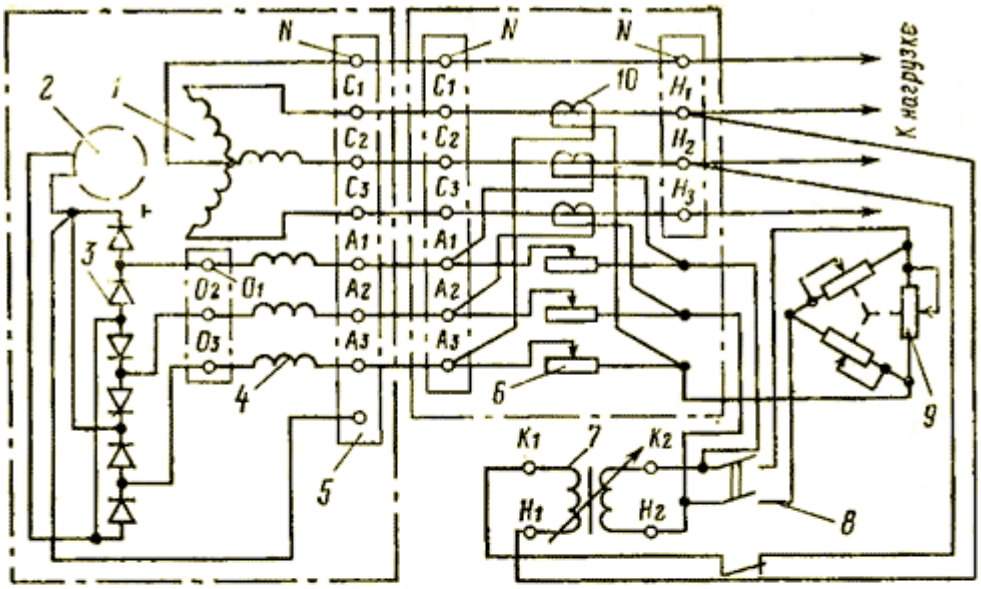
Рисунок 4.5 - Общий вид генератора ЕСС5-93-4У2

Генераторы модификации ЕСС-5 имеют упрощенную схему автоматического регулирования и точность регулирования напряжения ±5%. В исполнении М101 оба подшипниковых щита одинаковы, а в исполнении М201 один из подшипниковых щитов имеет фланец и допускает соединение с двигателем только эластичной муфтой.

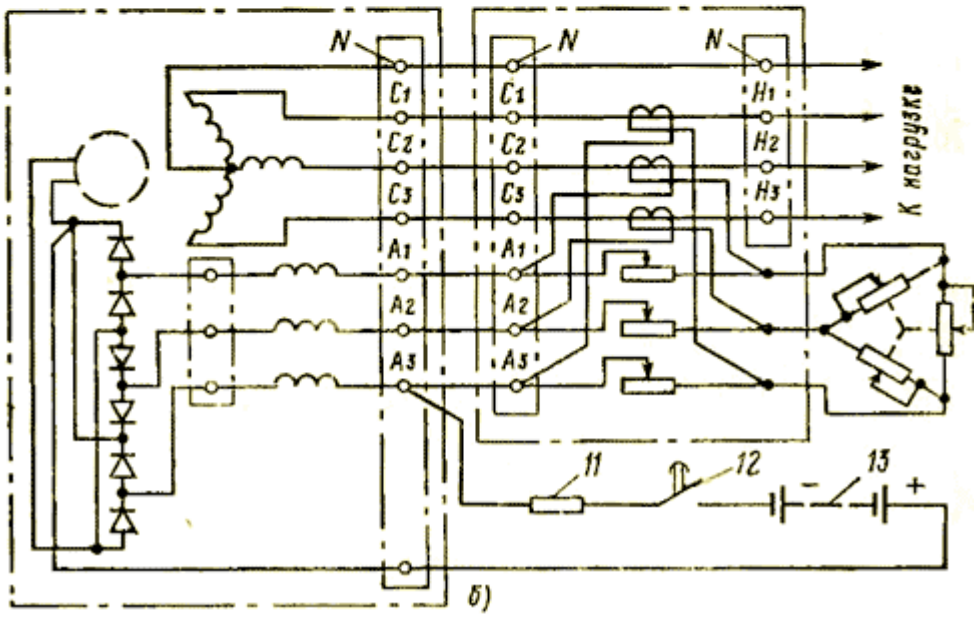
Генераторы серии ЕСС-5 выпускают только исполнения М101. Серии ЕСС и ЕСС-5 имеют несколько типоразмеров. Например, обозначение ЕСС-82-4/М101 расшифровывается: генератор серии ЕСС, 8-го габарита, 2-й длины, четырехполюсный, на лапах с двумя подшипниковыми щитами. Генератор ЕСС устроен аналогично генератору ДГФ, а генераторы серии ЕСС-5 имеют, кроме основной обмотки статора, еще и дополнительную трехфазную обмотку, которая вкладывается в полузакрытые пазы статора и служит для питания схемы возбуждения.

На рисунке 4.6 приведена принципиальная схема генератора ЕСС-5 с начальным возбуждением (*а* – от трансформатора, *б* – от источника постоянного тока). Для запуска электрогенератора ЕСС-5 необходим остаточный магнетизм, который, как правило, имеет место в полюсах ротора 2 в основной 1 и дополнительной 4 обмотках, выведенных на доску зажимов 5, индуктируется ЭДС. Значение ЭДС дополнительной обмотки оказывается недостаточным для открытия выпрямителей 3 и самовозбуждения генератора. Поэтому для обеспечения начального возбуждения применяют два способа. От аккумуляторной батареи 6-24 В (рисунок 4.6 *б*) подается кратковременный импульс постоянного тока на обмотку ротора. Импульс подается кнопкой 12 через токоограничивающий резистор 11 от источника постоянного тока 13.

От трансформатора начального возбуждения У (рисунок 4.6 *а*) через выключатель 8 подается остаточная ЭДС основной обмотки, которая, складываясь с ЭДС дополнительной обмотки, открывает выпрямители 3, возбуждает генератор.



а)



б)

Рисунок 4.6 - Принципиальная схема генератора ЕСС-5 с начальным возбуждением: *а* – от трансформатора; *б* – от источника постоянного тока

Регулирование напряжения осуществляется с помощью стабилизирующего устройства, состоящего из компаундирующих трансформаторов 10, резисторов 6 и реостатов уставки 9. Когда ток нагрузки генератора проходит по первичным обмоткам трансформатора 10, то в его вторичной обмотке индуктируется ЭДС, которая вызывает протекание тока по вторичным обмоткам трансформатора 10 и резисторам 6. Резистор 6 включен последовательно в цепь дополнительной обмотки возбуждения 4. Электродвижущая сила, создаваемая на резисторе 6 током нагрузки, и ЭДС дополнительной обмотки геометрически суммируются

и вызывают в обмотке возбуждения увеличение тока. Следовательно, этот ток будет пропорционален току нагрузки генератора и позволит поддерживать напряжение на выводах генератора постоянным. Реостат уставки 9 позволяет изменять напряжение генератора в пределах ±5% номинального значения.

Технические характеристики СГ с самовозбуждением, распространенных в сельском хозяйстве, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технические характеристики СГ с самовозбуждением сельских ДЭС [2, 13].

Характеристика	ЕСС-8I-4/М201	ЕСС-82-4/М201	ЕСС-5-82-4/М101	ЕСС-5-92-6/М101	ДГФ-82-4Б	ГСФ-100М
Номинальная мощность, кВт	20	30	30	60	30	100
Напряжение линейное, В	230/400	230/400	230/400	230/400	230/400	400
Ток статора, А	62/36	94/54	94/54	188.5/108	94/54	181
КПД при 100%-ной нагрузке	0,87	0,88	0.875	0,90	0.885	0.91
Частота вращения, об/мин	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Размеры генератора, мм: длина	788	865	-	-	-	-
ширина	602	602	865	930	840	1084
высота	710	710	609	715	580	590
Масса генератора, кг	345	435	560	685	680	850

Системы с самовозбуждением имеют следующие достоинства: надежность, механическая прочность конструкций, отсутствие движущихся частей, высокая точность регулирования напряжения, небольшие эксплуатационные затраты.

Начальное возбуждение СГ обеспечивается резонансной системой с конденсаторами (генераторы типов ДГФ, ЕСС, ГСФ-100-БК, ОС, ГСС-104-4Б), или аккумуляторной батареей (ЕСС-5, ГСФ-100М, ГСФ-200), или генератором начального возбуждения (СГДС-11-46-4), или трансформатором напряжения (ЕСС-5). За исключением схем начального возбуждения, принцип работы статической системы возбуждения одинаков для всех типов генераторов.

5 Схемы подключения и управление резервными электростанциями

5.1 Основные требования к электрическим параметрам

В технической документации ДЭС, как правило, указывается минимальная мощность, развиваемая электростанцией без ограничения по времени непрерывной работы, в соответствии со стандартами на установленные в них дизели.

ДЭС должны допускать перегрузку по мощности на 10% сверх номинальной в течение 1 ч в условиях работы. Между перегрузками должен быть перерыв для установления нормального теплового режима [2, 14].

Изменение установки автоматически регулируемого напряжения электростанций должно быть обеспечено при любой симметричной нагрузке от 10% до 100% номинальной мощности. ДЭС должны иметь как автоматическое, так и ручное управление, кроме стабилизации выходных электрических параметров и защиты электрических цепей.

Автоматическая защита электрических цепей электростанций должна предусматривать защиту генератора, аппаратуры и приборов от токов короткого замыкания и нагрузки [15]. Аварийная защита и аварийно-предупредительная сигнализация электростанций, начиная с первой и выше степеней автоматизации, должна срабатывать при достижении предельных значений параметров: сопротивление изоляции, давление масла, температура охлаждающей жидкости и т.п. Перечень указанных показателей уточняется в стандартах или технических условиях на электростанции конкретных типов. Кроме того, должны быть предусмотрены ручное отключение защиты и возможность работы при отключенной защите. Система автоматизации электростанций, имеющих аварийную защиту, должна обеспечивать остановку первичного двигателя исполнительными устройствами при аварийных режимах.

В электростанциях трехфазного переменного тока порядок чередования фаз на всех выводах, зажимах, соединителях и разъемных контактных соединениях выходных устройств должен быть одинаковым и соответствовать чередованию фаз А, В, С при вращении диска фазоуказателя по ходу часовой стрелки.

В зависимости от типа, назначения и мощности электростанции должны иметь электрическое или пневматическое пусковое устройство и по пусковым свойствам должны соответствовать требованиям стандартов на дизели. Электростанции допускается оборудовать двумя пусковыми устройствами, одно из которых является дублирующим.

5.2 Схемы подключения резервных электростанций

Стационарные ДЭС являются техникой высокой сложности, к ним предъявляются особые требования по настройке и установке. Правильный монтаж и подключение являются гарантией длительной безаварийной работы. Монтаж ДЭС должен проводиться в соответствии с эксплуатационными требованиями и по строго установленным правилам. В противном случае может наступить преждевременный износ оборудования и его порча [2, 3, 11].

При одновременном включении ДЭС и существующей нагрузки в электрических сетях возможно возникновение пожара и порча оборудования.

В случае, когда для учета потребляемой электроэнергии используется более одного счетчика, для подключения дизель-генератора имеет смысл

объединить электросети в одну точку и к ней же подключать генератор. Объединение электросетей в один распределительный щит необходимо для обеспечения аварийным питанием нескольких этажей одного здания, когда приборы учета находятся на разных этажах. Реконструкция электросетей должна осуществляться на основе проекта внутреннего энергоснабжения.

ДЭС должен включаться только в случае отсутствия напряжения в основных электрических сетях. Для исключения возможности одновременного включения необходима установка АВР – автоматического ввода резерва в эксплуатацию [15].

Схема подключения ДЭС в помещении приведена на рисунке 5.1.

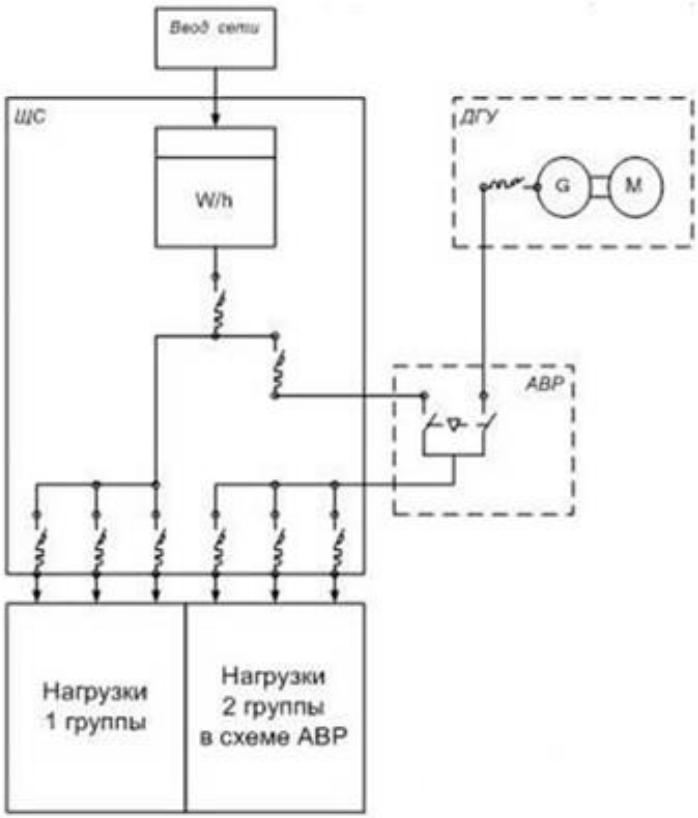


Рисунок 5.1 - Схема подключения стационарной ДЭС

ДЭС является мощным источником тепла, которое выделяется в процессе работы двигателем, электрогенератором и выпускным коллектором. Это может привести к повышению температуры в здании, где эксплуатируется агрегат и впоследствии негативно сказаться на его производительности [2]. Чтобы предотвратить перегрев ДЭС, помещение необходимо оборудовать системой приточно-вытяжной вентиляции.

Приточно-вытяжная вентиляционная система должна быть спроектирована таким образом, чтобы воздушный поток поступал в помещение со стороны электрогенератора, затем проходил через радиатор системы охлаждения и, наконец, выводился через воздуховод с помощью вентилятора за пределы здания.

На рисунке 5.2 приведена типовая схема подключения резервной ДЭС на сельскохозяйственном предприятии.

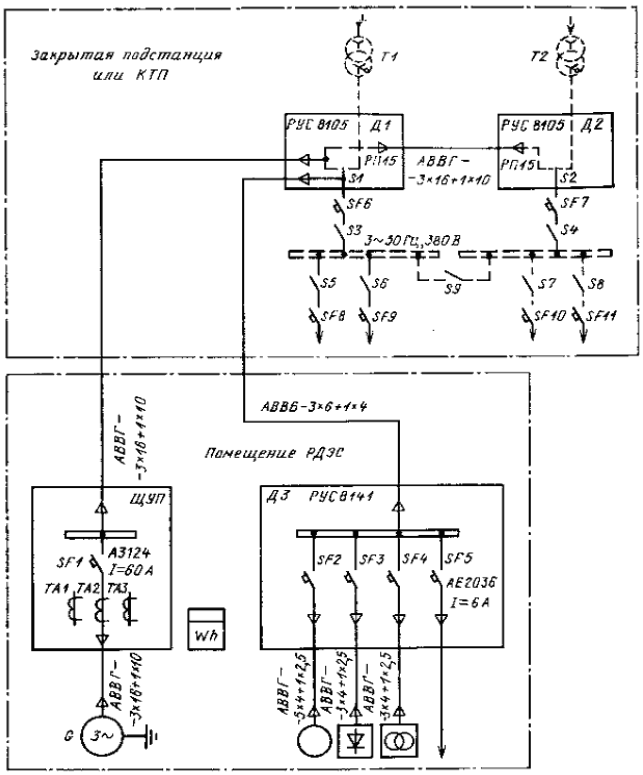
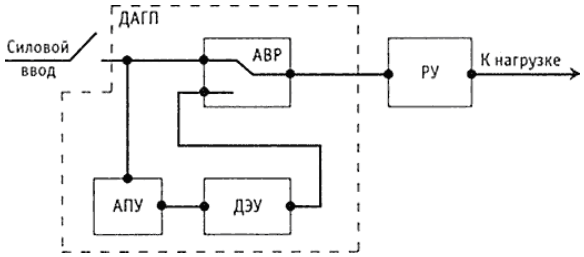


Рисунок 5.2 - Схема подключения резервной ДЭС

Структурная схема дизельного агрегата гарантированного питания (ДАГП) приведена на рисунке 5.3 и состоит из автоматизированной дизель-электрической установки – ДЭУ, с панелью управления – АПУ, автомата включения резерва – АВР и вспомогательного оборудования. При исчезновении напряжения на силовом вводе или его снижении ниже допустимого предела с панели АПУ поступает команда на запуск дизель-генератора, которая отрабатывается немедленно или с заданной выдержкой времени. Последняя вводится с целью исключения запусков ДЭУ при кратковременных (до 10...20 с) перерывах питания [2, 3].



АВР – автомат включения резерва; АПУ – автоматическая панель управления; РУ – распределительное устройство; ДЭУ – дизель-электрическая установка.

Рисунок 5.3 - Структурные схемы дизельных агрегатов гарантированного электропитания

Для работы ПЭС и ЭГУТ на открытых площадках необходим коммутационный щит для подключения ДГУ. Его устанавливают, как правило, на фасаде здания с тыльной стороны. Вынос коммутационной аппаратуры также необходимо осуществлять на базе согласованного проекта.

5.3 Щиты управления резервными электростанциями

Щиты управления и распределения энергии предназначены для управления, контроля работы, защиты, включения на параллельную работу и распределения электрической энергии ДЭС. В зависимости от мощности и типа генератора и степени автоматизации ДЭС применяют различные типы щитов управления и распределения энергии. Для дизель-генераторов мощностью до 75 кВт типа АД применяют щиты управления, блоки главной линии и коробки выводов мощности [2, 15].

Управление генераторами ЕСС-5, ЕС и другими неавтоматизированными генераторами производится с помощью специально поставляемых вместе с генераторами панелей управления типов ЩУП, ПУ и др. Один из этих щитов управления ЩУП приведен на рисунке 5.4.

Рисунок 5.4 - Общий вид щита управления генераторов ЕСС-5

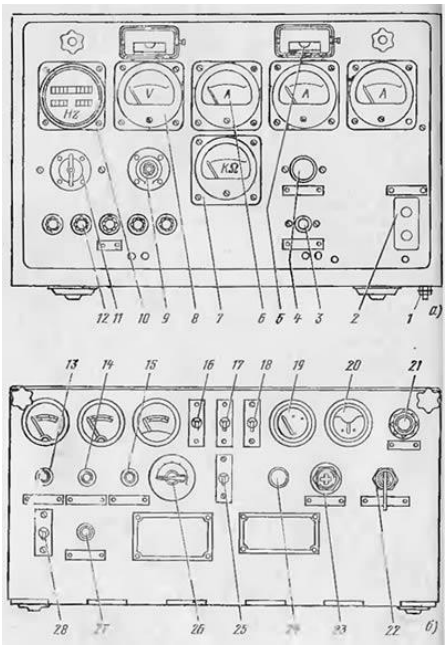
Управление автоматизированными агрегатами до 72 кВт осуществляют щитами типа ЩДГА-Б и ЩАВ-Б, выполненными на съемных блоках с логическими элементами. Для управления автоматизированными по 3-й степени ПЭС и ДЭС мощностью 100 кВт применяют шкафы управления с блоками автоматики на полупроводниковых элементах [2, 3].

Стационарные автоматизированные по 1-й степени ДЭС с агрегатами АСДА-100 и АСДА-200 со статической системой возбуждения имеют комплектные щиты типа КУ-67М [2, 3].

Для управления ДЭС типа АС мощностью до 100 кВт, автоматизированными по 3-й степени, применяют щиты управления ЩАУ-АС.

Автоматизированные агрегаты типа АСДА мощностью до 50 кВт имеют щиты управления типа ЩАУ-1, ЩАУ-2 с блоками автоматики БА-1 и БА-2 [2, 3].

Щит управления и распределения электроэнергии дизель-генераторов типа АД приведен на рисунке 5.5.



1 – зажим корпуса; 2 – автомат нагрузки; 3 – кнопка ПКИ; 4 – лампа сигнальная; 5 – осветительная арматура; 6, 20 – амперметры; 7 – килоомметр; 8 – вольтметр; 9 – потенциометр; 10 – частотомер; 11 – переключатель вольтметра; 12 – предохранители; 13 – лампа «Нормальная работа»; 14 – лампа «Авария»; 15 – лампа «Защита отключена»; 16, 17, 18, 22, 25 – выключатели различных команд; 19 – указатель топлива; 21, 23 – свечи накала и подогревателя; 24, 26 – переключатели управления подогревателем и вида аварий; 27 – лампа сигнальная «Номинальные обороты»; 28 – переключатель «Обороты выше–ниже»

Рисунок 5.5 - Общий вид щита управления автоматизированного агрегата АД-20

На верхней приборной панели щита управления агрегата АД-20 расположены контрольно-измерительные приборы, аппаратура управления и регулирования. В нижней части щита управления агрегата АД-20 находятся блок главной линии с автоматическим выключателем и два автоматических выключателя для выводов отбора мощности. На верхней приборной панели щита управления агрегата АД-20 расположены контрольно-измерительные приборы, аппаратура управления и регулирования. Панель для контрольных приборов дизеля расположена сбоку [2].

Щит управления состоит из металлической коробки с откидывающейся передней приборной частью и съемными передними крышками, устанавливаемой на каркас [2, 3].

Каркас крепится к раме агрегата и устанавливается над генератором. Трансформаторы тока, конденсаторы и резисторы цепей сигнализации и

синхронизации, предохранители и другие составляющие устанавливаются на панели внутри щита управления.

Щит управления агрегата АД-10 совмещен с блоком главной линии и отбора мощности и имеет один щиток. Фидер отбора мощности агрегата АД-30 расположен на задней стенке щита управления. Блоки управления и контроля за работой дизеля агрегата АД-50, 75 объединены в один щит, а блок главной линии и отбора мощности расположен на задней стенке щита управления [2, 3].

Щиты типа ЩДГА-Б выпускают четырех исполнений в зависимости от мощности дизель-генератора (12, 24, 48 и 72 кВт).

На щите управления размещены автоматический выключатель и контактор, а также приборы (амперметр, вольтметр), счетчик, блок регулирования напряжения и другая аппаратура. Размеры щита составляют 600Х700Х1800 мм при массе 250 кг [2].

Для всех четырех исполнений щитов ЩДГА схема управления одинаковая и выполнена на бесконтактных транзисторных логических элементах «Логика-Т».

На поворотной раме щита размещены съемные блоки с логическими элементами, что обеспечивает хороший доступ к любому из них в процессе эксплуатации.

Щиты ЩАВ-Б предназначены для коммутации источника питания и производства вспомогательных операций ДЭС: подкачки топлива, регулировки температуры, вентиляции и т.д. Схема управления этими щитами обеспечивает работу автоматизированной ДЭС по 3-й степени автоматизации без обслуживающего персонала в течение не менее 400 часов. Схемой предусмотрено нормальное питание потребителей от внешней сети, а при исчезновении напряжения питание потребителей осуществляется от дизель-генератора, являющегося резервным источником питания [2, 15].

Шкафы управления для автоматизированных по 3-й степени дизель-агрегатов АСДА-100 выпускают в двух исполнениях: для передвижных и стационарных ДЭС.

Для стационарной ДЭС, приведенной на рисунке 5.6, шкаф управления имеет сварную конструкцию и выполнен из угловой и листовой стали. На приборной панели расположены контрольно-измерительные приборы, сигнальные лампы, кнопки, выключатели и переключатели управления. Блок аппаратуры состоит из реостатов установки напряжения, вентилятора шкафа, механизма времени работы датчиков и панели с контакторами, реле и другими элементами электрической схемы. В верхней части шкафа размещены приборная панель 5 и блок аппаратуры [2].

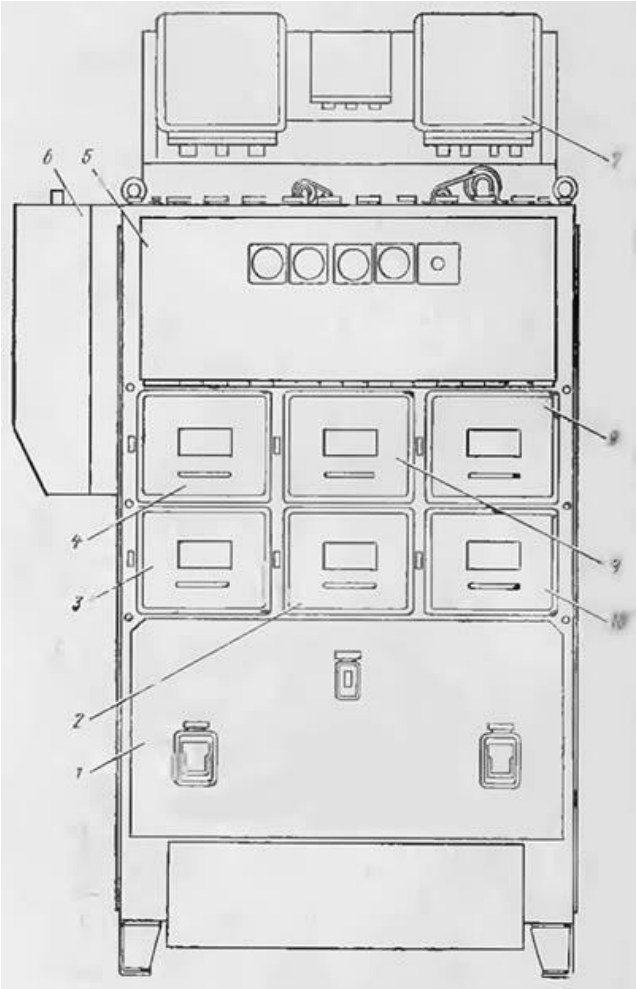


Рисунок 5.6 - Шкаф управления для стационарных агрегатов АСДА

Для свободного доступа при монтаже приборная панель откидывается на шарнире вниз и удерживается в таком положении двумя ограничителями.

Для установки и крепления блоков автоматики в средней части шкафа расположены ячейки. Всего имеется шесть блоков автоматики: синхронизатора 4, пуска и остановки 9, контроля напряжения 8, датчиков частоты и мощности 5, сигнализации 2, магнитных усилителей 10. Конструкция всех блоков унифицирована: на литой раме закрепляют два шасси с электрической аппаратурой. Блоки присоединяют к схеме с помощью специальных шлангов, оконцованных колодкой с гнездами [2, 3].

В гнезда вставляют специальные штыри, закрепленные на шасси блока. В нижней части шкафа управления, закрываемой съемной панелью 1, установлены автоматические выключатели генератора, сети, собственных нужд, а на задней стенке шкафа размещены панель ввода генератора и панели выводов фидера сети. В верхней части шкафа на специальной стойке закреплен блок реле 7, а на левой стороне боковой части шкафа установлен блок селективной защиты 6.

При автоматическом включении генератора на параллельную работу работает блок синхронизатора. Он выдает команды на подгонку напряжения

и частоты синхронизируемого генератора к напряжению и частоте внешней сети, а затем – сигнал на включение контактора генератора на шины внешней сети. Блок пуска и остановки коммутирует электрические цепи, обеспечивающие прогрев дизеля, включение насосов, возбуждение генератора, прием нагрузки или синхронизацию, включение на параллельную работу, отключение нагрузки и остановку электроагрегата.

Команды на автоматический пуск резервного агрегата при снижении напряжения сети до 340 В или на остановку генератора при увеличении напряжения в сети более 440 В выдает блок контроля напряжения. Кроме того, блок контролирует напряжение оперативного питания и аккумуляторных батарей [2].

Блок сигнализации выдает сигналы об аварийном состоянии электроагрегата с помощью световой и звуковой сигнализации. Блоки датчиков частоты, мощности и магнитных усилителей составляют систему коррекции частоты и мощности параллельно работающих агрегатов.

Регулирование частоты тока (при ее отклонении от нормы) производится изменением частоты вращения дизеля. При параллельной работе двух агрегатов блоки датчиков частоты и мощности выдают сигнал, пропорциональный активной мощности. В блоке магнитных усилителей этот сигнал сравнивается с эталонным (заданным) и автоматически распределяется между параллельно работающими агрегатами. Кроме того, блок магнитных усилителей служит для выдачи аварийного сигнала и отключения генератора при перегрузке или переходе его в двигательный режим работы.

Существует несколько вариантов исполнения ДЭС: основные (применяются в местах, удаленных от цивилизации или лишенных возможности подключения к централизованным сетям подачи электричества), аварийные (помогают избежать отключения оборудования на объектах, где остановка техпроцесса недопустима) и резервные (подстраховочные, актуальны в случае отключения основной сети).

Перечисленные варианты ДЭС имеют схожее устройство и принцип работы, поэтому всем им требуется специальный модуль, позволяющий настраивать систему под конкретные задачи. Эта роль отводится панели управления и пультам дистанционного управления (ДУ) [2, 3, 16].

На рисунке 5.7 приведена современная панель управления для стационарных агрегатов АСДА [16].

.

Рисунок 5.7 - Панель управления для стационарных агрегатов АСДА

Основной функцией панели управления является автозапуск оборудования в моменты отсутствия напряжения в электрической сети, дополнительной – отслеживание параметров конструкции (давление масла, частота вращения, температура), контроль функционирования дизеля, автоотключение генератора, остановка системы в случае фиксации критических симптомов на отдельных ее участках.

6. Пуск асинхронных электродвигателей от резервной электростанции

6.1 Требования к мощности генератора резервной электростанции

Номинальная мощность электрогенератора должна обеспечивать возможный пуск асинхронного короткозамкнутого электродвигателя ответственного электроприемника наибольшей мощности, так как пусковой ток таких двигателей в 4–6 раз превышает номинальный. При этом следует иметь в виду, что дизельные электроагрегаты обеспечивают надежный пуск прямым включением электродвигателя мощностью, равной 50–70% номинальной мощности генератора. При этом генератор должен быть незагружен (холостой ход), нагрузка электродвигателя должна быть не более 30% номинальной. При невыполнении этих условий необходимо выбирать мощность электростанции на 40–60% больше суммарной установленной мощности потребителей [2, 14].

Потеря напряжения на зажимах электродвигателя в момент пуска, как правило, не должна превышать 40% номинального, при этом напряжение на зажимах любого из работающих электродвигателей, питающихся от этого же электроагрегата, не должно снижаться более чем на 20%. Как уже отмечалось выше, для облегчения пуска мощного асинхронного двигателя (при генераторе соизмеримой мощности) рекомендуется подключать его к ДЭС в холостую или с частичной нагрузкой, при этом рекомендуется форсировать возбуждение генератора (можно вручную) путем шунтирования специальным рубильником всех регулировочных и установочных сопротивлений в цепи обмотки возбуждения возбудителя [2].

6.2 Определение напряжения и допустимой мощности асинхронных электродвигателей при пуске от ДЭС

Предельная мощность асинхронного электродвигателя по условиям запуска определяется величиной допустимого снижения напряжения. При этом напряжение должно быть достаточным, чтобы обеспечить положительный избыточный момент в течение всего процесса разгона. Для определения допустимого напряжения в сети рассмотрим расчетную схему рисунка 6.1.

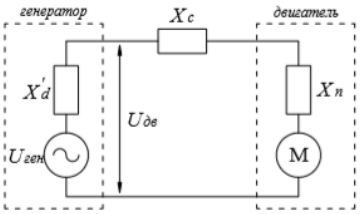


Рисунок 6.1 - Схема замещения СГ и электродвигателя

При включении электродвигателя соизмеримой мощности процесс изменения напряжения на СГ происходит следующим образом: в первый момент времени после включения двигателя напряжение на шинах СГ сразу уменьшается вследствие потери напряжения в переходном реактивном сопротивлении x'_d. В дальнейшем система автоматического регулирования возбуждения генератора увеличивает ток возбуждения, который будет соответствовать номинальному напряжению генератора. При пренебрежении падением напряжения на питающей двигатель линии (Xс = 0) начальное напряжение на двигателе определяется как [12, 14]:

$$U_{\text{нач.дв}} = \frac{U_{ген} \cdot x_n}{x'_d + x_n}, \qquad (6.1)$$

где $U_{\text{ген}}$ – напряжение генератора, определяемое его начальной ЭДС;
x'_d – переходное реактивное сопротивление генератора;
$x_{\text{п}}$ – пусковое (переходное) сопротивление двигателя.

Принимая, что начальная переходная ЭДС генератора равна его номинальному напряжению из (6.1) при $U_{\text{дв}*} = U_{\text{нач.дв}} / U_{\text{ном.дв}}$ и принимая $U_{\text{ном.дв}} = U_{\text{ген}} = U_{\text{ном}}$, получим:

$$x_{\text{п}*} = \frac{U_{дв} \cdot x'_d}{1 - U_{дв*}}. \qquad (6.2)$$

Пусковое сопротивление двигателя иначе можно записать как [14]:

$$x_{\text{п}} = \frac{U_{дв}^2}{S_{п.дв}}, \qquad (6.3)$$

где $S_{\text{п.дв}} = S_{\text{ном.дв}} \cdot K_i$ – полная пусковая мощность двигателя, кВ·А;

K_i – кратность пускового тока двигателя.

Принимая за базисную - мощность генератора, а базисное напряжение $U_{\text{ген}} = U_{\text{ном}}$, получаем в относительных единицах пусковое сопротивление двигателя как [14]:

$$x_{\text{п}*} = \frac{S_{ген}}{S_{п.дв}} \left[\frac{U_{ном.дв}}{U_{ген}} \right]^2. \qquad (6.4)$$

Таким образом, из выражений (6.3) и (6.4) можно получить общую допустимую мощность двигательной нагрузки при питании от автономного генератора [14]:

$$P_{\text{ном.дв}} = \frac{S_{ген} \cdot \eta_{дв} \cos\varphi_{ном.дв}}{\left(\frac{U_{дв} \cdot x_d^{'}}{1 - Uдд*} \right) K_i}, кВт, \qquad (6.5)$$

где $P_{\text{ном.дв}}$ – допустимая мощность двигателя, кВт;

$S_{\text{ген}}$ – номинальная мощность ДЭС, кВ·А;

$\eta_{\text{дв}} \cdot cos\varphi_{\text{ном.дв}}$ – произведение к.п.д. двигателя на номинальный коэффициент мощности. С достаточной для практических расчетов точностью можно принимать $\eta_{\text{дв}} \cdot cos\varphi_{\text{ном.дв}} = 0{,}85$ [14].

Однако использование формулы (6.5) для инженерных расчетов дает завышенное значение допустимой мощности двигателя, поскольку при выводе выражения предполагалось, что система АВР возбуждения генератора может увеличивать ток возбуждения до любого значения. На практике реализовать это невозможно, поскольку бесщёточная система возбуждения СГ может увеличивать ток возбуждения только до определенных значений, определяемых конструкцией генератора, его изоляцией и типом применяемого устройства автоматического регулирования напряжения.

Преобразуем (6.5) до вида [14]:

– для прямого пуска асинхронного электродвигателя:

$$P_{\text{дв.пуск}} = \frac{S_{\text{ген}} \cdot 0{,}85}{\left(\frac{0{,}7 \cdot 0{,}2}{1 - 0{,}7}\right) 2{,}5} = 0{,}72 \cdot S_{\text{ген}}, \text{ кВт};$$

где: $U_{\text{дв}*} = 0{,}7$ или 70%-ное допустимое снижение напряжения при прямом пуске, о.е.;

x'_d = 0,2 – среднее значение переходного реактивного сопротивления электростанций мощностью 10…60 кВт;

K_i = 2,5 – средняя кратность пусковой мощности.

– для пуска асинхронного электродвигателя при работе других электроприемников [14]:

$$P_{\text{дв.пуск}} = \frac{S_{\text{ген}} \cdot 0{,}85}{\left(\frac{0{,}8 \cdot 0{,}2}{1-0{,}8}\right)2{,}5} = 0{,}43 \cdot S_{\text{ген}}\text{, кВт;}$$

где: $U_{\text{дв}*}$ = 0,8 или 80%-ное допустимое снижение напряжения при работе других электроприемников, о.е.

6.3 Предельная мощность электродвигателя при его прямом пуске от ЭГУТ соизмеримой мощности

При экстренном электроснабжении объектов от мобильных РЭС часто возникает необходимость прямого пуска электродвигателей соизмеримой мощности. Например, в сельском хозяйстве такие ситуации могут возникнуть при аварийном отключении энергосистемы и необходимости неотложного питания погружных водонасосов, вакуум-насосов молочных ферм, вентиляторов птицефабрик и т.д. Более ответственные задачи могут иметь место при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, когда для спасения людей или тушения пожаров необходимо оперативно запускать электронасосы (или другие электроприемники) соизмеримой мощности.

В связи с этим практический интерес представляет определение предельной мощности электродвигательной нагрузки, в качестве которой используются асинхронные электродвигатели по условию их прямого пуска от АИЭ ограниченной мощности. Учитывая, что запуск асинхронных электродвигателей сопровождается большими пусковыми токами (в 4–7 раз больше номинального), в дальнейшем в качестве АИЭ будем рассматривать дизельные электростанции (ДЭС), имеющие системы форсировки возбуждения генератора в пусковом режиме.

Предельные мощности асинхронных электродвигателей при прямом пуске от ДЭС, как правило, ограничены требованиями (до 70% номинальной мощности) [1, 12]. Вместе с тем такие рекомендуемые пределы не учитывают особенности работы ДЭС на изолированную сеть. К таким особенностям автономных систем можно отнести:

– отказ от стандартных параметров электроэнергий (частоты тока, величины напряжения), принятых для общепромышленных систем;

– возможность ручного или автоматического регулирования частоты тока и величины напряжения;

– возможность задания режимов облегченного запуска ряда электродвигателей механизмов и машин.

С учетом этих особенностей уменьшение провала напряжения и, следовательно, увеличение коэффициента пускаемого электродвигателя можно достичь путем применения предварительной (перед запуском) форсировки возбуждения генератора. Такой способ пуска известен, однако не получил применения по ряду причин.

Основной причиной ограничения мощности запускаемого электродвигателя является увеличение провала напряжения с увеличением его мощности [14].

Вместе с тем при работе в автономной сети увеличения мощности запускаемого электродвигателя можно достичь путем применения предварительной (перед запуском) форсировки возбуждения генератора. Такой способ пуска известен, однако не получил применения по ряду причин:

– соблюдение стандартов на напряжение генератора (400 В или 230 В);

– предостережение выхода из строя наиболее уязвимых элементов генератора (полупроводников, конденсаторов, электроизмерительных приборов и их ламп подсветки).

Однако проведенный анализ показывает, что обмотки генератора, полупроводниковые элементы и электроизмерительные приборы, включенные в схемы автоматики, проверяются испытательным напряжением до 1000–1500 В [12].

Таким образом, форсировка возбуждения генератора перед прямым пуском электродвигателя вполне допустима и даже в некоторых случаях необходима, так как при этом можно значительно уменьшить провал напряжения и сократить длительность пуска.

Для гарантии предельное превышение напряжения на генераторе можно принять равным 450 В, а для отдельных генераторов, которые не имеют полупроводниковых элементов и конденсаторов – 480 В.

В данной статье предложена методика расчета предельной мощности электродвигателя по условию его прямого пуска от ЭГУТ с учетом предварительный форсировки возбуждения генератора. При этом расчеты приводятся для электрогенераторов мощностью 16 и 30 кВт.

При запуске электропривода машин и механизмов наиболее тяжелый режим пуска приходится на начальный период и связан с преодолением момента трогания агрегата.

В общем случае расчет пусковых режимов представляет собой достаточно сложную задачу.

Для облегчения приняты общепринятые допущения при расчете прямого пуска асинхронного электродвигателя соизмеримой мощности. При расчете не учитываются электромагнитные переходные процессы в системе «синхронный генератор – асинхронный двигатель» и в возбудителе. Предполагается, что параметры электродвигателя и частота вращения вала генератора в период пуска не изменяются, а реактивное сопротивление генератора имеет ненасыщенные состояние.

Если предположить, что пуск электродвигателя осуществляется непосредственно от зажимов генератора или через сеть с сопротивлением значительно меньшим, чем сопротивление пускаемого электродвигателя (для автономного электроснабжения на объектовом уровне это вполне допустимо), то начальный провал напряжения можно определить по известной формуле в о.е. [11,12]:

$$U_{\text{нач}} = \frac{E'_d \cdot x_n}{x'_d + x_n}, \qquad (6.6)$$

где: E'_d – некоторая условная величина, пропорциональная результирующему потокосцеплению обмотки возбуждения генератора, которая не может измениться мгновенно в начале нарушения стационарного режима генератора, о.е;

x'_d – переходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е;

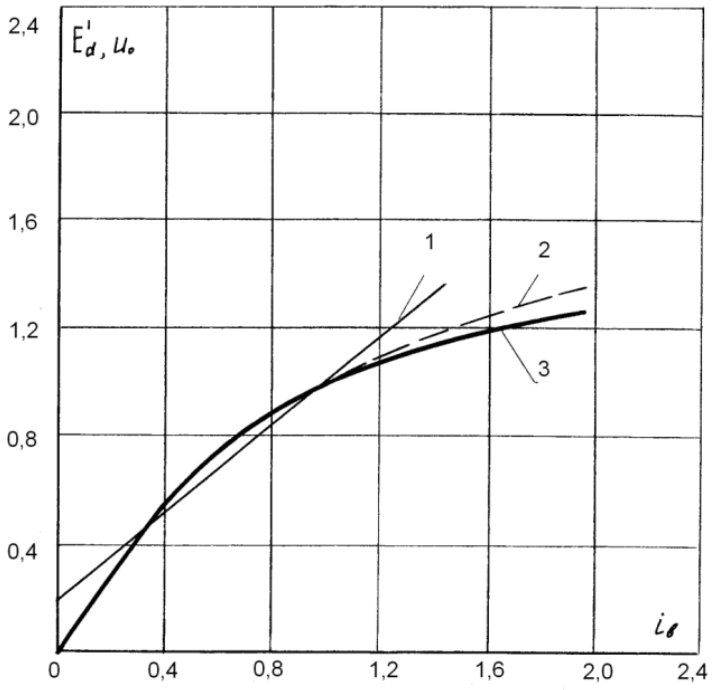
x_n – реактивное сопротивление пускаемого двигателя, о.е.

В существующих рекомендациях по расчету прямого пуска электродвигателя э.д.с. за переходным индуктивным сопротивлением принимается равной номинальному напряжению генератора E'_d=1.

В случае предварительной форсировки возбуждения генератора перед пуском электродвигателя E'_d заметно увеличится, значение ее можно определить на продолжении спрямленной в начальный части характеристики холостого хода генератора, приведенной на рисунке 6.2 [11, 12]:

$$E'_d = 0{,}2 + 0{,}8 i_в, \qquad (6.7)$$

где: $i_в$ – ток возбуждения генератора, о.е.



1 – э.д.с. за переходным индуктивным сопротивлением генератора;
2 – нормальная характеристика холостого хода генераторов; 3 – характеристика холостого хода генераторов электростанций мощностью 16–60 кВт

Рисунок 6.2 - Характеристика холостого хода синхронных генераторов

В выражении (6.7) первый коэффициент учитывает остаточный магнетизм в генераторе, а второй коэффициент (при токе возбуждения) позволяет при номинальном напряжении генератора принимать $E'_d = 1$, что совпадает с существующими методами расчета.

Из [11, 12] известно, что нормальная характеристика холостого хода синхронных генераторов общепромышленного применения наиболее близко аппроксимируется выражением, в о.е:

$$u_0 = \frac{(1+A)i_в}{1+Ai_в}, \qquad (6.8)$$

где: u_o – напряжение холостого хода генератора, о.е.

A – некоторая постоянная, значение которой зависит от формы кривой характеристики холостого хода.

Проведенные исследования показали, что для электростанций мощностью 16 и 30 кВт характеристика холостого хода несколько отличается от нормальной и наиболее близко аппроксимируется выражением [11, 12], в о.е:

$$u_0 = \frac{2{,}4 \cdot i_в}{1 + 1{,}4 i_в}. \qquad (6.9)$$

Решая совместно (6.7) и (6.9) относительно E'_d, получим:

$$E'_d = \frac{0{,}24 + 0{,}26 u_0}{1{,}2 - 0{,}7 u_0}. \qquad (6.10)$$

Представим значение E'_d из (6.10) в (6.6):

$$u_{нач} = \frac{0{,}24 + 0{,}26 u_0}{1{,}2 - 0{,}7 u_0} \cdot \frac{x_п}{x'_d + x_п}. \qquad (6.11)$$

Решим (6.11) относительно пускового индуктивного сопротивления:

$$x_п = \frac{x'_d \cdot u_{нач}(1{,}2 - 0{,}7 u_0)}{(0{,}24 + 0{,}26 u_0) - u_{нач}(1{,}2 - 0{,}7 u_0)}. \qquad (6.12)$$

С другой стороны, пусковое индуктивное сопротивление электродвигателя определяется по формуле, в о.е.:

$$x_п = \frac{1}{1{,}1 \cdot p_п \cdot k_п}, \qquad (6.13)$$

где: $p_п$ – коэффициент соизмеримости пускаемого электродвигателя относительно номинальный мощности генератора.

Решив уравнения (6.12) и (6.13) относительно коэффициента соизмеримости, получим, в о.е.:

$$p_п = \frac{1}{1{,}1 * k_п * x'_d} \cdot [\frac{0{,}24 + 0{,}26 u_0}{(1{,}2 - 0{,}7 u_0) u_{нач}} - 1]. \qquad (6.14)$$

При приблизительных расчетах можно принять усредненные значения переходного индуктивного сопротивления генераторов *для дизельных электростанций* $x'_d = 0{,}2$ и кратность пускового тока для асинхронных электродвигателей $K_п = 7$.

Тогда:

$$p_п = 0{,}65[\frac{0{,}24 + 0{,}26 u_0}{(1{,}2 - 0{,}7 u_0) u_{нач}} - 1]. \qquad (6.15)$$

Допустимое начальное снижение напряжения можно определить из условия (6.11), в относительных единицах (о.е.):

$$u_{нач} \geq \sqrt{\frac{1{,}1 \cdot m_{тр}}{m_п}}, \qquad (6.11)$$

где $m_{тр}$ – момент трогания рабочей машины, приведенный к номинальному моменту электродвигателя, в о.е.;

$m_п$ – пусковой момент электродвигателя, в о.е.

В условиях эксплуатации более приемлемым является определение предельный мощности пускаемого электродвигателя по моменту трогания рабочей машины, значение которой можно измерить динамометром или принять из справочников. Для этого, подставив выражение (6.11) в (6.10) и приняв усредненное значение $m_п$=1,25 для асинхронных электродвигателей получим, в о.е.:

$$p_п = 0{,}65[\frac{0{,}24 + 0{,}26u_0}{(1{,}2 - 0{,}7u_0)\sqrt{m_{тр}}} - 1]. \qquad (6.12)$$

По выражению (6.12) можно достаточно просто определить предельное значение коэффициента соизмеримости пускаемого электродвигателя при известных значениях момента трогания рабочей машины и степени форсировки возбуждения генератора перед прямым пуском.

7 Монтаж и ремонт резервных электростанций

Для нормального функционирования оборудования нужно организовать полноценное обслуживание дизель-генераторов. В первую очередь необходимо обеспечить правильный монтаж электростанций. Несоблюдения правил монтажа дизель-генераторов приводит к преждевременному износу оборудования, что может повлечь дорогостоящий ремонт электростанции.

Под монтажом понимают проведение комплекса работ, необходимых для установки и подключения промышленного оборудования. К таким работам относится не только монтаж генераторов, но и установка любых технически сложных устройств. Несоблюдение правил монтажа ДЭС приводит к преждевременному износу оборудования, что может повлечь дорогостоящий ремонт электростанции [15].

При выполнении монтажа ДЭС необходимо учитывать следующие факторы: способ подачи топлива, уровень шума, удаление выхлопных газов, а также удобство ремонта дизель-генераторов.

7.1 Этапы монтажа генераторов и электростанций

Основные этапы процедуры сводятся к следующим [16]:

1. Выбор площадки. Участок осматривается до покупки или аренды агрегата. Если выбрано определенное помещение под дизельный генератор, монтаж ДГУ должен осуществлять по предварительно разработанному проекту и учитывать ряд строительных и экологических требований.
2. Обустройство фундамента. Конструкция агрегата смонтирована на жесткой раме, поэтому во время работы из-за вибрации его положение может сместиться. Подготавливается ровный, прочный фундамент, используются виброизоляторы.
3. Размеры помещения должны вмещать сам агрегат и необходимые для его эксплуатации устройства (бак с топливом, аккумуляторы, электрошкаф и прочее). Также помещение должно позволять производить обслуживание дизель-генераторов, текущий ремонт дизель-генераторов и, в случае необходимости, капитальный ремонт дизельных генераторов. Считается, что свободного пространства расстоянием в 1 метр по периметру устройства достаточно для обслуживания электростанций.
4. Система охлаждения. Чрезмерный нагрев установки снижает ее моторесурс. Чтобы исключить поломки и сбои, в помещении требуется оборудовать приточно-вытяжную вентиляцию. Обязательно проводится центровка – устанавливаются амортизаторы, регулируется осевой вентилятор и валы, корректируется их положение.
5. Электромонтажные работы. Сюда входит установка блока, обеспечивающего ввод резерва, монтаж автоматических выключателей, подключение ДГУ к АВР. Выхлопная система. Чтобы снизить шум, устанавливается глушитель. Трубопровод монтируется без резких поворотов во избежание обратного давления.
6. Система подачи топлива. Чтобы ДЭС отработала нужное время, необходимо предусмотреть технологию заправки топливом. Система топливоснабжения индивидуальна для каждого объекта и требует крайне бережной эксплуатации.
7. В случае, если низкий уровень шума является одним из необходимых условий, стены помещения, в котором осуществляется подключение дизель-генератора, должны быть изготовлены из монолитного бетона толщиной больше двадцати сантиметров.

7.2 Основные этапы монтажа генераторов

Подключение ДЭС осуществляется квалифицированными специалистами. Обычно установку располагают в отдельном сухом помещении, имеющем оптимальную площадь, освещение, вентиляцию и открываемые снаружи двери.

Монтаж ДЭС проводится в следующем порядке [16]:

- *Распаковка.* Монтаж дизель-генераторов должен производиться радиатором к окну, поэтому после доставки на объект оборудование распаковывают и располагают на специальной подушке-фундаменте в нужном положении.
- *Фиксация на раме.* Профессиональное подключение дизельной электростанции (ДЭС) подразумевает надежное закрепление оборудования на фундаменте с помощью анкерных болтов.
- *Крепление амортизаторов.* Для снижения уровня вибраций в процессе монтажа ДГУ выполняется установка амортизаторов с креплением между рамой и вибрирующими узлами.
- *Монтаж выхлопной системы.* Перед подключением дизель-генератора к сети обязательно устанавливается система отвода выхлопных газов. Высота выпуска токсичных отходов – более 3 метров. Для этого при монтаже дизельных генераторов делается вывод трубы на улицу.
- *Заправка установки.* По завершении монтажа ДЭС выполняется заправка системы рабочими жидкостями. Как правило, это дизельное топливо, моторное масло и охлаждающая жидкость. После этого выполняют подключение ДГУ к сети и первый запуск оборудования.

Монтаж ДГУ – сложный в технологическом отношении процесс, требующий профессионального подхода. До момента ввода электростанции в эксплуатацию требуется проведение целого комплекса работ. Они включают в себя экспертизу и согласование проекта с органами пожарного и энергетического надзора, реконструкцию или строительство помещения, в котором будут находиться дизель-генераторы, устройство фундамента или площадки под ДЭС.

Монтаж установки включает оборудование проемов для выхлопного трубопровода, установку дополнительного оборудования, а также изготовление трубопроводов. Электромонтажные работы заключаются в установке шкафа АВР, автоматических и ручных выключателей, устройство воздушных линий и коробов для силовых и контрольных кабелей [15, 16].

Пусконаладочные работы начинаются с проверки соответствия выполненных работ проекту и сдаточной документации, а также соответствие требованиям заводов-изготовителей. Затем проводится подключение электростанции к сети и испытательные работы. В ходе этих работ фиксируются все характеристики, которые при необходимости регулируются. Завершающим этапом монтажных и пуско-наладочных работ является сдача объекта заказчику. На этом этапе происходит оформление акта ввода электростанции в эксплуатации. Вместе с технической документаций заказчик получает инструкции о правилах работы с дизельными генераторами.

7.3 Ремонт электрогенераторов

Периодичность ремонта дизель генераторов напрямую зависит от уровня двигателя, которым оснащена система.

Для проведения ремонта электрогенератора определяется рабочий персонал, прошедший обучение и имеющий достаточный опыт, навыки и квалификацию электромонтера по ремонту электрооборудования. Кроме того, он должен быть допущен к таким видам работы в установленном порядке. Разряды электромонтера по ремонту электрооборудования должны не ниже 5-го разряда, а членов рабочей бригады – не ниже 3-го разряда.

Дизель, ремонт которого нужно проводить через несколько тысяч и даже десятков тысяч моточасов, стоит на порядки дороже, главным образом из-за уровня двигателя [16].

Электростанции, сервис и обслуживание которых проводится с нужной регулярностью, обладают гораздо большим периодом безремонтной работы. Нужно отметить, что ремонт дизельных генераторов должен выполняться квалифицированными специалистами. Для проведения технического обслуживания и текущего ремонта должен быть предусмотрен удобный доступ, как показано на рисунке 7.1.

Рисунок 7.1 - Проведение технического обслуживания и текущего ремонта

Некачественный монтаж и подключение электрогенератора могут привести к поломке, преждевременному износу электрооборудования, дорогостоящему ремонту или полной замене ДЭС. Смонтированные специалистами профильной организации ДЭС обеспечиваются гарантийными обязательствами [16].

Ремонтные работы и состав бригады зависят от характера неисправности дизель-генераторной установки. Вместе с тем, из имеющихся материалов и опыта эксплуатации можно выделить основные неисправности и причины их возникновения [13, 16]:

- Низкое качество дизельного топлива приводит, в первую очередь, к загрязнению топливного фильтра, из-за чего в дизельный двигатель не попадает достаточное количество топлива. Дизель-генератор не работает на полную мощность или попросту глохнет, требует ремонта.
- Наличие воды или примесей в топливе приводит к возникновению гидроударов в форсунках, вследствие чего распылительное отверстие расширяется и форсунка перестает распылять топливо должным образом. Кроме этого, из-за воды происходит закисание и образование коррозии топливного насоса.

- Работа на недостаточной нагрузке приводит к неполному сгоранию топлива, что вызывает образование нагара на форсунках и их дальнейший выход из строя.
- Долгое хранение электростанции без консервации, отсутствие регулярных запусков – достаточно частая неисправность для резервных электростанций. Происходит потеря эластичности РТИ электростанции, окисление поверхностей, испарение технических жидкостей, общее старение оборудования

8. Эксплуатация резервных электростанций

8.1 Основные требования

Безотказная и безаварийная работа РЭС возможна лишь при условии четкого и бесперебойного функционирования всех ее узлов и систем. Обслуживающий персонал должен знать принцип работы установленного оборудования, схем управления и сигнализации, блоков автоматики и регулирования, а также конструктивные особенности, компоновку и взаимосвязь отдельных элементов оборудования. К обслуживанию ДЭС могут быть допущены только специалисты, изучившие и освоившие техническую документацию на установленное оборудование, его материальную часть, условия эксплуатации данного оборудования [13, 17].

Лица, допущенные к обслуживанию ДЭС, должны пройти проверку знания правил технической эксплуатации электроустановок, техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатационных инструкций, техминимума по обслуживаемому оборудованию и способов оказания первой помощи при несчастных случаях.

Для получения практических навыков в обслуживании и более детального ознакомления на месте обслуживающий персонал должен пройти стажировку на рабочем месте продолжительностью не менее двух недель. Только после этого он допускается к самостоятельной работе. Персонал ДЭС подвергаются периодической проверке знаний правил технической эксплуатации и техники безопасности. Перечисленные требования к обслуживающему персоналу позволяют обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию ДЭС [16, 17].

8.2 Подготовка электростанции к работе

Стандартная схема подключения в общем случае включает следующие элементы [15, 16]:

– непосредственно дизель-генератор;
– панель автоматического включения резерва;
– перекидной рубильник (QS);
– основная панель управления;

– электрощитовая;
– выключатель генераторного агрегата QF1;
– выключатель, защищающий кабель собственных нужд QF2;
– силовой кабель;
– кабель управления;
– кабель собственных нужд.

План подготовки дизельной электростанции к подключению [16, 17]:

– дизель генератор необходимо защитить от воздействия атмосферных осадков и прямых солнечных лучей;

– необходимо подключить систему принудительной вентиляции, чтобы предотвратить перегрев дизель-генератора во время работы;

– необходимо предотвратить резкие перепады температуры, которые могут спровоцировать сбои в работе генератора или его выход из строя;

– схема подключения дизель-генератора с автозапуском (дизельной электростанции) или без него должна включать защитные элементы, препятствующие проникновению в механизмы воздушных примесей (частиц пыли, выхлопных газов, химических веществ и т. д.);

– в случае установки дизель-электростанции на отрытой площадке схема подключения дизельного генератора должна включать элементы внешней защиты от механических повреждений (шумопоглощающие кожухи, контейнеры).

Перед пуском электроагрегат ДЭС должен быть тщательно проверен и подготовлен к работе. Необходимо осмотреть дизель, генератор, вспомогательные агрегаты, панели и щиты и устранить обнаруженные неисправности. С помощью мегаомметра проверяют сопротивление изоляции схемы агрегата при включенных выключателях; сопротивление должно быть не менее 0,5 мОм [17, 18].

Если сопротивление изоляции генератора и остальной части схемы стало ниже 0,5 мОм, следует очистить от пыли, протереть или просушить открытые электроизоляционные детали; если необходимо – провести сушку генератора. При подготовке ДЭС к работе следует проверить степень разряженности аккумуляторных батарей и исправность системы зажигания. Пуск дизеля стартером при разряженности аккумуляторной батареи более 50% не разрешается.

Расходный топливный бак должен быть заправлен топливом, а кран топливного бака установлен в положение «Отрыто». Уровень топлива в расходном баке контролируется по указателю уровня топлива. Полностью заправленный расходный бак обеспечивает непрерывную работу электроагрегата в течение не менее 4 часов [17].

Необходимо убедиться в отсутствии воздуха в топливной системе, заправить расходные и дополнительные масляные бачки, а также заправить внутренний контур системы охлаждения водой (при ее наличии) и проверить циркуляцию воды во внешнем контуре системы охлаждения. В системах топливопитания, смазки и охлаждения дизеля не должно быть течи. При

необходимости – подтянуть уплотняющие гайки, зажимы и хомуты. Перед пуском следует проверить плотность всех соединений воздухоочистителя и механизм воздушной заслонки.

Положение выключателей и переключателей на панелях, щитах управления генератора и дизельной автоматики должно соответствовать инструкции по эксплуатации ДЭС. Автоматический выключатель генератора в силовой сети должен быть отключен, а переключатель цепей управления следует поставить в положение «Ручное управление» или «Автоматический пуск».

8.3 Пуск и остановка электростанций

Запуск и остановка ДЭС могут осуществляться вручную – с местного щитка управления дизелем, дистанционно – с пульта дистанционного управления или автоматическим – без вмешательств обслуживающего персонала по сигналу автоматики при изменении контрольных параметров в сети или на другом агрегате.

После запуска и прогрева дизеля на холостом ходу его частоту вращения постепенно доводят до максимальной. Затем возбуждают генератор и по частотомеру устанавливают частоту тока 50 Гц с помощью изменения частот вращения дизеля.

Вращением ручки сопротивления установки напряжения по вольтметру устанавливают на минимальное напряжение генератора, после этого включают генераторный автомат и нагрузку к генератору. Затем снова проверяют и настраивают необходимую частоту оборотов дизеля (частоту тока) и напряжение на электрогенераторе. После пуска проверяют нормальную работу систем охлаждения воды и масла [17].

Для остановки ДЭС следует отключить автоматический выключатель генератора (снять нагрузку), снизить напряжение на генераторе и уменьшить частоту вращения дизеля. Дизель работает на холостом ходу с последующим медленным снижением частоты вращения до его полной остановки.

Дистанционный автоматический пуск и остановка производятся с пульта дистанционного управления или шкафа управления с помощью кнопок управления. Все операции по пуску и остановке электроагрегата осуществляются в заданной технологической последовательности.

В случае удачного пуска загорается сигнальная лампочка «Нормальная работа». Если возникает аварийный режим, то срабатывает аварийная сигнализация или защита и происходит автоматическая остановка ДЭС.

Автоматический пуск и остановка осуществляются в определенной технологической последовательности без вмешательства персонала схемой автоматики [17].

Для автоматического пуска сигналом является изменение контрольных параметров резервируемого электроагрегата: недопустимое снижение или

повышение напряжения, перегрузка электроагрегата, недопустимое снижение напряжения промышленной сети.

Сигналом для автоматической остановки является снижение общей нагрузки двух параллельно работающих электроагрегатов (основного и резервного) до 80% номинальной мощности или восстановление напряжения в контролируемой промышленной сети [17].

Автоматическая остановка электроагрегата происходит при возникновении аварийных режимов и срабатывании датчиков аварийной сигнализации и защиты. Включение генераторов ДЭС на параллельную работу производится в соответствии с рекомендациями.

8.4 Наблюдение за работой ДЭС

Во время работы дизеля необходимо выполнять следующее [17]:

1. Следить за показаниями приборов контроля работы дизеля (температурой масла и воды, давлением масла и т.д.), наличием охлаждающей жидкости в системе, подачей масла к частям дизеля и работой различных датчиков дизеля.
2. Вовремя пополнять топливные баки горючим.
3. Обращать внимание на наличие посторонних шумов или стуков в дизеле.
4. Следить за частотой вращения дизеля и производить, если это необходимо, ее подрегулировку.

При обслуживании генератора необходимо [17]:

1. Следить за показаниями амперметров, вольтметров, ваттметров. (Превышение номинальных значений недопустимо. Допускаются несимметричная нагрузка до 25% номинального тока и перегрузка по току не более10% в течение 1 ч.).
2. Контролировать температуру и шум подшипников. (Температура подшипника контролируется на ощупь рукой (или термометром) по температуре крышек в доступных местах и не должна превышать 80 градусов. Шум подшипников следует прослушивать через специальную деревянную рейку. Один конец рейки нужно приложить к уху. А другой – к ступице или другой части подшипникового щита. При хорошем состоянии подшипников слышен равномерный гул без стуков и ударов).
3. Проверять на ощупь величину вибрации генератора. (Если вибрация больше обычной, ее измеряют виброметром в радиальном направлении вертикально и горизонтально. Двойная амплитуда вибрации генератора при работе с дизелем, измеренная на подшипниковых щитах, не должна превышать 0,2 мм или данных, приведенных в инструкции на генератор).
4. Производить подрегулировку напряжения и частоты в пределах номинальных значений.

5. Наблюдать за показаниями приборов контроля изоляции, аварийными и предупредительными сигналами: при необходимости принимать меры по устранению ненормальных режимов.

6. Периодически наблюдать за работой щеточного аппарата возбудителя и контактных колец ротора.

7. Равномерно распределять нагрузку (при отсутствии автоматики) между параллельно работающими генераторами.

8. Периодически выслушивать генератор на отсутствие стуков и посторонних шумов.

9. При внезапном исчезновении показаний одного из приборов статора или ротора проверить по другим приборам, не является ли это результатом порчи самого прибора, подводящих цепей и т. д.

10. Если прибор или подводящая сеть повреждены, то, не изменяя режима работы генератора, надо принять меры к устранению неисправности.

8.5 Эксплуатация ЭГУТ

К эксплуатации ЭГУТ должны допускаться лица, имеющие допуск для работы на электроустановках до 1000 В.

Электромеханик, обслуживающий ЭГУ, обязан обеспечить надлежащее ее обслуживание в соответствии с данными ТО и инструкцией по эксплуатации. Он должен быть знаком с правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, а также иметь навыки обслуживания электроустановок. Кроме того, электромеханик должен владеть способами оказания первой помощи пострадавшим, как от механических воздействий, так и от электрического тока, а также при возникновении пожара.

ЭГУТ должна содержаться в надлежащей чистоте и быть полностью укомплектована.

Работа электромеханика при эксплуатации ЭГУ сводится к подготовке установки к работе, запуску ее и выводу на номинальный режим работы, контролю номинальных параметров по приборам в период работы и ее техническому обслуживанию.

Производить включение нагрузки имеет право только дежурный энергетик, знающий схему электрической сети, присоединенной к ЭГУТ, и режимы работы потребителей электроэнергии.

Перед каждым включением напряжения в сеть дежурный энергетик обязан принять меры к оповещению персонала, работающего с выключенными электроустановками и на сети.

9 Технико-экономическое сравнение вариантов резервного электроснабжения от ДЭС, ПЭС и ЭГУТ

При разработке системы автономного резервного электроснабжения необходимо обеспечить выбор наиболее целесообразного, то есть имеющего лучшие технико-экономические показатели, варианта.

На практике при сравнении вариантов в качестве показателя сравнительной экономической эффективности наиболее часто используют приведенные затраты. Это особенно удобно при сравнении нескольких вариантов.

В данной работе проведено сравнение вариантов резервного электроснабжения от стационарных ДЭС, передвижных ПЭС и ЭГУТ.

Приведенные затраты *З* по каждому варианту представляют собой сумму годовых текущих затрат (годовых издержек на эксплуатацию, тенге в год) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности при помощи нормативного коэффициента $E_н$ [11]:

$$З = E_н K + U_a + U_{тр} + U_т + U_з \,, \qquad (9.1)$$

где U_a – амортизационные отчисления, тенге;
$U_{тр}$ – затраты на текущий ремонт, тенге;
$U_т$ – стоимость топлива, тенге;
$U_з$ – заработная плата персонала, тенге.

Амортизационные отчисления можно определить по формулам [11]:

для ДЭС:

$$U_a = p_{аз} \cdot K_з + p_{аэ} \cdot K_э, \qquad (9.2)$$

для ПЭС:

$$U_a = p_{аэп} \cdot K_{эп}, \qquad (9.3)$$

$$U_{тр} = p_{тр} \cdot K_{эп}, \qquad (9.4)$$

для ЭГУТ:

$$U_a = p_{аэг}(K_{эг} + K_{трак} \frac{T}{T_{трак}}), \qquad (9.5)$$

$$U_{тр} = p_{тр}(K_{эг} + K_{трак} \frac{T}{T_{трак}}), \qquad (9.6)$$

где $K_з$ и $K_э$ – стоимости здания и электроагрегата стационарной ДЭС, тенге;

$p_{аз}$ и $p_{аэ}$ – ежегодные отчисления от капиталовложений на амортизацию здания и электроагрегата стационарной ДЭС;

$K_{эп}$, $K_{эг}$ и $K_{трак}$ – стоимости соответственно ПЭС, ЭГУТ и трактора, тенге;

$p_{аэп}$ и $p_{аэг}$ – ежегодные отчисления от капиталовложений на амортизацию, соответственно, ПЭС и ЭГУТ;

$p_{тр}$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт;

T – годовое число часов работы резервной электростанции, ч/год;

$T_{трак}$ – годовая наработка трактора, ч/год.

Ежегодные издержки на топливо и заработную плату можно вычислить по формулам [11]:

$$U_т = q\frac{P_{нг}}{\eta_г \eta_{пер}} \cdot a \cdot T + q_{эт} \cdot P_{нт} \cdot t_{эт}, \qquad (9.7)$$

$$U_{зп} = b\frac{T + t_{пр}}{t_{рч}}, \qquad (9.8)$$

где q и $q_{эт}$ – удельный расход дизельного топлива соответственно электростанции и технического средства, предназначенного для транспортирования передвижных автономных источников от одного резервируемого объекта к другому, кг/кВт·ч;

$P_{нг}$ – номинальная мощность генератора электроэнергии автономного источника, кВт;

a – средняя стоимость топлива, тенге/кг;

$P_{нт}$ – номинальная мощность транспортируемого средства, кВт;

$t_{эт}$ – время транспортирования автономного источника от одного резервируемого объекта к другому, ч.;

$\eta_г$ и $\eta_{пер}$ – КПД соответственно генератора и передачи;

b – среднегодовая зарплата обслуживающего персонала, тенге;

$t_{пр}$ – число часов в году, затрачиваемое на профилактическое обслуживание, ч/год;

$t_{рч}$ – число рабочих часов в году, ч/год.

Исходные данные для определения приведенных затрат на установку и эксплуатацию указанных автономных источников электроэнергии приняты из таблиц 9.1, 9.2 и 9.3 [2, 3, 13] и других источников.

При расчете ежегодных приведенных затрат необходимо знать годовую продолжительность перерывов централизованного электроснабжения, от которой зависит длительность работы T автономного источника электроэнергии за год. Значение этой величины T может изменяться в широких пределах в зависимости от надежности элементов системы электроснабжения, климатических условий и других факторов.

Анализ ряда литературных источников [2, 5, 11 и др.] показывает, что среднегодовая продолжительность перерывов электроснабжения для

большинства сельскохозяйственных потребителей изменяется в пределах 50…200 часов.

Применение резервного автономного источника будет экономически оправдано, если годовые приведенные затраты на АИЭ будут равны или меньше ожидаемого годового ущерба от перерывов в электроснабжении (9.1).

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета приведенных затрат [11]

Наименование	Единица измерения	Принятые значения
Нормы амортизационных отчислений от капитальных вложений на:		
– здание электростанции	%	4,7
– электроагрегат	%	10,2
– ПЭС	%	23,5
– ЭГУТ	%	16,1
Отчисления от капитальных вложений на текущий ремонт	%	5
Среднегодовая заработная плата обслуживающего персонала	тыс. тенге/год	360
Ежегодное число часов, затрачиваемое на обслуживание электростанции	ч/год	75
Число рабочих часов в году	ч/год	2090
Средняя стоимость дизельного топлива	тенге/кг	180
Годовая наработка трактора	ч/год	1350
Стоимость здания стационарной ДЭС мощностью:		
30 кВт	тыс. тенге	860
50 кВт	тыс. тенге	975
Стоимость ЭГУТ мощностью:		
30 кВт	тыс. тенге	420
50 кВт	тыс. тенге	480
КПД генератора мощностью:		
30 кВт		0,88
50 кВт		0,9
КПД карданной и клиноременной передачи ЭГУТ		0,92

С учетом средней продолжительности (100…200 часов) перерывов в электроснабжении в таблице 9.4 приведены результаты расчета годовых приведенных затрат на установку и эксплуатацию стационарных и передвижных ДЭС, а также ЭГУТ мощностью 30 и 50 кВт.

Таблица 9.2 - Технико-экономические показатели сельскохозяйственных тракторов [11]

показатели	Марка сельскохозяйственных тракторов		
	МТЗ-80/82	МТЗ-100	Т-150К
Марка дизеля	Д-240	Д-240Т	СМД-62
Эксплуатационная мощность, кВт	55,1	73,5	121,5
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	245	238	252
Частота вращения ВОМ, об/мин	545; 1010	540; 1000	540; 1000
Грузоподъемность механизма навески, кг	1000	1000	1700
Ориентировочная цена (б/у), тыс. тенге	2500	–	3000

Таблица 9.3 - Технико-экономические показатели электростанций [11]

Показатели	Тип и марка электроагрегатов сельского хозяйства			
	стационарные		передвижные	
	ДЭСМ-30	ДЭС-60Р	АД-30-Т/400М	АД-50 Т/400М
Мощность, кВт	30	60	30	50
Напряжение, В	400/230	400/230	400	400
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	285	252	310	280
Средняя цена, тыс. тенге	1200	1440	1800	2040

Таблица 9.4 - Годовые приведенные затраты на сравниваемые электростанции [11]

Годовое число часов работы электростанций, час	Годовые приведенные затраты, тыс. тенге					
	Стационарные ДЭС мощностью, кВт		Передвижные ПЭС мощностью, кВт		ЭГУТ мощностью, кВт	
	30	50	30	50	30	50
50	448,8	542,5	470,7	539,4	147,4	180,7
100	483,2	602,5	505,2	599,4	203	256
150	525,1	661,1	540	655	258,6	311,2
200	559,5	716,1	584,6	710,8	314,2	367,5

Из таблицы 9.4 видно, что годовые приведенные затраты для ЭГУТ примерно в 3 раза меньше, чем для ДЭС. Это объясняется тем, что у ЭГУТ отсутствует постоянно закрепленный первичный двигатель, а трактор необходим только на время резервного электроснабжения ответственных потребителей.

Эффективность использования резервных ДЭС при перерывах электроснабжения крупных объектов животноводства и птицеводства доказана в ряде литературных источников [2, 3, 10 и др.].

Вместе с тем в настоящее время в сельском хозяйстве, особенно Казахстана, функционирует множество животноводческих ферм малой и средней мощности (молочно-товарные фермы на 400 коров и менее, фермы по откорму КРС на 6 тысяч голов и меньше и т.п.), на которых производится большая часть сельскохозяйственной продукции животноводства [2, 3, 10 и др.].

Для таких ферм условие эффективности резервирования от ДЭС (2.1) в большинстве случаев невыполнимо, так как сравнительно малые значения суммарного годового ущерба от перерывов в централизованном электроснабжении не всегда могут конкурировать с затратами на автономное резервирование. Так, на рисунке 9.1 приведена зависимость среднего ущерба для молочно-товарной фермы (МТФ) на 200 коров и годовых приведенных затрат на установку стационарных ДЭС и ЭГУТ мощностью 30 кВт от различной продолжительности перерывов электроснабжения за год. При этом ущерб на рассматриваемой ферме определен по методике [6] с учетом коэффициента совпадения $K_{сп}$ работы резервируемого технологического процесса со временем перерыва электроснабжения:

$$У = K_{сп} (У' + У''). \qquad (9.9)$$

Такой подход к определению ущерба применим для сельскохозяйственных объектов малой мощности, так как их технологические процессы обычно имеют сравнительно кратковременный режим работы.

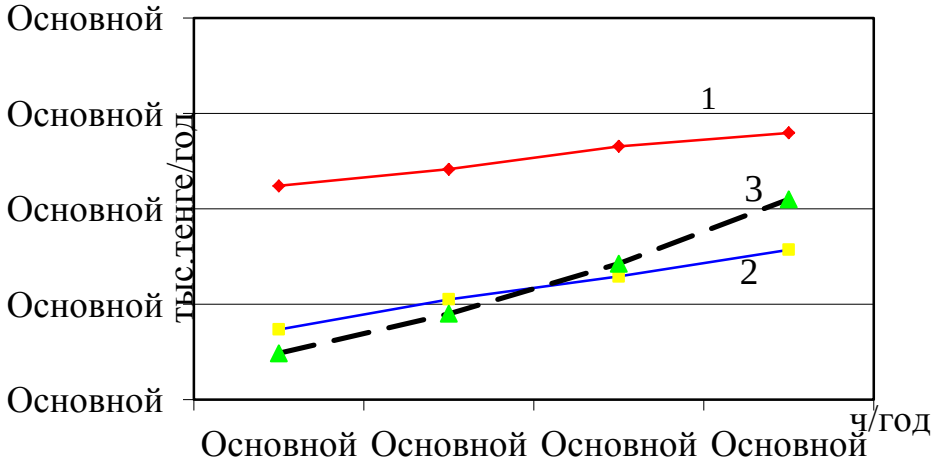


Рисунок 9.1 - Зависимость годовых приведенных затрат на ДЭС и ЭГУТ мощностью 30 кВт от времени перерыва электроснабжения:
1 – для ДЭС; 2 – для ЭГУТ; 3 – средние ущербы МТФ на 200 коров

Сравнение зависимостей на рисунке 9.1 показывает, что при различной продолжительности перерывов в электроснабжении эффективность применения ЭГУТ достигается примерно при 100 часах и более, а установка стационарной ДЭС на МТФ на 200 коров экономически не целесообразна.

Аналогичное сравнение таких показателей для МТФ на 400 коров, приведенное на рисунке 9.2, показывает, что эффективность применения ЭГУТ достигается при среднегодовой продолжительности перерывов электроснабжения примерно 70...80 часов, а стационарной ДЭС – при 180 часов и более.

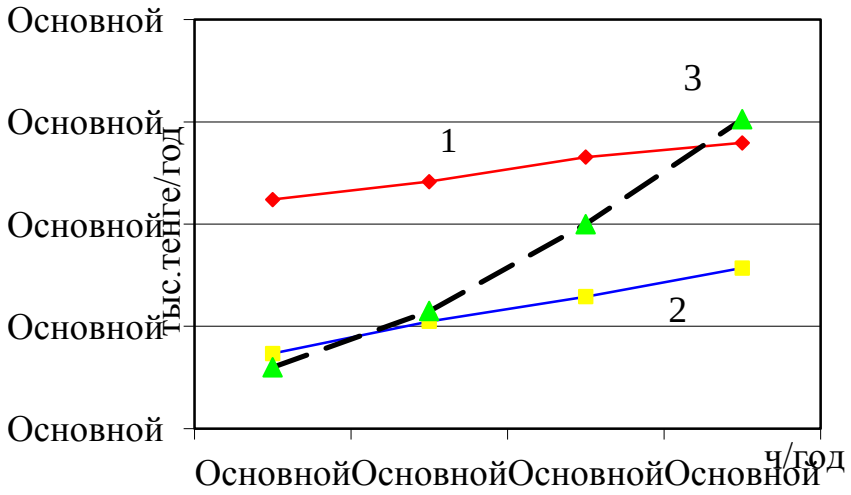


Рисунок 9.2 - Зависимость годовых приведенных затрат на ДЭС и ЭГУТ мощностью 30 кВт от времени перерыва электроснабжения:
1 – для ДЭС; 2 – для ЭГУТ; 3 – средние ущербы МТФ на 400 коров

Если учесть, что среднегодовая продолжительность в большинстве хозяйств составляет 150 часов [2], то нетрудно убедиться в эффективности применения ЭГУТ для многих сельскохозяйственных объектов.

Эффективность резервирования значительно увеличится при использовании передвижных РЭС, так как в этом случае можно резервировать несколько сельскохозяйственных объектов. Этому способствует сравнительно кратковременный режим работы сельскохозяйственных электроприемников. При этом условие эффективности применения РЭС определяется условием:

$$E_н K + U_a + U_{тр} + \Sigma U_m + U_з \leq \sum_{i=1}^{к} У_i \,, \qquad (9.10)$$

где ΣU_m – суммарные годовые затраты на топливо, расходуемое на резервное электроснабжение и транспортирование передвижного АИЭ;

$к$ – количество i -х резервируемых сельскохозяйственных объектов, $i = 1 \ldots к$.

Из полученного выражения (9.10) видно, что с увеличением количества резервируемых объектов левая часть неравенства почти не изменяется, а правая – увеличивается, что способствует повышению эффективности применения АИЭ.

Так, например, на рисунке 9.3 на примере двух МТФ по 200 коров каждая приведены ориентировочный суммарный среднегодовой ущерб на таких фермах и годовые приведенные затраты на передвижные ПЭС и ЭГУТ при различной продолжительности перерывов централизованного электроснабжения в год.

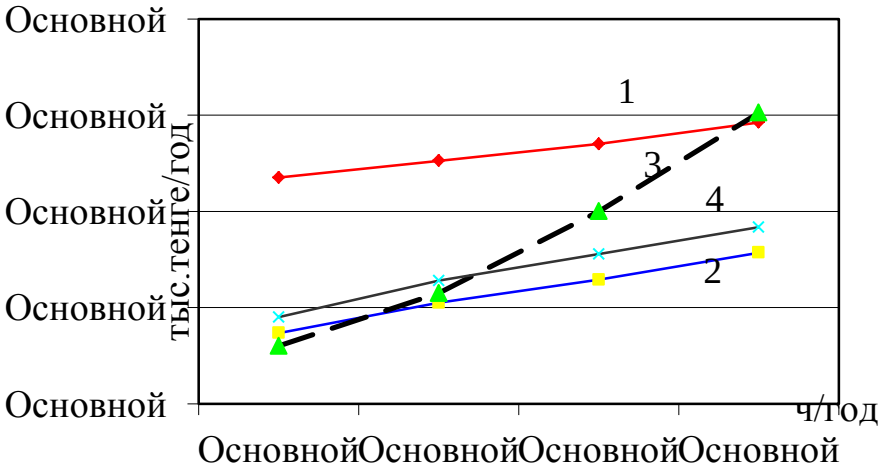


Рисунок 9.3 - Зависимость годовых приведенных затрат на ПЭС мощностью 30 кВт и ЭГУТ мощностью 30 и 50 кВт от времени перерыва электроснабжения: 1 – для ПЭС-30; 2 – для ЭГУТ-30; 3 – средние ущербы на двух МТФ по 200 коров; 4 – для ЭГУТ-50

Из рисунка 9.3 видно, что эффективность резервирования указанных ферм от ЭГУТ мощностью 30 кВт достигается при сравнительно незначительной продолжительности перерывов электроснабжения (примерно 60 часов), а ЭГУТ мощностью 50 кВт – 80 часов. Эффективное применение передвижных ПЭС мощностью 30 кВт на рассматриваемых фермах при такой продолжительность перерыва электроснабжения, должно составлять не менее 170 часов в год.

Учитывая вышеприведенные рассуждения, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным средством автономного резервирования сельскохозяйственных объектов малой мощности является ЭГУТ. Кроме того, привод ЭГУТ от трактора исключает проблему пуска генератора в зимнее время и значительно уменьшает затраты на содержание и обслуживание установки.

10 Техника безопасности при эксплуатации резервных ДЭС, ПЭС и ЭГУТ

ДЭС не создает опасности при правильной ее эксплуатации. Однако ответственность за безопасность ложится на персонал, устанавливающий, эксплуатирующий и обслуживающий станцию [18].

Приведенные ниже указания по технике безопасности, если им следовать, сведут к минимуму риск возникновения несчастных случаев. Перед проведением любой операции и при выполнении любого действия по эксплуатации ДЭС следует убедиться в их безопасности.

Не осуществляйте пуск дизельной электростанции, если не уверены, что это безопасно, а тем более зная, что она небезопасна в каком-либо отношении.

Если ДЭС повреждена, установите на ней плакаты с указанием об опасности и отсоедините минусовой кабель АБ. Любой ремонт ДЭС или чистка внутри корпуса также производится при отсоединенном минусовом кабеле АБ.

Правила безопасности при установке и монтаже [2, 18]:

– Ознакомьтесь с разделами по установке и эксплуатации ДЭС.

– Производите электромонтажные работы в соответствии с правилами, стандартами по электробезопасности, в том числе с соблюдением требований по заземлению и защите от коротких замыканий на землю.

– Для стационарных ДЭС с дистанционной системой подачи топлива убедитесь, что последняя выполнена в соответствии с правилами и стандартами.

– Убедитесь, что выхлопная система и глушители ДЭС свободны от горючих материалов, имеют защитную теплоизоляцию и не будут представлять опасности для персонала.

– Не поднимайте ДЭС, используя подъемные петли генератора или двигателя. Используйте только специальное приспособление для подъема на корпусе ДЭС или на опорной раме.

– Убедитесь, что подъемное оборудование исправно и имеет необходимую мощность.

– При подъеме ДЭС: на ней, под ней или между ней и краном на должно быть людей.

Пожаро- и взрывобезопасность [18]:

– Убедитесь, что вблизи ДЭС имеются огнетушители классов ВС и АВС.

– Убедитесь, что помещение, где находится ДЭС, хорошо проветривается.

– Содержите помещение, пол и ДЭС в чистоте. Немедленно удаляйте пролитое топливо, масло, электролит или охлаждающую жидкость. Храните промасленные тряпки в закрытых металлических ящиках.

– Не курите, не допускайте появления открытого огня вблизи топлива или АБ. Пары топлива и водород, выделяющийся из АБ, взрывоопасны.

– Избегайте заправки топлива при работающем двигателе.

– Не эксплуатируйте ДЭС при наличии любых протечек в системе подачи топлива.

Механические воздействия [18]:

– Не эксплуатируйте ДЭС при снятых защитных ограждениях.

– Держите руки, длинные волосы, свободную одежду и ювелирные украшения подальше от шкивов, ремней и других движущихся частей. *Внимание!* Некоторые движущиеся части трудно различимы при работе ДЭС.

– Если предусмотрены дверцы для доступа в отсеки установки, то при работе ДЭС они должны быть закрыты.

– Избегайте контакта с горячими маслом, охлаждающей жидкостью, отработанными газами и поверхностями, а также с острыми кромками и углами.

– При работе с ДЭС носите защитную одежду, в том числе рукавицы и головной убор.

Химические воздействия [18]:

– Не допускайте попадания топлива, смазочного масла, охлаждающей жидкости и электролита АБ в глаза и в полость рта, не допускайте их контакта с кожей.

– Не носите одежду, загрязненную топливом или смазочным маслом.

– Для работы АБ используйте защитную маску или специальные очки и фартук, устойчивый к воздействию кислоты. Электролит, пролитый на кожу или одежду, немедленно смойте большим количеством воды.

Шумовое воздействие [18]:

– ДЭС без кожухов производит шум более 105 dB. Длительное воздействие уровней шума выше 85 dB вредно для слуха.

– При работе с ДЭС, не имеющей звукоизолирующего кожуха, необходимо использовать защитные приспособления для слуха.

Электрические воздействия [18]:

– Подключение нагрузки к ДЭС должно производиться только квалифицированными специалистами-электриками.

– Перед началом работы убедитесь, что ДЭС, в том числе и мобильная установка, должным образом заземлены.

– Перед подсоединением и отсоединением нагрузки ДЭС должна быть остановлена, а отрицательная клемма отсоединена от АБ.

– Не прикасайтесь к деталям ДЭС, находящимся под электрическим напряжением.

– Подключайте ДЭС только к нагрузке и/или электрическим системам с соответствующими электрическими характеристиками и мощностью.

– Убедитесь, что электрооборудование, находящееся на техническом обслуживании, обесточено.

– Содержите электрооборудование сухим и в чистоте. Заменяйте провода, изоляция которых повреждена.

– При тушении пожаров, связанных с электрооборудованием, пользуйтесь только огнетушителем классов ВС и АВС.

– Конструкцией электростанций должна быть обеспечена безопасность обслуживающего персонала от поражения электрическим током.

– Схема электрических соединений электростанций переменного трехфазного тока должна иметь изолированную нейтраль (при соединении обмоток генератора электростанции по схеме «звезда» с выведенной нулевой точкой). Нуль генератора выводится на панель отбора мощности только по требованию заказчика.

– Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под опасным напряжением вследствие повреждения изоляции, должны иметь электрическое соединение с корпусом электростанции, а также с рамой транспортного средства.

– Электростанции должны иметь заземляющие зажимы для подключения защитного и рабочих заземлений и знаки заземлений. ПЭС и ЭГУТ 230 и 400 В должны быть укомплектованы стержневыми заземлителями. Количество стержневых заземлителей устанавливается в стандартах или технических условиях на электростанции конкретных типов.

– Электростанции должны иметь средства пожаротушения.

Список литературы

Основная литература:

1. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. – Астана, 2016.

2. И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 2000. – 536 с.

3. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос С, 2006. – 368 с.

4. Надежность электроснабжения потребителей агропромышленного комплекса : учеб. пособие / Т.В. Алферова, О.Ю. Пухальская, А.А. Алферов. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 112 с.

5. Рекомендации по повышению устойчивости энергоснабжения животноводческих комплексов (ферм). - Пушкин, 1980. – 31 с.

6. Методические рекомендации для определения ущерба от прекращения подачи электроэнергии сельскохозяйственным предприятиям. – М.: ВИЭСХ, 1983. – С. 96.

7. Умбеткулов Е.К. Анализ нарушений технологических процессов сельскохозяйственного производства при перерывах в электроснабжении // Материалы межд. научно-практ. конф. –Алматы: КазНАУ, 18–19 октября, 2007. – С. 208–210.

8. Умбеткулов Е.К. Автономное электрообеспечение объектов животноводства при перерывах в централизованном электроснабжении. Устойчивость функционирования механизированного сельскохозяйственного производства // Сб. научных трудов. – М.: ВИМ, 108 том, 1986. – С. 63–71.

9. Комаров Д.Т., Молоснов Н.Ф. Резервные источники электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.

Дополнительная литература:

10. Умбеткулов Е.К. Применение электрогенераторов с приводом от тракторов для резервного электроснабжения молочно-товарных ферм // Материалы межд. научно-практ. конф. – Алматы: КазНАУ. – 17–18 апреля 2008. – С. 267–270.

11. Депонированный отчет НИР. Разработка безредукторной электрогенераторной установки с приводом от вала отбора мощности трактора. – Алматы: Национальный центр НТИ РК, Рег. № 0117РКИ0259 инв. № 0217РКИ0226, 2017. – 53 с.

12. Кацман М.М. Электрические машины. – М.:2013. – 496 С.

13. Алексеев А.П., Кудряшов Г.Ф., Чекменев Е.Е. Дизельные и карбюраторные электроагрегаты и станции. Справочник. – М.: Машиностроение, 1973. – С. 544.

14. Облакевич С.В. Расчет предельно допустимой мощности двигательной нагрузки, запитываемой от автономной ДЭС /информационный

сборник «Промислова електроенергетика та електротехніка». – Киев: Промелектро, №3, 2006, С 54–60.

Интернет ресурсы:

15. Схемы подключения резервного дизель генератора https://szemp.ru/raznoe/shema-dizel-generatora.html

16. Структурные схемы и состав дизельных электростанций резервного электропитания http://dizel-market.ru/info/sostav-dizelnyh-electrostanciy.php

17. Эксплуатация дизельной электростанции https://www.0512.com.ua/news/817540/elektriceskaa-shema-dizelnyh-generatorov

18. Указания по технике безопасности при работе с дизельной электростанцией https://eti.su/articles/elektricheskie-mashini/elektricheskiemashini_421.html

дополнительный план 2020 г., поз. 77

Умбеткулов Ертуган Кожагулович
Утешкалиева Ляззат Шынбулатова

РЕЗЕРВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Учебное пособие

Редактор

Подпись в печать ___ __2015
Тираж _100__экз. Формат 60х84 1/16

Бумага типографская № 2
Уч.- изд.л. 5,0. Заказ №____
Цена _2500__тг

Некоммерческое АО «АУЭС»
г. Алматы, ул. Байтурсынова,126

Копировально-множительное бюро
некоммерческого акционерного общества
«Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева »
050013, Алматы, Байтурсынова, 126