

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ,
НАУКИ И КАДРОВОЙ ПОЛИТИКИ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ОРДЕНОВ ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ
И ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ»

О. В. Понталёв, С. И. Козлов, П. Ю. Крупенин

ОСНОВЫ ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

*Рекомендовано учебно-методическим объединением
по аграрному техническому образованию
в качестве учебно-методического пособия
для студентов учреждений высшего образования
по специальности 6-05-0812-01 Техническое обеспечение
производства сельскохозяйственной продукции*

Горки
Белорусская государственная
сельскохозяйственная академия
2026

УДК 620.9(075.8)

ББК 31.19я73

П56

*Рекомендовано методической комиссией факультета
механизации сельского хозяйства 25.11.2024 (протокол № 3)
и Научно-методическим советом
Белорусской государственной сельскохозяйственной академии
27.11.2024 (протокол № 4)*

Авторы:

кандидат технических наук, доцент *О. В. Понталёв*;

кандидат технических наук, доцент *С. И. Козлов*;

кандидат технических наук, доцент *П. Ю. Крупенин*

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент *А. И. Филиппов*;

кандидат технических наук, доцент *И. В. Дубень*

Понталёв, О. В.

П56 Основы энерго- и ресурсосбережения. Практикум : учебно-методическое пособие / О. В. Понталёв, С. И. Козлов, П. Ю. Крупенин. – Горки : Белорус. гос. с.-х. акад., 2026. – 100 с.
ISBN 978-985-882-824-0.

Представлен материал, который дает возможность практически оценить эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий в сельскохозяйственном производстве и быту.

Для студентов учреждений высшего образования по специальности 6-05-0812-01 Техническое обеспечение производства сельскохозяйственной продукции.

УДК 620.9(075.8)

ББК 31.19я73

ISBN 978-985-882-824-0

© Белорусская государственная
сельскохозяйственная академия, 2026

ВВЕДЕНИЕ

В условиях современной глобальной экономики, характеризующейся высокой волатильностью цен на энергоресурсы и растущим осознанием необходимости устойчивого развития, энергосбережение становится одним из ключевых факторов обеспечения экономической безопасности Республики Беларусь. Под энергосбережением понимается комплекс мер, направленных на рациональное использование энергии и снижение энергоемкости ВВП. Энергосбережение играет многогранную роль в укреплении позиций страны на международной арене.

Во-первых, снижение зависимости от импорта энергоресурсов напрямую влияет на валютную стабильность и платежный баланс страны. Сокращение объемов импортируемой энергии позволяет снизить отток валюты за рубеж, что особенно важно в условиях ограниченности природных ресурсов.

Во-вторых, повышение энергоэффективности предприятий способствует снижению себестоимости продукции, повышению ее конкурентоспособности и, как следствие, росту экспортного потенциала. Внедрение энергосберегающих технологий и оборудования позволяет предприятиям не только сократить затраты на энергию, но и повысить производительность труда.

В-третьих, энергосбережение способствует улучшению экологической обстановки и снижению выбросов парниковых газов. Это, в свою очередь, позволяет Республике Беларусь выполнять международные обязательства в области охраны окружающей среды и укреплять свой имидж как ответственного участника мирового сообщества.

Для достижения максимального эффекта от энергосбережения необходимо комплексное и системное внедрение соответствующих мер на всех уровнях экономики. Это включает в себя разработку и реализацию государственных программ, направленных на стимулирование энергосбережения в промышленности, жилищно-коммунальном хозяйстве и других секторах. Важным элементом является создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в энергоэффективные проекты, в том числе за счет предоставления льготных кредитов и налоговых преференций.

Особое внимание следует уделять повышению энергограмотности населения и стимулированию энергосберегающего поведения. Информирование граждан о преимуществах энергосбережения, предоставление им возможности приобретать энергоэффективное оборудование и материалы, а также внедрение систем учета и контроля потребления энергии способствуют формированию культуры рационального использования энергоресурсов.

Важным аспектом является развитие международного сотрудничества в области энергосбережения. Обмен опытом и технологиями с другими странами, участие в международных проектах и программах, а также привлечение иностранных инвестиций в энергоэффективные проекты способствуют ускорению внедрения передовых технологий и лучших практик.

Таким образом, энергосбережение является неотъемлемым элементом экономической безопасности Республики Беларусь, способствующим устойчивому развитию, повышению конкурентоспособности и укреплению позиций страны на мировой арене.

1. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ТРАДИЦИОННЫМ СПОСОБОМ

Цель работы: изучение устройства и принципа действия установок, вырабатывающих электрическую энергию традиционным способом.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить назначение, классификацию, устройство и принцип действия установок, производящих электрическую энергию;
- 2) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Человечество за всю историю своего существования израсходовало примерно 900–950 трлн кВт · ч энергии всех видов, причем около $\frac{2}{3}$ этого количества приходится на последние 40–50 лет.

Основные источники энергии на нашей планете имеют четкие сроки истощения ресурсов:

- уголь – первая половина этого тысячелетия;
- нефть – на границе XXI и XXII вв.;
- газ – первая половина XXI в.;
- уран – начало следующего столетия.

Республика Беларусь располагает лишь небольшими запасами органического топлива (табл. 1.1), и только 15–18 % потребностей страны покрывается внутренними ресурсами (5,7 млн т у. т.).

Таблица 1.1. Ресурсы источников энергии в Республике Беларусь

Наименования источников энергии	Годовые ресурсы, млн т у. т.	% от общего количества
Традиционные энергоресурсы	6,65–8,15	15,4–43,7
Нефть	3,0	11–14
Попутные нефтяные газы	0,65	2,5–3,0
Торф, дрова, бытовые отходы	3,0–4,6	11–21,5
Возобновляемые источники энергии	14,8–18,1	56,3–84,6
Энергия ветра	1,9	7,2–8,9
Энергия малых рек	0,11	0,4–0,5
Энергия биомассы	3,5–4,0	13,3–18,7
Энергия природного газа	0,25	0,9–1,2
Солнечная энергия	5,5–8,3	20,9–38,8
Горячее водоснабжение	3,0–4,6	11–21,5
Электроэнергия	2,5–3,7	9,5–17,3
Вторичные энергоресурсы	3,5	13,3–16,3

Объем произведенной в Беларуси в 2023 г. электроэнергии составил более 41 млрд кВт · ч.

В состав ГПО «Белэнерго» входит 67 генерирующих энергоисточников. На 42 тепловые электростанции, в том числе 12 ТЭС высокого давления, приходится порядка 67 % произведенной электроэнергии, 24 гидроэлектростанции выработали в течение года около 1 % от общего количества, доля Белорусской АЭС составляет 32 %. При этом совокупная мощность всех белорусских энергоисточников на треть больше того, что они производят сегодня.

Тепловые электростанции делятся на два типа: конденсационные (ГРЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

ГРЭС вырабатывают только электрическую энергию и поэтому коэффициент полезного действия электростанций составляет не более 40 % (в будущем – 50–55 %). Распределение потерь энергии на ТЭС представлено на рис. 1.1.

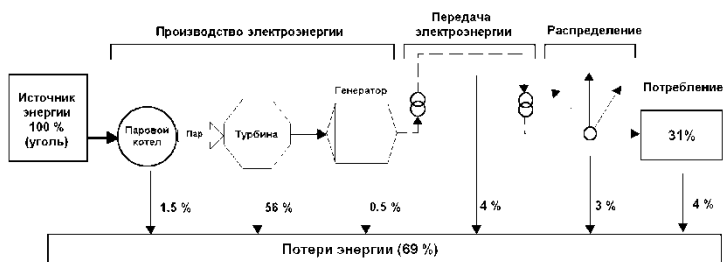


Рис. 1.1. Распределение потерь энергии на ТЭС

Самая крупная электростанция Беларуси – Лукомльская ГРЭС, мощностью 2 560 МВт, использует при производстве природный газ и топочный мазут. К числу крупнейших электрических станций следует отнести Березовскую ГРЭС (установленная мощность – 930 МВт).

На ТЭЦ часть тепла в виде горячей воды или пара направляется на коммунальные и производственные нужды. Общий КПД ТЭЦ (70 %) значительно выше КПД конденсационной электростанции. Схема ТЭЦ представлена на рис. 1.2.

Современные ТЭС оказывают большое влияние на окружающую среду. Для обеспечения их работы привлекаются значительные природные ресурсы (топливо, вода, реагенты, строительные материалы). Через технологические (топливоснабжение) и естественные (сток рек,

воздушные течения, подземная фильтрация) связи их влияние передается на значительные расстояния и должно быть учтено, локализовано и максимально нейтрализовано.

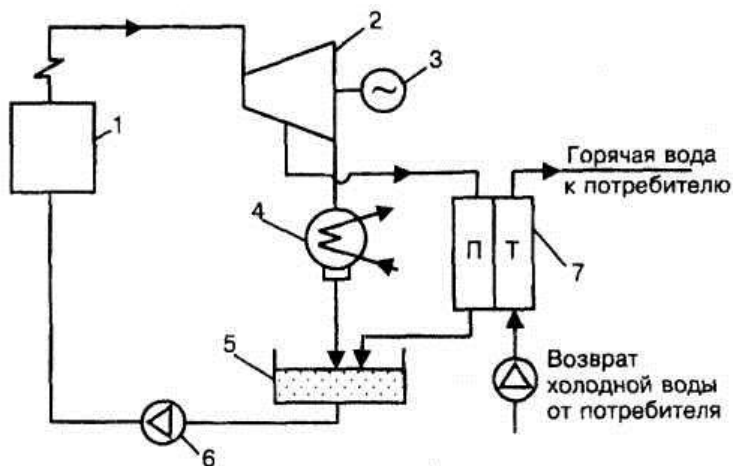


Рис. 1.2. Схема ТЭЦ:

1 – паровой котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор;
5 – питательный бак; 6 – подогреватель; 7 – теплообменник

Размеры площадок ТЭС достигают 3–4 км². На этой территории полностью изменяется рельеф местности, характеристики и распределение воздушных течений и поверхностного стока, нарушается почвенный слой, растительный покров, режим грунтовых вод. Эти изменения, а также производственные шумы и освещенность в ночное время приводят к нарушению экологического равновесия.

Выброс больших масс теплоты и влаги вызывает снижение солнечной освещенности, образование низкой облачности и туманов, морозящих дождей, инея, гололеда, обледенения дорог и конструкций. В теплое время года в результате испарения капель, достигших земли, возможно засоление почв.

Создание водохранилищ-охладителей для мощных электростанций с поверхностью 20–30 км² приводит к перераспределению стока, изменению режима паводков, разливов, восполнения запасов грунтовых вод, условий разведения рыбы.

Сточные воды и ливневые стоки с территории ТЭС загрязняются отходами технологических циклов энергоустановок (нефтепродукты, шлаки, обмывочные воды). Их сброс в водоемы может оказаться губительным для водных организмов, снижает способность водоема к самоочищению.

Отрицательное влияние на природные условия оказывают золоотвалы – земля исключается из сельскохозяйственного оборота. Пыление золоотвалов приводит к гибели растений.

В технологических циклах электростанций более 95 % охлаждающей воды нагревается на 9–10 °С, в водоемы сбрасывается большое количество теплоты, которая нарушает естественные условия существования экологических систем.

Газопылевые выбросы ТЭС загрязняют атмосферу углекислотой, золой, оксидами азота, сернистой и серной кислотой, что вызывает коррозию сооружений и оборудования, уменьшает солнечное облучение территории.

Среди основных направлений охраны окружающей среды от вредного воздействия ТЭС следует отметить применение природосберегающих технологий при производстве энергии. В их число входят технологии, которые увеличивают коэффициент использования топлива (ТЭЦ вместо КЭС, АЭС вместо ТЭС на органическом топливе) и соответственно уменьшают количество прямых (зола, шлак) и вторичных (обмывочные воды) загрязнений. К ним относятся различные способы деструктивной переработки топлив (получение метанола, синтез газа, водорода и т. д.), позволяющие более полно произвести выделение потенциальных загрязнителей (серы) на ранних стадиях использования топлива. Сюда же относится применение замкнутых технологических циклов: полное использование золы ТЭС, получение из дымовых газов азота и технической серной кислоты, улавливание и последующее сжигание нефтемаслопродуктов из отходящих вод.

Эти методы относятся к активным способам защиты окружающей среды.

Пассивные способы предусматривают применение устройств, улавливающих загрязнения на конечных стадиях технологического процесса (золоуловители, очистные сооружения) или способствующих их разбавлению до концентраций, меньших предельно допустимых (высокие дымовые трубы, шумопоглотители).

Среди теплоэлектроцентралей установленной мощностью по выработке электрической энергии выделяются: Минские ТЭЦ-4 (1 030 МВт),

ГЭЦ-3 (420 МВт), ТЭЦ-5 (330 МВт); Гомельская ТЭЦ-2 (540 МВт); Могилевская ТЭЦ-2 (345 МВт); Новополоцкая ТЭЦ (505 МВт); Светлогорская ТЭЦ (260 МВт); Мозырская ТЭЦ (195 МВт); Бобруйская ТЭЦ-2 (180 МВт).

Гидроэлектростанции. Гидроэлектростанции и их оборудование используются очень долго, турбины, например, – около 50 лет. Это объясняется условиями их эксплуатации: равномерный режим работы при отсутствии экстремальных температурных и других нагрузок.

Гидроэлектростанция (ГЭС) имеет следующую технологическую схему: ГТ (гидравлическая турбина) – ГГ (гидрогенератор) – Тр (трансформатор).

Недостатком ГЭС являются большие первоначальные затраты на сооружение, что связано с большим объемом земляных и строительных работ. В то же время их КПД достигает 80–90 %. Самые мощные ГЭС построены и эксплуатируются в России (Красноярская мощностью 6 млн кВт, Саяно-Шушенская – 6,4 млн кВт).

Наиболее сложными проблемами гидроэнергетики являются: ущерб, наносимый окружающей среде (особенно от затопления больших площадей при создании водохранилищ), заиливание плотин, коррозия гидротурбин и в сравнении с тепловыми электростанциями большие капитальные затраты на их сооружение. Поэтому особенно перспективным в настоящее время является использование гидроэнергетических ресурсов малых рек без создания искусственных водохранилищ.

Сегодня современные гидроэлектростанции – это огромные сооружения на гигаватты установленной мощности. Однако принцип работы любой ГЭС остается в целом достаточно простым и везде почти полностью одинаковым. Напор воды, направленный на лопасти гидротурбины, приводит ее во вращение, а гидротурбина в свою очередь, будучи соединена с генератором, вращает генератор. Генератор вырабатывает электроэнергию, которая и подается на трансформаторную станцию, а затем и на ЛЭП (рис. 1.3).

Республика Беларусь – преимущественно равнинная страна, тем не менее ее гидроэнергетические ресурсы достаточно существенны. Потенциальная мощность рек Беларуси составляет 855 МВт (7,5 млрд кВт · ч в год), технически возможные ресурсы оцениваются в 3 млрд кВт · ч в год.

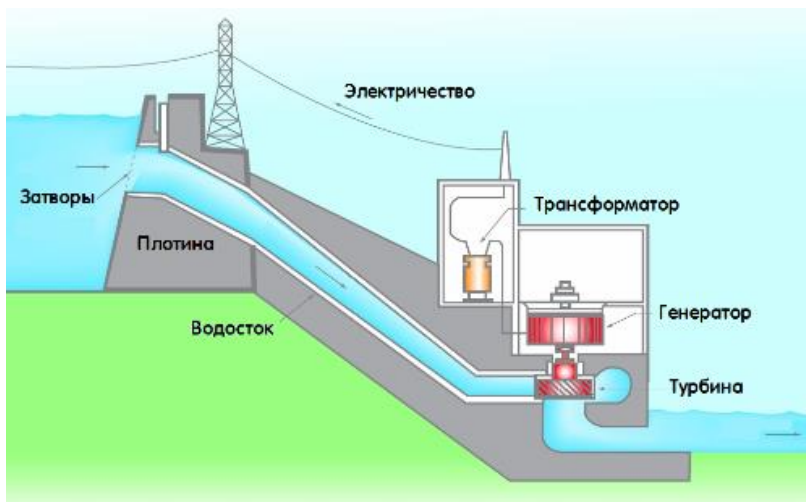


Рис. 1.3. Схема гидроэлектростанции

В различные периоды на территории Беларуси было построено 24 гидроэлектростанции небольшой мощности. Сейчас работают 11 станций, наиболее крупные – Осиповичская (2,2 тыс. кВт), Свислочская и Чигиринская (1,5 тыс. кВт).

Атомные электрические станции. Тепловые схемы атомных электростанций зависят от типа реактора, вида теплоносителя, состава оборудования. Тепловые схемы могут быть одно-, двух- и трехконтурными.

В одноконтурных схемах (рис. 1.4) пар вырабатывается непосредственно в реакторе. Полученная пароводяная смесь (паросодержанием до 15 %) подается в барабан-сепаратор, отсепарированный насыщенный пар поступает в паровую турбину. Отработавший в турбине пар конденсируется, и конденсат циркуляционным насосом подается в реактор. Одноконтурная схема наиболее проста в конструктивном отношении и достаточно экономична. Однако рабочее тело на выходе из реактора становится радиоактивным, что предъявляет повышенные требования к биологической защите и затрудняет проведение контроля и ремонта оборудования.

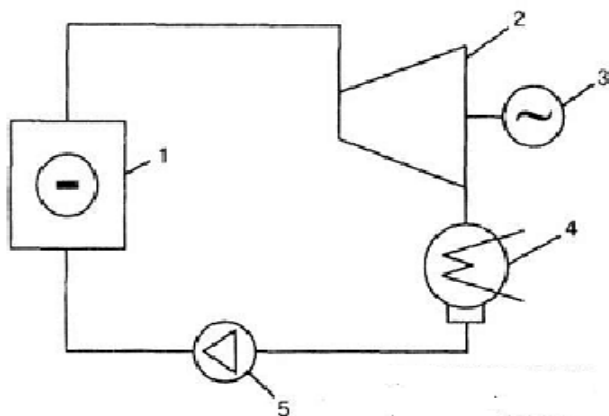


Рис. 1.4. Типовая схема простейшей одноконтурной атомной электростанции:
1 – ядерный реактор; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор;
5 – питательный насос

В двухконтурных схемах (рис. 1.5) существуют два самостоятельных контура.

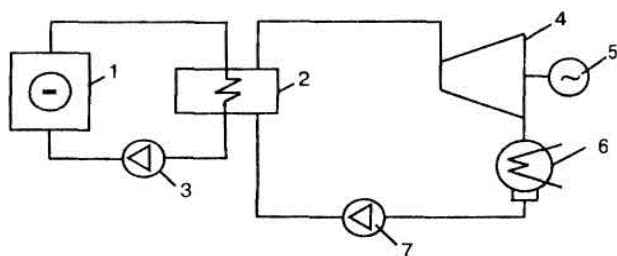


Рис. 1.5. Типовая схема простейшей двухконтурной атомной электростанции:
1 – ядерный реактор; 2 – теплообменник-парогенератор; 3 – главный циркуляционный насос; 4 – турбина; 5 – электрогенератор; 6 – конденсатор; 7 – питательный насос

Контур теплоносителя называют первым, контур рабочего тела – вторым. Общее оборудование обоих контуров – парогенератор. Нагретый в реакторе теплоноситель поступает в парогенератор, где отдает свою теплоту рабочему телу и при помощи главного циркуляционного насоса возвращается в реактор. В первом контуре находится компенса-

тор объема, который регулирует поддержание давления в контуре при изменении температуры. Давление в первом контуре значительно выше, чем во втором. Полученный в парогенераторе пар подается в турбину, совершает в ней работу, конденсируется, конденсат питательным насосом подается в парогенератор. Наличие парогенератора хотя и усложняет установку и уменьшает ее экономичность, но препятствует появлению радиоактивности во втором контуре.

В трехконтурной схеме теплоносителями первого контура служат жидкие металлы, например натрий. Радиоактивный натрий первого контура из реактора направляется в теплообменник, где отдает теплоту натрию промежуточного контура, и циркуляционным насосом возвращается в реактор. Давление натрия в промежуточном контуре выше, чем в первом, для исключения утечек радиоактивного натрия. Натрий промежуточного контура отдает теплоту в парогенераторе рабочему телу (воде) третьего контура. Образующийся в парогенераторе пар поступает в турбину, совершает работу, конденсируется и питательным насосом подается в парогенератор.

Трехконтурная схема требует больших затрат, но обеспечивает безопасную эксплуатацию реактора.

Работа АЭС по технологическим условиям отличается от работы тепловой электростанции. Основным различием является то, что роль источника теплоты на тепловой электростанции играет паровой котел, в котором сжигается органическое топливо, а на АЭС – ядерный реактор, теплота в котором выделяется в результате деления ядерного топлива. Ядерное топливо обладает высокой теплотворной способностью (в миллионы раз выше, чем органическое). В одном грамме урана содержится $2,6 \cdot 10^{21}$ ядер; при делении всех этих ядер выделяется энергия, равная $2\,000\text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Для получения такого количества энергии нужно сжечь более $2\,000\text{ кг}$ угля. В связи с этим при эксплуатации АЭС расходы по доставке и транспортировке топлива сведены к минимуму. Однако при эксплуатации АЭС в процессе работы ядерного реактора образуется большое количество радиоактивных веществ в топливе, конструкционных материалах, теплоносителе. Поэтому АЭС является потенциальным источником радиационной опасности для обслуживающего персонала, а также окружающего населения, что повышает требования к надежности и безопасности ее эксплуатации. В мире доля вырабатываемой энергии АЭС составляет более 10 %.

В процессе работы АЭС образуются жидкие, газообразные, аэрозольные и твердые радиоактивные отходы. Присутствие в этих отхо-

дах долгоживущих изотопов продолжительное время сохраняет их активность на достаточно высоком уровне. При эксплуатации АЭС осуществляется тщательный контроль за образованием радиоактивных отходов, а перед поступлением их во внешнюю среду устанавливается многобарьерная система фильтров и защитных устройств.

Твердыми отходами являются детали загрязненного радиоактивными веществами демонтированного оборудования, отработанные фильтры для очистки воздуха, сорбенты, спецодежда, мусор. Их захоронение осуществляется в специальных траншеях. Объем их может быть уменьшен прессованием или сжиганием при соответствующей очистке продуктов сгорания.

Радиоактивные воды АЭС перерабатываются с помощью спецводоочисток. Их принцип работы – испарение воды, осаждение твердой фазы и ионный обмен. Образующиеся концентраты и растворы реагентов направляются в хранилище жидких отходов.

Газовые и аэрозольные отходы подвергаются очистке на многоступенчатых фильтрах, выдержке в очистных устройствах и выбрасываются в атмосферу через высокие трубы (100–150 м). Возможна также сорбция радиоактивных газовых составляющих активированным углем.

Для АЭС основным фактором радиационной опасности является внешнее ионизирующее излучение. С точки зрения радиационного загрязнения окружающей среды АЭС – более чистые по сравнению с угольными электростанциями: в угле содержатся естественные радиоактивные элементы – радий, торий, уран, полоний и др., которые вместе с золой выбрасываются в атмосферу (пылеугольная ТЭС мощностью 1 200 МВт, потребляя 3,4 млн т угля в год, выбрасывает в атмосферу ежегодно 130 тыс. т золы). Их активность составляет 100 мбэр/год, для АЭС аналогичной мощности величина радиоактивных выбросов не превышает 0,5–1 мбэр/год.

Основной принцип при переработке и захоронении радиоактивных отходов заключается в их концентрировании в малых объемах с последующим вечным захоронением в таких местах, где обеспечивается полный радиоактивный распад вне контакта с биосферой (600 лет).

Отходы отверждаются (битумируются и остекловываются) для связывания радиоактивных веществ. Последующее хранение их должно производиться в герметичных железобетонных емкостях или металлических контейнерах. Лучшими местами для захоронения являются за-

брошенные соляные копи (отсутствие воды, спокойные в сейсмическом отношении районы, большие объемы подземных пустот).

В 2011 г. в Гродненской области начато строительство Белорусской АЭС. Для ее строительства выбран проект АЭС-2006 – типовой российский проект атомной станции нового поколения с использованием водо-водяного энергетического реактора ВВЭР-1200. Планируемая мощность – 2 400 МВт. Ввод в строй первого реактора произошел в 2019 г.

Газотурбинные установки достаточно компактны, маневренны, используются в теплоэнергетике как пиковые и резервные установки. Их принцип работы аналогичен двигателям внутреннего сгорания. Принципиальная схема ГТУ с подводом тепла при постоянном давлении изображена на рис. 1.6.

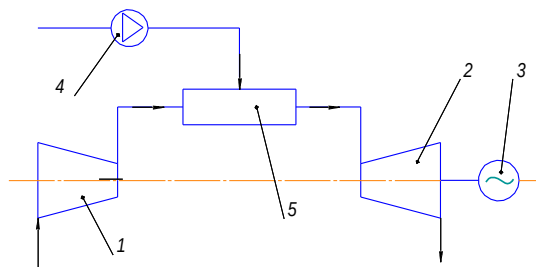


Рис. 1.6. Схема ГТУ:

1 – воздушный компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – электрогенератор;
4 – топливный насос; 5 – камера сгорания

Воздушный компрессор сжимает воздух адиабатно (без подвода теплоты), повышая его давление и температуру, и подает его в камеру сгорания, в которую топливный насос дозированно впрыскивает горючее. В камере сгорания осуществляется подвод теплоты при постоянном давлении (сжигание топлива), температура при этом растет. Образующиеся продукты сгорания топлива подаются в газовую турбину. В газовой турбине продукты сгорания расширяются адиабатно (без подвода теплоты) и совершают техническую работу. При этом давление и температура падают. Далее продукты сгорания выбрасываются в атмосферу. Значительная часть технической работы газовой турбины (примерно $\frac{2}{3}$) расходуется на привод компрессора, расположенного на том же валу. Остальная часть технической работы (полезная работа) идет на выработку электроэнергии в электрогенераторе. Температура

газов перед турбиной – 800–900 °С (для авиатурбин – 1 200 °С), поэтому необходимо использование жаропрочных материалов.

Парогазовые установки. Поскольку в газовом цикле ГТУ температура газов перед турбиной составляет 800–900 °С, а после турбины примерно 350 °С (в цикле паросиловой установки температура перегретого пара перед турбиной – 540–565 °С; температура воды в конденсаторе – 25–28 °С), заметно существенное различие в температурном уровне рабочих температур рассмотренных циклов. Для повышения эффективности предлагается комбинированный (бинарный) цикл, в котором работают два рабочих тела: газ – в верхней части цикла, пар – в нижней (рис. 1.7).

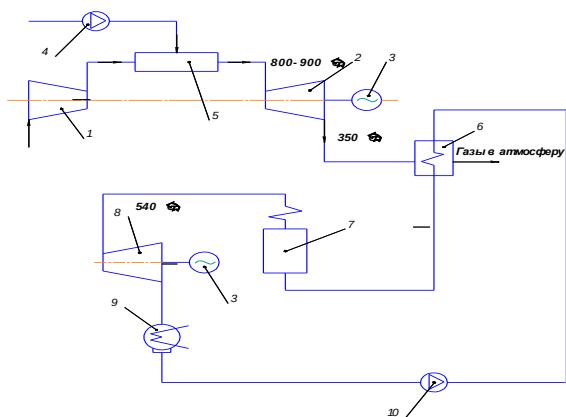


Рис. 1.7. Схема парогазовой установки:

- 1 – воздушный компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – электрогенератор;
- 4 – топливный насос; 5 – камера сгорания; 6 – подогреватель; 7 – котел;
- 8 – паровая турбина; 9 – конденсатор; 10 – питательный насос

Воздух из атмосферы поступает в компрессор 1, где сжимается адиабатно с повышением температуры, и подается в камеру сгорания 5, куда при помощи топливного насоса 4 впрыскивается топливо. В камере сгорания 5 при постоянном давлении происходит горение топлива (подвод теплоты), образовавшиеся в результате горения газы поступают в газовую турбину 2, где, расширяясь адиабатно на лопатках турбины, производят работу. Температура и давление газов падают. Отработавшие газы после газовой турбины с температурой 350 °С поступают в подогреватель 6, где отдают часть теплоты для подогрева

питательной воды, поступающей в котел 7, и охладившись при этом, сбрасываются в атмосферу.

Питательная вода воспринимает эту теплоту при постоянном давлении, что приводит к уменьшению расхода топлива при производстве пара в котле.

Далее в котле из питательной воды образуется пар, перегревается и поступает в паровую турбину 8 с температурой 540 °С. В паровой турбине пар расширяется адиабатно на лопатках, производя техническую работу. Давление и температура пара при этом падают. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор 9, где конденсируется при постоянном давлении, а образовавшийся конденсат при помощи насоса 10 направляется сначала в подогреватель 6, где воспринимает тепло отработавших в газовой турбине газов, а затем в паровой котел 7. Расходы пара и газа подбираются таким образом, чтобы вода воспринимала максимальное количество теплоты газов. Термический КПД таких установок свыше 60 %.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Распределение потерь энергии на ТЭС (рис. 1.1).
3. Типовая схема простейшей двухконтурной атомной электростанции (рис. 1.5).
4. Направления использования газотурбинных и парогазовых установок.
5. Энергетический потенциал Республики Беларусь.

Контрольные вопросы

1. Описать конструкцию, принцип работы и основные характеристики ТЭС и ГЭС.
2. Каково назначение основного оборудования ТЭС и ГЭС?
3. Описать конструкцию, принцип работы и основные характеристики газотурбинной и парогазовой установок.
4. Сделать аргументированный вывод о перспективности использования различных способов получения электрической энергии на территории Республики Беларусь.

2. ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЭНЕРГИИ

Цель работы: изучение устройства и принципа действия фотоэлектрических преобразователей и солнечных батарей.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить назначение, классификацию, устройство и принцип действия фотоэлектрических преобразователей энергии;
- 2) рассмотреть устройство и принцип действия солнечных батарей;
- 3) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Республика Беларусь, расположенная между 51 и 56° северной широты, относится к районам, находящимся в нижней части полосы умеренной солнечной радиации (30–60°). Общий потенциал солнечной энергии в Республике Беларусь оценивается в $2,7 \cdot 10^6$ млн т у. т. в год, технически возможный составляет $0,6 \cdot 10^6$ млн т у. т. в год.

Энергетическая программа Республики Беларусь предусматривает крупносерийное производство гелиоводоподогревательных установок, разработанных белорусскими учеными. Найденные ими удачные технические решения делают их производство более технологичным и многократно снижают их вес. К 2030 г. планируется их применение, обеспечивающее эквивалентную экономию 50 тыс. т у. т. в год.

Фотоэлектрические преобразователи, или солнечные элементы (*solar cells*), – это полупроводниковые изделия, преобразующие солнечное излучение в электрическую энергию за счет внутреннего фотоэффекта.

В настоящее время наибольшее распространение получили кристаллические кремниевые (80–85 % мирового рынка) и тонкопленочные солнечные элементы (менее 10 % рынка).

Самой важной и дорогой частью солнечного элемента является кремниевая пластина. Она может быть как поликристаллической, так и монокристаллической.

Поликристаллические пластины (рис. 2.1, *a*) изготавливают из полупроводника высокой степени очистки, состоящего из мелких кристаллитов кремния. Такие пластины имеют правильную квадратную форму. Более простая технология производства поликристаллических солнечных элементов (*multi-Si*) обеспечивает их меньшую стоимость,

однако неоднородная атомная структура снижает эффективность генерации электроэнергии (12–20 %) и сокращает срок их службы по сравнению с монокристаллическими.

Монокристаллические пластины (рис. 2.1, б) представляют собой фрагмент одного кристалла кремния. Кристалл выращивают в виде цилиндрических слитков, из которых проволочной резкой получают псевдоквадратные пластины требуемой толщины. Такая форма обеспечивает рациональное использование кремния из слитка и лучшее заполнение поверхности будущего солнечного модуля (солнечной батареи). Эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую у монокристаллических солнечных элементов (*mono-Si*) составляет 20–25 %.

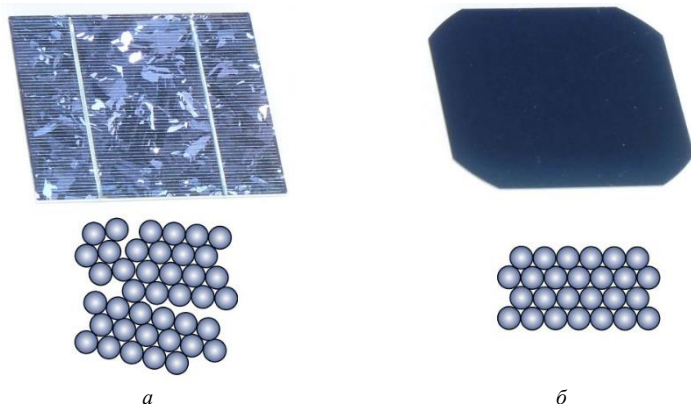


Рис. 2.1. Пластины солнечных элементов и структура атомов кремния:
а – поликристаллическая; б – монокристаллическая

После резки и последующей химической обработки пластины имеют гладкую поверхность, которая отражает существенную часть падающего на нее излучения. Так как для получения эффективных солнечных элементов важно преобразовать в электричество как можно больше солнечного света, то поверхность стараются сделать неровной на микроуровне. Эта операция называется текстурированием и выполняется последовательным травлением пластин в кислотных и щелочных растворах.

Текстурированная поверхность представляет собой множество хаотично расположенных микропирамид (рис. 2.2, а). Излучение попадает

на поверхность пирамиды и, отразившись от нее, направляется в глубь пластины, где вновь встречается с гранью соседней пирамидки (рис. 2.2, б). Таким образом, за счет создания текстурированной поверхности удастся снизить коэффициент отражения пластины с 35 до 11 %.

Ключевым элементом конструкции кристаллических кремниевых солнечных элементов является p - n -переход. Полупроводник в зависимости от типа проводимости может быть n -типа (электронная проводимость) или p -типа (дырочная проводимость). При этом если на пластину полупроводника одного типа нанести слой другого типа, то место их контакта будет являться p - n -переходом.

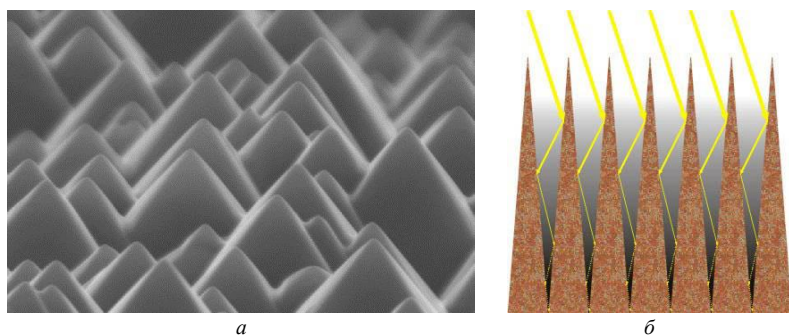


Рис. 2.2. Текстурирование кремниевых пластин:
а – поверхность пластины; б – схема поглощения излучения

Одним из главных свойств p - n -перехода является его способность быть энергетическим барьером для носителей тока, т. е. пропускать их только в одном направлении. На этом эффекте базируется генерация электрической энергии в солнечных элементах.

Фотоны солнечного света 1 (рис. 2.3), падающего на поверхность элемента, проникают внутрь пластины, где встречаются с атомами кремния и «выбивают» из них электроны. При этом одновременно образуется две заряженные частицы: отрицательный электрон e^- и положительная дырка – незаполненная валентная связь атома, которая проявляет себя как положительный заряд, численно равный заряду электрона.

Благодаря наличию p - n -перехода в солнечном элементе электроны и дырки движутся во взаимно противоположных направлениях. Электроны беспрепятственно проникают через p - n -переход и накапливаются

ся в полупроводнике n -типа 4, который получает отрицательный заряд. Дырки не могут преодолеть p - n -переход и вынуждены оставаться в полупроводнике p -типа 5, заряжая его положительно. Таким образом, между полупроводниками p - и n -типов образуется разность потенциалов, или электродвижущая сила (ЭДС), которая обеспечивает протекание постоянного тока от положительной тыльной 6 к отрицательной лицевой 2 контактной площадке при подключении солнечного элемента во внешнюю сеть 7.

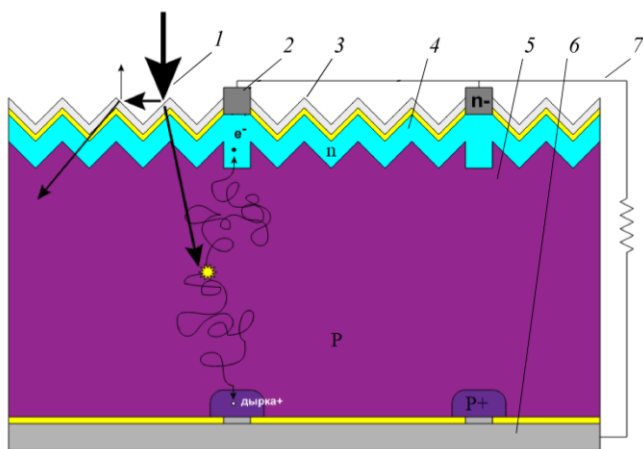


Рис. 2.3. Принцип работы солнечного элемента:
 1 – солнечное излучение; 2 – лицевая контактная площадка;
 3 – антиотражающее покрытие; 4 – слой полупроводника n -типа;
 5 – кремниевая пластина (полупроводник p -типа);
 6 – тыльная контактная площадка; 7 – внешняя сеть

Для создания слоя полупроводника n -типа поверхность кремниевой пластины подвергают диффузии (насыщению) атомами бора или фосфора. В процессе диффузии, выполняемой в специальных печах при температуре около $800\text{ }^{\circ}\text{C}$, на пластинах толщиной 200 мкм формируется слой n -типа, проникающий на глубину всего 0,5 мкм, т. е. p - n -переход залегает у самой поверхности солнечного элемента. Это сделано для того, чтобы носители заряда различных знаков, сгенерированные под действием излучения, как можно скорее попадали в зону влияния p - n перехода, иначе они вновь встретятся друг с другом и

самокомпенсируются, не внося никакого вклада в генерацию электрического тока.

На рабочую поверхность солнечных элементов наносится антиотражающее покрытие 3 (см. рис. 2.3), уменьшающее отражение с 11 до 1–2 %.

Лицевая поверхность элементов служит для максимального поглощения излучения, падающего на нее. По этой причине контакт, расположенный на этой стороне солнечного элемента, выполняется в виде решетки, обычно состоящей из двух-трех широких контактных площадок и нескольких десятков тонких токособирающих линий, расположенных перпендикулярно к широким (рис. 2.4). Контактная решетка выполняется методом трафаретной печати серебросодержащими пастами.

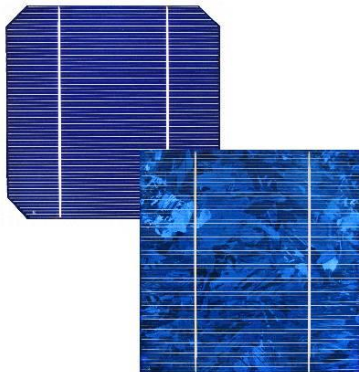


Рис. 2.4. Лицевая металлизация солнечного элемента

Важным моментом при нанесении лицевой металлизации является то, что p - n -переход залегает на глубине около 0,5 мкм и металл серебряной пасты должен надежно войти в n -слой кремния, но при этом не достичь p -слоя, иначе будет иметь место электрический контакт между двумя типами полупроводника и солнечный элемент окажется короткозамкнутым.

На тыльную поверхность солнечного элемента наносится два типа металла: сплошной слой алюминия и точечная серебряная металлизация, выполняющая функцию контакта.

После нанесения каждого слоя пасты солнечный элемент сушат в специальных печах, а после нанесения всех трех слоев (один на ли-

цевой и два на тыльной стороне) он отправляется на завершающий обжиг.

Кроме рассмотренных выше кристаллических кремниевых элементов в последнее время активно развивается производство тонкопленочных солнечных элементов, в составе которых содержится всего около 1 % кремния по отношению к массе подложки. Из-за меньшего расхода материалов на поглощающий слой такие элементы дешевле в производстве, но пока имеют меньшую эффективность (менее 20 %) и неустранимую деградацию характеристик во времени.

Мировой рекорд эффективности прямого преобразования солнечной энергии в электрическую принадлежит французским компаниям Soitec и CEA-Leti, чей многослойный солнечный элемент обеспечил 46 % КПД.

Солнечные батареи состоят из набора солнечных элементов (фотоэлектрических преобразователей), которые непосредственно преобразуют солнечную энергию в электрическую. Установка нескольких солнечных батарей на одно основание называется солнечной панелью (рис. 2.5).

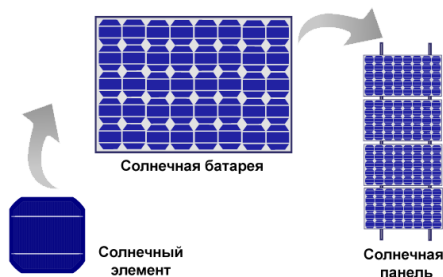


Рис. 2.5. Структура солнечной генерации

В составе батареи солнечные элементы соединяются последовательно и параллельно. При последовательном соединении элементов увеличивается выходное напряжение, при параллельном – ток. Для получения солнечной батареи с требуемыми параметрами тока и напряжения комбинируют оба способа соединения (рис. 2.6).

Номинальные значения напряжения (U_{SB} , В) и силы электрического тока (I_{SB} , А) солнечной батареи определяются по формулам:

$$U_{SB} = n \cdot U_{PE}; \quad (2.1)$$

$$I_{SB} = m \cdot I_{PE}, \quad (2.2)$$

где U_{PE} – номинальное напряжение солнечного элемента, В;

I_{PE} – номинальная сила тока солнечного элемента, А;

n – количество последовательно соединенных солнечных элементов в одной цепочке;

m – количество параллельно соединенных цепочек.

Электрическая мощность (P_{SB} , Вт) солнечной батареи определяется по следующей формуле:

$$P_{SB} = U_{SB} \cdot I_{SB}. \quad (2.3)$$

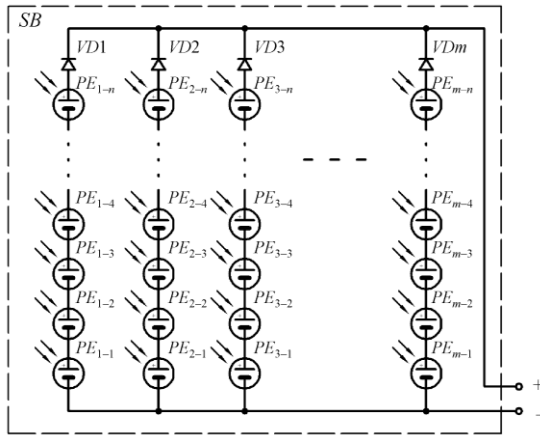


Рис. 2.6. Электрическая схема солнечной батареи

При затенении поверхности батареи солнечные элементы прекращают вырабатывать электрический ток и превращаются в его потребители. Они потребляют энергию из внешней сети, например накопленную в аккумуляторе, что приводит к их перегреву и выходу из строя. Для предотвращения этого цепочки солнечных элементов шунтируются диодами $VD1$ – VDm (см. рис. 2.6), которые допускают протекание электрического тока только в одном направлении.

Конструкция солнечной батареи (рис. 2.7) должна обеспечивать уменьшение световой деградации элементов, эффективное использование света и механическую прочность. Первое достигается примене-

нием специального стекла, поглощающего ту часть спектра солнечного света, которая заведомо не будет преобразована в электричество и лишь негативно повлияет на срок службы элементов. Поверх закаленного стекла наносится этиленвинилацетатная пленка (ЭВА), уменьшающая светопреломление и боковое отражение.

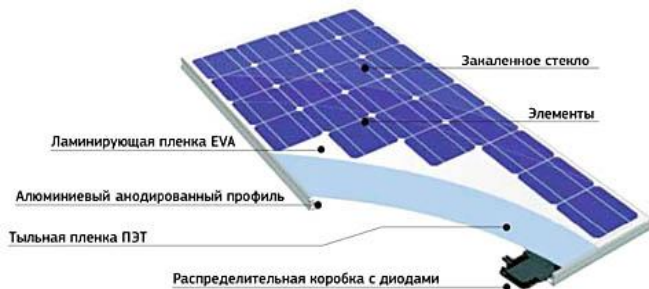


Рис. 2.7. Конструкция солнечной батареи

Солнечные элементы, стекло, пленка ЭВА укладываются на ПЭТ-подкладку и соединяются в единый «пирог» без воздушных зазоров, который помещается в металлический корпус, служащий также теплоотводом. Корпус тщательно герметизируется.

Особенностью солнечных батарей является то, что на эффективность их работы влияют место установки, время суток, пора года, погода и т. п. Поэтому для корректного сравнения различных моделей между собой необходимо стандартизировать условия измерения их параметров.

Солнечное излучение характеризуется удельной мощностью на единицу площади поверхности. Этот параметр отличается в различных регионах Земли, причем максимальная мощность солнечного излучения на нашей планете превышает $1\,300\text{ Вт/м}^2$, но для удобства за стандартное значение для солнечных батарей принято $1\,000\text{ Вт/м}^2$.

Другим важным параметром является распределение солнечного излучения по длинам волн, т. е. спектральный состав света. Для его характеристики введено понятие «воздушная масса» AM (*Air Mass*). Спектральный состав излучения с воздушной массой AM_0 соответствует спектру солнечного света за пределами атмосферы Земли; AM_1 – излучению на поверхности Земли при условии, что Солнце

находится строго над точкой наблюдения и лучи света проходят сквозь атмосферу планеты по кратчайшему пути. Для солнечных батарей стандартом является спектр $AM_{1,5}$, соответствующий солнечному излучению, прошедшему через 1,5 атмосферы Земли.

Значительное влияние на работу солнечных батарей оказывает температура, увеличение которой на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ снижает эффективность генерации электроэнергии на 0,5 %. Обычно характеристики батарей задаются для температуры $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Стандартные условия, в которых обеспечиваются заявленные технические характеристики солнечных батарей, обозначаются аббревиатурой *STC* (*Standard Test Conditions*) и указываются в следующем виде: плотность света $1\ 000\text{ Вт/м}^2$; воздушная масса $AM_{1,5}$; номинальная температура $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Технические характеристики солнечных батарей включают следующие параметры:

- номинальная мощность, Вт;
- номинальное напряжение, В;
- номинальная сила тока, А;
- напряжение холостого хода (максимальное напряжение), В;
- сила тока короткого замыкания (максимальная сила тока), А;
- рабочий диапазон температур, $^{\circ}\text{C}$;
- масса, кг;
- размеры, мм;
- стандартные условия (*STC*).

Солнечные батареи выпускаются следующих кондиций: *Grade A*, *Grade B*, *Grade C* и *Ungrade* (некондиция). В зависимости от кондиции мощность солнечной батареи к концу срока службы падает на величину: до 5 %, 5–30 % и свыше 30 % соответственно. Срок службы солнечных батарей не регламентирован стандартом, поэтому производители устанавливают его по своему усмотрению: 5, 10, 15 и 25 лет.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с конструкцией и техническими характеристиками солнечной батареи, определить тип фотоэлементов.
2. Согласно выбранному варианту (табл. 2.1), записать полученные параметры в табл. 2.2 и произвести расчет.

3. Полученные расчетные значения записать в табл. 2.2.

Таблица 2.1. Данные для расчетов

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I_{SB} , А (холостой ход)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I_{SB} , А (1 включен)	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
I_{SB} , А (2 включены)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3
I_{SB} , А (3 включены)	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
I_{SB} , А (все включены)	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Средняя освещенность $\overline{E_v}$, лк	15 000	16 000	17 000	18 000	19 000	20 000	21 000	22 000	23 000	24 000

Световой поток (лм) будет равен:

$$\Phi_v = \overline{E_v} \cdot a \cdot b, \quad (2.4)$$

где $\overline{E_v}$ – средняя освещенность солнечной батареи, лк;

a, b – длина и ширина солнечной батареи, $a = 1,2$ м; $b = 0,8$ м.

Мощность световой энергии (Вт) составит:

$$Q_v = \frac{\Phi_v}{K_v}, \quad (2.5)$$

где K_v – коэффициент световой эффективности излучения, равный 683 лм/Вт.

Электрическая мощность (Вт) солнечной батареи будет равна:

$$P_{SB} = U_{SB} \cdot I_{SB}. \quad (2.6)$$

Коэффициент преобразования световой энергии в электрическую составит:

$$\eta_{SB} = \frac{P_{SB}}{Q_v}. \quad (2.7)$$

4. Занести результаты измерений и расчетов в табл. 2.2, построить графические зависимости $U_{SB}(I_{SB})$ и $\eta_{SB}(P_{SB})$.

Таблица 2.2. Результаты измерений и расчетов

Нагрузка	U_{SB} , В	I_{SB} , А	P_{SB} , Вт	η_{SB}	$\overline{E_v}$, Лк	Φ_v , Лм	Q_v , Вт
Холостой ход (все выключатели отключены)	40						
¼ (1 вклю- чен)	40						
½ (2 вклю- чены)	40						
¾ (3 вклю- чены)	39,5						
Полная (4 выключа- теля вклю- чены)	39						

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Электрическая схема солнечной батареи (рис. 2.6).
3. Технические характеристики солнечных батарей.
4. Расчетные формулы.
5. Результаты расчетов (табл. 2.2).

Контрольные вопросы

1. Назовите основные отличия монокристаллического и поликристаллического солнечных элементов.
2. Что такое текстурирование поверхности солнечного элемента? С какой целью оно выполняется?
3. Каким образом происходит генерация электрической энергии в солнечном элементе?
4. Когда элементы в солнечной батарее соединяют последовательно и когда – параллельно?
5. С какой целью в солнечных батареях устанавливаются диоды?
6. Влияет ли температура солнечной батареи на ее КПД?

3. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ (ВЭУ)

Цель работы: изучение устройства и принципа действия ветроэнергетических установок.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить назначение, классификацию, устройство и принцип действия ВЭУ;
- 2) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Энергия ветра может быть использована в следующих целях:

- водоснабжение и электроснабжение индивидуальных хозяйств;
- водоснабжение животноводческих ферм и пастбищ.

Первичным и основным рабочим органом ВЭУ, непосредственно принимающим на себя энергию ветра и, как правило, преобразующим ее в кинетическую энергию своего вращения, является ветроколесо.

Вращение ветроколеса под действием ветра обуславливается тем, что в принципе на любое тело, обтекаемое потоком газа, действует сила F , которую можно разложить на две составляющие: 1 – вдоль скорости набегающего потока, называемую силой лобового сопротивления F_c , и 2 – в направлении, перпендикулярном скорости набегающего потока, называемую подъемной силой F_{Π} (рис. 3.1).

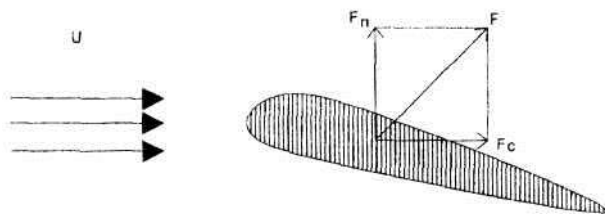


Рис. 3.1. Силы, действующие на тело, обтекаемое потоком газа:
 U – скорость газового потока; F_c – сила лобового сопротивления;
 F_{Π} – подъемная сила; F – результирующая сила

Величины этих сил зависят от формы тела, ориентации его в потоке газа и от скорости газа. Действием этих сил рабочий орган ветроустановки (ветроколесо) приводится во вращение.

Ветроустановки классифицируются по двум основным признакам: геометрии ветроколеса и его положению относительно направления ветра (рис. 3.2, 3.3).

Если ось вращения ветроколеса параллельна воздушному потоку, то установка называется горизонтально-осевой, если перпендикулярна – вертикально-осевой.

Установки, использующие силу лобового сопротивления (драг-машины), как правило, вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра, а установки, использующие подъемную силу (лифт-машины), имеют линейную скорость концов лопастей, существенно большую скорости ветра.

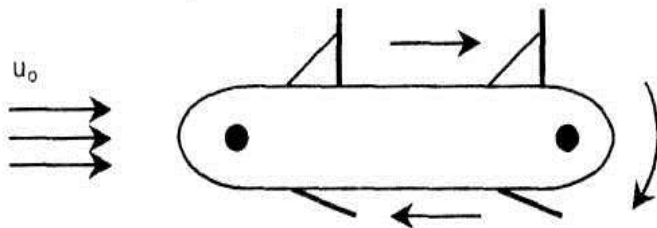


Рис. 3.2. Принципиальная схема ветроустановки, использующей силу лобового сопротивления и состоящей из укрепленных на перемещающемся ремне откидывающихся пластин

Каждое ветроколесо характеризуется:

- ометаемой площадью S , т. е. площадью, покрываемой его лопастями при вращении и равной $S = \pi \cdot D^2/4$, где D – диаметр ветроколеса;
- геометрическим заполнением, равным отношению площади проекции лопастей на плоскость, перпендикулярную потоку, к ометаемой площади (так, например, при одинаковых лопастях четырехлопастное колесо имеет вдвое большее геометрическое заполнение, чем двухлопастное);
- коэффициентом мощности C_p , характеризующим эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока и зависящим от конструкции ветроколеса;
- коэффициентом быстроходности Z , представляющим собой отношение скорости конца лопасти к скорости ветра.

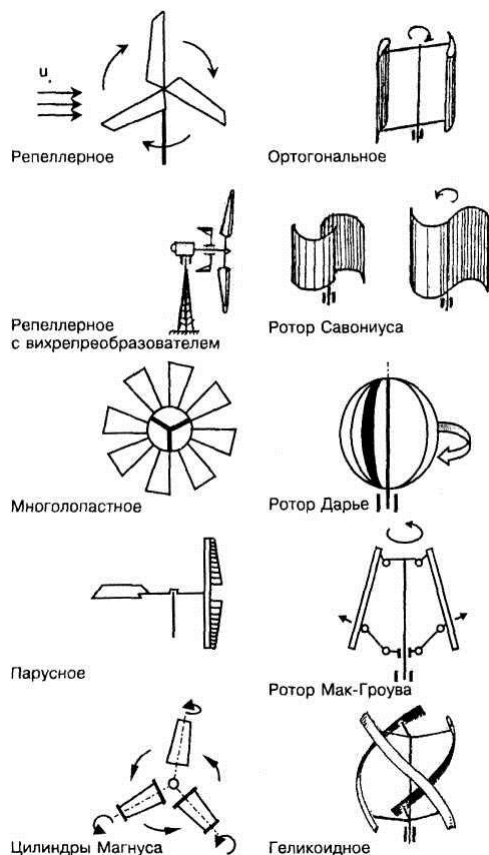


Рис. 3.3. Классификация ветроколес:
слева – ветроколеса с горизонтальной осью, справа – с вертикальной

Для применения на ВЭУ возможны следующие типы генераторов:

- 1) асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором;
- 2) синхронные генераторы с электромагнитным возбуждением;
- 3) асинхронизированный синхронный генератор;
- 4) асинхронные генераторы с фазным ротором;
- 5) синхронные генераторы (СГ) с магнитоэлектрическим возбуждением, т. е. с возбуждением от постоянных магнитов.

На территории республики выявлено 1 840 площадок для размещения ветроустановок с теоретически возможным энергетическим потенциалом 1 600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 6,5 млрд кВт · ч. Технически возможное и экономически целесообразное использование потенциала ветра не превысит 5 % от установленной мощности электростанций энергосистемы и может составить 300–350 МВт (1,0–1,5 млрд кВт · ч).

При правильном выборе места установки ветроагрегата (на возвышенностях открытой местности, на берегах водных массивов и т. п.) среднегодовая скорость ветра может достигать 6–7 м/с.

Наиболее эффективно можно применять ВЭУ на возвышенностях большей части севера и северо-запада Беларуси и в центральной части Минской области, включая прилегающие к ней районы с запада.

Расчеты, выполненные специалистами Национальной академии наук Беларуси, показали, что энергия ветра может позволить ежегодно производить 6,6–7 млрд кВт · ч электроэнергии, это эквивалентно использованию около 2 млн т у. т. в год.

В настоящий момент на территории Беларуси действует 23 ветроустановки. ВЭУ установлены в Гродненской, Минской, Витебской, Могилевской областях.

Самая крупная ветроэнергетическая установка в Беларуси действует в поселке Грабники Новогрудского района Гродненской области: ее мощность составляет 1,5 МВт. Ветроустановка под Новогрудком до сих пор остается самой большой и мощной в Беларуси, а также единственной государственной.

По заверениям специалистов, ветроустановки окупятся в течение пяти лет при среднегодовой скорости 6–8 м/с.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с конструкцией и техническими характеристиками ветроэнергетических установок.

2. Произвести расчет согласно выбранному варианту (табл. 3.1).

3. Определить суточную выработку ВЭУ и количество человек, обеспеченное в течение суток электроэнергией.

Таблица 3.1. Данные для расчетов

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
U , м/с	6	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9
D , м	5	6	7	8	9	10	11	12	13	13

При скорости ветра U и плотности воздуха ρ ветроколесо с ометаемой площадью S развивает мощность (Вт), равную:

$$P = C_p \cdot S \cdot \rho \cdot U^3 / 2, \quad (3.1)$$

где C_p – коэффициент мощности, характеризующий эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока и зависящий от конструкции ветроколеса, $C_p = 0,25$;

S – ометаемая площадь, т. е. площадь, покрываемая лопастями ветроколеса при вращении, м^2 ;

ρ – плотность воздуха, $\rho = 1 \text{ кг/м}^3$;

U – скорость ветра, равная от 6 до 7 м/с.

Ометаемая площадь (м^2) определяется по формуле

$$S = \pi \cdot D^2 / 4, \quad (3.2)$$

где D – диаметр ветроколеса, м.

Количество электроэнергии (кВт · ч), получаемой с помощью ветроустановки, рассчитывается по формуле

$$W = P \cdot t, \quad (3.3)$$

где t – среднее время работы с установленной мощностью (18 ч).

Количество электроэнергии, которая необходима для нормального существования одного человека в течение суток, принимается в среднем равной 4 кВт · ч.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Основные технические характеристики ВЭУ.
3. Ветроэнергетический потенциал Республики Беларусь.
4. Расчетные формулы.
5. Результаты расчетов.

Контрольные вопросы

1. По каким типам классифицируются ветроколеса?
2. Как влияет место установки ВЭУ на мощность?
3. Назовите основные недостатки ВЭУ.
4. Из каких элементов состоит ВЭУ?
5. Каковы перспективы использования ВЭУ в Беларуси?

4. БИОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ

Цель работы: изучение устройства и принципа действия биогазовой установки.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить назначение, классификацию, устройство и принцип действия биогазовой установки;
- 2) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Биомасса по способу получения подразделяется на следующие группы:

- продукты естественной вегетации (древесина и отходы ее переработки). В Беларуси примерно $\frac{1}{3}$ территории покрыта лесами, кустарниками и прочими насаждениями. При правильном использовании древесины и древесных отходов и быстрорастущих древесных насаждений может быть покрыто до 15 % потребности в топливе;

- отходы жизнедеятельности людей (твердые бытовые отходы и др.) перерабатываются на мусороперерабатывающих предприятиях, сконцентрированных главным образом около крупных городов. Процесс переработки заключается в сортировке, кондиционировании и сжигании с получением тепловой энергии;

- отходы сельскохозяйственного производства (навоз, помет, ботва и др.) нуждаются в переработке не только с целью получения энергии (биогаз), но и для их обеззараживания, получения качественных органических удобрений, предотвращения загрязнения окружающей среды;

- специально выращенные агрокультуры (водоросли ламинария, макроцистис, эклония) рассматриваются как источник продуктов питания, сырья для промышленности, газообразного топлива – метана или жидких веществ, похожих на нефть. Общее количество энергии, содержащейся в водорослях, составляет 25 % от количества энергии, содержащейся в таком же количестве нефти;

- использование сахарного тростника для производства автомобильного топлива практикуется в Южной Америке. Более 10 % автомобилей в Бразилии заправляются этиловым спиртом. Доказана перспективность использования рапсового масла для использования в качестве добавки к дизельному топливу.

Получение биогаза. При производстве 1 кг молока образуется 5 кг навоза, при производстве 1 кг говядины – 25 кг навоза. Сбраживание осуществляется несколькими видами бактерий, в результате из 1 м³ навоза можно получить 5–15 м³ газа.

Отходы животноводства и птицеводства являются ценным энергетическим сырьем, на базе которого в специальных установках (рис. 4.1) может быть произведен биогаз с теплотой сгорания 5 500 ккал/кг (23 045 кДж/кг). Состав биогаза следующий: метан – 55–80 %, углекислый газ – 20–45 %, сероводород – 1–1,3 %. Энергосодержание 1 м³ эквивалентно 0,72 кг дизтоплива, 0,62 м³ природного газа или 1 кг каменного угля.

Навоз на фермах транспортируется в сборники, откуда с помощью помпы поступает в реактор. Если одновременно в процессе участвует несколько хозяйств, то сырье с ферм поставляется на грузовиках. Растительные отходы тоже доставляются на грузовиках, перемещаются в закрытые сборники, дробятся и смешиваются с навозом.

Жидкие биологические отходы перекачиваются на биогазовую установку с помощью насосов, предварительно попадая в емкость, в которой масса гомогенизируется и подогревается до нужных температур, иногда охлаждается. Доставка твердых отходов осуществляется по транспортной ленте, на грузовой технике или другим способом. Их могут добавлять к жидкой массе, смешивая с ней, или помещать в шнековый загрузчик.

Гомогенизация с навозом идет в реакторе-ферментаторе, оборудованном мощными мешалками. Реактором называется герметичный резервуар, изготовленный из стали или кислотостойкого железобетона, теплоизоляционный для поддержания фиксированной температуры с целью оптимизации условий сбраживания отходов благодаря жизнедеятельности микроорганизмов. В реактор бактерии вводят единожды, только при первом запуске, путем введения концентратов, добавления свежего навоза или части биомассы с другого реактора. Для перемешивания биомассы в крышке аппарата располагают наклонные миксеры или устраивают погруженные мешалки, тем самым устраняя причины появления осадка и плавающих слоев. Материалом всех перемешивающих устройств служит нержавеющая сталь. В отдельных случаях отходы перемешиваются не механически, а гидравлически, когда масса подается насосами по трубкам в среду обитания бактерий. Навоз животных – первостепенный источник микробов. Но эти микроорганизмы не приносят вреда, и в силу герметичности системы реакторы могут размещать вблизи от ферм.

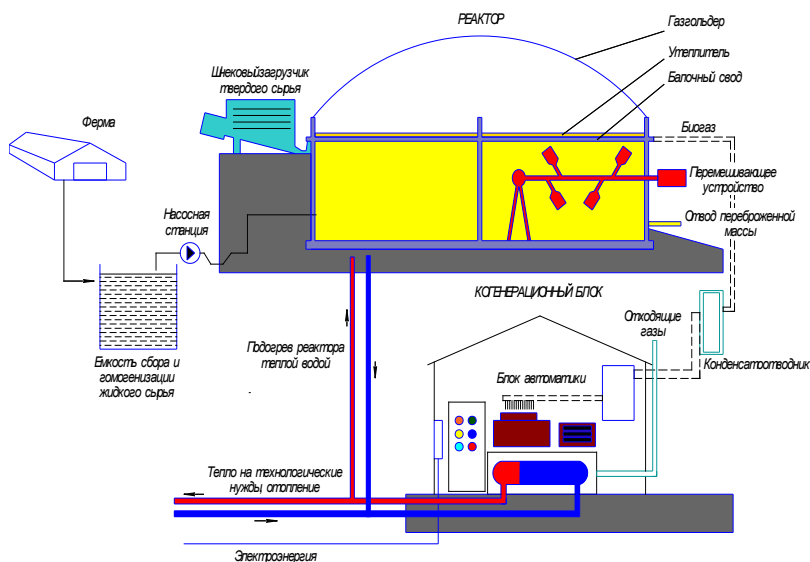


Рис. 4.1. Схема работы биогазовой установки

Реактор подогревается теплой водой. На входе в реактор температура воды должна быть $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, на выходе – около $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Системой подогрева является сеть трубок внутри стенок реактора либо на их внутренней стороне. Если биогазовая установка комплектуется когенерационной установкой, то оставшейся при охлаждении генератора рециркуляционной водой ($90\text{ }^{\circ}\text{C}$) подогревают реактор, изначально доведя ее до нужного уровня ($60\text{ }^{\circ}\text{C}$). В сезон зимы для функционирования биогазовой установки требуется до 70 % вторичного тепла, выделенного теплоэлектрогенератором, летом – всего 10 %. Если биогазовую установку эксплуатируют только с целью получения газа, теплая вода берется из водогрейного котла.

Процесс гидравлического отставивания в реакторе в зависимости от субстратов длится по-разному: от 20 до 40 дней. Полученный биогаз или компостированный субстрат далее складывается в танкере для хранения удобрения. Биогаз хранится в специально предназначенной для этого емкости – газгольдере, где выравнивается его состав и давление. Газгольдер дополнительно накрывается тентом, между ними образуется некое пространство, куда закачивается воздух, создавая

давление и теплоизоляцию. В отдельных случаях газгольдер представляет собой многокамерный мешок, который крепится либо поверх бетонного свода ремнями, либо в отведенной бетонной емкости. Затем происходит непрерывное движение газа в газовый или дизель-газовый двигатель. Полученный газ преобразуется в тепло или электричество. Обеспечивая безопасность, крупные биогазовые установки оснащают блоками аварийности на тот случай, если двигатель выходит из строя, а газ нужно сжечь. Газовая система может быть оснащена конденсатоотводчиком, десульфулизатором, вентилятором и др. Работа биогазовой установки протекает с помощью средств контроля и автоматизации.

Вся система полностью автоматизирована. С помощью автоматики контролируется деятельность насосной станции, системы подогрева, мешалок, генератора. Для управления хватит одного человека на два часа в день, который будет вести наблюдение с компьютера.

Общий потенциал потребления полученного в качестве топлива биогаза с использованием стоков канализационно-насосных станций составляет около 66,4 млн м³ (53,1 тыс. т) с расчетной установленной электрической мощностью когенерационных установок около 22 МВт.

На данный момент введена в эксплуатацию самая мощная в Беларуси и вторая по мощности в Европе биогазовая установка в СПК «Рассвет» Могилевской области. Ее мощность составляет 4,8 МВт, мощность же самого крупного биогазового комплекса в Пенкуне (Германия) составляет 20 МВт.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с конструкцией и техническими характеристиками биогазовых установок.
2. Произвести расчет согласно выбранному варианту (табл. 4.1).
3. Определить суточную выработку биогазовой установки.

Таблица 4.1. Данные для расчетов

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поголовье КРС	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140

Общие данные. Способ содержания животных беспривязно-боксовый. Условия работы установки: мезофильное брожение с температурой процесса 32 °С, продолжительность процесса – 20 суток, загрузка навоза непрерывная с ежедневной заменой $\frac{1}{15}$ сбраживаемой

массы. Метантенк бетонный, с толщиной стенок 0,15 м, цилиндрический. Теплоизоляция – шлакобетон (0,3 м), шлаковая засыпка (0,5 м) и земляной вал (1 м). Сбраживаемая масса до температуры процесса нагревается за счет водяных теплообменников. Перемешивание массы механическое за счет электрического привода.

Для расчета основных параметров биогазовой установки необходимо найти значения следующих показателей

1. Суточный выход экскрементов (кг) составит:

$$m_{\text{сут эк}} = N_{\text{ж}} \cdot m_{\text{уд}}, \quad (4.1)$$

где $N_{\text{ж}}$ – количество животных, гол.;

$m_{\text{уд}}$ – удельный выход экскрементов в сутки, для КРС – 50 кг.

Если навоз загружается с подстилкой, необходимо применять поправочный коэффициент K , учитывающий органическую массу подстилки. Тогда

$$m'_{\text{сут эк}} = m_{\text{сут эк}} \cdot K. \quad (4.2)$$

2. Доля сухого вещества (СВ) в загружаемом материале (кг) определяется по формуле

$$m_{\text{св}} = m_{\text{сут эк}} \cdot \left[1 - \frac{W_{\text{эк}}}{100} \right], \quad (4.3)$$

где $W_{\text{эк}}$ – влажность массы экскрементов, %.

В расчетах можно принять, что средняя влажность навоза КРС составляет 85–90 %.

3. Доля сухого органического вещества (СОВ) в навозе (кг) определяется по следующей формуле:

$$m_{\text{сов}} = m_{\text{св}} \cdot \frac{P_{\text{сов}}}{100}, \quad (4.4)$$

где $P_{\text{сов}}$ – доля СОВ в сухом веществе навоза, для дойных коров равна 80 %.

4. Выход биогаза при полном разложении СОВ навоза (м^3) определяется по формуле

$$V_{\text{полн}} = n_{\text{эк}} \cdot m_{\text{сов}}, \quad (4.5)$$

где $n_{\text{эк}}$ – выход биогаза из 1 кг СОВ различного исходного материала, м³/кг; для навоза КРС выход газа, отнесенный к массе, составляет 0,315 м³/кг.

5. Объем полученного биогаза при выбранной продолжительности метанового брожения (м³) вычисляется по формуле

$$V_6 = V_{\text{полн}} \cdot \frac{n_t}{100}, \quad (4.6)$$

где n_t – доля выхода биогаза от исходного материала при данной продолжительности метанового процесса, $n_t = 40$ %.

6. Если объем метантенка предварительно не определен, то расчет продолжается в следующем направлении.

Находят объем метантенка (м³):

$$V_M = \frac{m_{\text{св}}}{n_v}, \quad (4.7)$$

где n_v – рекомендуемый объем загрузки СВ в сутки, $n_v = 6$ кг/м³.

7. Объем метантенка необходимо согласовывать с объемом полной загрузки (м³):

$$V_{\text{полн. з}} = \frac{m_{\text{сут эк}} \cdot t_{\text{сут}}}{\rho_n}, \quad (4.8)$$

где $m_{\text{сут эк}}$ – суточная загрузка метантенка, кг/сут;

$t_{\text{сут}}$ – продолжительность процесса брожения, для КРС – 20 сут;

ρ_n – удельная плотность сбраживаемой массы, кг/м³.

Удельную плотность навоза можно считать равной удельной плотности воды (1 000 кг/м³), так как влажность навоза обычно составляет более 90 %.

Если $V_{\text{полн. з}} \ll V_M$, то значительная часть метантенка использоваться не будет. Метантенк – наиболее капиталоемкий элемент биогазовой установки, и понятно, что такой вариант экономически будет проигрывать.

При $V_{\text{полн. з}} = V_M$ могут возникнуть проблемы со сбором биогаза, так как пена, образующаяся в процессе брожения, будет забивать канал сбора биогаза. Желательно, чтобы соотношение $V_{\text{полн. з}} / V_M$ составляло 1,1–1,3.

Если собираются применять стандартный метантенк, то останавливаются на ближайшем большем его объеме; для индивидуального метантенка производят соответствующие расчеты. Рекомендуется выбирать метантенк цилиндрической формы. Для удобства сбора шлама и биогаза верхнюю и нижнюю части метантенка выполняют в виде усеченного конуса с горловиной в верхней части. Определяют способ перемешивания сбрасываемой массы (механическое перемешивание, барботаж).

Далее проводится тепловой расчет метантенка.

8. Количество теплоты, необходимое для подогрева загружаемой массы до температуры брожения в сутки (МДж), определяется по формуле

$$Q_{\text{под}} = t_{\text{сут}} \cdot C_{\text{с}} \cdot (T_{\text{пр}} - T_{\text{заг}}) \cdot \frac{1}{\eta}, \quad (4.9)$$

где $C_{\text{с}}$ – средняя теплоемкость субстрата, МДж/кг · °К;

$T_{\text{пр}}$ – температура процесса брожения, °К;

$T_{\text{заг}}$ – температура загружаемого субстрата, °К;

η – коэффициент полезного действия процесса.

Температура загружаемой массы зависит от способа загрузки навоза в метантенк: если масса поступает непосредственно из животноводческого помещения, то температура ее будет такой же, как внутри помещения; если массу берут из навозохранилища, то ее температура зависит от наружного воздуха. Для расчетов можно принять: $T_{\text{заг}} = 288$ °К, среднюю теплоемкость навоза $4,18 \cdot 10^{-3}$ МДж/(кг · °К), коэффициент полезного действия процесса 0,7.

9. Количество теплоты, теряемое субстратом в процессе теплоотдачи через стенку реактора в окружающую среду за час (МДж), определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{пот}} = \frac{1}{0,278} \cdot k \cdot F \cdot (T_{\text{пр}} - T_{\text{сред}}), \quad (4.10)$$

где k – коэффициент теплоотдачи, принимаемый равным 0,3 Вт/(м²·°К);

F – площадь поверхности теплообмена метантенка, м²;

$T_{\text{сред}}$ – температура окружающего воздуха, °К.

10. Определяют затраты энергии на перемешивание биомассы $Q_{\text{мех}}$. На основании экспериментальных данных затраты энергии на перемешивание механическими мешалками можно принять равными 30–60 Вт/м³ при режиме 4 часа работы и 7 часов паузы.

Учитывая время протекания процесса, получим, что мешалка работает 100 часов. Тогда механические потери (МДж) можно определить по формуле

$$Q_{\text{мех}} = \frac{1}{0,278} \cdot 100 \cdot V_{\text{полн. з.}} \quad (4.11)$$

11. Общие затраты энергии (МДж) на поддержание процесса в сутки:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{под}} + Q_{\text{пот}} + Q_{\text{мех}}. \quad (4.12)$$

12. Потенциальные запасы энергии биогаза (МДж), выработанного в сутки:

$$Q_{\text{выр}} = V_{\text{б}} \cdot C_{\text{б}}, \quad (4.13)$$

где $C_{\text{б}}$ – теплотворная способность биогаза, $C_{\text{б}} = 23 \text{ МДж/м}^3$.

13. Энергетический эффект установки (МДж) составит:

$$\mathcal{E}_{\text{б}} = Q_{\text{выр}} - Q_{\text{общ}}. \quad (4.14)$$

14. Коэффициент товарности биогазовой установки будет равен:

$$K_{\text{тов}} = \frac{Q_{\text{выр}} - Q_{\text{общ}}}{Q_{\text{выр}}} \cdot 100 \%. \quad (4.15)$$

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Основные технические характеристики биогазовых установок.
3. Схема биогазовой установки (рис. 4.1).
4. Расчетные формулы.
5. Результаты расчетов.

Контрольные вопросы

1. Какие бывают способы сбраживания сырья в биогазовых установках?
2. Перечислите достоинства и недостатки биогазовых установок.
3. Каков биогазовый потенциал Республики Беларусь?
4. Проанализируйте произведенные расчеты.

5. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (ВЭР)

Цель работы: изучение конструкции, назначения и принципа работы теплового насоса.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить назначение, классификацию, устройство и принцип действия теплового насоса;
- 2) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Активное внедрение тепловых насосов в качестве источников тепловой энергии в производстве и быту началось примерно в 70-х гг. прошлого века. При этом мировой уровень использования низкопотенциальной тепловой энергии Земли посредством тепловых насосов постоянно растет и сейчас составляет порядка 24 000 ТДж/год при их установленной мощности около 7 000 МВт.

Происходит внедрение тепловых насосных систем и в производственные объекты Республики Беларусь. Так, например, в Гродненской области в период с 2005 по 2019 г. запущены в эксплуатацию насосные установки на восьми предприятиях с целью снижения потребления органического топлива и повышения рентабельности производства. Также одним из крупных потребителей органического топлива является жилой фонд, на теплоснабжение которого расходуется до 35 % от общего потребления энергоресурсов.

Исходя из этого, учитывая энергетическую и экологическую эффективность теплового насоса, появляется возможность использовать его в качестве альтернативного варианта при отоплении жилого фонда.

Теоретическое обоснование принципа работы теплового двигателя и холодильной установки (теплового насоса) было отражено в цикле Карно (рис. 5.1), который он сформулировал в материалах своей диссертации в 1824 г.

Однако теплонасосную систему, пригодную для практического использования, представил общественности лорд Кельвин в 1852 г. (она аккумулировала тепловую энергию в одной или нескольких точках и передавала ее к источнику потребления посредством системы коллекторов).

В дальнейшем эта система была усовершенствована в 1855 г. австрийским инженером Петером Риттер фон Риттингером, и поэтому именно его считают изобретателем первого теплового насоса. Практическое же применение тепловой насос приобрел значительно позже, а точнее – в 40-х гг. XX в., когда изобретатель Роберт Вебер экспериментировал с холодильной машиной.

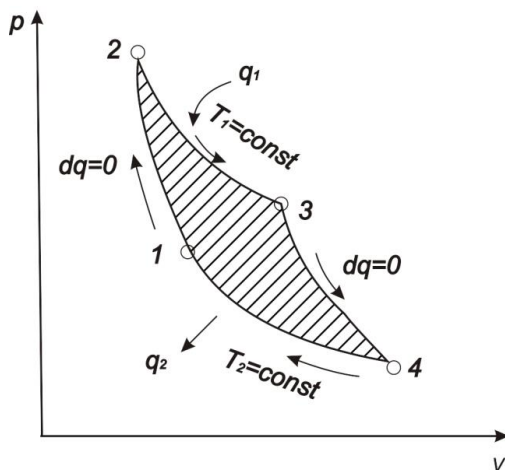


Рис. 5.1. Цикл Карно для теплового двигателя и холодильной установки (теплового насоса)

Тепловой насос – это холодильная установка, отбирающая теплоту низкого потенциала из окружающей среды и, за счет затраченной работы, отдающая потребителю теплоту высокого потенциала рабочим телом (хладагентом). Хладагент представляет собой вещество с низкой температурой кипения. В тепловых насосах чаще всего в качестве хладагента используются различные фреоны (R407C, R134a, R410a), а также углекислый газ и пропан.

Принципиальное отличие между тепловым насосом и холодильной установкой заключается в их коэффициентах преобразования теплоты. Данное различие определим на примере работы геотермального теплового насоса (рис. 5.2).

Сухой насыщенный пар хладагента адиабатно сжимается в компрессоре 1 до состояния перегретого пара.

Из компрессора перегретый пар поступает в конденсатор 2, где при конденсации отдает теплоту q_1 воде, циркулирующей в системе отопления по трубопроводу 3, и превращается в жидкость.

Далее эта жидкость подается к дросселю 4, пройдя через который, она превращается во влажный насыщенный пар со степенью сухости $x = 0,1-0,3$.

Влажный насыщенный пар поступает в испаритель 5, где под действием теплоты q_2 , отбираемой от воды в водоеме 6, превращается в сухой насыщенный.

Сухой насыщенный пар поступает в компрессор 1, и цикл повторяется.

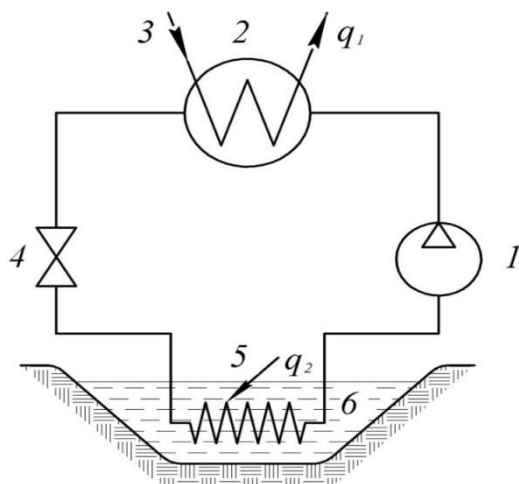


Рис. 5.2. Конструктивная схема геотермального теплового насоса:

1 – компрессор; 2 – конденсатор; 3 – трубопровод;
4 – дроссель; 5 – испаритель; 6 – водоем

Эффективность работы теплового насоса оценивается коэффициентом преобразования теплоты ψ (коэффициентом преобразования электрической энергии в тепловую – COP):

$$\psi = \frac{q_1}{l_p}, \quad (5.1)$$

где q_1 – количество тепла, которое подводится к 1 кг рабочего тела, Дж/кг;

l_p – полезная работа, совершаемая рабочим телом (газом), Дж/кг.

Полезная работа и соответственно полезное тепло (Дж/кг), которое используется в цикле, определяется по формуле

$$l_p = q = q_1 - q_2, \quad (5.2)$$

где q_2 – количество тепла, которое отводится от 1 кг рабочего тела, Дж/кг.

Для оценки эффективности холодильной установки используется холодильный коэффициент, равный отношению количества отведенной теплоты q_2 к полезной работе l_p :

$$\varepsilon = \frac{q_2}{l_p}. \quad (5.3)$$

Коэффициент преобразования теплоты ψ и холодильный коэффициент ε взаимосвязаны между собой следующим соотношением:

$$\psi = \frac{q_1}{l_p} = \frac{q_2 + l_p}{l_p} = \frac{q_2}{l_p} + 1 = \varepsilon + 1. \quad (5.4)$$

Отсюда следует, что коэффициент преобразования теплоты всегда на единицу больше холодильного коэффициента для той же установки.

При расчете коэффициента преобразования теплоты с учетом температур теплоприемника и конденсатора (обратный цикл Карно) получим:

$$\psi = \frac{q_1}{l_p} = \frac{q_1}{q_1 - q_2} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}. \quad (5.5)$$

Для оценки эффективности работы теплового насоса используем реальные условия. Например, будем считать, что температура речной воды равна $t_2 = 7^\circ\text{C}$ ($T_2 = 280\text{ K}$), а температура воды в системе отопления – $t_1 = 77^\circ\text{C}$ ($T_1 = 350\text{ K}$).

С учетом данных условий определим теоретическое значение коэффициента преобразования теплоты:

$$\psi = \frac{T_1}{T_1 - T_2} = \frac{350}{350 - 280} = 5. \quad (5.6)$$

Данные расчеты показывают, что тепловой насос передает в систему отопления теплоты в пять раз больше, чем затраченная работа на привод компрессора.

Так, например, затратив на работу теплового насоса 1 кВт электроэнергии в системе отопления, получим 5 кВт тепловой энергии.

Цикл паровой компрессорной холодильной установки, по которому работает тепловой насос, менее совершенен по сравнению с обратным циклом Карно, поэтому для реальных тепловых насосов значения коэффициента преобразования теплоты находятся в пределах $\psi = 3-5$.

Учитывая, что до 80 % тепловой энергии получается практически бесплатно, тепловые насосы в последнее время все чаще используются для отопления помещений.

Данные установки экологически чисты, так как работают без сжигания топлива и не производят вредных выбросов в окружающую среду. Работает тепловой насос по принципу холодильника, только наоборот: забирает теплоту из окружающей среды и отдает (переносит) ее в дом. Как и холодильники, тепловые насосы не требуют обслуживания до 30 лет.

Тепловые насосы можно использовать не только для системы отопления, но и для передачи теплоты в систему бытового горячего водоснабжения высокой эффективности в соответствии с возникающими потребностями.

Электронагреватели установлены практически во всех моделях тепловых насосов. Это связано с тем, что при выборе отопительной техники расчет номинальной мощности делается с учетом покрытия тепловой нагрузки в самые холодные дни (для Республики Беларусь минимальная расчетная температура составляет -26°C). Но такая температура держится всего несколько дней в году. Экономически выгоднее приобрести тепловой насос меньшей мощности, а в самые холодные дни пользоваться электрообогревом.

Комбинация двух источников теплоты – вырабатывающего дешевую энергию, но дорогостоящего (тепловой насос), и дешевого, но вырабатывающего дорогую энергию (электронагреватель), позволяет снизить стоимость капитальных затрат и увеличить срок окупаемости тепловой насосной установки.

Наибольшее распространение получили компрессионные тепловые насосы. Принцип их действия основан на использовании обратного термодинамического цикла, в котором теплота переносится от низкотемпературного источника на более высокий температурный уровень за счет расхода механической энергии (работы на сжатие рабочего вещества в компрессоре).

Современные тепловые насосы представлены на рис. 5.3.



Рис. 5.3. Современные тепловые насосы

Такие тепловые насосы могут работать в двух режимах:
- в *режиме подогрева воздуха* (холодный период года, рис. 5.4).

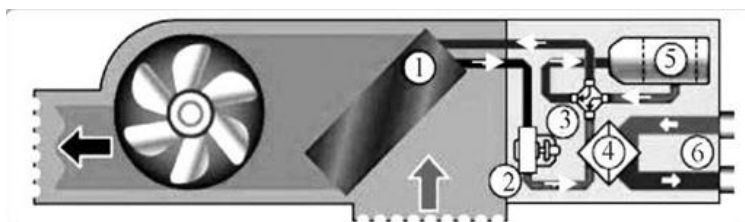


Рис. 5.4. Режим работы теплового насоса в холодный период

Низкотемпературной стороной (испарителем) является теплообменник 4. Теплота воды в нем по трубопроводу 6 передается рабочему телу теплового насоса (хладагенту), после сжатия которого в компрессоре 5 теплота передается воздуху в конденсаторе 1. Воздух в конден-

сатор поступает через патрубок 2. Подвод теплоты производится водой с температурой от +4 до +32 °С, максимальная эффективность обеспечивается при температурах в диапазоне от +15 до +30 °С. При таком температурном режиме современные ТНУ требуют электроэнергии в 3–6 раз меньше величины передаваемой теплоты;

- в режиме охлаждения воздуха (теплый период года, рис. 5.5).

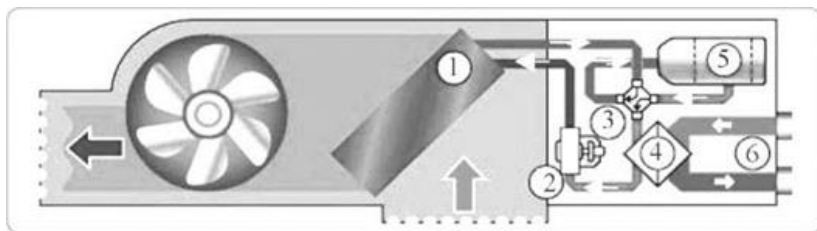


Рис. 5.5. Режим работы теплового насоса в теплый период

Управляющий (реверсивный) клапан 3 изменяет направление движения хладагента в тепловом насосе, тепловой режим и функции теплообменников 1 и 4, и теплота отводится по трубопроводу водой. В режиме подогрева воздуха низкотемпературной стороной (испарителем) является теплообменник 4, в нем теплота воды 6 передается хладагенту, после сжатия которого в компрессоре 5 теплота на более высоком уровне передается воздуху в конденсаторе 1. В режиме охлаждения за счет переключения реверсивного клапана 3 теплообменники меняются функциями.

В настоящее время масштабы использования тепловых насосов в мире следующие:

- в Швеции 50 % всего отопления обеспечивают геотермальные тепловые насосы. В Стокгольме 12 % всего отопления обеспечивается геотермальными насосами с общей мощностью 320 МВт, источник тепла – Балтийское море;

- в Швейцарии эксплуатируется свыше 60 тыс. тепловых насосов, что экономит 150 тыс. л жидкого топлива; при этом 390 тыс. т CO₂ и 325 т СО не выбрасывается в окружающую среду;

- в США ежегодно производится более 1 млн геотермальных тепловых насосов. Федеральное законодательство США при строительстве новых общественных зданий требует использовать геотермальные тепловые насосы для отопления;

- в Германии предусмотрена дотация государства на установку тепловых насосов, поэтому покупка теплового насоса стала доступна большинству населения.

Наибольший экономический эффект тепловые насосы дают при комбинированном производстве теплоты и холода. Например, на МТФ тепловые насосы применяются в режиме теплохолодильных установок для охлаждения молока и одновременного получения воды на нужды горячего водоснабжения.

Преимущества использования тепловых насосов для систем отопления и горячего водоснабжения:

- тепловой насос долговечен и не требует особого внимания к себе. Срок эксплуатации заводских грунтовых зондов достигает 100 лет, срок работы основного узла теплового насоса-компрессора – 30 лет;

- обеспечивает отопление и холод одним и тем же оборудованием;
- высвобождает территорию, необходимую для размещения котельной, дымохода, хранилища топлива; топочной для теплового насоса может быть любое помещение;

- имеет относительно небольшую потребность в электроэнергии. Так, геотермальный тепловой насос для отопления дома площадью около 350 м² при теплопроизводительности 17 кВт будет потреблять до 5 кВт · ч электроэнергии при условии работы не более 12 часов в сутки, обеспечивая этим низкие эксплуатационные затраты;

- система отопления с использованием теплового насоса взрыво- и пожаробезопасна, не требует специального обслуживания, проста в управлении;

- это экологически чистый метод отопления и кондиционирования, характеризующийся отсутствием выбросов CO₂ и других продуктов горения;

- тепловой насос имеет максимальную автономность – необходимо только электричество, отсутствует потребность в газоснабжении.

В зависимости от источника теплоты низкого потенциала тепловые насосы подразделяются на геотермальные, воздушные и использующие низкопотенциальную теплоту искусственного происхождения (сбросные воды, продукты технологических процессов, вытяжной воздух систем вентиляции и др.).

Геотермальные тепловые насосы используют теплоту земли, наземных водоемов или подземных грунтовых вод. Тепловой режим грунта поверхностных слоев Земли формируется под действием двух основных факторов – падающей на поверхность солнечной радиации и

потоком радиогенного тепла из земных недр. Сезонные и суточные изменения интенсивности солнечной радиации и температуры наружного воздуха вызывают колебания температуры верхних слоев грунта. Глубина проникновения суточных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности падающей солнечной радиации в зависимости от конкретных почвенно-климатических условий колеблется в пределах от нескольких десятков сантиметров до полутора метров. Глубина проникновения сезонных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности падающей солнечной радиации не превышает, как правило, 15–20 м.

Иногда к системам, использующим тепло Земли, относят и системы использования низкопотенциального тепла открытых водоемов, естественных и искусственных. Системы, использующие низкопотенциальное тепло водоемов, относятся к открытым, как и системы, использующие низкопотенциальное тепло грунтовых вод.

Замкнутые системы, в свою очередь, делятся на горизонтальные и вертикальные.

Горизонтальный грунтовый теплообменник устраивается, как правило, рядом с домом на небольшой глубине (но ниже уровня промерзания грунта в зимнее время). Использование горизонтальных грунтовых теплообменников ограничено размерами имеющейся площадки.

Вертикальные грунтовые теплообменники позволяют использовать низкопотенциальную тепловую энергию грунтового массива, лежащего ниже «нейтральной зоны» (10–20 м от уровня земли).

Системы с вертикальными грунтовыми теплообменниками не требуют участков большой площади и не зависят от интенсивности солнечной радиации, падающей на поверхность.

Вертикальные грунтовые теплообменники эффективно работают практически во всех видах геологических сред, за исключением грунтов с низкой теплопроводностью, например сухого песка или сухого гравия. Системы с вертикальными грунтовыми теплообменниками получили очень широкое распространение.

При эксплуатации грунтового теплообменника может возникнуть ситуация, когда за время отопительного сезона температура грунта вблизи грунтового теплообменника понижается, а в летний период грунт не успевает прогреться до начальной температуры – происходит понижение его температурного потенциала. Потребление энергии в течение следующего отопительного сезона вызывает еще большее понижение температуры грунта, и его температурный потенциал еще

больше снижается. Это заставляет при проектировании систем использования низкопотенциального тепла Земли рассматривать проблему «устойчивости» таких систем. Часто энергетические ресурсы для снижения периода окупаемости оборудования эксплуатируются очень интенсивно, что может привести к их быстрому истощению. Поэтому необходимо поддерживать такой уровень производства энергии, который бы позволил эксплуатировать источник энергетических ресурсов длительное время (100–300 лет).

Воздушные тепловые насосы аккумулируют теплоту окружающего воздуха.

Окружающий воздух является наиболее доступным источником низкопотенциальной теплоты для теплового насоса. Одним из преимуществ при выборе теплового насоса данного типа является простая схема монтажа оборудования в систему с уже установленным любым дополнительным источником тепла (например, дизельным, твердотопливным или газовым котлом). Однако стоит учитывать и то, что, ввиду особенностей климатических условий Беларуси с достаточно низкой температурой наружного воздуха в холодное время года, работа теплового насоса в отопительный период является не столь продуктивной. Кроме того, тепловые насосы, принимающие тепло от наружного воздуха, способны работать до температуры -25°C , при более низкой температуре автоматика теплового насоса будет переводить теплоснабжение потребителя от другого дополнительного источника.

Несмотря на высокую эффективность получения тепла и его экологическую чистоту активное использование их сдерживает ряд недостатков.

Для установки теплового насоса необходимы первоначальные затраты: стоимость насоса и монтажа системы составляет 300–1 200 долл. на 1 кВт необходимой мощности отопления. Время окупаемости теплонасосов составляет 4–9 лет, при сроке службы 25–30 лет до капитального ремонта.

К недостаткам геотермальных тепловых насосов, используемых для отопления, следует отнести большую стоимость установленного оборудования, необходимость сложного и дорогого монтажа внешних подземных или подводных теплообменных контуров.

Воздушные тепловые насосы менее эффективны (по сравнению с геотермальными), это связано с низкой температурой кипения хладагента во внешнем «воздушном» испарителе.

Общим недостатком тепловых насосов является сравнительно низкая температура нагреваемой воды, в большинстве не более $+50\dots+60\text{ }^{\circ}\text{C}$, причем чем выше температура нагреваемой воды, тем меньше эффективность и надежность теплового насоса.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Теоретический цикл работы теплового насоса (рис. 5.1).
3. Конструктивная схема геотермального теплового насоса (рис. 5.2).
4. Направления использования тепловых насосов.

Контрольные вопросы

1. Опишите принцип действия теплового насоса.
2. Приведите примеры использования тепловых насосов как энергосберегающего оборудования.
3. Охарактеризуйте назначение основных конструктивных элементов теплового насоса.
4. Что такое коэффициент преобразования энергии в тепловом насосе?
5. Укажите причину ограниченного использования тепловых насосов.
6. Перечислите преимущества использования теплового насоса.

6. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Цель работы: ознакомление с цепями трехфазного переменного тока и изучение основных мероприятий, позволяющих снизить потери электрической энергии.

Порядок выполнения работы:

- 1) ознакомиться со схемами энергоснабжения сельскохозяйственных предприятий;
- 2) изучить основные параметры, по которым происходит контроль качества энергоснабжения;
- 3) изучить основные способы и оборудование, позволяющие снизить потери электрической энергии;
- 4) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

В результате низкой энерговооруженности труда и надежности энергообеспечения потребителей, высокого удельного веса (до 60 %) энергоресурсов в стоимости продукции и ее высокой энергоемкости (в 3–5 раз выше, чем в развитых странах) сельскохозяйственная продукция становится неконкурентоспособной на мировом рынке.

Настоящее положение в аграрной энергетике обусловлено следующими основными причинами.

Сложилась недооценка роли энергетики в развитии АПК. Хорошо известно, что прирост энерговооруженности труда в сельском хозяйстве на 1 % повышает производительность труда на 0,5 %, тогда как увеличение основных фондов на 1 % увеличивает производительность труда лишь на 0,2 %. Известно также, что каждый миллион киловатт-часа использованной электроэнергии эквивалентен затратам 9–10 тыс. работников. В технологических процессах потребление 1 кВт · ч электроэнергии обеспечивает прирост производительности труда в 2,0–2,5 раза и снижает затраты на производство в 1,5 раза.

Действующие на производстве нормы расхода электрической энергии, как правило, статистические, устанавливались без должного научного и технико-экономического обоснования, не отражают действительных потребностей в энергоресурсах и тем самым не способствуют совершенствованию техники и технологий, рациональному использованию энергоресурсов, снижению непроизводительных рас-

ходов и потерь энергии, разработке и использованию энергоэкономичных машин и агрегатов. В результате сформирован потенциал энергосбережения в АПК, технически возможная часть которого составляет около 1,5 млн т у. т., или 30–40 % от всех расходуемых энергоресурсов.

Для эффективного электроснабжения сельского хозяйства необходимо обеспечивать высокое качество электрической энергии и надежность, постоянно контролируя режим электропотребления и значение коэффициента мощности.

Качество электрической энергии трехфазного тока, который применяется для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, определяется стабильностью его частоты f , уровнем напряжения у потребителей U_ϕ и степенью несимметрии фазных напряжений. На качество электроэнергии оказывает также влияние искажение формы кривой по сравнению с синусоидой.

Значительное снижение частоты сказывается на работе осветительных приемников; создается пульсация светового потока и, следовательно, освещенности.

Повышение и особенно снижение частоты тока влияют на работу электродвигателей, так как частота их вращения пропорциональна частоте ЭДС, а мощность – частоте вращения. Уменьшение частоты вращения электродвигателей при заданной нагрузке приводит к увеличению потребляемых ими токов, а следовательно, отражается и на режиме питающей сети, увеличивая в ней потери напряжения и энергии. Изменения активной мощности и частоты тока приводят к возрастанию потребления реактивной мощности. Изменение частоты вращения электродвигателей сопровождается нарушением технологических процессов в приводимых ими механизмах.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) и ГОСТ на качество электроэнергии регламентируют требования для поддержания частоты 50 Гц в мощных системах с точностью до $\pm 0,1$ ($\pm 0,2$) Гц.

Важным показателем, определяющим качество электроэнергии, является уровень напряжения у потребителей. Снижение напряжения по сравнению с номинальным приводит к уменьшению светового потока осветительных электроприемников, причем на каждый процент снижения напряжения получается уменьшение потока на 3–4 %. Снижение напряжения приводит к уменьшению в квадратичной зависимости вращающего момента электродвигателей, что при заданной

нагрузке сопровождается увеличением потребляемого тока, а значит, и потери напряжения в питающей сети.

Повышение напряжения у потребителей по сравнению с номинальным значением также крайне нежелательно. Оно резко сокращает срок службы осветительных приборов, вредно воздействует на все виды бытовых приборов и существенно увеличивает потребление реактивной мощности электродвигателями, что отражается и на работе питающей сети.

Стандартом установлены предельно допустимые отклонения напряжений от номинальных значений: $\pm 5\%$ для большинства потребителей и от $+10$ до -10% для отдельных групп потребителей. Для сельских потребителей значение предельно допустимых отклонений напряжения установлено $\pm 7,5\%$, а для сельских электродвигателей – от $+10$ до $-7,5\%$.

Асимметрия фазных напряжений в сельских четырехпроводных сетях напряжением 380/220В возникает вследствие неравномерной нагрузки, связанной с неодновременностью включения электроприемников в различных фазах. Асимметрия фазных напряжений существенно отражается на работе осветительных и силовых электроприемников. Для осветительных электроприемников в разных фазах создаются неодинаковые условия, и соответственно при одинаковой их мощности и типе от них получают разные световые потоки. В электродвигателях при несимметрии напряжения, кроме нормального вращающегося магнитного поля, возникает инверсное (обратное) поле, уменьшающее вращающий момент двигателя и его мощность. Это поле также вызывает дополнительные потери, что увеличивает нагрев двигателей, их вибрацию и сокращение срока службы.

Асимметрию напряжения в сельских сетях уменьшают равномерным распределением нагрузки по фазам и применением понижающих трансформаторов.

В настоящее время электроснабжение сельскохозяйственных потребителей осуществляется по линиям электропередачи напряжением 0,4; 10; 35 кВ. На долю распределительных электрических сетей, обеспечивающих также электроснабжение сельскохозяйственных потребителей, приходится более 220 тыс. км ЛЭП напряжением 0,4–10,0 кВ и около 69 тыс. трансформаторных подстанций и распределительных пунктов напряжением 6–10/0,4 кВ, общей установленной мощностью 14 тыс. МВт.

Требование к надежности электроснабжения со стороны отдельных потребителей зависит от уровня электрификации производственных процессов и быта. Отдельные потребители в разное время предъявляют различные требования к надежности электроснабжения.

Учитывая исключительно важное значение фактора надежности при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения сельскохозяйственных объектов, потребителей делят на *три категории*.

Первая категория включает объекты, нарушение электроснабжения которых на 0,5 часа влечет за собой значительный материальный ущерб, вследствие массовой порчи продукции, и серьезные нарушения технологического процесса.

К потребителям первой категории относятся:

- фермы и комплексы по производству молока на 800 коров и более;
- по выращиванию и откорму свиней на 12 тыс. гол. и более;
- молодняка крупного рогатого скота на 10 тыс. гол. и более;
- открытые площадки по откорму молодняка крупного рогатого скота на 20 тыс. ското-мест и более;
- по откорму коров мясных пород на 600 гол. и более;
- племенные хозяйства и хозяйства по выращиванию ремонтного молодняка кур на 25 тыс. гол. и более;
- гусей, уток и индюшек на 10 тыс. гол. и более;
- кур-несушек на 100 тыс. гол. и более;
- мясных цыплят на 1 млн гол. и более.

К потребителям первой категории относятся также электроприемники особо важных объектов несельскохозяйственного назначения, расположенных в сельской местности:

- пункты неотложной помощи;
- родильные дома;
- операционные отделения больниц и т. д.

Эти потребители кроме основного источника питания должны обеспечиваться резервным электроснабжением. Резервные источники электроснабжения наиболее ответственных потребителей первой категории (по спискам, утвержденным республиканскими органами сельского хозяйства) должны вводиться в действие автоматически. При неавтоматическом вводе в действие резервное питание должно быть обеспечено не позднее чем через 30 минут после отключения основного источника электроснабжения.

Вторая категория включает объекты, перерывы в электроснабжении которых свыше 3,5 часа приводят к нарушению производственных процессов, снижению выхода сельскохозяйственной продукции и ее частичной порче.

К потребителям второй категории относятся:

- электрифицированные доильные установки и установки первичной обработки молока;
- линии по откорму свиней и крупного рогатого скота;
- животноводческие и птицеводческие фермы колхозов и совхозов;
- кормоприготовительные цехи и заводы по электромеханизированному приготовлению и раздаче кормов;
- водоснабжение для нужд животноводства и птицеводства.

К потребителям *третьей категории* относятся потребители, не относящиеся к первой и второй категориям.

Для потребителей третьей категории допускаются перерывы в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Одним из самых эффективных способов снижения потерь энергии в линиях электропередачи является применение батарей статических конденсаторов.

В настоящее время сельским хозяйством Республики Беларусь потребляется более 4 млрд кВт · ч электроэнергии, 50 % которой потребляется асинхронными двигателями. На данный период времени в сельском хозяйстве республики эксплуатируется около 1,3 млн асинхронных электродвигателей общей мощностью в миллионы киловатт (в среднем 415 двигателей на одно хозяйство).

Асинхронные электродвигатели помимо достоинств (простота, надежность в обслуживании) обладают и значительным недостатком – потребление реактивной энергии из сети, что приводит к снижению коэффициента мощности питающей сети.

Коэффициент мощности является одним из главных показателей качества питающей сети и определяет отношение активной энергии, потребляемой из сети, к полной:

$$\cos \varphi = P / S, \quad (6.1)$$

где P – активная мощность, кВт;

S – полная мощность, кВ · А.

Поэтому при проектировании и эксплуатации сетей с пониженным коэффициентом мощности с целью сокращения потерь приходится идти на уменьшение значения сопротивления ЛЭП, что связано с увеличением сечения проводов, металлоемкости электроустановок и опор линий электропередачи. Во избежание вышесказанного согласно ПУЭ все потребители должны иметь коэффициент мощности не ниже нормативного значения 0,94–0,97.

Существуют естественные и искусственные способы повышения $\cos \varphi$ (рис. 6.1).

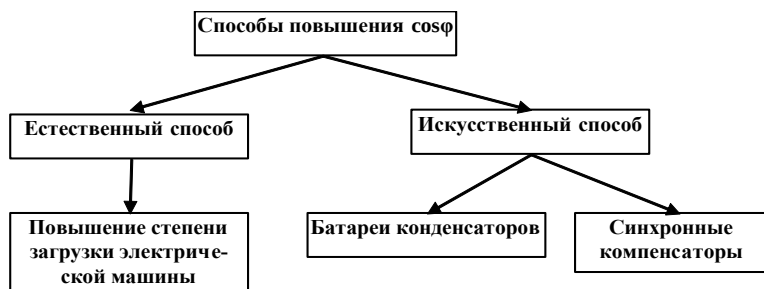


Рис. 6.1. Методы повышения коэффициента мощности

Естественный способ – экономия электроэнергии при увеличении загрузки электродвигателя рабочей машины. Как показывают практические исследования, при увеличении степени загрузки электрической машины с 50 до 80 % потери электрической энергии уменьшаются на 19 % в электродвигателе и на 30 % в питающих проводах.

Искусственный способ – экономия электроэнергии при помощи конденсаторных батарей, включенных по схеме «звезда» параллельно обмоткам асинхронного электродвигателя.

Подключение регулируемых и нерегулируемых конденсаторных установок на вводах в производственные помещения и на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ необходимо для компенсации реактивной мощности электрической нагрузки. Так, например, относительное снижение потерь энергии при компенсации реактивной мощности до коэффициента мощности 0,96 при начальном его значении 0,86 в линиях 0,38–20,0 кВ происходит на 6–12 %.

Для снижения потерь энергии в системах электроснабжения необходимо применять в сетях 0,38 кВ регулируемые комплектные конден-

саторные установки УКН-0,38 мощностью от 75 до 300 кВ · А со встроенным автоматическим регулятором и числом ступеней регулирования до 6 и разработать регулируемые комплектные конденсаторные установки мощностью до 75 кВ · А.

Использование синхронных компенсаторов. Реактивная мощность, развиваемая синхронным компенсатором, зависит от тока возбуждения.

Перевозбужденный синхронный компенсатор работает с током, опережающим напряжение сети (отдает реактивную мощность). Применяется наиболее часто для компенсации реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями.

При недовозбуждении работает с током, отстающим от напряжения сети, и потребляет реактивную мощность из сети. Применяется в часы малой нагрузки линии передачи, когда отстающий ток нагрузки не компенсирует емкостную составляющую тока линии.

Синхронный компенсатор включается в конце линии передачи непосредственно у потребителя (рис. 6.2). Компенсируя частично или полностью реактивную составляющую тока линии, он уменьшает общий ток и потери в ней.

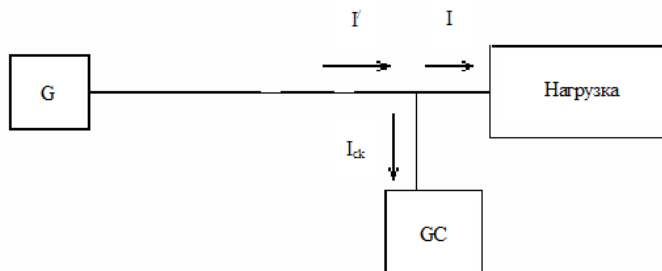


Рис. 6.2. Способ подключения синхронного компенсатора:
 G – генератор; I' – ток нагрузки до компенсации, A; I – ток нагрузки после компенсации, A; $I_{ск}$ – ток, потребляемый синхронным компенсатором, A;
 GC – синхронный компенсатор

Конструктивно синхронный компенсатор отличается от синхронной машины тем, что у него отсутствует (или имеет незначительный диаметр) нагрузочный вал.

Промышленностью выпускаются синхронные компенсаторы типа СК-300.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с принципом работы конденсаторных батарей и синхронных компенсаторов.
2. Произвести расчет согласно выбранному варианту (табл. 6.1).
3. Определить емкость конденсаторной батареи.

Таблица 6.1. Данные для расчетов

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P , Вт	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400
U , В	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
I , А	2	2,1	2,2	2,3	3	4	4,2	4,5	5	5,3
I_c , А	1,5	1,8	2	2,2	2	3	4	4,1	4	4,5

Полная мощность ($B \cdot A$), потребляемая из сети, определяется по формуле

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (6.2)$$

где P – активная мощность, потребляемая из сети, Вт;

Q – реактивная мощность, потребляемая из сети, $B \cdot A$.

$$S = U \cdot I, \quad (6.3)$$

где U – фазное напряжение, потребляемое из сети, В;

I – ток, потребляемый из сети, А.

Активная мощность рассчитывается по выражению

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad (6.4)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Реактивная мощность ($B \cdot A$) определяется по зависимости

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi, \quad (6.5)$$

где $\sin \varphi$ – синус угла между фазным напряжением и током.

Тригонометрическая зависимость имеет следующий вид:

$$\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1. \quad (6.6)$$

Тогда

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}. \quad (6.7)$$

Мощность батареи ($B \cdot A$) статических конденсаторов определяется по формуле

$$Q_c = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (6.8)$$

где P – активная мощность электрической цепи, Вт;

$\operatorname{tg} \varphi_1$, $\operatorname{tg} \varphi_2$ – соответственно тангенсы угла сдвига фаз до и после установки компенсирующего устройства (батареи статических конденсаторов).

Емкость батареи (мкФ) статических конденсаторов рассчитывается по выражению

$$C = \frac{Q_c \cdot 10^{-3}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot U^2}, \quad (6.9)$$

где f – частота питающей сети, Гц;

U – фазное напряжение, В.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Методы повышения коэффициента мощности (рис. 6.1).
3. Категории потребителей по энергоснабжению и объекты.
4. Результаты расчетов.

Контрольные вопросы

1. Какие вы знаете способы повышения коэффициента мощности?
2. Почему необходимо повышать коэффициент мощности?
3. Какое электрическое оборудование при работе потребляет реактивную мощность и почему?
4. Какой из способов повышения коэффициента мощности, на ваш взгляд, является наиболее эффективным и почему?
5. На какие категории подразделяются потребители электрической энергии?

7. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ОБЩЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССАХ И БЫТУ

Цель работы: изучение назначения и конструкции счетчиков воды и газа.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить конструктивные особенности и назначение счетчиков воды крыльчатых и турбинных;
- 2) изучить конструктивные особенности и назначение счетчиков газа;
- 3) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Республика Беларусь располагает значительным запасом пресной воды – более 20 тыс. рек и ручьев, более 10 тыс. озер, 144 действующих водохранилища, разведано 256 месторождений подземных вод, а расходуется около 3–3,5 % от запасов.

В целом Беларусь в течение года потребляет $1,7 \cdot 10^9$ м³ воды. На душу населения потребление в среднем составляет 214 л в сутки. Стандартизация качества воды является определяющей при создании и эксплуатации систем водоснабжения. Санитарно-гигиенические требования к качеству питьевой воды регламентируются ГОСТом. Качество воды определяется органолептическими (мутность, цветность, запах и вкус воды), бактериологическими и токсикологическими (химическими) показателями. Питьевая вода не должна иметь постороннего запаха. Интенсивность запаха устанавливают по шкале от 0 до 5 баллов (отсутствие запаха – 0, очень слабый – 2, заметный – 3, отчетливый – 4, очень сильный – 5). Доля нестандартной воды, которая за год поступает из водозаборных кранов, для потребителей составляет 1,8 %, допустимый предел (по данным Всемирной организации здравоохранения) – 5 %. Сегодня уровень возмещения населением затрат за подачу воды составляет 35 %, за остальную часть платит государство.

Система водоснабжения – комплекс оборудования и сооружений для подъема, обработки, хранения, транспортирования и раздачи воды.

Категории надежности подачи воды системами водоснабжения:

I – допускающая снижение подачи воды не более 30 % расчетных расходов в течение трех суток;

II – не более 30 % в течение одного месяца или перерыв в подаче воды до 5 часов;

III – перерыв до одних суток или снижение подачи воды не более 30 % в течение одного месяца.

Сельскохозяйственные водопроводы подразделяют на два типа:

- групповые, обеспечивающие водой несколько населенных поселков, ферм и других производственных объектов, расположенных на значительном расстоянии;

- местные (локальные), обеспечивающие потребителей поселка, фермы.

Групповые водопроводы строят в районах с дефицитом пресных вод, перебрасывая их из водообеспеченных районов, или когда расположение водопотребителей агропромышленных комплексов делает целесообразным строительство для них общих внеплощадочных водопроводных сооружений.

К недостатку групповых водопроводов следует отнести крупные капиталовложения на 1 м³ воды. Себестоимость 1 м³ воды в групповом водопроводе в 1,8–2,2 раза выше, чем в местном.

Местные водопроводы обеспечивают водой отдельные поселки или фермы при водозаборе из трубчатых колодцев и родников, редко имеют очистные сооружения и насосные станции второго подъема. Вода из водоисточников поступает либо в водонапорное сооружение, либо непосредственно в водопроводную сеть к потребителю.

Для водоснабжения животноводческих ферм могут быть использованы воды рек, озер, искусственных водоемов, подземных источников и атмосферные воды. Поверхностные воды (в реках, каналах и водоемах) в санитарном отношении уступают подземным, так как подвержены загрязнению. Количество и качество воды, а также ее температура непостоянны и зависят от времени года. Такая вода нуждается в очистке, что значительно удорожает ее стоимость. Например, стоимость 1 м³ воды поверхностного источника с очисткой ее на медленных фильтрах примерно в четыре раза выше стоимости 1 м³ воды из подземного источника.

Большинство водонасосных установок, применяемых в сельском хозяйстве, составляют башенные водокачки Рожновского с погружными электродвигателями ЭЦВ.

В зависимости от назначения насосные станции подразделяются на станции первого и второго подъема. Станции первого подъема используют для забора воды из источника водоснабжения и подачи ее в про-

межуточные резервуары. Станции второго подъема служат для подачи воды из промежуточного резервуара в водонапорную сеть и напорно-регулирующие сооружения. В сельском хозяйстве чаще других применяют два типа напорно-регулирующих сооружений: водонапорные башни и пневматические котлы (безбашенные сооружения). В первом случае напор создается за счет поднятия водонапорного бака на необходимую высоту; во втором – за счет давления сжатого воздуха, заполняющего пространство выше уровня воды в герметичном котле.

Масса или объем вещества, проходящего через сечение канала за определенный промежуток времени, называется *расходом вещества*, а измеряющие его приборы – *расходомерами*. Расходомер, снабженный интегратором для суммирования показаний за какой-то промежуток времени, называют *счетчиком*.

В коммунальном хозяйстве Республики Беларусь и за рубежом наибольшее распространение получили так называемые тахометрические (скоростные) счетчики воды, принцип действия которых состоит в суммировании числа оборотов рабочего органа, установленного в поток жидкости. В зависимости от конструкции рабочего органа различают две группы счетчиков – турбинные и камерные. Для счетчиков с тангенциальной турбиной широко распространено название «крыльчатые», а счетчики с аксиальной турбиной называются «турбинные». В крыльчатых счетчиках ось вращения тангенциальной турбины перпендикулярна направлению движения воды в трубопроводе, а в турбинных счетчиках – параллельна. Камерные счетчики (объемные) изготавливают с рабочим органом в виде диска, кольцевого поршня или овальных колес. Такие счетчики выпускают зарубежные фирмы для измерения малых расходов воды (квартирные счетчики), но у нас они не получили широкого распространения. Крыльчатые и турбинные счетчики получили широкое распространение для учета воды, использованной отдельными потребителями (жилые и общественные здания, промышленные предприятия), с максимальным расходом до $800\text{--}1000\text{ м}^3/\text{ч}$.

Крыльчатые счетчики следует монтировать так, чтобы плоскость циферблата была расположена горизонтально, цифрами вверх. Турбинные счетчики могут быть установлены на горизонтальных, вертикальных или наклонных участках трубопроводов. В двух последних случаях их следует устанавливать на участках трубопроводов, подающих воду снизу вверх. Между счетчиком и задвижкой, с помощью которой регулируют расход, должен быть прямой участок трубопровода

длиной не менее $6-8 D$ (D – диаметр трубопровода, мм), в противном случае сильно возрастает погрешность показаний.

Крыльчатые счетчики воды выпускают одноструйными и многоструйными. В одноструйном счетчике вода подводится к крыльчатке одной струей, направленной по касательной к окружности, проходящей через центры лопаток крыльчатки.

В многоструйных счетчиках вода с помощью направляющего аппарата подводится к крыльчатке несколькими струями, распределенными равномерно по ее окружности.

Одноструйные счетчики по конструкции проще многоструйных и менее материалоемки (рис. 7.1).

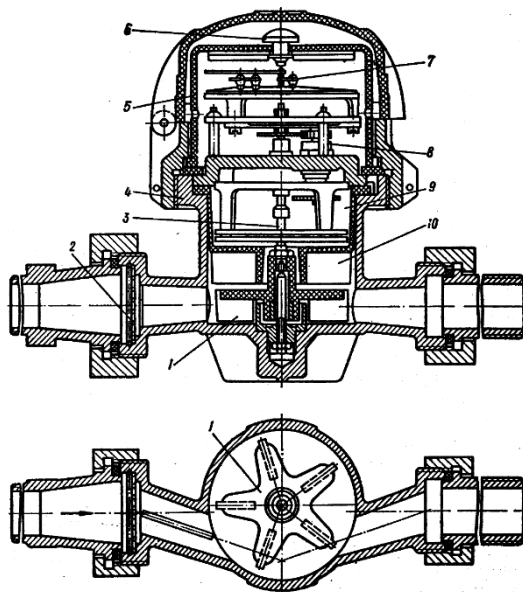


Рис. 7.1. Крыльчатый одноструйный счетчик воды:
1 – крыльчатка; 2 – сетка; 3 – ось крыльчатки; 4 – корпус;
5 – крышка; 6 – стеклоочиститель; 7 – счетный механизм;
8 – сальник; 9 – редуктор; 10 – регулировочная чашка

Одноструйные и многоструйные счетчики могут быть «мокроходами», если их счетный механизм постоянно находится в контакте с водой, или «сухоходами», если счетный механизм отделен от воды пере-

городкой. Во втором случае вращение крыльчатки передается на счетный механизм с помощью сальника, через который пропущена ось крыльчатки, или специальной магнитной муфты, состоящей из двух полумуфт – ведущей, насаженной на ось крыльчатки и находящейся в воде, и ведомой, расположенной в сухом пространстве счетного механизма. Использование магнитных муфт позволяет снизить порог чувствительности счетчиков по сравнению со счетчиками, имеющими сальник. Зарубежные фирмы выпускают счетчики с магнитными муфтами.

Счетчики «мокроходы» по сравнению с сальниковыми «сухоходами» имеют более простую конструкцию и меньший порог чувствительности. Недостатком «мокроходов» является возможность засорения счетного механизма, что ведет к его остановке или зарастанию стекла частицами отложений настолько, что становится невозможным отсчет показаний счетчика.

Крыльчатые счетчики эксплуатируются при температуре холодной воды до 50 °С, горячей – до 130 °С и максимальном давлении в воде 1,6 МПа.

Основной частью турбинных счетчиков воды является измерительная камера, обеспечивающая преобразование скорости потока в вращательное движение турбины. Измерительная камера расположена горизонтально или вертикально (рис. 7.2) в корпусе счетчика, где встроены также блок счетного механизма и регулятор.

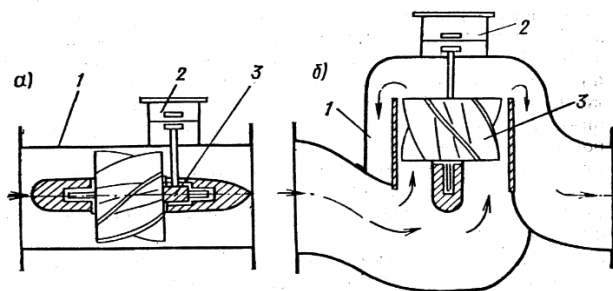


Рис. 7.2. Схема движения потока в турбинных счетчиках воды:
а – с горизонтально расположенной турбиной;
б – с вертикально расположенной турбиной

Конструкция турбинного счетчика представлена на рис. 7.3.

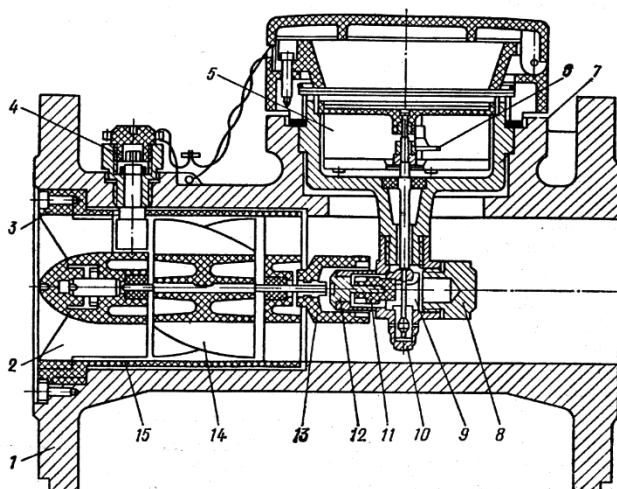


Рис. 7.3. Разрез турбинного счетчика воды МР:

- 1 – фланцы; 2 – измерительная камера; 3 – струевыпрямитель;
 4 – регулятор; 5 – блок счетного механизма; 6 – фиксатор;
 7 – чаша; 8 – заглушка; 9 – уплотнитель; 10 – регулировочный
 винт; 11 – ведомая часть магнитной муфты; 12 – опора;
 13 – ведущая часть магнитной муфты;
 14 – турбина; 15 – уплотнитель

Турбинные счетчики эксплуатируются при температуре холодной воды до 30 °С, горячей – до 130 °С и максимальном давлении в воде 1,6 МПа.

Множество счетчиков воды в городах, их установка нередко в труднодоступных местах (подвалы, колодцы), необходимость часто снимать показания счетчиков для оплаты воды делают актуальной задачу автоматизации учета водопотребления с целью снижения затрат на эксплуатацию. Вопросам автоматизации учета водопотребления уделяется большое внимание в промышленно развитых странах.

Использование счетчиков газа. Газ – одно из агрегатных состояний вещества, в котором его частицы движутся хаотически, равномерно заполняя весь возможный объем.

В практике газоснабжения населенных пунктов и сельского населения применяются различные горючие газы, отличающиеся по происхождению, химическому составу и физическим свойствам.

По происхождению горючие газы подразделяются на естественные (природные) и искусственные, вырабатываемые из твердого и жидкого топлива.

Газы чисто газовых месторождений состоят из метана с небольшим содержанием тяжелых углеводородов. Они характеризуются относительным постоянством состава и теплотворности. Газы газонефтяных месторождений наряду с метаном содержат значительное количество тяжелых углеводородов (пропан и бутан). Состав и теплота сгорания этих газов колеблются в достаточно широких пределах (от 7 559 до 12 450 ккал/м³).

По способу производства искусственные газы подразделяются на газы, получаемые:

- 1) методом сухой перегонки (разложение твердого или жидкого топлива под действием высоких температур без доступа воздуха);
- 2) путем воздействия пара на твердое или жидкое топливо при высокой температуре (водяной газ);
- 3) путем неполного сжигания твердого или жидкого топлива (генераторный и доменный газ).

Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива:

- стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда выше, чем при добыче угля и нефти;
- высокая теплота сгорания делает целесообразным транспортирование газа по магистральным газопроводам на значительные расстояния;
- обеспечивается полнота сгорания и облегчаются условия труда обслуживающего персонала;
- отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;
- газоснабжение городов и населенных пунктов значительно улучшает экологическое состояние их воздушного бассейна;
- обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достижение высоких КПД, причем наибольшее увеличение КПД достигается в жилищном и коммунальном хозяйстве (в бытовых приборах, отопительных печах и котлах малой производительности);
- является ценным сырьем для химической промышленности;

– высокая жаропроизводительность (более 2 000 °С) позволяет эффективно применять природный газ в качестве энергетического и технологического топлива.

Сжиженными углеводородными газами называют природные газы, которые при температуре окружающего воздуха и атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления (без снижения температуры) переходят в жидкости.

Основные источники получения сжиженных газов – газоконденсатные месторождения и попутные нефтяные газы. На газобензиновых заводах из этих газов извлекают этан, пропан, бутан и газовый бензин. Пропан и бутан, а также их смеси являются источниками химического сырья и газоснабжения, так как транспортировать и хранить их можно в виде жидкостей, а сжигать в виде газа.

Все природные газы бесцветны и в большинстве своем не имеют запаха. Поэтому в случае утечки их из газопроводов в различных помещениях и сооружениях может образоваться газовоздушная смесь, которая может остаться незамеченной.

Для того чтобы утечки газа были своевременно обнаружены, горючие газы, направляемые в городские газопроводы, одоризируют, придают им резкий специфический запах, по которому их легко обнаружить даже при незначительной концентрации в воздухе помещений. Наиболее часто в качестве одоранта применяют этилмеркаптан. При этом запах природных топливных газов для коммунально-бытового назначения должен ощущаться при содержании 1 % в воздухе. Запах сжиженных углеводородных газов должен ощущаться при содержании их в воздухе 0,5 % от объема.

Во всех промышленных и коммунально-бытовых предприятиях на общем вводе газопровода должен устанавливаться газовый счетчик. Измерение количества газа производится или непосредственным измерением объема (при помощи ротационных или поршневых счетчиков), или путем измерения некоторых других величин, являющихся функциями газа, проходящего по газопроводу. Например, перепад давления, происходящий при увеличении скорости потока в суженном сечении трубы. Данный метод получил наибольшее распространение в промышленности.

Для того чтобы организовать учет газового потока в любой системе (как коммунальной, так и промышленной), устанавливают счетчики газа.

Газовые счетчики относятся к отдельному классу приборов, которые предназначены для измерения объема транспортируемого по магистрали потока (в некоторых случаях учитывается проходящая масса). Объемное количество регистрируется в кубических метрах, массовое – в единицах массы (килограммах или тоннах). Для измерения количества технологических газов в большинстве случаев устанавливаются приборы учета газа именно по массе проходящего потока.

Приборы учета количества транспортируемого газа в единицу времени носят название расходомеров. Как правило, в таких счетчиках газа расход учитывается в стандартных единицах измерения ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Классифицируются счетчики газа по принципу их действия, а также по назначению (или пропускной способности) оборудования.

Классификация счетчиков газа по принципу действия.

1. *Диафрагменные (или мембранные) счетчики газа.* Принцип действия данного оборудования основан на разделении потока на отдельные объемные доли с помощью подвижных преобразовательных элементов. Учет производится методом последовательного суммирования дискретных порций. Мембранный счетчик учета газа характеризуется достаточной точностью контроля потока при относительно невысокой стоимости оборудования, длительным межповерочным интервалом (в среднем 10 лет). Однако это устройство не переносит ни временных, ни постоянных перегрузок, а кроме того, данный тип счетчиков газа чувствителен к механическим загрязнениям газовой смеси (рис. 7.4).

Диафрагменный газовый счетчик состоит из корпуса 1, крышки 2, измерительного механизма 3, кривошипно-рычажного механизма 4, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами 5 газораспределительного устройства, седла клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма.

Корпус и крышка счетчика могут быть:

- стальными, штампованными с покрытием против искрообразования и коррозии. Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной пластины 6, они обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу;

- алюминиевыми, литыми.

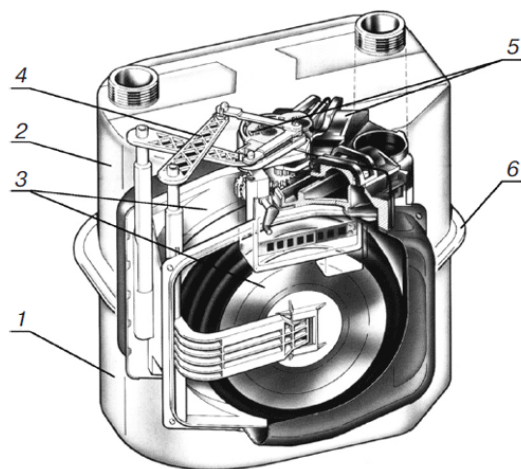


Рис. 7.4. Диафрагменный газовый счетчик: 1 – корпус; 2 – крышка;
3 – измерительный механизм; 4 – кривошипно-рычажный механизм;
5 – клапаны верхние газораспределительного устройства;
6 – стяжная пластина

Корпус и крышка счетчика в таком исполнении герметично закрываются с помощью специальных прокладок и комплекта винтов, один из которых выполняет роль пломбы. Детали и узлы измерительного механизма для мембранных счетчиков обычно изготавливают из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газе, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетного механизма и препятствует обману или остановке счетчика с помощью различных магнитов.

В зависимости от конструкции, класса (объемов измеряемого газа) измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер.

2. Ротационные счетчики газа. В приборах данного типа преобразовательным элементом, разделяющим газовый поток, является восьмиобразный ротор (рис. 7.5).

С каждым оборотом роторов происходит чередующее наполнение и опорожнение объемов с левой и правой сторон рабочей камеры, соответствующее вполне определенному количеству газа, прошедшему через данный прибор, что фиксируется обычным счетчиком оборотов,

связанным передачей с валом одного из роторов. Оборудование отличается длительным сроком эксплуатации, высокой точностью измерений даже в случае скачкообразно меняющегося объема, довольно большой пропускной способностью, устойчивостью к незначительным перегрузкам. Недостатком ротационного счетчика учета газа является относительно высокая стоимость прибора, которая объясняется особенностями изготовления (для оборудования этого типа применяют ряд дорогостоящих материалов, а также используют более тонкую подгонку деталей).

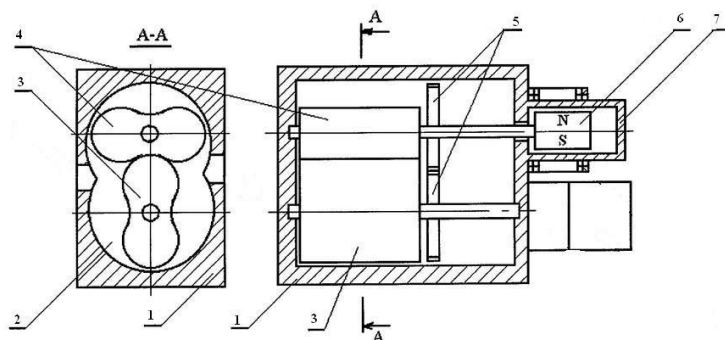


Рис. 7.5. Схема устройства ротационного счетчика:
1 – корпус; 2 – приемная камера; 3, 4 – роторы; 5 – шестерни;
6 – магнитная муфта; 7 – счетный механизм

Ротационные счетчики обеспечивают точность измерений $\pm 2\%$ на расходе от 20 до 120 % от номинального расхода.

Ротационные счетчики рассчитаны на давление не более 13 кПа, обычно их устанавливают после регулятора давления газорегуляторного пункта.

3. *Турбинные счетчики газа.* В устройствах данного типа газовый поток приводит к вращению турбины, при этом число полных оборотов в единицу времени соотносится с количеством пропущенной по магистрали газовой смеси.

В турбинном газовом счетчике (рис. 7.6) колесо турбины приводится во вращение под воздействием потока газа, число оборотов колеса прямо пропорционально протекающему объему газа. Число оборотов турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передается на счетный механизм, находящийся вне газовой

полости. Счетный механизм показывает (по нарастающей) суммарный объем газа, прошедшего через прибор при рабочих условиях.

На крайнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса – два геркона, частота замыкания контактов первого пропорциональна скорости вращения ротора турбины, т. е. скорости потока газа. При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты второго геркона замыкаются, что используется для сигнализации о несанкционированном вмешательстве.

Конструктивно турбинные счетчики газа представляют собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части которой последовательно по потоку расположен входной струйный выпрямитель, узел турбины с валом и опорами вращения. На корпусе счетчика установлен узел масляного насоса, с помощью которого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло. На корпусе турбины предусмотрены места для установки датчиков для измерения давления, температуры, импульсов.

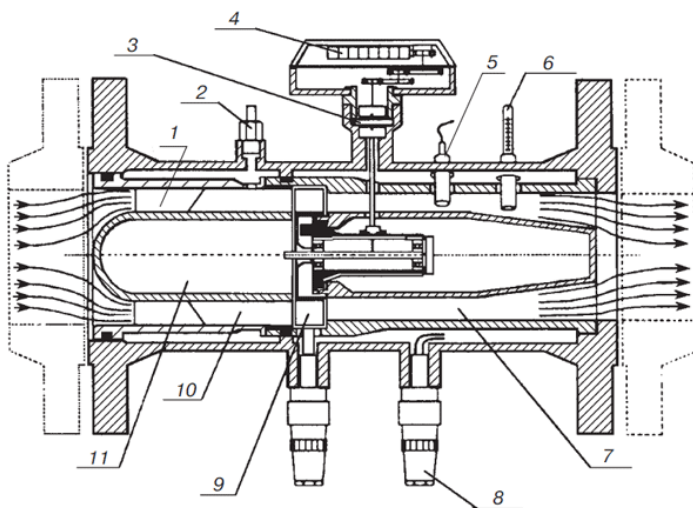


Рис. 7.6. Устройство турбинного счетчика газа:

- 1, 10 – измеряемое поперечное сечение; 2 – реле давления; 3 – магнитная муфта;
- 4 – счетный механизм; 5 – термоизмерительный зонд РТ-100;
- 6 – контрольный термометр; 7 – канал выхода; 8 – датчики импульсов;
- 9 – колесо турбины; 11 – вытесняющее тело

По степени автоматизации процесса измерений, а также обработки результатов измерений турбинные счетчики газа выпускаются в следующих вариантах комплектации:

- для раздельных измерений контролируемых параметров с произвольно выбранными средствами обработки результатов измерений (счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и т. д.);

- для полуавтоматических измерений контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений;

- для автоматических измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.

4. *Вихревые расходомеры (газовые счетчики).* Вихревыми называются газовые счетчики, основанные на зависимости от расхода частоты колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования или колебания струи либо после препятствия определенной формы, установленного в трубопроводе, либо специального закручивания потока.

Свое название вихревые расходомеры (счетчики газа) получили от явления срыва вихрей, возникающих при обтекании потоком жидкости или газа препятствия. Это препятствие обычно выполняется в виде усеченной трапецеидальной призмы (рис. 7.7). Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания.

К достоинствам вихревых счетчиков газа следует отнести: отсутствие подвижных частей, независимость показаний от давления и температуры, большой диапазон измерений, частотный измерительный сигнал на выходе, возможность получения универсальной градуировки и сравнительно небольшая стоимость.

К недостаткам вихревых газовых счетчиков относятся значительные потери давления (до 30–50 кПа) и ограничения возможностей их применения: они непригодны при малых скоростях потока газа, для измерения расхода в загрязненных и агрессивных средах.

Бытовые газовые счетчики для дома, как правило, относятся к оборудованию диафрагменного типа. Такие устройства способны с достаточной точностью учитывать газовый поток небольшого объема (до 12 м³/ч).

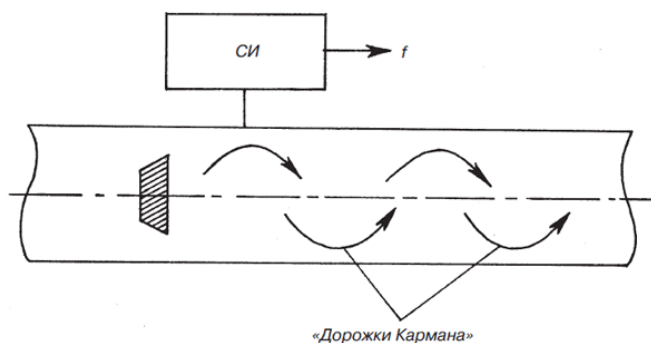


Рис. 7.7. Схема вихревого первичного преобразователя расхода
(СИ – устройство счета импульсов в вихревом счетчике газа)

Коммунальные счетчики газа могут быть представлены оборудованием мембранного, ротационного или турбинного типа, способного обеспечить достоверный контроль газового потока объемом от 10 до 40 м³/ч.

В качестве промышленных счетчиков газа применяют ротационные или турбинные приборы учета, пропускная способность которых превосходит 40 м³/ч.

В большинстве случаев при маркировке приборов учета газа производитель проставляет номинальный объем, в пределах которого оборудование способно точно учитывать газовый поток. Для того чтобы выбрать нужный прибор учета, необходимо суммировать данные, указанные в документации на все оборудование, а затем полученное значение увеличить на 30 %. Это вполне достаточный запас, который обеспечивает надежную работу прибора.

В связи с тем что объем газов значительно изменяется при нагревании, охлаждении и сжатии, их приводят к нормальным и стандартным условиям.

Температура – мера теплового состояния тела. Температуру газа, транспортируемого по газопроводам, измеряют термометрами, шкала которых имеет две постоянные точки: таяния льда (0 °С) и кипения воды (100 °С). Применяют также и шкалу Кельвина. Для измерения температуры применяют жидкостные термометры с диапазоном измерения от –200 до 1 200 °С, ртутные, спиртовые и толуоловые. Также иногда используются платиновые и медные термометры сопротивления.

Нормальными условиями принято считать температуру 0 °С и давление 101,325 кПа. На практике за единицу измерения количества газа принимают 1 м³ газа, взятого при давлении 101,325 кПа, температуре 20 °С и влажности, равной нулю. Эти условия принято считать стандартными. Для пересчета параметров, характеризующих состояние газа при нормальных и стандартных условиях, можно использовать следующие формулы:

приведение газа к нормальным условиям (м³) –

$$V_0 = V_t \cdot \frac{273,2 \cdot P_t}{(273,2 + t) \cdot P_0}; \quad (7.1)$$

приведение газа к стандартным условиям (м³) –

$$V_{20} = V_t \cdot \frac{(273,2 + 20) \cdot P_t}{(273,2 + t) \cdot P_0}, \quad (7.2)$$

где V_0 – объем газа при нормальных условиях, м³;

V_t – объем газа при заданном давлении и температуре t , м³;

P_t – давление газа при температуре t , кПа;

P_0 – нормальное давление газа, $P_0 = 101,325$ кПа.

Масса газа в единице объема называется плотностью. Применительно к газам плотность имеет размерность кг/м³ и определяется обычно при температуре 0 °С и давлении 101,325 кПа.

Чтобы показать, насколько 1 м³ данного газа легче или тяжелее 1 м³ воздуха, определяют относительную плотность. Для этого необходимо плотность газа разделить на плотность воздуха при нормальных условиях.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с назначением и принципом работы счетчиков воды и газа.
2. Произвести расчет согласно выбранному варианту (табл. 7.1).
3. Определить экономию денежных средств.

Таблица 7.1. Данные для расчетов

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V_t , м ³	13	15	17	20	22	25	28	30	33	35

Масса воды (кг), нагреваемой до температуры 80 °С при сжигании данного объема газа, определяется по формуле

$$m = \frac{Q_{\Gamma} \cdot \eta}{c \cdot (T_1 - T_2)}, \quad (7.3)$$

где Q_{Γ} – энергия, выделяемая при сжигании 1 кг газа, МДж (табл. 7.2);

η – КПД установки, $\eta = 0,9$;

c – удельная теплоемкость воды, $c = 4,19$ кДж/(кг · °С);

T_1 – начальная температура нагрева, $T_1 = 20$ °С;

T_2 – конечная температура нагрева, $T_2 = 80$ °С.

Таблица 7.2. Теплотворная способность топлива

Вид топлива	Энергосодержание (Q)		
	МДж	кВт · ч	кг у. т.
1 кг бензина	44,7	12,43	1,53
1 кг дизельного топлива	42,2	11,731	1,45
1 кг нефти	41,02	11,40	1,39
1 кг мазута	40,7	11,31	1,37
1 м ³ природного газа	33,73	9,38	1,15
1 м ³ сжиженного газа	46,05	12,80	1,57
1 кг каменного угля	35,16	9,77	1,20
1 кг бурого угля	24,0	6,67	0,82
1 кг торфа	11,72	3,26	0,40
1 кг древесины (дуб)	24,5	6,81	0,83
1 кг древесины (ива)	11,9	3,31	0,40

Масса газа (кг) вычисляется по формуле

$$m_{\Gamma} = V_{\Gamma} \cdot p, \quad (7.4)$$

где V_{Γ} – объем газа, подсчитанный счетчиком, м³;

p – плотность газа, $p = 0,8$ кг/м³.

Экономия денежных средств (руб.) при переводе системы отопления с торфа на газ рассчитывается по формуле

$$\Delta Д = (m_{\Gamma} \cdot Ц_{\Gamma}) - (V_{\Gamma} \cdot Ц_{\Gamma}), \quad (7.5)$$

где m_{Γ} – масса торфа, кг;

$Ц_{\Gamma}$ – стоимость торфа (100 руб. за 1 т в 2024 г.);

$Ц_{\Gamma}$ – стоимость 1 м³ природного газа (0,2062 руб. в 2024 г.).

Масса торфа (кг) определяется по формуле

$$m_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\Gamma}}, \quad (7.6)$$

где Q_{Γ} – энергосодержание 1 кг торфа, МДж (см. табл. 7.2).

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Назначение, конструкция и принцип работы счетчиков воды.
3. Назначение, конструкция и принцип работы счетчиков газа
4. Результаты расчетов.

Контрольные вопросы

1. Чем обуславливается необходимость использования приборов контроля расхода воды?
2. Каковы конструктивные особенности крыльчатых счетчиков воды?
3. Каковы конструктивные особенности турбинных счетчиков воды?
4. Объясните влияние температуры и давления газа на показания ротационного счетчика.
5. По полученным расчетным значениям сделайте выводы и дайте рекомендации.

8. РЕЗЕРВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Цель работы: изучение способов и методов экономии электрической энергии при эксплуатации светотехнических установок.

Порядок выполнения работы:

- 1) изучить технические характеристики различных типов светотехнических устройств;
- 2) изучить основные способы экономии электроэнергии при эксплуатации светотехнических устройств;
- 3) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Электрическими источниками оптического излучения называются устройства, преобразующие электрическую энергию в лучистую энергию оптического спектра. По способу генерирования или излучения они делятся на температурные и люминесцентные. Первую группу составляют лампы накаливания, вторую – газоразрядные лампы низкого или высокого давления, использующие эффект электролюминесценции в газе и парах металлов, в том числе и различные люминесцентные лампы, использующие эффект электролюминесценции.

Электрическое освещение (искусственное) подразделяется на рабочее, охранное, аварийное, эвакуационное (аварийное для эвакуации). При необходимости часть светильников того или иного типа (10–15 %) может использоваться для дежурного освещения (в ночное время). Искусственное освещение выполняется по схеме: общее и комбинированное (к общему дополнительно устанавливается местное освещение рабочих мест). Рабочее освещение устанавливается во всех помещениях зданий, а также на участках территорий, где производятся работы, движется транспорт.

Проектирование осветительных установок производится в соответствии с нормируемой освещенностью, качественными показателями освещения (показатель ослепленности или дискомфорта), коэффициента пульсации, коэффициента запаса. Затем выбирают систему освещения, тип источников света и светильников, их размещение, производят расчет мощности осветительных установок и применяемых ламп. Выбор освещенности производится в соответствии с требованиями СНБ 2.04.05-98 «Естественное и искусствен-

ное освещение» и отраслевыми нормами освещения сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений.

Дежурное освещение предназначено для контроля непрерывных технологических процессов при отсутствии или недостатке естественного освещения и в ночное время. Например, такое освещение необходимо в родильных отделениях на животноводческих фермах для периодического контроля в нерабочее время за состоянием животных и безопасного прохода дежурного персонала в помещение. Дежурное освещение включается и отключается независимо от рабочего.

На искусственное освещение помещений для содержания животных расходуется до 10 % всей потребляемой электроэнергии в сельском хозяйстве. Однако экономия электроэнергии в светотехнических установках не должна достигаться за счет ухудшения условий содержания животных и условий работы обслуживающего персонала. Установлено, что при повышении освещенности в коровниках с 10 до 75 люкс молочная продуктивность животных возрастает на 7 %. При оптимальных условиях освещенности производительность труда работников повышается на 5–7 %.

Источники света (лампы) характеризуются следующими параметрами: напряжение питания U (обычно 220 В); мощность лампы P , Вт; световой поток Φ , лм; световая отдача H (отношение светового потока к потребляемой мощности), лм/Вт; срок службы, ч.

На практике для освещения помещений и наружного освещения сельскохозяйственных объектов применяются следующие типы источников света:

1. Лампы накаливания применяются главным образом для создания освещенности до 50 лк. Они характеризуются низкой световой отдачей (15–20 лм/Вт), срок службы их – до 1 000 ч, номинальный световой поток – 950 лм.

2. Люминесцентные лампы ЛДЦ, ЛД, ЛХБ, ЛТБ выпускаются единичной мощностью 8–80 Вт, их световая отдача – 45–60 лм/Вт, срок службы – до 15 000 ч, номинальный световой поток – 900 лм.

3. Дуговые ртутные лампы высокого давления ДРЛ-80, ДРЛ-250, ДРЛ-125, ДРЛ-400 имеют световую отдачу 40–55 лм/Вт и срок службы до 12 000 ч, номинальный световой поток – 5 200 лм.

Для повышения эффективности использования осветительных установок в ближайшие пять лет будет увеличено применение люминесцентных и светодиодных ламп в 2 раза, ламп высокого давления –

в 2,5–3,0 раза, светильников с разрядными лампами высокого давления – в 6 раз.

Одним из направлений экономии электроэнергии является замена ламп накаливания на компактные люминесцентные лампы.

Осветительный прибор, состоящий из источника света и арматуры, называют светильником. Арматура предназначена для проведения монтажа, крепления источника света, перераспределения светового потока лампы в требуемом направлении, защиты лампы от загрязнения, воздействия окружающей среды и механических повреждений, устранения слепящего действия лампы.

Световой поток большинства источников света излучается по всем направлениям, и лишь незначительная часть его используется по назначению. Осветительная арматура изменяет направление светового потока, что создает наилучшие условия освещения рабочих мест, рассматриваемых предметов или отдельных частей помещений. В зависимости от доли светового потока, направляемого вверх или вниз (в верхнюю или нижнюю полусферу окружающего пространства), различают светильники пяти видов: *прямого света* (обозначаются буквой П и излучают свет в нижнюю полусферу более 80 %, в верхнюю – до 20 % всего потока); *преимущественно прямого света* Н (излучают в нижнюю полусферу от 60 до 80 %, в верхнюю – от 20 до 40 % всего светового потока); *рассеянного света* Р (излучают в нижнюю и верхнюю полусферы от 40 до 60 % всего светового потока); *преимущественно отраженного света* В (излучают в нижнюю полусферу от 20 до 40 %, в верхнюю – от 60 до 80 % всего светового потока); *отраженного света* О (излучают в нижнюю полусферу не менее 20 %, в верхнюю – не менее 80 % всего светового потока). Светильники имеют семь типовых кривых распределения силы света в различных направлениях. Отношение максимальной силы света к средней в данной полусфере называют коэффициентом формы кривой силы света.

Способность светильника защищать глаза от непосредственного воздействия источника света, если он расположен на небольшой высоте, определяется его защитным углом, который создается отражателем или решетчатым затемнителем осветительной арматуры. Световой поток светильника $\Phi_{\text{св}}$ всегда меньше светового потока установленно-го в нем источника света $\Phi_{\text{л}}$, так как происходят некоторые потери в светорассеивающих и отражающих материалах. Из отношения этих двух световых потоков и определяется КПД светильника:

$$\eta = \frac{\Phi_{\text{св}}}{\Phi_{\text{л}}}. \quad (8.1)$$

Кроме светотехнических показателей большое значение имеют конструкции светильников в части защиты от внешних условий и способы их установки. Обозначения светильников по степени защиты от воздействия окружающей среды аналогичны обозначениям другого электрооборудования, приводимого в данном пособии, а по способу установки они бывают стационарные (подвесные, потолочные встраиваемые, настенные пристраиваемые), опорные стационарные (настольные, напольные, венчающие, консольные) и переносные.

Для всех светильников ГОСТом установлены условные обозначения, состоящие из букв и цифр, располагаемых по определенной схеме: $X_1X_2X_3X_4X_5 - X_6X_7 - X_8X_9X_{10} - X_{11}X_{12}$. Первая буква X_1 означает источник света (Н – лампы накаливания общего назначения, С – лампы светильники, И – галогенные лампы накаливания, Л, Ф – прямые трубчатые и фигурные люминесцентные, Э – эритемные, Р – ртутные типа ДРЛ, Г – ртутные типа ДРИ, Ж – натриевые, Б – бактерицидные, К – ксеноновые трубчатые); вторая буква X_2 – способ установки светильника (С – подвесные, П – потолочные, Б – настенные, Н – настольные, Т – цокольные венчающие, В – встраиваемые, К – консольные, Р – ручные сетевые, Ф – ручные аккумуляторные, Г – головные, Д – пристраиваемые); буква X_3 – назначение светильника (П – для промышленных и производственных зданий, Р – для рудников и шахт, О – для общественных зданий, Б – для жилых и бытовых помещений, У – для наружного освещения); буквы X_4 и X_5 – двухзначное число (от 01 до 99), означающее номер серии; X_6 – число ламп в светильнике (одна не указывается); X_7 – мощность лампы в ваттах; $X_8X_9X_{10}$ – номер модификации (от 001 до 999); X_{11} – климатическое исполнение (У – с умеренным климатом, ХЛ – холодным, Т – тропическим); X_{12} – категории размещения (1 – для эксплуатации на открытом воздухе, 2 – под навесом или в помещениях с колебаниями температуры и влажности со свободным доступом воздуха, 3 – в помещениях с естественной вентиляцией без искусственного колебания температуры, 4 – в помещениях с искусственно регулируемым климатическими условиями, 5 – то же, но с повышенной влажностью). Чаще в сельском хозяйстве применяются светильники с лампами накаливания типа НСП11, ППР, НПП01, НСП02, ПСХ-60М и др., с люминесцентными лампами типа ПВЛМ, ЛСГТ02, ЛСО02, ЛДОР, с лампами ДРЛ – УПД ДРЛ, РСП11, ППД2 и др.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с назначением и принципом работы источников освещения.

2. Произвести расчет согласно выбранному варианту (табл. 8.1).

3. Определить экономию денежных средств.

Для оценки эффективности замены ламп накаливания на люминесцентные источники света выполним расчет системы освещения гаража для автомобильной техники, его ремонтного зала на десять машин.

Для ориентировочного расчета принимаем следующий режим освещения: в весенне-летний период (155 дней) освещение требуется на протяжении 3 часов в сутки; в осенне-зимний период года (210 дней) систему освещения необходимо включать на 8 часов в сутки. Длина гаража – 60 м, ширина – 21 м. Суммарное время работы ламп определяется по формуле

$$T_{\text{год}} = (T_1 \cdot t_1) + (T_2 \cdot t_2), \quad (8.2)$$

где T_1 – количество дней весенне-летнего периода;

T_2 – количество дней осенне-зимнего периода;

t_1 – время работы системы освещения в весенне-летний период, ч;

t_2 – время работы системы освещения в осенне-зимний период, ч.

Подставляя исходные данные, получим, что суммарное время работы системы освещения в течение года равно:

$$T_{\text{год}} = (210 \cdot 8) + (155 \cdot 3) = 2145 \text{ ч.}$$

Площадь гаража (м^2) определяется выражением

$$S = L \cdot B, \quad (8.3)$$

где L – длина гаража, м;

B – ширина гаража, м.

Тогда

$$S = 60 \cdot 21 = 1260 \text{ м}^2.$$

Количество (шт.) ламп накаливания (при расчете по удельной освещенности) определяется по формуле

$$K_{\text{лн}} = \frac{E_{\text{мин}} \cdot S}{\Phi_{\text{уд}}}, \quad (8.4)$$

где $E_{\text{мин}}$ – удельная освещенность помещения, лк;

$\Phi_{\text{уд}}$ – удельный световой поток источника освещения, лм.

Согласно нормам освещенности в производственных помещениях, удельная освещенность ремонтного помещения должна быть не менее $E_{\text{мин}} = 50$ лк.

Учитывая вышеизложенное, необходимое количество ламп равно:

$$K_{\text{лн}} = \frac{50 \cdot 1\,386}{950} = 73 \text{ шт.}$$

По рекомендациям принимаем для освещения 73 лампочки типа БК 215-225-75-1 мощностью 75 Вт каждая. Суммарную потребляемую мощность определяем, используя выражение

$$\Sigma P_{\text{лн}} = K_{\text{лн}} \cdot P_{\text{лн}}, \quad (8.5)$$

$$\Sigma P_{\text{лн}} = 73 \cdot 75 = 5,475 \text{ кВт.}$$

При замене ламп накаливания на дуговые ртутные лампы типа ДРЛ-125 их нужное количество определим из условия создания такой же минимальной освещенности в помещении по формуле (8.4):

$$K_{\text{дрл}} = \frac{50 \cdot 1\,386}{5\,200} = 13,3 \text{ шт.}$$

Принимаем количество ламп типа ДРЛ-125 равным 14 шт., их суммарная мощность составит:

$$\Sigma P_{\text{дрл}} = 14 \cdot 125 = 1,75 \text{ кВт.}$$

Годовой расход электроэнергии лампами накаливания определяется по формуле

$$W_{\text{лн}} = \Sigma P_{\text{лн}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (8.6)$$

$$W_{\text{лн}} = 5,475 \cdot 2\,145 = 11\,744 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой расход электроэнергии дугowymi люминесцентными лампами определяется следующим образом:

$$W_{\text{дрл}} = \Sigma P_{\text{дрл}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (8.7)$$

$$W_{\text{дрл}} = 1,75 \cdot 2\,145 = 3\,754 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Следовательно, годовая экономия электроэнергии (кВт · ч) при замене ламп накаливания на дуговые люминесцентные лампы определяется зависимостью

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{лн}} - \mathcal{E}_{\text{дрл}}. \quad (8.8)$$

Подставляя значения, получим:

$$\Delta \mathcal{E} = 11\,744 - 3\,754 = 7\,990 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

При цене электроэнергии 0,2838 руб. за 1 кВт · ч (стоимость в 2025 г.) экономия денежных средств составит:

$$\Delta \mathcal{C} = \Delta \mathcal{E} \cdot \mathcal{C}, \quad (8.9)$$

$$\Delta \mathcal{C} = 7\,990 \cdot 0,2838 = 2\,260 \text{ руб.}$$

Следовательно, расход электроэнергии при замене ламп накаливания на лампы ДРЛ-125 при прочих равных условиях снижается в три раза.

Полные затраты (тыс. руб.) при замене ламп накаливания на другой тип источников освещения оцениваются выражением

$$\mathcal{Z} = k_{\text{д}} \cdot K_{\text{дрл}} \cdot \mathcal{C}_{\text{л}}, \quad (8.10)$$

где $k_{\text{д}}$ – коэффициент, учитывающий добавочные расходы (монтаж и транспортные затраты), $k_{\text{д}} = 1,3$;

$\mathcal{C}_{\text{л}}$ – стоимость источника освещения (ДРЛ-150 – 50 руб.).

Подставляя значения, получим:

$$\mathcal{Z} = 1,3 \cdot 14 \cdot 50 = 910 \text{ руб.}$$

Целесообразность экономической замены одного типа ламп на другой определяется по формуле

$$T_3 \geq T_0, \quad (8.11)$$

где T_3 – срок эксплуатации источника освещения, лет;

T_0 – срок окупаемости проектируемого варианта, лет.

Срок эксплуатации (лет) источника освещения равен:

$$T_3 = \frac{T_p}{T_{\text{год}}}, \quad (8.12)$$

$$T_3 = \frac{12\,000}{2\,145} = 5,6 \text{ года},$$

где T_p – максимальное время работы лампы, ч.

Срок окупаемости проектируемого варианта определяется следующим образом:

$$C_{\text{окуп}} = \frac{3}{\Delta\Pi}, \quad (8.13)$$

$$C_{\text{окуп}} = \frac{910}{2\,260} = 0,4 \text{ года}.$$

Согласно формуле (8.11), $5,6 > 0,4$, следовательно, данный вариант является экономически выгодным и может быть применен на практике.

Далее, по заданию преподавателя, студенты по исходным данным, представленным в табл. 8.1 (тип лампы и площадь помещения), производят расчет самостоятельно. При этом для всех вариантов базовым являются лампы накаливания типа БК 215-225-75-1. Суммарное время работы освещения в течение года $T_{\text{год}} = 2\,145$ ч. Удельная освещенность помещения $E_{\text{min}} = 50$ лк.

Таблица 8.1. **Выбор исходных данных для расчета проектируемого варианта**

Тип лампы	Площадь помещения																
	Вариант																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЛБ-36 $\Phi_{уд} = 3\ 050\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 56\ \text{руб.}$	1000											2 500					
ЛД-40 $\Phi_{уд} = 2\ 340\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 62\ \text{руб.}$		1 100											2 100				
ЛБТ-40 $\Phi_{уд} = 2\ 780\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 65\ \text{руб.}$			1 200											2 150			
ЛБ-30 $\Phi_{уд} = 2\ 100\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 48\ \text{руб.}$				1 300											2 200		
ЛБ-20 $\Phi_{уд} = 1\ 180\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 40\ \text{руб.}$					1 400											2 250	
ЛБХ-40 $\Phi_{уд} = 2\ 720\ \text{лм}$ $\Pi_{от} = 68\ \text{руб.}$						1 500											2 300

ДРЛ-80 $\Phi_{yd} = 3\,330\text{ лм}$ $\Pi_{ct} = 40\text{ руб.}$							1 600										
КЛЭ-9 $\Phi_{yd} = 820\text{ лм}$ $\Pi_{ct} = 2,6\text{ руб.}$								1 700									
КЛЭ-11 $\Phi_{yd} = 950\text{ лм}$ $\Pi_{ct} = 2,8\text{ руб.}$									1 800								
КЛЭ-13 $\Phi_{yd} = 1\,360\text{ лм}$ $\Pi_{ct} = 6\text{ руб.}$										1 900							
КЛЭ-23 $\Phi_{yd} = 2\,300\text{ лм}$ $\Pi_{ct} = 7,6\text{ руб.}$											2 000						

Содержание отчета

1. Варианты расчета эффективности замены источников освещения.
2. Краткая характеристика основных источников света.
3. Расшифровка основных типов светильников: НСП11, ЛСГТ02, РСП11.

Контрольные вопросы

1. Чем обуславливается необходимость использования более экономичных источников освещения?
2. Какое влияние оказывает величина уровня освещенности на продуктивность животных?
3. Какие типы ламп применяют для освещения помещений и наружного освещения сельскохозяйственных объектов?
4. На какие виды подразделяется электрическое освещение объектов?
5. По полученным расчетным значениям сделайте выводы и дайте рекомендации.

9. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Цель работы: изучение путей поступления парниковых газов в атмосферу, вычисление вклада одной семьи в «парниковый эффект».

Порядок выполнения работы:

- 1) ознакомиться с классификацией парниковых газов и изучить их вклад в парниковый эффект;
- 2) изучить источники появления парниковых газов;
- 3) ознакомиться с основными причинами парникового эффекта;
- 4) проанализировать пути решения сокращения выбросов парниковых газов;
- 5) произвести расчет вклада одной семьи в парниковый эффект в течение года;
- 6) составить отчет о выполненной работе.

Общие сведения

Парниковый эффект – это естественное явление, которое повышает температуру на нашей планете для комфортного существования.

Парниковый эффект – это не катаклизм. Благодаря ему на земле живут все живые организмы, включая человека. Другое дело, что чрезмерность этого процесса, выход за допустимые пределы становится угрозой для всего живого на планете Земля. Поэтому и нужно понять, каким образом он может нести угрозу и как ее избежать.

Благодаря парниковому эффекту планета Земля является комфортным местом для жизни.

На нашу планету поступает солнечная радиация, которая нагревает поверхность. Излучение от солнца коротковолновое, поэтому парниковые газы, которые находятся вокруг Земли, свободно пропускают его. Какую-то незначительную часть солнечного света могут отразить обратно аэрозоли, которые находятся вместе с парниковыми газами в атмосфере Земли.

В свою очередь, когда планета нагревается, она отдает тепловую радиацию – инфракрасное излучение (длинные волны). Но так как излучение длинноволновое, то парниковые газы не дают полностью ему улететь в космос. Частично тепловому излучению все же удастся обойти парниковые газы, но значительная доля отражается обратно, что и повышает температуру на Земле.

Впервые это определение было использовано в 1827 г. Ж. Фурье. На эту тему им даже была написана объемная статья, в которой он рассматривал различные схемы формирования земного климата. Именно Фурье впервые выдвинул и подтвердил идею о том, что оптические свойства земной атмосферы аналогичны свойствам стекла.

Позднее шведский физик Аррениус при исследовании инфракрасных свойств водяного пара и углекислого газа выдвинул теорию о том, что их накопление в атмосфере может вызывать повышение температуры всей планеты. Впоследствии на основании этих исследований и возникло понятие парникового эффекта.

Парниковые газы – это собирательное название целого ряда газов, способных задерживать тепловое излучение планеты. В видимом диапазоне они остаются прозрачными, поглощая при этом инфракрасный спектр. У парниковых газов нет какой-то определенной формулы. Их процентное соотношение может постоянно изменяться. Итак, какие газы относят к парниковым?

К основным парниковым газам (рис. 9.1) относятся:

1. Углекислый газ (CO_2) – считается важнейшим парниковым газом антропогенного происхождения. Углекислый газ возникает и естественным путем при круговороте углерода, но именно человек увеличил его концентрацию в атмосфере на 47 % с момента индустриальной революции. Самый долгоживущий в атмосфере, вследствие этого происходит его постоянное накопление.

2. Метан (CH_4) – по своему парниковому эффекту считается даже сильнее, чем углекислый газ, но в атмосфере его заметно меньше. Естественные источники – болота и термитники. Антропогенное происхождение – свалки, сельское хозяйство, добыча угля и природного газа. Благодаря ряду свойств обладает более сильной активностью. Согласно данным Википедии, его уровень с 1750 г. в атмосфере возрос более чем в 150 раз.

3. Закись азота (N_2O) – образуется при сжигании твердых отходов и ископаемого топлива. Значительная часть N_2O идет от сельского хозяйства. Синтетические химические вещества, например гидрофторуглероды, галогенированные углеводороды, гексафторид серы и др., – это синтетические газы, основным источником которых – химическая промышленность.

4. Гексафторид серы (SF_6).

5. Гидрофторуглероды – ГФУ (HFCs).

6. Перфторуглероды – ПФУ (Perfluorocarbons – PFCs).

7. Озон (O_3) – естественным образом встречается в стратосфере и тропосфере Земли и не вызывает значительного парникового эффекта. Озон защищает планету от солнечного ультрафиолета. Его недостаток способствует образованию озоновых дыр.

8. Водяной пар – по объему занимает первое место среди всех парниковых газов, однако прямые выбросы водяного пара влияют на парниковый эффект наименьшим образом.



Рис. 9.1. Список парниковых газов и их химические формулы

Сам по себе парниковый эффект – благо в том смысле, что без него жизнь на нашей планете была бы невозможна. Если представить, что его не существует, средняя температура на Земле составляла бы $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. реки и океаны всегда были бы замерзшими и нигде не росли растения. С его же помощью на нашей планете средняя температура достигает $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Самый сильный парниковый эффект в Солнечной системе существует на Венере. Атмосфера планеты практически полностью состоит из углекислого газа, поэтому температура на поверхности Венеры достигает $475\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Кроме основных парниковых газов к усилению парникового эффекта в атмосфере приводит водяной пар. По сути, он и является основной причиной роста температуры и влажности.

Помимо вышеперечисленных, к парниковым газам относятся оксиды азота и фреоны. Вследствие активной деятельности человека их

концентрация ежегодно возрастает, что значительно усугубляет негативное влияние на окружающую среду.

Земля постоянно получает и отдает энергию. По закону сохранения энергии все это должно пребывать в радиационном балансе. Но человек своими действиями вывел систему из баланса. Когда объем парниковых газов увеличивается, они все чаще и чаще не позволяют теплу покинуть атмосферу Земли. Получается, что даже то инфракрасное излучение, которое когда-то улетало в космос, теперь частично остается с нами – глобальная температура повышается.

Ученые пришли к выводу, что средняя температура на Земле выросла на 1,1 °C с конца XIX в. Разница всего в 4 °C ранее приводила к ледниковым эпохам, поэтому эта цифра не такая уж и маленькая. Сложился научный консенсус, что в резком росте парниковых газов в атмосфере виновата хозяйственная деятельность человека.

Парниковый эффект усиливают: выбросы производств, добыча полезных ископаемых, угольные электростанции, автомобильные выхлопы, экстенсивное сельское хозяйство, эксплуатация зданий, лесные пожары, вырубки лесов.

Наибольшее повышение парникового эффекта вызывает сжигание топлива, его добыча и транспортировка, производство сырья (цемент, сталь и другие металлы), пищевая промышленность, захоронение и сжигание отходов. На них приходится примерно 70 % всех глобальных антропогенных выбросов.

Ученые вывели потенциал глобального потепления, который позволяет сравнить климатические эффекты парниковых газов за различные периоды времени. Например, за 20-летний период 1 кг метана поглощает тепловое излучение в 84 раза больше, чем 1 кг углекислого газа.

У газов разное время жизни, например, у метана оно составляет около 12 лет, у N_2O – 114 лет. Часть антропогенных выбросов углекислого газа удаляется из атмосферы в течение нескольких десятилетий, но значительная часть остается в атмосфере вплоть до нескольких тысячелетий.

Парниковые газы приводят к значительным климатическим изменениям, по своей природе источники их образования можно разделить на две большие группы:

1. Техногенные. Являются самой главной причиной возникновения парникового эффекта. К ним относятся: различные виды промышлен-

ности, использующие сжигание углеводородного топлива; разработка нефтяных месторождений; выбросы автомобильных моторов.

2. Природные. Играют второстепенную роль. Большая часть природных парниковых газов попадает в атмосферу при извержении вулканов. Также в эту группу можно отнести испарения Мирового океана и крупные лесные пожары.

Изменение температуры прямо пропорционально радиационному воздействию. Ученые уже подсчитали, что если количество углекислого газа удвоится, это вызовет потепление от 1,5 до 4,5 °C – это так называемая чувствительность климата. Уже сейчас концентрация углекислого газа в 1,5 раза выше доиндустриального уровня.

Некоммерческий исследовательский центр Oxford Economics опубликовал исследование о влиянии глобального потепления на экономику. Ученые взяли за основу показатель оптимальной температуры, при которой люди работают максимально продуктивно, а сельскохозяйственные культуры дают наибольший урожай. Эксперты определили этот показатель в 15 °C. Государства, в которых среднегодовая температура ниже этого значения, могут получить небольшие преимущества от потепления. Страны с более жарким климатом, наоборот, понесут ущерб.

В ходе исследования специалисты из Oxford Economics проанализировали данные о положении в 203 развитых и развивающихся странах и спрогнозировали падение мирового ВВП на 20 % к 2100 г. Такой вывод основан на предположении, что средняя температура продолжит расти с такой же скоростью, что и сейчас (примерно на 0,2 °C в десятилетие). Выводы специалистов из Oxford Economics подтверждают результаты более раннего исследования, которое в 2015 г. опубликовали ученые из Стэнфордского университета и Калифорнийского университета в Беркли.

По мнению экспертов из Oxford Economics, больше всего пострадает экономика Индии: ВВП на душу населения в стране упадет на 90 % к 2100 г., если выбросы парниковых газов в атмосферу не снизятся. Специалисты также предположили, каким мог бы быть этот показатель в разных странах, если бы средняя температура была на 1,1 °C ниже. Согласно прогнозу, он был бы значительно выше. Например, ВВП на душу населения в Нигерии мог бы быть на 35 % больше, чем сейчас.

Увеличение средней температуры на Земле меняет условия жизни на планете. Это приводит к следующим последствиям.

Таяние ледниковых масс. Из-за этого уменьшается процент солнечного излучения, отражаемого или возвращаемого земной поверхностью в атмосферу. Кроме того, отмечается глобальное повышение уровня моря и выброс больших метановых столбов.

Затопление островов и прибрежных городов. В Пятом оценочном докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК, 2014) указывалось, что в период с 1901 по 2010 г. средний мировой уровень моря поднялся на 19 см. Предполагается, что к 2100 г. уровень моря будет на 15–90 см выше, чем сейчас, под угрозой окажутся 92 млн человек.

Усиление ураганов. Ураганы будут более многочисленными и разрушительными. Усиление парникового эффекта не вызывает этих экстремальных климатических явлений, но увеличивает их интенсивность. Ураганы связаны с температурой моря – они образуются только над водами с температурой не менее 26,5 °С.

Миграция видов. Многие виды животных будут вынуждены мигрировать, чтобы пережить изменения в основных климатических зонах, вызванных постепенным повышением температуры. Людям также придется переехать: согласно данным Всемирного банка, к 2050 г. число людей, вынужденных покинуть свои дома из-за сильных засух или сильных наводнений, может достичь 140 млн человек.

Опустынивание плодородных районов. Глобальное потепление оказывает глубокое воздействие на процессы деградации почв и способствует опустыниванию земель в наиболее засушливых районах на планете. Опустынивание уничтожает весь биологический потенциал пострадавших районов, превращая их в бесплодную и непродуктивную землю. Как было признано ООН по случаю Всемирного дня борьбы с опустыниванием в 2018 г., 30 % земель деградировали и потеряли свою реальную ценность.

Воздействие на сельское хозяйство и животноводство. Глобальное потепление уже изменило продолжительность вегетационного периода на большей части планеты. Аналогичным образом изменения температуры и времени года влияют на распространение насекомых, инвазивных сорняков и болезней, которые могут повлиять на урожай.

То же самое происходит со скотом: климатические изменения напрямую влияют на важные виды по-разному – размножение, обмен веществ, болезни и т. п.

Существует множество путей решения проблемы, которые можно условно разделить на фантастические и реальные.

К фантастическим относится предложение распылить частички серебра в стратосфере, чтобы те отражали как можно больше солнечного света. Так, Солнце не будет нагревать нашу планету, а та в свою очередь меньше будет отдавать тепла. По этой же причине некоторые ученые предлагают искусственно вызывать облака, так как они способны отражать солнечный свет, поступающий на Землю.

Что можно реально делать уже сейчас, чтобы парниковый эффект не навредил в будущем:

- 1) сократить использование ископаемого топлива и переходить на возобновляемые источники энергии;
- 2) повышать энергоэффективность и модернизировать технологии по сбережению энергии;
- 3) заниматься устойчивым лесопользованием и контролировать лесные пожары;
- 4) переходить к экологически бережному сельскому хозяйству;
- 5) восстанавливать почвенный покров, так как потеря гумуса напрямую влияет на парниковый эффект;
- 6) отказаться от личного транспорта и переходить на велосипеды, общественный транспорт и электромобили;
- 7) повышать экологическую самосознательность среди граждан и различных администраций;
- 8) внедрять обязательную утилизацию и массовое использование вторсырья;
- 9) уменьшать потребление мяса, заменяя его органическими продуктами.

Несмотря на то, что основной причиной развития парникового эффекта на земле являются разные виды жизнедеятельности, не только человека, именно он может непосредственно повлиять на проблему. Это то, что отличает его от остальных видов. А значит, безопасное будущее планеты в его руках.

Методика выполнения работы

1. Ознакомиться с основными причинами появления парниковых газов и последствиями, которые возникают при увеличении их выбросов.

2. Согласно выбранному варианту (табл. 9.1), произвести расчет выбросов углекислого газа одной семьей в течение года.

Таблица 9.1. **Варианты заданий**

Вариант	Месяц											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	284	294	324	200	150	178	91	174	220	235	295	303
2	330	312	281	269	266	337	383	419	238	300	301	245
3	106	150	195	200	100	118	80	302	200	200	200	200
4	126	150	220	255	145	168	128	304	250	250	200	210
5	200	100	200	150	100	150	400	200	200	200	200	200
6	210	110	230	150	120	280	500	300	300	210	210	260
7	200	200	100	200	200	100	100	200	50	100	50	50
8	300	220	250	330	300	200	150	300	100	120	70	60
9	170	112	118	142	111	158	156	169	128	125	113	154
10	82	182	144	169	174	171	188	190	155	126	138	240
11	188	115	87	115	99	83	93	139	59	110	120	132
12	234	109	104	115	108	74	67	110	72	105	110	141
13	422	224	191	230	207	157	160	429	131	215	230	273
14	317	323	273	310	292	299	261	336	307	329	298	343
15	510	502	430	450	415	390	529	388	487	443	342	37
16	345	276	348	270	314	298	402	456	386	354	353	297
17	73	45	29	54	30	54	52	86	43	42	11	76

Исходя из данных табл. 9.2 определить объем производства электрической энергии на различных типах электрических станций.

Таблица 9.2. **Структура производства электрической энергии, %**

Виды станций	Беларусь	Россия	Швеция	Канада
Тепловые	57,17	62,92	10,2	8,5
Атомные	40,87	19,32	41,2	14,2
Гидроэлектростанции	1,03	17,61	37,1	70,2
Ветроэлектростанции	0,48	0,03	11,2	6,3
Солнечные электрические	0,44	0,12	0,3	0,8

По полученным данным определить выбросы парниковых газов, образующихся при производстве электрической энергии для обеспечения нужд одной семьи (табл. 9.4).

Таблица 9.4. Количество граммов эквивалента CO₂ на 1 кВт · ч электрической энергии

Виды станций	Значения
Тепловые (угольная/газовая)	950/520
Атомные	26
Гидроэлектростанции	0
Ветроэлектростанции	0
Солнечные электрические	0

Определить количество выделяемого углекислого газа одной семьей в течение года в зависимости от региона:

$$m = \sum E_{\text{эл}} \cdot q_i \cdot \alpha, \quad (9.1)$$

где $E_{\text{эл}}$ – расход электрической энергии, кВт · ч;

q_i – величина эквивалента CO₂ при производстве электроэнергии на различных электрических станциях, г;

α – доля производства электрической энергии, % (см. табл. 9.2).

Полученные данные занести в табл. 9.5.

Таблица 9.5. Количество углекислого газа за год для отдельной семьи, г

Вид топлива (страна производства)	Месяц											Год	
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь		Декабрь
Беларусь													
Россия													
Швеция													
Канада													

Содержание отчета

1. Расчет заданного варианта выбросов углекислого газа одной семьей в течение года.

2. Краткая характеристика газов, именуемых парниковыми.

3. Перечисление последствий глобального потепления для населения Земли.

Контрольные вопросы

1. Чем обуславливается необходимость уменьшения выбросов парниковых газов?

2. Какой газ оказывает наибольшее влияние на повышение температуры поверхности Земли?

3. Предложите мероприятия по уменьшению вклада бытового потребления электроэнергии в «парниковый эффект».

4. По полученным расчетным значениям сделайте выводы и дайте рекомендации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арутюнян, А. А. Основы энергосбережения. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии, энергетическое обследование и энергоаудит, способы учета и снижения потерь, экономический эффект / А. А. Арутюнян. – М. : Энергосервис, 2007. – 593 с.
2. Колесников, А. И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях : учеб. пособие / А. И. Колесников, М. Н. Федоров, Ю. М. Варфоломеев ; под ред. М. Н. Федорова. – М. : ИНФРА-М, 2005. – 123 с.
3. Севернев, М. М. Энергосберегающие технологии в сельскохозяйственном производстве / М. М. Севернев. – М. : Колос, 1992. – 190 с.
4. Добышев, А. С. Энергосберегающие технологии и машины для возделывания сельскохозяйственных культур : монография / А. С. Добышев, Ф. Ф. Зубиков, К. Л. Пузевич. – Горки, 2014. – 160 с.
5. Позняк, С. С. Энергосбережение и альтернативная энергетика / С. С. Позняк. – Минск : Право и экономика, 2015. – 188 с.
6. Основы энергосбережения : учеб. пособие / Б. И. Врублевский, С. Н. Лебедева, А. Б. Невзорова [и др.] ; под ред. Б. И. Врублевского. – Гомель : ЧУП «ЦНТУ «Развитие», 2002. – 190 с.
7. Пестис, В. К. Основы энергосбережения в сельскохозяйственном производстве : учеб. пособие / В. К. Пестис, П. Ф. Богданович, Д. А. Григорьев. – Минск : ИВЦ Минфина, 2008. – 199 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Производство электрической энергии традиционным способом.....	5
2. Фотоэлектрические преобразователи энергии	17
3. Ветроэнергетические установки (ВЭУ)	28
4. Биогазовые установки	33
5. Производство электрической энергии на основе вторичных энергетических ресурсов (ВЭР).....	41
6. Управление энергоснабжением и энергопотреблением	52
7. Энергосбережение в общепроизводственных процессах и быту	61
8. Резервы энергосбережения в сельскохозяйственном производстве	78
9. Экологические проблемы энергетики	89
Библиографический список	99