

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВАСТОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Кафедра «Возобновляемые источники энергии
и электрические системы и сети»

В.В. Кувшинов, Е.Г. Какушина, И.Ю. Софийский

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие
по изучению дисциплины
«Теоретические основы нетрадиционных
и возобновляемых источников энергии»
для студентов очного и заочного отделения
электрических специальностей

Севастополь
СевГУ
2019

УДК 620.92
К88

Р е ц е н з е н т ы:

А.В. Горпинченко - к.т.н., доцент, Институт ядерной энергии и промышленности
ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»

П.Н. Кузнецов - ст. преподаватель, Институт ядерной энергии и промышленности
ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»

Кувшинов В.В.

К88 Теоретические основы возобновляемых источников энергии: учеб.-метод. пособие по изучению дисциплины «Теоретические основы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» для студентов очного и заочного отделения электрических специальностей / В.В. Кувшинов, Е.Г. Какушина, И.Ю. Софийский – Севастополь: СевГУ, 2019. – 138 с.

Пособие охватывает все основные виды возобновляемой энергетики, вопросы итогового контроля и расчет к курсовому проекту.

Учебно-методическое пособие по изучению дисциплины «Теоретические основы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» составлено в соответствии с рабочей учебной программой курса. Оно определяет порядок изучения программного материала и выполнение контрольных заданий.

УДК 620.92

Рекомендовано к печати кафедрой «Возобновляемые источники энергии и электрические системы и сети» Института ядерной энергии и промышленности ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», протокол № 15/18 от 4 октября 2018 г.

© ФГАОУ ВО «Севастопольский
государственный университет», 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
РАЗДЕЛ 1. ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	6
1.1. История и перспективы развития гидроаккумулирующих электростанций.....	6
1.2. Классификация ГАЭС.....	11
1.3. Особенности компоновок ГАЭС.....	12
1.4. Принципиальные схемы гидроэнергетического оборудования.....	15
1.5. Основные параметры ГАЭС.....	17
1.6. Преимущества и предпосылки применения ГАЭС в России	21
РАЗДЕЛ 2. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	22
2.1. Закономерности приливных колебаний уровня.....	22
2.2. Энергетический потенциал приливной электростанции.....	23
2.3. Схемы приливных электростанций.....	25
2.4. Использование приливной энергии в различных странах.....	28
РАЗДЕЛ 3. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА.....	32
3.1. Лекции.....	32
3.2. Задачи по гидроэнергетике.....	37
3.3. Эталонные решения задач.....	39
3.4. Задания для контрольной работы.....	40
3.5. Перечень теоретических вопросов для выполнения контрольной работы.....	50
3.6. Методические указания к выполнению курсового проекта...	54
3.6.1. Структура курсового проекта.....	54
3.6.2. Оформление курсового проекта.....	54
3.6.3. Содержание курсового проекта.....	56
3.6.4. Графический материал.....	58
3.6.5. Рекомендуемая литература.....	58
3.6.6. Методика расчета гидравлической турбины.....	61
РАЗДЕЛ 4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА.....	75
4.1. Перспективы развития ветоэнергетики.....	75
4.2. Ветровые электростанции.....	76
4.3. Лекции.....	77
4.4. Задачи по ветроэнергетике.....	81
4.5. Эталон решения задач.....	85
4.6. Задания для контрольной работы.....	86
4.7. Перечень теоретических вопросов для выполнения контрольной работы.....	89
4.8. Методические указания к выполнению курсового проекта...	91
4.8.1. Структура курсового проекта.....	91
4.8.2. Оформление курсового проекта.....	92

4.8.3.	Содержание курсового проекта.....	93
4.8.4.	Графический материал.....	95
4.8.5.	Рекомендуемая литература.....	96
4.8.6.	Методика расчета ВЭУ.....	99
РАЗДЕЛ 5. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА.....		106
5.1.	Лекции.....	106
5.2.	Тестовые задания по солнечной энергетике.....	108
5.3.	Эталон решения задач.....	114
5.4	Задания для контрольной работы.....	117
5.5.	Перечень теоретических вопросов для выполнения кон- трольной работы.....	118
5.6.	Методические указания к выполнению курсового проекта...	120
5.6.1.	Структура курсового проекта.....	120
5.6.2.	Оформление курсового проекта.....	121
5.6.3.	Содержание курсового проекта.....	122
5.6.4.	Графический материал.....	123
5.6.5.	Рекомендуемая литература.....	124
5.6.6.	Методика расчета фотоэлектрической установки....	127
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ.....		138

ВВЕДЕНИЕ

В учебно-методическом пособии рассмотрены основы теории преобразования энергии ветра, геотермальной энергетики, биоэнергетики и малой гидроэнергетики в электрическую энергию, структурно-функциональное построение установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики, режимы работы этих установок. Основное внимание уделяется принципу действия, конструкциям и характеристикам, методам их подбора, определению параметров и технико-экономических показателей, необходимых при проектировании установок малой мощности. Освещены вопросы монтажа и эксплуатации оборудования для ветроэнергетики. Учебно-методическое пособие предназначено для бакалавров, обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, магистров обучающихся по направлению 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника и аспирантов, обучающихся по направлению 14.06.01 Ядерная, тепловая и возобновляемая энергетика и сопутствующие технологии», направленность профиль «Энергоустановки на основе возобновляемых источников энергии», специалистов в областях энергетики, а также для аспирантов, магистров и студентов технических направлений университетов и институтов.

В учебно-методическом пособии рассматриваются вопросы использования возобновляемых и традиционных топливно-энергетических ресурсов в энергетических отраслях России. Основное внимание уделяется использованию нетрадиционных источников энергии, таких как ветровые и солнечные установки, геотермальная энергетика, биоэнергетика и малая гидроэнергетика. Освещены вопросы технического преобразования различных видов нетрадиционных источников энергии в тепловую и электрическую энергию.

Задачей изучения дисциплины является ознакомление студентов с нетрадиционными источниками энергии, современными методами их использования, проблемами и перспективами развития нетрадиционной энергетики, а также освоение студентами методов расчета установок альтернативной энергетики, оценки их эффективности.

К сдаче допускаются студенты, выполнившие контрольную работу на положительную оценку.

Раздел 1. ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1.1. История и перспективы развития гидроаккумулирующих электростанций

Особую роль в современных энергосистемах выполняют гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые являются разновидностью гидроэлектростанций (ГЭС). ГАЭС служат для аккумуляирования электрической энергии во время низкого потребления сетями электричества (в ночной период) и отдачи её во время пиковых нагрузок, уменьшая тем самым необходимость изменения мощности в течение суток основных электростанций – атомных (АЭС) и тепловых (ТЭС).

ГАЭС представляют собой как бы объединение насосной станции и гидроэлектростанции. Идея создания запаса потенциальной энергии путем подъема насосами на некоторую высоту объема воды, а затем использования энергии этого объема на гидротурбинах имеет более чем вековую историю.

Первые ГАЭС были построены в конце 19 века в Западной Европе, в частности в 1882 г. в Швейцарии близ г. Цюриха была запущена установка Леттем мощностью 103 кВт с напором 153 м. В 1894 г. на прядильной фабрике в Италии была введена в работу установка мощностью 50 кВт с напором 64 м.

К 1900 г. в Германии, Австрии и Италии было построено еще несколько ГАЭС мощностью по 50–100 кВт. В 1912 г. в этих странах насчитывалось 7 ГАЭС с единичной мощностью агрегатов до 3 МВт. Это были преимущественно малые установки, назначением которых было повышение суточной выработки ГЭС, не имевших водохранилищ достаточной емкости.

До 1925 г. внедрение насосного аккумуляирования шло сравнительно медленными темпами. Тем не менее, в период с 1912 по 1930 г. было построено 32 ГАЭС, часть которых оборудована трехмашинными агрегатами. Первые относительно крупные ГАЭС были сооружены в конце 1920–х гг.: высоконапорная ГАЭС Треморджо мощностью 11 МВт в Италии с максимальным напором 905 м и ГЭС–ГАЭС Вегиталь в Швейцарии с мощностью турбинного режима 67 МВт, сезонным регулированием стока и гидроаккумуляированием.

К 1940 г. было введено в эксплуатацию более 40 ГАЭС. Преобладающей схемой основного гидроэнергетического оборудования стали трехмашинные агрегаты горизонтального исполнения с единичной мощностью агрегатов в турбинном режиме до 50 МВт. Первая обратимая гидромашина с поворотно-лопастным рабочим колесом диаметром 1,77 м и неподвижным направляющим аппаратом была введена в 1934 г. на ГАЭС Бальденей в Руре (Германия): мощность в турбинном режиме 1,32 МВт при

256 об/мин и в насосном режиме 1,47 МВт при 326 об/мин; напор 8,5–10 м. В этот же период началось строительство ГАЭС в США: в 1928 г. была введена ГЭС–ГАЭС Рокки-Ривер мощностью 25 МВт при максимальном напоре 74 м.

После второй мировой войны гидроаккумулирование широко начало применяться также в Великобритании, Испании, США, Японии и других странах. В 1945–1960 гг. построено 27 ГАЭС мощностью 35–240 МВт. В этот период получили широкое распространение обратимые гидромашины, особенно в США и Японии, где все ГАЭС, за исключением самых ранних, оборудованы такими машинами.

Достоинства ГАЭС как источника маневренной мощности предопределили их быстрое развитие во всем мире. Темп строительства и ввода ГАЭС резко возрос в 1960-е гг. в связи с широким распространением АЭС и ТЭС с турбоблоками большой единичной мощности и ограниченными возможностями регулирования, а также вследствие исчерпания гидроресурсов в некоторых странах.

По данным на 1970 г., в 29 странах мира насчитывалось 148 эксплуатируемых ГАЭС суммарной установленной мощностью 15,3 млн кВт. Из этой мощности на долю США приходилось 3640 МВт, что составляло 1,2 % установленной мощности всех электростанций страны. К 1980 г. эта доля выросла до 4 % (32 ГАЭС, 14 млн кВт) и в стадии проектирования находилось еще 33 ГАЭС, а к 1990 г. – до 5,6 % (37,3 млн кВт). Более половины ГАЭС построено в Германии, Японии, США, Швейцарии и других странах Западной Европы. В частности, в Японии количество эксплуатируемых ГАЭС составляет около 50, в Германии – более 30. Доля ГАЭС в энергосистемах Западной Европы с 1,0 % в 1970 г. (6 млн кВт) к 1980 г. увеличилась до 4 % (26 млн кВт). Кроме того, в 1970 г. в стадии строительства находилось еще 48 ГАЭС общей мощностью около 22 млн кВт.

Диапазон установленных мощностей современных ГАЭС колеблется в широких пределах. Из числа ГАЭС суммарной установленной мощностью более 100 МВт около 50 % имеют установленную мощность до 500 МВт, 31 % – от 500 до 1000 МВт и лишь 5 % – 1500 МВт и более. Наиболее крупными по установленной мощности (в МВт) являются ГАЭС: Ладдингтон (1800), Рэккун-Маунтин (1600), Бленхейм Джильбао (1200), Кастейк (1200), Эдисон (3000) и Бас Каунти (2100) в США; Альто Гессе (1200) и Лаго-Делио (1000) – в Италии; Динорвик (1800) – в Великобритании и др.

Технико-экономические показатели ГАЭС зависят в основном от следующих факторов: величины установленной мощности и напора, топогеологических условий места строительства, наличия готовых естественных или искусственных водохранилищ, длины и типа подводящее-отводящих водоводов, а также от конкретных условий работы энергообъединения – конфигу-

рации графика электрических нагрузок, типа и мощности электростанций, входящих в состав энергообъединения, наличия резервов мощности.

При проектировании и строительстве современных ГАЭС прослеживается тенденция к увеличению напоров и росту показателей насосотурбинных агрегатов ГАЭС – единичной мощности, габаритов, коэффициента быстроходности, КПД, кавитационных качеств.

Одновременно совершенствуются конструкции и улучшаются показатели синхронных электромашин ГАЭС, в результате чего стали легче, проще и надежнее конструкции статора, ротора, подпятника и направляющих подшипников, возросла величина номинального напряжения обмотки статора (до 21 кВ), повысился КПД (до 99 %), снизился удельный расход стали и меди. Благодаря совершенствованию конструкций и технологии изготовления и монтажа электрических и гидравлических машин ГАЭС заметно возросла надежность работы и коэффициент готовности к работе этих интенсивно используемых высокоомобильных и весьма маневренных, но тихоходных (в сравнении с турбоагрегатами), а потому крупногабаритных гидроагрегатов.

Тенденция к росту напоров современных ГАЭС естественна, так как мощность гидроагрегатов прямо пропорциональна, а удельный расход воды и, соответственно, объем бассейнов и габариты гидроагрегатов обратно пропорциональны напору. Благодаря увеличению напора при той же мощности можно значительно сократить емкость верхнего и нижнего бассейнов и, следовательно, уменьшить объемы и стоимость работ по их сооружению.

Из числа ГАЭС мощностью более 100 МВт 23 % имеют напоры свыше 500 м и 58 % – свыше 300 м. ГАЭС с самыми большими напорами эксплуатируются в Австрии (Райсек-Крайсек – 1767 м и Эцталь – 1655 м) и Италии (Сан Фиорано – 1417 м, Чиотас – 1047 м и Эдольо – 1070 м).

Рост напоров и увеличение быстроходности гидроагрегатов позволяют уменьшить габариты, массу и стоимость гидромашин, но, в то же время, увеличение быстроходности сопровождается усилением вредных и опасных явлений – кавитации и вибрации, а также усложнением некоторых механических проблем, связанных со значительным ростом центробежных сил и возникновением перенапряжений и трещин в металле рабочего колеса. Эти факторы должны учитываться при конструировании гидромашин для ГАЭС с высоким напором и при выборе технологии их изготовления.

Важной характеристикой ГАЭС является стоимость их строительства.

Сравнительно небольшие удельные капиталовложения, краткие сроки строительства и освоения мощности ГАЭС, в отличие от обычных ГЭС, значительно уменьшают сроки их окупаемости и существенно сокращают срок омертвления капиталовложений.

Как показывает анализ зарубежных данных, длительность строительства ГАЭС (без учета сопутствующих объектов), как правило, составляет 4–5 лет и лишь в некоторых случаях достигает 7–9 лет, причем увеличение сроков строительства, обычно объясняется неординарными причинами. Так, например, при строительстве ГЭС–ГАЭС Гранд Мезон (Франция) имела место большая продолжительность подготовительного периода. Строительство было начато в 1976 г., а начало работ на основных сооружениях – лишь в 1981 г.

Это объясняется, главным образом, очень сложными топографическими и неблагоприятными климатическими условиями строительства. Станция располагается в горном районе. Горный рельеф существенно затруднил сооружение подъездных и внутрипостроечных дорог. Низкие температуры наружного воздуха и обилие снега в районе строительства позволяли вести открытые работы лишь пять месяцев в году. В зимнее время снежные лавины и заносы перекрывали все подъездные дороги, поэтому с 15 сентября по 1 мая работы по строительству ГАЭС консервировались.

Освоение и использование гидроаккумулирования в разных странах и регионах имеет свои специфические отличия. Интересен в этом смысле опыт применения и перспективы развития гидроаккумулирования во Франции. До 70-х гг. предыдущего столетия гидроаккумулированию в этой стране не уделялось большого внимания, так как сохранялись и интенсивно использовались резервы гидроресурсов. Несколько построенных гидроаккумулирующих установок с проточностью в верхний бассейн предназначались в основном для лучшего использования гидроресурсов. Например, ГЭС–ГАЭС Ляк Нуар установленной мощностью 120 МВт, построенная в 1934 г., имела своим назначением не только перераспределение ночной энергии ТЭС, но и нерегулируемой выработки ГЭС Кембс.

В связи с исчерпанием гидроресурсов появилась тенденция к снижению доли пиковых мощностей ГЭС, что было недопустимо с точки зрения режимов энергосистемы Франции. Поэтому начиная с 1978 г. во Франции производился интенсивный ввод новых пиковых мощностей в виде ГАЭС не совмещённого аккумулирования при их оптимальном сочетании с газотурбинными электростанциями (ГТЭ). При этом учитывались следующие особенности этих типов пиковых электростанций: ГАЭС, имеющие большие удельные капиталовложения и меньшие эксплуатационные издержки, предполагалось использовать для ежедневного участия в покрытии пиков, поддержания частоты, напряжения и вращающегося резерва мощности; ГТЭ более целесообразно использовать в качестве аварийного резерва длительного действия, который должен включаться при возрастании нагрузки в период низких температур, при недостаточной точности прогнозирования графиков нагрузки и гидрологических условий, наличии связанной тепловой мощности и других факторов. В этот период построе-

ны и введены в эксплуатацию ГАЭС Ревен мощностью 1 млн кВт с напором

246 м (1975), Монтезик мощностью 1 млн кВт с напором 418 м (1982), Гранд Мезон мощностью 1,8 млн кВт и напором 920 м и др.

Учитывая эффективность использования ГАЭС в общей структуре электроэнергетики, их многофункциональность и легкую адаптацию к конкретным требованиям энергосистем и отдельных энергокомплексов, темпы строительства и ввода ГАЭС во всем мире остаются высокими. По данным на начало 2005 г., в мире находилось в эксплуатации более 400 ГАЭС.

После 1995 г. введены ГАЭС Чисаврос в Греции (420 МВт, 1997), Павес Чаира в Болгарии (800 МВт, 1998), Голдиста л в Германии (1060 МВт, 2002), Сиах Бише в Иране (1140 МВт, 1996), Гуангзхоу (2400 МВт, 2000), Тианхуангринг (1800 МВт, 2001) и Хебэй Цангхеван (1000 МВт, 2002) в Китае и др.

В 2006 г. введены первый энергоблок Ташлыкской ГАЭС (Украина) мощностью в турбинном режиме 150 МВт, ГАЭС в Китае (1400 МВт), ГАЭС Корп II в Австрии (450 МВт) и др.

Находятся в стадии строительства ГАЭС Лимберг в Австрии (480 МВт, 2011–2012 гг.), ГАЭС между Мутзее и Лиммернзее (1080 МВт, 2015), Гримзел–3 (400 МВт) и Иннерткирхен–3 (700 МВт) в Швейцарии, Хэймифэнг в Китае (1200 МВт, 2009), Элсинор Лейк в США (Калифорния, 500 МВт, 2008) и др. В США работает 150 блоков ГАЭС общей мощностью 22 млн кВт.

На территории Советского Союза до 80-х гг. прошлого столетия были построены и эксплуатировались только две ГАЭС: Ставропольская установленной мощностью 19 МВт, работающая в режиме сезонного регулирования стоков Большого Ставропольского канала, и Киевская ГЭС–ГАЭС с тремя обычными и тремя обратимыми агрегатами суммарной установленной мощностью в турбинном режиме 225 МВт, введенная в эксплуатацию в 1972 г.

В 1988 г. были введены два обратимых гидроагрегата Загорской ГАЭС, а в 2000 г. эта станция введена в эксплуатацию с 6-ю агрегатами суммарной установленной мощностью 1200 МВт. С 2007 года ведётся строительство, второй очереди мощностью 840 МВт.

В России в Карачаево-Черкесии 23 декабря 2016 г. состоялась торжественная церемония пуска Зеленчукской ГЭС-ГАЭС с напорами воды 220–230 метров и установленными двумя обратимыми гидроагрегатами (их мощность - 160 МВт в насосном режиме и 140 МВт - в турбинном).

Наличие в России практически единственной привлекаемой для регулирования электрических режимов энергообъединения Загорской ГАЭС мощностью в турбинном режиме 1200 МВт совершенно не соответствует реальным потребностям энергообъединений Европейской части России.

Существующий дефицит маневренных мощностей определяет необходимость строительства таких ГАЭС, как Центральная (Тверская) ГАЭС, Курская ГАЭС, Волоколамская ГАЭС.

1.2. Классификация ГАЭС

Гидроаккумулирующие электростанции перераспределяют электроэнергию, вырабатываемую другими электростанциями, во времени в соответствии с требованиями потребителей.

Принцип действия гидроаккумулирующей станции основан на ее работе в двух режимах: насосном и турбинном. В насосном режиме вода из нижнего водохранилища (бассейна) ГАЭС (рис. 1) перекачивается в выше-расположенный верхний бассейн. Во время работы в насосном режиме (обычно в ночные часы, когда нагрузка в энергосистеме снижается) ГАЭС потребляет электрическую энергию, вырабатываемую тепловыми и атомными электростанциями энергосистемы. В турбинном режиме ГАЭС использует запасенную в верхнем бассейне воду, агрегаты станции при этом вырабатывают электроэнергию, которая подается потребителю в часы пиков нагрузки.

Гидроаккумулирующие электростанции можно классифицировать по следующим признакам.

По схеме аккумулярования:

- ГАЭС простого аккумулярования, иногда их называют чистыми ГАЭС (рис.1, I). Характерным признаком ГАЭС такого типа является отсутствие притока воды в верхний бассейн;

- ГАЭС смешанного типа, или ГЭС—ГАЭС, при этой схеме имеется приток воды в верхний бассейн, который, срабатываясь в турбинном режиме, дает дополнительную выработку энергии (рис.1, II);

- ГАЭС в схеме переброски стока (рис.1, III), или ГАЭС с неполной высотой подкачки в бассейн или канал на водоразделе. Характерным для этой схемы является раздельное расположение насосной и гидроэлектрической станций, в связи, с чем эту схему иногда называют раздельной.

По схеме концентрации напора – приплотинные и деривационные.

По величине действующего напора – низконапорные (40–60 м), средненапорные (120–150 м) и высоконапорные (свыше 200 м).

По компоновке элементов гидроузла – с наземными, с подземными и полуподземными машинными зданиями.

По конструкции напорных водоводов – с открытым и с подземным расположением.

По конструкции верхнего и нижнего бассейнов – с искусственно сооружаемыми и естественными бассейнами (в том числе могут быть использованы бассейны ГЭС, ТЭС или АЭС).

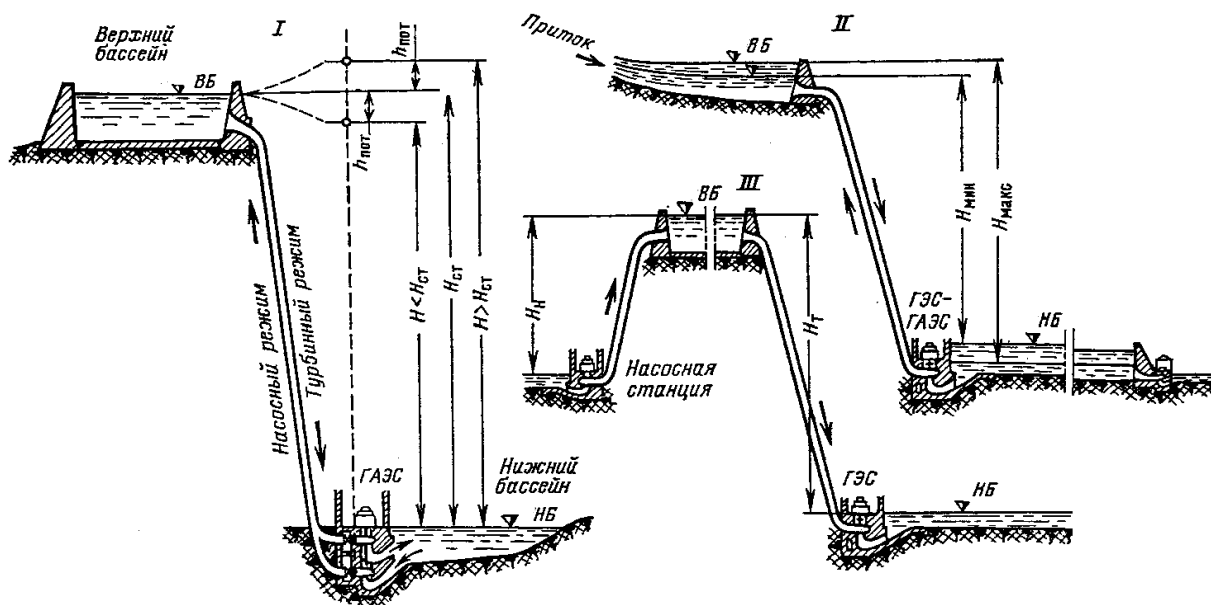


Рис. 1. Схемы ГАЭС: I – простого аккумулярования; II – ГЭС – ГАЭС; III – ГАЭС в схеме переброски стока

По длительности цикла насосного аккумулярования, т. е. по периоду сработки и наполнения бассейна различают ГАЭС с суточным, недельным и сезонным (годовым) циклом работы.

По схеме основного гидроэнергетического оборудования:

- четырехмашинная схема, имеющая отдельные насосный и турбинный агрегаты, т. е. четыре машины (двигатель, насос, турбина и генератор);
- трехмашинная схема (двигатель-генератор, насос и турбина);
- двухмашинная схема (двигатель-генератор и обратимая гидромашина).

1.3. Особенности компоновок ГАЭС

Гидроаккумулирующие электростанции в отличие от обычных ГЭС представляют собой комплекс сооружений и оборудования, предназначенный не только для генерирования электроэнергии, но и для ее аккумулярования. Поэтому, во многом сохраняя конструктивное и компоновочное сходство с обычными ГЭС, ГАЭС имеют и свои особенности. Независимо от индивидуальных особенностей каждой ГАЭС, все они имеют в том или ином конструктивном виде основной набор компоновочных элементов: верхний аккумулирующий и нижний бассейны, здание ГАЭС, водоприемник (один или два), напорные водоводы.

Широкий диапазон напоров и разнообразие применяемых схем ГАЭС обуславливают большое количество возможных компоновочных решений,

которые в первую очередь зависят от рельефа местности и геологических условий.

ГАЭС различаются в зависимости от их совмещения с обычными ГЭС. Если источником электроэнергии, вырабатываемой ГАЭС при разряде, является только аккумулированная электроэнергия, получаемая ими от энергосистемы во время заряда, то такие станции являются несовмещенными с ГЭС. Естественная приточность воды в верхний аккумулирующий бассейн таких станций практически отсутствует, а полезные (оборотные) объемы верхнего и нижнего бассейнов одинаковы.

Несовмещенные гидроаккумулирующие электростанции называются ГАЭС «чистого», а иногда «полного» аккумулирования. К несовмещенному типу относится Загорская ГАЭС.

При совмещенном гидроаккумулировании к воде, перекачиваемой из нижнего бассейна в верхний, добавляется естественная приточность в верхний бассейн, которая увеличивает энергию разряда на величину выработки обычной ГЭС. Такая схема совмещения называется совмещением по расходу. В этом случае обратимые гидроагрегаты ГАЭС и необратимые гидроагрегаты ГЭС могут располагаться в одном машинном здании со стороны нижнего бьефа. Нижнего бассейна в этом случае, как такового, может и не быть: в качестве нижнего бассейна может использоваться водохранилище нижнего бьефа ГЭС. Кроме того, увеличение энергии разряда может быть получено за счет превышения напора турбин над высотой подъема воды в насосном режиме (рис.1, III). Эта схема носит название совмещенного гидроаккумулирования по напору. В горных районах возможны схемы с двойным совмещением, то есть и по напору, и по расходу воды.

Совмещенное гидроаккумулирование по расходу применяется на станциях, использующих естественный сток рек и озер, который служит для дополнительной выработки электроэнергии наряду с выработкой при разряде ГАЭС. Аккумулирующей емкостью верхнего бьефа является водохранилище, которое также регулирует сток, а емкость нижнего бьефа-резервуара создается подпором нижележащей ступени ГЭС или специально созданной низконапорной плотины. Такие станции называются сокращенно ГЭС–ГАЭС.

По аналогии с ГЭС, конструктивно ГАЭС могут быть разделены на приплотинные и деривационные, в которых концентрация действующего напора, то есть перепада между отметками воды в верхнем и нижнем водохранилищах, осуществляется либо плотиной, либо наземными или подземными туннельными, или шахтными напорными водоводами. Выбор схемы концентрации напора для конкретной ГАЭС зависит от топографических и геологических условий места строительства станции.

Величина напора на проектируемых ГАЭС, особенно ГАЭС наземного и полуподземного типа, зависит от топографических условий в районе площадки, выбранной для строительства. При выборе площадок при ра-

венстве вариантов по прочим условиям выбирают вариант с большим напором.

При увеличении напора при неизменной мощности пропорционально уменьшается необходимый расход воды. Это означает, что чем больше напор, тем меньше расход воды, меньше диаметр напорных трубопроводов, меньше габариты рабочего колеса насосотурбины и, следовательно, меньше габариты машинного здания и стоимость всего сооружения.

Стремление к увеличению напора ГАЭС не совмещённого гидроаккумулирования и минимизации воздействия на природную среду привело к разработке схем шахтного типа с подземным расположением не только машинного зала, но и нижнего бассейна, создаваемого в скальных породах на глубине 500 и более метров. При этом в качестве нижнего бассейна могут использоваться отработанные рудничные выработки, карстовые полости или специально сооружаемые системы галерей. В качестве верхнего резервуара может использоваться существующий водоем, который является одновременно прудом-охладителем ТЭС или АЭС, а также естественный водоем в виде речной акватории или морского залива.

Использование компоновки гидроузла ГАЭС с подземным нижним водохранилищем отличается высокой экономичностью и возможностью применения во многих равнинных регионах, не имеющих естественных перепадов высот. Предварительные проектные проработки показывают, что применением подземных компоновок с высоким напором можно добиться уменьшения удельной стоимости ГАЭС на 25–30 % по сравнению с наземными или полуподземными компоновками.

Наземные машинные здания ГАЭС мало отличаются от аналогичных зданий ГЭС и они, как правило, применяются при компоновках, предусматривающих наземное (открытое) расположение напорных трубопроводов.

Напор, расход воды, потребление и выработка электроэнергии ГАЭС за отдельные интервалы времени зависят от принятой продолжительности цикла аккумуляирования, а в пределах этого цикла – от величины включенной мощности и продолжительности ее работы в режимах заряда и разряда каждого цикла аккумуляирования. В процессе работы ГАЭС в любом из активных (турбинном или насосном) режимов, в отличие от обычной ГЭС, происходит непрерывное изменение напора. Эти изменения обусловлены одновременностью сработки одного и наполнения другого бассейна в каждом режиме работы. Наибольшие изменения напора характерны для ГАЭС, бассейны которых имеют сравнительно небольшую площадь водной поверхности при значительных глубинах бассейнов.

ГАЭС чаще всего строятся для суточного аккумуляирования электроэнергии. При суточном аккумуляировании ГАЭС в турбинном режиме работает в часы повышенных нагрузок энергосистемы или в случае ее привлечения к оперативному резервированию. Длительность работы ГАЭС в

турбинном режиме (в пересчете на одновременную работу всех агрегатов) обычно составляет 4–5 ч, а в насосном режиме – 6–8 ч.

Недельное аккумулятивное с повышенной выработкой электроэнергии в рабочие дни требует большой емкости бассейнов ГАЭС и поэтому оказывается возможным и целесообразным только в тех случаях, когда имеются благоприятные топографические условия для создания бассейнов необходимого объема.

Снижение электропотребления в нерабочие сутки улучшает условия заряда ГАЭС и делает ее в этом режиме более востребованной, так как вместе с уменьшением максимума дневной нагрузки увеличивается ее ночной провал, и сведение баланса мощности и энергии в это время вызывает еще большие затруднения, чем в часы минимума нагрузки рабочих суток.

Кроме улучшения условий заряда ГАЭС в ночное время выходных суток иногда имеется возможность осуществлять заряд также и в часы дневного снижения нагрузки между ее утренними и вечерними пиками. При этом в выходные и праздничные дни, как правило, уменьшается время использования ГАЭС в турбинном режиме, вплоть до того, что разряд вообще может не производиться. Покрывание же пиковой нагрузки в эти дни может осуществляться за счет гидроагрегатов ГЭС и увеличения нагрузки включенного теплового оборудования.

Накопленная за выходные дни электроэнергия может дополняться зарядом ГАЭС в ночные часы рабочих дней, что приводит к возможности сочетания недельного и суточного циклов аккумулятивного. Если заряд ГАЭС в выходные дни ведется ночью и днем с перерывом на время прохождения максимума нагрузки, то общее время заряда может составить 40–50 ч. При этом разряд ГАЭС за каждый из пяти рабочих дней достигнет 5–6 ч в сутки, что вполне сопоставимо со временем разряда ГАЭС суточного регулирования.

1.4. Принципиальные схемы гидроэнергетического оборудования

На современных мощных ГАЭС в зависимости от величины действующего напора, требований в части мобильности и маневренности гидроагрегатов и обеспечения соответствующей мощности в насосном и турбинном режимах работы получили распространение три возможные схемы компоновки насосотурбинных гидроагрегатов ГАЭС (рис. 2).

Четырехмашинная схема (рис. 2, а), состоящая из насоса с электродвигателем и гидротурбины с генератором, то есть из двух отдельных агрегатов, позволяет использовать преимущества гидромашин, каждая из которых спроектирована на свой режим работы и, следовательно, имеет КПД, близкий к максимальному.

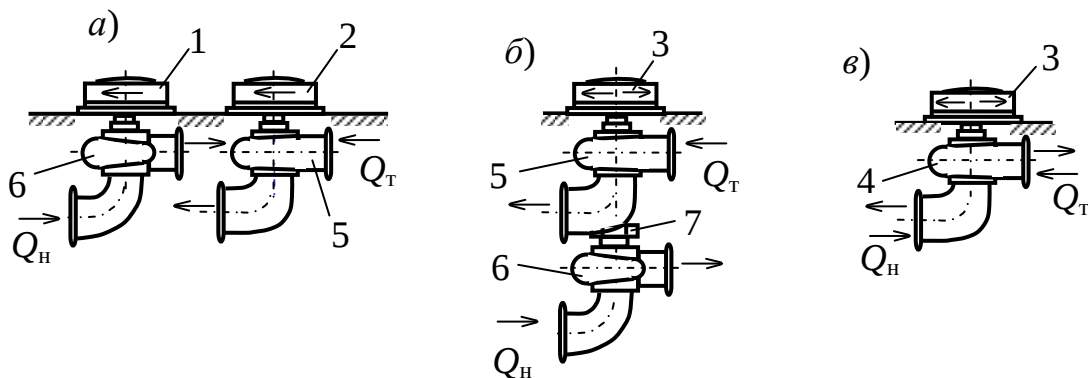


Рис. 2. Схемы гидроэнергетического оборудования ГАЭС:
а – четырехмашинная; б – трехмашинная; в – двухмашинная; 1 – электродвигатель;
2 – электрогенератор; 3 – обратимая электрическая машина; 4 – обратимая
гидромашина; 5 – гидротурбина; 6 – насос; 7 – муфта сцепления

ГАЭС с четырехмашинной схемой является более мобильной, так как в этом случае имеется возможность быстро изменять режим работы станции путем включения или отключения отдельных агрегатов.

Однако четырехмашинная схема на современных ГАЭС применяется редко, только при высоких напорах (преимущественно свыше 1000 м) и значительной разнице напоров в турбинном и насосном режимах работы агрегата, а также на ГАЭС со сложными схемами перекачки стока и сезонным циклом насосного аккумулирования электроэнергии.

Трехмашинная схема имеет общий двигатель-генератор, турбину и насос (рис. 2, б). Трехмашинные гидроагрегаты ГАЭС применяются в зоне напорov свыше 600 м в тех случаях, когда разница мощностей в турбинном и насосном режимах превышает 20 %, а также при напорах менее 600 м, если требуется обеспечить повышенную маневренность ГАЭС. Такие агрегаты состоят из отдельных высоконапорных многоступенчатых центробежных насосов, радиально-осевых или ковшовых гидротурбин и соединяемой с ними на одном общем валу синхронной электромашины, работающей попеременно в режиме электродвигателя и генератора, соответственно, в насосном и турбинном режимах работы агрегата. Повышенная маневренность трехмашинного гидроагрегата обеспечивается благодаря тому, что они сохраняют неизменное направление вращения вала во всех режимах работы.

Кроме повышенной маневренности основными преимуществами трехмашинной схемы насосотурбинного гидроагрегата в сравнении с двухмашинной являются относительно высокие энергетические качества и кавитационные показатели их гидромашин. Трехмашинные гидроагрегаты обеспечивают близкий к максимальному КПД в насосном и турбинном режимах работы благодаря наличию отдельных гидромашин – насоса и гидротурбины, рабочие колеса которых спроектированы оптимально применительно к соответствующему режиму. Однако существенным недо-

статком этой схемы является громоздкость из-за наличия трех отдельных машин – синхронной электромашины и двух отдельных гидромашин, а также гидротрансформатора (гидропреобразователя) или специальной сцепной гидравлической либо механической муфты, предназначенной для соединения вала насоса с валом агрегата. Это обстоятельство увеличивает сложность конструкции и габариты. Стоимость трехмашинного гидроагрегата примерно на 25–30 % выше в сравнении с аналогичным по мощности двухмашинным гидроагрегатом.

В зависимости от пространственного расположения вала трехмашинные агрегаты могут иметь вертикальное или горизонтальное исполнение.

Двухмашинный насосотурбинный гидроагрегат (рис. 2, в) состоит только из двух машин – обратимой гидромашины (насосотурбины) и жестко соединенной с ней обратимой синхронной электромашины (генератор-двигатель). Такие гидроагрегаты называют обратимыми или реверсивными агрегатами, так как их работа в насосном и турбинном режимах происходит при противоположных по направлению вращениях общего вала агрегата. Как правило, двухмашинные гидроагрегаты имеют вертикальное исполнение, которое дает ощутимое снижение объема строительной части машинного здания ГАЭС, упрощает изготовление, монтаж и эксплуатацию основного гидросилового оборудования станции.

Применение двухмашинных гидроагрегатов вместо трех- и четырехмашинных дает возможность снизить общую стоимость ГАЭС не только за счет уменьшения габаритов машинного здания, но и за счет уменьшения на 20–30 % стоимости насосотурбинного и гидромеханического оборудования, подводяще-отводящих водоводов и количества необходимых для гидромашин рабочих и ремонтных затворов.

Создать насосотурбину, которая имела бы максимальный КПД при работе, как в насосном, так и в турбинном режиме, сложно, особенно если это связано с необходимостью иметь одинаковую скорость вращения в обоих режимах, так как число оборотов синхронной электромашины определяется числом полюсов. На некоторых ГАЭС установлены двухскоростные генераторы-двигатели, однако широкого применения они не нашли. Важно также, что напор при работе в турбинном режиме будет всегда меньше, чем в насосном, так как в первом случае потери в напорных водоводах вычитаются, а в насосном они добавляются. Следовательно, расчетные напоры в турбинном и насосном режимах будут разные.

Для обозначения двухмашинной схемы в технической литературе и практике получил распространение термин обратимый гидроагрегат.

1.5. Основные параметры ГАЭС

К основным параметрам ГАЭС относятся:

- статические напоры в турбинном и насосном режимах;

- максимальная установленная мощность в турбинном режиме при покрытии пика графика суточной нагрузки;
- максимальная мощность в насосном режиме;
- энергия заряда и разряда;
- КПД ГАЭС;
- необходимый для гидроаккумулирования объём воды;
- продолжительность работы ГАЭС в турбинном и насосном режимах.

Напоры ГАЭС. Разность отметок верхнего и нижнего бассейнов определяет значение статического напора $H_{ст}$, который в процессе работы ГАЭС изменяется соответственно наполнению и опорожнению каждого из бассейнов. Колебания уровней в бассейнах построенных ГАЭС достигает 10–30 м.

При работе в турбинном режиме напор на гидромашине меньше статического за счет гидравлических потерь в водоводах:

$$H_T = H_{ст} - h_{пот.т}. \quad (1.1)$$

При работе в насосном режиме развиваемый напор больше статического за счет гидравлических потерь при обратном движении воды в водоводах:

$$H_H = H_{ст} + h_{пот.н}. \quad (1.2)$$

Коэффициент полезного действия водоводов при работе ГАЭС в турбинном режиме

$$\eta_{вод.т} = \frac{H_T}{H_{ст}} = \frac{H_{ст} - h_{пот.т}}{H_{ст}} = 1 - \frac{h_{пот.т}}{H_{ст}}; \quad (1.3)$$

в насосном режиме

$$\eta_{вод.н} = \frac{H_{ст}}{H_H} = \frac{H_{ст}}{H_{ст} + h_{пот.н}}. \quad (1.4)$$

Таким образом, отношение напоров турбинного и насосного режимов (при одинаковом $H_{ст}$) составляет

$$H_T / H_H = \eta_{вод.т} \eta_{вод.н}. \quad (1.5)$$

Современные ГАЭС имеют статические напоры в диапазоне 30–1770 м. КПД водоводов зависит от длины, площади поперечного сечения, местных сопротивлений и составляет 0,98 в ГАЭС плотинного типа до 0,9–0,85 в деривационных ГАЭС. Заметим, что $\eta_{вод.т} \neq \eta_{вод.н}$ из-за разных значений

гидравлических потерь напора при движении воды в прямом и обратном направлениях и турбинного и насосного расходов.

Коэффициент полезной отдачи ГАЭС представляет собой произведение отношения $\mathcal{E}_T$, выработанной в турбинном режиме (энергия разряда), к $\mathcal{E}_H$, отобранной из энергосистемы в насосном режиме (энергия заряда) (при условии равенства объемов воды, поданной в верхний бассейн и сработанной из него), и отношения статических напоров турбинного $H_{ст.Т}$ и насосного режима $H_{ст.Н}$ режимов

$$\eta_{п.о} = \frac{\mathcal{E}_T H_{ст.Т}}{\mathcal{E}_H H_{ст.Н}}. \quad (1.6)$$

Следует отметить, что в схеме ГАЭС с неполной высотой подкачки $H_{ст.Т} > H_{ст.Н}$ (рис. 1, III), в связи с чем и $\eta_{п.о}$ может быть больше единицы. Это указывает на эффективность данной схемы.

Мощность разряда ГАЭС в турбинном режиме (кВт) равна

$$N_{раз} = 9,81 Q_T H_T \eta_{ат}, \quad (1.7)$$

где Q_T - расход через турбины, м³/с; H_T - турбинный напор (нетто), м; $\eta_{ат}$ - КПД агрегата в турбинном режиме, как произведение КПД турбин и генераторов, равный 0,86 – 0,87.

Мощность заряда ГАЭС в насосном режиме (кВт) определяется по формуле

$$N_{зар} = 9,81 Q_H H_H / \eta_{ан}, \quad (1.8)$$

где $Q_H = (0,75 - 0,8) \cdot Q_T$ - расход в насосном режиме, м³/с; H_H - напор в насосном режиме, м; $\eta_{ан} = \eta_n \eta_d$ - КПД агрегата в насосном режиме, как произведение КПД насоса и двигателя, равный 0,83 – 0,84.

Энергия разряда (кВт·ч) определяется из уравнения

$$\mathcal{E}_T = W_{п} H_T \eta_{ат} / 367,2, \quad (1.9)$$

где $W_{п}$ - полезный объем верхнего бассейна, м³.

Энергия заряда (кВт·ч) определяется из уравнения

$$\mathcal{E}_H = W_{п} H_H / 367,2 \cdot \eta_{ан}, \quad (1.10)$$

Коэффициент полезного действия является одним из наиболее важных показателей энергетической и экономической эффективности ГАЭС. Значение КПД определяется отношением электроэнергии, вырабатываемой в турбинном режиме при разряде, к ее количеству, получаемому от энерго-

системы во время заряда в насосном (двигательном) режиме. Величина КПД ГАЭС не является величиной постоянной: в процессе развития гидроаккумулирования этот показатель увеличился почти вдвое за счет совершенствования технологии, конструкции гидравлических и электрических машин и т.п.

Когда $H_{ст.т} = H_{ст.н}$, что является характерным для ГАЭС простого аккумулярования, из (1) получим *коэффициент полезного действия* ГАЭС (или КПД цикла)

$$\eta_{гаэс} = \mathcal{E}_t / \mathcal{E}_n = H_t \eta_{ат} \eta_{ан} / H_n. \quad (1.11)$$

Коэффициент полезного действия ГАЭС является произведением КПД трансформатора, гидравлической и электрической машин, водоводов при работе в насосном и турбинном режимах. Отклонение от оптимальной мощности и некоторое колебание напорам снижают максимальный КПД ГАЭС.

Типичная диаграмма потерь и КПД отдельных этапов преобразования энергии на современных крупных ГАЭС с обратимыми гидроагрегатами приведена на рис 3.

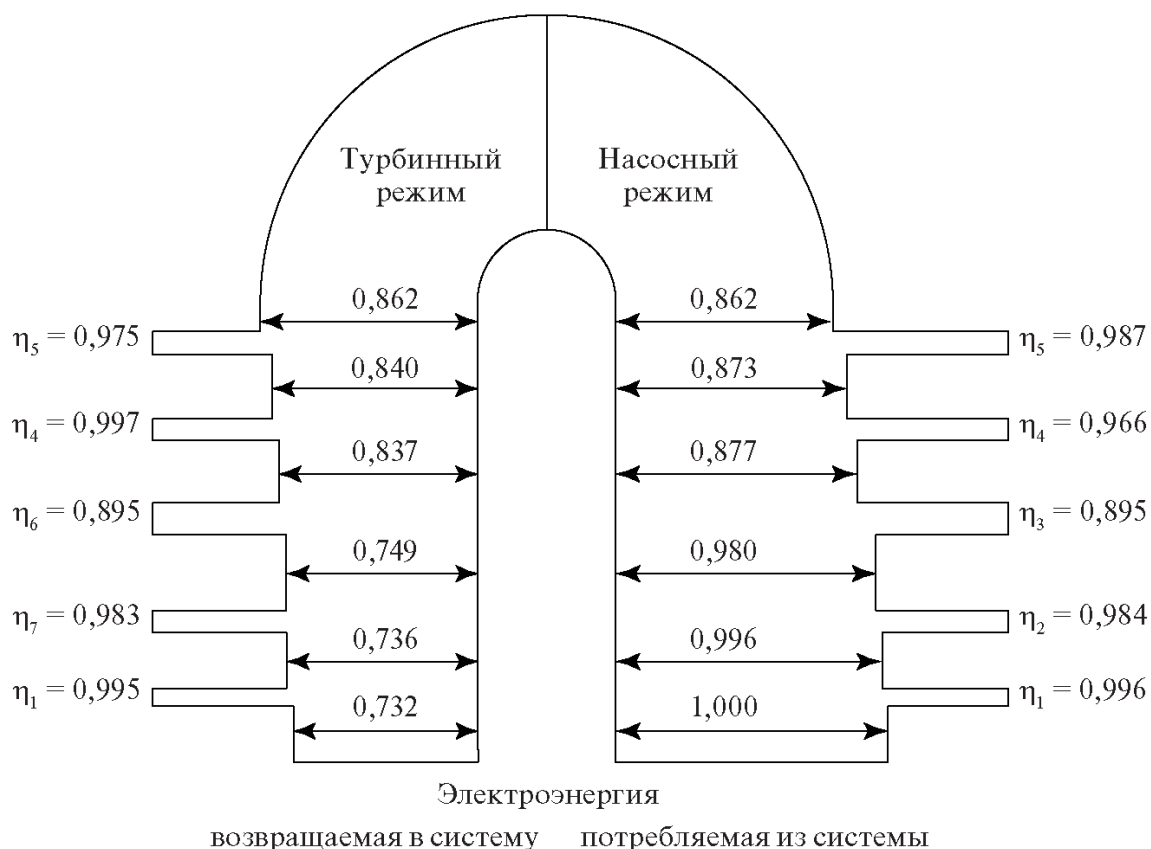


Рис. 3. Типичная диаграмма КПД ГАЭС с обратимыми агрегатами:

η_1 – КПД блочного трансформатора; η_2 – КПД электрической машины в режиме двигателя; η_3 – КПД насоса; η_4 – КПД вспомогательного оборудования; η_5 – КПД проточного тракта (напорные трубопроводы, решетки, затворы); η_6 – КПД турбины; η_7 – КПД генератора

Реальные КПД современных мощных ГАЭС с одинаковой частотой вращения в обоих режимах могут отличаться от приведенных на рис. 2. Так, для Загорской ГАЭС (Россия) при единичной мощности обратимых агрегатов 200 МВт КПД 74 %, ГАЭС Круахан (Великобритания) при единичной мощности агрегатов 100 МВт КПД 75 %, ГАЭС Динорвиг (Великобритания) при мощности одного агрегата 300 МВт КПД 78 %, ГАЭС Ренкхаузен (Германия) общий КПД 75,1 % и т. д. При трехмашинных компоновках оборудования КПД аккумуляирования достигает 79 % (ГАЭС Вианден-I, Люксембург). Таким образом, для современных ГАЭС КПД аккумуляирования составляет не менее 72–74 %.

Продолжительность работы ГАЭС в турбинном и насосном режимах назначается при проведении суточного регулирования станции.

1.6. Преимущества и предпосылки применения ГАЭС в России

К преимуществам ГАЭС, можно отнести:

- их многофункциональность, то есть использование как для покрытия пиковых или полупиковых зон графиков нагрузок, так и для заполнения провалов;
- высокая степень быстродействия, что позволяет использовать оборудование ГАЭС в качестве резерва быстрого ввода. Время набора гидроагрегатом полной нагрузки от состояния покоя в генераторном режиме составляет 1,5–2 мин, в насосном режиме 6–9 мин;
- сравнительно небольшие удельные затраты труда и эксплуатационные издержки, так как сооружения и оборудование ГАЭС более просты, надежны и долговечны;
- экологическая нейтральность, минимальное воздействие на окружающую среду.

Основными предпосылками применения гидроаккумуляирования энергии и развития в России этого вида гидроэнергетики являются:

- потребность в маневренной мощности для покрытия пиков нагрузки и компенсации ее кратковременных изменений;
- уплотнение суточного графика нагрузки с использованием дешевой ночной электроэнергии;
- увеличение мощности и оптимизация работы базовых электростанций;
- экономия топлива в энергосистеме в сравнении с другими вариантами пиковой мощности;
- обеспечение быстрого оперативного и аварийного резерва;
- участие в регулировании режимных параметров с целью обеспечения нормативного качества электроэнергии.

Раздел 2. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2.1. Закономерности приливных колебаний уровня

Природа приливов на морских побережьях связана с воздействием на водную оболочку Земли сил притяжения Луны и Солнца. Несмотря на значительно большую массу Солнца по сравнению с массой Луны близость нашего спутника к Земле создает большее притяжение водной поверхности по сравнению с Солнцем. Амплитуда колебания уровня моря под воздействием Луны в 2,2 раза больше амплитуды от солнечного воздействия.

При движении Луны вокруг Земли эллипсоид вращения водной поверхности следует за Луной (рис. 4, а), и за время одного оборота Луны вокруг Земли (лунный месяц) Земля вокруг своей оси делает 29,53 оборота. Луна за это время проходит все фазы своего движения, а уровень моря в соответствии с этими фазами охватывает полный диапазон колебаний волны прилива. Закономерность колебания уровня моря в данном месте побережья практически не меняется от одного лунного месяца к другому.

На побережьях океанов и морей чаще всего наблюдается так называемый полусуточный прилив, в течение которого за лунные сутки (24 ч 50 мин) максимальная волна прилива наступает 2 раза с интервалом по времени в 12 ч 25 мин — период прилива (рис. 4, б). Величина прилива A (разность уровней моря при максимальном подъеме и минимальном снижении за период прилива) зависит от взаимного расположения Земли, Солнца и Луны. При расположении Солнца, Земли и Луны на одной прямой силовые воздействия Солнца и Луны на водную оболочку Земли складываются, и тогда возникает *максимальный сизигийный прилив*. Когда Луна и Солнце находятся по отношению к Земле под углом 90° , силовое воздействие Солнца вычитается из лунного притяжения и происходит *минимальный квадратурный прилив*.

В действительности закономерности приливов значительно сложнее. На них сказываются и другие факторы, в частности глубины и конфигурация береговой линии, что и приводит к различиям в амплитудах и в формах *приливо-отливной волны* в разных местах.

Характерным показателем является *средний уровень моря*, причем предельные отклонения от среднего уровня за период называют *амплитудой прилива $A/2$* . Экстремальные отметки поверхности воды называют *низкой малой водой*, *высокой малой водой*, *низкой полной водой* и *высокой полной водой*.

В течение лунного месяца величина прилива изменяется от $A_{\text{макс}}$ (*сизигия*) до $A_{\text{мин}}$ (*квадратура*). Отношение $A_{\text{макс}}/A_{\text{мин}}$ остается постоянным и равно трем. Средняя амплитуда колебаний в месячном, годовом и многолетнем разрезах также постоянна ввиду неизменности астрономических факторов.

За солнечный год (8760 ч) происходит 705 полусуточных приливных циклов, причем имеется абсолютная определенность зависимости уровня от времени $z_M = f(t)$, и график обеспеченности этой функции в заданном месте морского побережья изображается кривой (рис. 4, в) с коэффициентом асимметрии C_s , равным нулю.

Максимальная амплитуда колебания уровня на морских побережьях различна. Наибольшая величина прилива $A_{\text{макс}} = 19,6$ м наблюдалась в заливе Фанди на Канадском побережье Атлантического океана. В Англии в устье р. Северн $A_{\text{макс}} = 16,3$ м, на севере Франции $A_{\text{макс}} = 14,7$ м. В России наибольшие приливы зафиксированы в Мезенском заливе Белого моря (10,2 м) и в Пенжинской губе Охотского моря (11,0 м); на Кольском побережье $A = 4 \div 6,2$ м.

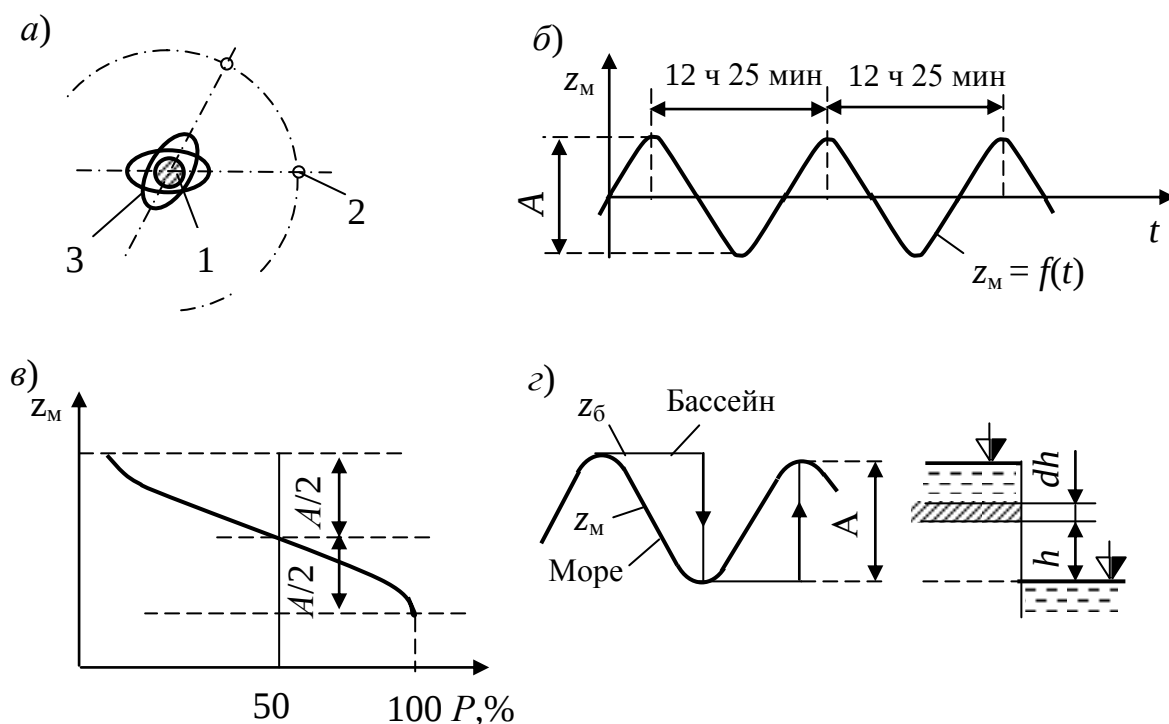


Рис. 4. Закономерности приливных колебаний уровня океана: а – схема воздействия Луны на водную поверхность; б – график полусуточного прилива; в – график обеспечения величины прилива; г – идеальный цикл сработки и заполнения бассейна; 1 – Земля; 2 – Луна; 3 – эллипсоид вращения водной поверхности Земли

2.2. Энергетический потенциал приливной электростанции

Целесообразность сооружения приливной электростанции (ПЭС) обусловливается двумя основными требованиями: в данном районе должны существовать большие приливы (например, $A \geq 3 \div 5$ м) и контур береговой линии должен быть таким, чтобы имела возможность отделить от моря бассейн с достаточно большой площадью зеркала F_0 при ограниченных

длине и высоте подпорного сооружения (плотины). Имеются, конечно, и дополнительные условия, например, благоприятное геологическое строение, наличие потребителей электроэнергии и др.

Энергетический потенциал ПЭС характеризуется возможной выработкой энергии в год $\mathcal{E}$ и средней мощностью $N_{\text{ср}}$. Энергетический потенциал ПЭС для нормального полусуточного прилива рекомендуется определять по следующим формулам

$$\left. \begin{aligned} \mathcal{E} &= 1,97 A_{\text{ср}} F_6; \\ N_{\text{ср}} &= 225 \cdot 10^{-6} A^2 F_6, \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

в которых $\mathcal{E}$ – в кВт·ч/год, $N_{\text{ср}}$ – в кВт; $A_{\text{ср}}$ – среднеквадратичная за лунный месяц амплитуда, м; F_6 — средняя площадь зеркала бассейна в пределах приливных колебаний уровня, м².

Эти формулы соответствуют идеальному циклу, при котором сработка и заполнение всего полезного объема бассейна производятся в момент, когда достигается наибольшая разница между уровнями в бассейне и в море (рис. 4, з). При этом для слоя толщиной dh , находящегося на высоте h , без учета КПД имеем

$$d\mathcal{E} = \frac{\rho_{\text{м.в}}}{\rho_{\text{в}}} \frac{F_6 h}{367,2} dh. \quad (2.2)$$

Здесь $\rho_{\text{м.в}}/\rho_{\text{в}}$ — отношение плотностей морской и пресной воды. Для одного цикла отлива или прилива выработка энергии составит

$$\mathcal{E}_u = \frac{\rho_{\text{м.в}}}{\rho_{\text{в}}} \int_0^A \frac{F_6 h}{367,2} dh = \frac{\rho_{\text{м.в}}}{\rho_{\text{в}}} \frac{1}{2 \cdot 367,2} A^2 F_6. \quad (2.2.a)$$

Учитывая, что время цикла прилива или отлива составляет 6,41 ч, для всего года при $\rho_{\text{м.в}}/\rho_{\text{в}} = 1,04$ получаем

$$\mathcal{E} = 1,04 \frac{8760}{6,41 \cdot 2 \cdot 367,2} A^2 F_6 = 1,97 A^2 F_6. \quad (2.2.б)$$

Среднесуточная мощность в (2) находится делением:

$$N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}}{8760}. \quad (2.3)$$

Очевидно, что идеальный цикл невозможен и даже приближаться к нему нецелесообразно, так как для этого потребовались бы огромная пропускная способность и мощность агрегатов, а выдача энергии станцией осуществлялась бы резкими, кратковременными толчками. В реальных условиях сработка и заполнение бассейна ПЭС происходят в течение длительного времени при перепадах меньших, чем A .

На морских побережьях имеется ограниченное число акваторий, на которых благоприятное сочетание F_6 и A может дать достаточно большие мощности и энергоотдачу на ПЭС. Например, при площади акватории залива Сен-Мало $F_6 = 6000 \text{ км}^2$ (северное побережье Франции) и средней величине прилива $A = 6,08 \text{ м}$ потенциальная средняя мощность ПЭС составит около 50 млн кВт.

В России на Дальнем Востоке имеется акватория для создания ПЭС площадью около 6700 км^2 с $A_{\text{макс}} = 11,6 \text{ м}$. Например, Пенжинская ПЭС может иметь мощность 25 млн кВт и годовую выработку электроэнергии 100 млрд кВт·ч.

Общие потенциальные запасы приливной энергии на земном шаре оцениваются по мощности в 1 млрд. кВт и по выработке электроэнергии – в 1240 млрд кВт·ч в год. В России потенциальные запасы приливной энергии определены в размере около 200 млрд. кВт·ч в год.

2.3. Схемы приливных электростанций

Приливные электростанции могут возводить с *одним бассейном* или с *двумя бассейнами*. По условиям работы агрегатов различаются станции *одностороннего действия*, у которых направление течения сохраняется неизменным, и станции *двустороннего действия*, у которых в процессе цикла работы изменяется направление течения. Кроме того, можно выделить приливные станции, работающие с *подкачкой воды*, осуществляемой насосным действием агрегатов, что позволяет улучшить энергетические показатели станции.

Условия работы ПЭС характеризуются структурой цикла, определяющего закономерность изменения уровня в бассейне z_6 в зависимости от положения уровня в море z_m .

ПЭС с одним бассейном. Принцип работы ПЭС рассмотрим на наиболее простой схеме, когда бассейн отгорожен от моря плотиной 3, имеющей водопропускные отверстия 2, и зданием ПЭС 1, в котором установлены турбины, способные работать только при течении воды из бассейна в море (рис. 5, а). В данной схеме ПЭС можно осуществлять различные циклы работы. Наиболее простым является *односторонний цикл*, показанный на рис. 6. При этом агрегаты работают, пропуская воду из бассейна в море. В момент времени, соответствующий точке A , водопропускные отверстия открываются, вода из моря поступает в бассейн, турбины останавливают-

ся. В точке B , когда отлив уже начался, уровни воды в море и бассейне сравниваются. В этот момент затворы водопропускных отверстий закрываются, поэтому уровень в бассейне сохраняется неизменным. Турбины ПЭС могут быть пущены в момент времени, соответствующий точке B , когда благодаря понижению уровня моря будет достигнут напор $H_{\text{мин}}$. В период времени $B—Г$ агрегаты ПЭС работают, уровень в бассейне постепенно понижается, водопропускные отверстия остаются закрытыми. Когда напор опять понизится до технического минимума (точка $Г$), турбины останавливаются, уровень воды в бассейне опять сохраняется постоянным. В точке A_1 уровень воды в бассейне вновь сравнивается с уровнем моря и работа ПЭС продолжается в той же последовательности.

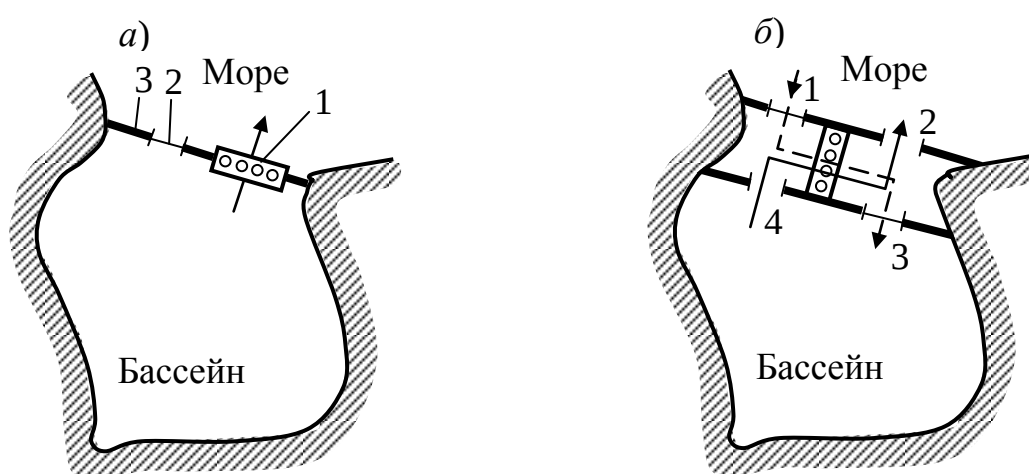


Рис. 5. Схемы приливных электростанций с односторонней (а) и с двусторонней работой (б)

Рабочий процесс ПЭС состоит из следующих характерных циклов: $A—B$ – наполнение; $B—B$ – ожидание; $B—Г$ – выработка электроэнергии; $Г—A_1$ – ожидание. Существенным недостатком ПЭС такого типа является то, что выработка электроэнергии происходит лишь в течение ограниченного времени и период прилива не используется для ее производства.

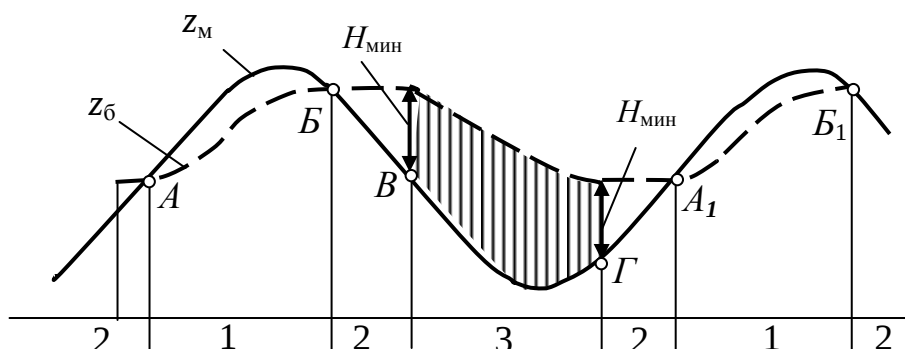


Рис. 6. Циклы работы односторонней ПЭС одностороннего действия

Этого недостатка лишены ПЭС *двустороннего действия* (рис. 5, б). При двустороннем цикле ПЭС вода движется в двух противоположных направлениях не только в гидротурбинах, но и водопропускных сооружениях. Выработка электрической энергии возможна как при пропуске воды из бассейна в море (отлив) 4-2, так и в обратном направлении (прилив) 1-3. По сравнению с односторонним циклом, в этом цикле меньше используемые напоры при увеличенных расходах, что приводит к необходимости увеличения размеров и числа турбин.

Цикл с подкачкой отличается тем, что в момент, когда разница между z_m и z_b невелика, агрегаты включаются в насосный режим работы и за счет подкачки воды в бассейн на гребне прилива или за счет откачки воды из бассейна при минимальном уровне отлива создается дополнительный напор и увеличивается используемый объем воды за цикл, что повышает выработку энергии и мощность электростанции.

Включение в состав сооружений ПЭС специальных насосных станций неэкономично, и поэтому насосная подкачка возможна лишь в том случае, если агрегаты ПЭС являются не только двусторонними, но и обратимыми, т.е. допускают работу, как в турбинном, так и в насосном режиме.

Рассмотренные выше циклы работы ПЭС повторяются на каждой фазе прилива и отлива. В этих условиях периоды работы и остановки станции непрерывно сдвигаются в течение солнечных суток на 50 мин (период прилива составляет 12 ч 25 мин). Это является существенным недостатком, так как трудно использовать мощность ПЭС, если она приходится на ночные часы провала графика нагрузки энергосистемы. Однако созданные в последние десятилетия горизонтальные капсульные гидроагрегаты с осевыми турбинами могут работать в очень широком диапазоне режимов: в турбинных — прямом и обратном и насосных — прямом и обратном. Это дает возможность так построить цикл работы ПЭС с одним бассейном, что вырабатываемая и потребляемая энергия будет вписываться в график нагрузки энергосистемы. Хотя при этом несколько снижается получаемая выработка энергии ПЭС, но коренным образом изменяется ее значимость в энергосистеме.

ПЭС с двумя бассейнами. Несмотря на указанные выше возможности улучшения использования ПЭС с одним бассейном в графике нагрузки энергосистемы все-таки имеются значительные трудности, выражающиеся в необходимости частых смен режимов работы оборудования. Эти недостатки отсутствуют у ПЭС с двумя бассейнами, схема которой показана на рис 7. Здание станции 1 находится между двумя бассейнами, разделенными ограждающими водоподпорными сооружениями 2, которыми бассейны отделены и от моря. Имеются две группы водопропускных сооружений 3 и 4 с затворами.

Цикл работы ПЭС с двумя бассейнами таков, что всегда уровень в первом бассейне выше, чем во втором, причем первый бассейн затворами 3

соединяется с морем в фазе верхней части прилива, а второй бассейн соединяется затворами 4 с морем в фазе нижней части отлива. Турбины ПЭС все время работают в одном направлении — из бассейна 1 в бассейн 2.

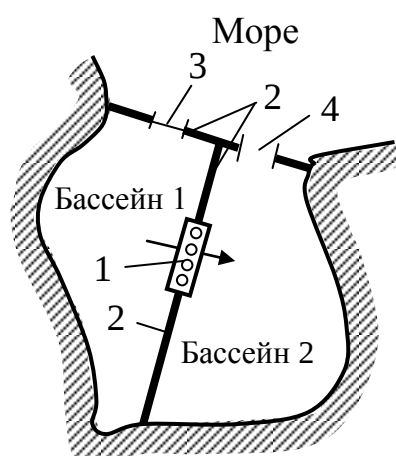


Рис. 7. ПЭС с двумя бассейнами

Выдача мощности в энергосистемы осуществляется непрерывно, причем имеется возможность распределять ее в течение суток в соответствии с требованиями графика нагрузки.

ПЭС с двумя бассейнами имеет весьма благоприятные энергетические показатели, однако в настоящее время такие электростанции не считаются целесообразными в основном из-за высокой стоимости ограждающих водоподпорных сооружений, кроме того, разделение бассейна на две части снижает энергетический потенциал.

Генератор приливного потока. Генератор электроэнергии, который использует кинетическую энергию воды, подобно тому, как ветроэлектрические установки используют энергию ветра. Целесообразна установка таких турбин в проливах, где скорость потока увеличивается.

2.4. Использование приливной энергии в различных странах

Первая крупная ПЭС «Ля Ранс» была пущена в эксплуатацию в 1966 г. во Франции. Она построена в устье реки Ране, которое использовано в качестве бассейна (рис. 8). Ширина перегородженного створа составляет 750 м. При максимальной высоте прилива 13,5 м наибольшая глубина достигает 12 м ниже нуля морских карт (фактическая наибольшая глубина 25,5). Подпорный фронт образован зданием ПЭС длиной около 390 (мощность 240 МВт, 24 капсульных агрегата), водопропускным сооружением длиной 115 м (6 пролетов 15х10 м, перекрытые плоскими Катковыми затворами с гидроприводом) и глухой дамбой длиной 175 м. Кроме того, в составе гидроузла имеется судоходный шлюз. Полезное зеркало бассейна по средней линии прилива $13,6 \cdot 10^6 \text{ м}^2$.

Станция работает в диапазоне величин прилива: сизигийных (9–12 м), проходящих в течение одной недели, и квадратурных (5–9 м), проходящих в другую неделю. Расчетный напор турбин 5,65 м. Цикл ПЭС «Ля Ранс» двусторонний с подкачкой в обе стороны и со сдвигом по фазе относительно прилива. Годовая выработка энергии составляет около $0,56 \cdot 10^9$ кВт·ч.

Первый опыт использования приливной энергии оказался экономически оправданным.



Рис. 8. Первая в мире приливная электростанция «Ля Ранс», Франция

Широкомасштабные исследования и разработки в области использования энергии приливов проводятся в СССР с 50-х годов. Первым итогом этого этапа работы явились сооружение и пуск в 1968 г. на Баренцевом море недалеко от Мурманска опытной Кислогубокой ПЭС проектной мощностью 800 кВт в двух агрегатах (установлен один агрегат) (рис. 9).

Место сооружения ПЭС — губа Кислая — представляет собой узкий залив шириной около 150 м и длиной около 450 м, а горловина, отделяющая губу от моря, имеет ширину всего 35 м, что значительно облегчало отделение ее от моря. Площадь акватории 1,1 км². Прилив имеет правильную полусуточную форму, причем максимальный сизигийный прилив составляет 3,96 м, средний — 2,27 м, минимальный квадратурный — 1,07 м.

В 2004-м году, уже не в СССР, а в России, на заводе «Севмаш» сделали экспериментальную турбину и заменили ею старую капсульную машину и начались испытания в реальных условиях Кольского полуострова. Мощность станции — 1,7 МВт.

Проблемой использования энергии приливов занимаются в ряде стран. В 1985 г. пущена в эксплуатацию ПЭС Аннаполис в заливе Фанди в Канаде (прямоточный агрегат диаметром 7,6 м, мощностью 19,9 МВт). Построены три ПЭС небольшой мощности в КНР. В Англии разрабатывается проект ПЭС Северн мощностью около 1000 МВт.



Рис. 9. Кислогубская приливная электростанция, Россия

В настоящее время в Китае эксплуатируются 5 небольших ПЭС общей мощностью 4,3 МВт, в том числе построенная в 1985 г. ПЭС «Цзянсянь» мощностью 3 МВт.

Сихвинская ПЭС — крупнейшая в мире на настоящий момент приливная электростанция, расположенная в искусственном заливе Сихва-Хо на северо-западном побережье Южной Кореи. Электростанция обладает установленной мощностью 254 МВт и была запущена в августе 2011 г. На данный момент является крупнейшей приливной электростанцией мира.

Другой вариант ПЭС позволяет вообще обходиться без плотины — на дне моря недалеко от берега устанавливаются генераторы с лопастями, которые вращаются движущейся во время приливов/отливов водой. Первая в мире коммерческая приливная электростанция СиДжен «англ. SeaGen», разработанная компанией «Marine Current Turbines» (МСТ), установлена в Северной Ирландии в узком морском заливе Лох-Стрэнгфорд, скорость потока воды при приливе и отливе, в котором может превышать четыре метра в секунду, и подключена к национальным энергосетям. Ее мощность 1,2 МВт (рис.10). ПЭС состоит из одного гидроагрегата и подключена к общей энергосистеме. Роторы могут быть подняты над поверхностью воды для техобслуживания.

В октябре 2012 года компания Siemens подвела предварительные итоги работы СиДжен. При установленной мощности в 1,2 МВт станция вырабатывала 22,53 МВт·ч в день, выдавая в среднем 1 ГВт·ч за 68 дней, что эквивалентно годовой выработке в 5368 МВт·ч.



Рис. 10. Приливная электростанция СиДжен

Генерирующий потенциал приливной энергетики необычайно высок. По оценкам экспертов, использование силы приливов и отливов даст возможность выработки в год от 200 до 450 ТВт электроэнергии. Для сравнения — в России годовая выработка на объектах малой гидроэнергетики колеблется в пределах 200 ТВт. По оптимистичным прогнозам, использование всего потенциала приливных явлений позволит удовлетворить четверть объёма потребностей России в электроэнергии.

Если же говорить о мировых масштабах, то, по расчётам специалистов, перспективы развития приливной энергетики выглядят фантастическими — строительство и запуск станций во всех точках, где это возможно, даст такое количество энергии, которое превысит потребности человечества в пять тысяч раз и превзойдёт потенциал всех оставшихся запасов углеводородного сырья планеты.

Реализация проектов приливных электростанций как в России, так и во всём мире, является достаточно многообещающим направлением в энергетике. Приливные электростанции, сопоставимые по стоимости строительства и показателям работы с обычными ГЭС, в отличие от последних, безопасны в эксплуатации и независимы от сезонных природных явлений.

Раздел 3. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

3.1 Лекции

Вводная лекция

Продолжительность 1 час

Цель лекции: дать основные сведения о предмете и его связи с другими дисциплинами

Перечень вопросов:

1. Определение предмета.
2. Цели и задачи дисциплины, её связь с другими дисциплинами.
3. Концепция внедрения нетрадиционных способов и средств получения электрической энергии в России.

Лекция № 1

Тема: **Схемы использования водной энергии**

Продолжительность 1 час

Цель лекции: Изучение принципиальных схем гидроэнергетических установок и основных гидроэнергетических показателей, характеризующих движение жидкости и её энергию.

Перечень вопросов:

1. Освоение малых водотоков.
2. Принципиальные схемы гидроэнергетических установок.
3. Энергия жидкости.
 - 3.1. Давление жидкости.
 - 3.2. Удельная энергия.
 - 3.3. Мощность потока жидкости.
 - 3.4. Уравнение Бернулли.
4. Выводы.

Основная литература:

1. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
2. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

1. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
2. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977.

Лекция № 2

Тема: **Гидравлические турбины**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение основных видов турбин и областей их использования

Перечень вопросов:

1. Параметры турбин.
2. Основные виды турбин.
 - 2.1. Осевые турбины.
 - 2.2. Диагональные турбины.
 - 2.3. Радиально – осевые турбины.
 - 2.4. Ковшовые турбины.
3. Области использования турбин различных видов.
4. Выводы.

Основная литература:

1. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
2. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

1. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
2. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977.

Лекция № 3

Тема: **Основы теории рабочего процесса турбины**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение основных уравнений, описывающих циркуляцию потока и правил построения параллелограммов и треугольников скоростей.

Перечень вопросов:

1. Поток, создаваемый направляющим аппаратом реактивных турбин.
2. Кинематика потока в рабочем колесе реактивных турбин.
3. Выводы.

Основная литература:

3. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
4. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

3. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
4. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 4

Тема: **Основы теории рабочего процесса турбин**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение влияния параметров турбины на течение жидкости в проточной части. Вывод основного энергетического уравнения турбины.

Перечень вопросов:

1. Режим работы турбины.

2. Основное энергетическое уравнение турбины.
3. Особенности рабочего процесса ковшовых турбин.
4. Потери энергии и КПД.
5. Выводы.

Основная литература:

5. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
6. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

5. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
6. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 5

Тема: **Моделирование турбин и принципы подобия**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение основ моделирования и подобия гидравлических турбин.

Перечень вопросов:

1. Основные положения.
2. Турбины одного типа и законы подобия режимов их работы.
3. Приведённые параметры турбин.
4. Коэффициент быстроходности.
5. Выводы.

Основная литература:

7. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
8. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

7. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
8. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 6

Тема: **Подводящие элементы турбин**

Продолжительность 1 час

Цель лекции: Изучение видов турбинных камер и методов их гидравлических расчётов.

Перечень вопросов:

1. Турбинные камеры.
2. Гидравлический расчёт турбинных камер.
 - 2.1. Общие положения.
 - 2.2. Расчёт по средним значениям скоростей.

2.3. Расчёт бетонных спиральных камер.

3. Выводы.

Основная литература:

9. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.

10. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

9. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.

10. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 7

Тема: **Отводящие элементы турбин**

Продолжительность 1 час

Цель лекции: Изучение рабочего процесса, протекающего в отсасывающей трубе и методов расчёта отсасывающих труб.

Перечень вопросов:

1. Назначение отсасывающих труб

2. Рабочий процесс в отсасывающей трубе.

2.1. Гидравлические показатели отсасывающей трубы.

2.2. Энергетические показатели отсасывающей трубы.

2.3. Энергетический эффект отсасывающей трубы.

2.4. Коэффициент восстановления отсасывающей трубы.

3. Типы отсасывающих труб.

4. Выводы.

Основная литература:

11. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.

12. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

11. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.

12. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 8

Тема: **Кавитация и допустимая высота отсасывания турбин**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение явления кавитации и в гидравлических турбинах и методов её исключения.

Перечень вопросов:

1. Явление кавитации.

2. Коэффициент кавитации.

3. Допустимая высота отсасывания.

4. Выводы.

Основная литература:

13. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.

14. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

13. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.

14. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 9

Тема: **Характеристики турбин**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение основных видов характеристик турбин и методов их построения

Перечень вопросов:

1. Виды характеристик.
2. Общие характеристики.
3. Универсальные характеристики.
4. Линейные характеристики.
5. Пересчёт параметров.
6. Потери в турбине и балансовые характеристики.
7. Определение КПД натурной турбины.
8. Разгонные характеристики турбин.
9. Выводы.

Основная литература:

15. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.

16. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

15. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.

16. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Лекция № 10

Тема: **Автоматизация гидротурбинного оборудования**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение принципов автоматизации гидротурбинного оборудования и схем автоматического регулирования.

Перечень вопросов:

1. Задачи и принципы автоматизации.
2. Принципиальные схемы автоматического регулирования.
 - 2.1. Регулятор прямого действия

- 2.2. Регулятор непрямого действия.
3. Типы регуляторов скорости гидротурбин.
4. Выводы.

Основная литература:

17. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. Учебник для ВУЗов. М. Энергоатомиздат, 1993.
18. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л., 1956.

Дополнительная литература:

17. Известия ВУЗ. / Энергетика, 1985, № 11.
18. Барлит В.В. Гидравлические турбины. /Учебное пособие/ К. Высш. шк., 1977

Заключительная лекция

Тема: **Основные тенденции развития малой гидроэнергетики, ветроэнергетики и биоэнергетики в мире**

Продолжительность 2 часа

Цель: Изучение основных тенденций развития нетрадиционных источников энергии в мире.

Перечень вопросов:

1. Малая гидроэнергетика
2. Ветроэнергетика
3. Биомасса – реальный источник коммерческих топлив и энергии

3.2. Задачи по гидроэнергетике

Задача № 1

Определить окружную составляющую скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата гидротурбины.

Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата $0,7 \text{ м}$, высота направляющего аппарата $0,2 \text{ м}$, угол установки лопатки направляющего аппарата 45° .

Задача № 2

Определить абсолютную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины.

Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, расчётный диаметр выходной кромки лопасти рабочего колеса $0,5 \text{ м}$, высота выходного отверстия колеса $0,3 \text{ м}$, угол установки выходной кромки лопасти рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин .

Задача № 3

Определить циркуляцию направляющего аппарата гидротурбины.

Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата $0,55 \text{ м}$, высота направляющего аппарата $0,16 \text{ м}$, угол установки лопат-

ки направляющего аппарата 45° , диаметр выходной кромки направляющего аппарата 0,5 м.

Задача № 4

Определить число оборотов в минуту гидротурбины в режиме нормального выхода жидкости из рабочего колеса.

Задано: расчётный диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса 0,5 м, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 5,6 м/с, угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин, циркуляция на выходе из рабочего колеса $1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Задача № 5

Определить крутящий момент на рабочем колесе гидротурбины в режиме нормального выхода.

Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, рабочий диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса 0,65 м, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 7 м/с, угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° .

Задача № 6

Определить число оборотов в минуту, расход воды и мощность натурной гидротурбины.

Задано: приведенное число оборотов в минуту модели турбины 60 об/мин, приведенный расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, напор 100 м, диаметр натурной турбины 1,2 м, КПД 0,95.

Задача № 7

Определить расход воды через гидротурбину без отсасывающей трубы.

Задано: диаметр рабочего колеса 0,5 м, приведённый расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 30 м, высота установки турбины над нижним бьефом 2,5 м.

Задача № 8

Определить расход воды через гидротурбину с цилиндрической отсасывающей трубой.

Задано: диаметр рабочего колеса 0,65 м, приведённый расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 3 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Задача № 9

Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.

Задано: статический напор 40 м, расход воды через турбину $3 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 345° .

Задача № 10

Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.

Задано: статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 4 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Задание 11.

Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.

Задано: напор 50 м, коэффициент кавитации 0,115, абсолютная отметка установки турбины 300 м.

3.3. Эталонные решения задач

1. Определить окружную составляющую скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата гидротурбины, если расход воды равен $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата – 0,7 м, высота направляющего аппарата – 0,2 м, угол установки лопатки направляющего аппарата – 45° .

Решение:

$$Q = 1,5 \text{ м}^3/\text{с}; D_0 = 0,7 \text{ м}; b_0 = 0,2 \text{ м}; \alpha_{н.а.} = 45^\circ.$$

$$v_{or} = \frac{Q}{D_0 b_0} = 3,41 \text{ м/с}; v_o = \frac{v_{or}}{\sin \alpha_{i.а.}} = 4,82 \text{ м/с}; v_{ou} = v_o \cos \alpha_{i.а.} = 3,45 \text{ м/с}.$$

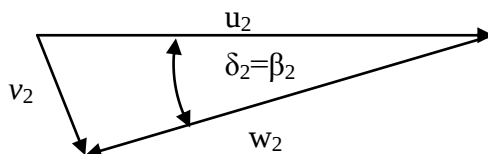
2. Определить абсолютную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины, если расход воды равен $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, расчётный диаметр выходной кромки лопасти рабочего колеса – 0,5 м, высота выходного отверстия колеса – 0,3 м, угол установки выходной кромки лопасти рабочего колеса – 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса – 500.

Решение:

$$Q = 1,5 \text{ м}^3/\text{с}; D_{2p} = 0,5 \text{ м}; b_k = 0,3 \text{ м}; \delta_2 = 30^\circ; n = 500 \text{ об/мин}.$$

$$v_{2m} = \frac{Q}{\pi D_{2p} b_k} = 3,18 \text{ м/с}; w_2 = \frac{v_{2m}}{\sin \delta_2} = 6,36 \text{ м/с}; u_2 = \frac{\pi D_{2p} n}{60} = 13,09 \text{ м/с}; v_2 = 8$$

м/с.



3. Определить циркуляцию направляющего аппарата гидротурбины, если расход воды равен $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата – 0,55 м, высота направляющего аппарата – 0,16 м, угол установки лопатки направляющего аппарата – 45° , диаметр выходной кромки направляющего аппарата – 0,5 м.

Решение:

$$Q = 1,5 \text{ м}^3/\text{с}; D_0 = 0,55 \text{ м}; b_0 = 0,16 \text{ м}; D_{02} = 0,5 \text{ м}; \alpha_{\text{н.а.}} = 45^\circ.$$

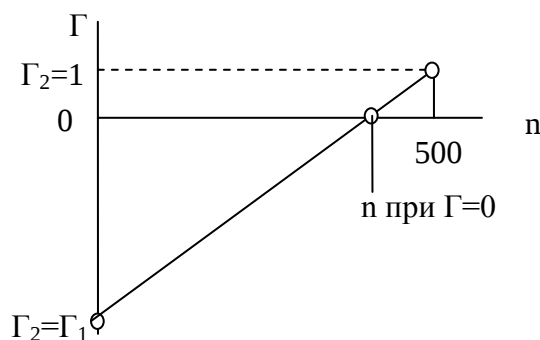
$$v_{or} = \frac{Q}{\pi D_0 b_0} = 5,43 \text{ м/с}; v_0 = \frac{v_{or}}{\sin \alpha_{i.\dot{a.}}} = 7,68 \text{ м/с}; \Gamma_0 = \pi D_{02} v_0 \cos \alpha_{i.\dot{a.}} = 8,52 \text{ м}^2/\text{с}.$$

4. Определить число оборотов в минуту гидротурбины в режиме нормального выхода жидкости из рабочего колеса, если расчётный диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса – 0,5 м, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса – 5,6 м/с, угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса – 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса – 500, циркуляция на выходе из рабочего колеса равна $1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Решение:

$$D_{1p} = 0,5 \text{ м}; v_1 = 5,6 \text{ м/с}; \alpha = 30^\circ; n = 500 \text{ об/мин}; \Gamma_2 = 1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$\Gamma_1 = \pi D_{1p} v_1 \cos \alpha_1 = 7,61 \text{ м}^2/\text{с}; n = 440 \text{ об/мин}.$$



3.4. Задания для контрольной работы

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 1.

1. Энергия жидкости (давление жидкости, удельная энергия потока).
2. Задачи и принципы автоматизации гидротурбинного оборудования.
3. Определить окружную составляющую скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата 0,5 м, высота направляющего аппарата 0,25 м, угол установки лопатки направляющего аппарата 45° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 2.

1. Уравнение Бернулли для установившегося движения несжимаемой жидкости.

2. Универсальная характеристика турбины.
3. Определить абсолютную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины.
4. Задано: расход воды $2,5 \text{ м}^3/\text{с}$, расчётный диаметр выходной кромки лопасти рабочего колеса $0,7 \text{ м}$, высота выходного отверстия колеса $0,3 \text{ м}$, угол установки выходной кромки лопасти рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 3.

1. Параметры турбин.
2. Типы отсасывающих труб.
3. Определить циркуляцию направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата $0,5 \text{ м}$, высота направляющего аппарата $0,2 \text{ м}$, угол установки лопатки направляющего аппарата 45° , диаметр выходной кромки направляющего аппарата $0,45 \text{ м}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 4

1. Энергия жидкости (давление жидкости, удельная энергия потока).
2. Явление кавитации.
3. Определить число оборотов в минуту гидротурбины в режиме нормального выхода жидкости из рабочего колеса.
4. Задано: расчётный диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса $0,6 \text{ м}$, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 6 м/с , угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 600 об/мин , циркуляция на выходе из рабочего колеса $1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 5

1. Уравнение Бернулли для установившегося движения несжимаемой жидкости.
2. Энергетические показатели и энергетический эффект отсасывающей трубы.
3. Определить крутящий момент на рабочем колесе гидротурбины в режиме нормального выхода.

4. Задано: расход воды $1,7 \text{ м}^3/\text{с}$, рабочий диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса $0,6 \text{ м}$, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 7 м/с , угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 6

1. Параметры турбин.
2. Явление кавитации.
3. Определить число оборотов в минуту, расход воды и мощность натурной гидротурбины.
4. Задано: приведенное число оборотов в минуту модели турбины 60 об/мин , приведенный расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, напор 100 м , диаметр натурной турбины $1,2 \text{ м}$, КПД $0,92$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 7.

1. Поток, создаваемый направляющим аппаратом реактивных турбин.
2. Допустимая высота отсасывания.
3. Определить расход воды через гидротурбину без отсасывающей трубы.
4. Задано: диаметр рабочего колеса $0,5 \text{ м}$, приведённый расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 25 м , высота установки турбины над нижним бьефом $1,5 \text{ м}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 8.

1. Кинематика потока в рабочем колесе радиально-осевой турбины.
2. Виды характеристик турбин.
3. Определить расход воды через гидротурбину с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: диаметр рабочего колеса $0,65 \text{ м}$, приведённый расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 20 м , скорость воды на выходе из рабочего колеса 3 м/с , коэффициент потерь в трубе $1,1$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 9.

1. Кинематика потока в рабочем колесе осевой турбины.
2. Общие характеристики турбин.

3. Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.
4. Задано: статический напор 45 м, расход воды через турбину $3,5 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 345° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 10.

1. Режим работы турбины.
2. Универсальная характеристика турбины.
3. Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 4 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 11.

1. Основное энергетическое уравнение турбины.
2. Линейные характеристики турбины.
3. Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.
4. Задано: напор 50 м, коэффициент кавитации 0,115, абсолютная отметка установки турбины 300 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 12.

1. Особенности рабочего процесса ковшовых турбин.
2. Разгонные характеристики турбин.
3. Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.
4. Задано: статический напор 40 м, расход воды через турбину $3 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 345° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 13.

1. Турбины одного типа и закон подобия режимов их работы.
2. Задачи и принципы автоматизации гидротурбинного оборудования.
3. Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.
4. Задано: напор 55 м, коэффициент кавитации 0,11, абсолютная отметка установки турбины 250 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 14.

1. Приведенные параметры турбин.
2. Регулятор прямого действия.
3. Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: статический напор 20 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 3,8 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 15.

1. Коэффициент быстроходности турбины.
2. Регуляторы непрямого действия без обратной связи.
3. Определить окружную составляющую скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды 1,5 м³/с, средний диаметр направляющего аппарата 0,7 м, высота направляющего аппарата 0,2 м, угол установки лопатки направляющего аппарата 45°.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 16.

1. Турбинные камеры.
2. Регуляторы непрямого действия с обратной связью.
3. Определить абсолютную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины.
4. Задано: расход воды 1,5 м³/с, расчётный диаметр выходной кромки лопасти рабочего колеса 0,5 м, высота выходного отверстия колеса 0,3 м, угол установки выходной кромки лопасти рабочего колеса 30°, число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 17.

1. Гидравлический расчет стальной спиральной камеры с круглыми поперечными сечениями.
2. Типы регуляторов скорости гидротурбины.
3. Определить циркуляцию направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды 1,5 м³/с, средний диаметр направляющего аппарата 0,55 м, высота направляющего аппарата 0,16 м, угол установки

лопатки направляющего аппарата 45° , диаметр выходной кромки направляющего аппарата 0,5 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 18.

1. Расчет бетонных спиральных камер.
2. Коэффициент кавитации.
3. Определить крутящий момент на рабочем колесе гидротурбины в режиме нормального выхода.
4. Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, рабочий диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса 0,65 м, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 7 м/с, угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 19

1. Гидравлические показатели отсасывающей трубы.
2. Потери в турбине и балансовые характеристики.
3. Определить число оборотов в минуту гидротурбины в режиме нормального выхода жидкости из рабочего колеса.
4. Задано: расчётный диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса 0,5 м, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 5,6 м/с, угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин, циркуляция на выходе из рабочего колеса $1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 20.

1. Кинематика потока в рабочем колесе радиально-осевой турбины.
2. Допустимая высота отсасывания.
3. Определить расход воды через гидротурбину без отсасывающей трубы.
4. Задано: диаметр рабочего колеса 0,5 м, приведённый расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 25 м, высота установки турбины над нижним бьефом 1,5 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 21.

1. Поток, создаваемый направляющим аппаратом реактивных турбин.
2. Виды характеристик турбин.
3. Определить расход воды через гидротурбину с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: диаметр рабочего колеса 0,65 м, приведённый расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 20 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 3 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1 .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 22

1. Кинематика потока в рабочем колесе осевой турбины.
2. Универсальная характеристика турбины.
3. Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.
4. Задано: статический напор 45 м, расход воды через турбину $3,5 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 335° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 23

1. Общие характеристики турбин.
2. Режим работы турбины.
3. Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 4 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 24

1. Основное энергетическое уравнение турбины.
2. Разгонные характеристики турбин.
3. Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.
4. Задано: напор 50 м, коэффициент кавитации 0,115, абсолютная отметка установки турбины 300 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 25

1. Линейные характеристики турбины.
2. Особенности рабочего процесса ковшовых турбин.

3. Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.
4. Задано: статический напор 40 м, расход воды через турбину $3 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 345° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 26

1. Турбины одного типа и закон подобия режимов их работы.
2. Задачи и принципы автоматизации гидротурбинного оборудования.
3. Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.
4. Задано: напор 60 м, коэффициент кавитации 0,115, абсолютная отметка установки турбины 300 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 27

1. Приведенные параметры турбин.
2. Регулятор прямого действия.
3. Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: статический напор 20 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса $3,8 \text{ м/с}$, коэффициент потерь в трубе 1,1.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 28.

1. Энергия жидкости (давление жидкости, удельная энергия потока).
2. Универсальная характеристика турбины.
3. Определить окружную составляющую скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата 0,5 м, высота направляющего аппарата 0,25 м, угол установки лопатки направляющего аппарата 45° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 29.

1. Уравнение Бернулли для установившегося движения несжимаемой жидкости.
2. Задачи и принципы автоматизации гидротурбинного оборудования.

3. Определить абсолютную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины.
4. Задано: расход воды $2 \text{ м}^3/\text{с}$, расчётный диаметр выходной кромки лопасти рабочего колеса $0,8 \text{ м}$, высота выходного отверстия колеса $0,3 \text{ м}$, угол установки выходной кромки лопасти рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 500 об/мин .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 30.

1. Параметры турбин.
2. Линейные характеристики турбины.
3. Определить циркуляцию направляющего аппарата гидротурбины.
4. Задано: расход воды $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, средний диаметр направляющего аппарата $0,5 \text{ м}$, высота направляющего аппарата $0,2 \text{ м}$, угол установки лопатки направляющего аппарата 45° , диаметр выходной кромки направляющего аппарата $0,45 \text{ м}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 31.

1. Энергия жидкости (давление жидкости, удельная энергия потока).
2. Универсальная характеристика турбины.
3. Определить число оборотов в минуту гидротурбины в режиме нормального выхода жидкости из рабочего колеса.
4. Задано: расчётный диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса $0,6 \text{ м}$, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 6 м/с , угол между абсолютной и окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° , число оборотов в минуту рабочего колеса 600 об/мин , циркуляция на выходе из рабочего колеса $1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 32.

1. Уравнение Бернулли для установившегося движения несжимаемой жидкости.
2. Явление кавитации.
3. Определить крутящий момент на рабочем колесе гидротурбины в режиме нормального выхода.
4. Задано: расход воды $1,7 \text{ м}^3/\text{с}$, рабочий диаметр входной кромки лопасти рабочего колеса $0,6 \text{ м}$, абсолютная скорость воды на входной кромке лопасти рабочего колеса 7 м/с , угол между абсолютной и

окружной скоростями жидкости на входной кромке рабочего колеса 30° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 33.

1. Параметры турбин.
2. Энергетические показатели и энергетический эффект отсасывающей трубы.
3. Определить число оборотов в минуту, расход воды и мощность натурной гидротурбины.
4. Задано: приведенное число оборотов в минуту модели турбины 50 об/мин, приведенный расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, напор 100 м, диаметр натурной турбины 1,2 м, КПД 0,92.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 34.

1. Поток, создаваемый направляющим аппаратом реактивных турбин.
2. Виды характеристик турбин.
3. Определить расход воды через гидротурбину без отсасывающей трубы.
4. Задано: диаметр рабочего колеса 0,5 м, приведённый расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 25 м, высота установки турбины над нижним бьефом 1,5 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 35.

1. Кинематика потока в рабочем колесе радиально-осевой турбины.
2. Допустимая высота отсасывания.
3. Определить расход воды через гидротурбину с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: диаметр рабочего колеса 0,65 м, приведённый расход воды $1,2 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 20 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 3,5 м/с, коэффициент потерь в трубе 1,05.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 36.

1. Кинематика потока в рабочем колесе осевой турбины.
2. Общие характеристики турбин.
3. Определить радиус входного сечения спиральной камеры гидротурбины.

4. Задано: статический напор 45 м, расход воды через турбину $3,5 \text{ м}^3/\text{с}$, угол охвата 340° .

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 37.

1. Режим работы турбины.
2. Типы отсасывающих труб.
3. Определить КПД гидравлической турбины с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса $2,5 \text{ м/с}$, коэффициент потерь в трубе 1,12.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 38.

1. Основное энергетическое уравнение турбины.
2. Явление кавитации.
3. Определить допустимую высоту отсасывания для гидротурбины.
4. Задано: напор 50 м, коэффициент кавитации 0,115, абсолютная отметка установки турбины 300 м.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 39.

1. Режим работы турбины.
2. Допустимая высота отсасывания.
3. Определить расход воды через гидротурбину с цилиндрической отсасывающей трубой.
4. Задано: диаметр рабочего колеса 0,6 м, приведённый расход воды $1,25 \text{ м}^3/\text{с}$, статический напор 25 м, скорость воды на выходе из рабочего колеса 3 м/с , коэффициент потерь в трубе 1,05.

3.5. Перечень теоретических вопросов для выполнения контрольной работы

1. Что представляет собой направляющий аппарат гидротурбины?
2. Виды профилей лопаток направляющего аппарата.
3. Чему равен вектор скорости жидкости на выходе из направляющего аппарата?
4. Охарактеризовать циркуляцию потока.
5. Записать закон постоянства момента скорости.

6. Назвать составляющие движения жидкости в рабочем колесе турбины.
7. Чему равен вектор абсолютной скорости движения жидкости в рабочем колесе турбины?
8. Что дает построение параллелограммов скоростей движения жидкости в рабочем колесе турбины?
9. От чего зависит окружная составляющая абсолютной скорости движения жидкости в рабочем колесе турбины?
10. Охарактеризовать угол, определяющий направление лопастей рабочего колеса турбины.
11. Охарактеризовать относительное движение жидкости в рабочем колесе турбины.
12. Охарактеризовать переносное движение жидкости в рабочем колесе турбины.
13. Определить радиальную компоненту скорости жидкости в направляющем аппарате турбины.
14. Определить циркуляцию жидкости на выходе из направляющего аппарата турбины.
15. Определить переносную окружную скорость в рабочем колесе турбины.
16. Определить меридианную компоненту скорости жидкости на входе в рабочее колесо.
17. Определить относительную скорость жидкости на выходе из рабочего колеса турбины.
18. Определить окружную компоненту абсолютной скорости жидкости на входе в рабочее колесо турбины.
19. Охарактеризовать режим безударного входа жидкости в рабочее колесо турбины.
20. Охарактеризовать режим нормального выхода жидкости из рабочего колеса турбины.
21. Охарактеризовать оптимальный режим работы турбины.
22. В каком случае на рабочем колесе турбины создается крутящий момент?
23. Охарактеризовать основное уравнение турбины.
24. Из каких потерь складываются потери мощности турбины?
25. Охарактеризовать объемные потери в турбине.
26. Охарактеризовать гидравлические потери в турбине.
27. Охарактеризовать механические потери в турбине.
28. Чему равен полный КПД турбины?
29. Охарактеризовать главные потери энергии для быстроходных турбин.
30. Охарактеризовать главные потери энергии тихоходных турбин.
31. Определить крутящий момент на рабочем колесе.
32. Определить мощность, развиваемую рабочим колесом.

33. Определить напор при заданном гидравлическом КПД турбины.
34. Определить зависимость гидравлического КПД от числа оборотов в минуту турбины.
35. Определить циркуляцию на входе в рабочее колесо турбины.
36. Определить циркуляцию на выходе из рабочего колеса турбины.
37. Охарактеризовать условие геометрического подобия турбин.
38. Охарактеризовать условие кинематического подобия турбин.
39. Какие режимы работы турбины называются изогональными?
40. Охарактеризовать условие динамического подобия турбин.
41. В каком случае режимы турбин одного типа будут подобны?
42. Записать кинематическое условие подобия режима работы турбины.
43. Записать отношение частот вращения двух турбин одного типа, чтобы режимы их работы были подобны.
44. Записать отношение расходов жидкости двух турбин одного типа, чтобы режимы их работы были подобны.
45. Записать отношение мощностей двух турбин одного типа, чтобы режимы их работы были подобны.
46. Охарактеризовать приведенные параметры турбины.
47. Охарактеризовать коэффициент быстроходности.
48. Записать формулу, связывающую коэффициент быстроходности и приведенную частоту вращения.
49. Определить по результатам испытания модели оптимальное число оборотов в минуту турбины.
50. Определить по результатам испытания модели оптимальный расход турбины.
51. Определить по результатам испытания модели оптимальную мощность турбины.
52. Определить приведенное число оборотов в минуту турбины.
53. Определить приведенный расход турбины.
54. Проверить условие кинематического подобия турбины и модели.
55. Охарактеризовать требования, предъявляемые к турбинным камерам турбин.
56. Охарактеризовать виды турбинных камер.
57. Охарактеризовать конструкции турбинных камер.
58. Назвать исходное положение для гидравлического расчета турбинных камер.
59. Записать формулу для определения расхода жидкости, проходящей через данное сечение спирали турбинной камеры.
60. На основании, каких гипотез определяются размеры сечений спиральной камеры?
61. От чего зависит средняя скорость во входном сечении спирали турбинной камеры?

62. Чему равен радиус в любом сечении спиральной камеры с круглым поперечным сечением?
63. Какой тип турбинной камеры применяют для малых низконапорных турбин?
64. Какой вид турбинной камеры применяют для малых горизонтальных турбин?
65. Какой угол охвата имеют стальные спиральные камеры?
66. Какой угол охвата имеют бетонные турбинные камеры?
67. Определить скорость во входном сечении спирального канала турбинной камеры.
68. Определить расход воды во входном сечении стальной спиральной камеры.
69. Определить радиус входного сечения стальной спиральной камеры.
70. Назначение отсасывающих труб.
71. Что создается отсасывающей трубой под рабочим колесом гидротурбины?
72. Какая высота называется высотой отсасывания?
73. Чем определяется статическое понижение давления под рабочим колесом гидротурбины отсасывающей трубой?
74. Чем определяется динамическое понижение давления под рабочим колесом гидротурбины отсасывающей трубой?
75. Из каких потерь состоит теряемая энергия гидротурбиной при наличии отсасывающей трубы?
76. Охарактеризовать прямоосные отсасывающие трубы.
77. Охарактеризовать раструбные отсасывающие трубы.
78. Охарактеризовать изогнутые отсасывающие трубы.
79. Какими факторами определяются внутренние потери отсасывающей трубы?
80. Определить допустимую высоту отсасывания, если коэффициент кавитации равен 0,115 и абсолютная отметка нижнего бьефа 300 м.
81. Для каких целей ограничивают высоту отсасывания?
82. Что показывает коэффициент кавитации?
83. Что называется, кавитацией?
84. Какие воздействия на гидромашины вызывает кавитирующий поток?
85. В каком виде представляются характеристики гидротурбины?
86. Что представляют собой общие характеристики?
87. Какая характеристика называется эксплуатационной?
88. В каких параметрах строится универсальная характеристика?
89. По результатам, каких испытаний строится универсальная характеристика?
90. Сечение, какой характеристики представляет собой любая линейная характеристика?
91. Охарактеризовать линейную мощностную характеристику.

92. Охарактеризовать линейную расходную характеристику.
93. Охарактеризовать линейную оборотную характеристику.
94. Охарактеризовать линейную напорную характеристику.
95. В каком случае возникает разгонная частота вращения?
96. Какие поправки должны быть учтены при определении КПД натурной турбины по результатам испытания модели?
97. Определить точку оптимального режима на универсальные характеристики турбины.
98. Что представляют собой регуляторы непрямого действия с обратной связью;
99. Что представляют собой регуляторы непрямого действия;
100. Что представляют собой регуляторы прямого действия.

3.6. Методические указания к выполнению курсового проекта

3.6.1. Структура курсового проекта

Курсовой проект выполняется в соответствии с заданием и содержит текстовую и графическую информацию. Текстовой и расчётный материал оформляется в виде пояснительной записки, в состав которой входят:

- титульный лист (приложение);
- задание на проектирование;
- введение;
- пункты пояснительной записки в соответствии с оглавлением;
- выводы;
- перечень использованной литературы;
- оглавление;
- приложения.

3.6.2. Оформление курсового проекта

Объём пояснительной записки - не более 40-45 страниц, включая рисунки, таблицы, графики с соответствующими обоснованиями и ссылками. Записка выполняется на листах формата А 4, которые должны быть пронумерованы и сброшюрованы. В конце пояснительной записки приводится список использованной литературы и оглавление.

Текст пояснительной записки выполняется в рукописном (или машинописном) виде на отдельных листах в соответствии с ГОСТ 2.105 – 79.

Листы текста должны иметь рамки и основные надписи согласно ГОСТ 2.104-68.

Текст пояснительной записки делят на разделы, имеющие порядковые номера - арабские цифры с точкой. Первый раздел – «Введение», осталь-

ные соответствуют содержанию курсового проекта, а их наименования записывают прописными буквами с новой строки.

Разделы рекомендуется начинать с новой страницы.

Разделы состоят из подразделов, имеющих порядковые номера в пределах раздела. Полный номер подраздела состоит из двух чисел - номера раздела и подраздела, разделены точкой. Наименование подраздела записывают строчными буквами, а между подразделами дополнительно оставляют один интервал.

При необходимости подразделы можно делить на пункты и подпункты. Каждый пункт нумеруют в пределах подраздела, а его номер состоит из номера раздела, подраздела и пункта, разделённых точками, например, 5.3.1.4. (5-й раздел, 3-й подраздел, 1-й пункт, 4-й подпункт и т.д.). Пункт начинается с абзаца и может иметь заголовок, который записывают строчными буквами.

В тексте буквенные обозначения физических величин должны соответствовать государственным стандартам. При расчётах необходимо пользоваться системой СИ, а при указании единиц величин соблюдать требования ГОСТ 8.417-81.

Рисунки и графики должны быть выполнены грамотно и аккуратно чернилами (пастой) с использованием линейки, циркуля и лекал в соответствии с требованиями ЕСКД и ГОСТ.

При рассмотрении каждого раздела проекта в пояснительной записке необходимо кратко сформулировать решаемую задачу, привести исходные данные и условия, показать ход расчётов и их результат.

При применении повторяющихся расчётов в первый раз должна приводиться расчётная формула в общем виде, с обозначением всех входящих в неё величин символами, числовыми значениями, подставленными в неё, и результат, с указанием единицы измерения и величины. При повторных аналогичных расчётах приводятся лишь результаты в табличной форме.

Чертежи (формат А1) должны выполняться с соблюдением ГОСТ и ЕСКД и иметь основную надпись в соответствии с ГОСТ 2.104-68.

Перечень использованной литературы в тексте необходимо оформлять в соответствии с ГОСТ 7.1-84.

Сведения о книгах (монографиях, учебниках, справочниках) включают в себя фамилию, инициалы авторов, заглавие книги, место издания, издательство (или издание), год издания и общее количество страниц. Если авторов более трёх, допускается указание фамилий только трёх из них и далее "и др."

Сведения о статье из периодического издания содержат фамилию и инициалы автора (авторов), написавших статью, её название, название журнала (газеты), год, номер (для журнала), число (для газеты), первую и последнюю страницы, на которых помещена статья.

Сведения о стандартах включают в себя обозначение и наименование стандарта. Сведения об изобретениях - регистрационный номер свидетельства, название страны, полное наименование, инициалы и фамилии авторов, издание, в котором опубликовано описание, год издания и номер выпуска.

Сведения о проектной и другой технической документации должны содержать: заглавие, вид документации, организацию, выпустившую документацию, город и год выпуска.

Литературные источники приводят либо в порядке их употребления, либо по алфавиту. Иностранные издания помещают после отечественных.

Каждое приложение к основному тексту следует начинать с новой страницы с указанием в правом верхнем углу слова "Приложение" и тематического заголовка. При наличии в тексте более одного приложения все они нумеруются арабскими цифрами.

3.6.3. Содержание курсового проекта

Курсовой проект по гидроэнергетике должен включать следующие разделы:

1. Введение
2. Исходные данные для проектирования и их анализ
3. Выбор принципиальной схемы гидроэлектрической установки (ГЭУ)
4. Выбор типа электрогенератора
5. Определение основных параметров гидротурбины
 - 5.1. Определение номинального диаметра рабочего колеса турбины
 - 5.2. Определение числа оборотов в минуту рабочего колеса турбины и передаточного отношения мультипликатора (при необходимости)
 - 5.3. Определение КПД турбины
 - 5.4. Определение разгонной скорости вращения рабочего колеса турбины
 - 5.5. Определение высоты отсасывания
6. Гидромеханический расчёт подводящих элементов турбины
7. Расчёт отсасывающей трубы
8. Выбор основных элементов трансмиссии
9. Выбор конструктивного выполнения направляющего аппарата
10. Выбор системы управления ГЭУ
11. Определение КПД ГЭУ
12. Построение линейных и эксплуатационных характеристик ГЭУ
13. Разработка технического описания ГЭУ
14. Выводы

Во "Введении" необходимо кратко охарактеризовать состояние рассматриваемого вопроса, обосновать актуальность темы и определить задачу курсового проектирования.

В разделе "Исходные данные для проектирования и их анализ" необходимо определить технический потенциал водного потока, мощность на валу турбины и выработку электроэнергии за год.

В разделе "Выбор принципиальной схемы ГЭУ" обосновывается тип гидротурбины, расположение оси вращения турбины, тип турбинной камеры.

В разделе "Выбор электрогенератора" даётся обоснование генерирующего устройства электрической энергии, принятого в проектируемой ГЭУ.

Используя справочную литературу, выбирается тип электрогенератора и его массогабаритные характеристики.

В разделе "Определение основных параметров гидротурбины", используя универсальную характеристику выбранного типа рабочего колеса, определяются: приведённый расход, приведённое число: воротов и другие характеристики. Используя найденные характеристики, определяется номинальный диаметр рабочего колеса турбины, число оборотов в минуту рабочего колеса турбины и передаточное отношение мультипликатора. Определение КПД турбины выполняется на оптимальном режиме с учётом поправки на гидравлический КПД.

Разгонную скорость вращения следует вычислить по формулам подобия.

Допустимую высоту отсасывания следует определять, исходя из расчётного коэффициента кавитации турбины.

В разделе "Гидромеханический расчёт подводящих элементов турбины" необходимо построить теоретический чертёж спиральной камеры.

В разделе "Расчёт отсасывающей трубы" необходимо сравнить мощность гидротурбины при работе с цилиндрической трубой на выходе и с отсасывающей трубой.

В разделе "Выбор основных элементов трансмиссии" привести кинематическую схему ГЭУ. Основные элементы трансмиссии выбираются по справочникам.

В разделе "Выбор конструктивного выполнения направляющего аппарата" выполняется кинематический расчёт направляющего аппарата. Выбирается профиль лопаток направляющего аппарата, привод механизма поворота лопаток.

В разделе "Выбор системы управления ГЭУ" должна быть разработана структурная схема системы управления.

В разделе "Построение линейных и эксплуатационных характеристик ГЭУ" должны быть построены линейная; мощностная, оборотная и напорная характеристики на номинальном режиме и эксплуатационная напорно-мощностная характеристика.

Техническое описание ГЭУ должно быть выполнено в соответствии ГОСТ 2.601-68.

В "Выводах" должны быть обобщены достоинства предложенных технических решений.

3.6.4. Графический материал

Чертежи в количестве двух (трёх) листов должны быть выполнены на формате А1. Чертежи должны иметь основную надпись в соответствии с ГОСТ 2.104-68.

Чертежи должны быть выполнены в виде чертежей общего вида ГОСТ 2.119-73.

Чертёж общего вида в общем случае должен содержать:

а) изображение изделия (виды, разрезы, сечения), текстовую часть и надписи, необходимые для понимания конструктивного устройства изделия, взаимодействия его составных частей и принципа работы изделия;

б) наименования, а также обозначения (если они имеются), тех составных частей изделия, для которых необходимо указать данные (технические характеристики, указания о материале, принципе работы и др.), или запись которых необходима для пояснения изображений чертежа общего вида, описания принципа работы изделия, указания о составе и др.;

в) размеры и другие, наносимые на изображения данные (при необходимости);

г) схему, если она требуется, но оформлять её отдельным документом нецелесообразно;

д) технические характеристики изделия, если это необходимо для удобства сопоставления вариантов по чертежу общего вида.

Отдельные изображения составных частей изделия разрешаются на одном общем листе с изображением всего изделия или на отдельных (последующих) листах чертежа общего вида.

Наименования и обозначения составных частей изделия на чертежах общего вида указывают одним из следующих способов:

на полках линий - выносок; в таблице, размещённой на том же листе, что и изображение изделия.

таблица в общем случае состоит из граф: "Поз" и "Обозначение", "Кол", "Дополнительные указания".

3.6.5. Рекомендуемая литература

1. Ефимов М.И. Редукторы. Конструкции и расчёт. (Альбом), М: Машиностроение, 1972.
2. Атлас "Конструкция и схемы узлов ветротурбины USW 56-100». Севастополь: СШЭ и П, 2001

3. Барлит В.В. Гидравлические турбины. Учеб.пособие. Киев, Вища шк., 1977
4. Бейзельман Р.Д., Ципкин Б.В., Перель Л.Я. Подшипники качения. Справочник. М.. "Машиностроение", 1975
5. ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи
6. ГОСТ 2.105-79 ЕСКД Общие требования к текстовым документам
7. ГОСТ 2.119-73 ЕСКД Эскизный проект
8. ГОСТ 2.301-68 ЕСКД Форматы
9. ГОСТ 2.601-68 ЕСКД Эксплуатационная и ремонтная документация
10. ГОСТ 2.703-68 ЕСКД Правила выполнения кинематических схем
11. ГОСТ 7.1-84 Библиографическое описание документов. Общие требования и правила составления.
12. ГОСТ 8.417-81 ГСИ. Единицы физических величин.
13. Грановский С.А., Орго В.М., Столяров Л.-Г. Конструкции гидротурбин и расчёт их деталей. М.-Л. Машгиз, 1953
14. Краузе Г.Н. Редукторы. Справочное пособие. Л. "Машиностроение", 1972
15. Кривченко Г.Н. Гидравлические машины. Турбины и насосы. Учебник для вузов. М. Энергоатомиздат, 1983
16. Кривченко Г.Н. Автоматическое регулирование гидротурбин. М. Энергия, 1964
17. Попова Г.Н. Условные обозначения в чертежах и схемах на ЕСКД Справочное пособие. Л. Машиностроение, 1976
18. Поляков В.С. и др. Справочник по муфтам. Л., Машиностроение, 1979
19. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г. Денисенко и др. Киев, Техника, 1992
20. Расчёт на прочность деталей гидротурбин. М.-Л. Машиностроение, 1965
21. Ряховский О.А., Иванов С.С. Справочник по муфтам. Л., Политехника, 1961
22. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л. Госэнергоиздат, 1956
23. Справочник по гидротурбинам, под общ.ред. М.Н. Ковалёва Л., Машиностроение, 1984
24. Справочник по электрическим машинам. В 2-х т. Под общ.ред. Копылова М., Энергоатомиздат, 1988
25. Фатеев Е.М. Ветро двигатели. М.-Л. Госэнергоиздат, 1946

Приложение

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования "Севастопольский государственный университет"
Институт ядерной энергии и промышленности
Кафедра "Возобновляемые источники энергии и
электрические системы и сети"**

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

На тему:

Работу сдал:

Студент _____
_____ курса, группа _____

(Роспись)

Работу принял:

Преподаватель _____

(Роспись)

Севастополь 20__ г.

3.6.6. Методика расчета гидравлической турбины

Анализ исходных данных для проектирования

В зависимости от исходных данных определяется расчетный напор и расчетный расход воды:

$$H_p = \frac{H_{\max} + H_{\min}}{2}, \text{ м}; \quad (3.1)$$

$$Q_p = \frac{Q_{\max} + Q_{\min}}{2}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.2)$$

Определяется максимальная, минимальная и расчетная мощность водного потока, кВт:

$$N_{\max} = 9,81 Q_{\max} H_{\max}; \quad N_{\min} = 9,81 Q_{\min} H_{\min}; \quad N_p = 9,81 Q_p H_p.$$

Определяется расчетная мощность на валу турбины, кВт:

$$N_{ep} = N_p \eta, \quad (3.3)$$

где η - КПД турбины.

Предварительное значение КПД: для радиально-осевой турбины 0,88...0,9; для осевой турбины 0,84...0,86.

Определяется ожидаемая выработка электроэнергии в течение года, кВт-ч:

$$\mathcal{E} = 8760 N_{ep}.$$

Определение основных параметров гидротурбины

По главной универсальной характеристике находятся для модели с номинальным диаметром D_M данные для оптимального режима:

- приведенное число оборотов в минуту n'_1 , об/мин;
- приведенный расход Q'_1 , м³/с;
- коэффициент кавитации σ ;
- коэффициент полезного действия $\eta_{Г.М}$;
- открытие направляющего аппарата a_{0M} , мм.

Предварительное определение диаметра рабочего колеса D_{1np} , м:

$$D_{1np} = \sqrt{\frac{Q_p}{Q'_1 \sqrt{H}}}. \quad (3.4)$$

Определение числа оборотов в минуту рабочего колеса турбины, об/мин:

$$n_{np} = \frac{n'_1 \sqrt{H}}{D_{1np}}. \quad (3.5)$$

По значениям n_{np} и N_{ep} подбирается электрогенератор, при этом уточняется число оборотов в минуту рабочего колеса турбины n .

Определяется уточненный диаметр рабочего колеса турбины, м:

$$D_1 = \frac{n'_1 \sqrt{H}}{n}. \quad (3.6)$$

Определение среднего диаметра направляющего аппарата, D_0 , м:

$$D_0 = (1,15 \dots 1,2) D_1.$$

Определение высоты направляющего аппарата, b_0 , м: см. приложение.

Определение коэффициента быстроходности n_s :

$$n_s = 3,65 n'_1 \sqrt{Q'_1 \eta}. \quad (3.7)$$

Определение радиальной компоненты скорости воды на выходе из направляющего аппарата, м/с:

$$v_{or} = \frac{Q_p}{\pi D_0 b_0}. \quad (3.8)$$

Определение оптимального открытия направляющего аппарата, мм:

$$a_{0T} = a_{0M} \frac{D_1}{D_M}. \quad (3.9)$$

Выбирается число лопаток направляющего аппарата: $z = 6 \dots 24$. Меньшее значение принимается для неповоротных лопаток.

Определяется шаг решетки направляющего аппарата, м:

$$t = \frac{\pi D_0}{z}. \quad (3.10)$$

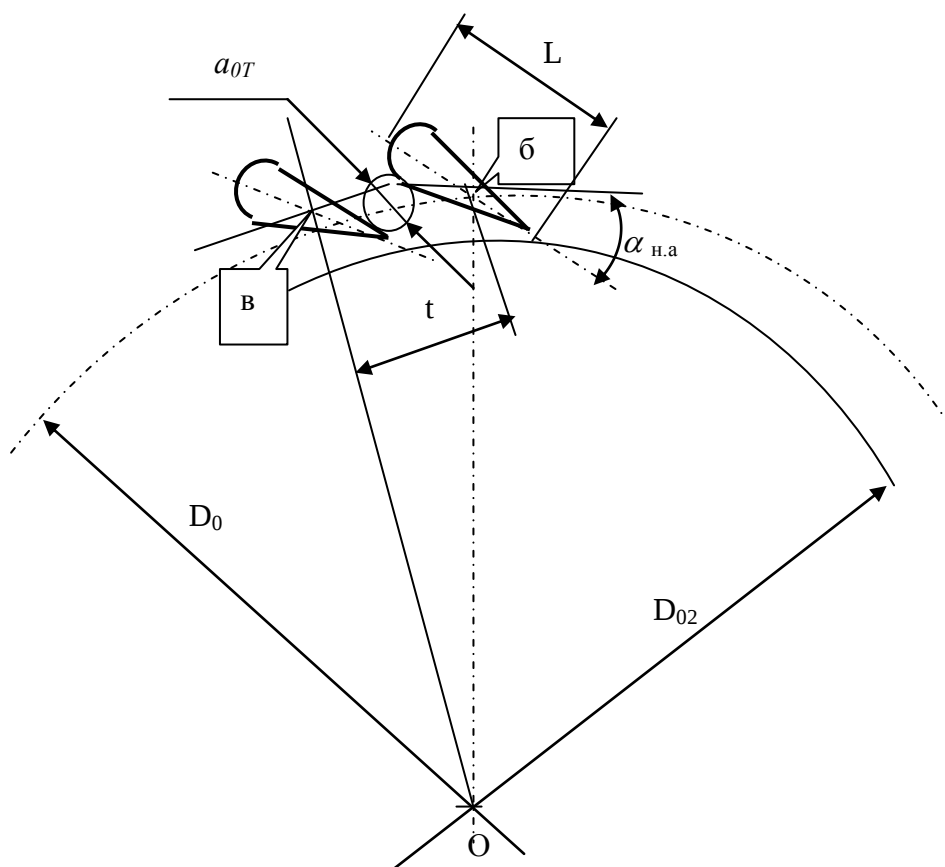
Определение длины хорды лопатки направляющего аппарата, м:

$$L = 1,1t. \quad (3.11)$$

Определение максимальной толщины лопатки направляющего аппарата, м:

$$\delta = (0,2 \dots 0,22)L. \quad (3.12)$$

Графическим методом определяется диаметр направляющего аппарата на выходе D_{02} , м и оптимальный угол установки направляющего аппарата $\alpha_{H.A.}$. В масштабе строится D_0 , от вертикальной оси откладываем влево шаг и строятся в точках б и в профили направляющей лопатки. Профили строятся так, чтобы открытие направляющего аппарата (окружность диаметром a_{0T}) было расчетным.



Определение скорости воды на выходе из направляющего аппарата, м/с:

$$v_0 = \frac{v_{0r}}{\sin \alpha_0}, \quad (3.13)$$

$$\alpha_0 = \alpha_{н.а}. \quad (3.14)$$

Определение окружной компоненты скорости воды на выходе их направляющего аппарата, м/с:

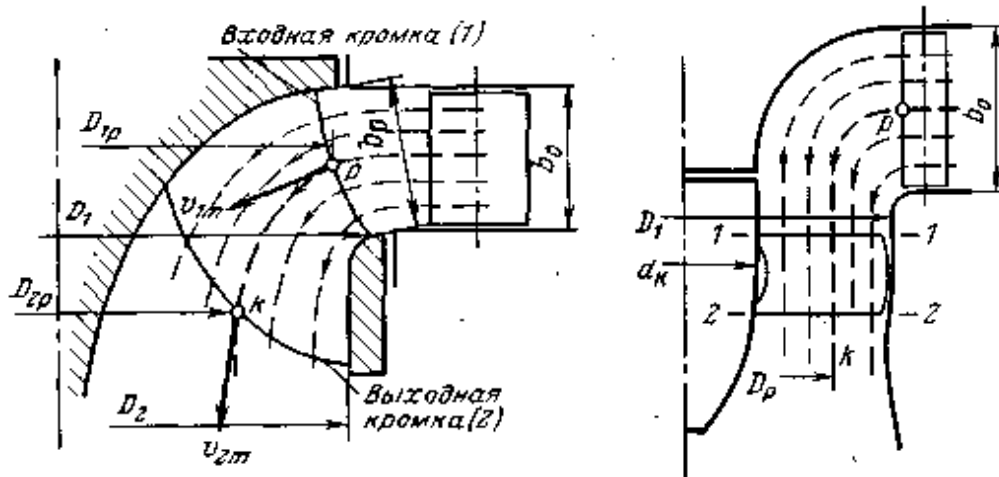
$$v_{0u} = v_0 \cos \alpha_0. \quad (3.14)$$

Определение циркуляции на выходе из направляющего аппарата:

$$\Gamma_0 = \pi D_{02} v_0 \cos \alpha_0. \quad (3.15)$$

Прорисовав разрез по оси вала рабочего колеса радиально-осевой турбины, определяются расчетные диаметры на входе D_{1p} , на выходе D_{2p} и расчетные высоты входного отверстия колеса b_p и выходного отверстия колеса b_k .

Соотношение размеров проточной части турбины см. приложение.



Меридианный поток в радиально-осевой
Поток в осевой турбине

Для осевой турбины $D_{1p} = D_{2p} = D_p$;

$$D_p = \sqrt{0,5(D_1^2 + d_k^2)} \quad (3.16)$$

Определение переносных окружных скоростей входной и выходной кромок лопасти рабочего колеса, м/с:

для радиально-осевой турбины $u_1 = \frac{\pi D_{1p} n}{60}$, $u_2 = \frac{\pi D_{2p} n}{60}$, (3.17)

для осевой турбины $u_1 = u_2 = u = \frac{\pi D_p n}{60}$ (3.18)

Определение меридиональной составляющей абсолютной скорости на входной кромке лопасти колеса, м/с:

для радиально-осевой турбины $v_{1m} = \frac{Q_p}{\pi D_{1p} b_p}$, (3.19)

для осевой турбины $v_{1m} = v_{2m} = v_m = \frac{4Q}{\pi(D_1^2 - d_k^2)}$. (3.20)

Определение окружной составляющей абсолютной скорости на входной кромке лопасти рабочего колеса, м/с:

$$v_{1u} = v_{0u} \frac{D_{02}}{D_{1p}}. \quad (3.21)$$

Определение абсолютной скорости на входной кромке колеса, м/с:

$$v_1 = \sqrt{v_{1m}^2 + v_{1u}^2}. \quad (3.22)$$

Определение углов α_1 между u_1 и v_1 и β_1 между u_1 и w_1 методом построения треугольника скоростей или аналитическим методом, а также относительной скорости w_1 .

Определение меридиональной составляющей абсолютной скорости на выходной кромке рабочего колеса, м/с:

$$v_{2m} = \frac{Q_p}{\pi D_{2p} b_k}. \quad (3.23)$$

Определение абсолютной скорости воды на выходе из рабочего колеса. Принимая нормальный выход, $v_2 = v_{2m}$.

Методом построения треугольника скоростей определяется угол β_2 и относительная скорость w_2 .

Определение углов установки входной и выходной кромок лопасти рабочего колеса δ_1 и δ_2 .

Наиболее благоприятным является режим безударного входа, когда $\beta_1 = \delta_1$. Учитывая что, относительная скорость на выходе из рабочего колеса направлена по касательной к лопасти, можно принять $\beta_2 = \delta_2$.

Определение КПД натурной турбины.

Определение поправки, учитывающей изменение гидравлического КПД:

$$\Delta\eta_{\Gamma} = (1 - \eta_{\Gamma.M}) \varepsilon \left(1 - \sqrt[5]{\frac{D_M}{D_1}} \right), \quad (3.24)$$

где $\varepsilon = 0,75$ для оптимального режима - отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Принимается поправка $\Delta\eta_{M.O.}$, учитывающая механические и объёмные потери, в нормальных условиях равной 0,015...0,02.

Определяется максимальный КПД турбины при оптимальном режиме:

$$\eta = \eta_{\Gamma.M} + \Delta\eta_{\Gamma} - \Delta\eta_{M.O.} \quad (3.25)$$

Определение разгонной скорости вращения рабочего колеса турбины

Определение модельной разгонной характеристики

$$n'_{1\text{ разг}} = K_{\text{разг}} n'_{10},$$

где n'_{lo} - оптимальная приведённая частота вращения. $K_{раз.}$ изменяется в пределах от (1,6 – 1,7) - для тихоходных до (1,9 – 2,1) - для быстроходных.

Зная $n'_{раз.}$, разгонную частоту вращения турбины вычисляют по формулам подобия

$$n_{раз.} = \frac{n'_{раз.Т}}{D_1} \sqrt{H_{\max}} \quad , \quad (3.26)$$

где $n'_{раз.Т} = n'_{раз.} + \Delta n'_1$

Поправка определяется по формуле

$$\Delta n'_1 = n'_{10} \left(\sqrt{\frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma.М.}}} - 1 \right). \quad (3.27)$$

Гидромеханический расчет спиральной камеры

Принимается угол охвата металлической спиральной камеры $\varphi = 340 \dots 350^\circ$.

Определяется скоростной коэффициент K_c путем линейной интерполяции.

Для турбин с металлическими камерами 0,5 при $H = 500$ м и 0,85 при $H = 40$ м.

Определение скорости во входном сечении спирального канала, м/с

$$v_{cn.bx} = K_c \sqrt{H} \quad . \quad (3.28)$$

Определение расхода воды во входном сечении спиральной камеры при расчетном расходе через турбину, м³/с

$$Q_{cn0bx} = \frac{Q_p \varphi_{oxb}}{360} \quad . \quad (3.29)$$

Определение радиуса входного сечения, м

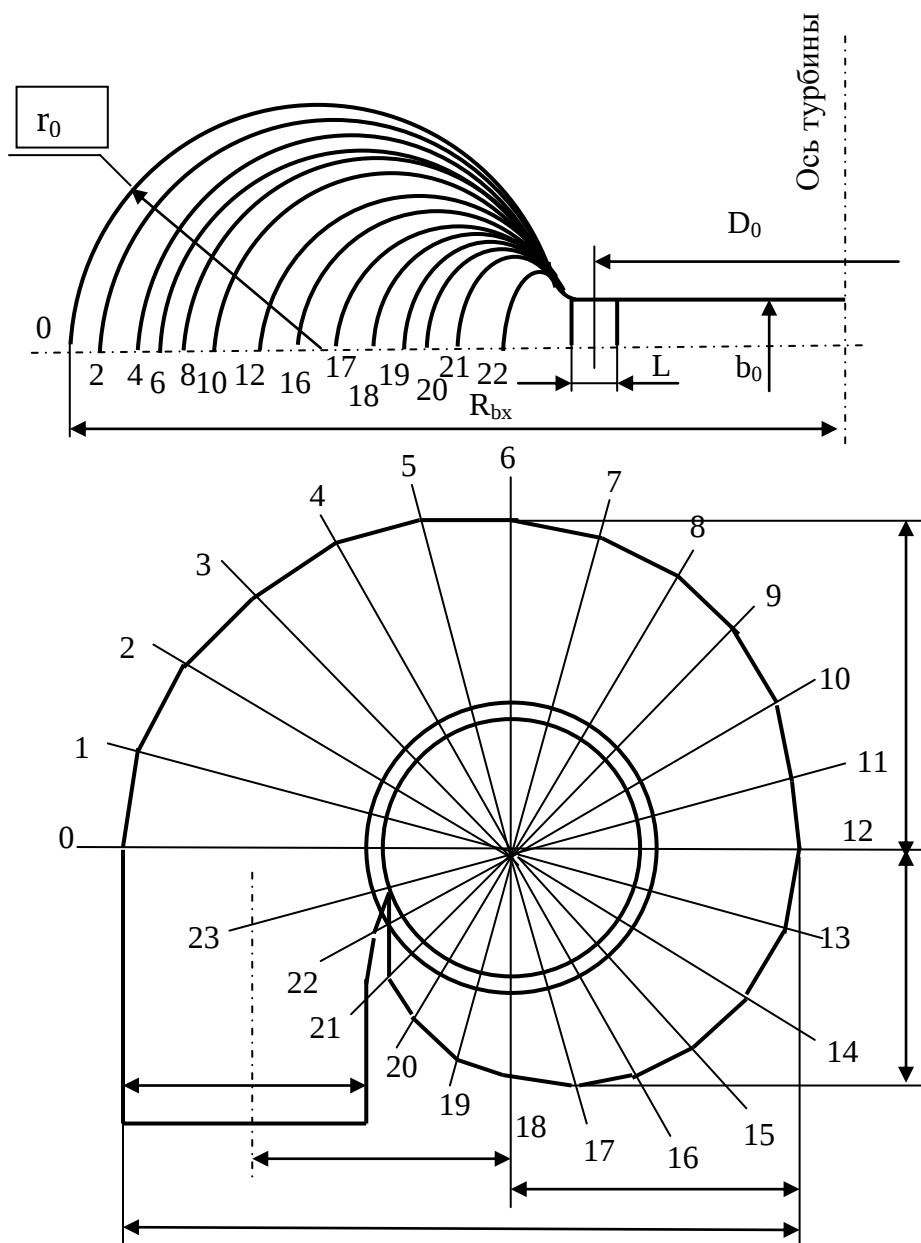
$$r_0 = \sqrt{\frac{Q_{cn0bx}}{\pi v_{cn.bx}}} \quad . \quad (3.30)$$

Расчеты по определению радиусов меридиональных выполняются в табличной форме

№ сечения	φ^0	$Q_\varphi = Q_p \frac{\varphi}{360}, \text{ м}^3/\text{с}$	$F_\varphi = \frac{Q_\varphi}{v_{cn.bx}}, \text{ м}^2$	$r_\varphi = \sqrt{\frac{F_\varphi}{\pi}}, \text{ м}$
-----------	-------------	---	--	---

Количество сечений принимается в пределах 16...24.

По результатам расчета строится теоретический чертеж спиральной камеры и определяются необходимые размеры.



Теоретический чертеж спиральной камеры

Определение допустимой высоты отсасывания

Коэффициент запаса K_σ коэффициента кавитации принимается равным 1,1...1,2.

Определяется расчетный коэффициент кавитации

$$\sigma_T = K_\sigma \sigma. \quad (3.31)$$

В случае если в задании не указана абсолютная отметка нижнего бьефа, то она выбирается в пределах 200...400 м.

Определяется допустимая высота отсасывания при расчетном напоре, м

$$H_s \leq 10 - \frac{\nabla}{900} - \sigma_T H. \quad (3.32)$$

Расчет отсасывающей трубы

Принимается длина конической отсасывающей трубы из $L = (3...5)D_1$.

Принимается угол конусности Θ в пределах $8...10^\circ$.

Определяется диаметр выходного сечения отсасывающей трубы D_5 .

Определяется скорость воды в выходном сечении

$$v_5 = v_2 \left(\frac{D_2}{D_5} \right)^2. \quad (3.33)$$

Определяются потери внутри конуса, м

$$h_{TP} = 0,011^{1,22} \frac{(v_2 - v_5)^2}{2g}. \quad (3.34)$$

Определяются потери на выходе из трубы, м

$$h_{\text{вых}} = \frac{\alpha_5 v_5^2}{2g}. \quad (3.35)$$

Коэффициент $\alpha_5 = 1,2...1,5$.

Определяются гидравлические потери в отсасывающей трубе, м

$$h_{OTC} = h_{TP} + h_{\text{вых}}. \quad (3.36)$$

Определение КПД отсасывающей трубы

$$\eta_{OTC} = \frac{\frac{v_2^2}{2g} - \frac{\alpha_5 v_5^2}{2g} - h_{OTC}}{\frac{v_2^2}{2g}}. \quad (3.37)$$

Построение линейных характеристик турбины

Для построения любой характеристики предварительно нужно установить поправки на КПД:

- 1) $\Delta\eta_{\Gamma}$ - учитывающая изменение гидравлического КПД;
- 2) $\Delta\eta_{MO}$ - учитывающая механические и объемные потери.

Поправка $\Delta\eta_{MO} = 0,015...0,02$.

Определение поправки на гидравлический КПД

$$\Delta\eta_{\Gamma} = (1 - \eta_{\varepsilon, M}) \varepsilon \left(1 - \sqrt[5]{\frac{D_M}{D_1}} \right). \quad (3.38)$$

Отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям $\varepsilon = 0,75$.

Линейная расходная и мощностная характеристики представляют собой сечение главной универсальной характеристики прямой, отвечающей условию $n_1' = \text{const}$.

Линейная напорная и обратная характеристики представляют собой сечение главной универсальной характеристики линией $a_0 = \text{const}$.

На этих линиях наносятся несколько точек (не менее 8) и для каждой вычисляются необходимые параметры по следующим формулам:

КПД турбины определяется по формуле

$$\eta = \eta_{\varepsilon M} + \Delta\eta_{\Gamma} - \Delta\eta_{MO}. \quad (3.39)$$

Расход:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{H}. \quad (3.40)$$

Мощность:

$$N = 9,81 Q H \eta. \quad (3.41)$$

Открытие направляющего аппарата $a_{0T} = a_0 D_1 / D_M$;

Гидравлический КПД:

$$\eta_{\Gamma} = \eta_{\varepsilon M} + \Delta\eta_{\Gamma}. \quad (3.42)$$

Напор:

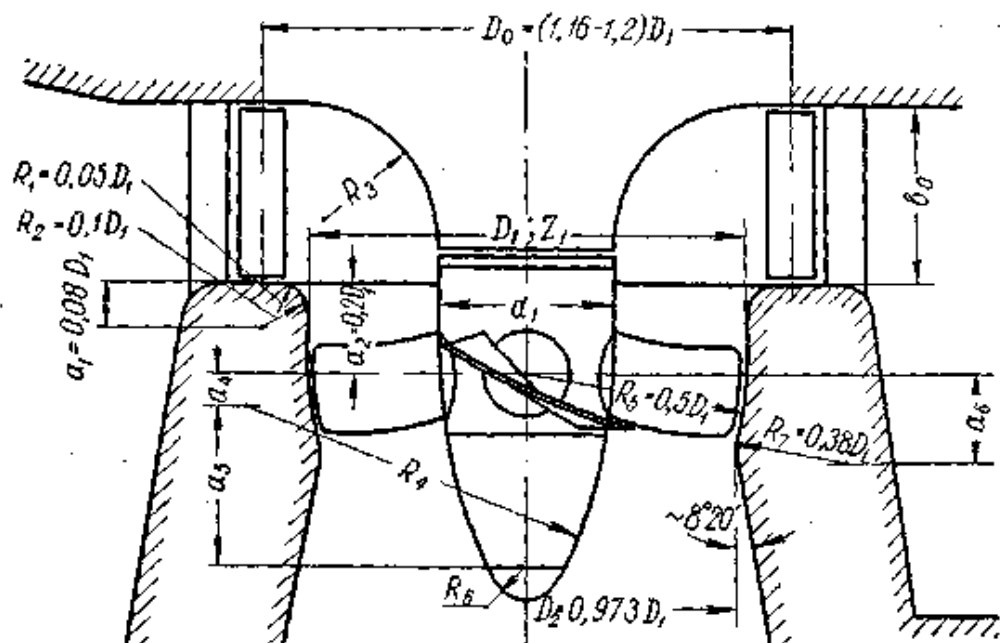
$$H = \frac{(n D_1)^2}{(n_1')^2} \frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_{\varepsilon M}}. \quad (3.43)$$

Число оборот в минуту:

$$n = \frac{\sqrt{H}}{D_1} \sqrt{\frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_{\varepsilon M}}}. \quad (3.44)$$

Расчеты целесообразно выполнять в табличной форме.

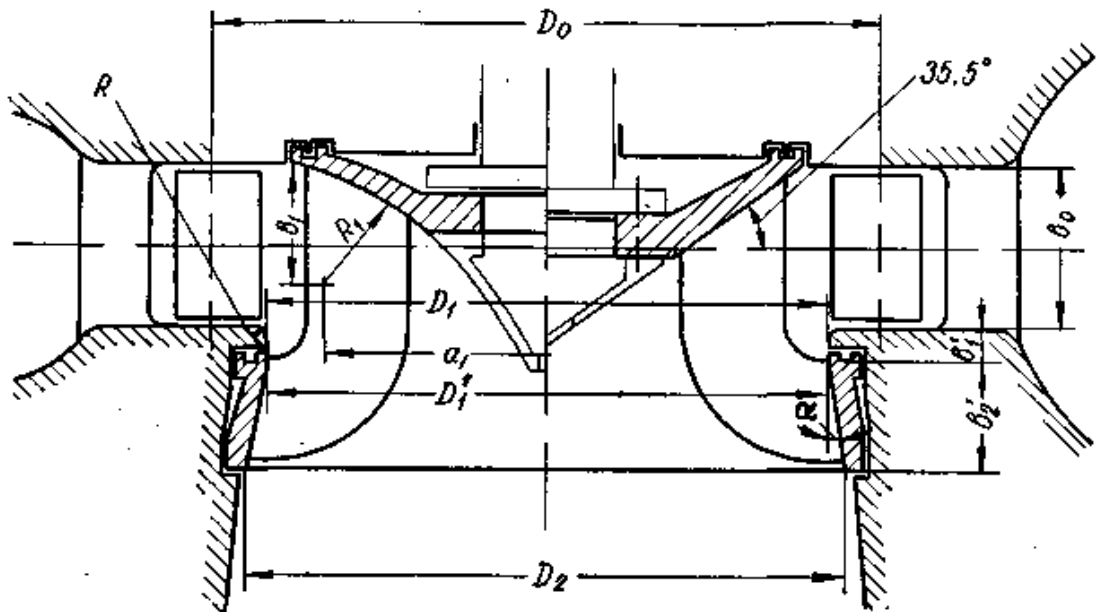
По результатам строятся необходимые характеристики.



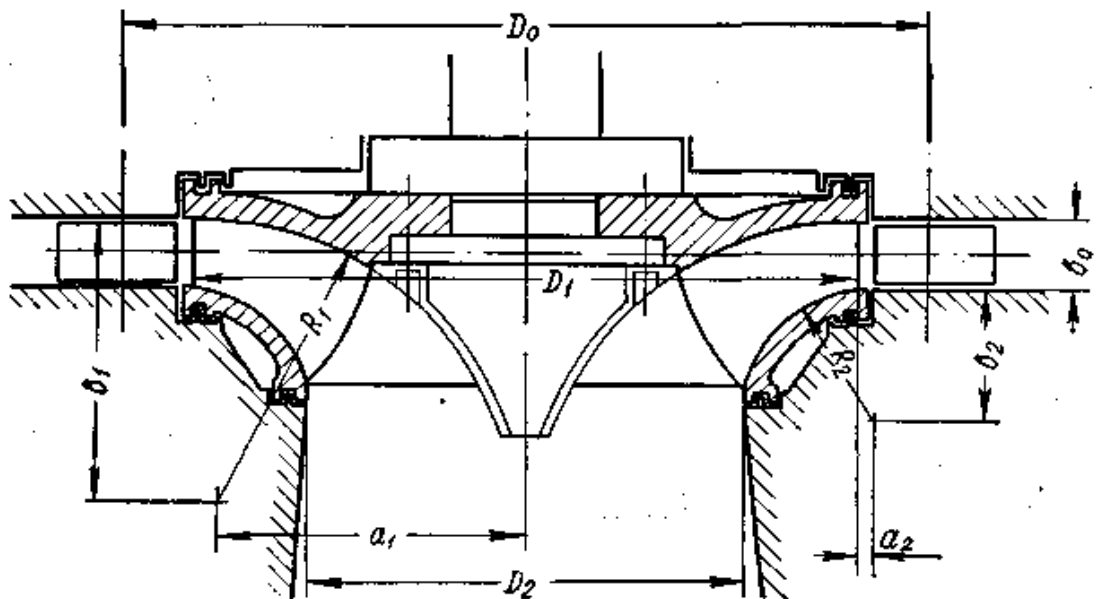
$Z_1 = 4 \dots 8$; $b_0 = 0,35 \dots 0,4$; $d_1 = 0,35 \dots 0,4$; $R_3 = 0,25 \dots 0,3$; $R_4 = 0,5 \dots 0,75$;
 $R_6 = 0,07 \dots 0,1$;
 $a_4 = 0,095 \dots 0,11$; $a_5 = 0,3 \dots 0,4$; $a_6 = 0,15 \dots 0,2$.

Примечание. Геометрические размеры турбины даны в отношении к номинальному диаметру D_1 рабочего колеса.

Средненапорные



Высоконапорные



$D_0 = 1,16 \dots 1,2$; $D_2 = 0,7 \dots 1,1$; $D_1' = 1,004$; $b_0 = 0,2 \dots 0,35$; $R = 0,0435$; $R_1 = 0,28 \dots 0,44$;
 $R_2 = 0,11 \dots 0,2$; $b_1' = 0,055$; $b_2' = 0,15 \dots 0,19$; $b_1 = 0,275 \dots 0,44$; $b_2 = 0,1 \dots 0,2$;
 $a_1 = 0,5 \dots 0,7$;
 $a_2 = 0,005 \dots 0,04$.

Примечание. Геометрические размеры турбины даны в отношении к номинальному диаметру D_1 рабочего колеса.

а. Характеристики РОТ и ОТ

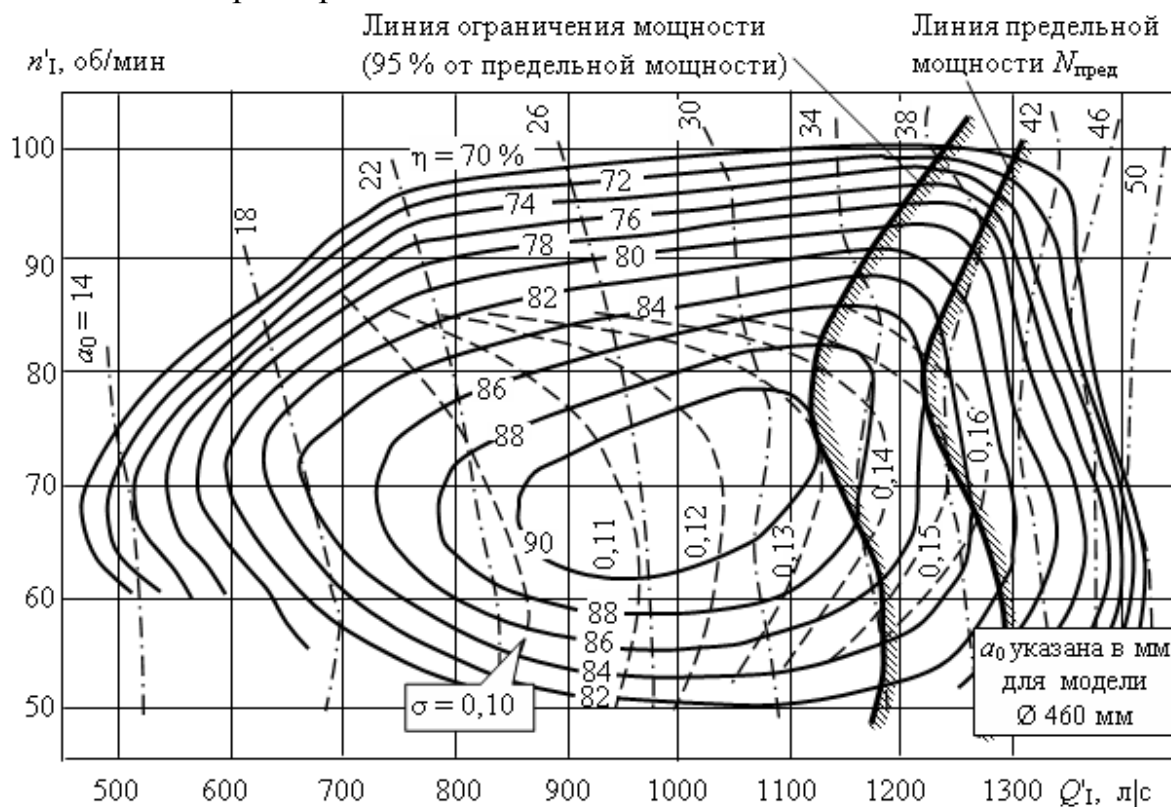
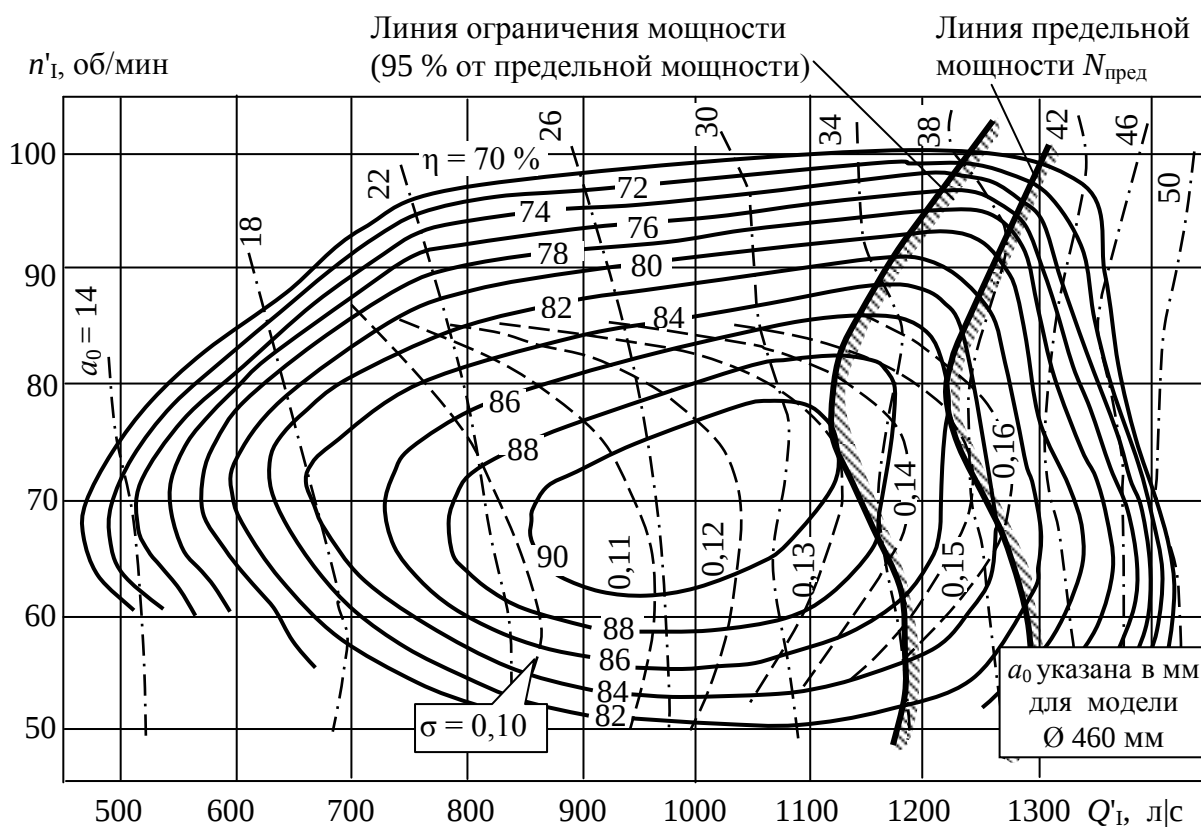


Рис. 11. Главная универсальная характеристика радиально-осевой турбины
Рабочее колесо диаметром 460 мм



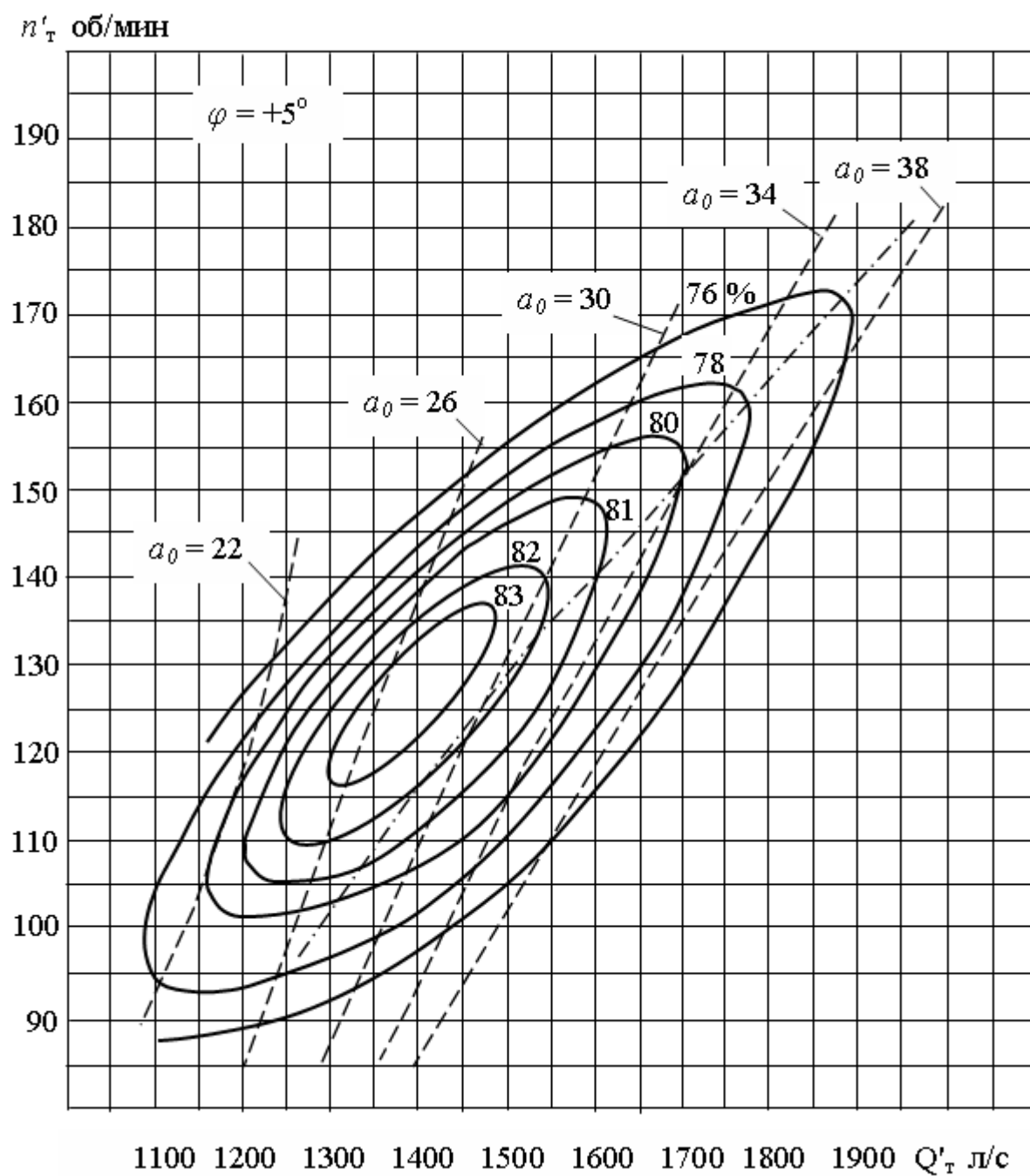


Рис. 12. Главная универсальная характеристика осевой турбины
Рабочее колесо диаметром 460 мм

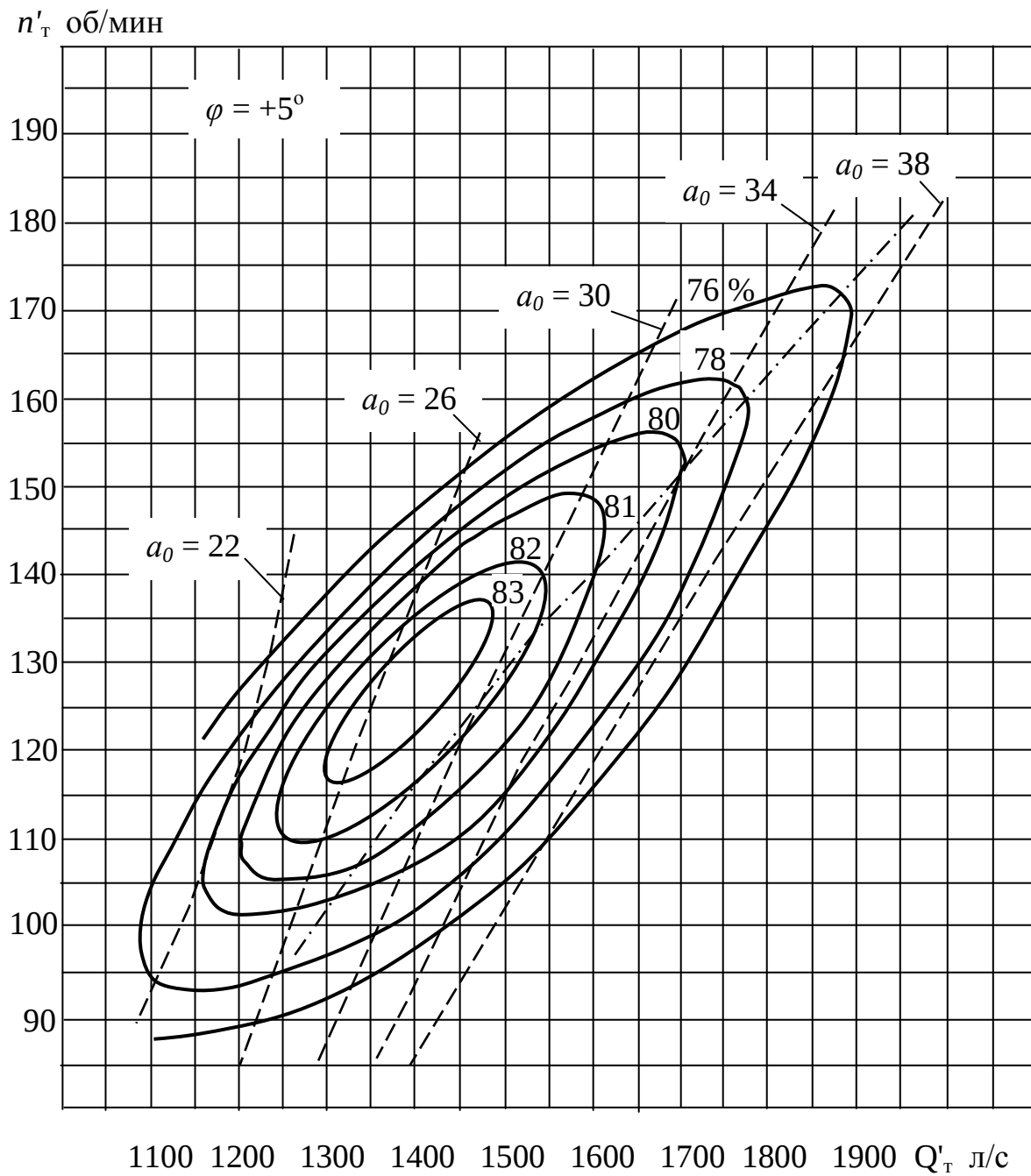


Рис. 12а. Главная универсальная характеристика осевой турбины

Раздел 4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

4.1. Перспективы развития ветроэнергетики

Ветер фактически является производной формой солнечной энергии: движение воздушных потоков — это следствие неравномерного нагревания Солнцем поверхности Земли. Воздушные потоки различной силы присутствуют почти в любом месте земного шара. Однако целесообразность утилизации энергии ветра, применение конкретной технологии и ветроэнергетического оборудования в каждом конкретном случае имеют существенные различия.

Уровень целесообразности использования ветроэнергетического оборудования в определенной местности различен.

Энергетический потенциал ветрового потока определяется уровнем удельной мощности ветрового потока, т. е. мощностью, отнесенной к площади 1 м^2 и перпендикулярной направлению ветра:

$$N = \frac{1}{2\rho V^3}, \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}, \quad (4.1)$$

где ρ — плотность набегающего воздушного потока, кг/м^3 ; V — скорость потока, м/с .

Средняя плотность набегающего воздушного потока равна $1,225 \text{ кг/м}^3$ при температуре 15°C и атмосферном давлении $0,0981 \text{ МПа}$ (760 мм рт. ст.); при изменении климатометеорологических условий она меняется незначительно.

Необходимо учитывать, что доступной является лишь та часть ветрового потока, которую можно использовать с помощью современных технических средств; эта часть природного потенциала ветра называется *техническим потенциалом*. Совершенствование технических средств приводит к увеличению технического потенциала, и это тоже отражается в прогнозах.

Также существует *целесообразно экономический потенциал*, определяемый действующими и перспективными экономическими факторами.

При определении энергетического потенциала ветра необходимо учитывать высоту действия ветрового потока. Скорость ветра возрастает с высотой по степенному закону:

$$\frac{V}{V_\Phi} = \frac{h}{h_\Phi^\alpha}, \quad (4.2)$$

где V и V_Φ — скорость ветра на расчетной высоте h и на стандартной высоте флюгера h_Φ ; α — показатель степени, зависящий от скорости ветра.

В России подходящими для использования и развития ветряных электростанций являются многие районы, например, регионы Нижнего Повол-

жья, Тюменская, Архангельская, Новосибирская область, Краснодарский край, республика Хакасия, Карелия, Коми Крым и другие. Подробнее рассмотрим ветроэнергетику Краснодарского края и Крыма.

Краснодарский край, исходя из своих климатических и природных особенностей, развивающейся экономики, развитой сетевой инфраструктуре и наличием существенного дефицита энергоснабжения, является одним из наиболее привлекательных регионов для развития возобновляемой энергетики.

В 2009 году была начата установка мачт в Приморско-Ахтарском, Абинском, Темрюкском, Успенском, Каневском районах Краснодарского края.

На данный момент в Краснодарском крае разработана и практически реализуется долгосрочная краевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Краснодарского края на период 2011 – 2020 годов».

В рамках реализации подпрограммы «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», федеральной программы «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года» при взаимодействии с министерством энергетики и промышленности, подготовлены к реализации проекты по строительству и эксплуатации ВЭС мощностью 398 МВт на площадках Благовещенская, Геленджик, Анапа и Ейск.

4.2. Ветровые электростанции

Ветряная электростанция представляет собой группу ветрогенераторов, которые объединены в единую систему и используют для производства электроэнергии силу ветра.

Принцип работы ВЭС основан на том, что ветер вращает лопасти конструкции, а редуктор приводит в действие электрогенератор. Электроэнергия, получаемая таким образом, транспортируется по кабелю через силовой шкаф, который расположен в основании ВЭУ.

Мачты ветряных энергетических установок, имея значительную высоту, позволяют использовать силу ветра в полной мере. При проектировании ВЭС в местности, где её планируется разместить, заранее проводят исследования, определяющие силу и направления ветра при помощи приборов - анемометров.

Ветроэнергетика в Крыму представлена 7 станциями – Донузлавская ВЭС, Судакская ВЭС, Сакская ВЭС, Пресноводненская ВЭС, Тарханкутская ВЭС, Восточно-Крымская ВЭС, Останинская ВЭС, общей мощностью порядка 87 МВт.

4.3. Лекции

Вводная лекция

Продолжительность 1 час

Цель лекции: дать основные сведения о предмете и его связи с другими дисциплинами

Перечень вопросов:

1. Определение предмета.
2. Цели и задачи дисциплины, её связь с другими дисциплинами.
3. Концепция внедрения нетрадиционных способов и средств получения электрической энергии в России.

Лекция № 1

Раздел: Ветроэлектрические установки.

Тема: Преобразование энергии ветра ветроэлектрическими установками.

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение типового состава ВЭУ и ВЭС, назначение составных частей и типов ветроустановок.

Перечень вопросов:

1. Функциональная схема ветроустановки и ветроэлектростанции.
2. Типы роторов.
 - 2.1. Горизонтально-осевой ротор.
 - 2.2. Вертикально-осевой ротор.
3. Типы ветроустановок.
4. Основные законы и понятия аэродинамики.
5. Основы теории рабочего процесса ветродвигателя.
6. Коэффициент использования энергии ветра

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии. О.Г. Денисенко и др. К., Техника, 1992.
2. Рензо Д. Ветроэнергетика. М., 1982.
3. Яхно О.М., Таурит Т.Г., Грабар И.Г. Ветроэнергетика: конструирование и расчет ВЭУ: Учебное пособие. - Житомир: ЖГТУ, 2002.
4. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1 Ветроэлектрогенераторы: Учебник. - Харьков, Севастополь, 2003.

Дополнительная литература:

1. Ветротурбина USW 56-100. Инструкция по эксплуатации. Часть 1.
2. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. М., Энергоатомиздат, 1983.
3. ДСТУ 3896-99 Ветроэнергетика. Ветроэлектрические установки и электрические станции. Термины и определения

Лекция № 2

Тема: Преобразование энергии ветра горизонтально-осевыми и вертикально-осевыми ветроагрегатами.

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Рассмотрение аэродинамики ветродвигателей различных типов.

Перечень вопросов:

1. Основные принципы работы горизонтально-осевого ветродвигателя.
2. Аэродинамика вертикально-осевого ветродвигателя.
 - 2.1. Аэродинамика ветродвигателей карусельного типа.
 - 2.2. Аэродинамика ветродвигателя системы Савониуса.
 - 2.3. Аэродинамика ветродвигателя с прямыми профилированными лопастями.
 - 2.4. Мощность ветроагрегата с прямыми профилированными лопастями.
3. Характеристики ветроагрегата.
 - 3.1. Аэродинамические характеристики ветродвигателей.
 - 3.2. Рабочие характеристики ветроагрегата.

Основная литература:

1. Фатеев Е.М. Ветродвигатели. М.-Л., Госэнергоиздат, 1946.
2. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. М., Энергоатомиздат, 1983.

Лекция № 3

Тема: Эффективность использования ветроагрегатов

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение методов определения годовой выработки электроэнергии ВЭУ.

Перечень вопросов:

1. Регламентируемые скорости ветра
2. Технические показатели эффективности использования ветроэлектрических установок
3. Определение выработки электрической энергии ветроэлектрической станцией

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.
2. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. М., Энергоатомиздат, 1983.
3. Васько П.Ф. Определение технических показателей эффективности использования ветроэлектрических агрегатов в Украине// Энергетика и электрификация, 1995, № 2.

Лекция № 4

Тема: Конструкция и составные части ветроагрегатов. Лопасти ветроагрегатов.

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение видов лопастей и нагрузок, действующих на лопасть

Перечень вопросов:

1. Виды лопастей вертикально-осевых ветродвигателей
2. Виды лопастей горизонтально-осевых ветродвигателей
3. Воздействие ветрового потока на лопасть
4. Основные виды нагрузок на лопасти ветродвигателя
5. Материалы для изготовления лопастей ветродвигателя

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.

Лекция № 5

Тема: Электромеханическое оборудование ветроэлектрической установки

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение типовое оборудование ветроэлектрической установки

Перечень вопросов:

1. Типовой состав электромеханического оборудования ветроэлектрической установки
2. Типы генераторов электрической мощности
 - 2.1. Синхронный генератор
 - 2.2. Асинхронный генератор
3. Мультипликатор и трансмиссия
4. Опора ветроагрегата.
 - 4.1. Типы опор для горизонтально-осевой ВЭУ
 - 4.2. Опоры для вертикально-осевых ВЭУ

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.

Лекция № 6

Тема: Ориентация ветроагрегата на ветер и регулирование угла установки лопастей ротора

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение способов ориентирования ветроагрегата на ветер и способов регулирования частоты вращения и мощности горизонтально-осевого ветродвигателя

Перечень вопросов:

1. Установка ветроагрегата на направление ветрового потока
 - 1.1. Установка на ветер расположением ротора за опорой
 - 1.2. Установка ротора на ветер с помощью хвоста
 - 1.3. Установка на ветер виндрозами
 - 1.4. Установка на ветер приводом принудительного ориентирования
2. Опорно-поворотное устройство
3. Способы регулирования частоты вращения ветродвигателя
 - 3.1. Регулирование отводом ротора от направления ветра
 - 3.2. Регулирование угла установки лопастей ротора
 - 3.3. Регулирование воздушным тормозом
 - 3.4. Поворот лопасти посредством специального механизма

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.
2. Фатеев Е.М. Ветродвигатели. М.-Л., Госэнергоиздат, 1946.

Лекция № 7

Тема: Система регулирования, управления и защиты ветроагрегата

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение основ и построения систем регулирования, управления и защиты ветроагрегата

Перечень вопросов:

1. Принципы построения систем автоматического регулирования
2. Подсистема автоматического управления и контроля механических параметров.
3. Подсистема автоматического управления и контроля электромагнитных параметров.
4. Аварийное выключение ветроагрегата.
5. Система регулирования, управления и защиты ветротурбины USW 56-100

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.
2. Фатеев Е.М. Ветродвигатели. М.-Л., Госэнергоиздат, 1946.

Лекция № 8

Тема: Режимы работы ветроэлектрических установок

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение способов преобразования энергии ветрового потока в электрическую энергию и работы ВЭУ на энергосистему и в автономном режиме

Перечень вопросов:

1. Ветроэлектрические установки с непосредственным преобразованием энергии
 - 1.1. Синхронная ВЭУ
 - 1.2. Асинхронная ВЭУ
2. Ветроэлектрические установки с промежуточным преобразованием энергии
 - 2.1. Каскадная ВЭУ
 - 2.2. ВЭУ с асинхронным генератором двойного питания
3. Работа ВЭУ на энергосистему и в автономном режиме

Основная литература:

1. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г.Денисенко и др. Киев, Техника, 1992.
2. Фатеев Е.М. Ветродвигатели. М.-Л., Госэнергоиздат, 1946.

Заключительная лекция

Тема: **Основные тенденции развития ветроэнергетики в мире**

Продолжительность 2 часа

Цель: Изучение основных тенденций развития нетрадиционных источников энергии в мире.

Перечень вопросов:

1. Ветроэнергетика
2. Ветроэлектростанции
3. Воздействие ветроэлектростанций на окружающую среду.

4.4. Задачи по ветроэнергетике

Задача № 1

Определить мощность ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, высота расположения оси ротора 24 м, диаметр ветроколеса 17 м, коэффициент использования энергии ветра 0,43, коэффициент полезного действия установки 0,85.

Задача № 2

Определить диаметр и число оборотов в минуту ротора горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 24 м, число лопастей ротора 3, КПД ветроэлектрической установки 0,9, коэффициент использования энергии ветра 0,43, быстроходность ротора 4,65.

Задача № 3

Определить передаточное отношение мультипликатора ветроагрегата.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, быстроходность ротора 4,65, диаметр ротора 20 м, число оборотов в минуту электрогенератора 1500 об/мин.

Задача № 4

Определить выработку электроэнергии за год ветроэлектрической установкой и коэффициент использования номинальной мощности.

Задано: высота до оси вращения ротора 24 м,

скорость ветра на высоте флюгера, м/с	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	19
повторяемость, %	23	15,3	9,8	5,9	3,9	1,8	1,9	1,1

Мощностная характеристика:

скорость ветра, м/с	6	8	10	20
мощность ВЭУ, кВт	20	60	100	100

Задача № 5

Определить мощность ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 6 м/с, высота расположения оси ротора 60 м, диаметр ветроколеса 25 м, коэффициент использования энергии ветра 0,33, коэффициент полезного действия установки 0,85.

Задача № 6

Определить диаметр и число оборотов в минуту ротора горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 8 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 24 м, число лопастей ротора 3, КПД ветроэлектрической установки 0,9, коэффициент использования энергии ветра 0,35, быстроходность ротора 4,65.

Задача № 7

Определить передаточное отношение мультипликатора ветроагрегата.

Задано: расчетная скорость ветра 5 м/с, быстроходность ротора 4,65, диаметр ротора 14 м, число оборотов в минуту электрогенератора 1500 об/мин.

Задача № 8

Определить выработку электроэнергии за год ветроэлектрической установкой и коэффициент использования номинальной мощности.

Задано: высота до оси вращения ротора 60 м,

скорость ветра на высоте флюгера, м/с	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	19
повторяемость, %	23	15,3	9,8	5,9	3,9	1,8	1,9	1,1

Мощностная характеристика:

скорость ветра, м/с	4,5	8	10	20
мощность ВЭУ, кВт	120	600	600	600

Задача № 9

Определить выработку электроэнергии за год ветроэлектрической установкой.

Задано: высота до оси вращения ротора 24 м,

скорость ветра на высоте флюгера, м/с	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	19
повторяемость, %	23	15,3	9,8	5,9	3,9	1,8	1,9	1,1

Мощностная характеристика:

скорость ветра, м/с	4,5	6,5	10	20
мощность ВЭУ, кВт	20	60	100	100

Задача № 10

Определить выработку и коэффициент использования номинальной мощности.

Задано: высота до оси вращения ротора 24 м,

скорость ветра на высоте флюгера, м/с	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	19
повторяемость, %	23	15,3	9,8	5,9	3,9	1,8	1,9	1,1

Мощностная характеристика:

скорость ветра, м/с	6	8	10	20
мощность ВЭУ, кВт	20	60	100	100

Задача № 11

Определить оборотов в минуту электрогенератора.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, быстроходность ротора 4,65, диаметр ротора 20 м, передаточное отношение мультипликатора ветроагрегата 23.

Задача № 12

Определить расчетную скорость ветра, м/с.

Задано: быстроходность ротора 4,65, диаметр ротора 20 м, число оборотов в минуту электрогенератора 1500 об/мин, передаточное отношение мультипликатора ветроагрегата 23.

Задача № 13

Определить диаметр ротора горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 5 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 24 м, число лопастей ротора 3, КПД ветроэлектрической установки 0,9, коэффициент использования энергии ветра 0,3, быстроходность ротора 4,65.

Задача № 14

Определить число оборотов в минуту ротора горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 24 м, число лопастей ротора 3, КПД ветроэлектрической установки 0,9, коэффициент использования энергии ветра 0,32, быстроходность ротора 4,65.

Задача № 15

Определить КПД горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 7 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 24 м, число лопастей ротора 3, коэффициент использования энергии ветра 0,43, быстроходность ротора 4,65, диаметр ветроколеса 24 м, число оборотов в минуту ротора 72.

Задача № 16

Определить коэффициент использования энергии ветра.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, высота расположения оси ротора 24 м, диаметр ветроколеса 17 м, мощность ветроэлектрической установки 100 кВт, коэффициент полезного действия установки 0,85.

Задача № 17

Определить диаметр ветроколеса.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, высота расположения оси ротора 60 м, мощность ветроэлектрической установки 600 кВт, коэффициент использования энергии ветра 0,3, коэффициент полезного действия установки 0,8.

Задача № 18

Определить КПД горизонтально-осевой ветроэлектрической установки.

Задано: расчетная скорость ветра 8 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, высота расположения оси ротора 18 м, число лопастей ротора 3, коэффициент использования энергии ветра 0,33, быстроходность ротора 4,65, диаметр ветроколеса 15 м, число оборотов в минуту ротора 72.

Задача № 19

Определить коэффициент использования энергии ветра.

Задано: расчетная скорость ветра 10 м/с, высота расположения оси ротора 60 м, диаметр ветроколеса 25 м, мощность ветроэлектрической установки 600 кВт, коэффициент полезного действия установки 0,85.

Задача № 20

Определить передаточное отношение мультипликатора ветроагрегата.

Задано: расчетная скорость ветра 3,5 м/с, быстроходность ротора 4,65, диаметр ротора 25 м, число оборотов в минуту электрогенератора 1500 об/мин.

4.5. Эталон решения задач

1. Определить мощность горизонтально-осевой ветроэлектростанции, если скорость ветра на высоте флюгера равна 10 м/с, высота расположения оси ротора – 24 м, диаметр ротора – 17 м, коэффициент использования энергии ветра – 0,43, коэффициент полезного действия установки – 0,85.

Решение:

$$v_{\phi} = 10 \text{ м/с}; h = 24 \text{ м}; D_p = 17 \text{ м}; C_p = 0,43; \eta = 0,85.$$

$$v = v_{\phi} \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^{0,14} = 11,3 \text{ м/с}; F_p = \frac{\pi D_p^2}{4} = 227 \text{ м}^2; N = \frac{1}{2} \rho F_p v^3 C_p \eta = 73,4 \text{ кВт}.$$

2. Определить диаметр ротора горизонтально-осевой ветроэлектростанции, если скорость ветра равна 12 м/с, мощность ВЭУ 100 кВт, коэффициент полезного действия ВЭУ – 0,9, коэффициент использования энергии ветра – 0,43.

Решение:

$$v = 12 \text{ м/с}; N_{\text{вэу}} = 100 \text{ кВт}; C_p = 0,43; \eta = 0,9. N = \frac{1}{2} \rho v^3 = 1,06 \text{ кВт/м}^2;$$

$$N_e = N C_p \eta = 0,41 \text{ кВт/м}^2; F_{\text{ом}} = \frac{N_{\text{вэу}}}{N_e} = 343,9 \text{ м}^2; D_p = \sqrt{\frac{4 F_{\text{ом}}}{\pi}} = 17,6 \text{ м}.$$

3. Определить число оборотов в минуту ротора горизонтально-осевой ветроэлектростанции, если скорость ветра равна 10 м/с, площадь поверхности, ометаемой ротором – 200 м², быстроходность ротора – 4,65.

Решение:

$$v = 10 \text{ м/с}; F_{\text{ом}} = 200 \text{ м}^2; Z = 4,65. D_p = \sqrt{\frac{4 F_{\text{ом}}}{\pi}} = 16 \text{ м}; Z = \frac{r \omega}{v}; \omega = \frac{2 Z v}{D_p} = 5,81$$

$$\text{с}^{-1}; n = \frac{\omega 30}{\pi} = 55,5 \text{ об/мин}.$$

4. Определить передаточное отношение мультипликатора горизонтально-осевого ветроагрегата, если скорость ветра на высоте флюгера равна 10 м/с, высота расположения оси ротора – 24 м, быстроходность ротора – 4,65, диаметр ротора – 20 м, частота вращения электрогенератора – 1500 об/мин.

Решение:

$v_{\Phi} = 10 \text{ м/с}; h = 24 \text{ м}; Z = 4,65; D_p = 20 \text{ м}; n_{\Gamma} = 1500 \text{ об/мин.}$

$$v_p = v_{\Phi} \left(\frac{h}{h_{\Phi}} \right)^{0,14} = 11,3 \text{ м/с}; Z = \frac{r\omega}{v}; \omega = \frac{2Zv_p}{D_p} = 5,25 \text{ с}^{-1}; n = \frac{\omega 30}{\pi} = 50,2 \text{ об/мин};$$

$$i = \frac{n_{\Gamma}}{n} = 29,9.$$

4.6. Задания для контрольной работы

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 1.

1. Основные законы и понятия аэродинамики.
2. Система управления ветротурбиной USW 56-100.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 2.

1. Основы теории рабочего процесса горизонтально-осевого ротора.
2. Функциональное назначение ветроэлектрических установок и ветровых электростанций.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 3.

1. Коэффициент использования энергии ветра.
2. Типы ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 4.

1. Основные принципы работы ветродвигателя.
2. Типовой состав электромеханического оборудования ветроэлектрической установки.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 5.

1. Характеристики ветроагрегата.
2. Синхронный генератор электрической машины.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 6.

1. Рабочие характеристики ветроагрегата.
2. Асинхронный генератор электрической мощности.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 7.

1. Аэродинамика ветродвигателей карусельного типа.
2. Функциональные части ветротурбины USW 56-100.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 8.

1. Технические показатели эффективности использования ветроэлектрических агрегатов.
2. Виды лопастей вертикально-осевых ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 9.

1. Определение выработки электрической энергии многоагрегатной ВЭС.
2. Типы ветроустановок.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 10.

1. Основные виды нагрузок на лопасти горизонтально-осевого ветродвигателя.
2. Мультипликатор.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 11.

1. Основные виды нагрузок на лопасти вертикально-осевого ветродвигателя.
2. Трансмиссия.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 12.

1. Регламентируемые скорости ветра.
2. Виды лопастей горизонтально-осевых ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 13.

1. Способы регулирования частоты вращения и мощности горизонтально-осевого ветродвигателя.
2. Материалы для изготовления лопастей ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 14.

1. Основы теории рабочего процесса горизонтально-осевого ротора.
2. Функциональное назначение ветроэлектрических установок и ветровых электростанций.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 15.

1. Технические показатели эффективности использования ветроэлектрических агрегатов.
2. Виды лопастей вертикально-осевых ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 16.

1. Основные виды нагрузок на лопасти горизонтально-осевого ветродвигателя.
2. Мультипликатор.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 17.

1. Основы теории рабочего процесса горизонтально-осевого ротора.
2. Функциональное назначение ветроэлектрических установок и ветровых электростанций.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 18.

1. Технические показатели эффективности использования ветроэлектрических агрегатов.
2. Виды лопастей вертикально-осевых ветродвигателей.

Направление: Электроэнергетика и электротехника

Задание 19.

1. Основные виды нагрузок на лопасти горизонтально-осевого ветродвигателя.
2. Мультипликатор.

4.7. Перечень теоретических вопросов для выполнения контрольной работы

1. Записать технические показатели эффективности использования ВЭУ.
2. Указать минимальную скорость ветра.
3. Указать расчетную скорость ветра.
4. Указать максимальную скорость ветра.
5. Указать предельно допустимую скорость ветра.
6. Указать по графикам работу ветродвигателя с фиксированной частотой вращения.
7. Указать по графикам ветродвигателя с изменяемой частотой вращения.
8. Как изменяется быстроходность ротора при постоянной частоте вращения?
9. Чем характеризуется работа ротора с изменяемой частотой вращения?
10. Записать формулу для определения объема выработки электроэнергии одной ВЭУ за время T .
11. Записать коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ.
12. Определить число часов использования номинальной мощности, если коэффициент использования номинальной мощности равен 0,25.
13. Указать коэффициент затенения ВЭС.
14. Определить выработку электроэнергии ВЭС, если ВЭС состоит из 50 ВЭУ и выработка каждой ВЭУ составляет 5000 кВт-ч.
15. Как изменяется коэффициент использования энергии ветра при работе ротора с фиксированной частотой вращения, если скорость ветра превышает расчетную.
16. Записать формулу для определения электрической мощности генератора.
17. По какому закону изменяется вырабатываемая электрическая энергия при изменении скорости воздушного потока?

18. Назвать синхронный модуль.
19. К чему приводит резкое отключение нагрузки при работе ветроустановки?
20. Охарактеризовать основные типы устройств поворота лопастей.
21. Из каких составных частей состоит механизм управления поворотом лопастей ветротурбины USW 56-100.
22. Какой редуктор применен в механизме поворота лопастей?
23. Назначение электромагнитного тормоза.
24. Назначение электромагнитной муфты.
25. Назначение датчика питча.
26. Какие режимы управления позволяет реализовать кинематическая цепь управления поворотом лопастей?
27. Указать режим фиксации заданного угла поворота лопастей.
28. Указать режим управления углом поворота лопасти.
29. Указать режим аварийного вывода лопастей во флюгерное положение.
30. Каким образом соединен вал червячного редуктора с приводным валом гайка питча?
31. Назначение винтовой передачи привода питча.
32. Каким образом осуществляется поворот лопасти механизмом питча?
33. Каким образом соединены механизм питча и гайка питча?
34. Назначение двигателя привода питча.
35. Записать первый закон аэродинамики.
36. Записать второй закон аэродинамики.
37. Записать третий закон аэродинамики.
38. Определить мощность ветрового потока при скорости ветра 12 м/с.
39. Определить скорость ветрового потока на высоте 50 м, если на стандартной высоте она равна 10 м/с.
40. Что называется, коэффициентом использования энергии ветра?
41. Определить частоту вращения ротора при скорости ветра 8 м/с, если его быстроходность равна 5, а диаметр 3 м.
42. Чему равна быстроходность ротора?
43. Чему равен коэффициент использования энергии ветра для идеального ротора?
44. Записать уравнение для определения мощности ветроустановки.
45. Назвать ометаемую поверхность для горизонтально-осевого ротора.
46. Назвать ометаемую поверхность для вертикально-осевого ротора.
47. Чему равно передаточное отношение мультипликатора?
48. Определить диаметр ометаемой поверхности горизонтально-осевого ротора, если номинальная мощность ВЭУ равна 100 кВт, а эффективная мощность 1 м^2 ометаемой поверхности равна $0,5 \text{ кВт/м}^2$.
49. По универсальные характеристики ротора определить оптимальное значение коэффициента использования энергии ветра и быстроходности.
50. Назначение ветроэлектрической установки УВЭ-200.

51. Основные параметры ветроустановки.
52. Охарактеризовать способ ориентации ветроустановки на ветер.
53. Охарактеризовать способ поддержания постоянной частоты вращения ротора при увеличении скорости ветра.
54. Охарактеризовать способ раскручивания силового кабеля ветроустановки.
55. Охарактеризовать конструкцию лопасти.
56. Охарактеризовать конструкцию опоры ветроустановки.
57. Основные требования по установке опоры.
58. Каким образом соединен ротор с электрогенератором?
59. Охарактеризовать конструкцию флюгера ветроустановки.
60. Каким образом выводится в нерабочее состояние ротор ветроустановки при скорости ветра равной и выше максимальной?
61. Охарактеризовать пульт управления ветроустановки.
62. При какой скорости ветра начинает вырабатываться электроэнергия?
63. Для каких целей выполнена крутка лопасти?
64. Основные требования техники безопасности при монтаже ветроустановки.
65. Записать минимальную скорость ветра для ветротурбины USW 56-100.
66. Записать расчетную скорость ветра для ветротурбины USW 56-100.
67. Записать максимальную скорость ветра для ветротурбины USW 56-100.
68. Записать предельно допустимую скорость ветра для ветротурбины USW 56-100.
69. Записать минимальную скорость ветра для ветротурбины Т 600.
70. Записать расчетную скорость ветра для ветротурбины Т 600.

4.8. Методические указания к выполнению курсового проекта

4.8.1. Структура курсового проекта

Курсовой проект выполняется в соответствии с заданием и содержит текстовую и графическую информацию. Текстовой и расчётный материал оформляется в виде пояснительной записки, в состав которой входят:

- титульный лист (приложение);
- задание на проектирование;
- введение;
- пункты пояснительной записки в соответствии с оглавлением;
- выводы;
- перечень использованной литературы;
- оглавление;
- приложения.

4.8.2. Оформление курсового проекта

Объём пояснительной записки - не более 40-45 страниц, включая рисунки, таблицы, графики с соответствующими обоснованиями и ссылками. Записка выполняется на листах формата А 4, которые должны быть пронумерованы и сброшюрованы. В конце пояснительной записки приводится список использованной литературы и оглавление.

Текст пояснительной записки выполняется в рукописном (или машинописном) виде на отдельных листах в соответствии с ГОСТ 2.105 – 79.

Листы текста должны иметь рамки и основные надписи согласно ГОСТ 2.104-68.

Текст пояснительной записки делят на разделы, имеющие порядковые номера - арабские цифры с точкой. Первый раздел – «Введение», остальные соответствуют содержанию курсового проекта, а их наименования записывают прописными буквами с новой строки.

Разделы рекомендуется начинать с новой страницы.

Разделы состоят из подразделов, имеющих порядковые номера в пределах раздела. Полный номер подраздела состоит из двух чисел - номера раздела и подраздела, разделены точкой. Наименование подраздела записывают строчными буквами, а между подразделами дополнительно оставляют один интервал.

При необходимости подразделы можно делить на пункты и подпункты. Каждый пункт нумеруют в пределах подраздела, а его номер состоит из номера раздела, подраздела и пункта, разделённых точками, например, 5.3.1.4. (5-й раздел, 3-й подраздел, 1-й пункт, 4-й подпункт и т.д.). Пункт начинается с абзаца и может иметь заголовок, который записывают строчными буквами.

В тексте буквенные обозначения физических величин должны соответствовать государственным стандартам. При расчётах необходимо пользоваться системой СИ, а при указании единиц величин соблюдать требования ГОСТ 8.417-81.

Рисунки и графики должны быть выполнены грамотно и аккуратно чернилами (пастой) с использованием линейки, циркуля и лекал в соответствии с требованиями ЕСКД и ГОСТ.

При рассмотрении каждого раздела проекта в пояснительной записке необходимо кратко сформулировать решаемую задачу, привести исходные данные и условия, показать ход расчётов и их результат.

При применении повторяющихся расчётов в первый раз должна приводиться расчётная формула в общем виде, с обозначением всех входящих в неё величин символами, числовыми значениями, подставленными в неё, и результат, с указанием единицы измерения и величины. При повторных аналогичных расчётах приводятся лишь результаты в табличной форме.

Чертежи (формат А1) должны выполняться с соблюдением ГОСТ и ЕСКД и иметь основную надпись в соответствии с ГОСТ 2.104-68.

Перечень использованной литературы в тексте необходимо оформлять в соответствии с ГОСТ 7.1-84.

Сведения о книгах (монографиях, учебниках, справочниках) включают в себя фамилию, инициалы авторов, заглавие книги, место издания, издательство (или издание), год издания и общее количество страниц. Если авторов более трёх, допускается указание фамилий только трёх из них и далее "и др."

Сведения о статье из периодического издания содержат фамилию и инициалы автора (авторов), написавших статью, её название, название журнала (газеты), год, номер (для журнала), число (для газеты), первую и последнюю страницы, на которых помещена статья.

Сведения о стандартах включают в себя обозначение и наименование стандарта. Сведения об изобретениях - регистрационный номер свидетельства, название страны, полное наименование, инициалы и фамилии авторов, издание, в котором опубликовано описание, год издания и номер выпуска.

Сведения о проектной и другой технической документации должны содержать: заглавие, вид документации, организацию, выпустившую документацию, город и год выпуска.

Литературные источники приводят либо в порядке их употребления, либо по алфавиту. Иностранные издания помещают после отечественных.

Каждое приложение к основному тексту следует начинать с новой страницы с указанием в правом верхнем углу слова "Приложение" и тематического заголовка. При наличии в тексте более одного приложения все они нумеруются арабскими цифрами.

4.8.3. Содержание курсового проекта

Курсовой проект по ветроэнергетике должен включать следующие разделы:

1. Введение
2. Исходные данные для проектирования и их анализ
3. Выбор основного режима работы ветроагрегата
4. Выбор типа электрогенератора
5. Выбор типа башни
6. Определение основных параметров ветроэлектрической установки (ВЭУ):
 - 6.1. Тип ветроколеса
 - 6.2. Определение диаметра ветроколеса
 - 6.3. Определение числа оборотов в минуту ветроколеса и передаточного отношения мультипликатора

- 6.4. Разработка кинематической схемы ветроустановки
- 6.5. Выбор мультипликатора и основных элементов трансмиссии ВЭУ
- 6.6. Определение КПД ветроустановки
- 6.7. Построение рабочих характеристик ветроагрегата
- 7. Выбор способа регулирования частоты вращения и мощности ветродвигателя пропеллерного типа
- 8. Выбор способа ориентации ветроагрегата пропеллерного типа на направление ветрового потока
- 9. Выбор способа запуска ветроагрегата ортогонального типа
- 10. Выбор системы регулирования и защиты ВЭУ
- 11. Разработка технического описания ВЭУ
- 12. Определение технических показателей эффективности использования ВЭУ
 - 12.1. Объём выработки электроэнергии по месяцам года и в целом за год
 - 12.2. Число часов работы по месяцам и в целом в году
 - 12.3. Коэффициент использования номинальной мощности за год
 - 12.4. Число часов использования номинальной мощности за год
- 13. Выводы

Во введении необходимо кратко охарактеризовать состояние рассматриваемого вопроса, обосновать актуальность темы и определить задачу курсового проектирования.

В разделе "Исходные данные для проектирования и их анализ" для заданного района приводятся среднемесячная и годовая скорости ветра, а также вероятность скорости ветра по градациям. На основании анализа исходных данных выбираются регламентируемые скорости ветра на расчётной высоте.

В разделе "Выбор основного режима работы ветроагрегата" даётся обоснование режима фиксированной угловой частоты вращения ветродвигателя или режима изменяемой частоты вращения ветродвигателя.

В разделе "Выбор типа электрогенератора" даётся обоснование генерирующего устройства электрической энергии, принятого в проектируемой ВЭУ. Используя справочную литературу, например, выбирается тип электрогенератора и его массогабаритные характеристики.

В разделе "Выбор типа башни" даётся обоснование принятой конструкции башни.

В разделе "Определение основных параметров ветроэлектрической установки" выбирается тип лопастей ветроколеса и их количество, определяется диаметр ветроколеса через коэффициент использования энергии ветра, определяется число оборотов в минуту ветроколеса, используя принятое оптимальное значение быстроходности. Разработку кинематической схемы ветроустановки следует выполнять, руководствуясь, ГОСТ 2.703-68.

Конструкцию мультипликатора можно использовать собственной раз-

работки или выбрать по каталогам. Основные элементы трансмиссии выбираются по справочникам.

После выбора всех элементов трансмиссии определяют КПД ветроустановки и строят рабочие характеристики ветроагрегата: мощностную, моментную и лобового давления.

В разделах "Выбор способа регулирования частоты вращения и мощности ветродвигателя" "Выбор способа ориентации ветроагрегата пропеллерного типа на направление ветрового потока" и "Выбор способа запуска ветроагрегата ортогонального типа" должно быть изложено обоснование выбранного способа, его достоинства и недостатки по сравнению с другими способами.

В разделе "Выбор системы регулирования и защиты ВЭУ" должна быть разработана структурная схема системы управления и защиты.

Техническое описание ВЭУ должно быть выполнено в соответствии с ГОСТ 2.601-68.

Расчёт технических показателей эффективности использования ВЭУ должен быть выполнен с использованием данных по вероятности скорости ветра по градациям для заданного района. Объём выработки электроэнергии по месяцам года и число часов работы по месяцам в году должны быть представлены графически.

В "Выводах" должна быть показана целесообразность установки ВЭУ в заданном районе на основании анализа технических показателей эффективности использования ВЭУ, а также обобщены достоинства предложенных технических решений.

4.8.4. Графический материал.

Чертежи в количестве двух (трёх) листов должны быть выполнены на формате А1. Чертежи должны иметь основную надпись в соответствии с ГОСТ 2.104-68.

Чертежи должны быть выполнены в виде чертежей общего вида ГОСТ 2.119-73.

Чертёж общего вида в общем случае должен содержать:

а) изображение изделия (виды, разрезы, сечения), текстовую часть и надписи, необходимые для понимания конструктивного устройства изделия, взаимодействия его составных частей и принципа работы изделия;

б) наименования, а также обозначения (если они имеются), тех составных частей изделия, для которых необходимо указать данные (технические характеристики, указания о материале, принципе работы и др.), или запись которых необходима для пояснения изображений чертежа общего вида, описания принципа работы изделия, указания о составе и др.;

в) размеры и другие, наносимые на изображения данные (при необходимости);

г) схему, если она требуется, но оформлять её отдельным документом нецелесообразно;

д) технические характеристики изделия, если это необходимо для удобства сопоставления вариантов по чертежу общего вида.

Отдельные изображения составных частей изделия разрешаются на одном общем листе с изображением всего изделия или на отдельных (последующих) листах чертежа общего вида.

Наименования и обозначения составных частей изделия на чертежах общего вида указывают одним из следующих способов:

на полках линий - выносок; в таблице, размещённой на том же листе, что и изображение изделия.

таблица в общем случае состоит из граф: "Поз" и "Обозначение", "Кол", "Дополнительные указания".

4.8.5. Рекомендуемая литература

1. Ефимов М.И. Редукторы. Конструкции и расчёт. (Альбом), М: Машиностроение, 1972.
2. Атлас "Конструкция и схемы узлов ветротурбины USW 56-100». Севастополь: СШЭ и П, 2001.
3. Барлит В.В. Гидравлические турбины. Учеб.пособие. Киев, Вища шк., 1977
4. Бейзельман Р.Д., Ципкин Б.В., Перель Л.Я. Подшипники качения. Справочник. М.. "Машиностроение", 1975
5. ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи
6. ГОСТ 2.105-79 ЕСКД Общие требования к текстовым документам
7. ГОСТ 2.119-73 ЕСКД Эскизный проект
8. ГОСТ 2.301-68 ЕСКД Форматы
9. ГОСТ 2.601-68 ЕСКД Эксплуатационная и ремонтная документация
10. ГОСТ 2.703-68 ЕСКД Правила выполнения кинематических схем
11. ГОСТ 7.1-84 Библиографическое описание документов. Общие требования и правила составления.
12. ГОСТ 8.417-81 ГСИ. Единицы физических величин.
13. Грановский С.А., Орго В.М., Столяров Л.-Г. Конструкции гидротурбин и расчёт их деталей. М.-Л. Машгиз, 1953
14. Краузе Г.Н. Редукторы. Справочное пособие. Л. "Машиностроение", 1972
15. Кривченко Г.Н. Гидравлические машины. Турбины и насосы. Учебник для вузов. М. Энергоатомиздат, 1983
16. Кривченко Г.Н. Автоматическое регулирование гидротурбин. М. Энергия, 1964
17. Попова Г.Н. Условные обозначения в чертежах и схемах на ЕСКД Справочное пособие. Л. Машиностроение, 1976

18. Поляков В.С. и др. Справочник по муфтам. Л., Машиностроение, 1979
19. Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г. Денисенко и др. Киев, Техника, 1992
20. Расчёт на прочность деталей гидротурбин. М.-Л. Машиностроение, 1965
21. Ряховский О.А., Иванов С.С. Справочник по муфтам. Л., Политехника, 1961
22. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины. М.-Л. Госэнергоиздат, 1956
23. Справочник по гидротурбинам, под общ.ред. М.Н. Ковалёва Л., Машиностроение, 1984
24. Справочник по электрическим машинам. В 2-х т. Под общ.ред. Копылова М., Энергоатомиздат, 1988
25. Фатеев Е.М. Ветро двигатели. М.-Л. Госэнергоиздат, 1946

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования "Севастопольский государственный университет"**

Институт ядерной энергии и промышленности

Кафедра "Возобновляемые источники энергии

и электрические системы и сети"

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

На тему:

Работу сдал:

Студент _____

_____ курса, группа _____

(Роспись)

Работу принял:

Преподаватель _____

(Роспись)

Севастополь 20__ г.

4.8.6. Методика расчета ВЭУ

Анализ исходных данных для проектирования

Выбор регламентированных скоростей ветра

При подборе и расчете ветроагрегата необходимо в качестве исходных данных обоснование ряда значений скорости ветра.

Минимальная скорость ветра $V_{мин}$ - наименьшая скорость, при которой возможна работа агрегата и при которой он запускается в работу. Для крупных агрегатов назначается в пределах 4-6 м/с.

Расчетная скорость ветра V_p - наименьшая скорость, при которой ветроагрегат способен выдавать номинальную мощность. Занижение V_p ведет к неоправданным потерям выработки энергии.

Завышение V_p приводит к неоправданному удорожанию агрегата.

Максимальная скорость ветра $V_{макс}$ - это скорость, при превышении которой ВЭУ выводится из работы.

Обычно $V_{макс}$ не превосходит 25-30 м/с, так как продолжительность более высоких скоростей обычно невелика и остановка ВЭУ не приводит к заметным потерям в выработке электроэнергии.

Назначается также предельно допустимая скорость $V_{пред}$, которую установка в нерабочем положении должна выдержать без повреждений. В зависимости от региона размещения она должна приниматься в пределах 50-70 м/с.

Расчетная скорость для районов со средней годовой скоростью $V_z = 4 - 6$ м/с обычно принимается равной 8 м/с.

Для зон с более высокими значениями расчетная скорость увеличивается на 1-3 м/с.

Оптимальное значение V_p определяют путем расчета суммарной выработки энергии и удельных приведенных затрат, но чаще всего $V_p = (1,4 \div 1,6)V_z$. Иногда для зон, где $V_z > 8$ м/с, можно применять более высокие значения V_p (до $2,5 V_z$), поскольку в этих зонах усиливается влияние больших скоростей ветра на годовую выработку.

Определение скоростей ветра на высоте вращения ротора

Годовая скорость ветра и по грациям определяется на высоте вращения ротора по формуле

$$v = v_{\phi} \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^{0,143}, \quad (4.3)$$

где v_{ϕ} - скорость ветра на высоте флюгера; h_{ϕ} - высота флюгера на метеостанции; h - для горизонтально-осевого ротора расстояние от основания ВЭУ до оси вращения ротора, для вертикально-осевого ротора расстояние от основания до центра давления ветра на ометаемую поверхность.

После расчета скоростей ветра на высоте вращения ротора принимаются регламентируемые скорости.

Определение основных параметров ВЭУ

Расчет горизонтально-осевого и вертикально-осевого роторов

Определяется мощность ветрового потока при расчетной скорости, кВт/м²

$$P_B = 1,226 \cdot 10^{-3} \frac{V_p^3}{2}. \quad (4.4)$$

В зависимости от числа лопастей по зависимости коэффициента использования энергии ветра от быстроходности выбираются оптимальные значения коэффициента использования энергии ветра C_p и быстроходности Z ротора в расчетном режиме.

Принимается КПД ВЭУ η в пределах 0,8...0,87.

Определяется эффективная мощность 1 м² ометаемой поверхности

$$P_e = P_B C_p \eta. \quad (4.5)$$

Определяется площадь ометаемой поверхности, м²

$$S_0 = \frac{P_p}{P_e}, \quad (4.6)$$

где P_p - заданная мощность ВЭУ.

Определяются размеры ротора.

Для горизонтально-осевого ротора диаметр ротора равен $D = \sqrt{\frac{4S_0}{\pi}}$, м.

Для вертикально-осевого ротора предварительно принимается отношение радиуса ротора к длине лопасти $R/H < 2,5$. Из формулы $S_0 = 2RH$ определяется радиус ротора и длина лопасти.

Определяется число оборотов в минуту ротора, об/мин

$$n = \frac{ZV_p}{0,0524D}. \quad (4.7)$$

Определяется передаточное отношение мультипликатора

$$i = \frac{n_{\Gamma}}{n}, \quad (4.8)$$

где n_{Γ} - число оборотов в минуту генератора.

Расчет ротора Савониуса

Крутящий момент, развиваемый ротором, определяется по формуле, Нм

$$M = 0,835HR^2 \frac{\rho V_p^2}{2}, \quad (4.9)$$

где H – высота ротора, м; R – радиус ротора, м; $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ - плотность воздуха; V_p – расчетная скорость ветра.

При использовании ротора в качестве пускового двигателя за расчетную скорость принимается минимальная скорость ветра. Из формулы (7) определяются размеры ротора, предварительно приняв отношение R/H .

Эффективная мощность ротора, кВт, определяется по формуле

$$P_e = 1,226 \cdot 10^{-3} C_p S \frac{\rho V_p^3}{2}. \quad (4.10)$$

Определение действительного КПД ветроэлектрической установки

После выбора генератора и всех элементов трансмиссии, определяется действительный КПД ВЭУ

$$\eta = \eta_1^m \eta_2^n \eta_3 \eta_4, \quad (4.11)$$

где η_1 - КПД муфты; η_2 - КПД подшипника; η_3 - КПД мультипликатора; η_4 - КПД электрогенератора; m - количество однотипных муфт; n - количество подшипников.

Построение характеристик ветроэлектрической установки

Для построения мощностной характеристики ВЭУ определяется мощность ВЭУ в зависимости от скорости ветра по формуле

$$P = \frac{1}{2} \rho S_0 C_p \eta V^3. \quad (4.12)$$

Если выбран режим с фиксированной частотой вращения ротора, то с графика $C_p = f(Z)$ снимаются значения C_p в диапазоне скоростей ветра от минимальной до расчетной. Полученные значения коэффициента использования энергии ветра подставляются в формулу (10). При скорости ветра

выше расчетной мощность ВЭУ остается постоянной и равной мощности при расчетной скорости ветра.

Если выбран режим с изменяемой частотой вращения ротора, в формулу (10) подставляется оптимальное значение C_p .

Для построения моментной характеристики ротора ВЭУ определяется крутящий момент, M , в зависимости от скорости ветра по формуле

$$M = \frac{P \cdot 10^3}{\omega \eta}. \quad (4.13)$$

Расчет технических показателей эффективности использования ВЭУ

К техническим показателям эффективности использования ветроэлектрических установок относятся:

объем годовой выработки электроэнергии и число часов работы за год (E_z, T_z), объем выработки электроэнергии и число часов работы в году при скоростях ветра меньше и больше номинального значения соответственно ($E_{V < V_i}, T_{V < V_i}, E_{V > V_i}, T_{V > V_i}$), число часов простоя за год ($T_{пр}$), число часов использования номинальной мощности за год (T_n), коэффициент использования номинальной мощности за год (K_n).

Если известны скорости ветра по градациям, то выработка электроэнергии одной ВЭУ в течение времени T определяется по формуле

$$E = TK_{\Gamma} K_M \sum_{i=1}^n P(V_i) \Pi_i, \quad (4.14)$$

где K_{Γ} – коэффициент технической готовности, численное значение которого для ветроэлектрического агрегата составляет 0,96...0,98; K_M – коэффициент, учитывающий простои ВЭУ при наличии ветра в результате обледенения и налипания мокрого снега на лопастях, численное значение которого для метеоусловий Украины составляет 0,96...0,98; n – число градаций скоростей ветра; $P(V_i)$ – мощность ВЭУ, генерируемая при скорости ветра i -й градации и определяемая по зависимости $P = f(V)$; Π_i – повторяемость скорости ветра i -й градации за время T .

Умножим и разделим правую часть уравнения (12) на $P_{ном}$ и преобразуем его к виду

$$E = TP_{ном} K_{нр}, \quad (4.15)$$

$$K_{нр} = K_{\Gamma} K_M K_{pp}^{cp}, \quad (4.16)$$

$$K_{pp}^{cp} = \sum_{i=1}^n [P(V_i) \Pi_i] / P_{ном} \quad (4.17)$$

где $K_{\text{нр}}$ – коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ; $K_{\text{рр}}^{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента использования расчетной мощности; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ВЭУ.

Однако значения повторяемостей для скоростей ветра по данным метеостанций представлены с дискретностью 2 м/с, что определяется существующей методикой обработки данных измерений на метеостанциях. Наличие большой дискретности значений соседних градаций не позволяет однозначно вычислить технические показатели эффективности использования ВЭУ, так как параметры $V_{\text{мин}}, V_p, V_{\text{макс}}$, как правило, не совпадают со шкалой градаций.

Для устранения этого несоответствия используют непрерывную аппроксимацию дискретного распределения повторяемостей. Для этой цели используем трехпараметрическое распределение Вейбулла, функция которого имеет вид:

$$\Phi(V) = 1 - \exp \left\{ - \left[\left(\frac{V - a}{b} \right)^c \right] \right\}, V \geq a, b > 0, c > 0, \quad (4.18)$$

где a, b, c – коэффициенты сдвига, масштаба и формы соответственно. Методические основы определения численных значений коэффициентов a, b, c изложены в ГОСТ 11.007-75 (Прикладная статистика. Правила определения оценок и доверительных границ для параметров распределения Вейбулла).

Преобразуя (12) с учетом (14), получается:

$$\begin{aligned} E &= TK_{\Gamma} K_M \int_{V_{\text{мин}}}^{V_{\text{макс}}} P(V) \frac{C}{B} \left(\frac{V - A}{B} \right)^{C-1} \exp \left[- \left(\frac{V - A}{B} \right)^C \right] dV \approx \\ &\approx TK_{\Gamma} K_M \sum_{i=1}^M \frac{P_i + P_{i+1}}{2} (F_i - F_{i+1}) \end{aligned} \quad (4.19)$$

$$A = a \left(\frac{H}{H_u} \right)^m, B = b \left(\frac{H}{H_u} \right)^m, C = c,$$

$$F_i = \exp \left\{ - \left[(V_i - A) / B \right]^C \right\}, \quad F_{i+1} = \exp \left\{ - \left[(V_{i+1} - A) / B \right]^C \right\},$$

при условии

$$\begin{aligned} V_1 &< V_2 < V_3 \dots < V_K < \dots < V_M < V_{M+1}, \\ V_1 &= V_{\text{мин}}, V_K = V_p, V_{M+1} = V_{\text{макс}}, \Delta V = V_{i+1} - V_i \leq 0,5 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (4.20)$$

где P_i, P_{i+1} – мощность ВЭУ при скоростях ветра V_i, V_{i+1} ; M – число участков разбиения диапазона изменения рабочих скоростей ветра конкретного агрегата; A, B, C – коэффициенты распределения Вейбулла на высоте центра ометаемой поверхности ротора; H_u, V_u – высота измерения и скорость ветра на высоте измерения; m – коэффициент, учитывающий изменение

скорости ветра от высоты в приземном слое атмосферы; H – высота оси вращения ротора.

Выполнение условия позволяет обеспечить в замену операции интегрирования на суммирование с погрешностью менее 1 %. Погрешность обусловлена только лишь осреднением значений мощности на участке разбиения, так как значения функций вычисляются точно. Для уменьшения погрешности следует уменьшить ΔV .

Запишем выражения для определения *технических показателей эффективности использования ВЭУ* в следующем виде:

1. Объем годовой выработки электроэнергии

$$E_{\Gamma} = 8760 K_{\Gamma} K_M \sum_{i=1}^M (P_i + P_{i+1}) (F_i - F_{i+1}) / 2. \quad (4.21)$$

2. Число часов работы в год

$$T_{\Gamma} = 8760 K_{\Gamma} K_M (F_1 - F_{M+1}). \quad (4.22)$$

3. Объем выработки электроэнергии в году при скоростях ветра меньше номинального значения

$$E_{V < V_p} = 8760 K_{\Gamma} K_M \sum_{i=1}^{K-1} (P_i + P_{i+1}) (F_i - F_{i+1}) / 2. \quad (4.23)$$

4. Число часов работы в году при скоростях ветра меньше номинального значения

$$T_{V < V_p} = 8760 K_{\Gamma} K_M (F_1 - F_K). \quad (4.24)$$

5. Объем выработки электроэнергии в году при скоростях ветра больше номинального значения

$$E_{V > V_p} = 8760 K_{\Gamma} K_M \sum_{i=k}^M (P_i + P_{i+1}) (F_i - F_{i+1}) / 2. \quad (4.25)$$

6. Число часов работы в году при скоростях ветра больше номинального значения

$$T_{V > V_p} = 8760 K_{\Gamma} K_M (F_K - F_{M+1}). \quad (4.26)$$

7. Число часов простоя за год

$$T_{np} = 8760 [1 - K_{\Gamma} K_M (F_1 - F_{M+1})]. \quad (4.27)$$

8. Коэффициент использования номинальной мощности за год

$$K_u = (K_G K_M / P_{ном}) \sum_{i=1}^M (P_i + P_{i+1})(F_i - F_{i+1}) / 2. \quad (4.28)$$

9. Число часов использования номинальной мощности за год

$$T_n = 8760 \cdot K_u. \quad (4.29)$$

Зависимость коэффициентов распределения Вейбулла в зависимости от среднегодовых скоростей ветра на территории Украины приведена в таблице.

Т а б л и ц а

Среднегодовая скорость ветра, м/с	Коэффициенты		
	а, м/с	b, м/с	с, о.е.
$V_{сз} < 4,25$	- 0,80	4,7	1,4
$4,25 \leq V_{сз} < 4,75$	- 1,25	6,4	1,6
$4,75 \leq V_{сз} < 5,25$	- 0,55	6,1	1,4
$5,25 \leq V_{сз} < 5,75$	- 1,0	7,2	1,6

Расчет коэффициентов распределения Вейбулла на высоте центра ометаемой поверхности ротора следует вычислять по формулам

$$A = a \cdot (0,1 \cdot H)^{\frac{1}{7}}, B = b \cdot (0,1 \cdot H)^{\frac{1}{7}}, C = c. \quad (4.30)$$

Раздел 5. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

5.1 Лекции

Вводная лекция

Продолжительность 1 час

Цель лекции: дать основные сведения о предмете и его связи с другими дисциплинами

Перечень вопросов:

4. Определение предмета.
5. Цели и задачи дисциплины, её связь с другими дисциплинами.
6. Концепция внедрения нетрадиционных способов и средств получения электрической энергии в России.

Лекция № 1

Тема: **Характеристика Солнца и солнечного излучения.**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Интенсивность излучения.

Перечень вопросов:

1. Строение Солнца, его характеристики. Источники солнечной энергии.
2. Спектр солнечного излучения за пределами земной атмосферы. Постоянная солнечного излучения.
3. Факторы ослабления солнечного излучения. Спектр солнечного излучения на поверхности Земли.
4. Прямое и рассеянное солнечное излучение.
5. Ориентация приемников солнечной энергии, угловой коэффициент, методы его определения.
6. Актинометрические измерения, приборы, статистика.

Лекция № 2

Тема: **Оптические характеристики конструкционных материалов для гелиотехники.**

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Рассмотрение оптических характеристик элементов ПСК.

Перечень вопросов:

1. Оптические характеристики прозрачного покрытия, абсорбера, изоляции, корпуса ($\rho, \alpha, \tau, \tau_\alpha$).
2. Способы повышения оптических характеристик гелиотехнических устройств. Селективность приемных поверхностей.

Лекция № 3

Тема: **Конструкция и методы расчёта ПСК.**

Продолжительность 4 часа

Цель лекции: Изучение устройства ПСК

Перечень вопросов:

1. Конструкция плоских солнечных коллекторов.
2. Баланс энергии ПСК, анализ составляющих.
3. Коэффициент тепловых потерь ПСК. Методика его расчёта (U_L).
4. Полезная мощность ПСК. Методы определения Q_{Π} .
5. Оценка поглощённой энергии в абсорбере. Физический смысл коэффициентов F, F', F_R .
6. Мгновенный КПД плоского солнечного коллектора.
7. Методика конструктивного и теплового расчёта ПСК.

Лекция № 4

Тема: Активные системы солнечного горячего водообеспечения и отопления.

Продолжительность 6 часа

Цель лекции: Изучение систем солнечного горячего водообеспечения и отопления.

Перечень вопросов:

1. Принцип действия УСГВ (установок солнечного горячего водообеспечения) с естественной циркуляцией (ЕЦ) теплоносителей.
2. Принцип действия УСГВ с принудительной циркуляцией теплоносителей. Тепловые схемы УСГВ с различным числом контуров.
3. Аккумулирование теплоты в различных вариантах УСГВ и отопления.
4. Методика расчёта УСГВ с принудительной циркуляцией. Определение площади солнечных коллекторов, выбор схемы соединения ПСК.
5. Комбинированные УСГВ и отопления, особенности применения дублиров в составе установок.
6. Особенности конструкции и расчёта УСГВ с естественной циркуляцией.
7. Эффективность УСГВ и отопления – мгновенная и долгосрочная (на сезон, на год). Методика оценки параметров эффективности.
8. Коэффициент замещения в расчётах УСГВ и отопления. Методы определения.
9. Теплообменные аппараты в системах горячего водообеспечения и отопления. Типы ТО, схемы включения в контуры УСГВ.

Лекция № 5

Тема: Комплексные системы солнечного энергоснабжения.

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение параметров фотоэлектрических батарей.

Перечень вопросов:

1. Конструкция и параметры фотоэлектрических батарей для космических и наземных условий работы.

2. Комплексные системы солнечного охлаждения (кондиционирование) – парозжекторные, термохимические, фотоэлектрические.
3. Комплексные системы УСГВ, отопления и кондиционирования. Выбор схем и методик расчёта.
4. Комбинированные солнечные установки коммунального назначения – в составе тепловых котельных, с тепловыми насосами.

Лекция № 6

Тема: Выполнение курсового проекта.

«Разработка и расчёты комбинированной УСГВ и отопления».

Продолжительность 2 часа

Цель лекции: Изучение способов ориентирования ветроагрегата на ветер и способов регулирования частоты вращения и мощности горизонтально-осевого ветродвигателя

Перечень вопросов:

1. Задание на курсовой проект определяет объект проектирования, параметры и время работы установки.
 - а. Определение интенсивности солнечного излучения в месте расположения установки.
 - б. Определение необходимого количества тепловой энергии.
 - с. Выбор конструкции ПСК, тепловой расчёт ПСК, изготовление чертежей общего вида ПСК.
 - д. Разработка схемы комбинированной УСГВ и отопления, расчёт параметров установки в номинальном режиме.
 - е. Оформление пояснительной записки, исполнение чертежей в соответствии с индивидуальным заданием (общий вид ПСК, схема УСГВ, схема соединения ПСК).

5.2. Тестовые задания по солнечной энергетике

Вопрос № 1			
Строение Солнца (размеры).			
	A)	$1,4 \cdot 10^6 \text{ км};$	
	B)	$1,5 \cdot 10^8 \text{ км}.$	
Вопрос № 2			
Какая температура поверхности Солнца принята в расчётах?			
	A)	5700 K	
	B)	8800 K	
Вопрос № 3			
Основные данные Солнца (масса).			
	A)	$2 \cdot 10^{27} \text{ тонн};$	

	В)	$2 \cdot 10^{40}$ тонн.	
Вопрос № 4. Что такое хромосфера?			
	А)	наружный слой Солнца;	
	В)	атмосфера Солнца.	
Вопрос № 5. Спектр внеземного излучения Солнца.			
	А)	50 % видимый свет; 45 % ультрафиолетовое излучение;	
	В)	50 % видимый свет; 45 % инфракрасное излучение.	
Вопрос № 6. Какую долю солнечного излучения составляет ультрафиолетовое излучение.			
	А)	50 % УФИ;	
	В)	5-7 % УФИ.	
Вопрос № 7. Что такое прямое солнечное излучение?			
	А)	излучение, поступающее от солнца без изменения направления;	
	В)	излучение, направленное по нормали к поверхности.	
Вопрос № 8. Что такое диффузное прямое солнечное излучение?			
	А)	излучение Солнца ослабленное атмосферой;	
	В)	излучение, поступающее от солнца после отражения и рассеяния атмосферой.	
Вопрос № 9 Что такое солнечное постоянное?			
	А)	плотность потока излучения на земной поверхности;	
	В)	плотность потока энергии излучения за пределами атмосферы.	
Вопрос № 10. Чему равна солнечная постоянная?			
	А)	$800 \text{ Вт} / \text{м}^2$;	
	В)	$1350 \text{ Вт} / \text{м}^2$.	
Вопрос № 11 Что такое «масса атмосферы»?			

	A)	плотность атмосферы на пути излучения;	
	B)	длина пути излучения в атмосфере.	
ВОПРОС № 12 Поглощение УФИ в плотных слоях атмосферы.			
	A)	азотом, кислородом;	
	B)	озоном.	
Вопрос № 13 Угол солнечного склонения (δ)			
	A)	угловое положение Солнца относительно плоскости экватора.	
	B)	угловое положение солнца относительно горизонта.	
Вопрос № 14 Угол наклона коллектора.			
	A)	угол между нормалью к поверхности и горизонтом;	
	B)	угол между горизонтом и плоскостью коллектора.	
Вопрос № 15 Часовой угол (ω).			
	A)	равен нулю в полдень;	
	B)	равен угловой высоте Солнца.	
Вопрос № 16 Угол падения прямого солнечного излучения (θ).			
	A)	между направлением излучения и нормалью к поверхности;	
	B)	между направлением излучения и горизонтом.	
Вопрос № 17 Угловой коэффициент солнечного излучения.			
	A)	коэффициент учитывающий отклонение излучения от зенита;	
	B)	коэффициент учитывающий поток излучения на наклонную поверхность.	
Вопрос № 18 Пропускательная способность покрытия ПСК.			
	A)	отношение плотности потока на верхнем стекле к плотности потока излучения.	
	B)	отношение поглощенной энергии абсорбером к плотности потока излучения.	

Вопрос № 19			
Оптимальный угол наклона солнечного коллектора на широте φ .			
	A)	$\varphi \pm 15^\circ$;	
	B)	$\varphi \pm 35^\circ$.	
Вопрос № 20			
Среднее значение плотности потока излучения на широте Севастополя (IR).			
	A)	$800 \text{ Вт} / \text{м}^2$;	
	B)	$1500 \text{ Вт} / \text{м}^2$.	
Вопрос № 21			
Среднее значение углового коэффициента R для летних месяцев.			
	A)	1,0-1,2;	
	B)	1,5-1,6.	
Вопрос № 22			
Баланс энергии ПСК учитывает.			
	A)	спектр излучения Солнца;	
	B)	потери энергии в конструкции ПСК.	
Вопрос № 23			
Основные функции прозрачного покрытия ПСК.			
	A)	сохранить абсорбер от загрязнения и повреждений;	
	B)	уменьшить потери собственного излучения.	
Вопрос № 24			
Основные функции абсорбера.			
	A)	крепление трубной системы ПСК;	
	B)	поглощение тепловой энергии излучения.	
Вопрос № 25			
Наибольшие тепловые потери ПСК.			
	A)	по периметру корпуса (вниз, в бок);	
	B)	через прозрачные покрытия (вверх).	
Вопрос № 26			
Что такое селективная поверхность?			
	A)	поверхность с избирательным поглощением «ЭМИ» и минимальным излучением;	
	B)	абсолютно черная поверхность для всех длин волны «ЭМИ».	

Вопрос № 27			
Спектральная селективность, методы реализации.			
	A)	окрашивание абсорбера;	
	B)	электрохимическое покрытие абсорбера.	
Вопрос № 28			
Полный коэффициент тепловых потерь.			
	A)	доля потерь тепловой энергии излучения;	
	B)	сумма коэффициентов теплоотдачи тепловых потерь ПСК.	
Вопрос № 29			
Наибольшие тепловые потери ПСК.			
	A)	конвективные;	
	B)	радиационные;	
	C)	теплопередача.	
Вопрос № 30			
Что такое ребро ПСК?			
	A)	часть абсорбера с трубой для теплоносителя;	
	B)	элемент абсорбера между двумя трубками теплоносителя.	
Вопрос № 31			
Коэффициент эффективности ребра F .			
	A)	учитывает процессы поглощения теплоты в трубной системе;	
	B)	учитывает передачу теплоты теплопроводностью в абсорбере.	
Вопрос № 32			
Коэффициент эффективности ПСК (F').			
	A)	учитывает передачу теплоты от абсорбера к трубной системе;	
	B)	учитывает передачу теплоты от абсорбера к теплоносителю.	
Вопрос № 33			
Коэффициент отвода теплоты из коллектора (F_R).			
	A)	учитывает отвод теплоты от Солнца для теплоносителя;	
	B)	учитывает разницу между фактической и расчётной полезной мощностью ПСК.	

Вопрос № 34			
Средняя ёмкость трубной системы ПСК (на 1 м^2).			
	A)	$1,6 - 2,5 \text{ л} / \text{ м}^2$;	
	B)	$4,0 - 5,0 \text{ л} / \text{ м}^2$.	
Вопрос № 35			
Сезонный (годовой) КПД ПСК.			
	A)	наибольший КПД за сезон (год);	
	B)	осредненное значение за сезон (год).	
Вопрос № 36			
Назначение бака-аккумулятора.			
	A)	ёмкость для сбора горячей воды;	
	B)	обеспечение круглосуточного наличия горячей воды	
Вопрос № 37			
Какие данные солнечного излучения принимаются для УСГВ с дублиром?			
	A)	самого жаркого месяца;	
	B)	самого прохладного месяца.	
Вопрос № 38			
Какие данные солнечного излучения принимаются для УСГВ без дублира?			
	A)	самого жаркого месяца;	
	B)	самого прохладного месяца.	
Вопрос № 39			
Особенность установок с естественной циркуляцией.			
	A)	бак-аккумулятор устанавливается на одном уровне с ПСК;	
	B)	бак-аккумулятор устанавливается выше;	
Вопрос № 40			
Коэффициент замещения f , физический смысл.			
	A)	количество органического топлива, замещённого солнечной энергией;	
	B)	доля солнечной энергии в общем балансе энергии для УСГВ.	
Вопрос № 41			
Назначение дублира в солнечной энергетике.			
	A)	нагрев воды в ночное время;	
	B)	нагрев воды до заданной температуры в течение	

		сезона.	
Вопрос № 42			
Как влияет снижение температуры воды на входе в ПСК?			
	A)	увеличением КПД УСГВ;	
	B)	снижает КПД УСГВ.	
Вопрос № 43			
Назначение антифризных теплоносителей.			
	A)	увеличить КПД УСГВ;	
	B)	обеспечить круглогодичный цикл работы УСГВ.	
Вопрос № 44			
Принцип работы аккумуляторов с фазовым переходом.			
	A)	сохранение энергии расплавленного реагента;	
	B)	использование скрытой теплоты фазового перехода.	
Вопрос № 45			
Основное условие эффективности ПСК.			
	A)	количество поглощённой теплоты должно быть больше излучённой ($a > \varepsilon$);	
	B)	количество поглощённой теплоты должно быть больше отражённой ($a > \rho$).	

5.3. Эталон решения задач

1. Насколько уменьшится масса Солнца за год вследствие излучения. Считая излучение Солнца постоянным, найти за какое время масса Солнца уменьшится вдвое? Температуру Солнца принять $T = 5800\text{ K}$.

Решение.

Первая часть задачи решается с использованием соотношения Эйнштейна: $E = \Delta m \cdot C^2$, где E - энергия излучения Солнца за год.

Уменьшение массы Солнца за год:

$$\Delta m = \frac{E}{C^2} [\text{кг}].$$

Поток энергии Солнца со всей его поверхности S :

$$\Phi_C = \sigma \cdot T^4 \cdot 4\pi R^2 [\text{Вт}],$$

где $R = 6,95 \cdot 10^8 \text{ м}$ - радиус Солнца $[\text{м}]$;

$$\Phi_C = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot (5,800)^4 4\pi \cdot (6,95 \cdot 10^8)^2 = 3,9 \cdot 10^{26} [\text{Вт}]$$

За год энергия, излучаемая Солнцем:

$$E = \Phi_C \cdot t = \Phi_C \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 3,9 \cdot 10^{26} \cdot 3,15 \cdot 10^7 = 12,2 \cdot 10^{33} \text{ Дж}.$$

С учётом соотношения Эйнштейна $\Phi_C \cdot t = E = \Delta m C^2$, откуда

$$\Delta m = \frac{\Phi_C \cdot t}{C^2} = \frac{3,9 \cdot 10^{26} \cdot 3,15 \cdot 10^7}{9 \cdot 10^{16}} = 1,37 \cdot 10^{24} \text{ кг}.$$

Вторая часть задачи – определить время, в течение которого масса Солнца уменьшится вдвое. Основываясь на полученном выше соотношении, запишем:

$$\Phi_C \cdot t = \frac{M}{2} \cdot C^2$$

где M - масса Солнца, равная $2 \cdot 10^{30} \text{ кг}$. Отсюда время уменьшения массы Солнца вдвое:

$$t = \frac{M \cdot C^2}{2 \cdot \Phi_C} = \frac{2 \cdot 10^{30} \cdot 9 \cdot 10^{16}}{2 \cdot 3,9 \cdot 10^{26}} = 0,5 \cdot 10^{20} \text{ с} = 0,16 \cdot 10^{13} \text{ лет}.$$

$$i = \frac{n_\Gamma}{n} = 29,9.$$

2. Для горизонтального положения гелиоколлектора определить зенитный угол Солнца в г. Севастополе 2 февраля в 15.00 часов.

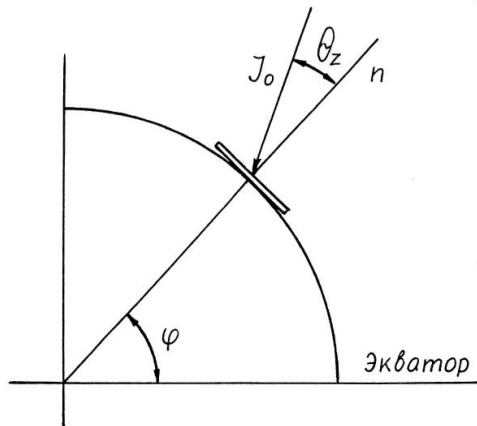


Рис. 13. К определению зенитного угла θ_Z

Для зенитного угла θ_Z формула определения направления прямого солнечного излучения имеет вид:

$$\cos \theta_Z = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi.$$

Выполним расчёт угла δ по формуле Купера

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[360 \frac{284 + n}{365} \right],$$

где n - порядковый номер дня в году (33), тогда

$$\delta = 23,45 \cdot \sin 312,6 = -23,45 \cdot 0,73 = -17,2^\circ, \text{ а } \cos \delta = 0,95.$$

Для г. Севастополя $\varphi = 45^\circ$, $\cos \varphi = 0,707$; часовой угол ω в 15.00:
 $\omega = -45^\circ$.

Подставляя значение углов, получим:

$$\cos \theta_Z = 0,95 \cdot 0,707 \cdot 0,707 + (-0,29) \cdot 0,707 = 0,269.$$

Зенитный угол: $\theta_Z = 74^\circ$.

3. Для тех же условий определить угол падения солнечных лучей на плоскость гелиоколлектора, расположенного под углом $S = 30^\circ$ к горизонту.

Рассматриваем вариант замены угла широты φ на условную широту $(\varphi - S)$, тогда угол $\theta_T = \theta_Z$ для широты $(\varphi - S)$:

$$\cos \theta_T = \cos(\varphi - S) \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin(\varphi - S).$$

В этой формуле все значения углов известны из предыдущей задачи, $\varphi - S = 45^\circ$; $\cos(\varphi - S) = 0,96$; $\sin(\varphi - S) = 0,25$, тогда $\cos \theta_T = 0,57$, а угол падения прямого излучения $\theta_T = 52^\circ$.

Угловой коэффициент прямого солнечного излучения для принятых условий:

$$R_S = \frac{\cos \theta_T}{\cos \theta_Z} = \frac{0,57}{0,269} = 2,16.$$

4. Определить приведённую пропускательную способность для двухслойного стеклянного покрытия, каждое стекло имеет толщину $L = 0,23 \text{ см}$, абсорбер имеет поглощательную способность $a = 0,94$, коэффициент поглощения в стекле $K = 0,161 \text{ см}^{-1}$, коэффициент диффузного отражения $\rho_d = 0,24$, коэффициент преломления в стекле $n = 1,526$.

Расчёт необходимо произвести для $\theta_1 = 0^\circ$ и $\theta_2 = 60^\circ$.

Решение.

Расчётная формула для (τa) :

$$(\tau a) = \frac{\tau a}{1 - (1 - a)\rho_d} = \frac{I_{\text{пол.}}}{I_0}.$$

При $\theta_1 = 0^\circ$ определяем составляющие этой формулы:

$$\tau(0) = \tau_\rho(0) \cdot \tau_a(0),$$

$$\tau_\rho(0) = \frac{1 - \rho}{1 + (2n - 1)\rho},$$

где ρ - отражательная способность одной поверхности:

$$\rho(0) = \left(\frac{n - 1}{n + 1} \right)^2 = 0,043,$$

тогда

$$\tau_\rho(0) = \frac{1 - 0,043}{1 + 300,043} = 0,85,$$

$$\tau_0 = \tau_\rho(0) \cdot \tau_a(0) = 0,79,$$

тогда

$$(\tau a)_0 = 0,79 \cdot 0,94 \cdot \frac{1}{1 - (1 - 0,94) \cdot 0,24} = 0,752.$$

Соответствующие расчёты для $\theta_1 = 60^\circ$ дают следующие результаты:

$$\rho(60) = 0,093; \quad \tau_\rho(60) = 0,717; \quad \tau_a(60) = 0,91; \quad \tau(60) = 0,69; \\ (\tau a)_{60} = 0,657.$$

Приведённая пропускательная способность (τa) определяет оптическую характеристику гелиоколлектора, его оптический коэффициент полезного действия, позволяющий оценить долю падающего на коллектор солнечного излучения, поглощённую в абсорбере $I = I_0(\tau a) \cdot R$.

5.4. Задания для контрольной работы

Направление: Электроэнергетика и электротехника

1. Состав и строение Солнца.
2. Если ли температура среды внутри Солнца.
3. Что такое атмосфера.
4. Солнце как «черное тело». Основные законы «черного тела».
5. Выбор оптимального наклона солнечного коллектора.

6. Соединение элементов в солнечной батарее.
7. Эффективный квантовый выход солнечного элемента.
8. Гомогенные p-n переходы.
9. Спектральная чувствительность и коэффициент собирания элемента.
10. Конструкция солнечного элемента.
11. Определение КПД солнечного элемента и солнечной батареи.
12. Факторы, понижающие КПД солнечных элементов.
13. Расчёт площади солнечных модулей.
14. Дать определение основных энергетических и фотометрических величин.
15. Какой физический смысл имеет коэффициент $K_{эф}$ и $L(\lambda)$.
16. Такое люксамперная характеристика солнечной батареи.
17. Как меняются энергетические показатели батареи при различной освещённости.
18. Как изменяется КПД батареи фото преобразователей при облучении источниками с различными спектральными характеристиками.
19. Пояснить принцип работы комбинированного тепла фотоэлектрического профиля.
20. Устройство тепла фотоэлектрической установки.
21. Сборка и устройство тёплого электрического гелиопрофиля.
22. Возрастает общий КПД тепловой электрической установки.
23. Как определить полную мощность и общий суммарный КПД ТФУ.
24. Какие основные параметры используются при расчёте ТФУ.
25. Какие основные параметры используются при расчёте ТФУ.
26. Как рассчитать годовую производительность комбинированной установки по тепловой электрической энергии.
27. Вакуумный термоэмиссионный преобразователь ТЭП.
28. Плазменный термоэмиссионный преобразователь.
29. Реактивные термоэмиссионные установки.
30. Область применения термофотоэлектрических преобразователей.
31. Основные условия эффективности ПСК.

5.5. Перечень теоретических вопросов для выполнения контрольной работы

1. Состав, строение, основные параметры Солнца, как источника энергии.
2. Спектр внеземного излучения. Солнечная постоянная.
3. Прямое солнечное излучение. Диффузное солнечное излучение. «Масса атмосферы».
4. Направление распространения прямого солнечного излучения, основные угловые параметры.
5. Угол солнечного склонения δ , методика расчёта.

6. Часовой угол ω , методика расчёта.
7. Угол падения солнечных лучей θ , угол наклона коллектора S .
8. Дополнительные углы определения положения Солнца (θ_z, α).
9. Угловой коэффициент R_s для прямого солнечного излучения. Физический смысл, методика определения.
10. Угловой коэффициент R_d (для диффузного излучения) и общий R (для прямого, диффузного и отражённого излучения).
11. Основные процессы ослабления излучения в атмосфере Земли, спектр внеземного излучения.
12. Отражательная способность непрозрачных материалов ρ_0, ρ_θ).
13. Оптические характеристики частично прозрачных сред. Пропускательная способность стекла (2 поверхности) с учётом отражения (τ_ρ).
14. Пропускательная способность покрытия с учётом поглощения (τ_α).
15. Приведённая пропускательная способность ПСК (оптический КПД).
16. Устройство плоского солнечного коллектора, основные части, схемы компоновки трубной системы. Материалы для ПСК.
17. Спектральная селективность абсорбера, физический смысл, методы реализации.
18. Уравнение баланса энергии ПСК, основные составляющие. Плотность потока солнечного излучения на поверхность абсорбера.
19. Тепловые потери ПСК по периметру U_B и через днище (U_H), методика расчёта.
20. Тепловые потери ПСК через верхнее покрытие (U_T). Составляющие, методика расчёта.
21. Полный коэффициент тепловых потерь U_L , определение, физический смысл, тепловые потери ПСК.
22. Радиационные тепловые потери ПСК, методика расчёта.
23. Конвективные тепловые потери ПСК, методика расчёта.
24. Метод определения температуры стеклянного покрытия ПСК (итерации).
25. Особенности теплового расчёта ПСК с двумя стеклянными покрытиями.
26. Расчёт полезной мощности ПСК (из уравнения баланса). Коэффициент эффективности ребра ПСК F , физический смысл.
27. Коэффициент эффективности ПСК (F'), физический смысл, методика расчёта.
28. Коэффициент отвода теплоты из коллектора (F_R), физический смысл, методика расчёта.
29. Конструктивный расчёт ПСК, определение количества вертикальных труб.

30. Параметры эффективности ПСК (мгновенная полезная мощность $Q_{\text{П}}$, мгновенный КПД η).
31. Метод определения сезонного (годового) КПД ПСК.
32. Аккумулирование тепловой энергии в системах УСГВ. Назначение и выбор объёма бака – аккумулятора.
33. УСГВ с жидкими теплоносителями, с применением естественной циркуляции. Схемы, принципы работы, методика расчёта.
34. УСГВ с жидкими теплоносителями, с применением принудительной циркуляции. Схемы, принципы работы, методика расчёта.
35. Методика определения площади для приемников и количества ПСК в установке (с дублёром, без дублёра). Схемы соединения ПСК в установке. Эффект затенения.
36. Метод расчёта УСГВ с применением коэффициента замещения (f - метод). Физический смысл коэффициента f .
37. Комбинированные установки (УСГВ плюс отопление), схема установки, методы отопления помещений.
38. Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии в электрическую (физические основы, характеристики, устройство, область применения).
39. Применение солнечной энергии для охлаждения помещений. Принцип действия абсорбционной холодильной машины. Теория, устройство.
40. Комбинированные УСГВ с применением тепловых насосов. Эффективность таких установок.
41. Комбинированные котельные установки с применением ПСК.
42. Термоэлектрические преобразователи солнечной энергии в электрическую. Физические основы, устройство батарей.
43. Принцип работы актинометрических приборов (для измерения интенсивности солнечного излучения на поверхности Земли).

5.6. Методические указания к выполнению курсового проекта

5.6.1. Структура курсового проекта

Курсовой проект выполняется в соответствии с заданием и содержит текстовую и графическую информацию. Текстовой и расчётный материал оформляется в виде пояснительной записки, в состав которой входят:

- титульный лист (приложение);
- задание на проектирование;
- введение;
- пункты пояснительной записки в соответствии с оглавлением;
- выводы;

- перечень использованной литературы;
- оглавление;
- приложения.

5.6.2. Оформление курсового проекта

Объём пояснительной записки - не более 40-45 страниц, включая рисунки, таблицы, графики с соответствующими обоснованиями и ссылками. Записка выполняется на листах формата А 4, которые должны быть пронумерованы и сброшюрованы. В конце пояснительной записки приводится список использованной литературы и оглавление.

Текст пояснительной записки выполняется в рукописном (или машинописном) виде на отдельных листах в соответствии с ГОСТ 2.105 – 79.

Листы текста должны иметь рамки и основные надписи согласно ГОСТ 2.104-68.

Текст пояснительной записки делят на разделы, имеющие порядковые номера - арабские цифры с точкой. Первый раздел – «Введение», остальные соответствуют содержанию курсового проекта, а их наименования записывают прописными буквами с новой строки.

Разделы рекомендуется начинать с новой страницы.

Разделы состоят из подразделов, имеющих порядковые номера в пределах раздела. Полный номер подраздела состоит из двух чисел - номера раздела и подраздела, разделены точкой. Наименование подраздела записывают строчными буквами, а между подразделами дополнительно оставляют один интервал.

При необходимости подразделы можно делить на пункты и подпункты. Каждый пункт нумеруют в пределах подраздела, а его номер состоит из номера раздела, подраздела и пункта, разделённых точками, например 5.3.1.4. (5-й раздел, 3-й подраздел, 1-й пункт, 4-й подпункт и т.д.). Пункт начинается с абзаца и может иметь заголовок, который записывают строчными буквами.

В тексте буквенные обозначения физических величин должны соответствовать государственным стандартам. При расчётах необходимо пользоваться системой СИ, а при указании единиц величин соблюдать требования ГОСТ 8.417-81.

Рисунки и графики должны быть выполнены грамотно и аккуратно чернилами (пастой) с использованием линейки, циркуля и лекал в соответствии с требованиями ЕСКД и ГОСТ.

При рассмотрении каждого раздела проекта в пояснительной записке необходимо кратко сформулировать решаемую задачу, привести исходные данные и условия, показать ход расчётов и их результат.

При применении повторяющихся расчётов в первый раз должна приводиться расчётная формула в общем виде, с обозначением всех входящих

е неё величин символами, числовыми значениями, подставленными в неё, и результат, с указанием единицы измерения и величины. При повторных аналогичных расчётах приводятся лишь результаты в табличной форме.

Чертежи (формат А1) должны выполняться с соблюдением ГОСТ и ЕСКД и иметь основную надпись в соответствии с ГОСТ 2.104-68.

Перечень использованной литературы в тексте необходимо оформлять в соответствии с ГОСТ 7.1-84.

Сведения о книгах (монографиях, учебниках, справочниках) включают в себя фамилию, инициалы авторов, заглавие книги, место издания, издательство (или издание), год издания и общее количество страниц. Если авторов более трёх, допускается указание фамилий только трёх из них и далее "и др."

Сведения о статье из периодического издания содержат фамилию и инициалы автора (авторов), написавших статью, её название, название журнала (газеты), год, номер (для журнала), число (для газеты), первую и последнюю страницы, на которых помещена статья.

Сведения о стандартах включают в себя обозначение и наименование стандарта. Сведения об изобретениях - регистрационный номер свидетельства, название страны, полное наименование, инициалы и фамилии авторов, издание, в котором опубликовано описание, год издания и номер выпуска.

Сведения о проектной и другой технической документации должны содержать: заглавие, вид документации, организацию, выпустившую документацию, город и год выпуска.

Литературные источники приводят либо в порядке их употребления, либо по алфавиту. Иностранные издания помещают после отечественных.

Каждое приложение к основному тексту следует начинать с новой страницы с указанием в правом верхнем углу слова "Приложение" и тематического заголовка. При наличии в тексте более одного приложения все они нумеруются арабскими цифрами.

5.6.3. Содержание курсового проекта

Курсовой проект по солнечной энергетике должен включать следующие разделы:

1. Введение
2. Исходные данные для проектирования и их анализ
3. Выбор конструктивных и эксплуатационных характеристик ПСК (в соответствии с заданием, вариант № ____).
4. Конструктивный расчёт ПСК. Определение количества вертикальных труб и расстояние между ними. Разработка эскиза ПСК.
5. Тепловой расчёт ПСК.
6. Определение приведённой поглотательной способности ПСК, энергии излучения Солнца, поглощённой в абсорбере.

7. Расчёт полного коэффициента тепловых потерь ПСК.
8. Расчёт основных коэффициентов, определяющих теоретическую эффективность ПСК.
9. Расчёт полезной мощности ПСК, мгновенного КПД, средней суточной производительности ПСК (по горячей воде).
10. По результатам расчётов выполнить чертёж ПСК (2 проекции), оформить пояснительную записку.
11. Определение технических показателей эффективности использования солнечной установки.
12. Объём выработки электроэнергии по месяцам года и в целом за год.
13. Число часов работы по месяцам и в целом в году.
14. Коэффициент использования номинальной мощности за год.
15. Число часов использования номинальной мощности за год.
16. Выводы.
17. Список использованной литературы.

Во введении необходимо кратко охарактеризовать состояние рассматриваемого вопроса, обосновать актуальность темы и определить задачу курсового проектирования.

В разделе "Исходные данные для проектирования и их анализ" для заданного района приводятся среднемесячная и годовая скорости ветра, а также вероятность скорости ветра по градациям. На основании анализа исходных данных выбираются регламентируемые скорости ветра на расчётной высоте.

Техническое описание солнечной установки должно быть выполнено в соответствии с ГОСТ 2.601-68.

Расчёт технических показателей эффективности использования солнечной установки должен быть выполнен с использованием данных по вероятности скорости ветра по градациям для заданного района. Объём выработки электроэнергии по месяцам года и число часов работы по месяцам в году должны быть представлены графически.

В "Выводах" должна быть показана целесообразность солнечной установки в заданном районе на основании анализа технических показателей эффективности использования, а также обобщены достоинства предложенных технических решений.

5.6.4. Графический материал

1. Принципиальная схема солнечной установки отопления и горячего водоснабжения (с обозначением основных элементов) (А-3).
2. Чертеж солнечного коллектора (план, поперечный разрез, конструктивная схема компоновки) (А-3).
3. Графический материал к отдельным разделам курсового проекта (А-4).

5.6.5. Рекомендуемая литература

1. Дж. Даффи, У.А. Бекман. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. Пер. с англ. М.: Мир. 1977 г. п. 1, 2, 3, 4.
2. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. М. Энергоатомиздат. 1991.
3. Алексеев Г.И. Непосредственное превращение различных видов энергии в электрическую и механическую. М.-Л. Гасэнергоиздат. 1968г.
4. В.М. Усаковский. Возобновляемые источники энергии. М.: Россельхозиздат. 1986.
5. А.Д. Байрамов, А.Д. Ушаков. Солнечные водонагревательные установки. Ашхабад. 1987г.
6. Аvezов Р.Р., Орлов А.Ю. Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения. Ташкент “ФАН”. 1988.
7. У.А. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи. Расчёт систем солнечного теплоснабжения. Пер. с англ. М. Энергоиздат. 1982.
8. Дж. Бринкворт. Солнечная энергия для человечества. Пер. с англ. М. Мир. 1977.
9. Г.И. Денисенко. Возобновляемые источники энергии. Киев. Вища школа. 1983.
10. Методические указания по расчёту и проектированию систем солнечного теплоснабжения. М. Союзтехноэнерго. 1990.
11. Установки солнечного горячего водоснабжения. ВСН 52 – 86. Нормы проектирования. М. 1988.
12. В.В.Кувшинов, В.А. Сафонов, И.н. Стаценко. Применение солнечной энергии (методическое пособие для проведения лабораторных работ). СНУЯЭ и П. 2005.
13. Р.Р. Аvezов, М.А. Барский-Зорин, И.М. Васильева. Системы солнечного тепло – и хладоснабжения. М. Стройиздат. 1990.
14. Б.М. Берковский, В.А. Кузьминов. Возобновляемые источники энергии на службе человека. М. Наука. 1987.
15. Сарнацкий Э.В., Константиновский Ю.А. Использование солнечной энергии для теплоснабжения зданий. Киев. Будивельник. 1985.
16. Мак-Вейг Д. Применение солнечной энергии Пер. С англ. М. Энергоиздат. 1981.
17. Танака С., СудаР. Жильё дома с автономным солнечным теплохладоснабжением. Пер. с англ. М. Стройиздат. 1989.
18. Харченко Н.В., Никифоров В.А. Системы гелиотеплоснабжения и методика их расчёта. Киев. Знание. 1982.
19. Селиванов Н.П., Заколев С.В. Энергоактивные здания. М. Стройиздат. 1988.
20. Сивораक्षा В.Ю., Марков В.Л. Теплові розрахунки геліосистем. Дніпропетровськ. ДГУ. 2003.

21. Мхиторян Н.М. Гелиоэнергетика, системы, технологии, применение. Киев. Наукова думка. 1995.
22. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Киев. Наукова думка. 1999.
23. Андреев В.М. Фотоэлектрическое преобразование солнечного излучения. М. Наука. 1989.
24. Колтун М.М. Оптика и метрология солнечных элементов. М. Мир. 1985.
25. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей. Пер. с англ. М. Энергоатомиздат. 1983.
26. Тимашев С.В. Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии. М. Энергия. 1985.
27. Аут И. Фотоэлектрические явления. М. Мир. 1980.

Приложение

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования "Севастопольский государственный университет"
Институт ядерной энергии и промышленности
Кафедра "Возобновляемые источники энергии и
электрические системы и сети"**

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

На тему:

Работу сдал:

Студент _____
_____ курса, группа _____

(Роспись)

Работу принял:

Преподаватель _____

(Роспись)

Севастополь 20__ г.

5.6.6. Методика расчета фотоэлектрической установки

1) Расчет фотоэлектрического модуля

Используем стандартный фотоэлектрический модуль с фотоэлементами, характеристики которых предложены в табл. 1.

Т а б л и ц а 1

**Электрические характеристики солнечного элемента
при освещенности 1000 Вт/м^2**

Размер, мм	Диаметр, мм	$I_{к.з.}, \text{ А}$	$U_{х.х.}, \text{ В}$	$U_{\max}, \text{ В}$	$I_{\max}, \text{ А}$	$P_{\max}, \text{ Вт}$
125x125	150	5,2	0,61	0,49	4,7	2,3

Внешний вид фотоэлемента представлен на рис. 1.14.

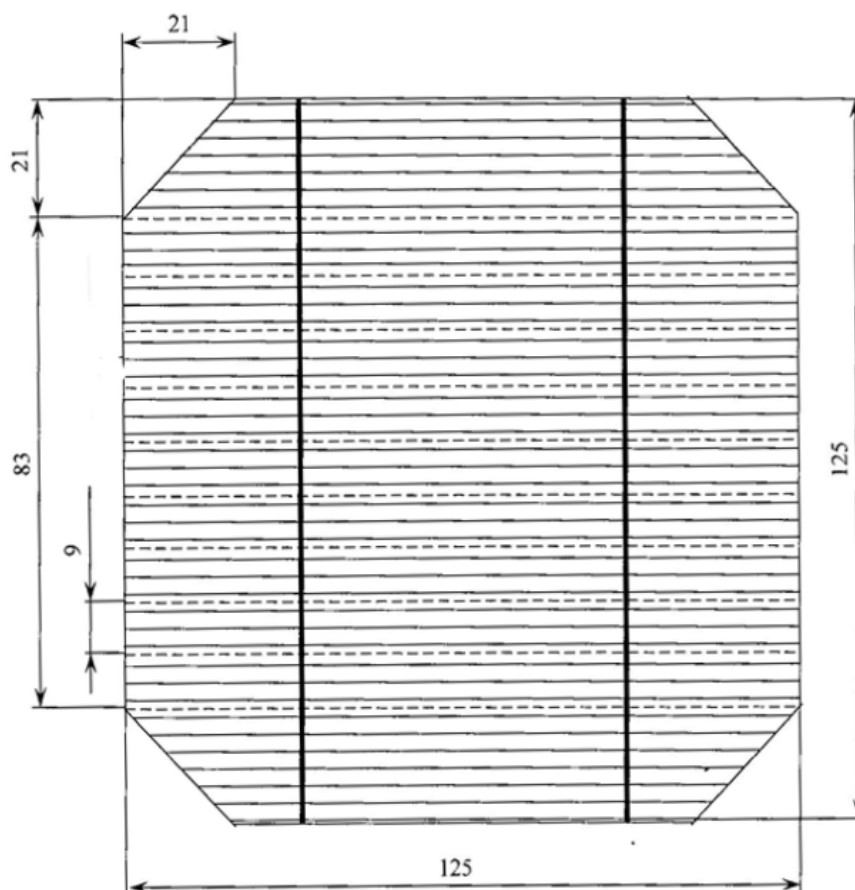


Рис. 14. Кремниевый фотоэлектрический элемент
(размеры 125x125 мм)

Плотность тока, вырабатываемая фотоэлементом (ФЭП), вычисляется как

$$J_{.м} = \frac{I_{\max}}{(12.5^2 - 2 \cdot 2.1^2)} (mA/cm^2). \quad (5.1)$$

Шаг сетки контактов фотоэлемента размером 125x125 мм, составляет 3 мм.

Рабочая поверхность модуля состоит из ФЭП, представляющих полосы шириной 9 мм.

Ток получаемый с ФЭП размерами 9*125 мм:

$$I_{.м9 \times 125} = 0,0319(0,9 \cdot 12,5) = 0,36 A.$$

Количество ФЭП, соединенных последовательно для получения напряжения модуля 12 В, будет:

$$N_{ФЭпос} = \frac{U_{\text{мод}}}{U_{.м9 \times 125}}, \quad (5.2)$$

где $U_{.м9 \times 125}$ - напряжение (В) одного ФЭП размером 9x125 мм.

Необходимый ток для получения мощности модуля 120Вт:

$$I_{.мод} = \frac{P_{\text{мод}}}{U_{\text{мод}}}. \quad (5.3)$$

Количество ФЭП соединенных параллельно:

$$N_{ФЭпар} = \frac{I_{\text{мод}}}{I_{.м9 \times 125}}. \quad (5.4)$$

Количество ФЭП в модуле:

$$N_{ФЭ} = N_{ФЭпос} \cdot N_{ФЭпар}.$$

Длина модуля:

$$L_{\text{мод}} = (L_{\text{дл.ФЭ}} + 0,003)N_{ФЭпо\text{дл.}} + 0,03 = (0,125 + 0,003) \cdot 8 + 0,03 = 1,054 м,$$

где $L_{\text{дл.ФЭ}}$ - длина одного ФЭП, $N_{ФЭпо\text{дл.}}$ - количество ФЭ по длине.

Ширина модуля:

$$B_{\text{мод}} = (B_{\text{шир.ФЭ}} + 0,003)N_{ФЭпо\text{шир.}} + 0,03 = (0,009 + 0,003)81 + 0,03 = 1 м.$$

Размер модуля составляет 1,054*1 м.

2) Расчет автономной фотоэлектрической системы электроснабжения

Для расчета системы необходимо задать потребляемую мощность (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Потребитель энергии, Вт

Нагрузка переменного тока, питаемая через инвертор	Мощность, Вт	$t_{\text{нед}}$, ч/нед	Q, Втч/нед

Расчет фотоэлектрической системы производится по следующим формулам.

Коэффициент полезного действия инвертора принимается 80 %:

$$Q_{\text{инв}} = \frac{Q}{\eta_{\text{инв}}} (\text{Вт} \cdot \text{ч} / \text{нед}). \quad (5.5)$$

Входное напряжение инвертора переменного тока; обычно 12 или 24 В.

Полная нагрузка переменного тока в Ач в неделю:

$$Iq_{\text{инв}} = \frac{Q_{\text{инв}}}{U_{\text{инв}}} (A \cdot \text{ч} / \text{нед}). \quad (5.6)$$

Потребление Ач в сутки:

$$Iq = \frac{Iq_{\text{инв}}}{7} (A \cdot \text{ч}). \quad (5.7)$$

3) Расчет аккумуляторной батареи (АКБ)

Количество электричества, которое надо запасти в АКБ:

$$C_{+25} = Iq \cdot (1 + n) A \cdot \text{ч}, \quad (5.8)$$

где n - максимальное число последовательных «дней без солнца» или число дней автономного электроснабжения без подзарядки

Емкость АБ, с учетом коэффициента глубины разряда:

$$C'_{+25} = \frac{C_{+25}}{K_{\text{гп}}} A \cdot \text{ч}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{гп}}$ – коэффициент глубины разряда АКБ (%).

Емкость АБ необходимая при пониженной температуре:

$$C = C'_{+25} \cdot K(A \cdot \text{ч}), \quad (5.10)$$

где K - коэффициент учитывающий снижение емкости АКБ при понижении температуры АКБ (при 15 °С, $K = 1,1$).

Номинальная емкость выбранной батареи $C_{\text{АБ}}$.

Число батарей, соединенных параллельно:

$$N_{\text{пар.АБ}} = \frac{C}{C_{\text{АБ}}}. \quad (5.11)$$

Число батарей, соединенных последовательно:

$$N_{\text{пос.АБ}} = \frac{U}{U_{\text{АБ}}} \quad (5.12)$$

где U - напряжение сети постоянного тока; $U_{\text{АБ}}$ - напряжение одной АКБ.

Общее количество АКБ:

$$N_{\text{АБ}} = N_{\text{пар.АБ}} \cdot N_{\text{пос.АБ}} \quad (5.13)$$

4) Расчет количества фотоэлектрических модулей

Количество электричества с учетом потерь на заряд – разряд аккумуляторной батареи (обычно 20 % при использовании специальных батарей):

$$I_{q_{3-p}} = I_q(1 + K_{3-p})A \cdot \text{ч},$$

где K_{3-p} - коэффициент потерь на заряд- разряд; I_q - потребление электричества в сутки

Количество пиковых часов:

$$t_{\text{пик}} = \frac{E}{n} \text{ ч}, \quad (5.14)$$

где E - приход солнечной радиации на 1 м^2 за месяц; n - число дней в месяце.

Требуемый ток от фотоэлектрической системы:

$$I_{\text{сб}} = \frac{I_{q_{3-p}}}{t_{\text{пик}}} A. \quad (5.15)$$

Количество модулей, соединенных параллельно:

$$N_{\text{пар,м}} = \frac{I_{\text{сб}}}{I_{\text{м}}} \text{ шт.} \quad (5.16)$$

Число модулей, соединенных последовательно:

$$N_{\text{пос,м}} = \frac{U}{U_{\text{м}}} \text{ шт.} \quad (5.17)$$

Общее количество модулей:

$$N = N_{\text{пар,м}} \cdot N_{\text{пос,м}} \text{ шт.} \quad (5.18)$$

Пример 1. Расчет фотоэлектрической системы

1) Расчёт фотоэлектрического модуля

Плотность тока;

$$J_{\text{м}} = \frac{4.7}{(12.5^2 - 2 \cdot 2.1^2)} = 31.9 \text{ мА/см}^2$$

Шаг сетки контактов ФЭП (125х125) составляет 3 мм.

Ток, получаемый с ФЭП размерами 9х125 мм:

$$I_{м9 \times 125} = 0,0319(0,9 \cdot 12,5) = 0,36 A.$$

Количество ФЭ соединенных последовательно для получения напряжения модуля 12 В:

$$N_{ФЭпос} = \frac{U_{мод}}{U_{м9 \times 125}} = \frac{12}{0,5} = 24шт,$$

где $U_{м9 \times 125}$ - напряжение одного ФЭ размером 9х125, В

Необходимый ток для получения мощности модуля 120Вт:

$$I_{мод} = \frac{P_{мод}}{U_{мод}} = \frac{120}{12} = 10 A.$$

Количество ФЭ соединенных параллельно:

$$N_{ФЭпар} = \frac{I_{мод}}{I_{м9 \times 125}} = \frac{10}{0,36} \approx 27шт.$$

Количество ФЭ в модуле:

$$N_{ФЭ} = N_{ФЭпос} \cdot N_{ФЭпар} = 648шт.$$

Длина модуля:

$$L_{мод} = (L_{дл.ФЭ} + 0,003)N_{ФЭпо дл.} + 0,03 = (0,125 + 0,003) \cdot 8 + 0,03 = 1,054м,$$

где $L_{дл.ФЭ}$ - длина одного ФЭ; $N_{ФЭпо дл.}$ - количество ФЭ по длине.

Ширина модуля:

$$B_{мод} = (B_{шир.ФЭ} + 0,003)N_{ФЭпо шир.} + 0,03 = (0,009 + 0,003)81 + 0,03 = 1м.$$

Размер модуля составляет 1,054х1 м.

2) Потребитель энергии

Система «Теплый пол» мощностью 305 Вт.

Т а б л и ц а 3

Потребитель энергии, Вт

Нагрузка переменного тока, питаемая через инвертор	Мощность, Вт	t _{нед} , час/нед	Q, Втч/нед
Система «Теплый пол»	305	14	4270

Коэффициент полезного действия инвертора принимается 80 %:

$$Q_{инв} = \frac{Q}{\eta_{инв}} = \frac{4270}{0,8} = 5337,5 Вт \cdot ч / нед.$$

Входное напряжение инвертора переменного тока; обычно 12 или 24 В. Принимаем 12 В.

Полная нагрузка переменного тока в Ач в неделю:

$$Iq_{инв} = \frac{Q_{инв}}{U_{инв}} = \frac{5337,5}{12} = 444,8 \text{ А} \cdot \text{ч} / \text{нед}.$$

Потребление Ач в сутки:

$$Iq = \frac{Iq_{инв}}{7} = \frac{444,8}{7} = 63,5 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

3) Расчет аккумуляторной батареи

Количество электричества, которое надо запасти в АБ:

$$C_{+25} = Iq \cdot (1 + n) = 63,5(1 + 1) = 127 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где n - максимальное число последовательных «дней без солнца» или число дней автономного электроснабжения без подзарядки

Емкость АБ, с учетом коэффициента глубины разряда

$$C'_{+25} = \frac{C_{+25}}{K_{гp}} = \frac{127}{0,4} = 317,7 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где $K_{гp}$ – коэффициент глубины разряда АБ %.

Емкость АБ необходимая при пониженной температуре

$$C = C'_{+25} \cdot K = 317,7 \cdot 1,1 = 349,5 \text{ А} \cdot \text{ч}$$

где K – коэффициент, учитывающий снижение емкости АБ при понижении температуры АБ (при 15 °C $K = 1,1$).

Номинальная емкость выбранной батареи $C_{AB} = 200 \text{ А} \cdot \text{ч}$

Число батарей, соединенных параллельно:

$$N_{пар.АБ} = \frac{C}{C_{AB}} = \frac{349,5}{200} \approx 2 \text{ шт.}$$

Число батарей, соединенных последовательно:

$$N_{пос.АБ} = \frac{U}{U_{AB}} = \frac{12}{12} = 1 \text{ шт.},$$

где U - напряжение сети постоянного тока; U_{AB} - напряжение одной АКБ.

Общее количество АКБ: $N_{AB} = N_{пар.АБ} \cdot N_{пос.АБ} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ шт.}$

4) Расчет количества фотоэлектрических модулей

Количество электричества с учетом потерь на заряд-разряд аккумуляторной батареи (обычно 20 % при использовании специальных батарей):

$$Iq_{з-р} = Iq(1 + K_{з-р}) = 63,5(1 + 0,2) = 76,2 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где $K_{з-р}$ - коэффициент потерь на заряд-разряд; Iq - потребление электричества в сутки.

Количество пиковых часов:

$$t_{пик} = \frac{E}{n} = \frac{132,5}{31} 3,9 \text{ ч},$$

где E - приход солнечной радиации на 1 м² за месяц, n - число дней в месяце.

Требуемый ток от СБ:

$$I_{CB} = \frac{I_{q_{3-p}}}{t_{\text{пик}}} = \frac{76,2}{3,9} = 19,5 \text{ А}.$$

Количество модулей, соединенных параллельно:

$$N_{\text{пар,м}} = \frac{I_{CB}}{I_M} = \frac{19,5}{10} \approx 2 \text{ шт.}$$

Число модулей, соединенных последовательно:

$$N_{\text{пос,м}} = \frac{U}{U_M} = \frac{12}{12} = 1 \text{ шт.}$$

Общее количество модулей:

$$N = N_{\text{пар,м}} \cdot N_{\text{пос,м}} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ шт.}$$

Пример 2. Расчет фотоэлектрической системы (с концентратором)

1) Расчёт фотоэлектрического модуля

В качестве приемника солнечной радиации используем ФЭП завода "Солнечный Ветер" (Краснодар). Завод производит различные модификации элементов на основе монокристаллического кремния виде псевдоквадрата, с размерами: 85x85 мм, 102,8x102,8 мм, 103.5x103.5 мм, 125x125 мм, а также их части.

Т а б л и ц а 4

Электрические характеристики солнечных элементов

Размер, мм	Диаметр, мм	$I_{K.3.}, \text{ А}$	$U_{X.X.}, \text{ В}$	$U_M, \text{ В}$	$I_M, \text{ А}$	$P_M, \text{ Вт}$
85x85	100	2.4	0.61	0.49	2.14	1.05
102.8x102.8	135	3.6	0.61	0.49	3.3	1.6
103.5x103.5	125	3.6	0.61	0.49	3.3	1.6
125x125	150	5.2	0.61	0.49	4.7	2.3

Концентрация солнечной радиации в концентрирующей системе на заданной широте приведенная к условиям АМ 1,5 коэффициент концентрации $K_c = 4,5$.

$$K_{c_{AM-1}} = \frac{553,77 \cdot 1,1879}{1000} \cdot 4,5 = 3.$$

В качестве ФЭП выбираем псевдоквадрат размером 125x125 мм. По номограммам находим параметры ФЭП при $K_c = 3$ АМ 1.

Т а б л и ц а 4

Электрические характеристики ФЭП при $K_c = 3 \text{ AM 1}$

Размер, мм	Диаметр, мм	U_m , В	I_m , А	P_m , Вт
125x125	150	0,50	13,5	6,75

Плотность тока

$$J_m = 13,5 / (12,5^2 - 2 \cdot 2,1^2) = 91,56 \text{ мА/см}^2.$$

Шаг сетки контактов ФЭП (125x125) составляет 3 мм.

Ток получаемый с ФЭП размером 9x125 мм.

$$I_{m \ 9 \times 125} = 0,09156 (0,9 \cdot 12,5) = 1,03 \text{ А}.$$

Количество ФЭ соединенных последовательно для получения напряжения модуля 12 В

$$N_{\text{ФЭ} \text{noc}} = U_{\text{мод}} / U_{\text{м} \ 9 \times 125}, \text{ шт.}$$

где $U_{\text{м} \ 9 \times 125}$ - напряжение одного ФЭ размером 9x125, В.

$$N_{\text{ФЭ} \text{noc}} = 24 / 0,5 = 48 \text{ шт.}$$

Необходимый ток для получения мощности модуля 145 Вт:

$$I_{\text{мод}} = P_{\text{мод}} / U_{\text{м} \ 9 \times 125};$$

$$I_{\text{мод}} = 145 / 24 = 6,04 \text{ А}.$$

Количество ФЭ, соединенных параллельно

$$N_{\text{ФЭ} \text{пар}} = I_{\text{мод}} / I_{\text{м} \ 9 \times 125}, \text{ шт.},$$

где $I_{\text{м} \ 9 \times 125}$ - вырабатываемый ток одного ФЭ размером 9x125, А.

$$N_{\text{ФЭ} \text{пар}} = 6,04 / 1,03 = 5,9 \text{ шт.}$$

Принимаем $N_{\text{ФЭ} \text{пар}} = 6 \text{ шт.}$

Количество ФЭ в модуле

$$N_{\text{ФЭ}} = N_{\text{ФЭ} \text{noc}} \cdot N_{\text{ФЭ} \text{пар}}, \text{ шт.}$$

$$N_{\text{ФЭ}} = 48 \cdot 6 = 288 \text{ шт.}$$

Длина модуля

$$L_{\text{мод}} = (L_{\text{ФЭ}} + 0,003) \cdot N_{\text{ФЭ} \text{L}} + 0,03, \text{ м}$$

где $L_{\text{ФЭ}}$ - длина одного ФЭ, м; $N_{\text{ФЭ} \text{L}}$ - число ФЭ по длине.

$$L_{\text{мод}} = (0,125 + 0,002) \cdot 12 + 0,03 = 1,566 \text{ м}.$$

Ширина модуля

$$B_{\text{мод}} = (B_{\text{ЛФ}} + 0,003) \cdot N_{\text{ЛФВ}} + 0,03, \text{ м},$$

где $B_{\text{ЛФ}}$ - ширина, м; $N_{\text{ЛФВ}}$ - число ФЭ по ширине.

$$B_{\text{мод}} = (0,0465 + 0,003) \cdot 12 + 0,03 = 0,624 \text{ м.}$$

Размер модуля составит 1,566x0,624 м.

2) Расчет автономной фотоэлектрической системы электроснабжения

2.1. Расчет потребления энергии.

Составляется список всех нагрузок переменного тока, ее мощность и часы работы в неделю.

Т а б л и ц а 5

Список всех нагрузок переменного тока, ее мощность и часы работы в неделю

Нагрузка переменного тока, питаемая через инвертор	Мощность, Вт	Количество ед.	t _{нед} , час/нед	Q, Втч/нед
Телевизор	75	1	28	2100
Холодильник	250	1	32	8000
Насос	260	1	24	6240
Итого:	585			16340

Нагрузка постоянного тока, в неделю, для питания инвертора.

Коэффициент полезного действия инвертора принимается 80 % (умножается на 1,2):

$$Q_{\text{инв}} = 16340 \cdot 1,2 = 19608 \text{ Вт} \cdot \text{ч} / \text{нед.}$$

Входное напряжение инвертора (В) постоянного тока; обычно 12 или 24В, принимаем 24 В.

Полная нагрузка переменного тока в Ач в неделю

$$Iq_{\text{инв}} = 19608 / 24 \text{ А} \cdot \text{ч} / \text{нед.}$$

Т а б л и ц а 6

Список всех нагрузок постоянного тока, ее мощность и часы работы в неделю

Потребитель	Мощность, Вт	Количество ед.	t _{нед} , час/нед	Q, Вт ч/нед
Люминесцентные лампы 20 Вт	20	5	34	3400
Итого:				16340

Напряжение постоянного тока обычно 12 или 24 В (как для инвертора).

Общее количество Ач в неделю потребляемого нагрузкой постоянного тока:

$$Iq_n = 3400 / 24 = 141,67 \text{ А} \cdot \text{ч} / \text{нед.}$$

Общее количество Ач в неделю потребляемое всей нагрузкой

$$Iq_{\text{нед}} = 817 + 141,67 = 958,67 \text{ А} \cdot \text{ч} / \text{нед.}$$

Потребление Ач в сутки

$$Iq = 958,67 / 7 = 136,95 \text{ А} \cdot \text{ч} / \text{сутки}.$$

2.2. Расчет аккумуляторной батареи.

Количество электричества, которое нужно запасти в АКБ:

$$C_{+25} = 136,95 \cdot (1 + 1) = 273,9 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Емкость АКБ, с учетом коэффициентом глубины разряда

$$C'_{+25} = 273,9 / 0,4 = 684,75 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Емкость АБ необходимая при пониженной температуре

$$C = 684,75 \cdot 1,1 = 753,23 \text{ А} \cdot \text{ч}, \text{ при температуре } 15^{\circ}\text{C}, K = 1,1.$$

Номинальная емкость выбранной батареи $C_{AB} = 200 \text{ Ач}$.

Число батарей соединенных параллельно, округлить до ближайшего большего целого:

$$N_{\text{пар}AB} = 753,23 / 200 = 4 \text{ шт.}$$

Число батарей соединенных последовательно, округлить до ближайшего большего целого:

$$N_{\text{пос}AB} = 24 / 12 = 2 \text{ шт.}$$

Общее количество аккумуляторных батарей:

$$N_{AB} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ шт.}$$

2.3 Расчет количества фотоэлектрических модулей. Количество электричества с учетом потерь на заряд-разряд аккумуляторной батареи (обычно 20 % при использовании специальных батарей).

$$Iq_{з-р} = 136,95 \cdot (1 + 0,2) = 164,34 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Количество пиковых часов

$$t_{\text{пик}} = 4926 \cdot 1,1879 / 1000 = 5,85 \text{ ч}.$$

Требуемый ток от СБ

$$I_{CB} = 164,34 / 5,85 = 28,1 \text{ А}.$$

Количества модулей, соединенных параллельно

$$N_{\text{пар.м}} = 28,1 / 5,8 = 4,7 \text{ шт.}$$

принимаем $N_{нарм} = 5 шт.$

Число модулей, соединенных последовательно

$$N_{носм} = 24 / 24 = 1 шт.$$

Общее количество модулей

$$N = 5 \cdot 1 = 5 шт.$$

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ВА - ветроагрегат;
ВИЭ - возобновляемые источники энергии;
ВЭС - ветроэлектростанция;
ВЭУ - ветровая электрическая установка;
КПИ - коэффициент полезного использования топлива;
МЭА - Международное энергетическое агентство;
ОППЭ - общие поставки первичной энергии;
ОЭСР - организации экономического сотрудничества и развития;
ЭБ - энергетической безопасности;
ЭС - энергосистема;
ЭЭ - электроэнергии;
СЭП - система электропитания;
СУДИ - система управления, диагностики и измерений;
ПРП - пульт регламентных проверок;
СГЭЭ - система генерирования электрической энергии;
САУ - система автоматического управления;
ИЭ - инструкция до эксплуатации;
КП - коэффициент преобразования.

Учебное издание

**Кувшинов Владимир Владиславович
Какушина Елена Геннадьевна
Софийский Игорь Юрьевич**

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие

В авторской редакции

Изд. № 174/18. Объем 8,75 п.л.
РИИЦМ ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»