



ПОЛИТЕХ
Инженерно-строительный
институт



ПОЛИТЕХ
Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого



ПОЛИТЕХ-ПРЕСС

В. В. Елистратов И. Г. Кудряшева

РЕЖИМЫ РАБОТЫ УСТАНОВОК И ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

В. В. Елистратов И. Г. Кудряшева

РЕЖИМЫ РАБОТЫ УСТАНОВОК И ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие



ПОЛИТЕХ-ПРЕСС

Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого

Санкт-Петербург

2021

УДК 620.91:621.22(075.8)

E51

Елистратов В. В. Режимы работы установок и энергокомплексов на основе возобновляемых видов энергии : учеб. пособие / В. В. Елистратов, И. Г. Кудряшева. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. – 157 с.

В пособии рассматриваются электростанции на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в том числе крупные и малые ГЭС, ветроэлектростанции, солнечные фотоэлектрические станции, а также энергетические комплексы на основе ВИЭ, их основные характеристики, энергетическое оборудование, особенности функционирования и режимы работы как в централизованной энергосистеме, так и в автономных энергосистемах, и для индивидуального энергоснабжения.

Пособие является учебно-методическим материалом для студентов при изучении дисциплин магистерских специальностей по направлению 08.04.01 «Строительство»: «Проектирование объектов возобновляемой энергетики с использованием цифровых технологий», «Энергоэффективность и энергосбережение в гражданском строительстве», «Энергетическое и гидротехническое строительство». Пособие может быть также рекомендовано студентам и аспирантам, интересующимся особенностями работы и созданием объектов и установок, использующих возобновляемые источники энергии.

Печатается по решению
Совета по издательской деятельности Ученого совета
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

ISBN 978-5-7422-7297-7

© Елистратов В. В., Кудряшева И. Г., 2021
© Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ	4
1. Основные типы установок на основе ВИЭ	6
1.1. Гидроэлектрические станции.....	6
1.1.1. Схемы использования речного стока на ГЭС	7
1.1.2. Напор, расход, мощность и выработки энергии на ГЭС.....	8
1.1.3. Регулирование стока реки и управление энергоотдачей ГЭС.....	10
1.1.4. Сооружения и оборудование ГЭС.....	12
1.2. Ветроэлектрические станции	17
1.2.1. Основные характеристики ветрового потока и ВЭУ	18
1.2.2. Состав оборудования ВЭУ при работе в энергосистеме.	22
1.3. Солнечные электростанции.....	26
1.3.1. Характеристики солнечного излучения при проектировании СФЭС	27
1.3.2. Энергетические и электрические характеристики солнечных элементов	31
1.3.3. Схемы солнечных модулей и фотоэлектрических станций	32
1.4. Малые гидроэлектростанции	35
1.5. Энергокомплексы на основе ВИЭ	43
2. Водно-энергетические расчеты для ГЭС и МГЭС	65
2.1. Основы гидрологических и водно-энергетических расчетов.....	65
2.2. Виды регулирования стока и их расчеты.....	74
2.3. Водноэнергетические расчеты и режимы работы малых ГЭС	85
3. Режимы работы электростанций и энергокомплексов на основе ВИЭ	106
3.1. Режимы работы ГЭС	109
3.2. Режимы работы ветроэлектрических станций	111
3.3. Режимы работы солнечных фотоэлектрических станций	115
3.4. Режимы работы ВЭС-ГЭС в энергосистеме.....	118
3.5. Оперативное управление режимами ВЭС и СФЭС на ОРЭМ	125
3.6. Режимы работы автономных энергокомплексов на основе ВИЭ	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
ГЛОССАРИЙ.....	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154

ВВЕДЕНИЕ

Основным направлением развития мировой энергетики в 21 веке является выход к четвертому энергетическому переходу, связанному с постепенным вытеснением ископаемого топлива под влиянием климатических изменений и более широкому и повсеместному использованию возобновляемых источников энергии, который можно отсчитывать с конца 90-х годов прошлого века.

За последние 20 лет потребление атомной энергии практически не изменилось, потребление нефти увеличилось в 1,3 раза, газа, угля и гидроэнергии – в 1,6, возобновляемых источников энергии – в 14 раз.

В 2019 г. установленная мощность электрических станций в мире составила 7418,0 ГВт, в том числе: мощность станций на органическом топливе (нефть и газ) составила около 60% – 4445 ГВт; атомных станций – 420 ГВт (5,7%); крупных ГЭС – 1302 ГВт (17,6%); ветроэлектрических станций – 651 ГВт (8,8%); солнечных электростанций – 586 ГВт (7,9%); геотермальных электростанций – 14 ГВт (0,2%).

В отличие от электростанций на органическом топливе или АЭС работа электростанций на ВИЭ в значительной степени зависит от особенностей поступления энергии источника возобновляемой: речного стока, ветра и солнечной энергии. Можно выделить следующие особенности прихода энергии солнца, ветра и речного стока на поверхность земли:

1. Природа происхождения этих источников энергии связана с геофизическими процессами, цикличность которых зависит от параметров обращения Земли вокруг своей оси и вокруг Солнца, а в долгосрочном плане – от процессов на самом Солнце.

2. Низкая удельная плотность энергии (на единицу длины, площади и т. п.). В частности, значение солнечной удельной мощности на поверхности Земли составляет от 0 до 1000 Вт/м², ветровой – от 100 (при скорости ветра 5 м/с) до 5000 Вт/м² (при скорости около 20 м/с).

3. Приход энергии ВИЭ характеризуется значительной территориальной и временной неравномерностью их поступления и распределения в краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных временных интервалах.

4. Прогноз прихода энергии возобновляемых источников базируется на информации за прошедшие периоды, и, следовательно, режимы работы и объем производимой энергии могут быть даны с определенной степенью достоверности и точности.

В связи с рассмотренными особенностями прихода первичной энергии возобновляемых источников установки и электрические станции для их преобразования должны создаваться с учетом этих особенностей.

В пособии рассматриваются электростанции, в том числе крупные ГЭС, ВЭС, СФЭС, малые ГЭС, а также энергокомплексы на основе ВИЭ, их основные характеристики, энергетическое оборудование, особенности функционирования и режимы работы как в централизованной энергосистеме, так и в автономных энергосистемах, в том числе для индивидуального энергоснабжения.

Пособие обобщает многолетние исследования коллектива НОЦ ВИЭ инженерно-строительного института по данной тематике, перечень которых приведен в списке литературы.

Авторы выражают благодарность за помощь и поддержку при выполнении исследований и подготовке пособия: академику РАН Васильеву Ю.С., зав. отделением к.т.н., Конищеву М.А., проф. Заирову Х.И., ассистенту Богун И.В., ассистенту Денисову Р.С., зав. отделом Дюльдину М.В., инженеру Гаркуше И.Г.

Пособие является учебно-методическим материалом для студентов при изучении дисциплин магистерских специальностей «Проектирование объектов возобновляемой энергетики с использованием цифровых технологий», «Энергоэффективность и энергосбережение в гражданском строительстве», «Энергетическое и гидротехническое строительство». Пособие может быть рекомендовано студентам и аспирантам, интересующимся особенностями работы и проектирования объектов и установок на основе использования возобновляемых источников энергии.

1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ УСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ВИЭ

1.1. Гидроэлектрические станции

Гидроэлектрическая станция (ГЭС) – это энергетические предприятия, на которых механическая энергия водного потока (речного стока) превращается в электрическую энергию. Речной сток, энергетический потенциал которого может быть использован, является гидроэнергетическим ресурсом. Россия располагает значительными гидроэнергетическими ресурсами речного стока. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы России оцениваются в 2896 ТВт·ч среднегодовой энергии (7,1% от общемировых), в том числе учтенных крупных и средних рек – 2395 ТВт·ч и малых рек – 389,9 ТВт·ч. Свыше 80% запасов водной энергии России находится в азиатской части. Распределение гидроэнергетических ресурсов по экономическим районам дано в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Распределение потенциальных, технических и экономических гидроэнергетических ресурсов России (ТВт·ч) по экономическим районам

Экономический район	Валовой теоретический потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Северо-Западный	125,6	54,9	43,0
Центральный	16,6	7,6	6,0
Волго-Вятский	15,7	8,9	7,0
Центрально-Черноземный	2,9	0,8	-
Поволжский	72,6	47,3	41,0
Северо-Кавказский	127,	53,4	25,0
Уральский	40,6	15,0	9,0
Западно-Сибирский	272,7	134,2	77,0
Восточно-Сибирский	1012,6	663,6	350,0
Дальневосточный	1209,5	684,1	294,0
Всего по России	2896	1670	852,0

Экономические гидроэнергетические ресурсы России оцениваются в размере 852 ТВт·ч. Примерно 86% экономического потенциала сосредоточено в Азиатской и лишь 14% в Европейской части России. Общее использование экономического потенциала составляет в целом по стране 19,4%, в том числе в Европейской части 46,8%, в Сибири – 21,7% и на Востоке – 3,8%.

1.1.1. Схемы использования речного стока на ГЭС

Практически все ГЭС России используют две основные схемы использования водной энергии при создании сосредоточенного напора на ГЭС:

- 1) плотинная схема, при которой напор создается плотиной;
- 2) деривационная схема, при которой напор создается посредством деривации, осуществляемой в виде канала, туннеля или трубопровода.

В первой схеме перед плотиной, как правило, создается водохранилище, которое обеспечивает перераспределение (регулирование) речного стока. На рис. 1.1 приведено компоновочное решение приплотинной ГЭС, здание которой располагается за плотиной и не воспринимает полного давления воды. Подвод воды к турбинам такой ГЭС осуществляется водопроводами, размещенными в теле или поверх бетонной плотины, под земляной плотиной или туннелями, прокладываемыми в обход плотины.

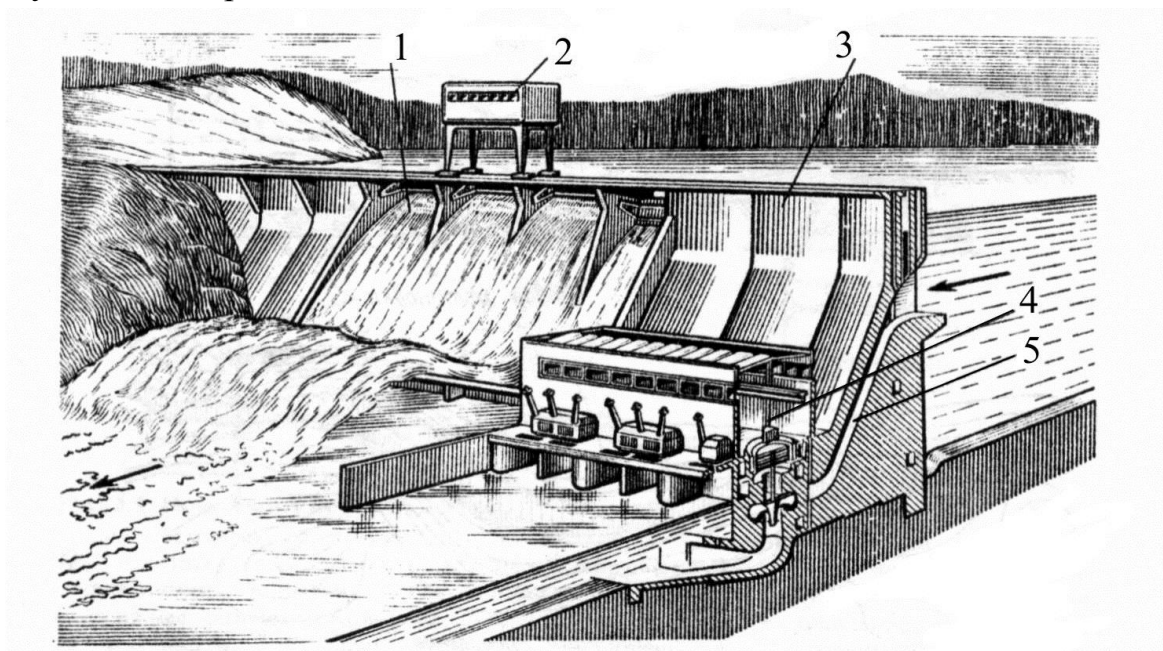


Рис. 1.1. Плотинная схема использования водной энергии с приплотинной ГЭС:

- 1 – водосливная плотина; 2 – кран для подъема и опускания затворов; 3 – стационарная плотина; 4 – здание ГЭС; 5 – турбинный водовод

При деривационной схеме высота плотины может быть небольшой, обеспечивающей лишь отвод воды из реки в деривацию, а сосредоточенный напор создается за счет разности уклонов воды в реке и в искусственном водотоке (деривации). Деривация может быть безнапорной (канал, безнапорный туннель) или напорной (напорный туннель). Плотина создает небольшой подпор. При безнапорной деривации вода в ее конце поступает в напорный бассейн и бассейн суточного регулирования (БСР) для

краткосрочного перераспределения расхода воды и суточного регулирования мощности ГЭС. Далее вода по напорным водоводам поступает к турбинам ГЭС. От турбин вода по отводящему каналу направляется снова в реку. Произведенная гидрогенератором электроэнергия на генераторном напряжении с помощью трансформатора преобразуется в высокое напряжение и поступает на открытое (ОРУ) или закрытое (ЗРУ) распредустройство и далее по линиям электропередач (ЛЭП) передается в центр нагрузки. Компоновка деривационной ГЭС с каналом приведена на рис. 1.2.

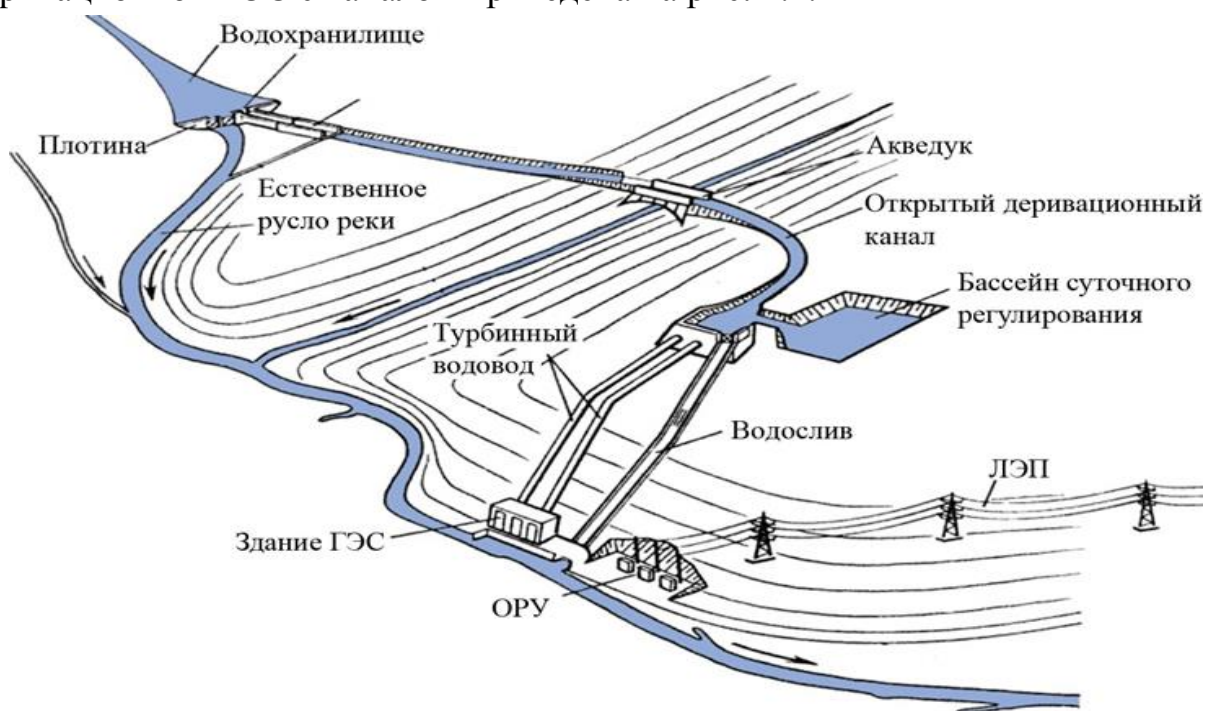


Рис. 1.2. Компонировочное решение деривационной ГЭС с безнапорной деривацией

Если деривация выполняется напорной (напорный туннель), то станционный узел обычно включает уравнительный резервуар для защиты водоводов от гидравлического удара, и затем вода направляется в турбинный водовод. При деривационной схеме, как правило, не образуется крупного водохранилища для регулирования стока.

1.1.2. Напор, расход, мощность и выработки энергии на ГЭС

Для работы ГЭС необходим сосредоточенный перепад уровней, то есть напор H и расход воды через здание ГЭС.

Полный напор или напор гидротурбинного блока H_0 определяется как разность удельных энергий потока воды во входном сечении водопроводящего тракта В–В и в его конечном сечении К–К (рис. 1.3):

$$H_6 = E_B - E_K = Z_B - Z_K + \frac{P_B - P_K}{\rho g} + \frac{\alpha_B v_B^2 - \alpha_K v_K^2}{2g}, \quad (1)$$

где P – избыточное давление, Па; ρ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; Z – геометрическая высота расположения центра тяжести данного живого сечения потока над плоскостью сравнения О-О, м; V – средняя скорость течения воды в данном живом сечении, м/с; α – коэффициент Кориолиса, или коэффициент кинетической энергии (величина этого коэффициента зависит от формы эпюры скорости). Вся энергия потока в водопроводящем тракте складывается из энергии положения $Z_B - Z_K$, энергии давления $\frac{P_B - P_K}{\rho g}$ и кинетической энергии $\frac{\alpha_B v_B^2 - \alpha_K v_K^2}{2g}$.

Для практических расчетов напор ГЭС, учитывая, что кинетическая энергия потока на входе и выходе из водопроводящего тракта примерно одинаковы и могут быть исключены, выражают формулой:

$$H = H_{ст} - h_c, \quad (2)$$

где $H_{ст}$ – статический напор, равный разности уровней в верхнем и нижнем бьефах ГЭС; h_c – гидравлические потери в водопроводящем тракте.

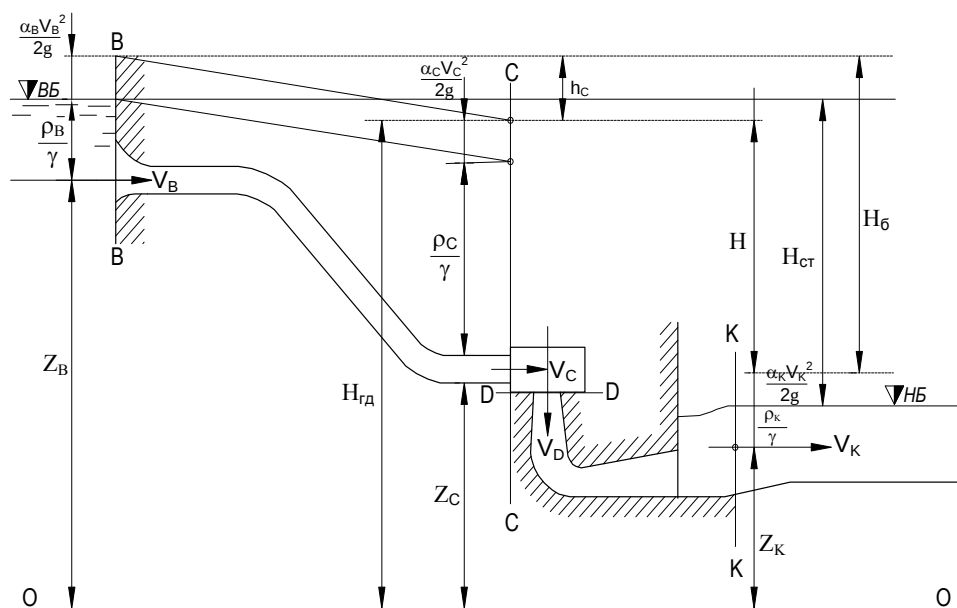


Рис. 1.3. Схема определения напора на ГЭС

Расход воды Q , м³/с, используемый ГЭС для выработки электрической энергии, зависит от притока воды к водохранилищу ГЭС (гидрограф реки), от наличия запасов воды в водохранилище и от потребности энергетической системы в данный момент в электрической энергии. При комплексном использовании водных ресурсов расход ГЭС зависит также от отъема воды из

верхнего бьефа на орошение, водоснабжение, шлюзование судов и от режима водопотребления из нижнего бьефа ГЭС. Максимальный расход, используемый гидростанцией, равен пропускной способности всех ее турбин при расчетном напоре. Наибольшую пропускную способность имеют турбины Волжской ГЭС. Каждая турбина этой ГЭС при расчетном напоре 19 м пропускает по 675 м³/с. Все 22 турбины этой ГЭС пропускают около 15 000 м³/с.

Мощность турбины при напоре H и расходе воды Q через турбину, определяют по формуле, кВт:

$$N_m = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_m \quad (3)$$

Значение КПД турбины зависит от ее конструкции, размеров и изменяется при изменении нагрузки.

Электрическая мощность гидроагрегата $N_{га}$, кВт на выводах генератора меньше мощности турбины на величину потерь в генераторе:

$$N_{га} = N \cdot \eta_{ген} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{га}, \quad (4)$$

где $\eta_{ген}$ – КПД генератора; $\eta_{га} = \eta_m \cdot \eta_{ген}$ – КПД гидроагрегата.

Номинальной мощностью гидроагрегата называется наибольшая активная мощность генератора, которую он может развивать при расчетном значении коэффициента мощности $\cos\varphi$. Эта мощность указывается в паспорте генератора.

Мощность ГЭС равна сумме мощностей гидроагрегатов, расположенных в здании ГЭС.

Энергия, которую произведет ГЭС за год, если через ее турбины пройдет объем воды $V = Q t$, м³, при напоре H , м, составит:

$$\mathcal{E} = \frac{V H \eta_{га}}{367}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (5)$$

где V – годовой объем воды, используемый гидроэлектростанцией для производства электроэнергии, H – средний напор.

1.1.3. Регулирование стока реки и управление энергоотдачей ГЭС

Особенностью речного стока является неравномерное его распределение как внутри года, так и между годами, что существенно усложняет эксплуатацию ГЭС. Годы с различной водностью делятся на многоводные, средневодные и маловодные. Разница в объеме стока между многоводным и маловодным годами может составлять 2 и более раз. В последние 20-30 лет, в связи с широко дискутируемыми проблемами изменения климата, наблюдается некоторый положительный тренд увеличения среднегодового стока реки Волга (рис. 1.4), главной реки Волжско-Камского каскада ГЭС. Происходит

климатообусловленное увеличение естественной зарегулированности стока, связанное с его ростом в летне-осенний и зимний сезоны и обусловившее дополнительную выработку энергии на ГЭС Волжско-Камского каскада и на Цимлянской ГЭС.

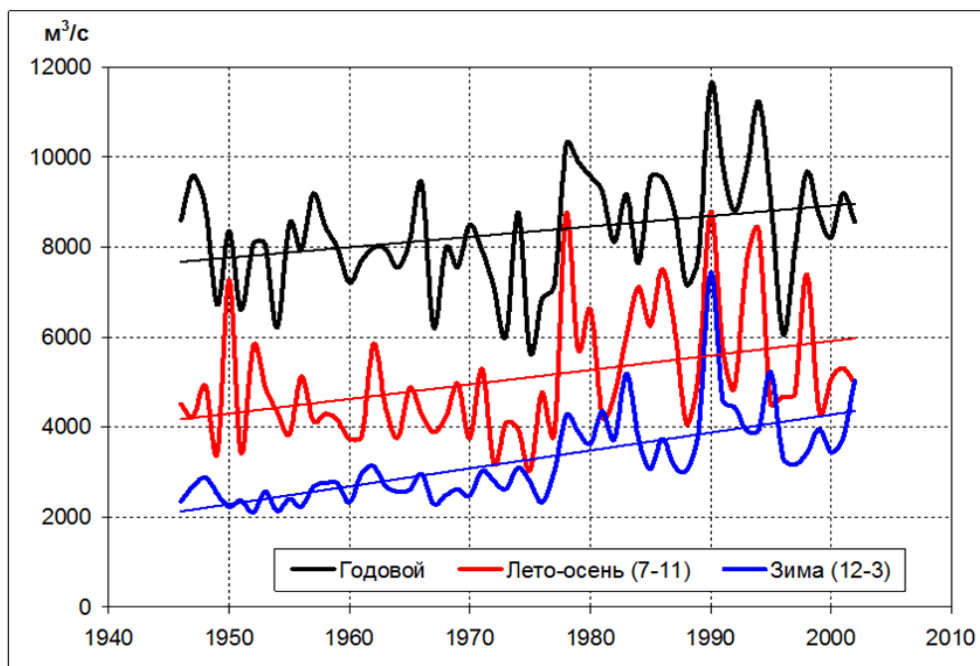


Рис. 1.4. Многолетняя изменчивость среднегодового расхода р. Волга в створе Волжской ГЭС

Внутригодовая изменчивость стока (для рек со снеговым питанием) характеризуется периодами паводка (весенний и осенний) и периодами межени (летняя и зимняя). В маловодные годы в период зимней межени производство электроэнергии на ГЭС особенно уменьшается.

Для выравнивания внутригодовой и межгодовой изменчивости речного стока проводят *регулирование стока* с использованием водохранилища. В зависимости от полезной емкости водохранилища ГЭС могут осуществлять различные виды регулирования стока и соответственно участвовать в работе энергосистемы. К основным видам регулирования расходов воды в реке относят:

° многолетнее регулирование, которое позволяет в маловодные годы увеличить расход воды и выработку электроэнергии гидростанциями за счет стока многоводных лет. При многолетнем регулировании водохранилище наполняется избыточным стоком многоводных лет и опорожняется в течение ряда маловодных лет. В многолетнем регулировании заинтересованы все потребители и водопользователи, но для его осуществления требуется большой объем водохранилища. Для глубокого многолетнего регулирования необходим полезный объем водохранилища, равный одному-двум среднегодовым стокам

реки. Частичное многолетнее регулирование возможно уже при емкости водохранилища порядка 50% среднегодового стока;

- ° годовое регулирование, имеющее целью перераспределение расхода воды в течение года в соответствии с потребностями водопользователей и водопотребителей. В многоводные сезоны водохранилище наполняется, а в маловодные – опорожняется. Цикл регулирования составляет 1 год. Потребный объем от среднегодового стока составляет от 3-10% при частичном, до 40-60% – при полном годовом регулировании стока;

- ° недельное регулирование, имеющее целью обеспечить повышение мощности и выработки энергии ГЭС в рабочие дни за счет снижения используемого стока в выходные дни, когда нагрузка в энергосистеме снижается. Для недельного регулирования требуется объем водохранилища порядка 50-10% суточной пропускной способности всех турбин ГЭС;

- ° суточное регулирование, которое при сравнительно постоянном в течение суток притоке воды имеет целью обеспечить неравномерный расход воды через гидроагрегаты, следуя суточным колебаниям нагрузки энергосистемы. Необходимый объем бьефа или бассейна суточного регулирования определяется расчетом. Примерный объем составляет от 5 до 10% суточной пропускной способности всех турбин ГЭС.

Таким образом, на ГЭС путем регулирования стока обеспечивается динамичная возможность регулирования мощностью, работая как в базисной, так и в пиковой части графика нагрузки.

1.1.4. Сооружения и оборудование ГЭС

Основными сооружениями гидроэлектростанций, расположенных на равнинной реке, является плотина, перегораживающая реку и создающая подъем уровня воды, т. е. сосредоточенный напор, и *здание станции*, в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы электрического тока, механическое, электротехническое и электрическое оборудование. В случае комплексного использования водных ресурсов в составе гидроузла с ГЭС могут строиться судоходные шлюзы, водозаборные сооружения для орошения и водоснабжения, рыбопропускные сооружения и т. п.

На ГЭС вода под действием силы тяжести движется по водопроводящему тракту из верхнего бьефа в нижний и вращает рабочее колесо турбины, на одном валу с которым находится ротор генератора электрического тока. Иногда между турбиной и генератором применяют промежуточную передачу (редуктор или мультипликатор) для увеличения частоты вращения и уменьшения массы генератора. Турбина и генератор вместе образуют гидроагрегат. В турбине

гидравлическая энергия превращается в механическую энергию вращения рабочего колеса вместе с ротором генератора, а в генераторе происходит преобразование механической энергии в электрическую.

Здание ГЭС предназначается для размещения в ней основного энергетического, разнообразного вспомогательного оборудования и систем автоматики и управления, а также разного рода механического и грузоподъемного оборудования. Компоновка и конструкция здания должны обеспечивать надежные и удобные условия эксплуатации установленного в нем оборудования и систем управления. Типы компоновок ГЭС в значительной степени определяют конструктивные особенности станционной части. Дополнительными факторами влияния являются: местные природные условия, пропускная способность (расход) ГЭС, компоновка основного энергетического оборудования (вертикальное или горизонтальное исполнение), мощность, тип, система гидротурбин, форма турбинных камер и отсасывающих труб и др. На низконапорных ГЭС (рис. 1.5) устанавливается в основном гидротурбинное оборудование с осевыми турбинами, в отдельных случаях при реконструкции и модернизации электростанции возможно использование гидроагрегатов с турбинами диагонального и радиально-осевого типа повышенной быстроходности.

Основным энергетическим оборудованием для преобразования энергии водного потока в энергию вращения является гидравлическая турбина. Классификация гидротурбин по принципам действия и особенностям протекания воды приведена в табл. 1.2.

Таблица 1.2.

Классификация гидравлических турбин

Принцип действия	Система гидротурбин по принципу протекания воды			Диапазон напоров, м	Диаметры изготавливаемых рабочих колес от – до, м
	основные признаки	дополнительные признаки	маркировка		
реактивные	Осевые	горизонтальные капсульные	ПЛГК	3-25	3,55-10
		пропеллерные	ПР	3-80	1,8-12
		поворотно-лопастные	ПЛ		
	Диагональные	поворотно-лопастные	ПЛД	40-170	1,8-9
	Радиально-осевые	вертикальные	РО	30-700	1,25-10
активные	Ковшовые	вертикальные	К	250-1500	1,12-5,5

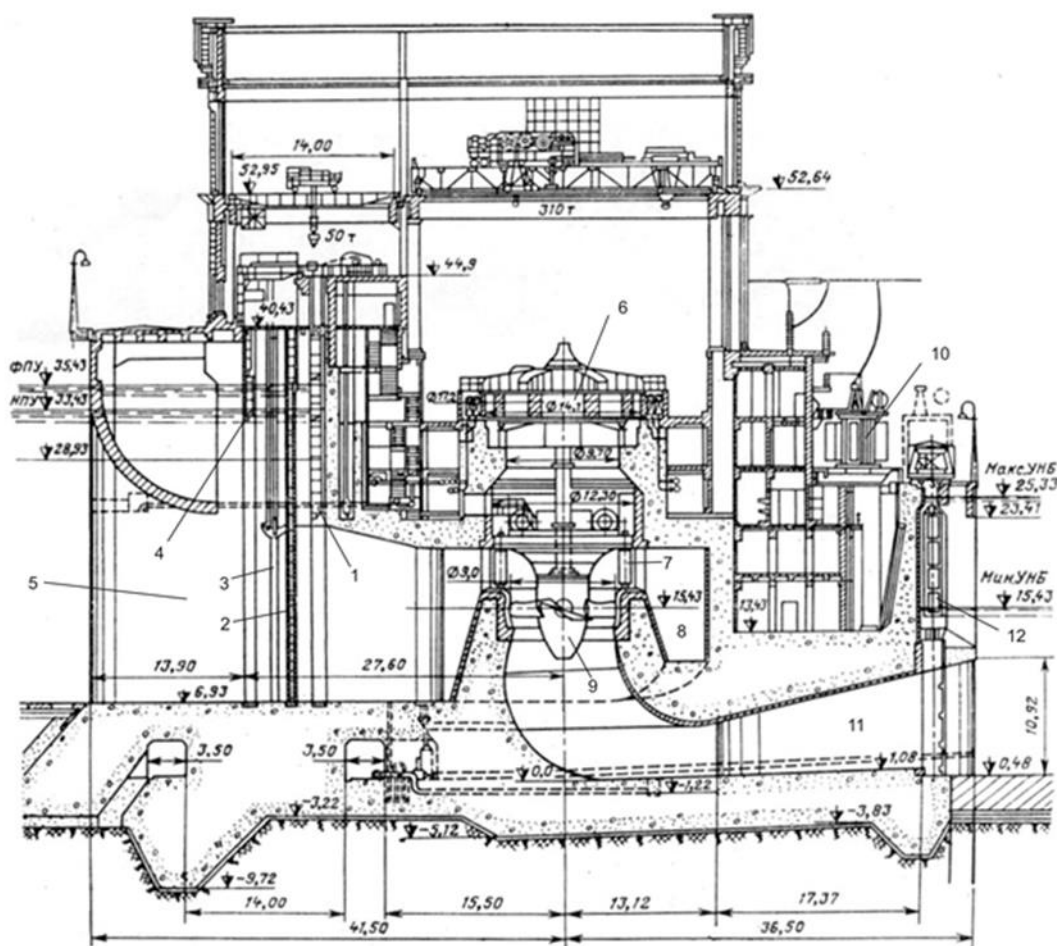


Рис. 1.5. Компонувочное решение низконапорной ГЭС на мягком основании:

- 1 – паз турбинного затвора; 2 – сороудерживающая решетка; 3 – сороочистной механизм; 4 – ремонтный затвор; 5 – водоприемник; 6 – генератор; 7 – направляющий аппарат; 8 – спиральная турбинная камера; 9 – осевое рабочее колесо турбины; 10 – трансформатор; 11 – отсасывающая труба; 12 – затвор отсасывающей трубы

Основными параметрами, характеризующими гидротурбину, являются: напор H , м; расход воды Q , м³/с; мощность на валу турбины N , кВт; коэффициент быстроходности n_s ; частота вращения турбины (нормальная и максимальная) n , об/мин; номинальный диаметр рабочего колеса D_1 , м; коэффициент полезного действия турбины η ; высота отсасывания H_s , м.

Компоновка гидроагрегата с поворотно-лопастной (ПЛ) низконапорной турбиной приведена на рис. 1.6. Регулирование расхода и соответственно мощности турбины обеспечивается синхронным поворотом лопаток направляющего аппарата, обеспечивающих регулирование расхода через рабочее колесо. У ПЛ турбин для оптимального регулирования и обеспечения высокого КПД при разных напорах может осуществляться и поворот лопастей рабочего колеса. Таким образом, у ПЛ турбин проводится двойное регулирование (комбинаторный режим). Вода проходит через рабочее колесо, приводит его во вращение и через вал передает энергию электрогенератору.

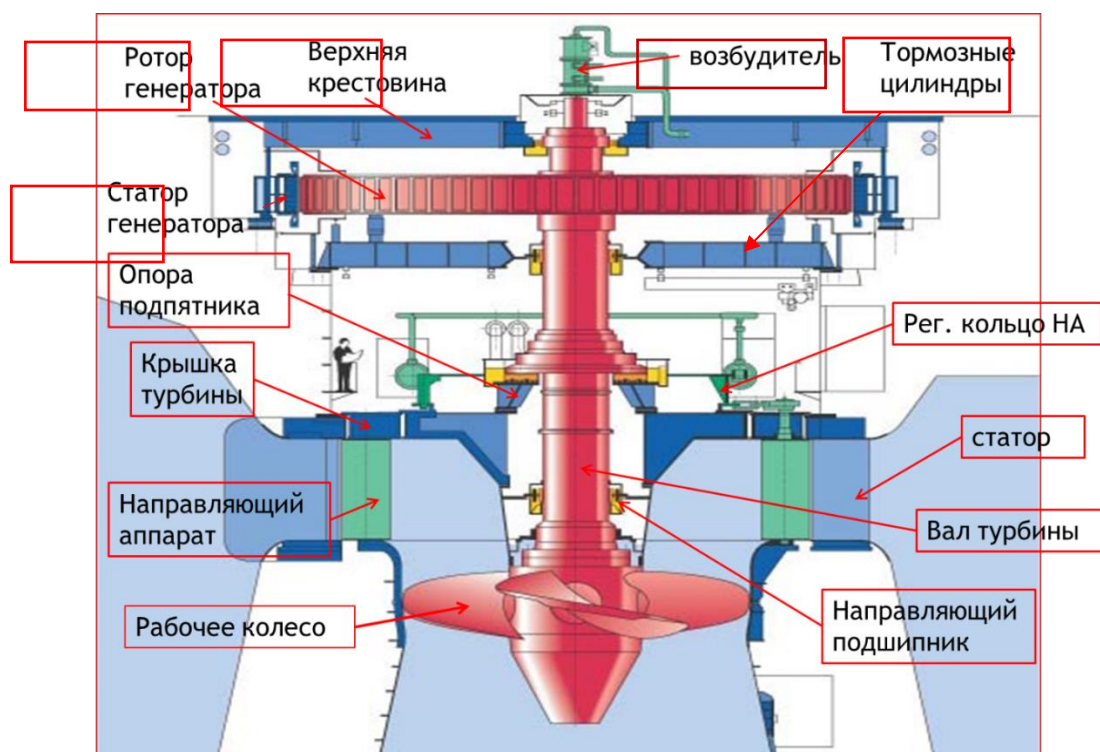


Рис. 1.6. Компоновка гидроагрегата с турбиной ПЛ

Такой же принцип двойного регулирования проводится на ГЭС с диагональными турбинами (Зейская ГЭС).

У радиально-осевых турбин регулирование осуществляется только поворотом направляющего аппарата.

Ковшевые турбины относятся к классу активных турбин (используют кинетическую энергию потока воды) и используются на высоконапорных ГЭС. Регулирование у этих турбин осуществляется изменением площади кольцевого сечения сопла с помощью перемещения иглы и изменения расхода, попадающего на ковш турбины.

Регулирование расхода воды, поступающей на турбину, происходит весьма быстро (десятки секунд), поэтому гидроагрегаты ГЭС обладают высокой маневренностью. Пуско-остановочные операции на гидроагрегатах занимают 2-3 минуты.

Электрическая часть ГЭС состоит из трехфазных синхронных генераторов, трансформаторов и распределительных устройств. Основными параметрами генератора являются: номинальная мощность гидрогенератора, равная $P_H = \eta_{\text{ген}} N$, где N_m – номинальная мощность на валу турбины; $\eta_{\text{ген}}$ – КПД гидрогенератора. P_H является активной (действительной) мощностью, однако размеры гидрогенератора определяются по полной (кажущейся) мощности P_s , выражаемой в кВ·А и связанной с P_H соотношением $P_H = P_s \cos \varphi = \sqrt{3} U_H I_H \cos \varphi$, где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; U_H , I_H – номинальное напряжение и ток обмотки статора. При $\varphi=0$ генератор вырабатывает только

активную мощность P_n , при $\varphi=90^\circ$ полная мощность гидрогенератора P_s равна его реактивной мощности $P_Q = \sqrt{3}U_n I_n \sin\varphi$. Еще одной важной характеристикой генератора является частота вращения, которая должна быть равна частоте вращения турбины. В РФ применяется стандартная частота переменного тока $f = 50$ Гц, связанная с числом пар полюсов синхронного генератора p и с частотой вращения n в оборотах в минуту формулой $f = pn/60$, из которой легко определить количество пар полюсов для требуемой частоты вращения гидроагрегата n .

Выработанная генератором энергия в трансформаторе повышается до напряжения ЛЭП и через распределительное устройство передается в энергосистему.

Гидроагрегаты ГЭС могут работать в режиме генерации электрической энергии и покрытия графика нагрузки. На ГЭС, в силу их высокой маневренности, могут размещаться аварийный и нагрузочный резервы энергосистемы. Кроме того, ГЭС может предоставлять системные услуги по частотному регулированию, а также вырабатывать реактивную мощность в режиме синхронного компенсатора (СК). При работе гидроагрегата в режиме СК направляющий аппарат закрывается, доступ воды к гидротурбине прекращается, вода отжимается из камеры рабочего колеса. При этом генератор включается в сеть и вращается как двигатель при наличии реактивного тока в обмотке статора, опережающего напряжение статора или отстающего от него по фазе. Гидрогенератор при недостатке реактивной мощности в системе работает как перевозбужденный синхронный электродвигатель и получает реактивный ток, емкостный по отношению к сети, тем самым улучшая коэффициент мощности ($\cos\varphi$) сети, а при избытке реактивной мощности – как недовозбужденный синхронный электродвигатель, выдавая индуктивный ток, компенсирующий емкостный ток в сети.

1.2. Ветроэлектрические станции

Ветроэлектрическая станция (ВЭС) – энергетическое предприятие, на котором возобновляемая энергия ветрового потока преобразуется в электрическую энергию и передается в энергосистему.

ВЭС состоят из совокупности ветроэнергетических установок (ВЭУ), оптимальным образом размещаемых на местности, от которых электроэнергия по соединительным кабелям подается на распределительную и повышающую подстанцию и далее в энергосистему.

Ресурсы ветровой энергии велики и весьма неравномерно распределены по территории России. Валовые ветроэнергетические ресурсы (ВЭР) составляют около $26,0 \times 10^{14}$ кВт·ч/год, технические ВЭР – $6,5 \times 10^{12}$ кВт·ч /год, экономические $3,3 \times 10^{10}$ кВт·ч/год. Около 38% ВЭР сосредоточено в Европейской части, около 30% сконцентрировано на Дальнем Востоке, около 16% в Западной Сибири и около 16% в Восточной Сибири. На рис. 1.7 представлена карта районирования России по удельной мощности ветрового потока на уровне 100 м.

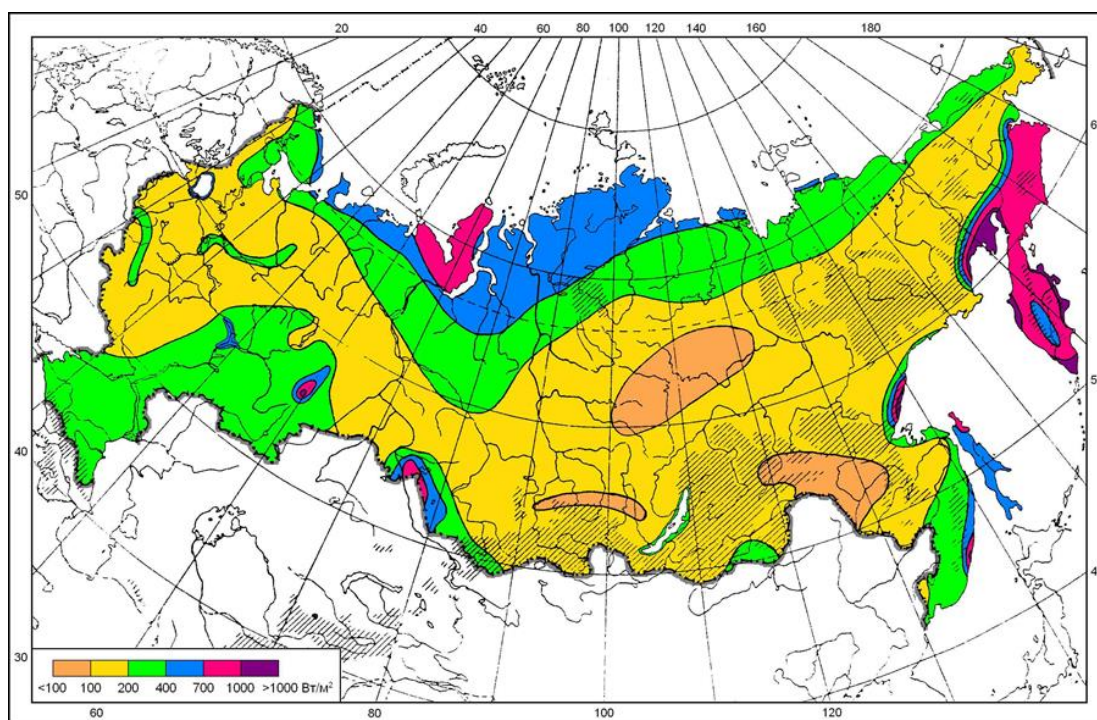


Рис. 1.7. Районирование России по значениям удельного технического ВЭР на высоте 100 м, Вт/м^2

В связи с началом развития сетевой ветроэнергетики в России планируется использование ВЭУ мегаваттного класса мощностью более 2 МВт с высотой башен 80-100 м, поэтому знание информации о ветровых ресурсах на этой высоте имеет практический интерес. Как видно из представленной карты,

значительным ветроэнергетическим потенциалом обладают северные и арктические территории (особенно ЯНАО), районы Дальнего востока вдоль берегов Берингова и Охотского морей, территории Камчатки, Сахалина и Приморского края, где эффективно создавать системы автономного энергоснабжения на основе ветродизельных энергокомплексов. Значимые ресурсы имеются в районах Краснодарского края, Среднего и Нижнего Поволжья, Калининградской и Ленинградской областях, эффективных для создания сетевых ВЭС, а также в степных районах Западной Сибири.

1.2.1. Основные характеристики ветрового потока и ВЭУ

Основными характеристиками ветрового потока являются *среднегодовая скорость ветра, удельная мощность ветрового потока, законы распределения ветрового потока во времени (повторяемость) и по высоте*. Скорости ветра могут быть получены со станций Гидрометслужбы, по данным с измерительных мачт ветромониторинга, а также из обработанных баз данных спутниковых климатических наблюдений. Для моделирования прихода ветровой энергии в заданном районе необходимо знать распределение скоростей ветра во времени и по высоте. Важнейшим является исследование закономерной и стохастической (случайной) изменчивости ветрового потока во времени на основе натурных наблюдений за ветром или данных ветромониторинга на площадке будущей ВЭС. Для стохастического процесса изменчивости скорости ветра определяются характеристики распределения (*дифференциальная повторяемость $F(v)$*) скорости ветра во времени. Данные натурных наблюдений на станции позволяет определять повторяемость по градациям скорости (равные 1 м/с). При отсутствии натурных данных функция $F(v)$ часто, особенно в зарубежной практике, аппроксимируется распределением Вейбулла–Гудрича:

$$F(v) = k \frac{v^{k-1}}{A^k} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (6)$$

где k – параметр формы (зависит от района местности); A – параметр масштаба (зависит от средней скорости ветра, $A \sim 1,13v$).

Распределение скорости ветра по высоте в приземном слое может быть аппроксимировано степенной функцией вида: $v(H) = v_\phi \left(\frac{H}{h_\phi} \right)^m$, где $v(H)$ и v_ϕ – скорости ветра на высоте H и высоте флюгера h_ϕ ; $m = f(v)$ – показатель степени, зависящий от скорости ветра, рельефа местности, условий турбулентности и шероховатости поверхности.

На рис. 1.8 показаны график повторяемости распределения скоростей ветра по данным наблюдений метеостанции Кемь-порт с аппроксимацией этих данных с помощью распределения Вейбулла-Гудрича и график изменения скорости в зависимости от высоты.

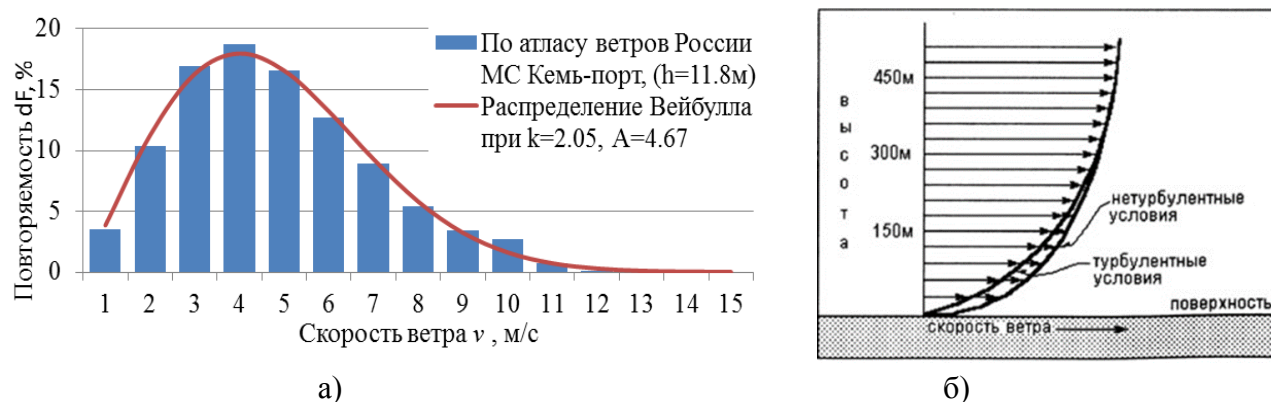


Рис. 1.8. а) Повторяемость скорости ветра по градациям (данные метеостанции) и по распределению Вейбулла-Гудрича; б) График изменения скорости от высоты

Учитывая, что скорость ветра является случайной функцией, *мощность ветрового потока* может быть определена из выражения:

$$N_{ВП} = 0,613 \int_0^{v_{max}} v^3 f(v) dv, \quad (7)$$

где v – скорость ветра; $f(v)$ – дифференциальная повторяемость скорости ветра по градациям.

Текущая мощность ветрового потока, проходящего через площадь F со скоростью v равна:

$$N_{ВП} = \rho \cdot F \cdot \frac{v^3}{2} = 0,613 F v^3. \quad (8)$$

Использование ветрового потока происходит с помощью ВЭУ. Сетевые ВЭУ мегаваттного класса имеют компоновку с горизонтальным расположением оси ветроколеса с тремя неподвижными или поворотными лопастями.

Основными элементами ВЭУ являются:

- ветроколесо (ротор) с тремя лопастями аэродинамического профиля, закрепленными на ступице, закрываемой обтекателем;
- поворотная гондола (рис. 1.9), в которой размещены генератор, редуктор (при наличии), система управления поворотом лопастей, система разворота гондолы, тормозная система, система мониторинга за ветром, система управления параметрами генератора, противоаварийная и противопожарная автоматика.
- металлическая башня, состоящая из трех секций;
- фундамент, являющийся основным строительным элементом ВЭУ.

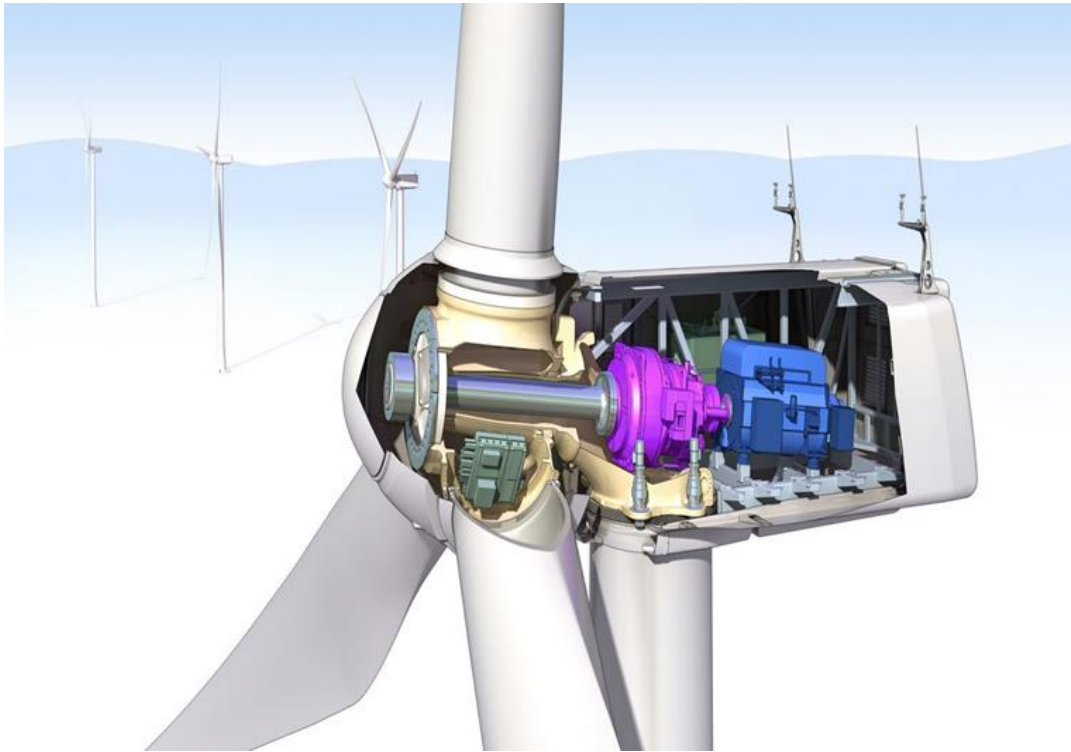


Рис. 1.9. Вид гондолы с оборудованием мегаваттной ВЭУ

Компоновочные решения определяются расположением оборудования в гондоле, типом генератора. Различают два основных типа современных ВЭУ: редукторные (соединение ротора с генератором через редуктор) и безредукторные (с прямым соединением генератора и ветроколеса).

Одним из важных параметров ВЭУ, влияющим на конструкцию ветроколеса, является *класс ВЭУ*, учитывающий условия формирования ветрового потока, его турбулентность. Класс ВЭУ определяет длину и жесткость лопасти ветроколеса, расчетную скорость ветра у ВЭУ одной и той же номинальной мощности. В настоящее время применяется стандарт МЭК IEC 61400-1 по определению класса, позволяющий унифицировать основные параметры ВЭУ для наиболее распространенных местных условий.

Мощность ВЭУ зависит от мощности ветрового потока, проходящего через ветроколесо, коэффициентом использования ветровой энергии C :

$$N_{ВЭУ} = C \cdot \rho \cdot F_{ВК} \cdot \frac{v^3}{2}, \quad (9)$$

где $F_{ВК}$ – площадь, ометаемая ветроколесом ВЭУ. Величина C определяется как произведение:

$$C = C_p \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{м}},$$

где C_p – коэффициент использования энергии ветрового потока ветроколесом; η_{Γ} и $\eta_{\text{М}}$ – коэффициенты полезного действия соответственно генератора и редуктора (при наличии).

Коэффициент C_p определяется аэродинамическими качествами ветроколеса. У идеального ветроколеса значение $C_p = 0,593$ (критерий Бетца-Жуковского). У современных горизонтально-осевых 3-х лопастных ветроколес мегаваттного класса значение $C_p = 0,48-0,51$.

Расчетная скорость ветра ВЭУ, при которой она достигает номинальной мощности, является важнейшей характеристикой, определяющей размеры и энергетические параметры ВЭУ. Она зависит от класса исполнения ВЭУ. Чем больше расчетная скорость, тем меньше может быть диаметр и масса ветроколеса, но и тем меньше будет энергоотдача ВЭУ. На рис. 1.10 показаны рабочие характеристики ВЭУ Gamesa G80 мощностью 2 МВт для I-ого, II и III классов исполнения. Расчетные скорости, при которых они достигают номинальной мощности, для приведенных классов изменяются от 15 до 11 м/с, ВЭУ G90 III класса имеет самую низкую расчетную скорость 11 м/с. Диаметры ВЭУ для этих классов соответственно составляют 80 м (IA класс), 87 м (IIA класс) и 90 м (IIIA класс).

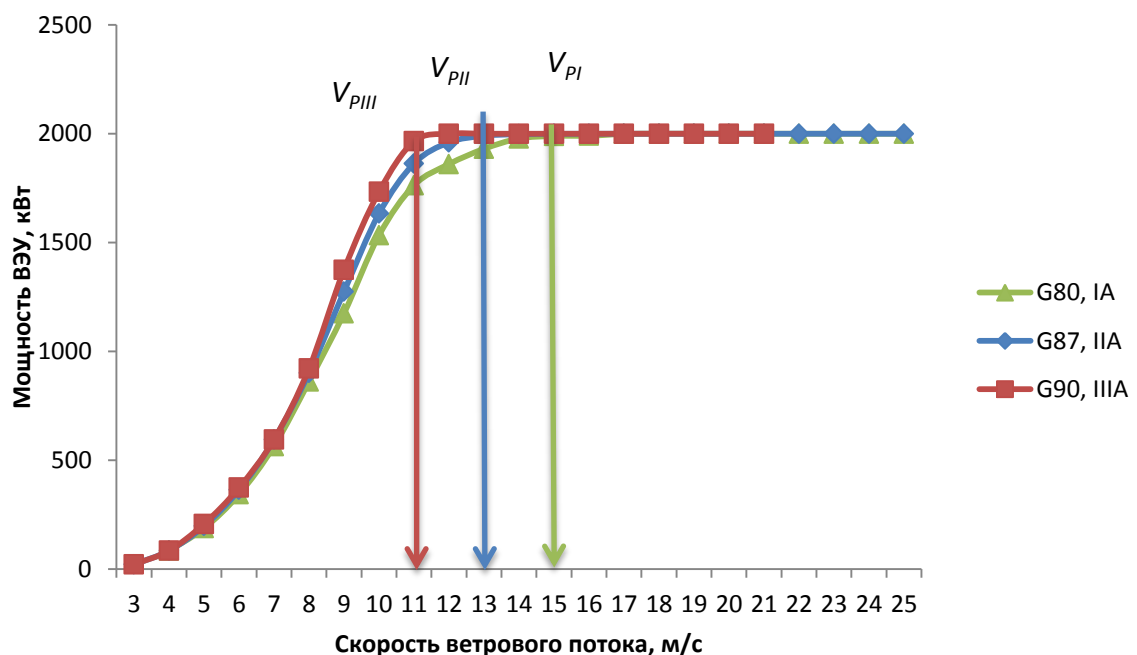


Рис. 1.10. Рабочие характеристики для ВЭУ разных классов

Подбор ВЭУ и расчет параметров его работы (в том числе выработки электроэнергии) проводится в рамках проектирования ВЭС в месте размещения и определяется в ходе технико-экономического обоснования. На рис. 1.11 показан общий вид ВЭУ Lagerwey L100-2,5 и ее основные

характеристики. Данная ВЭУ рассматривается как основной вариант для проектируемой Адыгейской ВЭС (Краснодарский край) мощностью 150 МВт.



Характеристика	Значение
Модель ВЭУ	Lagerwey L100-2,5
Номинальная мощность	2500 кВт
Диаметр ветроколеса	100 м
Класс ИЕС	IIA
Минимальная скорость ветра	2,5 м/с
Максимальная скорость ветра	25 м/с
Высота башни	135 м
КИЭВ (Ср)	0,48

Рис. 1.11. Общий вид и характеристики ВЭУ Lagerwey L100-2,5

1.2.2. Состав оборудования ВЭУ при работе в энергосистеме

С развитием ветроэнергетики и роста единичной мощности ВЭУ существенно менялись компоновки и совершенствовались схемы выдачи мощности. Промышленностью разработана широкая номенклатура ВЭУ с хорошими технико-экономическими показателями. Только за период 1980-2010 гг. единичная мощность серийных ВЭУ возросла с 30 до 7500 кВт. Диаметр ветроколеса увеличился с 15 до 126 м (в 8 раз). Годовое производство энергии одним агрегатом увеличилось более чем в 600 раз (рис. 1.12). При этом постоянно снижаются удельная стоимость установленного киловатта и себестоимость производимой электрической энергии.

В сетевых ВЭУ 1980-2000-х гг. широко применялись ВЭУ с постоянной частотой вращения, редуктором, асинхронным генератором с беличьей клеткой (АГБК), устройством «плавного пуска» и конденсаторной батареей (рис. 1.13), от эксплуатации которых сложилось мнение о том, что ветроэнергетика производит некачественную электроэнергию. Действительно, такие ВЭУ в зоне низких ветров имели низкую производительность из-за неэффективной работы ветроколеса (ВК). Они были ведомы сетью и имели высокую шумность и динамические колебания.

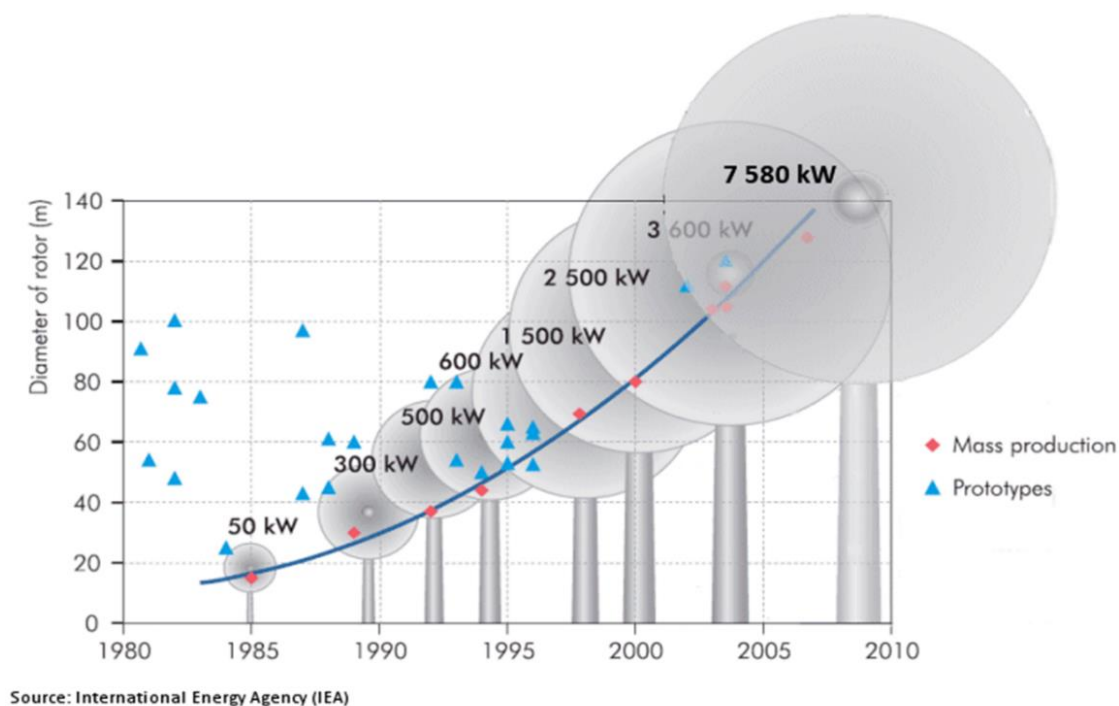


Рис. 1.12. Динамика изменения параметров и размеров серийных ВЭУ

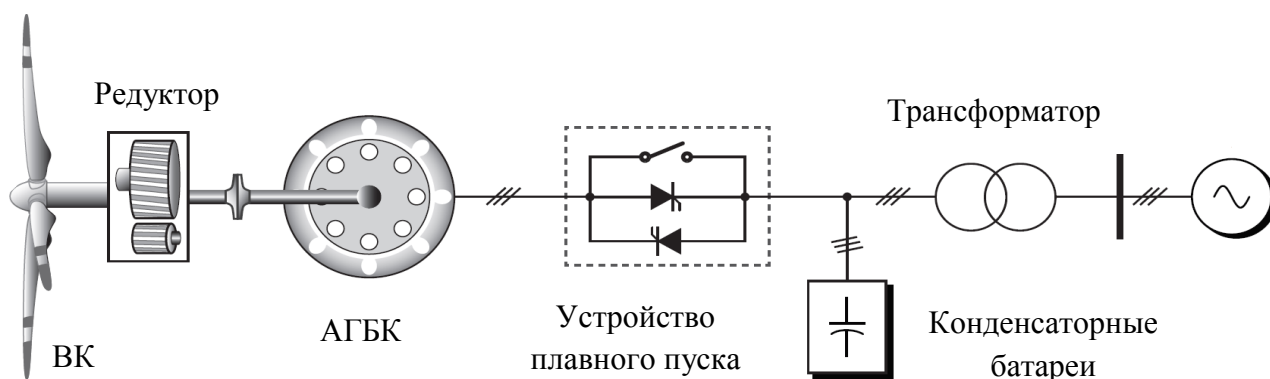


Рис. 1.13. Схема ВЭУ с асинхронным генератором и постоянной частотой вращения

В настоящее время более 70% рынка занимают ВЭУ с синхронными генераторами переменной частоты вращения и частотными преобразователями, использующие достижения силовой электроники, в том числе IGBT-транзисторы. Наиболее перспективная схема среди этих ВЭУ – это безредукторная схема с синхронным генератором на постоянных магнитах (СГПМ) и полномасштабным преобразованием энергии (рис. 1.14).

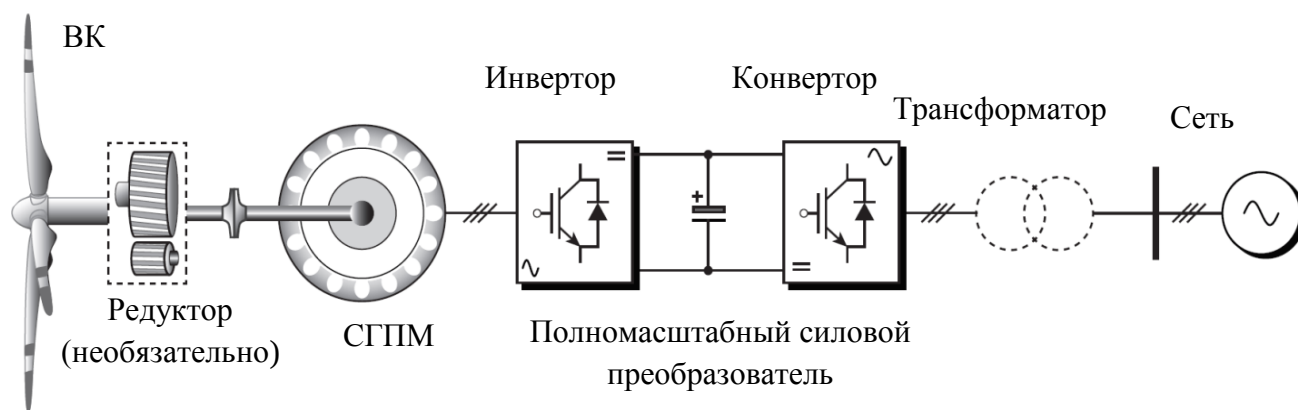


Рис. 1.14. Схема ВЭУ генератором на постоянных магнитах и полным преобразованием энергии силового тракта

Современные принципы управления мощностью ВЭУ и выдачи энергии в сеть делятся на 2 вида: аэродинамические и электромеханические.

Принципы аэродинамического управления используют регулирование лопастей ветроколеса и делятся на два основных способа:

- 1) пассивное регулирование (срыв потока в зоне скоростей ветра выше расчетных), когда лопасти ВК конструктивно зафиксированы при одном угле атаки (в зарубежной литературе – *passivestall* регулирование или более современное *activestall* регулирование);
- 2) активное регулирование, когда лопасти имеют возможность поворачиваться вокруг своей оси, чтобы формировать оптимальный угол атаки для каждой скорости ветра (в зарубежной литературе – *pitchcontrol* регулирование).

Каждый из этих способов реализуется за счёт изменения аэродинамических свойств обтекания ветровым потоком лопастей ВК.

Для контроля частоты вращения ВК существует два способа, применяемых как при пассивном, так и при активном аэродинамическом способе регулирования мощностью ВК:

- частота вращения ВК поддерживается постоянной для всего диапазона скоростей ветра (старые ВЭУ с АГ с беличьей клеткой, ведомые сетью);
- частота вращения ВК переменна для всего диапазона рабочих скоростей ВЭУ (современные ВЭУ, у которых частота вращения согласуется с вектором набегающего ветрового потока для оптимального обтекания ВК, а качество электроэнергии обеспечивается силовым преобразователем).

Электромеханический способ управления используется у ВЭУ с асинхронизированным синхронным генератором. При этом регулирование частоты вращения генератора осуществляется путем частотного регулирования тока возбуждения в обмотке ротора. С помощью современной силовой

электроники обеспечиваются также контроль показателей качества электроэнергии, контроль активной и реактивной мощностей.

Таким образом, ВЭУ вырабатывает энергию в соответствии с характеристиками ветра, поэтому для получения высокого значения КИУМ, она должны размещаться в зонах с высоким ветроэнергетическим потенциалом. Для повышения эффективности использования ветровой энергии целесообразно, чтобы ВЭУ работала в режиме максимальной выработки и выдачи энергии в сеть.

1.3. Солнечные электростанции

Солнечная электростанция – это энергетическое предприятие, на котором лучистая энергия солнечного излучения преобразуется в электрическую энергию и передается в сеть.

Производство электрической энергии из лучистой энергии солнца в настоящее время развивается по двум основным направлениям: 1- термодинамическое преобразование солнечной энергии; 2 - фотоэлектрическое преобразование.

Для сетевой энергетики первое направление может быть реализовано двумя способами:

- в виде солнечной тепловой электростанции (СТЭС) с центральным приемником;
- в виде СТЭС с распределенными приемниками модульного типа (рис. 1.15).

Оба эти способа предполагают первоначальный нагрев солнечной энергии теплоносителя до температуры 300-450 °С, и затем преобразование по паротурбинному циклу как в тепловой электростанции в механическую энергию вращения вала турбины и с помощью генератора в электроэнергию и выдачу в сеть.

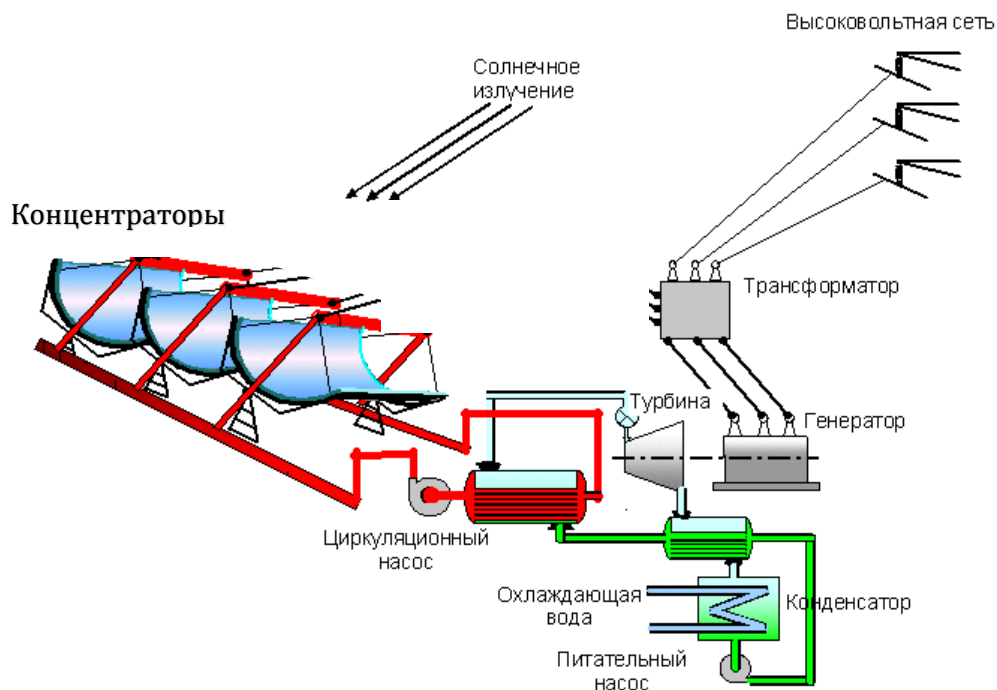


Рис. 1.15. Солнечная термодинамическая станция модульного типа с параболоцилиндрическими концентраторами

Второе направление – создание фотоэлектрической солнечной электростанция (Photovoltaic (PV) solar power plant) – солнечной

электростанции, в которой используется способ прямого преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Основным техническим устройством для преобразования солнечной энергии является фотоэлектрический модуль (PVmodule) – устройство, конструктивно объединяющее электрически соединенные между собой фотоэлектрические солнечные элементы и имеющее выходные клеммы для подключения внешнего потребителя.

Объединение отдельных модулей в солнечную батарею и последующее укрупнение СБ путем электрических коммутаций и опорных конструкций позволяет создать солнечную фотоэлектрическую станцию (СФЭС). На рис. 1.16 показан общий вид Орской СФЭС мощностью 25 МВт, построенной компанией Т+ и введенной в эксплуатацию в 2016 г.



Рис. 1.16. Орская СФЭС

1.3.1. Характеристики солнечного излучения при проектировании СФЭС

Солнце представляет собой гигантский термоядерный реактор, в его недрах, главным образом, в центральной части, где вещество находится в ионизированном состоянии, в виде плазмы (электроны оторваны от атомов) происходит термоядерные реакции, основной из которых является реакция синтеза ядер водорода (протонов). Уходящее из верхнего сравнительно разреженного слоя солнечной атмосферы – фотосферы, солнечное излучение

образуется именно в этом непрозрачном слое и имеет непрерывный спектр, близкий к спектру абсолютно черного тела при температуре 5800 К. Значение плотности солнечного излучения у поверхности Солнца составляет 64000 кВт/м².

Расстояние от Солнца до Земли составляет в среднем 150 млн. км, и при ее движении по орбите оно отклоняется от среднего значения в пределах 98,3–101,7%, что приводит к соответствующим сезонным изменениям плотности солнечного излучения у верхней границы атмосферы (максимальное значение наблюдается в январе 1410 Вт/м², минимальное в июле 1315 Вт/м²). Но для энергетических расчетов оперируют среднегодовым значением 1367 Вт/м². Это значение носит название *солнечной постоянной*.

Мощность солнечного излучения у верхней границы атмосферы составляет $1,75 \cdot 10^{14}$ кВт. Всего на землю за год поступает $3,7 \cdot 10^{21}$ кДж или $1,03 \cdot 10^{18}$ кВт·ч энергии солнечного излучения. Без ущерба для экологии Земли (без нарушения солнечно-земного природного энергообмена и климата Земли) можно использовать 1,5% всей солнечной энергии или $1,6 \cdot 10^{16}$ кВт·ч. Это примерно в 160 раз превышает все годовое земное энергопотребление (10^{14} кВт·ч).

Снижение плотности и изменение спектрального состава солнечного излучения его неравномерное распределение по поверхности Земли обусловлены рядом факторов, основными из которых являются следующие:

1. Наклонное падение солнечных лучей к плоскости поверхности Земли.
2. Ограниченная длительность светового дня.
3. Поглощение и рассеяние солнечной радиации в чистой атмосфере (безоблачное небо).
4. Поглощение и рассеяние солнечного излучения облаками и техногенными частицами (пыль, частицы гари, выбросы производств, транспорта и другие загрязнения атмосферы).

На рис. 1.17 показано изменение солнечного излучения на горизонтальной поверхности в течение суток и по сезонам года.

Поэтому для правильного проектирования и эксплуатации СФЭС необходимо обладать данными о поступлении солнечной энергии на лучевоспринимающие поверхности модулей за определенный период времени – 10 мин, час, сутки, месяц, год в заданном месте их расположения, а также иметь достоверные модели прогнозирования её поступления.

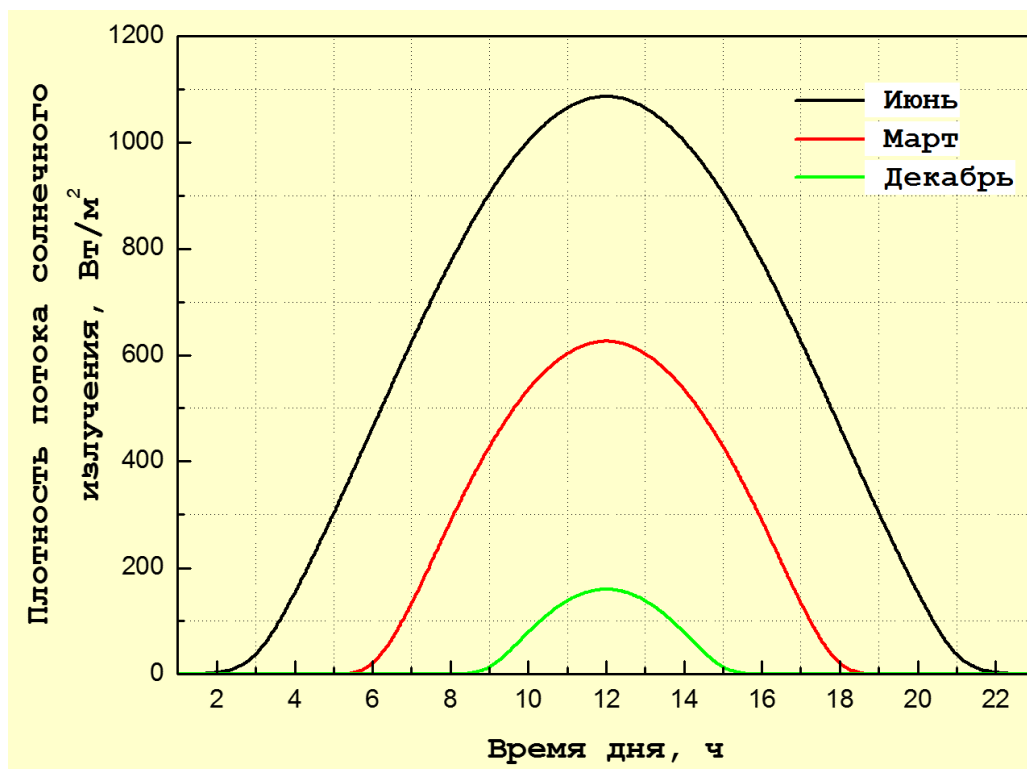


Рис. 1.17. Изменение солнечного излучения в течение дня и по сезонам

Ресурсы солнечной энергии весьма неравномерно распределены по территории России, хотя наблюдается широтная зависимость прихода. Основной составляющей прихода солнечной энергии на земную поверхность является суммарная коротковолновая радиация, представляющая собой суммарный поток прямой солнечной радиации, поступающий непосредственно от Солнца, и рассеянной радиации небесного свода (лучистой энергии, рассеянной облаками и самой атмосферой). Годовые суммы суммарной радиации на территории России изменяются в целом в широтном направлении. Некоторое нарушение широтности связано с уменьшением радиации на Европейской территории и увеличением в центральной Якутии. Резкое нарушение широтного изменения месячных сумм характерно для весенне-летнего сезона, особенно для июня. Высокий месячный приход суммарной радиации на северных побережьях, особенно на Таймыре, связан с большой продолжительностью дня и большим вкладом в суммарный приход рассеянной радиации в связи с сохранением в это время снежного покрова.

На основе детальных исследований прихода солнечной энергии предложено (ГГО им. А.И. Воейкова) районировать территорию России по природному потенциалу солнечной энергии и соответственно возможностям строительства СФЭС на 10 районах (рис. 1.18): наиболее перспективные (1,2); перспективные (3,4); менее перспективные (5,6); малоперспективные (7,8); неперспективные (9,10).

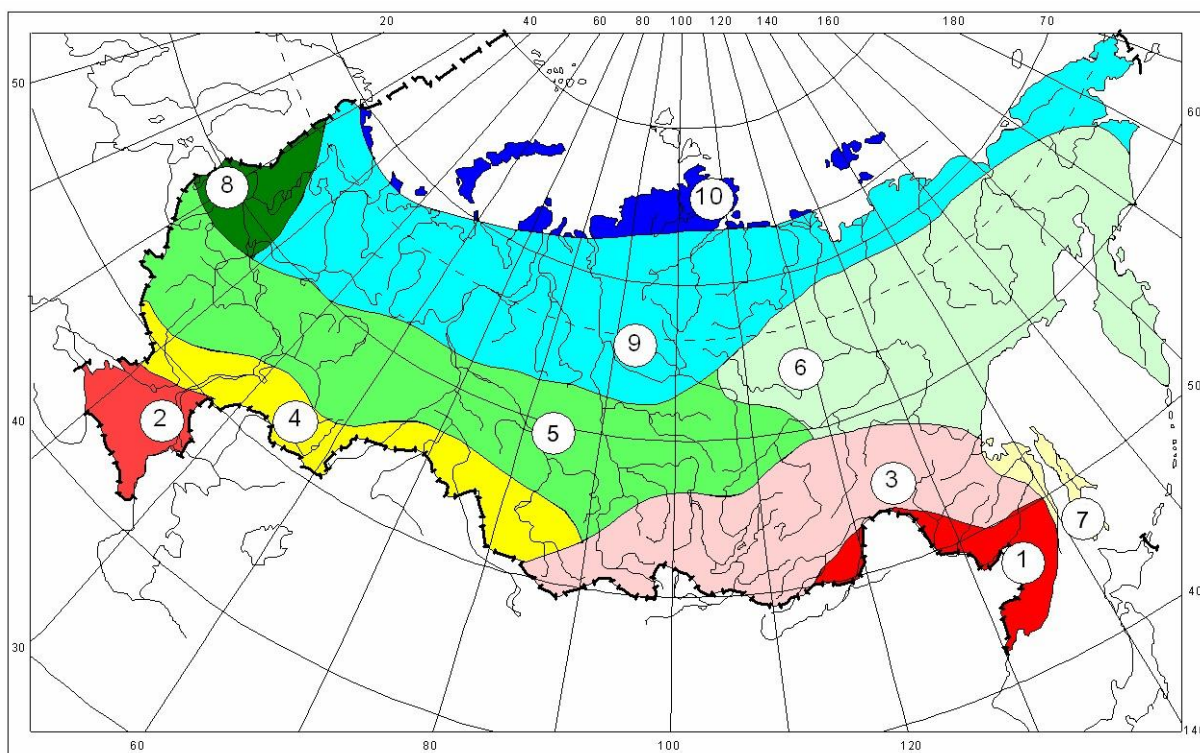


Рис. 1.18. Районирование территории России по природному потенциалу солнечной энергии

К группе наиболее перспективных районов относятся 1-й и 2-й, расположенные южнее 50° с.ш. Первый район занимает территорию Приморского края, южную часть Хабаровского края и Амурской области, юго-восток Забайкалья. Второй район располагается в южной части Европейской территории России. Количество поступающей на земную поверхность суммарной солнечной радиации за год в этих районах составляет $1330-1390 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ($4800-5000 \text{ МДж}/\text{м}^2$) и является максимальным для территории России (70-75% от возможного поступления). О высоком солнечном потенциале этих двух районов говорит и тот факт, что в период с апреля по сентябрь вероятность наступления дня, благоприятного для использования солнечной энергии (суточный приход суммарной радиации более $5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ($18 \text{ МДж}/\text{м}^2$), составляет 60%, а в июле достигает 90%.

Также перспективными районами для строительства СФЭС можно отнести 3-й и 4-й районы, расположенные вдоль $50-55^{\circ}$ с.ш. Эти районы также характеризуются достаточно высоким приходом солнечной радиации, небольшим количеством облаков нижнего яруса, большим числом солнечных дней.

На рис. 1.19 приведена карта годовых удельных технических ресурсов солнечной энергии в виде удельной выработки электроэнергии СФЭУ с КПД= 15%.

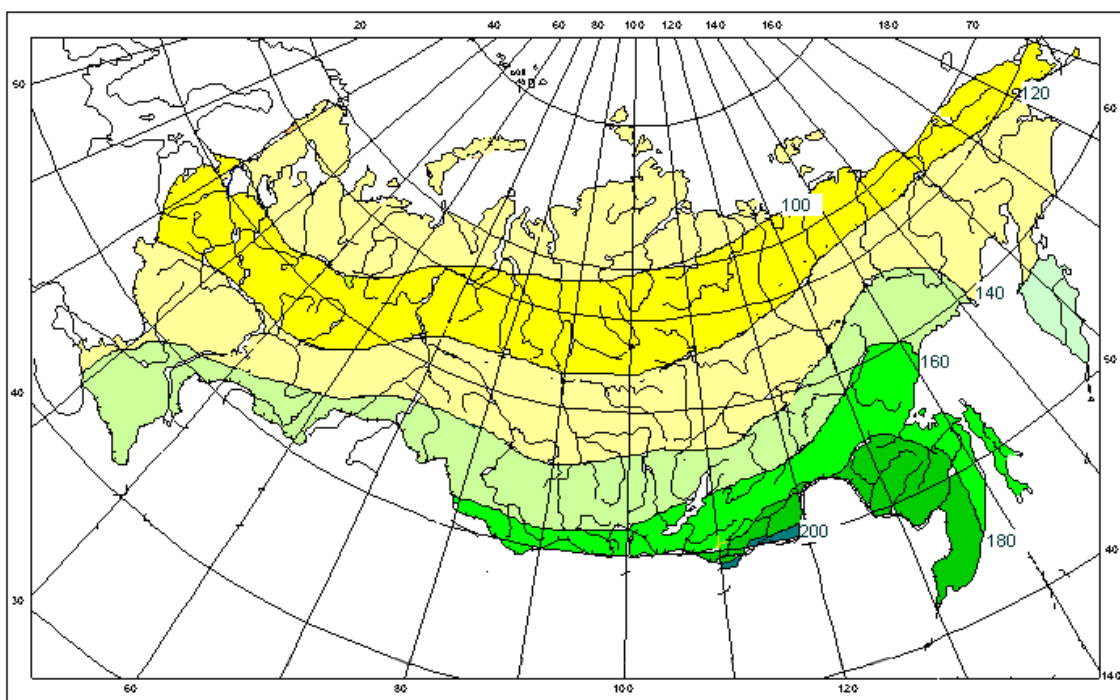


Рис. 1.19. Удельная годовая выработка электрической энергии плоского модуля, кВт·ч/м² (угол наклона модуля равен широте места, КПД 15%)

Как видно из рис. 1.19, максимальная выработка наблюдается, кроме «традиционного» Краснодарского края и Северного Кавказа, также на юге Забайкалья, в южных районах Хабаровского края и Амурской области, удаленных от моря районах Приморского края. Этому способствует высокий приход суммарной радиации не только в летний, но и в холодный периоды, особенно в феврале-марте, когда имеет место сочетание большого прихода радиации и низкой температуры воздуха, способствующие увеличению КПД преобразования солнечной энергии в электрическую.

1.3.2. Энергетические и электрические характеристики солнечных элементов

Солнечный фотоэлектрический элемент – преобразователь энергии солнечного излучения в электрическую энергию, выполненный на основе фотоэффекта в полупроводниковых структурах с р – n переходами.

Когда фотон, который несет в себе энергию солнечного излучения, достигает р-п перехода, образуется электронно-дырочная пара. Носители заряда (электрон и «дырка») разделяются на переходе и двигаются к отрицательному и положительному электроду соответственно, вырабатывая тем самым постоянный электрический ток.

Оптимальная выходная мощность солнечного элемента, снимаемая с 1 см² площади элемента, может быть оценена из соотношения:

$$P_{onm} = (I_n \cdot U_{CЭ})_{\max} = \xi \cdot I_{кз} \cdot U_{хх}, \quad (10)$$

где ξ – коэффициент заполнения вольтамперной характеристики, показывающий степень приближения формы характеристики к прямоугольной. У лучших фотоэлементов $\xi = 0,8-0,9$, обычно $\xi = 0,75-0,8$; I_n – фототок в точке максимальной мощности; $U_{CЭ}$ – напряжение в точке максимума вольт-амперной характеристики; $I_{кз}$ – ток короткого замыкания (при $U = 0$; $U_{хх}$ – напряжение холостого хода (при $I = 0$). Оптимальная работа солнечного элемента и батареи в целом обеспечивается постоянным согласованием производства электроэнергии и потребления энергии нагрузкой, что достигается с помощью специального контроллера (MPPT контроллер), находящегося в составе солнечной батареи.

Коэффициент полезного действия солнечного элемента площадью $F_{CЭ}$ при плотности падающего солнечного излучения $E_э$ определяется по формуле:

$$\eta_{CЭ} = \frac{P_{onm}}{E_э F_{CЭ}}. \quad (11)$$

КПД солнечного элемента в основном зависит от температуры. В наземных условиях и при применении бесконцентраторных фотоэлектрических панелей температура элемента изменяется в небольшом диапазоне, что несущественно влияет на его КПД. Однако, например, в условиях жаркого климата (в Африке, Индии и других приэкваториальных странах) температура может сильно отличаться от эталонных. В этом случае КПД солнечного элемента может быть определен по формуле:

$$\eta_{CЭ} = \eta_r (1 - \Delta(T_c - T_r)), \quad (12)$$

где T_r – эталонная температура СЭ; T_c – текущая температура СЭ; η_r – эталонный КПД СЭ; Δ – температурный коэффициент.

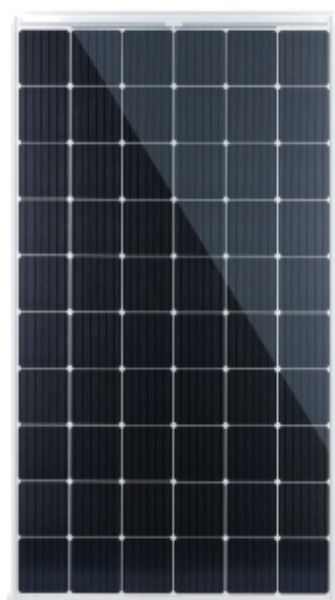
1.3.3. Схемы солнечных модулей и фотоэлектрических станций

В настоящее время в солнечной энергетике коммерчески развиваются технологии создания солнечных элементов на основе использования монокристаллического кремния, тонкопленочные технологии с различными полупроводниками и каскадные многослойные гетероструктуры (рис. 1.20). Каждая из этих технологий имеет свои достоинства и недостатки, но по технико-экономическим характеристикам в настоящее время, из-за существенного снижения стоимости кремния, лидируют кремниевые технологии, которые занимают более 90% рынка.



Рис. 1.20. Технологии создания солнечных элементов

В России ведущим производителем промышленных солнечных модулей является компания Хэвел, которая на основе глубоких научно-технических разработок созданного в ФТИ им. А.Ф. Иоффе НТЦ тонкопленочных технологий, разработала технологию и организовала производство модулей объемом 170 МВт в год с использованием каскадных кремниевых СЭ на основе НТ технологий (α -Si:H/ α -SiGe:H/ μ c-Si:H), имеющих КПД 17-18% в модуле. Технические характеристики модулей, широко используемых в настоящее время при строительстве современных СФЭС в России приведены на рис. 1.21.



Данные при СТУ*			
Максимальная мощность P_{max} (Вт)	290	300	310
Напряжение в точке макс. мощности V_{mp} (В)	34,10	35,00	36,05
Ток в точке макс. мощности I_{mp} (А)	8,53	8,57	8,60
Напряжение холостого хода V_{oc} (В)	43,02	43,29	43,50
Ток короткого замыкания I_{sc} (А)	9,24	9,25	9,26
КПД модуля (%)	17,32	17,92	18,52
Температурные коэффициенты			
Рабочая температура (°C)	44		
Температурный коэффициент P_{max} (%/°C)	-0,31		
Температурный коэффициент of I_{sc} (%/°C)	0,04		
Температурный коэффициент of V_{oc} (%/°C)	-0,30		

*СТУ (Стандартные тестовые условия (STC)): 1000 Вт/кв.м, 25 гр.С Температура ячейки, AM1.5

Рис. 1.21. Характеристики солнечных модулей (на примере модулей компании Хэвел)

Сетевые солнечные фотоэлектрические станции производят электроэнергию постоянного тока в течение светового дня. Обязательным устройством является наличие инверторов для преобразования в переменный ток и последующей передачи в сеть (рис. 1.22). Часть энергии может быть использована на низком напряжении для местных потребителей и собственных нужд. Мониторинг энергетического баланса между произведенной, потребляемой, и переданной в сеть производится с использованием системы мониторинга.

Таким образом, современные солнечные фотоэлектрические станции используют самые передовые высокотехнологичные солнечные элементы с высоким КПД преобразования, мощную силовую электронику для конвертации электрического тока и обеспечивают в текущих временных интервалах выработку в электрическую энергию реально поступающей солнечную энергии.

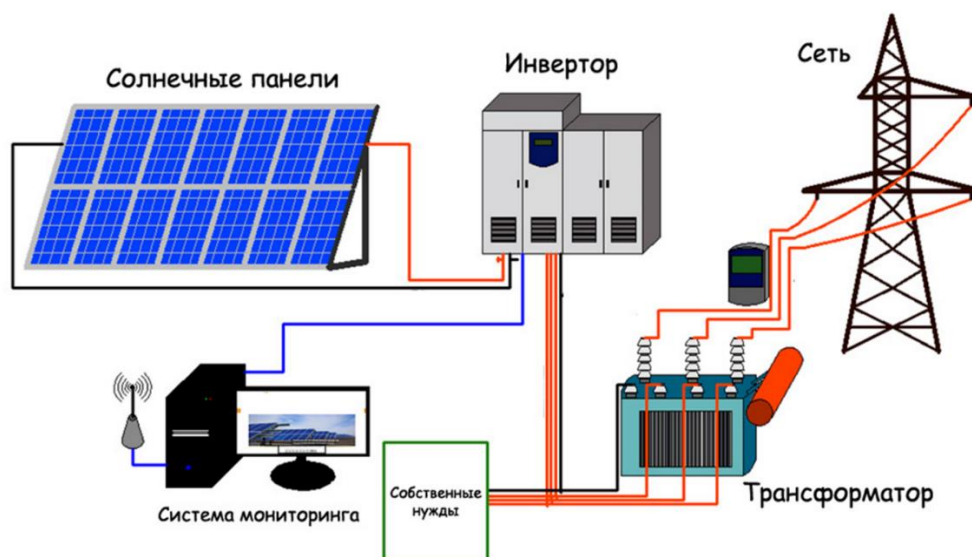


Рис. 1.22. Состав оборудования сетевой солнечной фотоэлектрической станции

1.4. Малые гидроэлектростанции

Малые ГЭС (МГЭС) представляют собой комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающих электроснабжение различных по своей структуре потребителей, в соответствии с их требованиями. Состав сооружений, конструкция и компоновка, количество и тип основного и вспомогательного оборудования МГЭС определяются, исходя из принципов комплексного использования гидроэнергетических ресурсов и обеспечения экологической безопасности её функционирования.

Одним из основных признаков классификации гидроэлектростанций является установленная мощность ГЭС. По мощности МГЭС делят на пять категорий: крупные, средние, малые, мини, микро. В разных странах верхняя граница мощности малых ГЭС колеблется от 1,5 до 30 МВт. Она зависит от уровня развития энергетического хозяйства страны, особенностей обоснования проектов малых ГЭС и лицензионных процедур, объемов оборотного капитала и принятия программ структурирования малой гидроэнергетики. Малыми ГЭС в Норвегии, Швейцарии, Венесуэле называют установки мощностью от 1 до 1.5 МВт, в Австрии, Испании, Индии, ФРГ, Канаде – мощностью до 5 МВт. Энергетическая организация латиноамериканских стран (ОЛАДЭ) к малым относит ГЭС мощностью до 10 МВт. В странах Юго-Восточной Азии в качестве малых ГЭС рассматриваются гидроэлектростанции мощностью до 12 МВт (табл. 1.3). В США первоначальное предельное значение мощности малых ГЭС было в 5 МВт, а затем в 1980 г. установлена на уровне 30 МВт. В России установленная мощность малой ГЭС принята равной 30 МВт (для проектов стимулирования использования ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) верхняя граница мощности малых ГЭС согласно Постановлению Правительства РФ № 328 от 5 марта 2021 г. установлена в 50 МВт), а максимальная мощность одного агрегата определена в размере 10 МВт.

Таблица 1.3. Классификация ГЭС малой мощности по установленной мощности (МВт)

Категория ГЭС	Страны и организации					
	Итальянский Национальный комитет	ОЛАДЭ	Россия	Новая Зеландия	Австрия, Испания, Индия, Канада, Франция	Япония
Малые ГЭС	5	10	30	30-50	5	20
Мини ГЭС	0.5	61	1	10	2	-
Микро ГЭС	0.1	0.1	0.1	1	0.1	0.1

Малые ГЭС по напору разделяются на низко-, средне- и высоконапорные. Обобщая данные ряда зарубежных и отечественных машиностроительных фирм и проектных организации можно следующим образом классифицировать МГЭС по напору:

- низконапорные $H < 20$ м;
- средненапорные $H = 20$ до 100 м;
- высоконапорные $H > 100$ м.

Достоинством малых ГЭС являются низкая абсолютная капиталоемкость, короткий инвестиционный цикл. Они могут сооружаться практически на любых водных объектах, имеющих сколь-нибудь значимый гидроэнергетический потенциал: на малых реках и ручьях, водосборных сооружениях мелиоративных систем, водосбросах ТЭЦ, а также в питьевых водоводах, продуктопроводах предприятий, канализационных коллекторах и др.

В Российской Федерации свыше 2,5 млн. малых рек (около 99% общего числа рек и 92-93% их протяженности). Они формируют около половины суммарного объема речного стока (более 1000 км³), в их бассейнах проживает до 44% городского населения страны и 90% сельского. Энергетический потенциал малых рек России, использование которого возможно доступными средствами, составляет 493 млрд. кВт·ч, в том числе более 100 млрд. кВт·ч в Европейской части.

В настоящее время эксплуатируется лишь около 1% российского потенциала малой гидроэнергетики. По оценке Европейского банка реконструкции и развития, в России существуют 89 малых гидроэлектростанций с суммарной мощностью 550 МВт.

Россия интенсивно развивала малую гидроэнергетику после Второй мировой войны. В 1950-60 гг. страна занимала передовые позиции в мире по сооружению малых ГЭС. В последующие годы акцент был смещен в пользу строительства крупных ГЭС. Тысячи малых станций были закрыты, а проектирование и изготовление оборудования, запасных частей для них прекращено. На рис. 1.23 показана динамика изменения числа малых ГЭС в России.

Возможности развития гидроэнергетики в России определяются значительным потенциалом малой гидроэнергетики, распределение которого по регионам России приведено в табл. 1.4.

В России технический потенциал малой гидроэнергетики оценивается в 372 млрд. кВт·ч в год, экономический потенциал составляет 206 млрд. кВт·ч в

год. В настоящее время используется незначительная часть (примерно 2,2 млрд. кВт·ч в год) потенциала малой гидроэнергетики.

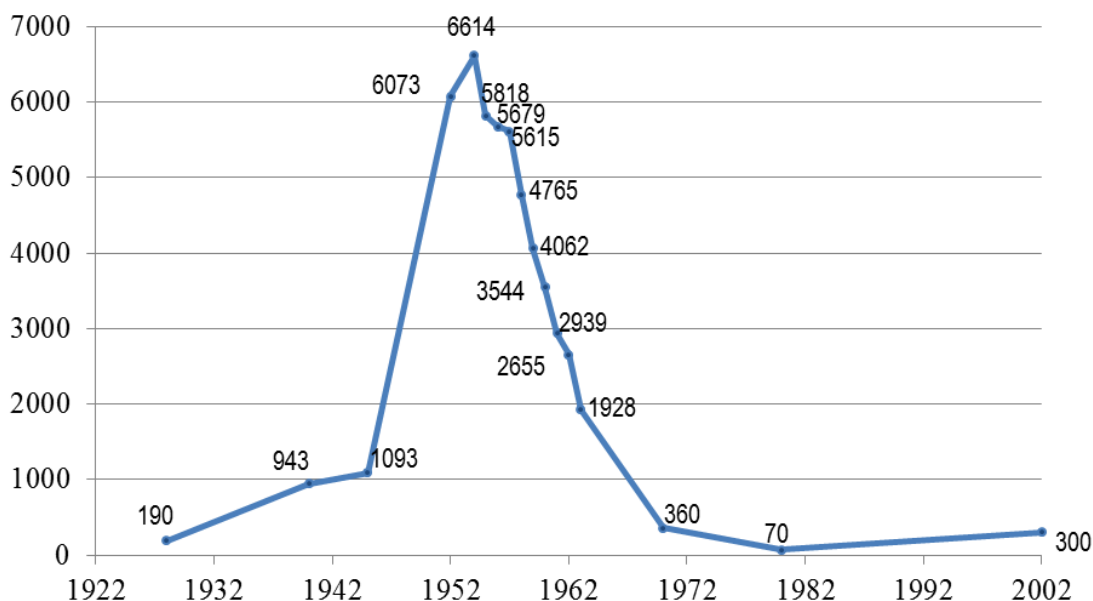


Рис. 1.23. Изменение числа малых ГЭС в России в 1920-2000 гг.

Таблица 1.4

Распределение потенциала малой гидроэнергетики по Федеральным округам России

№ пп	Федеральный округ	Валовой (теоретический) потенциал, млрд. кВт·ч	Технический потенциал, млрд. кВт·ч	Экономический потенциал, млрд. кВт·ч
1.	Северо-Западный	55,0	15,1	8,8
2.	Центральный	8,4	2,9	1,6
3.	Приволжский	35,0	11,4	6,27
4.	Уральский	135,0	42,1	23,13
5.	Южный	60,6	18,8	10,35
6.	Сибирский	435,0	136,0	74,8
7.	Дальневосточный	452,0	146,0	80,3
	<i>Итого</i>	<i>1151,0</i>	<i>372,7</i>	<i>206,2</i>

Строительство ГЭС малой мощности осуществляется по трем известным для «большой» гидроэнергетики схемам, позволяющим создать сосредоточенный напор: плотинная, деривационная и комбинированная (плотинно-деривационная).

Кроме использования стока рек, малые ГЭС могут строиться также на гидротехнических сооружениях (ГТС) неэнергетического назначения для использования потенциала холостых сбросов воды. Такие сбросы возможны: из водохранилищ систем орошения, водоснабжения и рыбовоспроизводства; из

каналов отраслевого и комплексного назначения; сбросных трубопроводов систем водоснабжения, канализации и др. Накоплен определенный опыт строительства малых ГЭС на перепадах оросительных каналов Средней Азии и Казахстана. По данным института Гидропроект, технический гидроэнергетический потенциал потока на перепадах каналов на территории России и стран СНГ составляет 5,4 млрд. кВт·ч, в том числе 25,9% этого потенциала сосредоточено на перепадах каналов в европейской части, 74,1% – на каналах Средней Азии. На рис. 1.24 приведен разрез здания МГЭС на оросительном канале Даргом в Узбекистане (мощность 6×500 кВт, напор 9 м).

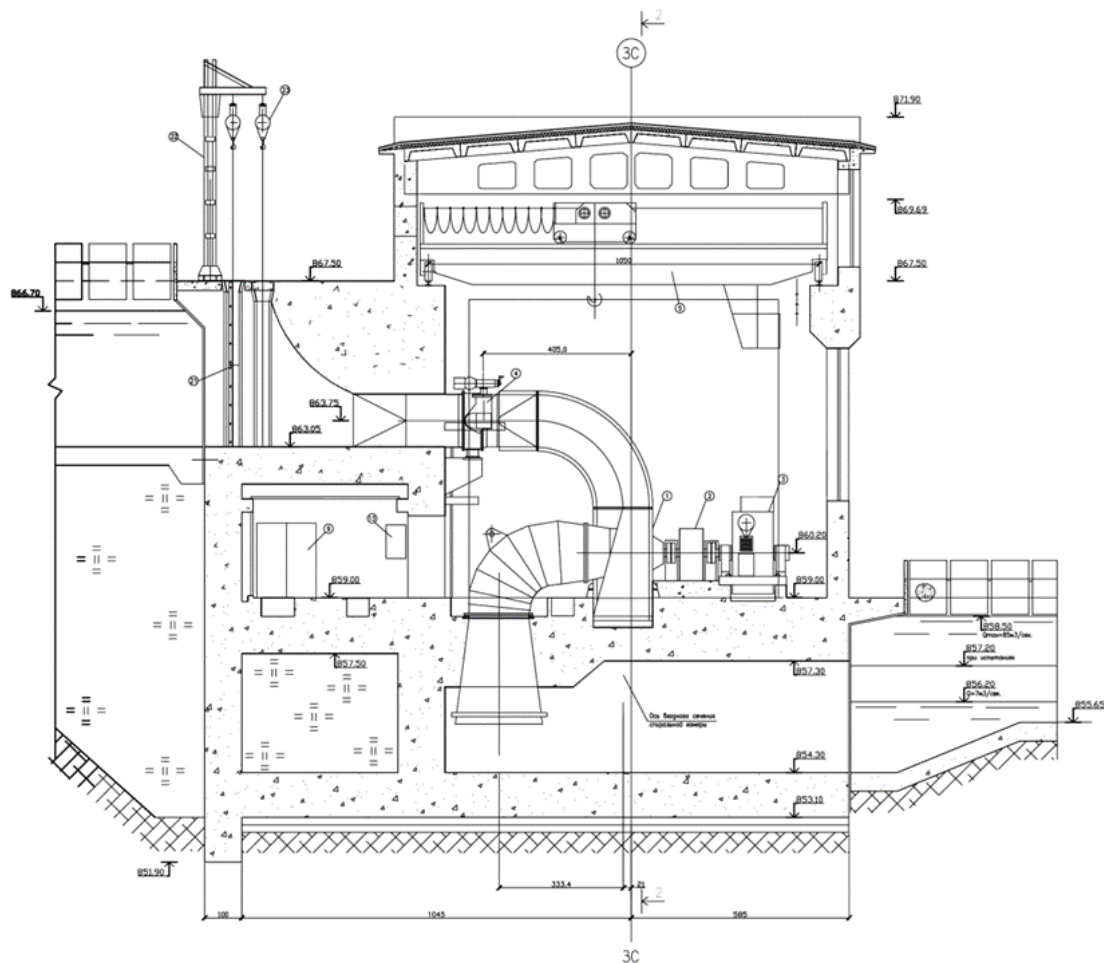


Рис. 1.24. Здание МГЭС на оросительном канале Даргом (ЗАО МНТО ИНСЭТ)

Эксплуатируемые водохранилища неэнергетического назначения, как правило, имеют в своем составе плотину из местных материалов, водосбросное сооружение для пропуска паводка и специальное гидротехническое сооружение для обеспечения водой потребителя в заданном режиме. Если сооружение, предназначенное для снабжения водой потребителя, выполнено в виде напорного туннеля или трубопровода, то целесообразно подключить к ним турбинные водоводы МГЭС.

Плотинная схема создания напора – одна из наиболее распространенных схем использования гидроэнергетического потенциала малых водотоков. Плотинная схема энергетического использования водотока зависит от рельефа местности в долине реки, создаваемого напора, вида регулирования речного стока, места расположения здания ГЭС и потребности неэнергетических водопользователей в различной степени зарегулированности стока. По этим признакам различают два основных варианта компоновки: русловые и приплотинные.

В русловых ГЭС здание с основным оборудованием расположено либо в русле реки, при этом напоры составляют 4-6 м, либо на обводном канале, в этом случае напоры могут достигать 6-8 м. В обоих случаях здание ГЭС входит в состав напорного фронта и воспринимает разность давления воды между верхним и нижним бьежами (рис. 1.24).

Приплотинная компоновка гидроузла предусматривает расположение здания ГЭС за напорным фронтом. Само здание (рис. 1.25) не воспринимает напор со стороны верхнего бьефа и только испытывает давление воды, сосредоточенное по сечению турбинных водоводов.



Рис. 1.25. Здание приплотинной Акбашской МГЭС с двумя гидроагрегатами ГА8 мощностью по 500 кВт после реконструкции (ЗАО МНТО ИНСЭТ)

Деривационная схема позволяет создать сосредоточенный напор путем отвода воды из реки в искусственное русло – деривацию, имеющую другую трассу и уклон, чем естественное русло. Деривация может быть безнапорной и напорной.

На МГЭС с безнапорной деривацией вода транспортируется по безнапорному водопроводящему тракту, обычно в виде открытого канала или лотка. Каналы в подводящей деривации используются при слабопересеченной местности и достаточной устойчивости склонов речной долины. Протяженность безнапорной деривации в основном определяется топографическими и экономическими условиями и может достигать нескольких километров.

При строительстве деривационных ГЭС малой мощности на горных реках в условиях сильнопересеченной местности и резком падении реки используют напорную деривацию в виде трубопровода или (реже) напорного туннеля. Деривационные трубопроводы укладываются по поверхности земли (рис. 1.26) или выполняются засыпными, а туннели – в толще горного массива.

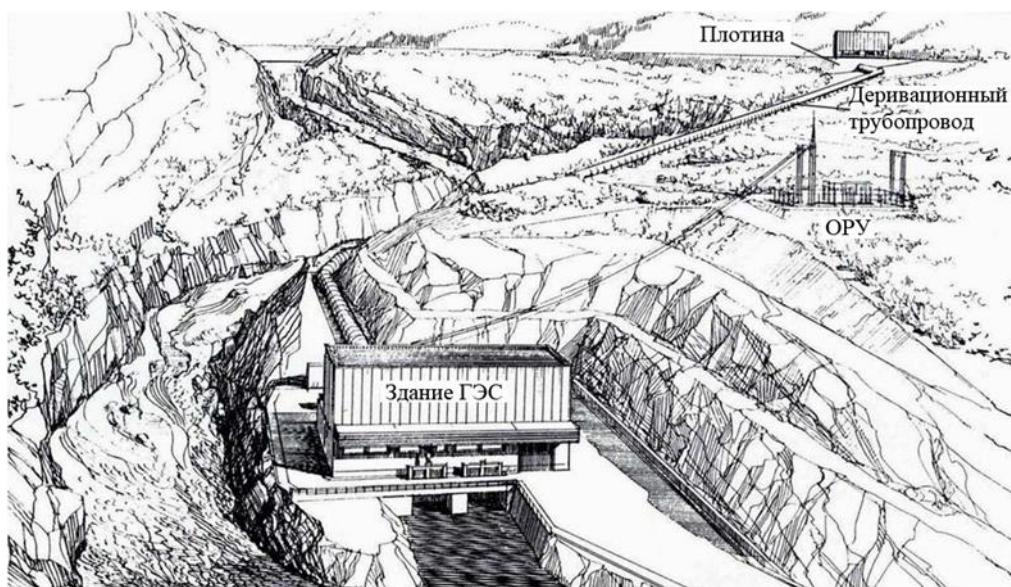


Рис. 1.26. Гидроузел МГЭС с напорной деривацией в виде трубопровода

В настоящее время, проводится строительство МГЭС в рамках принятого Постановления РФ №449 от 28.05.2013 г. о поддержке развития ВИЭ, который дал толчок в развитии ВИЭ (прежде всего СЭС и ВЭС) в России. Для ряда объектов ВИЭ тарифы были установлены до прохождения процедуры, например для МГЭС Ляскиля мощностью 4,8 МВт. Конкурсы по отбору мощности ВИЭ проводит Ассоциация «НП Совет рынка». По итогам отборов проведенных в 2013-2018 гг. отбор мощностей МГЭС составил только 160 МВт или 28% от планируемых показателей. Фактический ввод МГЭС за этот период в рамках ДПМ составил около 20 МВт.

Однако наряду с принятой программой поддержки развития ВИЭ, развитие малой гидроэнергетики проводится в рамках принятых региональных программ. За последние годы, например «МНТО ИНСЭТ» разработаны «Концепции развития и схемы размещения объектов малой гидроэнергетики»

для республик Тыва, Алтай, Бурятия, Кабардино-Балкария, РСО-Алания, предусматривающие строительство более 80 МГЭС. Также производится обследование малых рек для выявления створов для возможного строительства малых ГЭС. Кроме того разрабатываются проекты и строятся МГЭС на сбросах из водохранилищ систем орошения, водоснабжения и шлюзов; на сбросных трубопроводах систем водоснабжения, канализации, водосбросах систем охлаждения ТЭС и ТЭЦ и др. , проводятся расчеты по обоснованию инвестиций, разрабатываются бизнес-планы, ТЭО и проектно-сметная документация.

С использованием оборудования и по проектам «МНТО ИНСЭТ» введено в эксплуатацию 43 МГЭС общей мощностью более 42МВт и более 170 Микро-ГЭС мощностью до 100кВт. Наиболее интересные проекты МГЭС приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Параметры МГЭС с оборудованием МНТО ИНСЭТ, построенные в России

Регион, наименование МГЭС, река (канал)	Характеристики гидроагрегатов			Напор м	Мощность МГЭС, кВт	Год ввода
	Тип	Мощность, кВт	Кол-во, шт			
1.Кабардино-Балкария МГЭС «Акбаш», Акбашский канал	ГА-8	550	2	14,0	1100	1995
2. Республика Тыва МГЭС “Кызыл-Хая”, р. Моген-Бурен	МикроГЭС -50Пр	50	3	8,0	150	2001
3.Республика Алтай МГЭС “Кайру”, р. Кайру	ГА-2М	200	2	60,0	400	2002
4. Республика Алтай МГЭС “Джазатор” р.Тюнь	ГА-5	315	2	140,0	630	2007
5.Республика Дагестан Амсарская МГЭС, р. Маик-Чай	ГА-2	500	2	80,0	1000	2008
6.Республика Дагестан Аракульская МГЭС, р. Хиривалю	ГА-2+ГА-9	315+1100	1+1	85,0	1415	2008
7.Республика Дагестан Шиназская МГЭС, р. Шиназ-Чай	ГА-2+ГА-9	315+1100	1+1	85,0	1415	2008
8. Северная Осетия Фаснальская МГЭС, р. Айгамуга	ГА-9 ГА 10М	1600 1600	3 1	100,0	6400	2009
9.Республика Мордовия Токмовская	ГА-1	160	2	5.0	320	2009

МГЭС, р. Мокша						
10. Республика Карелия МГЭС Ляскеля», р.Янисйоки	ГА-8М	800	6	16,0	4800	2014
11.Мосводоканал ГЭС2	Пр30-Г- 46	150	1	19,0	150	2018 на сбросах
12.Мосводоканал ГЭС3	Пр30-Г- 46	150	1	19,0	150	2018 на сбросах

Также на 25 МГЭС за рубежом установлено оборудование, разработанное и изготовленное МНТО «ИНСЭТ», в том числе на 17 МГЭС в странах бывшего СССР. Конструкция и параметры гидротурбинного оборудования для МГЭС отличается в зависимости от используемого напора и мощности. На рис. 1.27 приведены конструкции гидроагрегатов для МГЭС, разработанных предприятием ИНСЭТ.

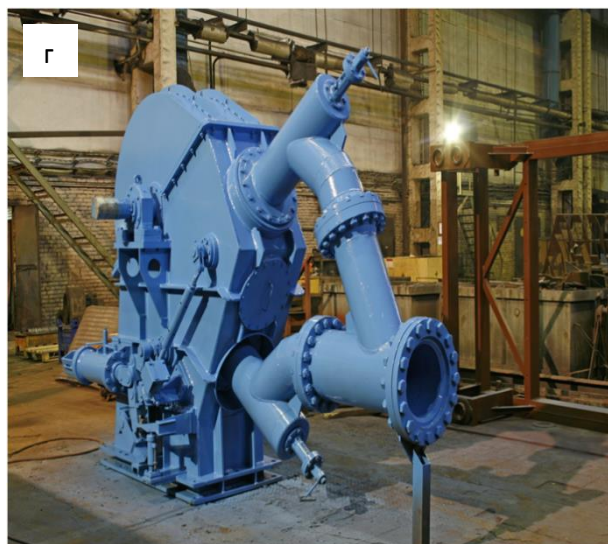
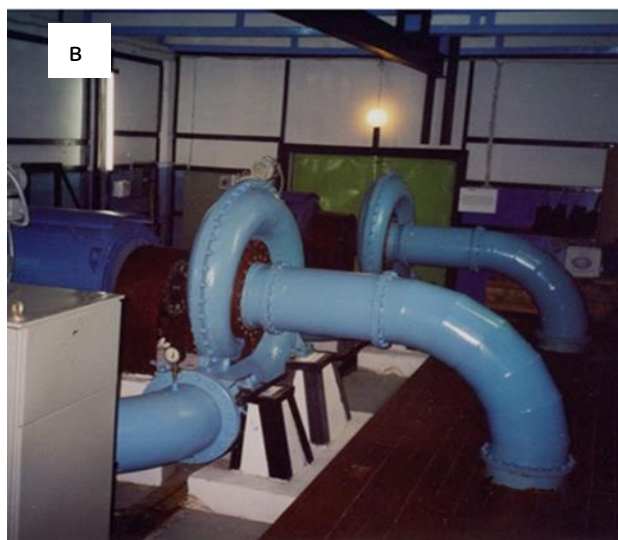


Рис. 1.27. Гидротурбины для малых ГЭС: а – низконапорная горизонтальная пропеллерная; б – радиально-осевая ГА-2; в – радиально-осевая ГА-2М; г – ковшевая ГА-5

1.5. Энергокомплексы на основе ВИЭ

Важнейшим вопросом, который необходимо решить для широкого использования возобновляемых источников энергии является вопрос эффективного перераспределения получаемой от возобновляемых источников энергии во времени. Как известно, приход энергии ВИЭ, особенно солнечной, ветровой и водной энергии, является случайно-детерминированным и зависящим от многих факторов. В данном разделе уделено особое внимание расчету прихода энергии в разновременных интервалах и возможностям совместного использования этих видов энергии. Процесс потребления или график нагрузки неравномерен и зависит от параметров электропотребителей. Для согласования этих процессов возможно использование следующих режимов работы установок на основе ВИЭ:

- работа в энергосистеме параллельно с сетью в режиме максимума выработки;
- недоиспользование энергии возобновляемых источников путем диссипации лишней энергии;
- согласование процесса потребления и процесса производства энергии установкой ВИЭ;
- комбинированное использование нескольких источников возобновляемой энергии, имеющих разный по времени характер прихода энергии и тем самым способных обеспечивать покрытие текущего графика нагрузки;
- накопление излишков энергии в периоды превышения производства энергии установкой на основе ВИЭ над потреблением и отдача в периоды большего потребления, то есть использование принципов перераспределения и аккумулирования энергии.

Использование данных по режимам предопределяет формирование возможных схем и параметров энергокомплексов, использующих различные виды ВИЭ, которые могут работать как в сети, так и автономно. Для оптимального создания энергокомплексов необходимо хорошо знать природно-климатические особенности и правильно рассчитывать приход случайно-детерминированных источников возобновляемой энергии – солнечной, ветровой и гидроэнергии.

Характеристика природно-климатических особенностей энергии возобновляемых источников и предпосылки для их комплексного использования

При оценке характеристик поступления на поверхность земли энергии солнца, ветра и речного стока можно выделить следующие общие черты:

1. Природа происхождения этих источников энергии связана с геофизическими процессами, цикличность которых зависит от параметров обращения Земли вокруг своей оси и вокруг Солнца, а в долгосрочном плане – от процессов на самом Солнце.

2. Сравнительно низкая удельная плотность поступающей энергии и зависимость от природных и случайно-детерминированных факторов.

3. Временные и режимные характеристики изучаемых источников энергии вследствие их сложных взаимодействий наиболее полно могут быть смоделированы с использованием функциональных и вероятностных моделей.

4. Получаемая с помощью технических средств энергия ВИЭ неразрывно связана с природной, временной и территориальной изменчивостью соответствующего процесса – формирования речного стока, циркуляции ветровых потоков в атмосфере и прихода солнечной радиации, поэтому приход энергии всегда подвержен значительным изменениям во времени.

5. Прогноз прихода энергии возобновляемых источников практически всегда базируется на информации за прошедшее время, и, следовательно, все принимаемые проектные решения и расчеты всегда могут быть даны только с некоторой степенью достоверности, точности и надежности.

Наряду с элементами сходства рассматриваемых источников энергии следует учитывать и их некоторые принципиальные отличия, на которые не всегда обращается должное внимание.

Так, например, понятие объема речного стока, основного энергетического ресурса гидроэнергии имеет вполне реальный смысл и поддается численному определению, в то время как соответствующие аналоги в ветро- и солнечной энергетике отсутствуют. Также различна роль аккумулирующих возможностей гидро-, ветро- и солнечных энергоустановок. У гидроэлектростанций в водохранилище аккумулируется сам энергетический ресурс (водную энергию в виде объема воды с определенным напором) и путем регулирования стока формируются в определенной степени режимные параметры и выдача энергии самой ГЭС, в то время как у ВЭС или СЭС, работающих только по вынужденному режиму прихода энергии ветра и солнца, может аккумулироваться только производимая электроэнергия.

Солнечная, ветровая и гидравлическая энергия имеют также существенные отличия по временному характеру прихода первичной энергии, что весьма важно при рассмотрении вопросов комбинированного использования и аккумулирования энергии. С изменением интервала наблюдения – годового (рис. 1.28), месячного, недельного, суточного (рис. 1.29), часового интервалов характер прихода энергии возобновляемых источников существенно отличается.

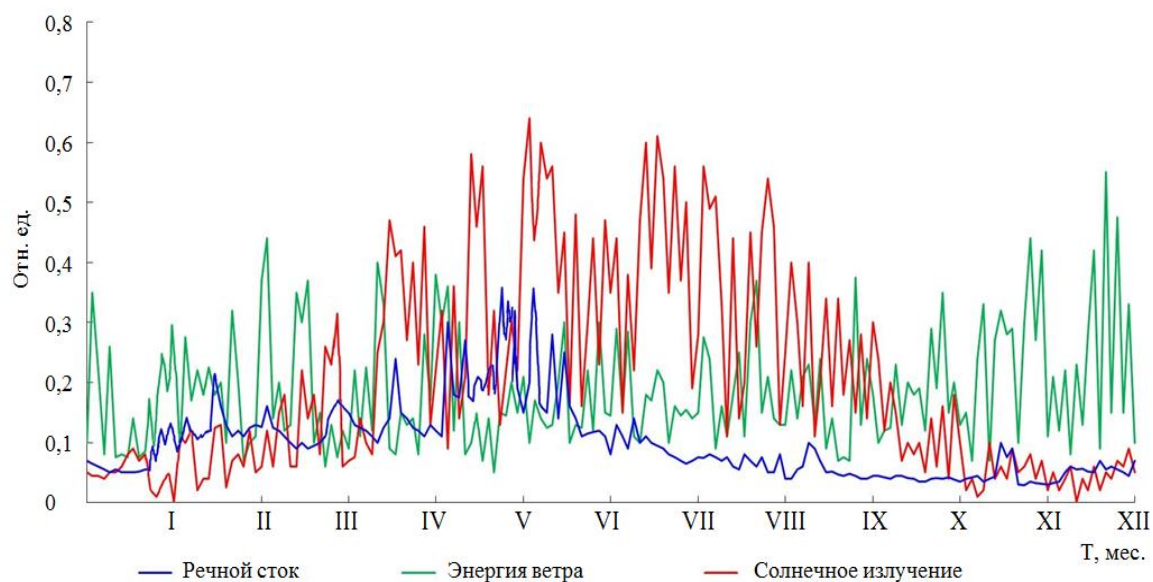


Рис. 1.28. Характер изменения видов ВИЭ в течение года (в районе нижнего течения Дона)

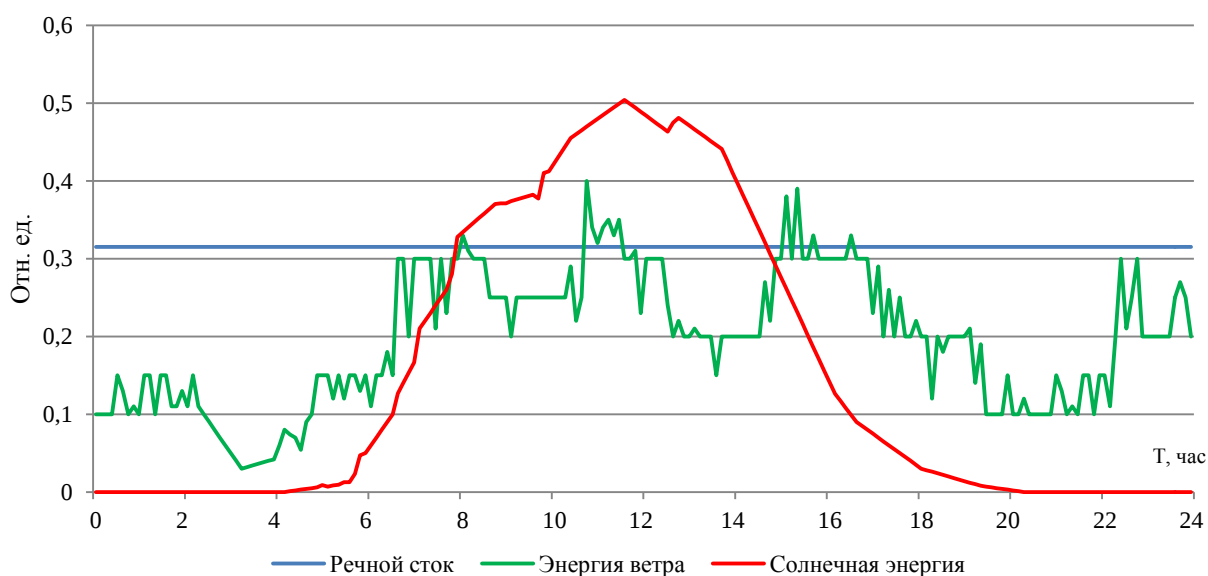


Рис. 1.29. Распределение ветровой, солнечной и гидроэнергии в течение суток

Из анализа прихода ресурсов ВИЭ на этих интервалах можно выявить, когда один источник возобновляемой энергии выступает в качестве гарантированного (имеющего постоянный приход), а другой является изменчивым в этом временном интервале. Так, при рассмотрении долгосрочного интервала (год) все три источника имеют изменчивый характер и требуют систему аккумулирования. Однако следует отметить, что в составе ГЭС, как правило, имеется водохранилище для регулирования речного стока, которое позволяет перераспределять в течение года речной сток и обеспечивать гарантированную выработку. При среднесрочном интервале (месяц, неделя) гидроэнергия может обеспечивать требуемый режим потребления энергии, компенсируя колебания ветровой и солнечной энергии.

При краткосрочном (суточном) интервале гидроэнергия компенсирует колебания ветровой энергии, а солнечная имеет значительную детерминированную составляющую.

Таким образом, из анализа поступления энергии возобновляемых источников, можно выделить следующие предпосылки их комбинированного использования:

1) разновременный и переменный характер прихода энергии солнечной, ветровой и гидроэнергии позволяет при создании комплекса гарантировать требуемую выработку;

2) при использовании одного источника возобновляемой энергии сложно обеспечивать гарантированное энергоснабжение потребителей;

3) возможность создания эффективных систем электроснабжения с использованием местных источников энергии;

4) возможность создания экологически безопасных систем производства энергии.

Принципы и технологии создания энергокомплексов на основе ВИЭ

Система энергоснабжения – это совокупность энергетических установок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Потребители электрической энергии – это группа электроприёмников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. В настоящее время существуют три схемы энергоснабжения потребителей: централизованная, децентрализованная и смешенная.

При централизованной схеме энергоснабжение осуществляется от многокомпонентной (несколько генерирующих источников) энергетической системы, при децентрализованной схеме – от однокомпонентной энергетической системы. Смешанная схема энергоснабжения подразумевает наличие собственного источника генерации с одновременным присоединением потребителя к энергетической системе. Как правило, для смешанной схемы характерно формирование системы распределённой генерации, когда для энергоснабжения потребителей, создаются отдельные генерирующие объекты мощностью до 100 МВт, подключенные к низковольтным распределительным сетям. Если объект распределённой генерации предназначен для работы на изолированного потребителя или на местную изолированную сеть, мощность которой соизмерима с мощностью источника, объект распределённой генерации является автономным, а схема энергоснабжения потребителей – децентрализованной. Исторически на территории России сформировались зоны централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Централизованное энергоснабжение в России осуществляется от Единой

энергетической системы (ЕЭС), которая охватывает практически всю обжитую территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. В то же время в России 2/3 территории не охвачены зоной ЕЭС и на ней организуется децентрализованное энергоснабжение потребителей.

И в централизованной зоне энергоснабжения, и в автономной возможно и экономически и энергетически обосновано создание комплексных систем энергоснабжения (энергокомплексов) на основе ВИЭ. Энергетические комплексы (ЭК) на ВИЭ могут работать в крупных объединённых и изолированных энергосистемах (сетевые энергетические комплексы), могут являться объектами распределённой генерации, а также автономными генерирующими объектами, работающими в составе однокомпонентных энергетических систем. Энергетический комплекс на основе возобновляемых источников энергии – это система энергоснабжения, состоящая из одной или нескольких установок ВИЭ и какого-либо другого источника энергии (дизельных электростанций, аккумулирующих систем и др.), используемого в качестве резервного, гарантирующего или аккумулирующего источника электроснабжения потребителей и обеспечивающие надежное и гарантированное энергоснабжение потребителей.

Основным признаком классификации энергетических комплексов является их установленная мощность. На основе обобщения информации по составу и применяемому оборудованию, режимам работы, принципам и системам управления режимами, оценкам эффективности и другим особенностям функционирования, энергокомплексы на базе ВИЭ можно условно разделить по диапазонам мощности:

- микро энергетические комплексы ($N_{ЭК} \leq 15$ кВт);
- энергетические комплексы малой мощности ($15 \text{ кВт} < N_{ЭК} \leq 100 \text{ кВт}$);
- энергетические комплексы средней мощности ($100 \text{ кВт} < N_{ЭК} \leq 30 \text{ МВт}$);
- энергетические комплексы большой мощности ($30 \text{ МВт} < N_{ЭК}$).

В предложенной классификации энергокомплексы разделены по принадлежности к системе энергоснабжения, составу генерирующего оборудования и рекомендуемой для них аккумулирующей системы.

Микро энергетические комплексы работают для местного бытового энергоснабжения и, как правило, состоят из установок ВИЭ (солнечных батарей, ветроустановок, микроГЭС), работающих в режиме переменного прихода энергии, и аккумулирующей системы (АС) для выравнивания графика прихода и потребления энергии. В качестве АС чаще всего используется электрохимические аккумуляторы.

В состав энергокомплексов малой мощности помимо установок ВИЭ,

работающих в режиме фактического прихода ВИЭ (солнечная фотоэлектрическая установка (СФЭУ), ветроэлектрическая установка (ВЭУ), мини ГЭС) может входить дополнительный генерирующий источник – дизельная электростанция (ДЭС), водородная электрическая станция (ВодЭС), а также АС с различными типами накопителей. Важной составляющей ЭК малой мощности является система управления, обеспечивающая максимальное использование возобновляемой энергии.

Энергокомплексы средней мощности – это самостоятельные объекты энергоснабжения, которые за счет комбинации и оптимизации параметров установок обеспечивают требуемый потребителю график нагрузки и качественное энергоснабжение. Они могут работать и в автономной системе энергоснабжения и как объект распределенной генерации. В состав такого ЭК может входить СЭС, ВЭС, малая ГЭС с водохранилищем, а также ДЭС, АС и интеллектуальная система управления.

Энергокомплексы мощностью более 30 МВт, как правило, работают в энергосистеме как самостоятельные объекты ОРЭМ и представляют собой различные комбинации установок с ВИЭ (ВИЭ-ДЭС, ВЭС-ГЭС, СЭС-ГЭС, СЭС-ВЭС-ГЭС, ВЭС-ГАЭС и др.).

Проанализируем состав и параметры наиболее применяемых энергокомплексов на основе ВИЭ.

Микро энергетические комплексы на основе ВИЭ – объекты микрогенерации

Микро энергетические комплексы мощностью до 15 кВт используются для электроснабжения автономных потребителей и могут выступать в качестве объекта микрогенерации, функционирование которого определяется недавно принятым законом N 471-ФЗ от 27 декабря 2019 года «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике", в части развития микрогенерации». Для определения правового, системного, экономического статуса вводится понятие «объект микрогенерации» – объект по производству электрической энергии, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании потребителю электрической энергии, энергопринимающие устройства которого технологически присоединены к объектам электросетевого хозяйства с уровнем напряжения до 1000 вольт, функционирующий в том числе на основе использования возобновляемых источников энергии и используемый указанным потребителем для производства электрической энергии в целях удовлетворения собственных бытовых и (или) производственных нужд, а также в целях продажи, если объем выдачи электрической энергии не превышает величину максимальной присоединенной мощности энергопринимающих устройств указанного потребителя и составляет не более 15 киловатт. На рис.

1.30 приведена типовая схема микро энергетического комплекса включающего ВЭУ, СФЭУ и АС в виде электрохимического аккумулятора как объекта микрогенерации для бытового потребителя.

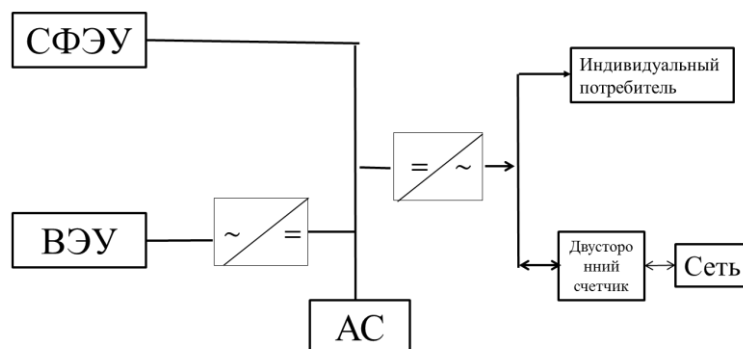


Рис. 1.30. Принципиальная схема микро энергетического комплекса «ВИЭ-АС»

Принцип работы микроэнергетического комплекса «ВИЭ-АС» заключается в следующем: вырабатываемая установками ВИЭ электрическая энергия преобразуется в постоянный ток, который используется для заряда АС,



Рисунок 1.31. Энергокомплекс ВИЭ-АС для индивидуального поселения

выполняющей функции стабилизация напряжения и накопления электроэнергии в периоды отсутствия или незначительного потребления. На выходе энергокомплекса устанавливается инвертор, который преобразует напряжение постоянного тока в стандартное переменное напряжение, после чего электроэнергия передаётся потребителю. В случае отсутствия нагрузки у потребителя энергия может продаваться в сеть. В случае отсутствия производства энергии от ВИЭ и разряженной АС, энергия подается от сети. Для расчета баланса энергии поступающей и передаваемой от сети необходима установка двустороннего счетчика.

На рис. 1.31 приведено фото ЭК с ВИЭ для индивидуального потребителя. Моделирование и

обоснование параметров энергокомплексов для микрогенерации требует

достоверных данных о климатических характеристиках (солнечных и ветровых ресурсах) в месте предполагаемого размещения таких комплексов. Эти данные определяют текущие и прогнозные энергетические режимы работы солнечных и ветровых установок и других элементов ЭК в реальных условиях эксплуатации. Эффективность внедрения таких ЭК определяется технико-экономическим сравнением вариантов энергоснабжения. Варианты могут отличаться типами, параметрами, стоимостью установок ВИЭ и емкостью АС при условии покрытия графика нагрузки во все расчетные промежутки времени (обычно – 1 час) в течение года. Такая методика позволила, на основе сравнения технико-экономических и энергетических характеристик отдельных установок ВИЭ в составе ЭК провести районирование территории РФ на зоны эффективного применения ЭК «ВИЭ-АС» с разным составом оборудования и построить карту перспективного и эффективного применения микроЭК в составе СФЭУ, ВЭУ и микроГЭС для автономного энергоснабжения потребителей.

Энергетические комплексы средней мощности

Как известно около 65% территории России относится к зоне изолированного (автономного) энергоснабжения. Причем, большая их часть расположена на севере и Дальнем Востоке, и в основном обеспечивается электроэнергией от дизельных электростанций, работающих на привозном топливе. В этих регионах можно выделить следующие проблемы энергоснабжения:

1. Ежегодный завоз топлива только для автономных ДЭС (без учета завоза для объектов муниципальных образований) составляет около 1,0 млн. т.

2. Многие ДЭС имеют устаревшее оборудование. Они давно выработали свой моторесурс и не способны обеспечить надежное энергоснабжение. В результате возникает необходимость в значительном «горячем» резерве, что ведет к очень высокому расходу топлива.

3. Себестоимость производимой на ДЭС электроэнергии составляет для автономных регионов 15-150 руб./кВт·ч, а в некоторых северных населенных пунктах доходит до 300-400 руб./кВт·ч. Это вынуждает осуществлять перекрестное субсидирование (особенно бытового сектора) из бюджетов разных уровней в объемах, достигающих 600 млрд. руб. в год.

4. Выбросы продуктов сгорания топлива (40 млн т CO₂, 80 тыс. т SO_x, 600 тыс. т NO_x), а также беспорядочное хранение бочек из-под топлива наносят значительный ущерб окружающей среде.

В то же время ресурсы возобновляемых источников энергии (прежде всего ветровой и солнечной) в этих регионах достаточно велики для

экономически эффективного использования. Например, валовые ветроэнергетические ресурсы (ВЭР) России составляют 80×10^{15} кВт·ч/год, технические – $6,2 \times 10^{15}$ кВт·ч/год, экономические – 31×10^{12} кВт·ч/год. При этом около 30% ВЭР сконцентрировано на Дальнем Востоке, а более 35-40% -- в арктической зоне Европейской части России, Западной и Восточной Сибири. Прекрасные условия для производства электроэнергии с помощью солнечных электростанций имеются в южных районах Хабаровского края и Амурской области, юга Забайкалья и Саха-Якутии, в удаленных от моря районах Приморского края. Эти территории характеризуются высоким приходом суммарной радиации не только в летний, но и в холодный период – особенно в феврале-марте, при сочетании большого прихода радиации, низкой температуры воздуха и наличия снежного покрова. Удельная выработка электроэнергии в этих районах может достигать $180-220$ кВт·ч/м² в год.

Энергетические комплексы ВИЭ-ДЭС-(АС) являются наиболее распространённым типом энергокомплексов малой и средней мощности. В настоящее время в мире эксплуатируется около 100 энергокомплексов ВИЭ-ДЭС-АС с разным составом оборудования (рис. 1.32), из которых около 80 – ЭК ВЭС-ДЭС.

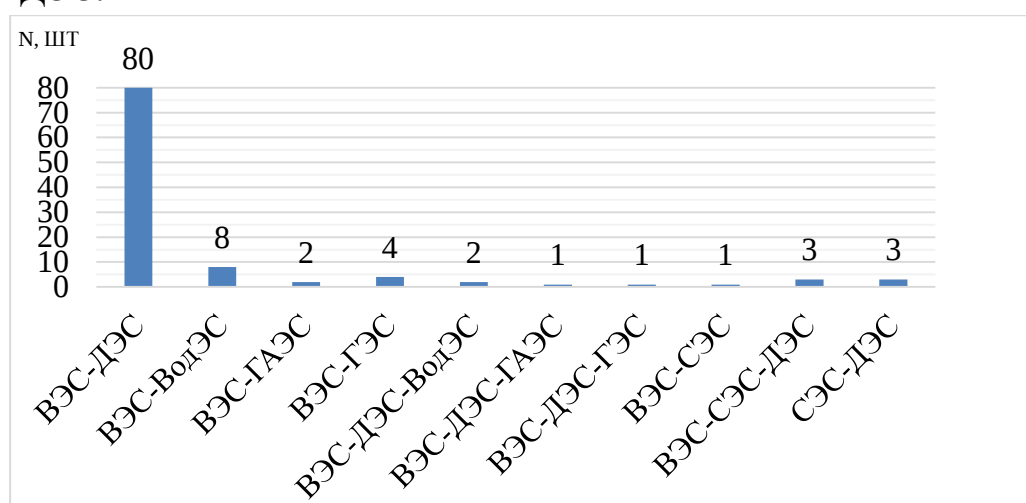


Рис. 1.32. Структура и количество энергокомплексов ВИЭ-ДЭС-(АС) в мире

На рис. 1.33 показан энергокомплекс средней мощности ВЭС-ДЭС-АС в пос. Уэльс, Аляска (США).



Рис. 1.33. Ветро-дизельная электростанция в пос. Уэльс, Аляска, США

Состав и параметры оборудования на ВДЭС в пос. Уэльс (табл. 1.6) позволили реализовать схему с высокой долей замещения дизельного топлива.

Таблица 1.6

Состав оборудования ВДЭС Уэльс

Элемент	Мощность	Кол-во, шт.
Ветроэнергетическая установка	65 кВт	2
Дизельный генератор	168 кВт	2
Дизельный генератор	75 кВт	1
Локальная балластная нагрузка	89 кВт	1
Удаленная балластная нагрузка	144 кВт	1
АС/DC преобразователь	156 кВА	1
Аккумуляторные батареи	130 А·ч, 1,2 В	200
Вспомогательная аккумуляторная батарея	30 А·ч, 300 В	1

Для нашей страны создание энергокомплексов ВИЭ-ДЭС-АС особенно в арктической зоне, позволяет экономить очень дорогое дальнопривозное дизельное топливо.

Различают системы с нулевым, низким, средним и высоким уровнем замещения дизельной генерации. Системы с нулевым уровнем замещения представляют собой дизельные электростанции, работающие постоянно, поскольку дополнительные генерирующие источники в таких системах отсутствуют. Системы с низким, средним и высоким уровнем замещения – это комплексные системы энергоснабжения, в состав которых входят установки возобновляемой энергетики (обычно ВЭС, СЭС, микро- или мини-ГЭС),

работающие совместно с ДЭС. Для российских условий наиболее эффективным является вариант системы с высоким уровнем замещения дизельной генерации.

В системах с низким уровнем замещения установки ВИЭ составляют менее 50% от установленной мощности ДЭС, а их выработка замещает до 20% от общей выработки электроэнергии и экономит менее 30% топлива. В системах со средним уровнем замещения установленная мощность ВИЭ варьируется от 50% до 100%, а выработка – от 20% до 50% от общей выработки и может экономить менее 50% топлива. В схемах с высоким уровнем замещения показатели составляют 100-200% по установленной мощности и 50-100% по выработке и позволяют экономить свыше 50% топлива. В схемах с низким и средним уровнем замещения дизельная электростанция работает постоянно, а работа установок ВИЭ только снижает нагрузку ДЭС. При высоком уровне выработки электроэнергии установками ВИЭ к системе могут подключаться балластные нагрузки – например, в виде бойлеров для нагрева воды.

В системах с высоким уровнем замещения установки ВИЭ работают на максимум выработки энергии, а агрегаты ДЭС могут в определённые моменты времени отключаться. Для этого, однако, необходимо дополнительное оборудование:

- аккумуляторная система;
- двунаправленный преобразователь переменного/постоянного тока, который обеспечивает поддержание уровня напряжения и управление реактивной мощностью в сети;
- управляемые балластные нагрузки для регулирования частоты и утилизации оставшихся излишков электроэнергии в виде тепла.
- интеллектуальная система управления.

Как правило, энергокомплексы ВИЭ-ДЭС-АС объединяются по модульному принципу в системы энергоснабжения, иногда мощностью до нескольких мегаватт. В состав таких автономных энергетических комплексов могут входить генерирующие источники постоянного и переменного тока (ВЭУ, СФЭУ, ДЭС), преобразователи тока, управляемая БН, аккумуляторные системы. Все это генерирующее и преобразующее оборудование управляется оптимальным образом с помощью интеллектуальной системы автоматического управления (САУ). На рис. 1.34 показана структурная электрическая схема ветро-дизельной электростанции с интеллектуальной САУ, реализованная при строительстве ВДЭС в Хабаровском крае.

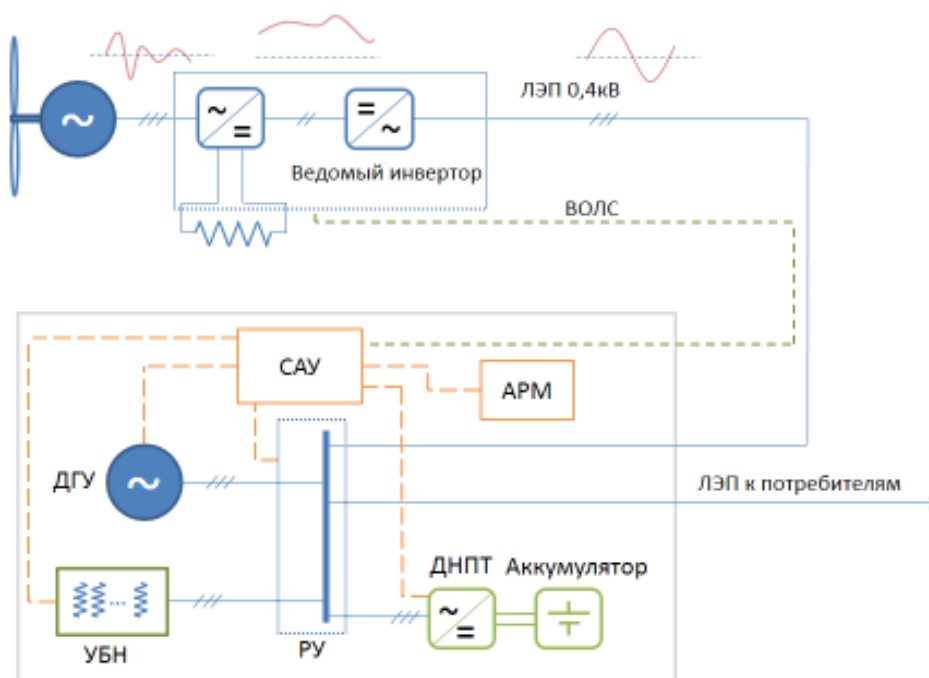


Рис. 1.34. Общая структурная схема перераспределения мощности в автономном энергокомплексе ВЭС-ДЭС с высокой долей замещения: - ---- ВОЛС – высокоскоростная оптоволоконная линия связи; ЛЭП – линия электропередачи; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; ДГУ – дизель-генераторная установка; ДНПТ – двунаправленный преобразователь тока; АКБ – аккумуляторная батарея; УБН – управляемая балластная нагрузка; САУ – система автоматического управления; АРМ – автоматический регулятор мощности

Методология обоснования параметров энергокомплексов ВИЭ-ДЭС-АС с высоким уровнем замещения приведена в 3.6.

Для решения проблем энергоснабжения в этих регионах в настоящее время реализуются проекты создания энергокомплексов с ДЭС, позволяющих экономить дальнепривозное дизельное топливо за счет использования местных возобновляемых источников энергии. В табл. 1.7 на основе анализа проведенного авторами приведены параметры некоторых энергокомплексов ВИЭ-ДЭС, построенных в России в последнее время.

Таблица 1.7

Параметры энергокомплексов ВИЭ-ДЭС-АС в России

Название ЭК	Время создания	Состав ЭК	Кол-во и мощность ВИЭ, кВт	Кол-во и мощность ДГУ, кВт	Емкость АС, кВт·ч	Уровень замещения
Чукотский ВДК	2003	ВЭС-ДЭС	10x250 АВЭ250	4x500	-	низкий
Усть-Камчатский ВДК	2015	ВЭС-ДЭС	3x300 Камаи 1x275 Вергнет	2250	Эл-бойлер 3x100 кВт	средний

Никольский (о. Беринга)	2015	ВЭС-ДЭС	2х275 Вестас	1х292	Эл-бойлер 890 кВт	Средний (40%)
ВДЭС Амдерма	2017	ВЭС-ДЭС	4х50 Грипауэр	600	-	Средний (37%)
ВДК Полиметалл (Хабаровский край)	2019	ВЭС-ДЭС	1х100 Грипауэр	1х110	200	Высокий (70%)
ВДЭС Тикси	2018	ВЭС-ДЭС	3х300 Камаи	3000 (план)	АКБ (план)	средний
Батагай (Якутия-Саха)	2016	СЭС-ДЭС	0,3х3497	1500	-	низкий
Батамай (Якутия-Саха)	2014	СЭС-ДЭС	0,195х52 0,23х73 0,25х133	1200	106 Li-ion	средний
СДК Светлое (Магаданская обл.)	2018	СЭС-ДЭС	0,36х2788	1000	-	низкий
СДК Менза Забайкаль- ский край	2018	СЭС-ДЭС	120,0	2х200	320 Li-ion	средний (40%)



Рис. 1.35. ВЭУ 50 кВт

Одним из первых энергокомплексов ВЭС-ДЭС, построенных в последнее время на вечной мерзлоте в Арктике является ВДЭС в пос. Амдерма Ненецкого автономного округа, осуществленный в 2017 г. Численность населения: ~350 человек, расположение: побережье Карского моря; среднегодовая/максимальная скорость ветра: 8/42 м/с; минимальная температура: -42 °С; обледенения; интенсивная метель/пурга. Цель – реконструкция ДЭС и интеграция ВЭС. Вводимые мощности: три ранжированных по мощности ДГУ в сумме 600 кВт и 4 ВЭУ по 50 кВт высотой 26 метров, китайского производства, адаптированных под условия места строительства (рис. 1.35). В проекте ВДЭС применена оригинальная модульная конструкция фундамента для вечной мерзлоты и система самоподъема без применения крана.

Примером реализации энергокомплекса СЭС-ДЭС-(АС) можно привести пилотный проект энергокомплекса реализованного в 2017 г. в п. Менза (Красночикойский район, Забайкальский край) где проживает 628 человек. Выбор населенного пункта был связан с высоким тарифом, составляющим 80 руб./кВт·ч без НДС и высоким удельным показателем расхода ДТ на выработку 1кВт·ч. Годовой объем потребления дизельного топлива – 429,3 т. Размер ежегодной субсидии составлял 30 млн. руб. Механизм реализации проекта основан на энергосервисном контракте заключенном АО «ЭСК Сибири» с ГК Nevel, который предусматривал возврат вложенных инвестиций в период действия концессионного соглашения. Солнечно-дизельная автономная электростанция (рис. 1.36) включает СЭС – 120 кВт, ДЭС – 2х200 кВт и АС емкостью – 320 кВт·ч на основе литий-ионных аккумуляторов. Основным гарантированным источником электроэнергии на ЭК являются ДГУ, так как он не зависит от внешних погодных факторов. СЭС выполняют роль замещения основного источника в графике нагрузки, что позволяет снизить потребление дизельного топлива. Применение АКБ позволяет сгладить пики работы ДГУ. В случае если СЭС покрывает потребление в текущий момент времени, то АКБ создает опорное напряжение в сети и отключить ДГУ, что также ведет к экономии ресурсов. Данные комплексные решения позволяют значительно снизить затраты на производство электроэнергии (до 40% от показателей до ввода ЭК СЭС-ДЭС в работу).



Рис. 1.36. Вид энергокомплекса СЭС-ДЭС-АС в п. Менза

По итогам эксплуатации ЭК в пос. Менза продемонстрирована высокая энергетическая эффективность. Электроснабжение потребителей было обеспечено все 24 часа в сутки. Выработано 1150 тыс. кВт·ч электроэнергии за 2 года. Экономия топлива с января 2017 по декабрь 2018 года составила 342 т (до 40% от годового потребления).

На основе анализа реализованных проектов энергокомплексов можно отметить, что выбор схемы ЭК и уровень замещения дизельного топлива зависит от многих факторов, таких как схема возможного финансирования проекта, стоимости замещаемого топлива и тарифа на электроэнергию, наличие соответствующей инфраструктуры, подбора и квалификация обслуживающего персонала, транспортной доступности от центров коммуникаций и снабжения, а также природно-климатических условий на площадке строительства энергокомплекса.

В целом для создания эффективных систем энергоснабжения на ВИЭ для автономной генерации и оптимизации режимов их работы, особенно для сложных природно-климатических условиях могут быть сформулированы следующие принципы:

1. Необходимо проводить достоверную оценку ресурсов ВИЭ в месте размещения ЭК, особенно при ограниченной природно-климатической информации.
2. Оптимизация параметров и режимов работы автономного энергокомплекса должна проводиться на основе комплексных критериев
3. Должна использоваться интеллектуальная система автоматического управления ЭК на основе активно-адаптивных связей, обеспечивающая высокий уровень замещения органического топлива.
4. Необходимо использовать оборудование модульного исполнения, адаптированное к местным природно-климатическим условиям.

Автономные энергокомплексы средней мощности ВЭС-ГЭС

Автономный энергетический комплекс ВЭС-ГЭС представляет собой объединение ВЭС и малой ГЭС с водохранилищем, автоматизированной системы управления и распределительного устройства (РУ), соединенных между собой энергетическими, инфраструктурными и информационными связями и обеспечивающий требуемый график нагрузки $P(t)$. Как правило, водохранилища малых ГЭС могут обеспечивать суточное и недельное регулирование, поэтому обоснование объема аккумулирования для гарантии выработки ВЭС проводится для каждого месяца года, из которых выбирается необходимый объем водохранилища МГЭС и установленная мощность ВЭС. Схема автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС и режимы совместной работы представлена на рис. 1.38. Регулирующим и аккумулирующим устройством в энергетическом комплексе ВЭС-ГЭС является водохранилище ГЭС. Управляемыми объектами ЭК для эффективной работы является отметка нормального подпорного уровня (НПУ) и полезный объем водохранилища $V_{пол}$, как разница между $V_{НПУ}$ и $V_{УМО}$. За счёт

эффекта объединения и участия ВЭС в покрытии графика нагрузки, отметка НПУ водохранилища может быть снижена с отметки $\nabla \text{НПУ}^{[0]}$, требуемой для покрытия графика нагрузки только за счёт ГЭС, до отметки $\nabla \text{НПУ}^{[1]}$ с учетом работы ВЭС и, соответственно, полезный объем водохранилища изменяется с $V_{\text{пол}}^{[0]}$ до меньшего объема $V_{\text{пол}}^{[1]}$.

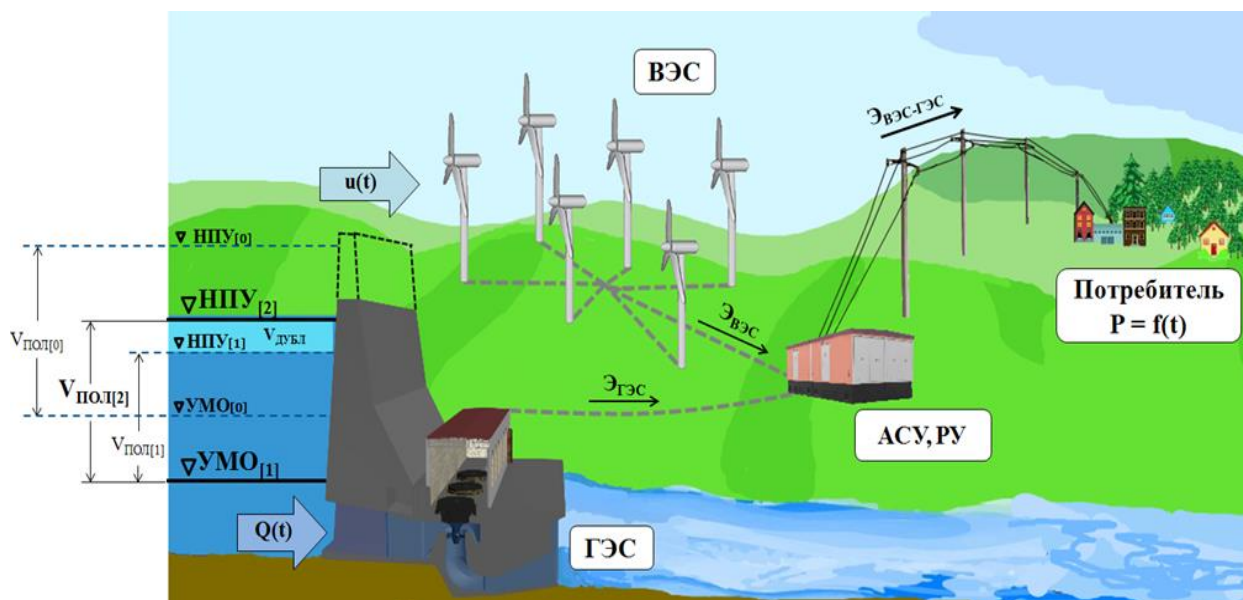


Рис. 1.38. Схема автономного ЭК малая ГЭС-ВЭС

Снижение отметки НПУ приводит к уменьшению площади затопления земель водохранилищем и уменьшению объемов работ и стоимости гидротехнических сооружений. Для того чтобы компенсировать вероятностный характер выработки энергии ВЭС и обеспечить выдачу гарантированной мощности, предложено выделить некоторый дублирующий объем водохранилища $V_{\text{дубл}}$ входящий в $V_{\text{пол}}^{[2]}$, т. е. обеспечить гидравлическое аккумулирование ветровой энергии. Принцип гидроаккумулирования заключается в перераспределении неравномерной выработки ВЭС в энергию ГЭС за счёт сработки и наполнения дублирующего объема водохранилища ГЭС. На рис. 1.39 приведен график покрытия суточной нагрузки децентрализованных потребителей, показывающий зоны работы ВЭС и ГЭС.

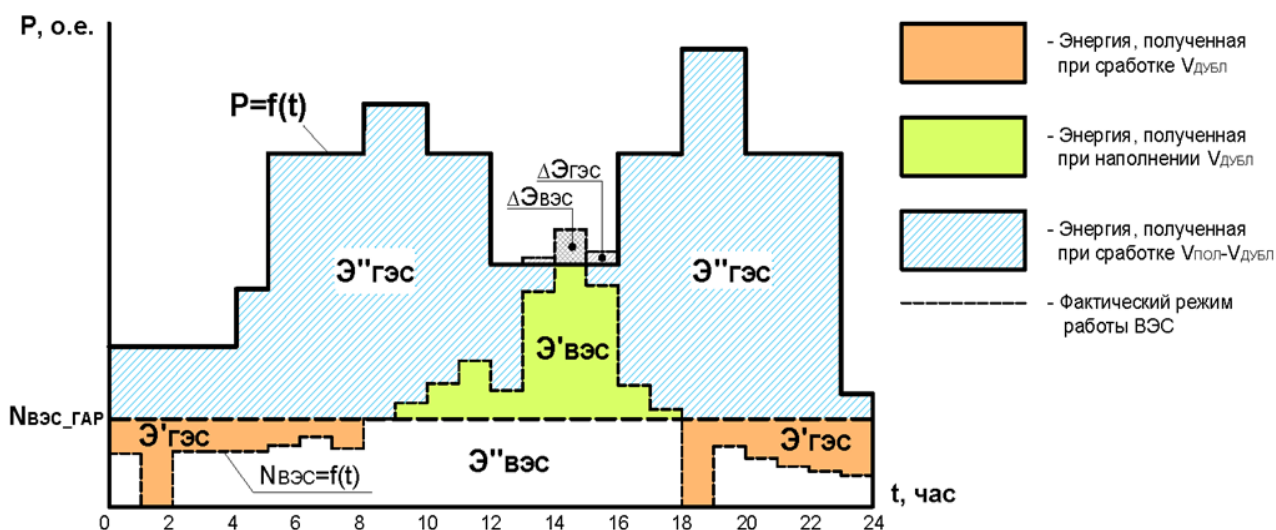


Рис. 1.39. Суточный график нагрузки и выработки энергии энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС

Критерием экономической эффективности внедрения автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС являются меньшие приведенные затраты на производство энергии энергокомплексом по сравнению с приведенными затратами существующей ДЭС, то есть $LSOE_{ЭК} < LSOE_{ДЭС}$. Оптимизируемыми параметрами энергетического комплекса являются: установленная мощность ВЭС, количество ВЭУ в составе ВЭС, тип гидротурбин, количество агрегатов ГЭС, отметка нормального подпорного уровня водохранилища (ВНПУ).

В результате оптимизации параметров энергокомплекса определяются параметры ВЭС и водохранилища ГЭС и режимы месячного участия ВЭС и ГЭС в графике нагрузки в зависимости от прихода ресурсов ветровой и гидроэнергии (рис. 1.40).

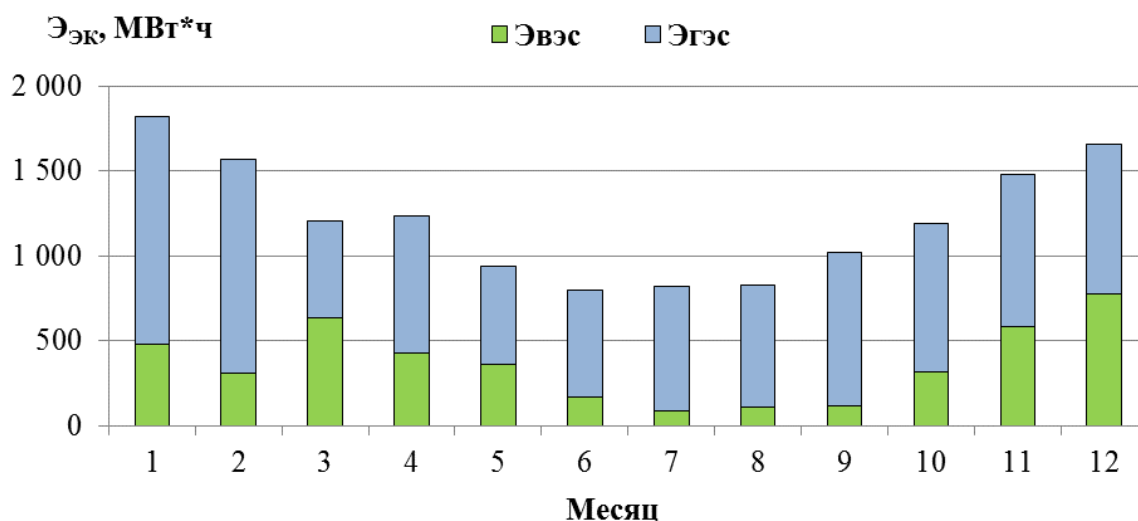


Рис. 1.40. Годовой график выработки электроэнергии составляющими ЭК ВЭС-ГЭС на примере энергоснабжения пос. Лешуконское (Архангельская обл.)

Энергокомплексы большой мощности

В настоящее время энергокомплексы с воздушно-аккумулирующей электростанцией (ВАЭС) могут быть проиллюстрированы ЭК ВЭС-ВАЭС Huntorf, построенной в 1978 г. в Германии. Схема совместной работы ВЭС и ВАЭС Huntorf представлена на рис. 1.41. Установкой, осуществляющей перераспределение и аккумуляцию энергии ВИЭ является воздушно-аккумулирующая электростанция (ВАЭС) установленной мощностью 321 МВт, которая объединена с ВЭС, при этом часть энергии, вырабатываемой ВЭС в периоды избытка энергии используется для закачивания и аккумуляции воздуха в двух подземных соляных хранилищах, ёмкостью по 150 тыс. м³ каждое.

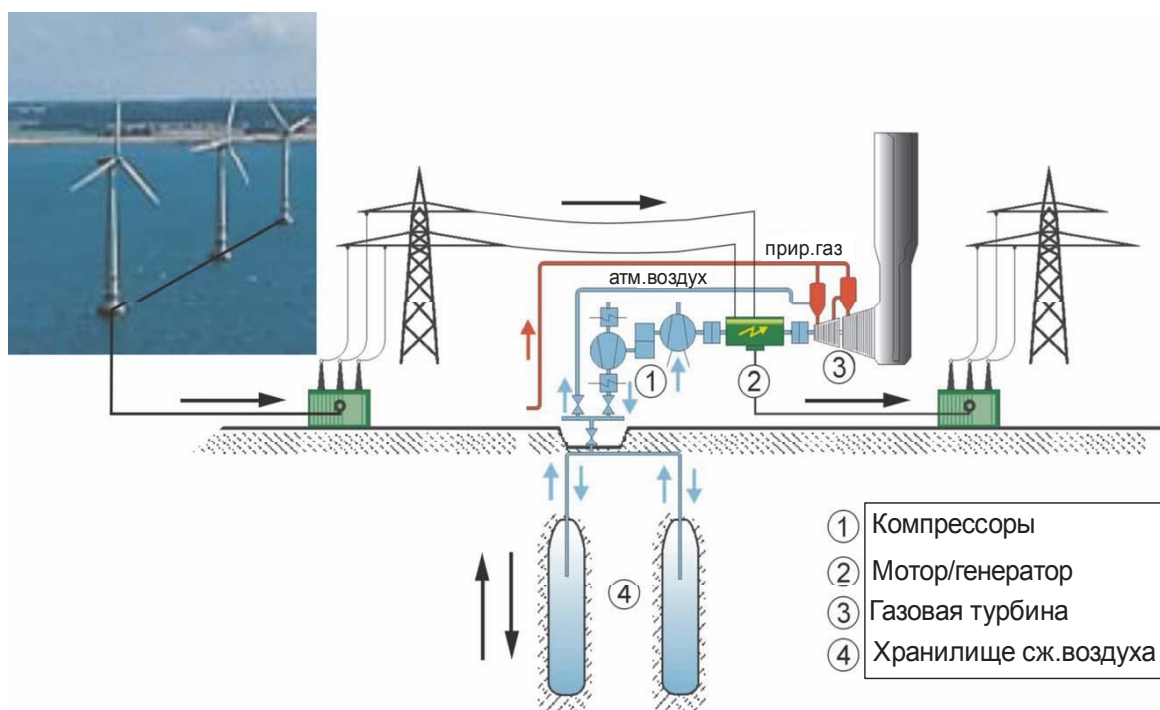


Рис. 1.41. Технологическая схема ЭК ВЭС-ВАЭС Huntorf (Германия)

Установка включает двухступенчатую турбину высокого давления с перегревом и двухступенчатый компрессор с промежуточным охлаждением воздуха. В часы прохождения минимума нагрузки воздух под давлением 6 МПа, закачивается в два подземных хранилища, представляющие собой полости, вымытые в пластах каменной соли и расположенные на глубине 650-800 м. В период прохождения пика нагрузки сжатый воздух (при выключенном компрессоре) подается из хранилища в камеру сгорания газовой турбины. Объем хранилища 300 тыс. м³ обеспечивает работу ГТУ в течение 2 ч при времени заряда 8 ч и потребляемой мощности 60 МВт.

Энергокомплексы с гидравлическим аккумулярованием энергии возобновляемых источников

Энергокомплексы ВИЭ-ГАЭС

Энергокомплекс реализует принцип гидравлического аккумулярования энергии ВИЭ посредством использования обратимых режимов работы ГАЭС. При совместной работе установок ВИЭ и ГАЭС возможны следующие схемы работы:

а) установки ВИЭ всё время работают только на насосные агрегаты ГАЭС, закачивающие воду в верхний бассейн. Работа же ГАЭС в генераторном режиме обеспечивает энергией потребителей в соответствии с графиком энергопотребления;

б) установки ВИЭ снабжают электроэнергией непосредственно потребителя, при недостатке ресурсов ВИЭ недостающую мощность потребитель получает от ГАЭС, работающей в генераторном режиме. При этом подкачка воды в аккумулирующий водоём производится только при наличии излишков энергии ветра за счёт включения обратимых агрегатов ГАЭС в насосный режим.

Примером существующего автономного энергокомплексов ВИЭ-ГАЭС можно назвать энергокомплекс ВЭС-ГАЭС Gorona del Viento, имеющий мощность ГАЭС в турбинном режиме 11,3 МВт и мощность ВЭС 11,5 МВт. Состав и компоновка сооружений энергокомплекса показана на рис. 1.42.

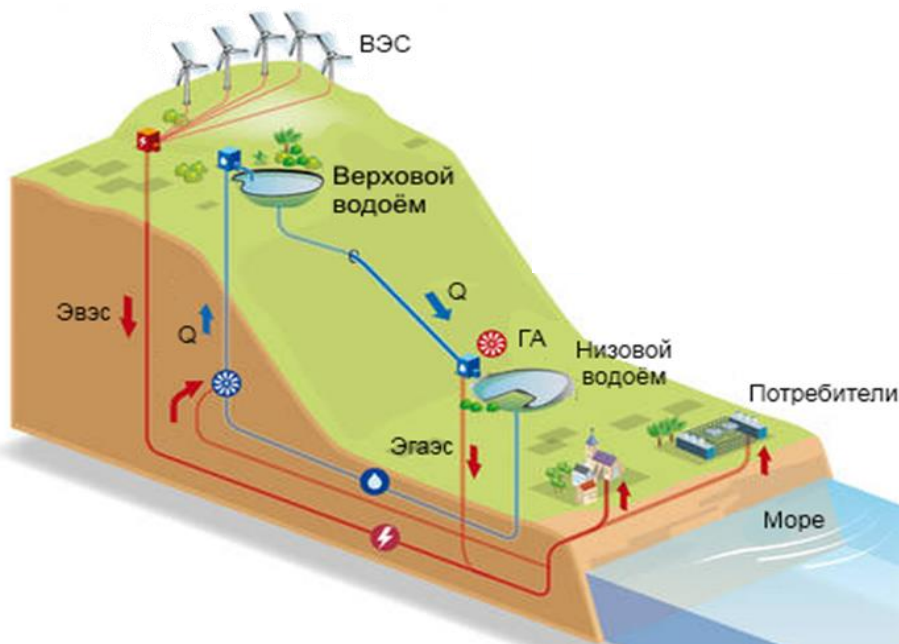


Рис. 1.42. Схема работы энергокомплекса ВЭС-ГАЭС Gorona del Viento

Энергокомплексы ВИЭ-ГЭС

Энергокомплекс, работающий в составе энергосистемы, является одним из наиболее эффективных типов объединения установок ВИЭ в энергокомплекс, так как реализует принцип запасаения выработанной установками ВИЭ электрической энергии в виде потенциальной энергии воды в водохранилище ГЭС и в необходимое время происходит преобразование запасенной энергии через агрегаты ГЭС.

ГЭС и станция ВИЭ работают параллельно, при этом станция ВИЭ в период избытка энергии в системе запасает воду в водохранилище, создавая дублирующую ёмкость. Схема гидравлического аккумуляирования энергии ВИЭ водохранилищем ГЭС представлена на рис. 1.43 на примере энергокомплекса ВЭС-ГЭС.

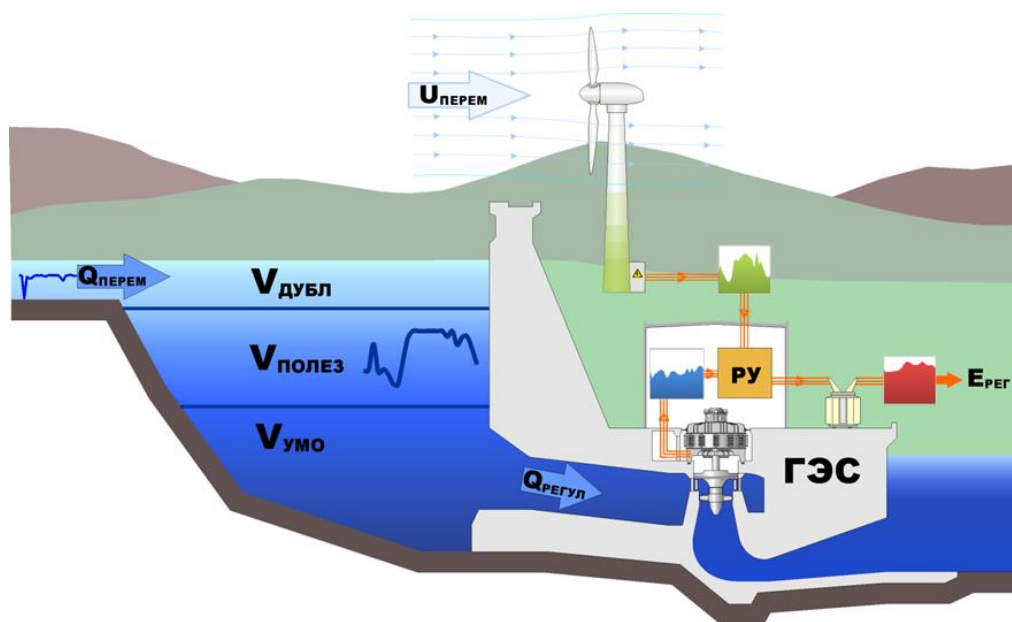


Рис. 1.43. Схема гидроаккумуляирования энергии ВЭС в энергокомплексе с ГЭС

$U_{\text{перем}}$ – скорость ветра, попадающая на ветроколесо; $Q_{\text{перем}}$ – расход реки, притекающий в водохранилище; $Q_{\text{регул}}$ – расход, протекающий через агрегаты ГЭС; $V_{\text{умо}}$ – объем водохранилища ниже уровня мертвого объема (не участвующий в регулировании); $V_{\text{полез}}$ – объем водохранилища, участвующий в регулировании мощности ГЭС; $V_{\text{дубл}}$ – дополнительный объем водохранилища, используемый для регулирования и аккумуляирования энергии ВЭС; РУ – распределительное устройство; $E_{\text{рег}}$ – энергия, выдаваемая в соответствии с требуемой нагрузкой

Полноценное исследование принципов гидроаккумуляирования энергии ВЭС проведено на примере предлагаемого к строительству в Волгоградской области ветропарка “Нижняя Волга” установленной мощностью до 500-1000 МВт, недалеко от Волжской ГЭС. Мощность ГЭС 2530 МВт, полезная емкость водохранилища 31,5 км.

Для условий маловодного, средневодного и многоводного годов выполнены расчёты по определению гарантированной мощности ВЭС и её обеспеченности на предстоящие промежутки времени – на сутки вперед, на неделю и на месяц. Гарантирование мощности и выработки особенно важно для полноценного участия ВЭС в заявках ОРЭМ «на сутки вперед». На рис. 1.44 приведен график совместной работы Волгоградского ЭК в декабре средневодного года, для варианта установленной мощности ВЭС 500 МВт с обеспечением гарантированной мощности ВЭС «на неделю вперед». Объединение ГЭС и ВЭС в единый энергокомплекс обеспечивает также снижение максимальной пропускной способности ЛЭП на 12-15%.

В результате расчетов показано, что максимальная доля использования ветровой энергии (до 30% энергии) достигается в энергокомплексе в маловодные периоды года. Это можно рассматривать как эффективное дополнение к гидроэнергии, объем производства которой снижается в этот период года.

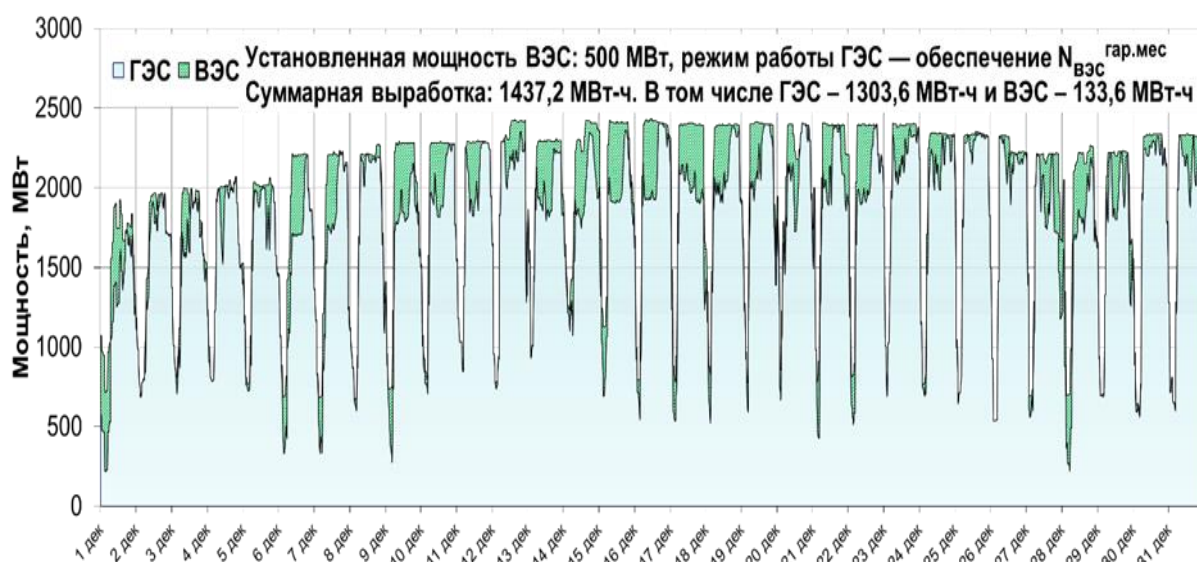


Рис. 1.44. Выработка Волгоградского ЭК при обеспечении гарантированной мощности ВЭС (для примера гарантии на неделю вперед)

Расчеты показали, что выработка и КПД ГЭС в составе ЭК не снизились. В пределах суточных изменений мощности характер участия ЭК в графике нагрузке сохранился аналогично режимам ГЭС до включения ВЭС, при этом увеличился регулировочный диапазон работы ГЭС и число циклов регулирования мощности. Расчеты по другим периодам времен года и водности подтвердили данные тенденции.

Таким образом, использование водохранилища ГЭС позволяет формировать и прогнозировать на временные интервалы «вперед» «гарантированную» мощность ВЭС с обеспеченностью до 95%. Объединение

ВЭС с ГЭС дает возможность выравнивать и перераспределять мощность, выдаваемую ВЭС и использовать энергию системы ГЭС-ВЭС в пиковые часы нагрузки, что позволит повысить ее экономическую эффективность.

2. Водно-энергетические расчеты для ГЭС и МГЭС

2.1. Основы гидрологических и водно-энергетических расчетов

Естественный режим рек

Сток – это количество воды, которое протекает через данное поперечное сечение за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год и т. д.). Сток изучается путем систематических измерений расходов воды и уровней в реке на гидрологических станциях и постах.

Расход воды равен объему воды, протекающей через данное живое сечение в единицу времени. Подсчет стока производится по так называемым кривым расходов воды от уровней в реке. Эти кривые $Q = f(z)$ (рис. 2.1) строятся на основе многократных одновременных измерений расхода и уровня в реке по возможности во всем диапазоне колебаний от минимального до максимального за многолетний период.

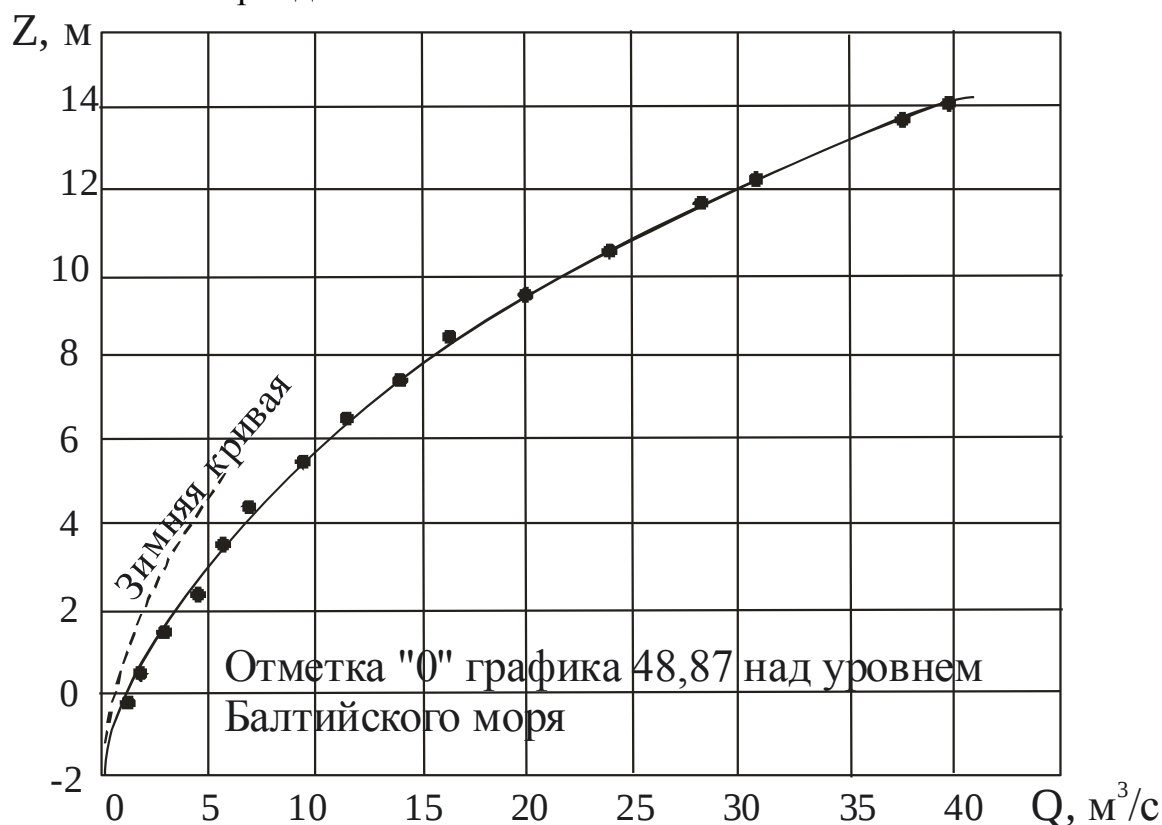


Рис. 2.1. Кривая расходов воды $Q = f(z)$, •- измеренные величины расходов воды

Для покрытого льдом русла данному расходу воды будет соответствовать более высокий уровень по сравнению с летними условиями за счет уменьшения площади живого сечения, увеличения смоченного периметра и шероховатости русла.

Гидрограф реки – хронологический график изменения величины расходов воды по времени. Он строится по среднесуточным, среднедекадным или среднемесечным расходам реки.

Средний объем годового стока за многолетний период

$$W_0 = (W_1 + W_2 + \dots + W_i + \dots + W_n) / n,$$

где W_1, W_2 – объемы стока за отдельные годы, м^3 ; n – число лет периода наблюдений.

Модуль годового стока

$$M_i = 1000 W_i / 31,5 \cdot 10^6 \cdot F,$$

где W_i – объем стока за конкретный год, м^3 ; F – площадь бассейна реки или ее части, км^2 ; $31,5 \cdot 10^6$ – число секунд в году.

Модуль среднегодового стока

$$M_0 = 1000 W_0 / 31,5 \cdot 10^6 \cdot F,$$

где W_0 – объем среднегодового стока, м^3 .

Модуль среднегодового стока является характеристикой водности рек. При большой длительности многолетнего ряда величины W_0, M_0 принимаются за *норму стока*.

В засушливых районах Средней Азии норма стока снижается до нуля, на большей части европейской территории России и Западно-Сибирской низменности составляет 5-10 л/с· км^2 , на Большом Кавказе достигает 100 л/с· км^2 .

Изменчивость годового стока характеризуется *коэффициентом вариации*

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (k_i - 1)^2}{n - 1}},$$

а асимметричность его распределения – *коэффициентом асимметрии*

$$C_s = \frac{n \sum (k_i - 1)^3}{(n - 1)(n - 2)C_v^3},$$

где $k_i = W_i / W_0$ – модульный коэффициент годового стока.

Для большинства рек Европейской части России C_v находится в пределах 0,20-0,25. В засушливых районах $C_v = 1,0$, а для Енисея и Лены $C_v = 0,12$. Коэффициент асимметрии C_s часто принимают равным $2C_v$. Для рек, вытекающих из озер, $C_s = 2C_v$.

Основные положения гидрологических расчетов

Наблюдения, проведенные за большое число лет, позволяют получить величины среднегодовых расходов и объемов годового стока за все годы наблюдений, среднее значение стока (норму), а также другие гидрологические характеристики. Эти данные характеризуют сток прошлого периода. Однако строящиеся гидротехнические сооружения должны работать в условиях будущего. В современных условиях сток будущего периода оценивается вероятностными методами, использующими гидрологические характеристики прошедшего периода. Перенесение на будущее характеристик прошедшего периода основывается на следующих гипотезах:

- в пределах срока службы сооружений могут не учитываться многовековые изменения климата, ландшафта и стока, которые происходят крайне медленно,
- в пределах рассматриваемых сроков средняя величина и характер колебаний неизмененного человеком естественного стока могут считаться устойчивыми, что позволяет распространять на будущее характеристики стока прошедшего периода,
- нерегулярные колебания годового стока, максимальных расходов паводков и т. д. подчиняются закону больших чисел, что позволяет пользоваться методами математической статистики.

Методы математической статистики позволяют получить обобщенные характеристики стока в виде кривых обеспеченности годового стока, максимальных расходов паводка и т.п. Пользуясь этими кривыми можно определить, например, годовой сток данной обеспеченности, но нельзя установить его календарное время. Внутригодовое распределение полученного таким образом стока устанавливается по аналогии с реальными годами наблюдений. При отсутствии наблюдений на реке принимается типовое внутригодовое распределение стока, отражающее лишь общие закономерности данного типа рек.

Внутригодовое распределение стока в значительной степени зависит от условий питания рек. По виду преобладающего питания можно выделить:

- 1) реки с преимущественно снеговым питанием, которые основную часть стока получают весной от растаявшего снега. К этой группе в основном относится большинство рек европейской части России. Летом и, особенно осенью, на таких реках возможны более или менее значительные дождевые паводки;

2) реки с преимущественно дождевым питанием. К этой группе относятся реки южных районов России, где снега почти не бывает, и реки Дальнего Востока, находящиеся в области муссонного климата;

3) реки с ледниковым питанием, имеющие половодье в летние жаркие месяцы, когда происходит интенсивное таяние снегов и ледников в горах. На это половодье обычно накладываются дождевые паводки, вследствие чего питание реки приобретает смешанный характер, типичный для южных районов России;

4) реки, вытекающие из сравнительно больших озер, имеют сглаженный и распластаный вид гидрографа вследствие регулирующего влияния озер.

Кривые обеспеченности

Обеспеченностью данной величины (расхода, стока, напора, мощности) называется относительное число случаев в долях или в процентах от их общего числа, когда имела место данная или большая величина. Если, например, годовой сток $2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ имеет обеспеченность 95%, то это значит, что в течение 95% всех лет сток был не меньше $2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

На кривой обеспеченности по оси ординат откладывается исследуемая величина, например, модульный коэффициент k , сток W , расход Q и т.п., а по оси абсцисс откладывается обеспеченность, т.е. число случаев, когда имела место величина не менее данной.

Рассмотрим пример построения кривой обеспеченности модульного коэффициента k годового стока. Расположим модульные коэффициенты в убывающем порядке и распределим их в интервале, например $k = 2,20-2,01$; $2,00-1,81$; $1,80-1,61$ и т. д., что соответствует интервалу $k = 0,20$. Для каждого интервала определим величину повторяемости, т. е. подсчитаем число лет, когда наблюдались модульные коэффициенты, укладывающиеся в данный интервал. По полученным данным можно построить ступенчатый график повторяемости (рис. 2.2,а). На графике повторяемости (или распределения) по оси ординат откладываются величины модульных коэффициентов k , а по оси абсцисс – их повторяемость n – число лет, в которые наблюдались модульные коэффициенты данного интервала.

Суммируя последовательно (сверху вниз) ширины прямоугольников и относя соответствующие суммы к среднему значению каждой группы модульных коэффициентов, можно построить кривую обеспеченности (рис. 2.2,б).

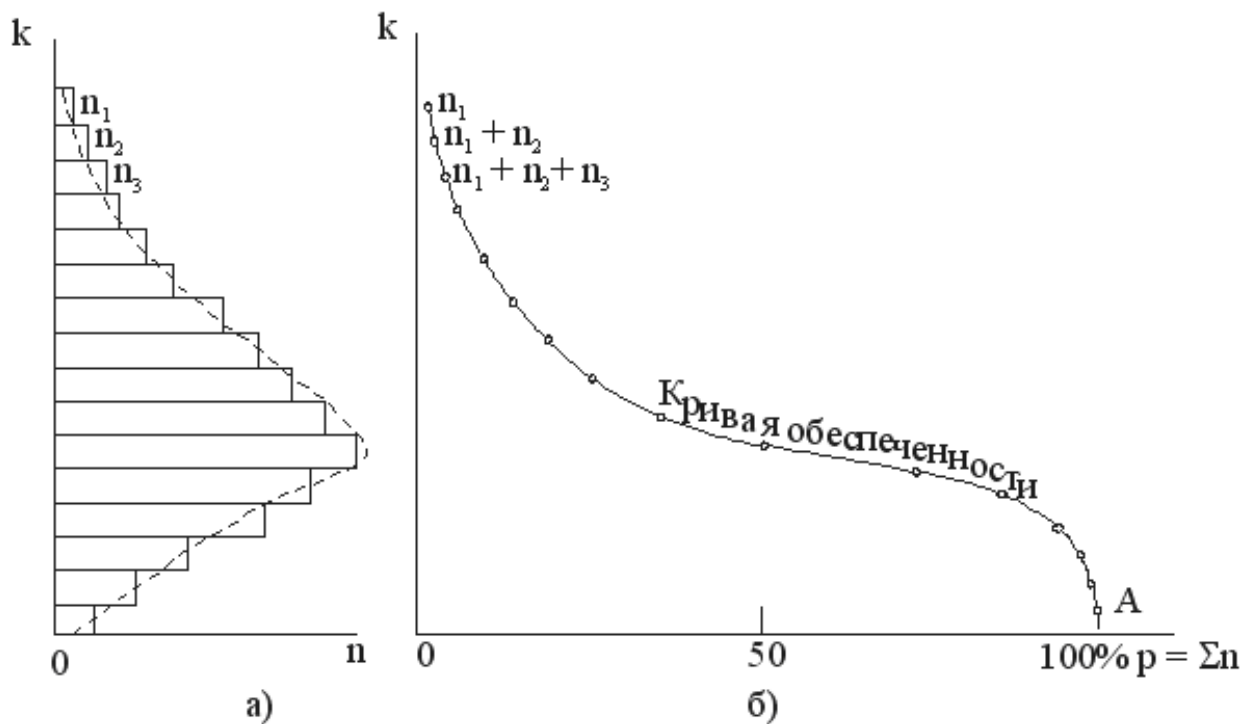


Рис. 2.2. Схема построения кривой обеспеченности из кривой распределения

Для построения теоретической кривой обеспеченности обычно вычисляют среднее арифметическое значение ряда (норму), коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s .

Определение ординат кривой обеспеченности производится по таблице Рыбкина. На теоретическую кривую, построенную для вычисленных значений C_v и C_s , наносятся эмпирические точки. Величина эмпирической обеспеченности в процентах может быть вычислена по формуле:

$$p = \frac{m}{n+1} \cdot 100,$$

где m – порядковый номер исследуемой величины, при расположении ее в убывающем порядке; n – общее число членов ряда.

Варьируя величиной коэффициента C_s , добиваются приближения теоретической кривой обеспеченности к эмпирическим точкам.

Точность вычисленных параметров нормы C_v и C_s тем выше, чем больше число n лет наблюдений.

Интегральная кривая притока воды в водохранилище. По гидрографу можно вычислить объем воды, поступившей в водохранилище, начиная от момента времени $t = 0$ до момента времени $t = t_1$. Этот объем равен:

$$W = \int_0^{t_1} Q dt$$

Разбив весь гидрограф на элементарные промежутки времени Δt и вычисляя для каждого промежутка средний расход Q_{cp} , можно определить объем притока, заменяя интеграл суммой притоков за отдельные промежутки времени:

$$W = \sum_0^t Q_{cp} \cdot \Delta t$$

Кривая нарастания объема притока во времени называется *интегральной кривой*. Она обычно строится в косоугольных координатах.

При построении интегральной кривой притока по оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат – разность между суммарным притоком $\sum Q_{cp} \cdot \Delta t$ и условным равномерным притоком $Q_Y \cdot t$:

$$y = \sum Q_{cp} \cdot \Delta t - \sum Q_Y \cdot \Delta t.$$

Обычно на практике достаточно выбрать промежуток времени $\Delta t = 5 \div 10$ дням, причем промежутки времени должны быть выражены в секундах.

В табл. 2.1 приведен пример расчета притока воды в водохранилище. В графе 2 даны даты, в графе 3 – соответствующие им расходы воды, в графе 4 вычислен средний расход воды за декаду, в графе 5 дано произведение $\Delta W = Q_{cp} \cdot \Delta t$, в графе 6 приведены величины суммарного объема притока на данное число:

$$W = \sum_0^t \Delta W = \sum_0^t Q_{cp} \cdot \Delta t$$

В графе 7 показан условный равномерный приток за декаду, а в графе 8 дана его сумма. Цифры графы 9 представляют собой разность между суммарным притоком $W = \sum \Delta W$ и условным равномерным притоком $\sum Q_Y \cdot \Delta t$. Данные графы 9 откладываются по оси ординат для соответствующего промежутка времени. Плавная кривая, обязательно проходящая через все полученные таким образом точки, и является интегральной кривой притока воды в водохранилище (рис. 2.3).

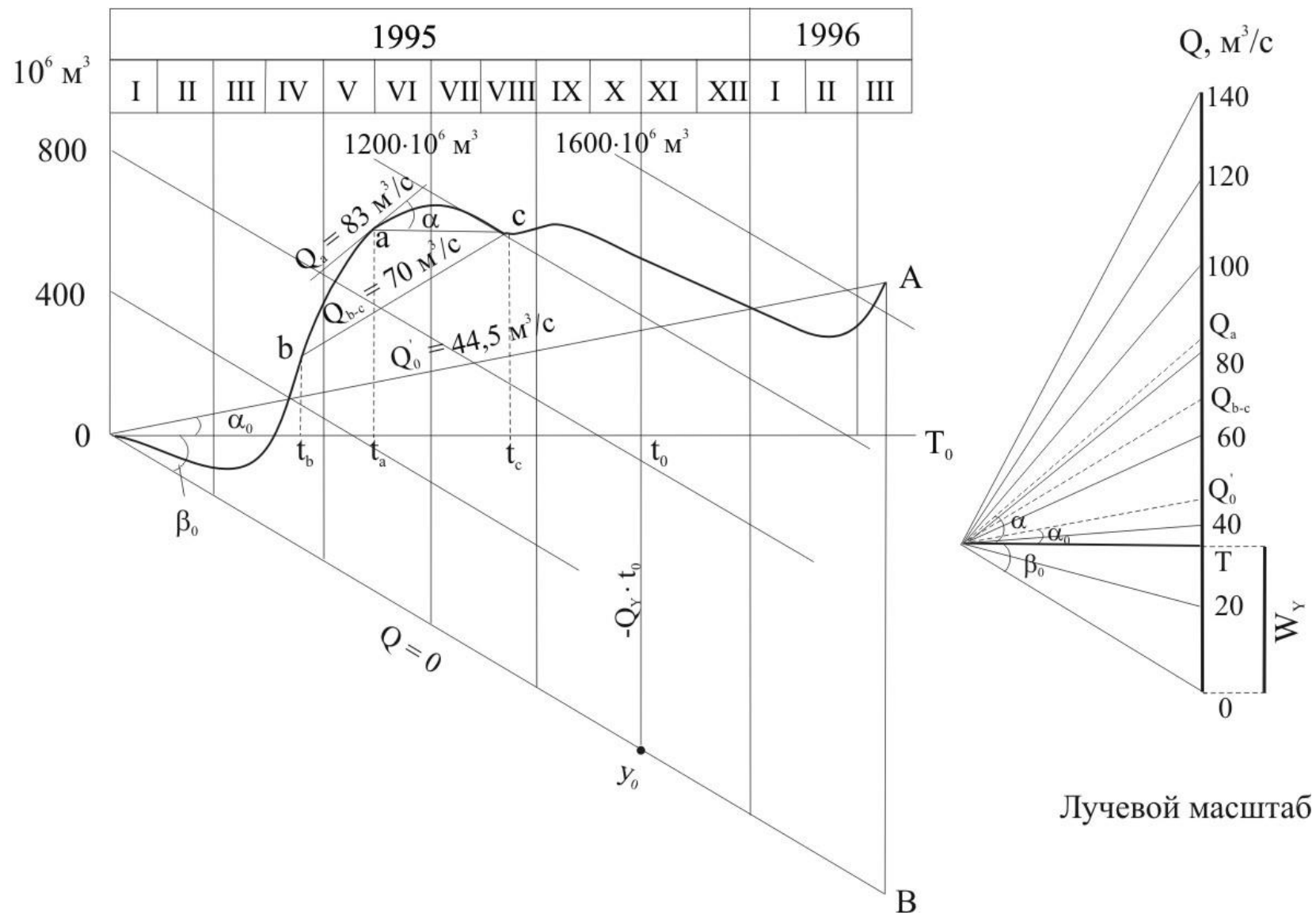


Рис. 2.3. Интегральная кривая притока воды в водохранилище

Таблица 2.1

Исходные данные для построения интегральной кривой притока: $\Delta t = 10$ дням $= 0,864 \cdot 10^6$ с, $\Delta W = Q_{cp} \Delta t = 0,864 Q_{cp} 10^6 \text{ м}^3$

Год	Дата	Средне- суточный расход $Q, \text{м}^3/\text{с}$	Средне- декад ный расход $Q_{cp}, \text{м}^3/\text{с}$	Приток за декаду $\Delta W,$ млн.м^3	Суммар ный приток $W,$ млн.м^3	Условный приток за декаду $Q_y \Delta t,$ млн.м^3	Суммарный условный приток $\Sigma Q_y \Delta t,$ млн.м^3	$y=W-$ $\Sigma Q_y \Delta t,$ млн.м^3
1994	Декабрь 31	20,0	21		0		0	0
1995	Январь 10	22,0	21	18,13	18,13	30	30	-11,87
	Январь 20	20,0	19	18,13	36,26	30	60	-23,74
	Январь 30	18,0		16,4	52,66	30	90	-37,34
	Март 21	53,6	100		135,4		240	-104,6
	Март 31	146,4	178,2	86,4	221,8	30	270	-48,2
	Апрель 10	210,0	270	154,0	376,8	30	300	+75,8
	Апрель 20	330,0		233,3	609,1	30	330	+279,1
1996	Март 1	73,2	172,0		1556,5		1260	+296,5
	Март 11	270,8		148,5	1705	30	1290	+415,0

Если в течение какого-либо промежутка времени приток был постоянным, то на соответствующем участке вместо кривой будет прямая линия. Если приток равен нулю, то выражение для y будет:

$$y = -Q_Y \cdot t.$$

Для любой величины t_0 отложим вниз соответствующую ей величину $y_0 = -Q_Y \cdot t_0$ и через полученную точку проведем прямую линию 0В. Расстояния по вертикали от линии 0В до интегральной кривой дают суммарный приток

воды в водохранилище $W = \sum_0^t Q_{cp} \cdot \Delta t$ за время от 0 до t . Линии равного объема притока, например, $400 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, $800 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ и т. д., будут параллельны линии нулевого расхода.

Отрезок вертикальной прямой АВ от конечной точки интегральной кривой А до линии нулевого расхода 0В выражает объем притока W'_0 за время T_0 . Если W'_0 разделить на время T_0 , то получим величину среднего расхода притока:

$$Q'_0 = W'_0 / T_0.$$

Согласно рис. 2.3, можно написать

$$Q'_0 = m (\text{tg } \beta_0 + \text{tg } \alpha_0),$$

где β_0 – угол между осью абсцисс и линией 0В нулевого расхода $Q = 0$; α_0 – угол между осью абсцисс и линией среднего расхода Q'_0 ; m – коэффициент, зависящий от масштабов W и T .

Более удобным является определение расхода воды по лучевому масштабу, который может быть построен следующим образом. Из произвольной точки f (фокуса) проведем вправо горизонтальную линию, на которой отложим произвольно принятый промежуток времени T в масштабе, принятом для интегральной кривой. Определим объем условного равномерного притока W_Y за время T :

$$W_Y = Q_Y T.$$

От точки T отложим вниз объем W_Y в масштабе, принятом для интегральной кривой. Полученный таким образом отрезок вертикальной прямой TO будет пропорционален расходу Q_Y . Луч условного равномерного притока Q_Y будет иметь горизонтальное направление и угол $\alpha_Y = 0$. Следовательно,

$$Q_Y = m (\operatorname{tg} \beta_0 + \operatorname{tg} \alpha_0) = m \operatorname{tg} \beta_0 = m^I OT.$$

Установив таким образом масштаб m^I , наносим на линии OT и ее продолжении шкалу расходов воды. Соединив отдельные точки шкалы с фокусом f , получим лучевой масштаб расходов воды.

2.2. Виды регулирования стока и их расчеты

Сток рек в течение года характеризуется значительной неравномерностью. Для наиболее полного и экономичного использования водных ресурсов необходимо регулирование стока водохранилищами с целью приспособления режима выработки электрической энергии к требованиям потребителей и режима водоотдачи к потребностям орошения, водоснабжения, рыбного хозяйства, судоходства, лесосплава и т. д.

Для выяснения оптимальных условий использования водных ресурсов проводят водохозяйственные расчеты, которые должны характеризовать возможный режим работы водохранилищ и гидроэлектростанций. В области гидроэнергетики задача сводится к получению наибольших величин гарантированной мощности, гарантированной и полной выработки энергии гидроэлектростанции.

Простейший способ водохозяйственного расчета заключается в установлении режима работы проектируемых ГЭС непосредственно по календарным рядам стока периода гидрометрических наблюдений. Расчеты, проведенные по данным о стоке за прошедший период, когда сток известен на десяток лет вперед, позволяют определить идеальные показатели работы водохранилищ и гидроэлектростанций. Такие расчеты годового и многолетнего регулирования стока проводятся табличным способом или графически по интегральной кривой. Первый способ дает большую точность, а второй характерен наглядностью.

Различают четыре вида регулирования стока: суточное, недельное, годовое и многолетнее.

Суточное регулирование имеет целью обеспечить неравномерное потребление воды гидростанцией, следуя суточным колебаниям ее нагрузки. На рис. 2.4 представлен суточный график расходов воды станции. Примерный объем водохранилища суточного регулирования составляет от 5 до 10 % суточной пропускной способности всех турбин ГЭС.

Предположим, что в данный день к гидростанции притекает постоянный расход воды Q ($\text{м}^3/\text{с}$). В часы пониженной нагрузки излишки воды, объем которых отвечает площадям 1 и 4, накапливаются в водохранилище, где уровень воды в течение этих периодов повышается. Когда расход воды, потребляемый станцией, больше Q , дополнительное количество воды, отвечающее по объему заштрихованным площадям 2 и 3, расходуется из водохранилища, уровень воды в котором в это время понижается. Объем накопленной воды, измеряемый в соответственном масштабе площадью $1 + 4$,

равен объему воды, израсходованной из водохранилища, измеряемому площадью $2 + 3$.

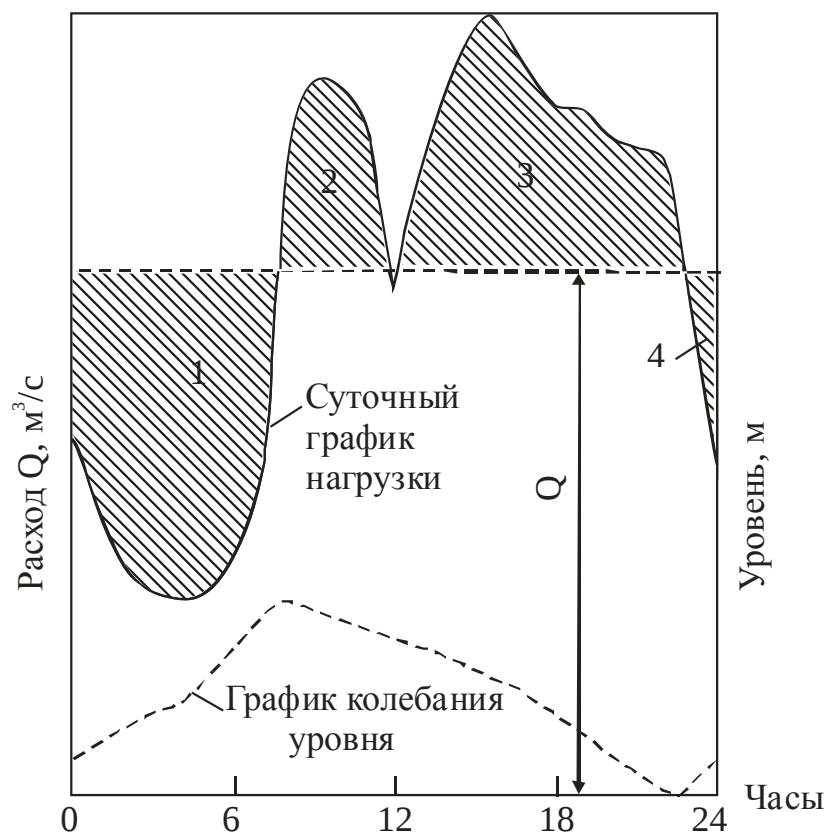


Рис. 2.4. Суточное регулирование

В течение суток уровень воды в водохранилище совершает полный цикл колебаний; при проведении только суточного регулирования уровень возвращается к своему исходному положению.

Недельное регулирование имеет целью обеспечить неравномерное потребление воды гидростанцией в течение недели в соответствии с недельными колебаниями нагрузки энергетической системы. Известно, что в нерабочие дни нагрузка системы несколько снижается за счет остановки промышленных предприятий, отсутствия в эти дни освещения в учреждениях и т.д. В этом случае в нерабочий день целесообразно снижать нагрузку ГЭС и накапливать воду в водохранилище; полученный запас воды может быть израсходован в течение рабочих дней недели, дополнительно к естественному стоку реки. Если водохранилище производит недельное и суточное регулирование, то в нем будут иметь место суточные колебания уровней. Однако к концу каждого рабочего дня водохранилище уже не будет возвращаться к тому уровню, который был в начале суток. Продолжительность полного цикла колебаний уровня будет равна одной неделе. Когда для недельного регулирования используется водохранилище, производящее

годовое или многолетнее регулирование, то уровень воды по окончании недельного цикла может оказаться ниже первоначального, если расходуется годичный запас воды, и выше первоначального в период накопления этого запаса. Для недельного регулирования требуется объем водохранилища порядка 10-50% суточной пропускной способности всех турбин ГЭС.

Годичное регулирование имеет целью перераспределение стока реки на протяжении года; оно осуществляется путем накопления избытков воды в многоводные сезоны и использования их в маловодные сезоны года (рис. 2.5). Продолжительность цикла колебаний уровня воды в водохранилище годового регулирования составляет один год. Объем водохранилища составляет 40-60% – при полном годовом регулировании от среднегодового стока (рис. 2.5,а) и 3-10% при частичном регулировании (рис. 2.5,б).

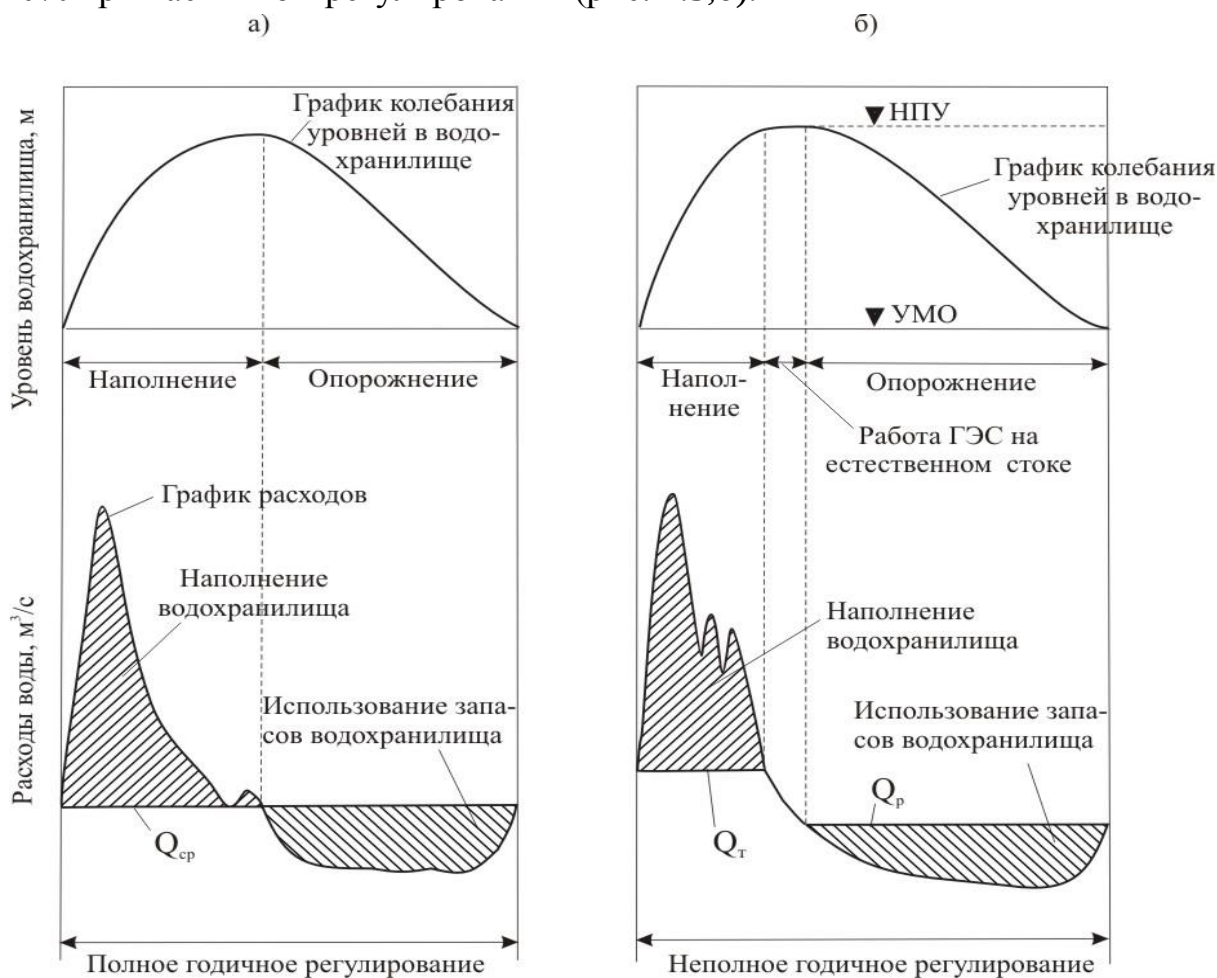


Рис. 2.5. Годичное регулирование стока

Многолетнее регулирование имеет целью увеличить расход воды и выработку энергии гидростанции в маловодные годы за счет стока многоводных лет.

При многолетнем регулировании стока водохранилище наполняется избыточным стоком многоводных лет и опорожняется в течение ряда

маловодных лет. При многолетнем регулировании по истечении годового периода уровень водохранилища не возвращается к тому положению, которое он занимал в начале года. Полный цикл колебаний уровня водохранилища составляет несколько лет. Для полного многолетнего регулирования необходим полезный объем водохранилища, равный одному-двум среднегодовым стокам реки, частичное многолетнее регулирование возможно осуществлять при емкости водохранилища порядка 50% среднегодового стока.

Каждый вид регулирования может быть полным или неполным, в зависимости от величины полезного объема водохранилища.

Неполное годичное регулирование начинает давать эффект в отношении увеличения расходов маловодного периода года при полезном объеме водохранилища 2-3% среднего объема годового стока. Если полезный объем водохранилища достигает 20-50% среднего объема годового стока, то можно осуществить полное, или близкое к полному, годичное регулирование, требующее полезную емкость, превышающую объем стока среднего года.

Кроме основных, различают специальные виды регулирования: компенсирующее, буферное, перерегулирование расходов, трансформация паводков, аварийное использование водохранилища.

Годичное регулирование стока

Расчеты годичного регулирования стока производятся для водохозяйственного года – с начала половодья данного календарного года до начала половодья следующего календарного года. В зависимости от конкретных условий ставится задача зарегулировать расход воды для орошения, водоснабжения и т. п., а для энергетики – расход воды или мощность ГЭС.

Графический расчет по интегральной кривой

Интегральная кривая представляет собой кривую нарастания притока воды в водохранилище во времени. Она обычно строится в косоугольных координатах. По оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат – разность между фактическим притоком и условным равномерным притоком. Расходы воды определяются по лучевому масштабу.

Допустим, имеется интегральная кривая (рис. 2.6) притока воды к водохранилищу за отрезок времени несколько больше года. Заданы полезная емкость водохранилища V и пропускная способность Q_T всех турбин ГЭС. Требуется провести регулирование стока на выравнивание расхода воды.

Если провести касательную АФ к интегральной кривой, то направление линии АФ определит значение среднего расхода Q_0 за водохозяйственный год.

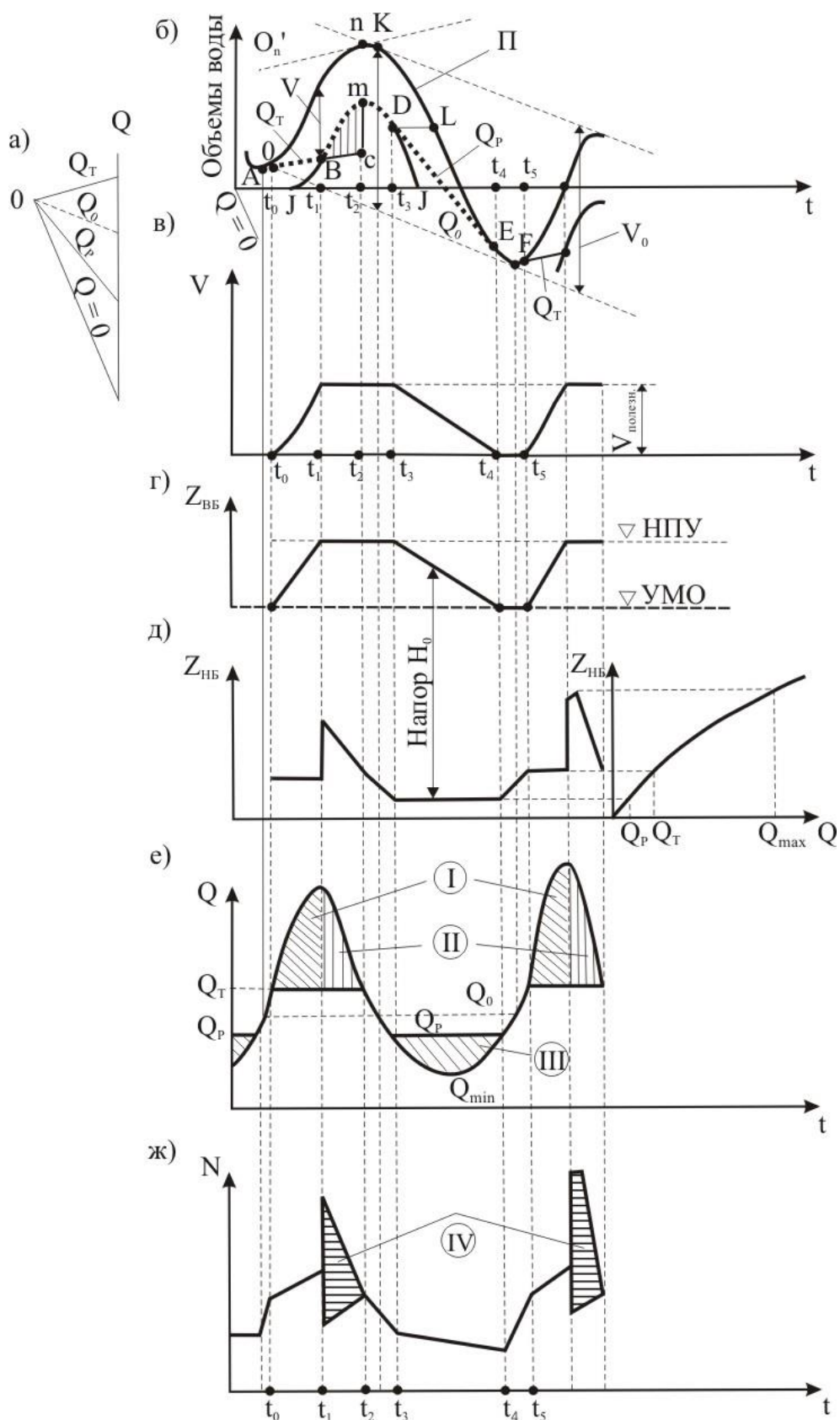


Рис. 2.6. Неполное годовое регулирование расхода воды: а) лучевой масштаб; б) интегральная кривая притока (Π) и графический расчет регулирования; в) объемы наполнения водохранилища; г) уровни ВБ; д) уровни НБ; е) расходы воды; ж) зарегулированная мощность; I – наполнение водохранилища; II – сброс излишков воды; III – сработка водохранилища от НПУ до УМО; IV – неиспользуемая мощность водотока

Значение Q_0 можно определить по лучевому масштабу, проведя из фокуса O луч, параллельный линии AF . Расстояние по вертикали между этими касательными определит объем водохранилища V_0 , необходимый для полного годовичного регулирования стока на постоянный расход воды Q_0 . Имеющийся объем $V \leq V_0$, поэтому можно провести только неполное годовичное регулирование.

Для облегчения расчетов построим вспомогательную кривую JJ , все точки которой отстоят по вертикали от соответствующих точек интегральной кривой на значение полезной емкости водохранилища V . Кривая JJ называется *нижней контрольной линией*. Допустим, что можно пренебречь разницей в потерях испарения при наличии и отсутствии водохранилища.

Предположим, что в половодье гидростанция работает с постоянным расходом Q_T , равным пропускной способности всех ее турбин. Проведем к интегральной кривой в точке O касательную OC , параллельную лучу турбинного расхода Q_T . Эта линия пересечет нижнюю контрольную линию JJ в точке B . При более точных подсчетах нужно учитывать изменение турбинного расхода с изменением напора.

Начиная с момента t_0 , происходит наполнение водохранилища, так как расходы притока оказываются больше пропускаемого через турбины расхода Q_T . В момент времени t_1 водохранилище полностью наполнено, а расходы притока все еще больше Q_T . Следовательно, начиная с момента времени t_1 , происходит сброс излишков воды сверх Q_T . В момент времени t_2 расход притока станет равным Q_T и сброс воды прекратится. Момент t_2 равенства расходов определяется точкой n касания линии O_n , параллельной лучу расхода Q_T . За время $t_2 - t_1$ через водосброс будет сброшен излишний объем воды, измеряемый отрезком cm . В течение времени от t_2 до t_3 ГЭС будет работать на естественных расходах, меньших Q_T .

Для определения постоянного зарегулированного расхода Q_p проведем касательную DE к нижней контрольной линии (точка D) и интегральной кривой (точка E). Значение зарегулированного расхода определим по лучевому масштабу, проведя луч параллельно линии DE . В момент t_3 ГЭС переходит на работу с постоянным расходом Q_p и водохранилище начинает опорожняться. Сработка водохранилища прекращается в момент t_4 , когда расход притока становится равным зарегулированному расходу Q_p . К этому моменту уровень воды в водохранилище достигает своего наинизшего положения.

Если с момента времени t_3 (точка D) выпускать из водохранилища постоянный расход, больший Q_p , то водохранилище преждевременно опорожнится (см. точку L), после чего придется переходить на работу с очень малыми естественными расходами воды. При пропуске же из водохранилища

расходов, меньших Q_p , водохранилище будет недоиспользовано и к моменту начала половодья следующего года в нем останется недоиспользованный объем воды.

На рис. 2.6 показаны расходы притока и зарегулированные расходы, объемы воды в водохранилище, уровни воды в бьефах, напоры и зарегулированные мощности ГЭС. Объем V определяется отрезками вертикальных прямых между интегральной кривой притока и зарегулированного стока $ABmDE$.

Уровни верхнего бьефа $Z_{ВБ}$ в каждый момент времени могут быть определены по объему воды V в водохранилище и кривой объемов, при этом объемы V откладываются вправо от мертвого объема $V_{умо}$.

Уровни нижнего бьефа $Z_{НБ}$ определяются суммарными расходами воды, поступающими через турбины ГЭС, судоходный шлюз и водосброс. Чем больше поступающий в нижний бьеф суммарный расход, тем выше уровень воды в нем. Для определения отметок уровня нижнего бьефа используется кривая связи расходов и уровней.

Напор H в каждый момент времени будет равен разности уровней в верхнем и нижнем бьефах за вычетом потерь напора Δh на вход и по длине водопроводящего тракта:

$$H = H_0 - \Delta h = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h$$

Зарегулированные мощности в каждый момент времени можно подсчитать по формуле:

$$N = 9,81 QH\eta, \text{ кВт},$$

где Q – зарегулированный расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$; H – соответствующий напор, м; η – коэффициент полезного действия ГЭС.

Неиспользованные мощности водотока, определяемые холостыми сбросами воды, выделены на рис. 2.6 горизонтальной штриховкой.

При регулировании на постоянный расход воды Q_p мощность ГЭС в период сработки водохранилища уменьшается вследствие снижения напора ГЭС, обусловленного понижением уровня верхнего бьефа. Для поддержания постоянной среднесуточной мощности ГЭС нужно было бы выпускать из водохранилища переменные среднесуточные расходы в начале сработки меньше Q_p , а в конце – больше. В соответствии с этим линия DE из прямой превратилась бы в кривую, обращенную выпуклостью вниз.

На разобранном выше примере была показана методика расчета годичного регулирования стока для одного года.

При проектировании гидростанции необходимо произвести расчеты за достаточно длинный период для того, чтобы показать, как может изменяться величина зарегулированного расхода в различные по стоку годы (многоводные, маловодные, средние и т. д.). Расчеты должны также показать, как изменяется продолжительность периодов сброса, которые, очевидно, будут большими для многоводных лет. В отдельные маловодные годы, при достаточно большой емкости водохранилища, может оказаться необходимым для наполнения водохранилища во время половодья выпускать из него расходы меньшие, чем пропускная способность гидростанции

Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем

При комплексном использовании водных ресурсов назначается режим регулирования стока, оптимальный для комплекса в целом. Обычно оказывается целесообразным регулирование переменных расходов, которые определяются технико-экономическими расчетами.

Рассмотрим расчет регулирования стока для ирригации и энергетики. Имеются интегральные кривые стока за 3 года (1982-1985 гг.), один из которых 1984-1985 гг., крайне маловодный. Для орошения требуется в период май – сентябрь из верхнего бьефа в среднем $500 \text{ м}^3/\text{с}$ и из нижнего бьефа – $800 \text{ м}^3/\text{с}$. В маловодный год расходы воды на орошение могут быть снижены до $400 \text{ м}^3/\text{с}$ из верхнего бьефа и $700 \text{ м}^3/\text{с}$ из нижнего бьефа. Для энергетики средний гарантированный расход воды в зимний период (декабрь-февраль) определен в размере $1050 \text{ м}^3/\text{с}$. Пропускная способность всех турбин ГЭС $Q_T = 2000 \text{ м}^3/\text{с}$. При заданных условиях графический расчет по интегральным кривым представлен на рис. 2.7.

В оросительный период (май-сентябрь) расходы воды, поступающей в нижний бьеф, будут в первые два года на $500 \text{ м}^3/\text{с}$, а в последний, крайне маловодный год на $400 \text{ м}^3/\text{с}$ меньше зарегулированных расходов, показанных на рис. 2.7. Должны учитываться также потери на испарение. Расходы воды сверх $Q_T = 2000 \text{ м}^3/\text{с}$ сбрасываются вхолостую через плотину. Отъем воды из нижнего бьефа на орошение не уменьшает мощность и выработку энергии ГЭС. По этим расходам воды определяются уровни нижнего бьефа, напоры и мощность ГЭС.

При многолетнем регулировании часть стока многоводных лет запасается в водохранилище, из которого вода расходуется в маловодные годы. Одновременно производится годичное регулирование стока, которое позволяет выравнивать сток внутри года.

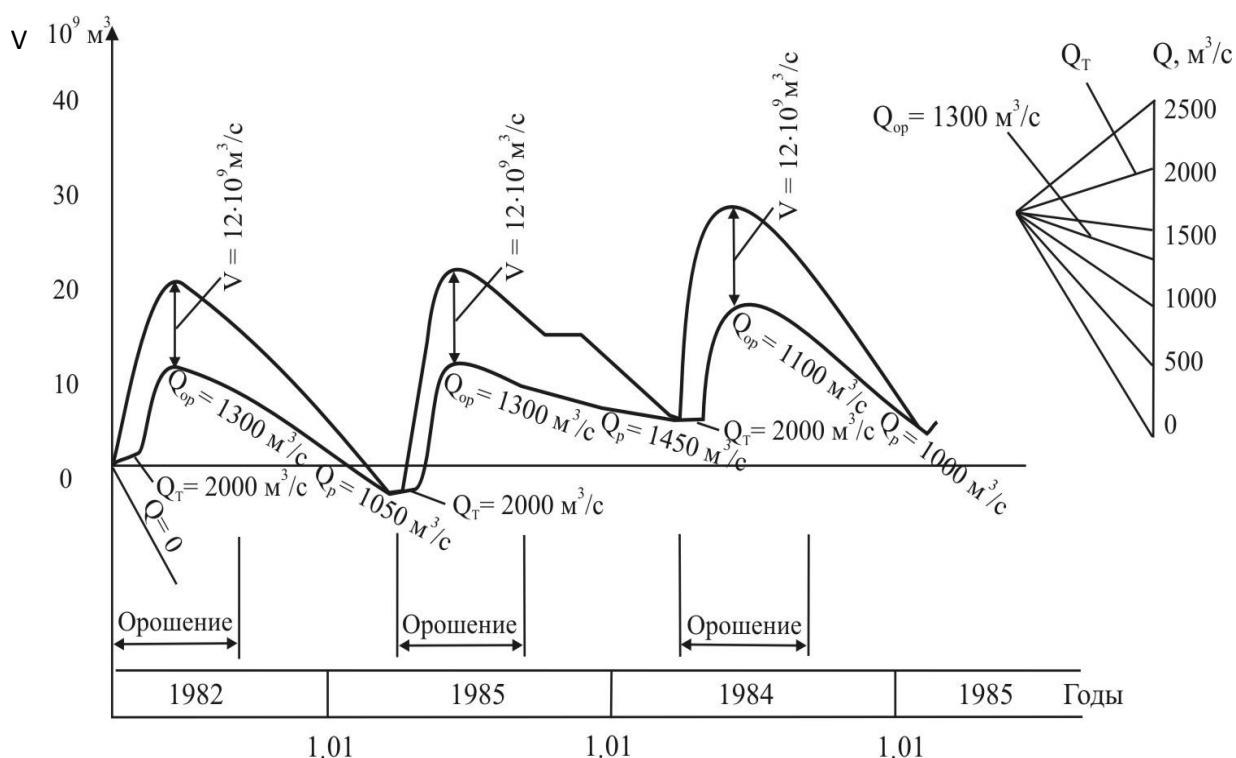


Рис. 2.7. Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем для ирригации и энергетики

Многолетнее регулирование стока по интегральной кривой

Длительное изучение стока рек показывает, что чередование многоводных и маловодных лет происходит периодами по несколько лет в каждом. Поэтому значение зарегулированного расхода воды при многолетнем регулировании будет определять не один год, а период маловодных лет. Период маловодных лет, в течение которых срабатывается весь полезный объем водохранилища, называется *критическим периодом*.

На рис. 2.8 представлена интегральная кривая стока 1 за 9-летний период. Средний расход воды за эти годы $Q_0 = 810 \text{ м}^3/\text{с}$. Для обеспечения постоянного среднего расхода воды брутто (т. е. включая потери на испарения и фильтрации) $Q_0 = 810 \text{ м}^3/\text{с}$ потребовался бы объем водохранилища $V = 42 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Этот объем можно определить, проведя к интегральной кривой в точках д и е соответственно крайнюю верхнюю и крайнюю нижнюю касательные, имеющие направление, параллельное направлению линии расхода воды Q_0 . Расстояние по вертикали между касательными определяет необходимый для этой цели объем водохранилища $V = 42 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, который в 2,2 раза больше объема среднегодового стока.

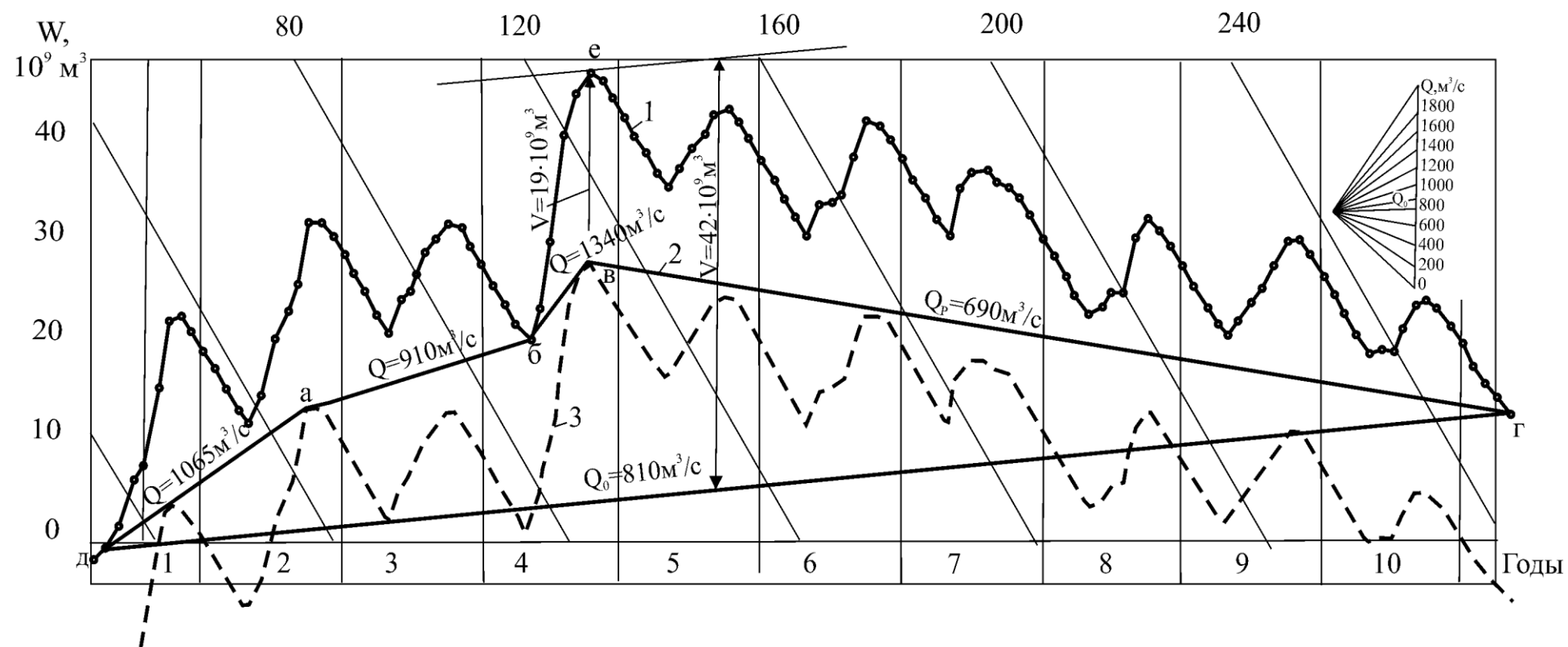


Рис. 2.8. Схема многолетнего регулирования стока на выравнивание расходов воды

Если объем водохранилища будет меньше, например, $V = 19 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, то в маловодный период можно обеспечить расход воды $Q_p < Q_0$. Построив нижнюю контрольную линию 3, отстоящую от интегральной кривой на расстояние, равное объему водохранилища $V = 19 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, проведем общую касательную **вг** к контрольной линии и к интегральной кривой. Направление этой касательной 2 определяет расход воды брутто $Q_p = 690 \text{ м}^3/\text{с}$, который может быть зарегулирован в маловодные годы.

В рассматриваемом календарном ряду при разных схемах регулирования должен получаться практически одинаковый зарегулированный расход

$Q_p = 690 \text{ м}^3/\text{с}$ для маловодного периода. В годы с большей водностью зарегулированный расход будет определяться принятой схемой регулирования.

Рассмотрим идеальную схему регулирования на выравнивание расхода воды (рис. 2.8). Из начала координат проведем касательную к нижней контрольной линии. В момент t_1 , определяемый точкой касания **а**, водохранилище заполнено до НПУ. Далее будем проводить касательные к контрольной линии и интегральной кривой так, чтобы в каждом периоде получить максимальный зарегулированный расход Q . Такой прием иногда образно называют построением по правилу натянутой нити. Направление каждого прямолинейного участка ломаной линии **дабвг** дает значение зарегулированного расхода, которое определяется по лучевому масштабу. Минимальный расход воды $690 \text{ м}^3/\text{с}$ в идеальной схеме получается для маловодного периода. В остальное время расходы воды значительно больше (от 910 до $1340 \text{ м}^3/\text{с}$).

Если пропускная способность турбин станции не меньше максимального зарегулированного расхода $Q_T > 1340 \text{ м}^3/\text{с}$, то гидростанция может использовать весь сток за вычетом объема воды, необходимого для шлюзования, и потерь воды на испарение, фильтрацию и т.п. При меньшей емкости водохранилища, а также при меньшей пропускной способности турбин окажутся неизбежными сбросы воды.

2.3. Водноэнергетические расчеты и режимы работы малых ГЭС

Под водноэнергетическими расчетами понимают совокупность операций выполняемых для определения выработки электроэнергии на ГЭС в условиях разной водности потока применительно к различным параметрам гидроузлов и водохранилищ (при проектировании) и правилам использования водных ресурсов (как при проектировании, так и при эксплуатации).

Водноэнергетические расчеты для малых ГЭС должны производиться, как правило, в том же объеме, что и для крупных гидроэлектростанций. При этом желательно использование по возможности длительных календарных рядов наблюдений, применение только характерных лет может привести к существенным погрешностям. Для расчетов МГЭС, как правило, не следует использовать обобщенный метод, который дает удовлетворительные результаты лишь для водохранилищ с большим относительным объемом.

Целью водноэнергетических расчетов является определение основных показателей и режимов работы ГЭС при различных параметрах гидроузла и при заданных графиках отдачи станции по мощности $N_{ГЭС}(t)$, расходу нижнего бьефа $Q_{НБ}(t)$ или уровням бьефов – верхнего $Z_{ВБ}(t)$ и нижнего $Z_{НБ}(t)$, составление многолетней характеристики режима работы гидроузла при выбранных в результате технико-экономических расчетов параметров. Такая характеристика составляется в виде хронологической последовательности и вероятностной характеристики изменения расходов воды и уровней в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов, напоров, мощностей и выработки электроэнергии на ГЭС.

Основными водноэнергетическими показателями ГЭС считаются мощности ГЭС – гарантированная (обеспеченная) $N_{гар}(N_p)$ и располагаемая $N_{расп}$, а также средняя многолетняя годовая выработка электроэнергии $\bar{E}_Г$.

Гарантированной, или обеспеченной, мощностью ГЭС $N_{гар}(N_p)$ называется минимальная среднемесячная, среднесезонная или среднегодовая мощность, которую выдает ГЭС с заданной надежностью. В проектной практике в качестве гарантированной может быть использована среднемесячная, средняя за межень, средняя за осенне-зимний период или среднегодовая мощность ГЭС. Располагаемая мощность ГЭС представляет собой максимальную мощность ГЭС, соответствующую расчетному напору, КПД и полной пропускной способности турбин ГЭС при этом напоре.

Мощность ГЭС в каждый момент времени определяется по зависимости:

$$N_{ГЭС} = 9,81 \cdot \eta_t \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_g \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{нетто}, \text{ кВт}$$

где $Q_{ГЭС}$ – расход воды, используемый ГЭС для получения электроэнергии, то есть расход воды, пропускаемый через турбины ГЭС, $\text{м}^3/\text{с}$; $H_{\text{нетто}}$ – полезный напор нетто, определяемый разностью уровней верхнего и нижнего бьефов с учетом гидравлических потерь в водопроводящих сооружениях, м; η_t – коэффициент полезного действия (КПД) турбины; η_g – КПД генератора; $\eta_{\text{пер}}$ – КПД механической передачи. Коэффициент полезного действия гидротурбины зависит от ее мощности, конструкции, диаметра рабочего колеса, изменения напоров. Для малых, средних и крупных гидротурбин с диаметром рабочего колеса $1 \div 10$ м наибольший КПД достигает значений $0,89 \div 0,95$; для гидрогенераторов в зависимости от их мощности КПД колеблется в пределах $0,92 \div 0,98$.

Суммарной характеристикой работы ГЭС за какой-то период является выработка электрической энергии $\mathcal{E}$:

$$\mathcal{E} = \bar{N} \cdot T, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где T – число часов работы ГЭС; $\bar{N}$ – средняя мощность в интервале T .

Исходными данными для водноэнергетических расчетов являются:

- сведения о речном стоке в створе проектируемой ГЭС. Обычно эти сведения представляются в виде гидрографов;

- годовых графиков изменения среднесуточных расходов воды (рис. 2.9, а). В силу того что материалы гидрометрических наблюдений малых рек часто представляются в виде среднемесячных значений, построенные по ним гидрографы имеют характерную ступенчатую форму (рис. 2.9, б);

- данные об экстремальных расходах воды (максимальных и минимальных);

- зависимости между расходами и уровнями воды в створе ГЭС в летнее и зимнее время. Эти зависимости обычно изображают графически в виде кривых зависимости уровня воды в реке (канале) $\nabla_{НБ}$ от бытового расхода $Q_{\text{быт}}$ (рис. 2.9, в). Кривые строят как для естественного состояния русла, так и для измененного профиля в результате сооружения ГЭС. Если на реке работает каскад ГЭС и подпор от нижележащей ГЭС распространяется до проектируемой и должен учитываться в зависимости $\nabla_{НБ} = f(Q_{\text{быт}})$;

- топографические характеристики водохранилища, представляемые в виде графиков зависимости объема V (рис. 2.9, г) и площади зеркала F (рис. 2.9, д) водохранилища от уровня верхнего бьефа;

- сведения о потребителях электроэнергии, представляемые в виде суточного графика нагрузки $N = F(T)$ (рис. 2.9, е);

- дополнительные сведения о внутригодовом потреблении воды различными неэнергетическими водопользователями, необходимыми санитарными и другими попусками.

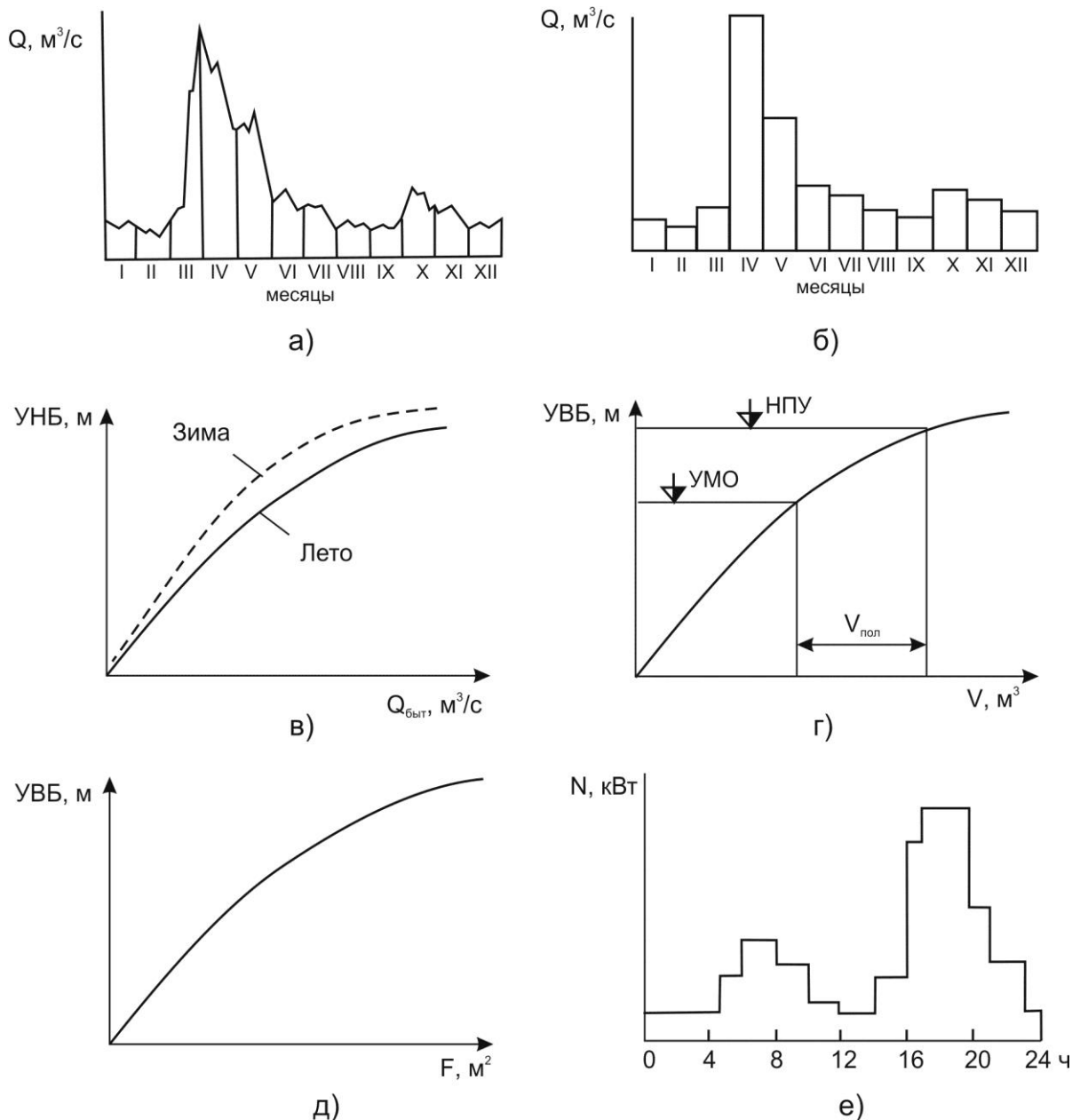


Рис. 2.9. Исходные данные для водноэнергетических расчетов

Степень возможного регулирования стока реки зависит от соотношения полезного объема водохранилища $V_{\text{пол}}$ и объема среднегогодового стока $V_{\text{ср}}$, а также от неравномерности распределения естественного стока во времени. Многолетнее, сезонное и даже недельное регулирование стока на малых ГЭС практически не осуществляют, так как необходимые для этих целей большие полезные объемы водохранилищ резко увеличивают капиталовложения на строительство ГЭС и делают их экономически неэффективными. Суточное перераспределение стока встречается довольно часто, однако в большинстве

случаев малые ГЭС работают практически без регулирования, на естественном режиме стока. Уровень верхнего бьефа таких ГЭС остается практически неизменным, а незначительные, как правило, колебания напора объясняются лишь изменениями уровня воды в нижнем бьефе.

Выработка электроэнергии при суточном регулировании будет меньше той, которую давала бы ГЭС, работая на естественном режиме стока, то есть без регулирования, так как средний за сутки уровень воды в нижнем бьефе при неустановившемся режиме всегда будет выше, чем при постоянном расходе, определяемом бытовым расходом, а среднесуточный уровень верхнего бьефа будет всегда ниже того, при котором ГЭС работала бы, не имея регулирования.

Потери суточного регулирования зависят от используемого напора. Чем меньше напор, тем сильнее сказываются эти потери, и для низконапорных ГЭС они достигают 3-5% суточной выработки ГЭС при ее работе на естественном расходе.

Водноэнергетические расчеты при небольшом ряде наблюдений выполняют по характерным годам, в качестве которых принимают следующие годы:

- средний по водности год, близкий к среднегодовому;
- по данным такого года выбирают расчетный расход $Q_{расч}^{ГЭС}$, позволяющий при заданном напоре подсчитать $N_{ГЭС}$ и возможную выработку электроэнергии.
- маловодный год 75 или 90%-ной обеспеченности по годовому стоку; по данным этого года проверяют обеспеченность водой, а также подсчитывают выработку электроэнергии в условиях нехватки воды.

В зависимости от наличия исходных гидрометрических данных задача выбора того или иного характерного года решается различными способами. При относительно длинных (более 8-10 лет) наблюдениях применяют метод статистической обработки материалов, а при кратковременных – метод аналогий, который заключается в сопоставлении результатов наблюдений по изучаемой реке с данными по другой реке (аналогу), сходной по характеру стока с изучаемой. При отсутствии непосредственных наблюдений расчетные гидрографы строят по модулям стока и модульным коэффициентам, используя для этого специальные карты.

Методы выполнения водно-энергетических расчетов

Существуют следующие методы водно-энергетических расчетов:

1. Календарный метод, который выполняется по естественным гидрологическим рядам с последующей их статистической обработкой. При

этом предполагается, что наблюдаемый в прошлом режим стока реки сохранится в будущем.

2. Обобщенный метод – по статистическим параметрам стока оцениваются вероятности различных чередований водности рек. Проводятся по статистическим параметрам стока ($\bar{Q}_i$, $\bar{W}_i$, C_v , C_s , r).

3. Методы установления гидрологических параметров стока малых рек по данным соседних рек-аналогов, по картам модулей стока и др.

Для проектных водноэнергетических расчетов гидроэнергетических установок наиболее распространенным является календарный метод, в котором используется последовательность расходов воды, измеренных в реке. Такие расчеты годовичного и многолетнего регулирования стока проводятся табличным способом или графически по интегральной кривой. Первый способ дает бóльшую точность, а второй – характеризуется наглядностью.

Такие водноэнергетические расчеты целесообразно выполнять, как правило, по декадным (половодье) и месячным (в межень) интервалам времени. Применение суточных интервалов оправдано только для ГЭС с водохранилищами суточного регулирования.

Для водноэнергетических расчетов на малых реках используют также методы расчета гидрологических параметров стока по данным рек-аналогов, по картам модулей стока и др.

Рассмотрим расчет среднегогодовой выработки энергии ($\mathcal{E}_r$) для одной из проектируемых МГЭС с нерегулируемым водохранилищем по кривой обеспеченности расходов воды (рис. 2.10).

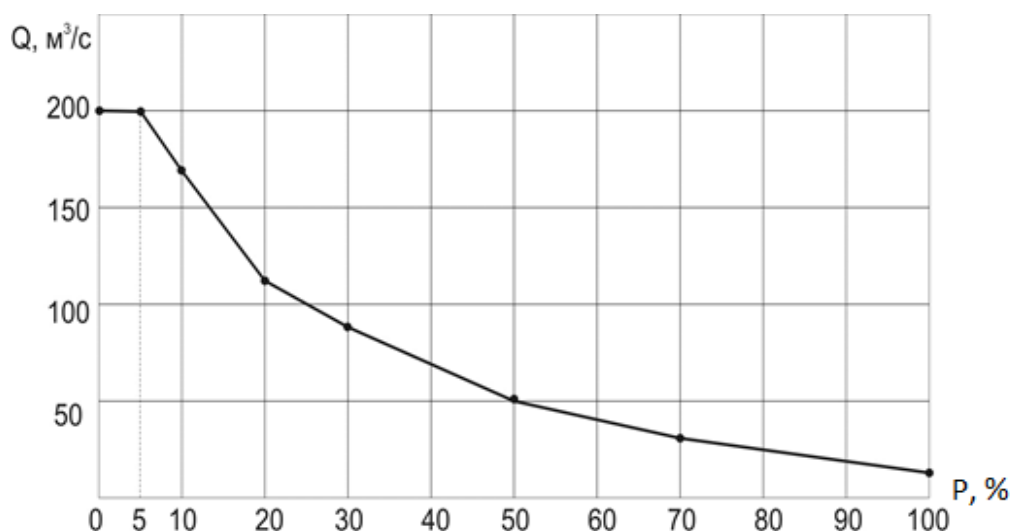


Рис. 2.10. Кривая продолжительности ежедневных расходов воды в створе ГЭС

Исходные данные: НПУ – 665 м, $N_{yct} = 100$ МВт, потери стока – 1 м³/с, потери напора $h = 2,0$ м, пропускная способность ГЭС (нетто) – 160 м³/с, коэффициент мощности $K_N = 8,5$ ($K_N = 9,91 \cdot \eta_{га}$).

Расчет $\bar{E}_r$ проводится в табличной форме (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Расчет среднегогодовой годовой выработки энергии ГЭС с нерегулируемым водохранилищем

p, %	Q, м ³ /с	Δp		Z _{НБ}	H _{нетто} = Z _{НПУ} - Z _{НБ} - h _п , м	Q _{ГЭС нетто} , м ³ /с	N _{ГЭС} , кВт	ΔE , млн. кВт·ч
		%	час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	196	5	438	592,2	70,8	160	96288	42,2
10	166	5	438	591,9	71,1	160	96696	42,3
20	100	10	876	591,5	71,5	109	66245	58,0
30	85,0	10	876	591,2	71,8	84	51265	44,9
50	49,0	20	1752	590,9	72,1	48	29417	51,5
70	30,0	20	1752	590,7	72,3	29	17822	31,2
100	13,4	30	2628	590,5	72,5	12,4	7642	20,1
Σ^*	5742	100	8760			5442		290,2
Среднее	57,42					54,42		

$\Sigma^* = 196 \cdot 5 + 166 \cdot 5 + 110 \cdot 10 + 85 \cdot 10 + 49 \cdot 20 + 30 \cdot 20 + 13,4 \cdot 30 = 5742$ – для водотока

$\Sigma^* = 160 \cdot 5 + 160 \cdot 5 + 109 \cdot 10 + 84 \cdot 10 + 48 \cdot 20 + 29 \cdot 20 + 12,4 \cdot 30 = 5442$ – для работы ГЭС

Мощность ГЭС: $N_{ГЭС} = 8,5 Q_{ГЭС} \cdot H_{нетто}$, а $\Delta E = N_{ГЭС} \cdot \Delta p_{ч}$. Уровень нижнего бьефа $Z_{НБ}$ определяется по кривой $Q = f(Z_{НБ})$.

Расход воды в створе ГЭС (Q , м³/с) снимается с кривой обеспеченности расходов воды (рис. 2.10) на конец Δp . Столбец 8 мощности ГЭС $N_{ГЭС}$ определяется с учетом пропускной способности ГЭС $Q_{ГЭС}$ (столбец 7) при соответствующем значении повторяемости p . Столбец 9 выработки ГЭС для данной повторяемости ΔE определяется произведением мощности ГЭС (столбец 8) на время, соответствующее расходу с данной повторяемостью (столбец 4).

По данным из табл. 2.2. можно определить коэффициент использования стока на ГЭС – $\eta_{стока}$, который численно равен отношению среднего расхода через ГЭС – $Q_{ГЭС}$ (54,42 м³/с) к среднему расходу воды водотока –

$Q_{\text{водотока}} (57,42 \text{ м}^3/\text{с})$. В данном примере коэффициент использования стока $\eta_{\text{стока}} = Q_{\text{ГЭС}} / Q_{\text{водотока}} = 54,42 / 57,42 = 0,95$.

Вторым водноэнергетическим параметром ГЭС является гарантированная выработка электроэнергии – минимальная выработка расчетной обеспеченности, которая принимается с учетом удельного веса ГЭС в энергосистеме. В данном примере с учетом малого удельного веса ГЭС расчетная обеспеченность принята 85%. По табл. 2.2 с учетом аппроксимации $\mathcal{E}_{85\%} = 25,6 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$.

Водноэнергетические расчеты при работе малой ГЭС на естественном режиме стока

Предположим, что на одном из водотоков, гидрограф которого за расчетный период изображен на рис. 2.11, предполагается строительство малой ГЭС. В соответствии с местными условиями для проектируемой ГЭС принята некоторая отметка НПУ. Полезный объем образованного водохранилища недостаточен для регулирования бытового стока.

Зависимость $\nabla \text{ВБ} = f(T)$ на рис. 2.11 изображает постоянный уровень верхнего бьефа. В многоводные периоды постоянство уровня ВБ может быть обеспечено за счет сброса в НБ расходов, превышающих пропускную способность турбин ГЭС. В маловодные периоды расходы турбин будут равны бытовым расходам водотока. Пунктирные линии на графике $\nabla \text{ВБ} = f(T)$ показывают временное повышение (форсирование) уровня верхнего бьефа при прохождении паводка, которое может происходить в том случае, если расходы водотока оказываются больше расходов, определяемых суммарной пропускной способностью гидротурбин и водосбросов.

График $\nabla \text{НБ} = f(T)$ строят с помощью графика зависимости уровня воды в реке от бытового расхода.

По известным отметкам верхнего и нижнего бьефов для каждого месяца рассчитывают средний статический напор $H_{\text{ст}}$, а затем – напор брутто ГЭС по формуле $H = H_{\text{ст}} - h_{\text{пот}}$. Суммарные гидравлические потери в подводящих и отводящих водоводах ГЭС $h_{\text{пот}}$ на предварительных стадиях проектирования могут приниматься в пределах 2-10% $H_{\text{ст}}$ в зависимости от принятой схемы компоновки ГЭС (русовая, приплотинная или деривационная).

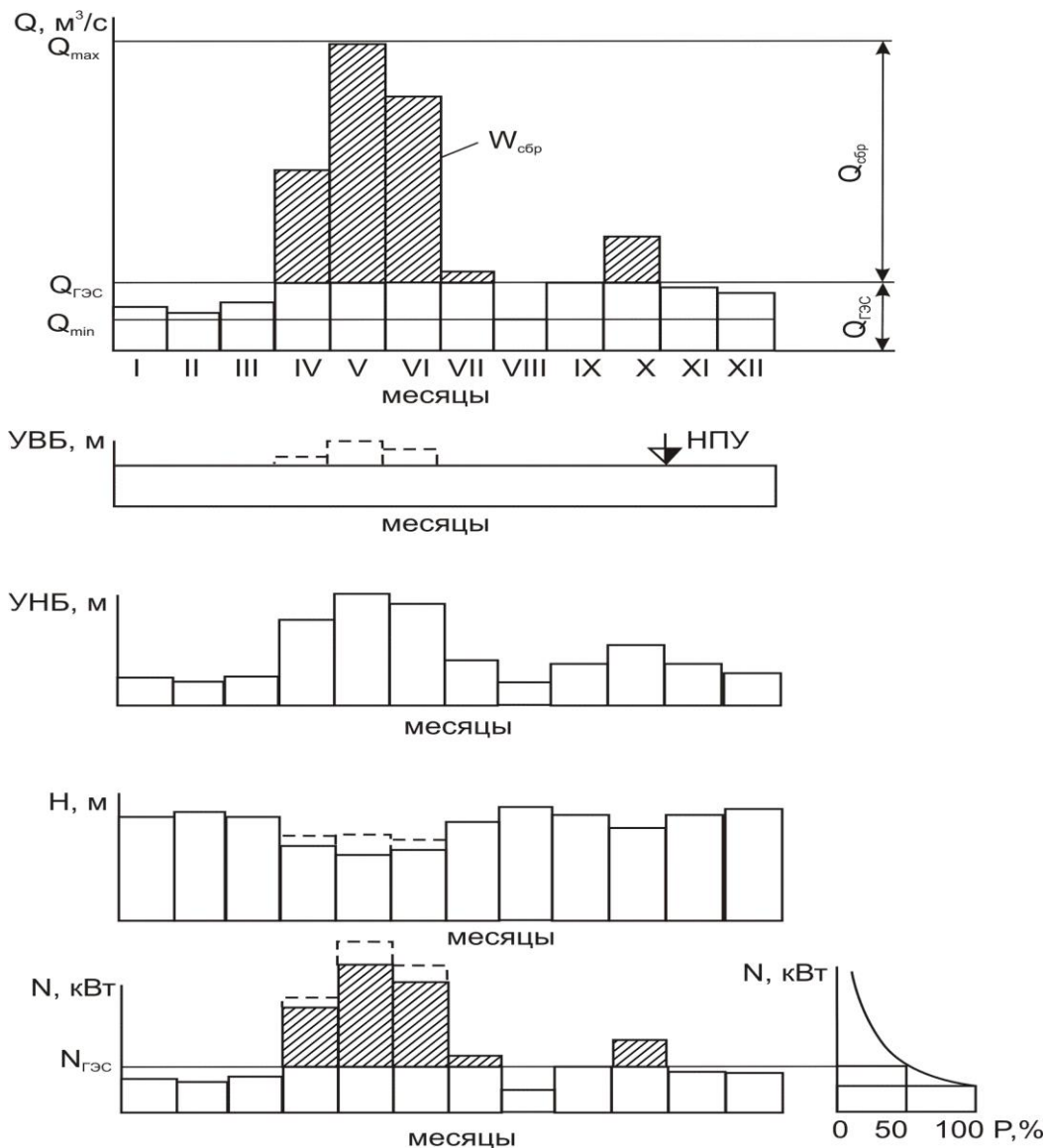


Рис. 2.11. Водноэнергетические расчеты при работе малой ГЭС на естественном режиме стока

По известному расходу и напору ГЭС подсчитывают среднесуточную мощность ГЭС N , обеспечиваемую водотоком:

$$N = 9,81 \cdot H \cdot Q \cdot \eta_{га}.$$

Коэффициент полезного действия $\eta_{га}$ берут по рекомендациям заводоизготовителей энергетического оборудования и с достаточной для предварительных расчетов степенью точности принимают постоянным.

Внутригодовое изменение N показано на нижнем графике рис. 2.11.

Таким образом, рабочая мощность гидроэлектростанции $N_{ГЭС}$ может быть принята любой в пределах от минимальной до максимальной среднесуточной мощности, обеспечиваемой водотоком. Оптимальным обычно оказывается вариант, при котором $N_{max} > N_{ГЭС} > N_{min}$ (эта мощность на графике $N = f(T)$ рис. 2.11 показана прямой горизонтальной линией). По известному напору

обратным порядком может быть определен расход $Q_{ГЭС}$ пропускаемый турбинами ГЭС. Пропускная способность водосбросных сооружений:

$$Q_{сбр} = Q_{max} - Q_{ГЭС}.$$

Максимальная выработка электроэнергии, обеспечиваемая водотоком, равна площади графика $N = f(T)$, ограниченной осью абсцисс и ломаной линией, показывающей изменение мощности водотока, так как

$$\mathcal{E}_{max} = \int_0^T N(t)dt.$$

Действительная выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{ГЭС}$ при $N_{ГЭС} < N_{max}$ меньше $\mathcal{E}_{max}$, равна площади графика $N = f(T)$, расположенной ниже горизонтальной линии $N_{ГЭС} = const$. Остальная энергия (заштрихованная часть графика) теряется при холостых сбросах через водопропускные сооружения.

По приведенному выше алгоритму проведены водноэнергетические расчеты подлежащей реконструкции малой гидроэлектростанции «Ичалки» на р. Пьяна в Нижегородской области.

Водноэнергетические расчеты выполнены при нескольких отметках НПУ, близких к существующему. Путем сравнения полученных результатов: расчетного напора, мощности и выработки электроэнергии выбран оптимальный вариант.

Водноэнергетические расчеты выполнены в следующей последовательности:

- строится график зависимости уровня верхнего бьефа во времени $z_{ВБ} = f(T)$;
- строится график $Q_{реки} = f(T)$;
- строятся графики $z_{НБ} = f(T)$ и $H_{ст} = f(T) = z_{ВБ} - z_{НБ}$, с учетом потерь напора, принятыми равными 2%: $H_0 = 0,98 \cdot H_{ст}$;
- рассчитывается мощность водотока $N_0 = 9,81 \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_0$;
- по данным $N_0 = f(T)$ строится кривая обеспеченности мощности водотока;
- по этой кривой обеспеченности устанавливается гарантированная по воде мощность ГЭС $N_{гар}^{ГЭС}$ для 50% обеспеченности ($N_{гар}^{ГЭС} = N_{гар}^{вод} \cdot \eta_{га}$, где $\eta_{га} = \eta_t \cdot \eta_{ген}$).

Предполагается, что в многоводные периоды расходы воды, превышающие $Q_{ГЭС}$, сбрасываются в нижний бьеф через водосбросы. В маловодные периоды года расход МГЭС будет равен расходу водотока (реки).

Водноэнергетические расчеты выполнены для трех характерных лет. В качестве примера представлены расчеты для средневодного года в табл. 2.3, а кривая обеспеченности мощности водотока – на рис. 2.12 при расчетных

исходных данных: НПУ = 99,6 м; УМО = 99,1 м; Н_р = 3,25 м; гидростанция работает на транзитном естественном стоке.

Таблица 2.3

Расчет среднемесячной выработки энергии для средневодного года

Годы	Месяц	Q _{реки} , м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H, м	N ₀ , кВт	Q _{гэс} , м ³ /с	N _г , кВт	Э _{ср.мес.} , тыс.кВт·ч	Примеч.
Средневодный	1	3,31	99,6	95,83	3,77	122,4	3,31	112,7	83,85	
	2	3,1	99,6	95,81	3,79	115,3	3,1	106,1	71,30	
	3	3,66	99,6	95,85	3,75	134,66	3,66	123,9	92,18	
	4	106,0	99,6	97,42	2,18	2266,9	5,0	98,4	70,85	
	5	24,9	99,6	96,40	3,20	981,7	5,0	144,5	107,51	
	6	6,0	99,6	95,97	3,63	212,6	5,0	163,9	118,01	
	7	5,0	99,6	95,95	3,65	179,4	5,0	164,8	122,61	
	8	4,1	99,6	95,89	3,71	149,9	4,1	137,4	102,23	
	9	3,8	99,6	95,87	3,73	140,5	3,8	128,0	92,16	
	10	3,8	99,6	95,87	3,72	139,4	3,8	128,0	95,23	
	11	3,5	99,6	95,85	3,75	130,2	3,5	118,5	85,32	
	12	6,0	99,6	95,97	3,63	212,2	5,0	163,9	121,94	
										Σ _{год} = 1163,2 тыс. кВт·ч

По кривой обеспеченности мощности водотока (рис. 2.12) для $p = 50\%$ определена гарантированная мощность ГЭС, равная $160 \cdot 0,92 = 147$ кВт (0,92 – КПД генератора).

Величина $Q_{ГЭС} = 5,0$ м³/при $p=50\%$ по кривой обеспеченности (рис. 2.13) соответствует расчетному расходу воды.

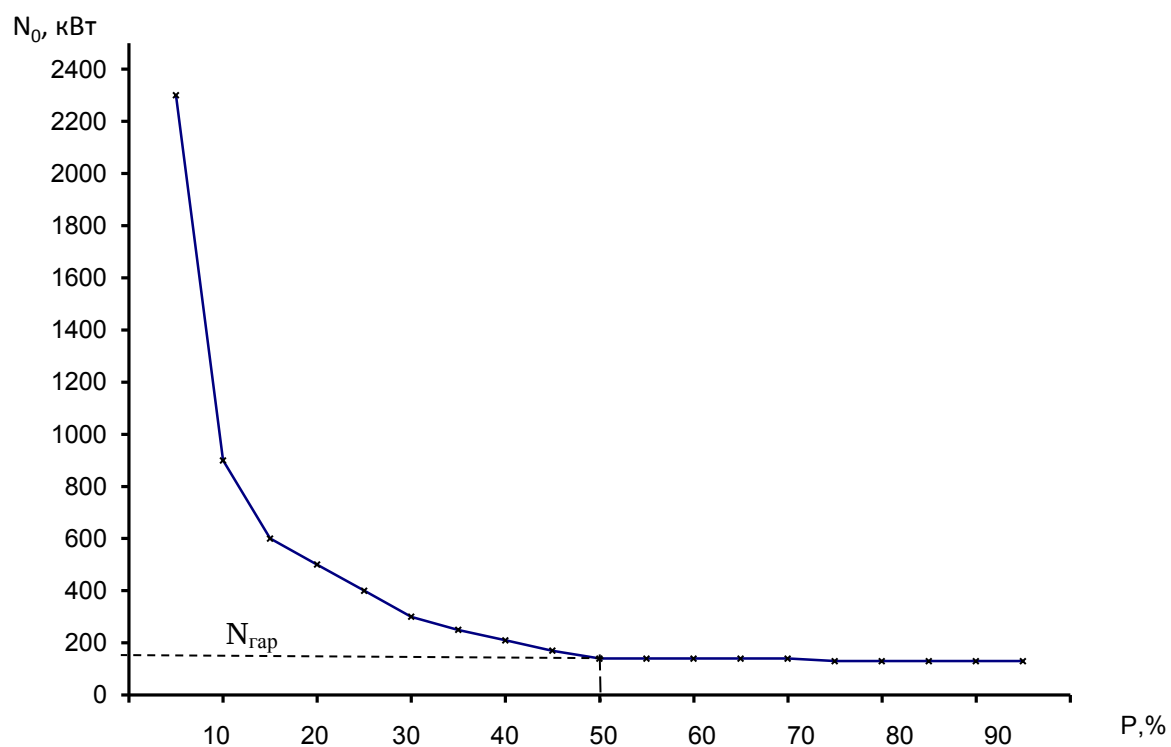


Рис. 2.12. Кривая обеспеченности мощности водотока

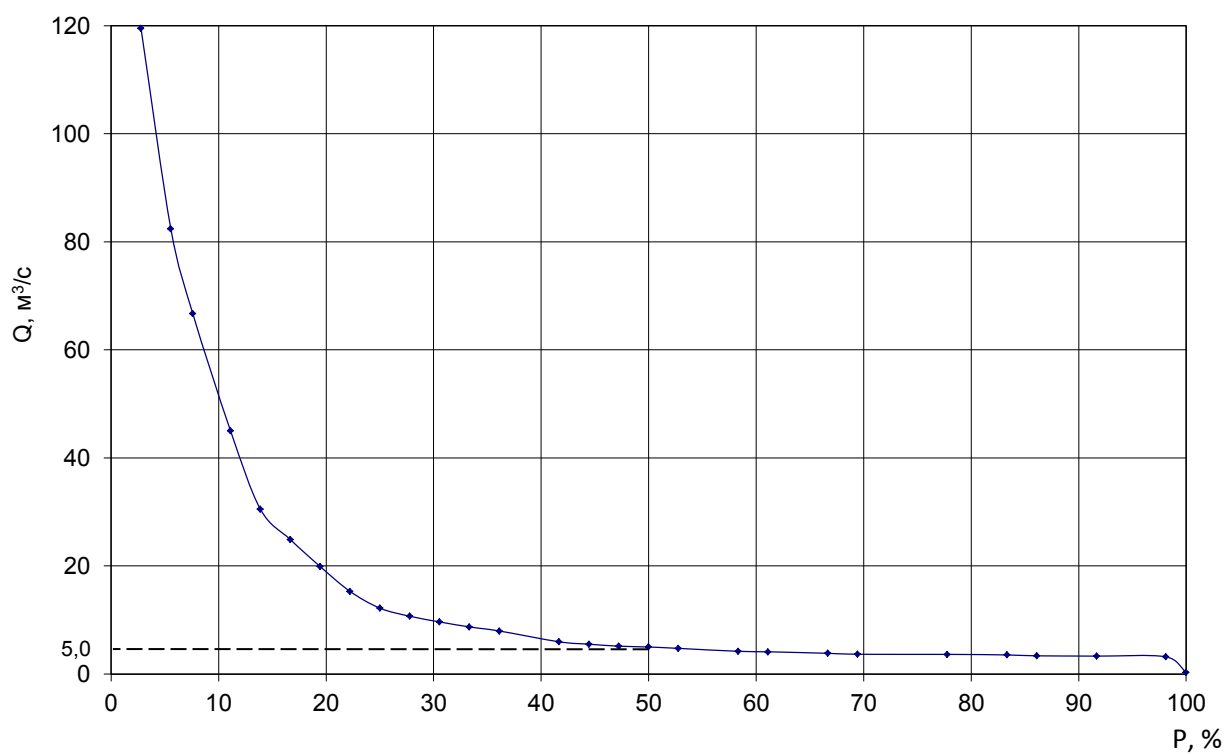


Рис. 2.13. Кривая обеспеченности расхода воды

Таким образом, по результатам водноэнергетических расчетов установлены следующие основные параметры малой гидроэлектростанции «Ичалки»: НПУ = 99,6 м; УМО = 99,1 м; $Q_{ГЭС} = 5,0 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_p = 3,25 \text{ м}$; $N_{расп} = N_{уст} = 170 \text{ кВт}$; $\mathcal{E}_{ср} = 1163,2 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$.

Водноэнергетические расчеты с использованием гидрометрических измерений по реке-аналогу

При относительно кратковременных рядах наблюдений или при их отсутствии используют метод аналогий, который заключается в сопоставлении результатов наблюдений по изучаемой реке с данными по другой реке-аналогу, сходной по характеру стока, величине водосборного бассейна, длине.

В качестве примера ниже представлены водноэнергетические расчеты по реконструируемой малой гидроэлектростанции на р. Андреевка (Ленинградская область).

Возможная реконструкция сооружений Андреевской деривационной гидроэлектростанции, построенной в 40-х годах прошлого века, выведенной из эксплуатации в 1970-е годы и разрушенной в настоящее время, вызвала необходимость проведения водноэнергетических расчетов для уточнения ее энергетических параметров.

Систематических измерений гидрологических параметров стока на р. Андреевка, по крайней мере с 1950-х годов, не проводилось. При выполнении водноэнергетических расчетов были использованы данные гидрометрических измерений стока по реке-аналогу.

Для определения подходящей реки-аналога были проанализированы характеристики для десяти рек правобережной части р. Невы и Карельского перешейка (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Максимальные расходы весеннего половодья и дождевых паводков рек правобережной части р. Невы и Карельского перешейка

Река, пункт	А, км ²	Q _{1%} , м ³ /с		Q _{10%} , м ³ /с		k = Q _{дожд} /Q _{вес}	
		весен.	дожд.	весен.	дожд.	p = 1 %	p = 10 %
Панкан-оя – Дружноселье	15,3	3,16	2,24	2,08	1,21	0,71	0,58
Рая-оя – Дружноселье	17,1	8,18	2,51	3,79	1,45	0,31	0,38
Петровка – Дружноселье	78,6	14,9	11,4	10,8	6,60	0,76	0,61
Авлога – д.Матокса	89,1	26,8	16,9	16,9	8,90	0,63	0,53
Перовка – Гончарово	257	44,3	21,1	28,5	13,7	0,48	0,48

Охта – Новое Девяткино	340	66,1	40,6	45,9	24,8	0,61	0,54
Сестра – Белоостров	390	74,9	36,9	49,9	24,0	0,49	0,48
Волчья – д.Варшко	458	29,0	19,5	27,1	13,9	0,67	0,51
Селезневка – Лужайка	486	72,6	37,2	48,8	20,7	0,51	0,42
Гороховка – Токарево	700	39,4	28,8	30,2	20,5	0,73	0,68

Для каждого створа вычислялся коэффициент k , представляющий собой отношение максимального расхода дождевого паводка к максимальному расходу весеннего половодья для обеспеченностей 1% и 10%. Анализ результатов табл. 2.4, показал, что в качестве аналога может быть выбрана р. Перовка в створе дер. Гончарово Ленинградской области. Многие параметры этой реки и реки Андреевка близки: площадь водосбора 257-285 км²; величины C_v : 0,30-0,28; величины соотношения C_s/C_v : 2,16-2,00 соответственно для р. Перовка и р. Андреевка, длины рек и их уклоны. Поэтому в качестве расчетных для р. Андреевка были приняты статистические параметры по реке-аналогу: средний многолетний модуль стока равен 9,74 л/с·км² (рис. 2.14); коэффициент вариации $C_v = 0,28$; $C_s/C_v = 2$.

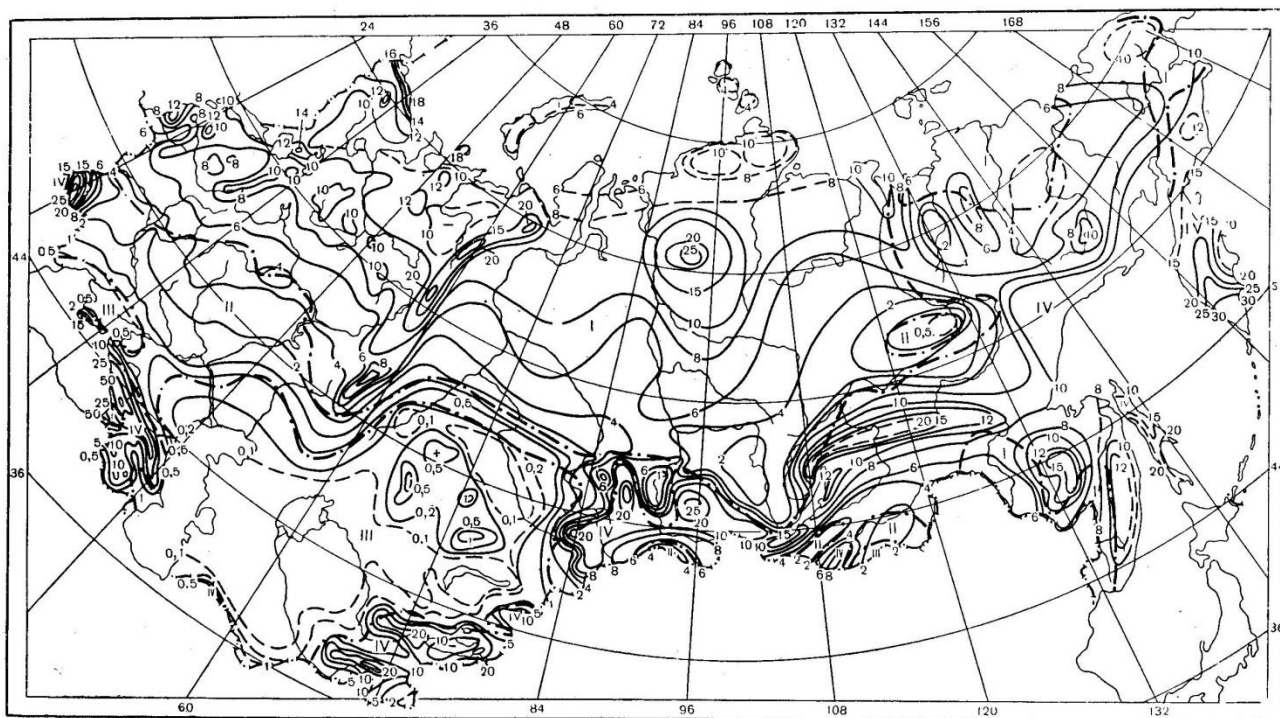


Рис. 2.14. Карта модуля среднегодового стока рек СНГ, л/с·км²

В результате водноэнергетических расчетов установлены и обоснованы основные параметры гидроэлектростанции: отметки НПУ и УМО, напоры, расходы агрегатов, гарантированная и установленная мощности ГЭС, выработка энергии в разные по водности годы.

Исходные данные

На Андреевском гидроузле нормальный подпорный уровень (НПУ) принят равным 99,0 м (условная отметка), порог водосливного пролета имеет отметку 98,50 м, исходя из чего глубина сработки составляет 0,5 м.

Среднеголетний расход воды в р. Андреевка определен по формуле:

$$\bar{Q}_0 = \frac{\bar{q} \cdot F_6}{1000},$$

где $\bar{q} = 9,74$ л/с·км² – модуль среднеголетнего стока; $F_6 = 285$ км² – площадь водосборного бассейна.

Следовательно,

$$\bar{Q}_0 = \frac{9,74 \cdot 285}{1000} = 2,78 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Объем среднеголетнего стока:

$$\bar{W} = \bar{Q}_0 \cdot T_0,$$

где $T_0 = 31,5 \cdot 10^6$ – число секунд в году и

$$\bar{W} = 2,78 \cdot 31,5 \cdot 10^6 = 8,76 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Коэффициенты вариации C_V и асимметрии C_S годового стока приняты равными $C_V = 0,28$; $C_S = 2C_V$.

Модульный коэффициент K_p для $C_V = 0,28$ находится по формуле:

$$K_p = K_{\text{табл}} \cdot C_V + 1.$$

Значения K_p и $K_{\text{табл}}$ представлены в табл. 2.5, кривая обеспеченности – на рис. 2.15. Для расчетной обеспеченности $P_p = 50\%$ модульный коэффициент $K_p = 1,27$.

Среднегодовой расход воды находится по формуле:

$$Q_{\text{ср}} = K_p \cdot \bar{Q}_0.$$

Таблица 2.5

P, %	0,1	0,5	1	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95
$K_{\text{табл}}$	1,96	1,77	1,67	1,45	1,33	1,2	1,11	1,04	0,98	0,96	0,85	0,77	0,69	0,62
K_p	1,55	1,50	1,47	1,41	1,37	1,34	1,31	1,29	1,27	1,26	1,24	1,22	1,19	1,17

Таким образом, $Q_{\text{ср}} = 1,27 \cdot 2,78 = 3,54$ м³/с.

Среднегодовой сток находится по формуле:

$$W_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} \cdot T_0,$$

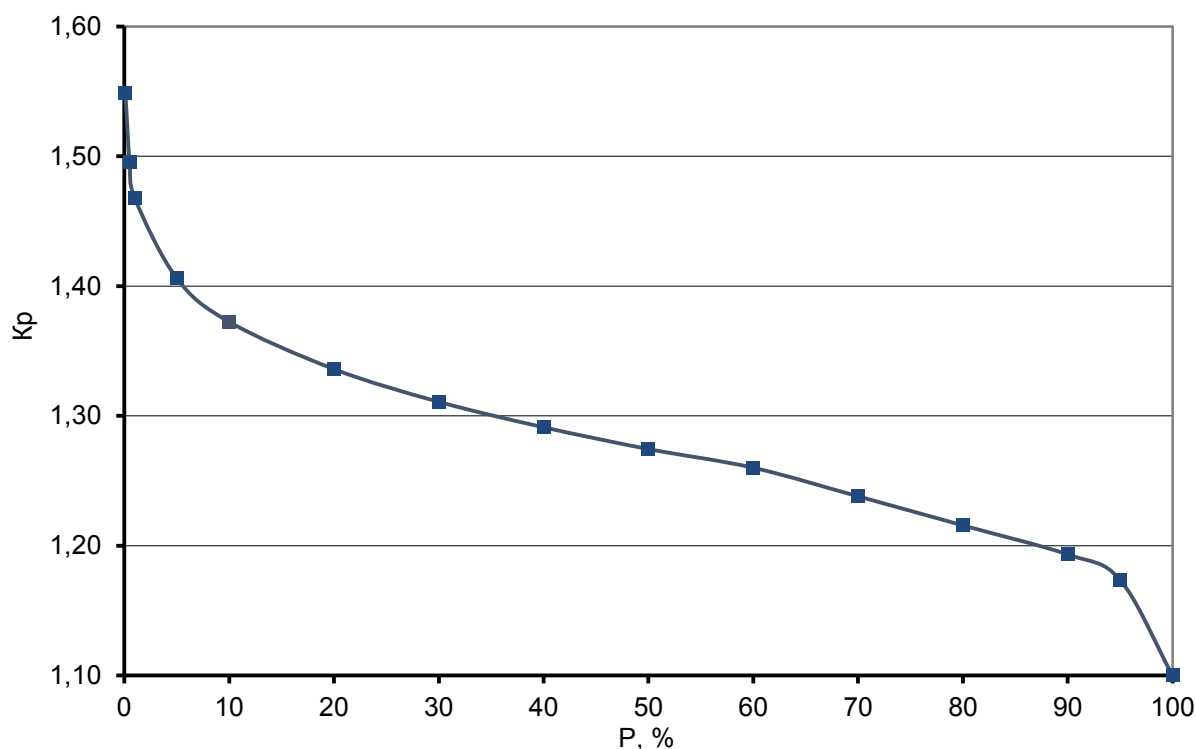


Рис. 2.15. Аналитическая кривая обеспеченности K_p при $C_S = 2C_V$, $C_V = 0,28$

или

$$W_{cp} = 3,5 \cdot 31,5 \cdot 10^6 = 11,1 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Стоковый режим р.Андреевка, по данным РГГМУ, представлен в табл. 2.6 в виде среднемесячных расходов воды для характерных лет с обеспеченностью 25% (многоводный), 50% (средневодный) и 75% (маловодный).

Таблица 2.6

Внутригодовое распределение стока р. Андреевка для характерных лет

Месяц			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средний многоводный год	25%	Расход, м ³ /с	6,10	2,34	3,58	11,90	14,80	3,38	2,51	3,18	7,54	7,63	7,01	6,68	6,39
		в % к годовому стоку	7,96	3,05	4,67	15,53	19,31	4,41	3,27	4,15	9,84	9,95	9,15	8,71	100
Средний по водности год	50%	Расход, м ³ /с	1,59	1,12	1,33	6,78	4,52	1,47	0,93	1,11	1,82	2,76	3,17	2,75	2,45
		в % к годовому стоку	5,42	3,82	4,53	23,10	15,40	5,01	3,17	3,78	6,20	9,40	10,80	9,37	100
Средний мало-	75%	Расход, м ³ /с	0,50	0,36	0,36	2,36	2,14	0,73	0,46	0,27	0,49	0,75	0,96	0,84	0,85

ВОДНЫЙ ГОД		в % к годовому стоку	4,89	3,52	3,52	23,09	20,94	7,14	4,50	2,64	4,79	7,34	9,39	8,22	100
---------------	--	----------------------------	------	------	------	-------	-------	------	------	------	------	------	------	------	-----

Результаты водноэнергетических расчетов, обоснование установленной мощности ГЭС и выработки электроэнергии

Водноэнергетические расчеты выполнены балансовым методом по месячным интервалам времени для трех характерных лет, при этом расчетная обеспеченность естественного годового стока в створе сооружений гидроузла принята равной 25, 50 и 75%.

Установленный режим использования расхода реки при принятой компоновке гидроузла обеспечивает круглогодичный забор расхода воды из реки, включая полное использование стока агрегатами малой ГЭС в зимний период и в периоды межени.

Использованы следующие расчетные зависимости:

- среднемесячный сток

$$W_i = Q_i \cdot T_i ,$$

где Q_i – среднемесячный расход воды, м³/с; T_i – количество секунд в месяце;

- среднемесячная мощность

$$N_i = 9,81 \cdot H_i \cdot Q_i \cdot \eta_{га} ,$$

где $\eta_{га}$ – КПД гидроагрегата, принят равным 0,88;

- число часов использования гидроэлектростанции

$$T = \frac{\mathcal{E}_{cp}}{N_{уст}} ,$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность ГЭС; $\mathcal{E}_{cp}$ – среднегодовая выработка электроэнергии.

Среднегодовая выработка энергии находится по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{V_{cp} \cdot H_{cp} \cdot \eta_{га}}{367} ,$$

Величина H_{cp} определяется по зависимости:

$$H_{cp} = \nabla УВБ_{cp} - \nabla УНБ - \Delta h ,$$

где $\nabla УВБ_{cp}$ – отметка уровня верхнего бьефа, которая определяется для 0,75 $V_{полезн}$; $\nabla УВБ_{cp} = 98,8$ м; $\nabla УНБ$ – уровень нижнего бьефа в отводящем канале ГЭС при $Q_0 = 3,5$ м³/с; Δh – потери напора в напорной деривации (трубопроводе).

Потери напора в трубопроводе состоят из потерь по длине и местных потерь и определяются по известным гидравлическим зависимостям:

$$\Delta h = \Delta h_l + \Sigma \Delta h_i ,$$

где

$$\Delta h_l = \lambda \frac{l_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} \frac{v^2}{2g} ,$$

$$\Delta h_i = \zeta \frac{v^2}{2g} .$$

Коэффициент гидравлического трения определяется по зависимости (для квадратичной области сопротивления шероховатых труб):

$$\lambda = \frac{0,25}{\left(\lg \frac{\bar{\Delta}_r}{3,7} \right)^2} ,$$

где $\bar{\Delta}_r = \frac{\Delta}{d_{\text{тр}}} = \frac{0,025}{d_{\text{тр}}}$ ($\Delta = 0,025$ – абсолютная эквивалентная шероховатость стенок трубопровода).

Скорость воды в трубопроводе определяется по формуле:

$$v = \frac{Q_{\text{ГЭС}}}{\omega} .$$

Для трассы напорной деривации на примере Андреевской МГЭС (рис. 2.16) общие потери напора (по длине и на местных сопротивлениях) при работе трех агрегатов составят $\Delta h = \Delta h_l + \Sigma \Delta h_j = 0,785 + 0,4 = 1,19$ м.

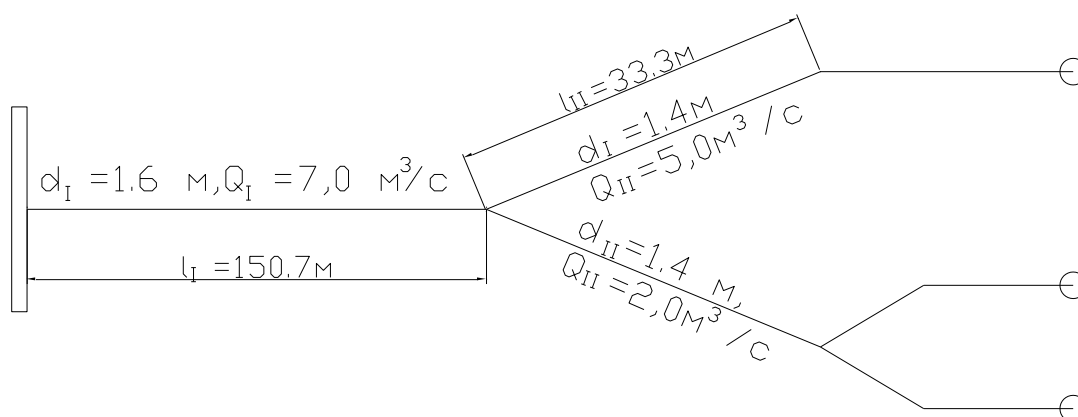


Рис. 2.16. Схема трассы напорного тракта Андреевской МГЭС

При статическом напоре ГЭС (НПУ - УНБ = 99,0 - 87,2), равном 11,8 м, расчетный напор составит $H_p = H_{\text{ст}} - \Delta h = 11,8 - 1,19 = 10,61$ м. Величина $H_{\text{ср}}$ находится по зависимости:

$$H_{\text{ср}} = \nabla \text{УВБ}_{\text{ср}} - \nabla \text{УНБ} - \Delta h = 98,8 - 87,2 - 1,19 = 10,41 \text{ м} \approx 10,4 \text{ м.}$$

Среднегодовая выработка энергии равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{11,1 \cdot 10^7 \cdot 10,4 \cdot 0,88}{367} = 2,77 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Рассчитанная выработка электроэнергии не учитывает объемы холостого сброса воды в период половодья.

Для года средней водности объем холостого сброса составляет

$$W_{\text{сбр}} = 0,97 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Выработка электроэнергии с учетом $W_{\text{сбр}}$ составляет:

$$\mathcal{E}'_{\text{ср}} = \frac{(11,1 - 0,97) \cdot 10^7 \cdot 10,4 \cdot 0,88}{367} = 2,55 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Установленной мощностью Андреевской ГЭС принимается максимальная мощность агрегатов при расходе $7,0 \text{ м}^3/\text{с}$ и напоре $10,3 \text{ м}$:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 623,6 \approx 625 \text{ кВт.}$$

Число часов использования МГЭС в средневодном году составляет:

$$T_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{2,55 \cdot 10^6}{625} \approx 4080 \text{ час.}$$

Мощность гидростанции и выработка электроэнергии рассчитывается для характерных лет. В табл. 2.7 приведены расчеты для средневодного года.

Сводные данные среднемесячных мощностей и выработки электроэнергии в разные по водности годы приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.7

Расчетная мощность и выработка электроэнергии в средневодный год

Месяц, период	Расход реки, $Q_p, \text{м}^3/\text{с}$	Расход агрегатов, $\text{м}^3/\text{с}$			$Q_{\text{сбр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$W_{\text{сбр}}, 10^3 \text{ м}^3$	Расход станции $Q_p, \text{м}^3/\text{с}$	Напор $H_0, \text{м}$	Расчетная мощность агрегатов $N, \text{кВт}$			Мощность станции $N_{\text{ст}}, \text{кВт}$	Выработка эл.энергии на станции $\mathcal{E}_{\text{ст}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
		$Q_{\text{арп1}}$	$Q_{\text{арп2}}$	$Q_{\text{арп3}}$					$N_{\text{арп1}}$	$N_{\text{арп2}}$	$N_{\text{арп3}}$		
Январь	1,59	0	1,00	0,59	0	0	1,59	11,60	0	100,4	59,1	159,2	118445
Февраль	1,12	0	1,00	0	0,12	290,3	1,00	11,90	0	102,7	0	102,7	69012
Март	1,33	0	1,00	0	0,33	884,0	1,00	11,05	0	102,27	0	102,37	76086
Апрель	6,78	5,00	1,00	0,78	0	0	6,78	10,42	449,62	89,92	70,14	609,7	438970
Май	4,52	4,50	0	0	0	0	4,50	10,65	413,69	0	0	413,59	307713
Июнь	1,47	0	1,00	0	0,47	2218,0	1,00	11,65	0	100,54	0	100,54	72388
Июль	0,93	0	0	0,93	0	0	0,93	11,95	0	0	95,91	95,91	71357

Август	1,11	0	1,00	0	0,11	295,0	1,00	12,00	0	103,6	0	103,6	77049
Сентябрь	1,82	0	1,00	0,82	0	0	1,82	11,60	0	100,1	82,1	182,2	131184
Октябрь	2,76	0	1,00	1,00	0,76	204,0	2,00	10,95	0	94,5	94,5	182	140616
Ноябрь	3,17	0	1,00	1,00	1,17	3833,0	2,00	10,80	0	93,2	93,2	186,4	134214
Декабрь	2,75	0	1,00	1,00	0,75	2009,0	2,00	10,95	0	94,5	94,5	139,41	140616
Q _{ср}	2,45				W _Σ	9733,3					ср.	208,67	148138
											Σ		1777650

Таблица 2.8

Сводные данные среднемесячных мощностей и выработки электроэнергии в разные по водности годы

Период, Месяц	Многоводный			Средневодный			Маловодный		
	агрегатов в работе	Мощность, кВт	Выработка, кВт·ч	агрегатов в работе	Мощность, кВт	Выработка, кВт·ч	агрегатов в работе	Мощность, кВт	Выработка, кВт·ч
Январь	2	549,0	408490	2	159,2	118445	1	52,4	39019
Февраль	2	196,8	132268	1	102,7	69012	0	0	0
Март	2	189,9	141302	1	102,4	76086	0	0	0
Апрель	3	598,9	431177	3	609,7	438970	2	196,0	141094
Май	3	574,1	427116	1	413,6	307713	2	196,0	145798
Июнь	2	191,6	137987	1	100,5	72388	1	76,3	54903
Июль	2	202,0	150294	1	95,9	71357	0	0	0
Август	2	191,6	142586	1	103,6	77049	0	0	0
Сентябрь	3	617,0	444230	2	182,2	131184	1	51,4	37005
Октябрь	3	616,4	458588	2	182,0	140616	1	78,3	58287
Ноябрь	3	623,6	449016	2	186,4	134214	1	99,0	71306
Декабрь	3	597,4	444489	2	139,4	140616	1	86,7	64472
Средн. значения		429,0	313962		198,1	148137,5		69,7	50990,2
Σ			3767544			1777650			611882

Из анализа данных, приведенных в таблицах можно сделать вывод о режимах работы ГЭС в различные годы:

- в многоводном году ГЭС 6 месяцев работает всеми тремя агрегатами с расчетным расходом $Q = 7,0 \text{ м}^3/\text{с}$; 1 месяц – с расходом $Q = 6,0 \text{ м}^3/\text{с}$; 5 месяцев работают 2 агрегата с расходом $Q = 2,0 \text{ м}^3/\text{с}$. Среднемесячные мощность ГЭС составляет $N = 429 \text{ кВт}$ и выработка $\Xi = 313,96 \text{ тыс. кВт·ч}$.

- в среднем по водности году все три агрегата могут работать лишь один месяц с расходом воды $Q = 4,5\text{-}5,0 \text{ м}^3/\text{с}$; 5 месяцев ГЭС работает 2 агрегатами с расходами воды от $Q = 1,6$ до $Q = 2,0 \text{ м}^3/\text{с}$; 6 месяцев на ГЭС работает один

агрегат с расходами $Q \approx 1,0 \text{ м}^3/\text{с}$. Среднемесячные мощность ГЭС составляет $N = 198,1 \text{ кВт}$, а выработка – $148,1 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$.

- в маловодном году ГЭС работает только 8 месяцев: 2 месяца с расходом воды $Q = 2 \text{ м}^3/\text{с}$; 6 месяцев – с расходом $Q = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$. Среднемесячные мощность ГЭС составляет $N = 70 \text{ кВт}$, а выработка – $51,0 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$.

По данным таблиц 2.7 и 2.8 построена кривая обеспеченности мощности ГЭС и определена гарантированная мощность МГЭС $N_{\text{гар}} = 150 \text{ кВт}$, соответствующая $p = 75\%$ обеспеченности (рис. 2.17). Установленная мощность ГЭС принята для 10% обеспеченности и составила – 625 кВт , среднегодовая выработка электроэнергии – $1778 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$.

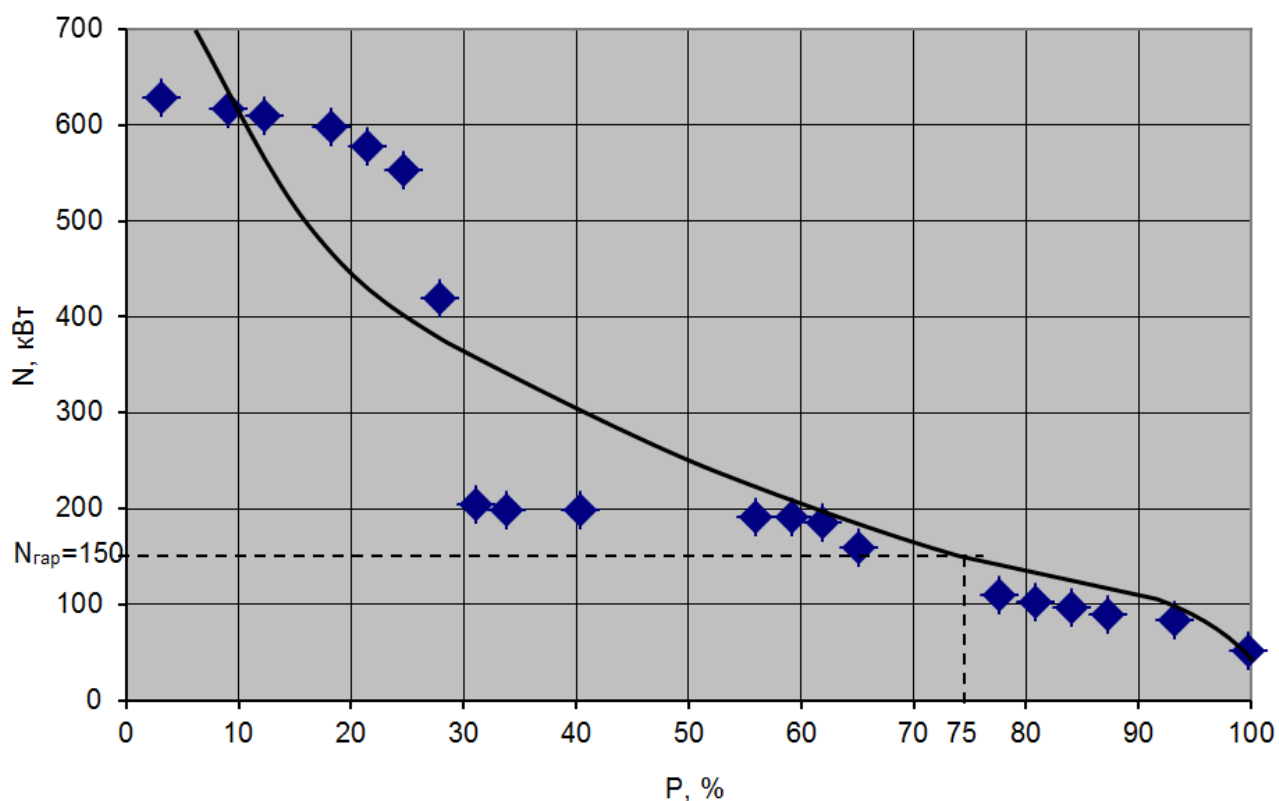


Рис. 2.17. Кривая обеспеченности мощности гидроэлектростанции

На основании выполненных водноэнергетических расчетов и определении режимов работы МГЭС (на примере Андреевской МГЭС) можно сделать выводы:

- обосновано суточное регулирование стока реки Андреевка в створе ГЭС;

- рассчитаны среднемесячные значения мощности и выработки электроэнергии МГЭС в характерные по водности годы:

- многоводный – $N_{\text{ср}} = 429 \text{ кВт}$, $\mathcal{E}_{\text{ср мес}} = 314,0 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}$ и $\mathcal{E}_{\text{ср}}^{\text{год}} = 3767544 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$;

- средневодный – $N_{\text{ср}} = 198,1$ кВт, $\mathcal{E}_{\text{ср мес}} = 148,1$ тыс. кВт·ч и $\mathcal{E}_{\text{ср}}^{\text{год}} = 1777650$ кВт·ч;

маловодный – $N_{\text{ср}} = 70$ кВт, $\mathcal{E}_{\text{ср мес}} = 51$ тыс. кВт·ч и $\mathcal{E}_{\text{ср}}^{\text{год}} = 611880$ кВт·ч;

- гарантированная мощность ГЭС, соответствующая 75% обеспеченности, 150 кВт;

- установленная мощность ГЭС 630 кВт;

- число часов использования ГЭС для среднего по водности года $T_y = 2820$ ч, что позволяет использовать МГЭС в полупиковой или пиковой части графика нагрузки энергосистемы.

При проведении водноэнергетических расчетов по р. Андреевка в створе гидростанции, были использованы гидрологические характеристики стока (гидрографы) реки-аналога р. Перовка, створ дер. Гончарово.

Для дальнейших технико-экономических и финансовых расчетов принимается средняя многолетняя выработка электроэнергии в объеме 2,58 млн. кВт·ч, определенная по стоку года 50% обеспеченности.

3. Режимы работы электростанций и энергокомплексов на основе ВИЭ

Совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электроэнергии, связанных между собой высоковольтными линиями передачи и электрическими сетями при общем централизованном оперативном управлении, называется электроэнергетической системой (ЭЭС).

Сумма потребности в электроэнергии всех потребителей энергосистемы в каждый момент времени является ее нагрузкой. Кривая изменения нагрузки во времени $P(t)$ называется *графиком нагрузки*.

При объединении в ЭЭС электростанций, использующих различные источники энергии (тепловую, атомную и возобновляемую (гидравлическую, ветровую, солнечную) создаются более благоприятные условия для использования энергоресурсов.

ЭЭС как производственный объект имеет ряд характерных особенностей, главнейшими из которых являются следующие:

1. Процесс производства электроэнергии коренным образом отличается от любого другого производственного процесса. Это отличие состоит в том, что в энергетике осуществляется одновременно цикл производства, распределения и потребления энергии. Поэтому никакое изменение выработки электроэнергии не может быть совершено без соответствующего изменения спроса на нее со стороны потребителей, готовности высоковольтных линий электропередач (ВЛ) и распределительных сетей довести электроэнергию до потребителей. При соответствующей готовности ВЛ и распределительных сетей изменение производства может осуществляться лишь в той мере, в какой изменяется спрос, одновременно с ним и автоматически.

2. ЭЭС создает условия для широкого внедрения средств автоматизации на всех стадиях электроэнергетического процесса, позволяет автоматизировать блоки ТЭС и отдельные электростанции (особенно ГЭС, ВЭС, СФЭС) и подстанции, а также управление режимом работы всей энергосистемы.

3. ЭЭС в общем случае потребляет все возможные к использованию виды энергетических ресурсов.

4. ЭЭС обладает разнообразным составом источников генерирования электроэнергии.

5. ЭЭС функционирует непрерывно, динамична во времени и в пространстве, несмотря на то, что отдельные составляющие ее элементы могут быть временно или постоянно выведены из работы.

6. ЭЭС включает в себя очень разветвленную транспортную систему в виде линий электропередачи и распределительных сетей.

7. При планировании энергопроизводства в ЭЭС нельзя ориентироваться только на потребность в энергии на планируемый период, необходимо учитывать и режим потребления энергии во времени.

Основной характеристикой режима работы энергосистемы является график нагрузки. В планировании и управлении режимами энергосистем наибольшее распространение имеют суточные, недельные и годовые графики нагрузки.

На рис. 3.1 изображен плановый, типичный для зимних рабочих дней суточный график нагрузки.

Суточный график нагрузки характеризуется в основном тремя показателями: максимальной суточной нагрузкой P_{max} , минимальной суточной нагрузкой P_{min} и среднесуточной нагрузкой $\bar{P}_{сут}$, определяемой делением суточной выработки энергосистемы на 24 часа. Та часть графика нагрузки, которая занимает зону от оси абсцисс до P_{min} , носит название базисной, соответственно зона от $\bar{P}_{сут}$ до P_{max} носит название – пиковой, зона, находящаяся между $\bar{P}_{сут}$ и P_{min} носит название полупиковой. Аналогичные названия имеют и соответствующие режимы.

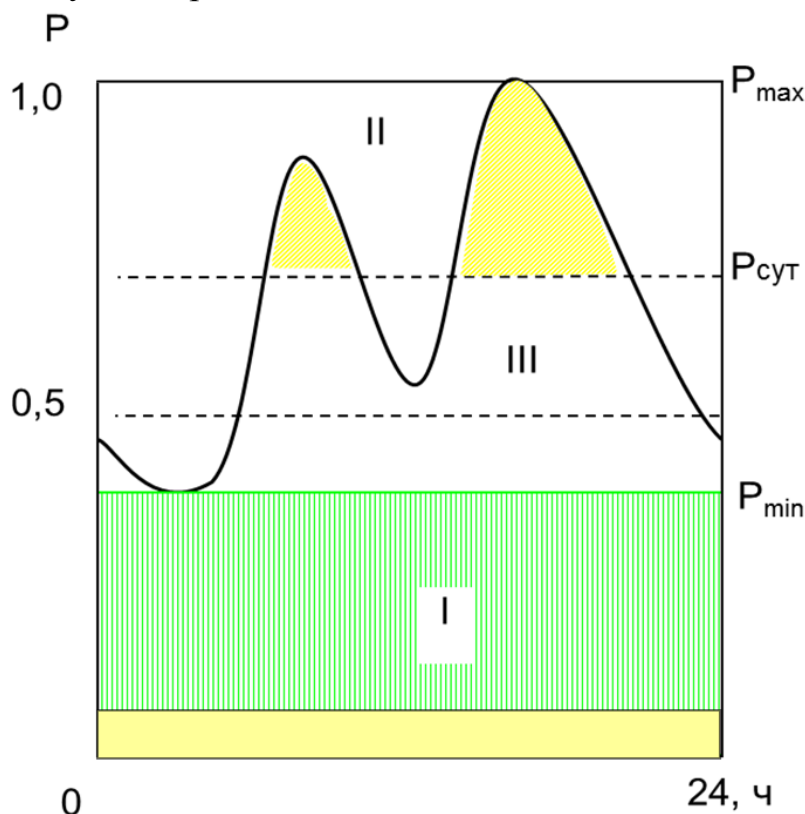


Рис. 3.1. Суточный график нагрузки энергосистемы: I – базисная зона (базис), II – пиковая зона, III – полупиковая зона

При эксплуатации ЭЭС суточные графики нагрузки определяют режим работы как системы в целом, так и всех элементов, от генерирующих источников до ВЛ и распределительных сетей. В современных условиях функционирования ОРЭМ отбор мощности генерирующих станций и прогноз выработки проводится обычно с некоторым опережением времени («на сутки вперед»). Поскольку искомый режим нагрузки из-за воздействия множества случайных факторов (метеорологическая обстановка, состояние ВЛ и т.п.) предсказывать однозначно невозможно, то для его определения используются специальные методы, в основе которых также лежит теория случайных процессов, и методы математической статистики. При этом график нагрузки может быть предсказан лишь с определенной степенью вероятности.

Электростанции на основе ВИЭ имеют свои особенности работы и место работы в графике нагрузки энергосистемы. Рассмотрим эти особенности.

3.1. Режимы работы ГЭС

Агрегаты ГЭС по своим техническим особенностям являются высокоманевренными и могут быстро включаться и останавливаться. Из остановленного состояния до набора полной мощности требуется 1-2 минуты. Регулировочный диапазон агрегатов ГЭС равен 1, так как ГЭС ночью может полностью отключаться, а в часы максимума нагрузки может работать полной мощностью. Как правило, ГЭС работают в пиковой части графика нагрузки.

Режим работы ГЭС в энергосистеме зависит от расхода воды, объема водохранилища, вида регулирования стока, потребности энергосистемы, экологических требований, требований других водопотребителей и водопользователей. ГЭС может быть использована в энергосистеме для выработки электроэнергии, покрытия пиков нагрузки, оказания системных услуг, в том числе регулирования частоты, нагрузочного и аварийного резерва, для выработки реактивной мощности в качестве синхронного компенсатора.

В соответствии с объемом водохранилища ГЭС может осуществлять суточный и недельный режим работы в энергосистеме. Суточное регулирование предусматривает работу в базисе нагрузки и работу в периоды пика графика (рис. 3.2).

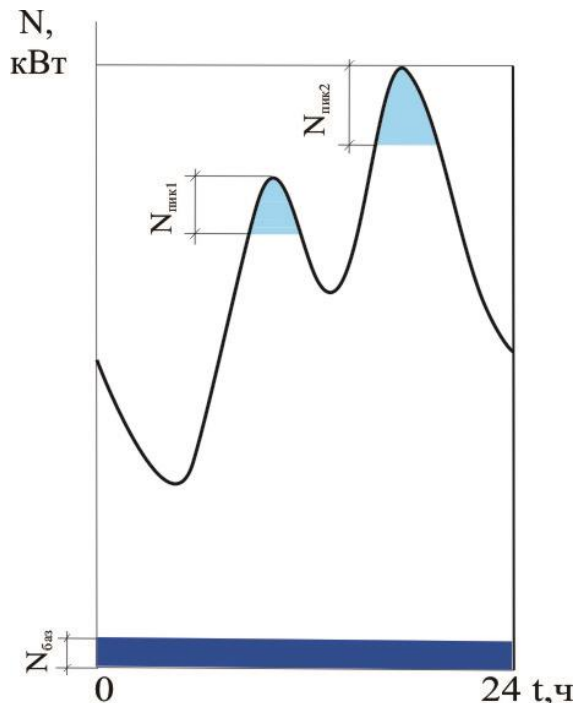


Рис. 3. 2. Режимы работы ГЭС в суточном графике нагрузки

Суточный режим работы может быть ограниченным и неограниченным. Режим может ограничиваться: 1) малым объемом водохранилища; 2) условиями поддержания расходов и уровней в нижнем бьефе необходимых для

удовлетворения санитарных, экологических требований для водопотребителей и водопользователей. На рис. 3.1 желтым цветом выделен ограниченный суточный режим работы ГЭС с базовой составляющей по условиям необходимых санитарных попусков в нижний бьеф. Неограниченное суточное регулирование может проводится при подпертом нижнем бьефе (например, на Жигулевской ГЭС, нижний бьеф которой подперт Саратовской ГЭС)

Недельный режим работы ГЭС в энергосистеме проводится обычно совместно с суточным регулированием и предусматривает, при наличии емкости водохранилища, снижение расхода и мощности ГЭС в выходные, формирование дополнительного объема и срабатывание его в рабочие дни. Тем самым, появляется возможность увеличения мощности регулирования в эти дни.

В годичном разрезе режимы работы ГЭС отличаются для разных сезонов года. В период паводка ни суточное, ни недельное регулирование не проводится. С наступлением половодья повышенный расход воды в реке используется для наполнения водохранилища и получения возможно большей выработки электроэнергии, так как в этом случае происходит экономия топлива на ТЭС и снижение стоимости электроэнергии. При наполненном водохранилище и избытке воды в реке ГЭС должна работать круглосуточно полной установленной мощностью в базисе графика нагрузки. Для получения наибольшей выработки энергии от ГЭС в этот период включаются и резервные агрегаты. В современных хозяйственных условиях и выделения генерации в отдельный вид хозяйственной деятельности, критерий экономии топлива не всегда работает при выборе генерирующего источника. Поэтому в период паводка иногда приходится делать вынужденные холостые сбросы, что снижает выработку ГЭС. В меженные и маловодные периоды года на ГЭС проводится суточное регулирование.

Управление режимами работы ГЭС при годичном регулирования стока, как правило, проводится по диспетчерским графикам, которые представляют зависимость расхода воды от отметки верхнего бьефа (или от объема воды в водохранилище) от времени. На графике наносятся три обязательные зоны: а) зона безопасности, где работают при полностью открытых водосбросах и полной пропускной способности турбин для недопущения перелива воды через плотину; б) зона гарантированного расхода воды через ГЭС; в) зона повышенных расходов. Диспетчерские графики позволяют определять стратегию управления работой ГЭС в течение всего водохозяйственного года.

3.2. Режимы работы ветроэлектрических станций

Многолетний опыт эксплуатации крупных ВЭС показывает, что поступление энергии от ВЭС достаточно хорошо прогнозируется, и ее энергия успешно продается на рынках мощности и энергии. В среднем точность прогнозирования «на сутки вперед» графика выработки ВЭС, например, в Европе составляет 95%.

Для ВЭС невозможны незапланированные и резкие включения/отключения всей станции, так как она представляет собой группу генерирующих источников и неисправность одновременно всех ВЭУ невозможна. По статистике, такие факторы как непредсказуемость графика потребления энергии, вероятность выхода из строя участка ЛЭП или выхода из строя крупного агрегата (несколько сотен мегаватт) традиционной электростанции на порядки выше, чем выход из строя всей ВЭС такой же мощности.

Опыт эксплуатации зарубежных ВЭС показывает, что существующих резервов энергосистемы достаточно для компенсации колебаний в отдаче мощности при доле ветровой энергии в общем энергобалансе до 20%. При доле свыше 20% имеются проработанные и апробированные мероприятия для успешной интеграции ВЭС в энергосистему.

Режим работы единичной ВЭУ прямо связана с изменяющимися характеристиками ветрового потока, производство электроэнергии изменяется фактически от 0 до номинальной мощности, однако напряжение и частота тока при наличии системы контроля и управления изменяются в пределах нормативных значений (рис. 3.3).

В настоящее время, для повышения надежности и снижения пульсаций мощности и характеристик тока при эксплуатации сетевых ВЭС можно выделить следующие способы:

1. Укрупнение ветропарков по количеству ВЭУ для сглаживания территориальной неравномерности прихода энергии ветра.
2. Объединение управления отдельных ВЭС в единый «виртуальный ветропарк».
3. Повышение точности прогнозирования прихода ветровой энергии для различных временных промежутков.
4. Использование современных типов оборудования (генераторов) и систем преобразования энергии (силовой электроники) ВЭУ, позволяющих оказывать системные услуги и регулировать напряжение в точке присоединения ВЭС к энергосистеме.

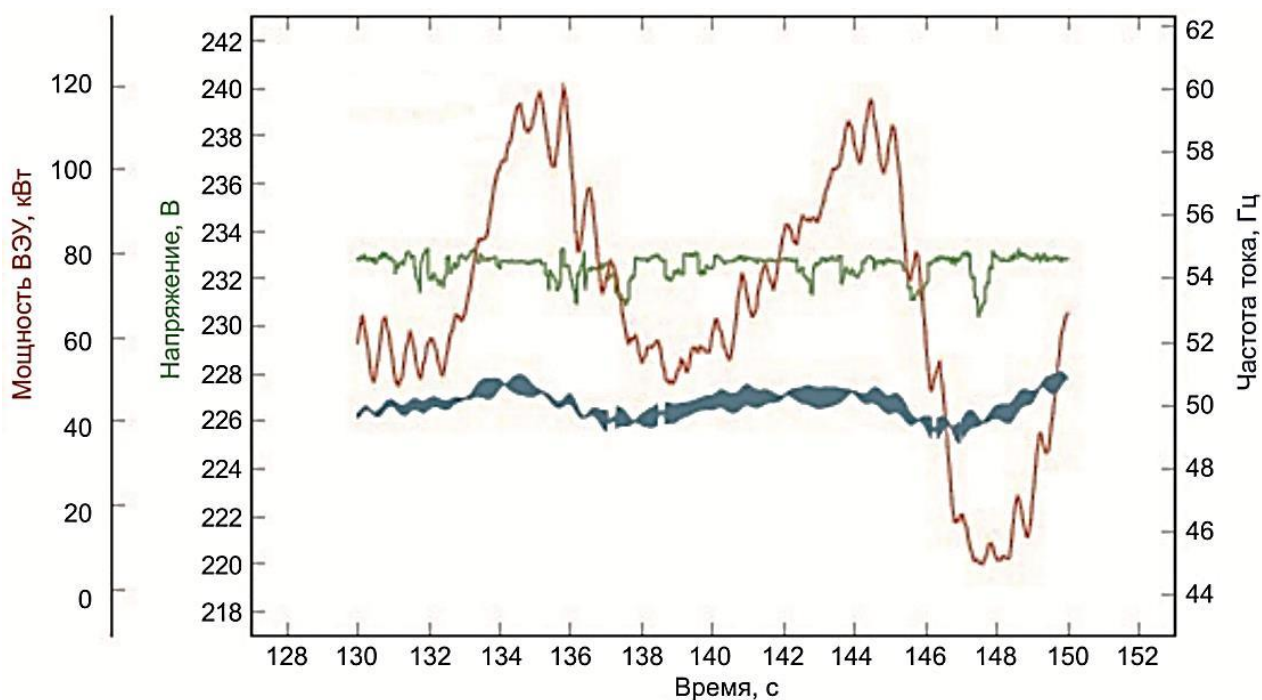


Рис. 3.3. Характеристики работы ВЭУ на краткосрочных интервалах

Первый способ позволяет достичь следующих эффектов (на примере работы ветропарков Германии):

- неравномерность выработки ВЭС на 10-ти минутных интервалах снижается с 65% при работе 1 ВЭУ до 5% при работе 300 ВЭУ за счет сглаживания территориальной неравномерности распределения ветра;
- на 10-ти минутных интервалах колебания мощности такого крупного ветропарка становятся сопоставимы со случайными колебаниями графика нагрузки. При доле использования ветровой энергии в 10% может понадобиться резерв мощности 2-4%;
- на малых временных интервалах (секундных) мощность ВЭС меняется очень незначительно, так как мощность каждой ВЭУ различная в силу неравномерности скоростей ветра по территории и по высоте.

Второй способ повышения надежности позволяет, за счет создания в виртуальном ветропарке общей инфраструктуры управления, значительно снизить колебания мощности для часовых и суточных интервалов. Так, укрупнение 40 ВЭС в «единый» ветропарк, расположенных на большой территории в Германии, позволило за счет снижения ошибки прогноза и выравнивания производства снизить колебания мощности в 3-4 раза.

Третий способ, связанный с повышением точности прогнозирования прихода ветровой энергии к ВЭУ, очень важен для правильного и экономически выгодного участия ВЭС на рынках мощности и энергии. Безусловно, точность прогноза зависит от срока, на который выдается прогноз. В настоящее время активно развиваются методы математического моделирования прогноза

выработки на основе статистического анализа предшествующих краткосрочных характеристик ветрового режима, а также способы непосредственного измерения ветра перед ВЭУ на различном расстоянии с помощью, например, размещения на гондole лазерного измерителя скорости (LIDARa) и введения этих данных в прогноз выработки.

Четвертый способ повышения надежности энергоснабжения ВЭС связан с внедрением систем полномасштабного преобразования энергии в современных ВЭУ использующие достижения силовой электроники, в том числе IGBT-транзисторы. При использовании таких систем обеспечиваются контроль показателей качества электрического тока, контроль активной и реактивной мощностей. Схема такой системы контроля и управления приведена на рис. 3.4. Пример участия работы ВЭС с современными ВЭУ в энергосистеме приведен на рис. 3.5 на примере ВЭС HornsRev (Германия) в период с 0-00 до 8-00 часов утра с осуществлением функций балансирования и обеспечением резерва для частотного регулирования.

Таким образом, современные ВЭУ и ВЭС способны принимать участие в работе энергосистемы, в том числе управлять энергетическими параметрами системы.

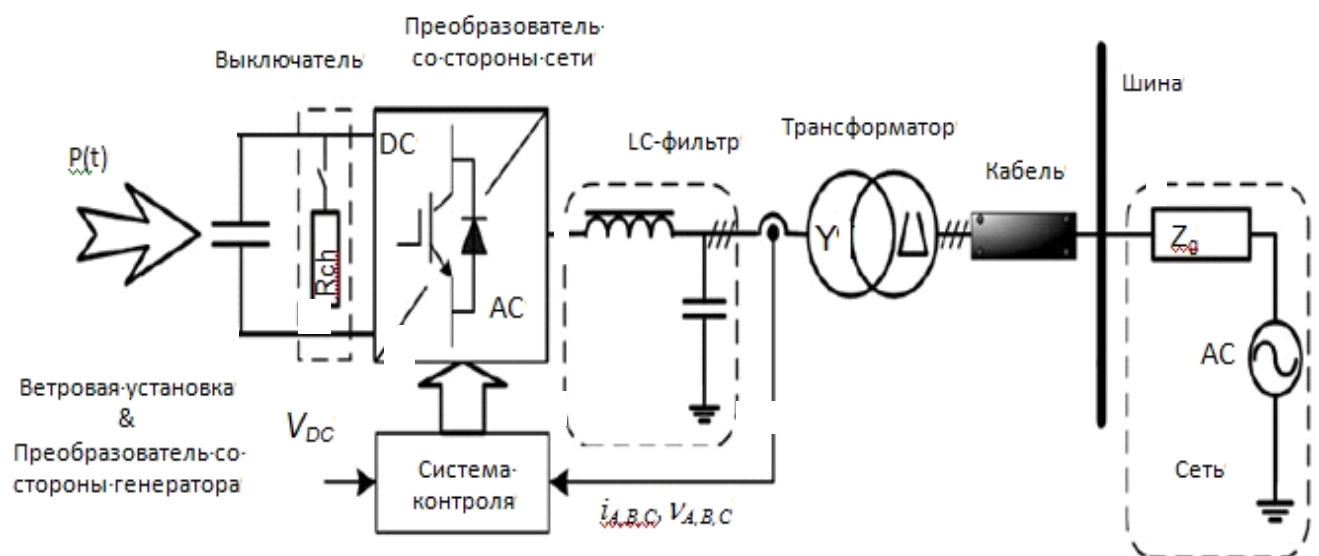


Рис. 3.4. Схема полномасштабного преобразования энергии современной ВЭУ (на примере ВЭУ Siemens SWT-2,3-93)

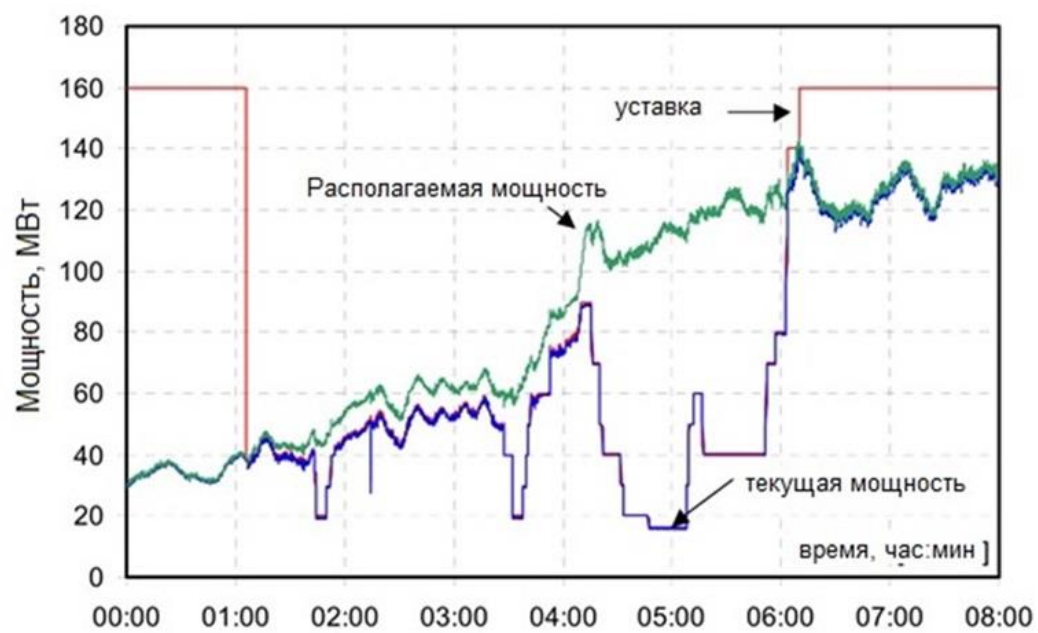


Рис. 3.5. Пример режимов работы ВЭС HornsRev с осуществлением системных услуг

3.3. Режимы работы солнечных фотоэлектрических станций

Современные СФЭС полностью гальванически развязаны с сетью, так как подключаются к ней через инверторные станции, выполненные на базе IGBT транзисторов. Инверторные станции осуществляют преобразование постоянного напряжения в трехфазное синусоидальное переменное напряжение. Для получения практически идеальной синусоиды напряжения дополнительно используются силовые L-C фильтры, при этом подключение СФЭС к распределительной электрической сети осуществляется через повышающие трансформаторы. Следовательно, основное управление напряжением, частотой и мощностью СФЭС выполняется в инверторной станции.

В большинстве случаев СФЭС работает параллельно с энергосистемой, когда частота в ней практически не зависит от работы данной электростанции, поэтому у СФЭС применяется система управления инверторной станцией, которая обеспечивает заданную генерацию активной мощности при текущем значении частоты в сети.

Мощность СФЭС зависит от характера поступления солнечной радиации, в том числе, как от законов движения солнца, так и от облачности, и тем самым оказывает влияние на установившиеся режимы работы энергосистемы. На рис. 3.6 показаны графики прихода солнечной энергии и режим изменения мощности СФЭС в Оренбургской области в течение дня в условиях реальной облачности.

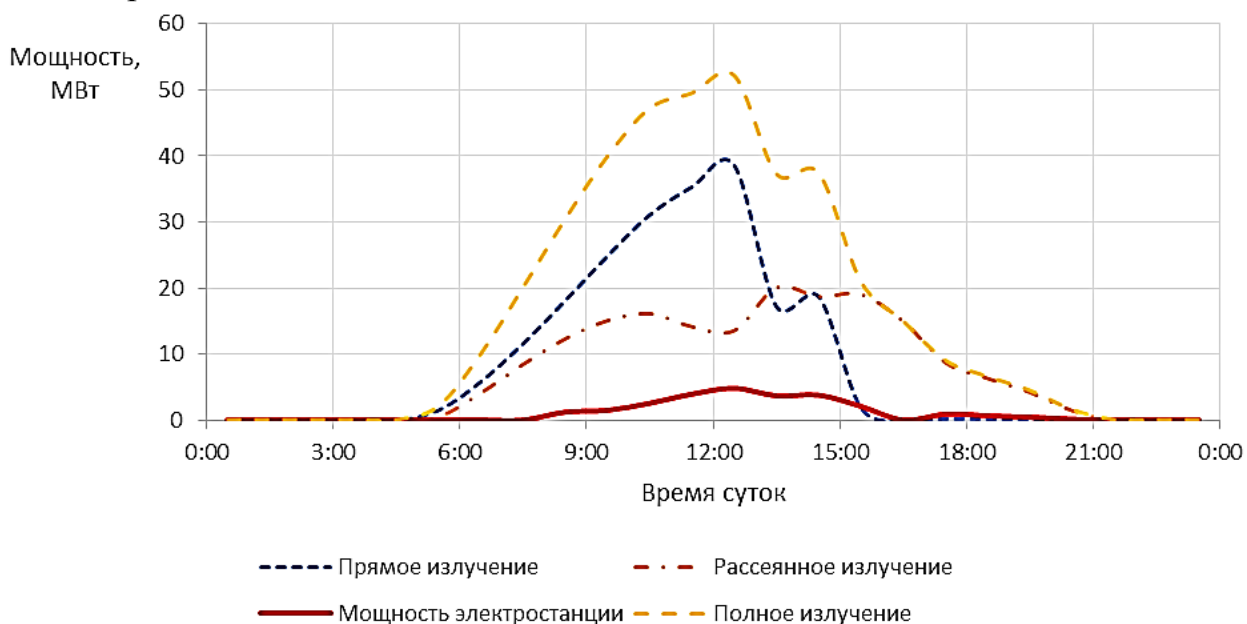


Рис. 3.6. Изменение мощности СФЭС ($P_{СФЭС} = 10$ МВт) в течение дня (координаты: 51° с.ш., $58,125^{\circ}$ в.д.), Оренбургская область, 9 июля 2016 г.

Таким образом, выработка электроэнергии СФЭС имеет переменный характер. При этом на минутных, десятиминутных, а иногда и получасовых интервалах времени режим принимается квазиустановившимся, т. е. выработка электроэнергии на этих интервалах принимается постоянной с некоторыми отклонениями. Однако при резких изменениях погодных условий в месте установки СФЭС нестационарность будет проявляться в значительно большей степени и потребуются принятие оперативно-технологических решений по ведению режима работы сети и недопущению отклонений параметров режима за пределы области допустимых значений.

Для снижения влияния нестабильности производства энергии от СФЭС на работу энергосистемы, так же могут быть использованы 1-3 способа, как и для ВЭС, так как изменение характеристик ветровой и солнечной энергии близки по характеру.

Дополнительно к рассмотренным способам снижения нестабильности производства энергии от СФЭС, как и от ВЭС при работе в энергосистеме, могут быть использованы еще ряд способов.

Один из таких способов повышения надежности и эффективности работы ВЭС и СФЭС связан с возможностями аккумулирования излишков энергии в период превышения производства над потреблением и выдачи энергии в сеть в период дефицита. Такие аккумулирующие системы (АС), могут располагаться недалеко от ВЭС или/и СФЭС и иметь соизмеримую мощность и энергоемкость. Кроме того, могут быть и АС, подключаемые к подстанциям распределительных сетей, имеющих единичные мощности в десятки и даже сотни МВт. Функции АС в энергосистеме показаны в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Функции АС при их применении в энергосистеме

Параметры	Накопители промышленных объемов	«Локальные» накопители
Задача	Нивелирование проблемы структурных особенностей ЕЭС России (большой объем базовой генерации в европейской части ЕЭС России)	Компенсация колебаний активной мощности электростанций на ВИЭ, доля которых по мере развития данного вида генерации будет расти
Режим использования	Ежесуточный плановый, циклический	Фактический
Определяющее качество	Объем накопления энергии и максимальная мощность	Скорость «выдачи» и «потребления» избыточной мощности

Существующие технологии АС для системной энергетики приведены на рис. 3.7.



Рис. 3.7. Технологии АС для аккумуляирования больших объемов энергии

Использование АС позволяет перейти на применение технологий производства электроэнергии нового поколения, обеспечить доступность электроэнергии для всех потребителей и создать основу для более чистых и стабильных энергосистем. Решающее значение внедрение АС имеет и для декарбонизации мировых энергетических систем, так как позволяет сохранять выработанную объектами ВИЭ энергию и использовать ее тогда, когда она больше всего необходима в круглосуточном режиме

Еще одним способом повышения стабильности работы электростанций на основе ВИЭ, является комбинированное использование ветровой, солнечной энергии и/или гидравлической энергии (см. 3.5-3.7). Такое объединение может быть весьма эффективным, учитывая разновременный характер прихода этих видов энергии, а также понимая, что аккумуляирование гидравлической энергии в водохранилище происходит без потерь на преобразование.

3.4. Режимы работы энергокомплекса ВЭС-ГЭС в централизованной энергосистеме

Последние десятилетия мировая ветроэнергетика развивается по оптимистичному сценарию. В среднем, каждые три года установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) в мире удваивается, а доля ветровой энергии в производстве электроэнергии непрерывно растёт.

В централизованных энергосистемах при создании крупных ветропарков возникают проблемы, связанные с выдачей в энергосистему запертой из-за недостаточного сетевого строительства энергии ВЭС. Эти проблемы могут быть решены за счёт аккумулирования энергии и создания энергокомплексов, состоящий из установок различного типа.

В настоящее время аккумулирование энергии осуществляется как напрямую специально предназначенными аккумулирующими системами, так и регулированием производства энергии высокоманёвренными электростанциями в энергосистеме.

Аккумулирование энергии в современных энергосистемах используется на всех этапах производства и распределения энергии – от электростанции до конечного потребителя (рис. 3.8).

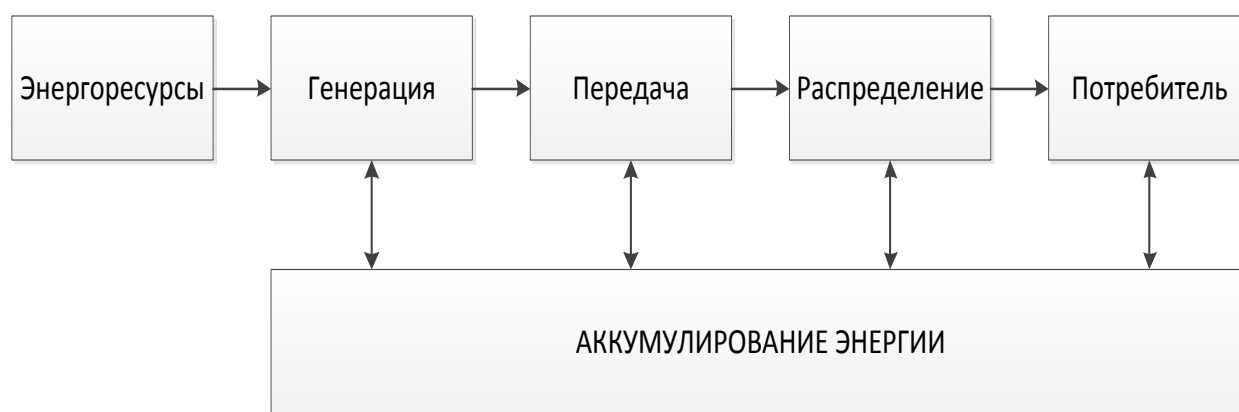


Рис. 3.8. Структура аккумулирования электрической энергии в энергосистеме

При использовании ВИЭ в энергосистеме роль аккумулирующих систем для обеспечения надёжного и качественного энергоснабжения существенно повышается и, в зависимости от периода аккумулирования, позволяет решить ряд специальных задач:

- Перераспределение энергии ВИЭ во времени: сезонное, годовое, месячное, недельное.

- Концентрация возобновляемой энергии – аккумулирование низкопотенциальной энергии в течение длительного периода времени и выдача за короткий пиковый период. Недельное аккумулирование;

- Следование за динамически изменяющейся нагрузкой. Суточное и часовое аккумулирование.
- Сглаживание выработки ВЭС, СФЭУ. Минутное аккумулирование.
- Обеспечение бесперебойного питания. Минутное и секундное аккумулирование.

Ветровая энергия обладает наибольшей случайной составляющей по сравнению со всеми другими видами ВИЭ. Для одной мегаваттной турбины минимальная энергоёмкость аккумулирования для сглаживания выработки и микро-регулирования составляет 5-10 кВт·ч/МВт (10 мин), 50 кВт·ч (30 мин), при этом мощность аккумулирующей системы должна быть около 400 кВт на каждый 1 МВт ВЭС. Наибольший интерес при краткосрочном аккумулировании энергии могут представлять системы на основе супермаховиков (СМ), суперконденсаторов (СК), сверхпроводящих индукционных накопителей энергии (СПИНЭ) и поточных аккумуляторных батарей (ПАБ). Указанные системы аккумулирования характеризуются тем, что период реагирования в них меньше частотного цикла в сети (менее 5 мс) и они могут использоваться для сглаживания выработки ВЭС и регулирования частоты сети.

Для среднесрочного регулирования и перераспределения нагрузки минимальные требования в аккумулировании составляют несколько МВт·ч/МВт. Таким образом, для крупного ветропарка с десятками и сотнями МВт установленной мощности краткосрочная компенсация ВЭС потребует энергоёмкости аккумулирования от нескольких МВт·ч и выше, а для среднесрочного и долгосрочного регулирования – от нескольких сотен МВт·ч до нескольких тысяч МВт·ч. Для этого в настоящее время применяется гидравлическое аккумулирование энергии с помощью ГАЭС и ГЭС. Кроме того, среднесрочное и долгосрочное аккумулирование энергии крупного ветропарка (несколько часов, сутки) может осуществляться воздушно-аккумулирующими электростанциями и в будущем, возможно, мощными электрохимическими батареями. Из электрохимических систем с целью аккумулирования больших объёмов энергии можно использовать серно-натриевые аккумуляторы и поточные батареи.

В настоящее время в Европе и США для выравнивания выработки электроэнергии от ВЭС преимущественно используются существующие резервы в энергосистеме, а также развитие сетевого хозяйства. Перераспределение ветровой энергии при этом осуществляется за счёт высокоманёвренных электростанций, которые уже присутствуют в энергосистеме. Сетевые операторы обеспечивают баланс изменчивого спроса на электроэнергию и её поставку за счёт увеличения и уменьшения мощности на высокоманёвренных электростанциях, таких как гидро- и газотурбинные электростанции, которые

могут быстро изменять мощность. При этом вода в водохранилище или природный газ в трубопроводах могут рассматриваться как форма хранения энергии в виде ресурса.

Как показано на рис. 3.9 стоимость цикла аккумулирования энергии и, как следствие, обеспечения манёвренности современными АС составляет несколько центов за кВт·ч (без учёта эксплуатационных расходов), при этом капитальные затраты значительно варьируются среди различных технологий и от проекта к проекту.

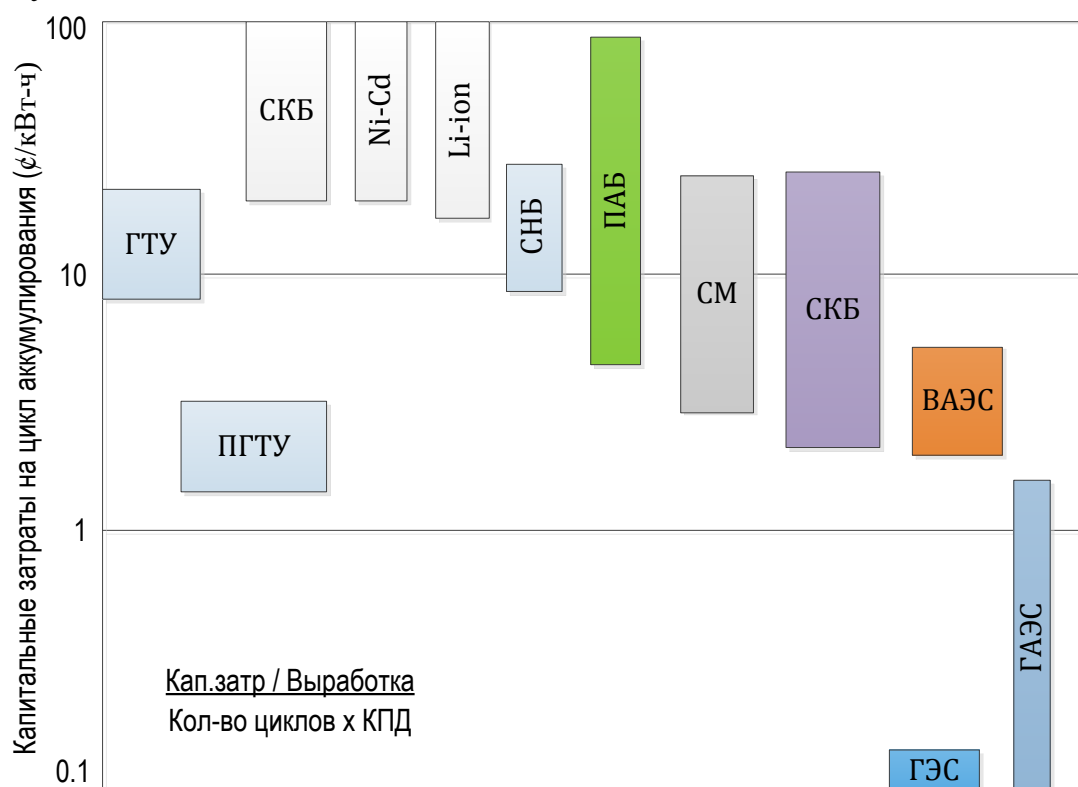


Рис. 3.9. Удельные капзатраты АС за цикл аккумулирования

ГАЭС и ГЭС являются одними из самых низкзатратных АС (несколько центов за кВт·ч). Тем не менее, использование ГАЭС только для компенсации колебаний ветровой энергии в энергосистеме может оказаться невыгодным. Так, при моделировании 10%-го использования ветровой энергии в энергосистеме Колорадо (США) показано, что ГАЭС мощностью 324 МВт сократила расходы на объединение в энергокомплекс до 0,00134\$/кВт·ч энергии ветра, что соответствует годовой экономии в размере 2,5 млн. \$. Учитывая, что удельная стоимость строительства новой ГАЭС составляет более 1 млн \$/МВт установленной мощности, то потребуется более 100 лет, чтобы окупить капитальные вложения, не учитывая расходы на эксплуатацию ГАЭС.

В то же время существующие в энергосистеме гидроэлектростанции обеспечивают резервы манёвренных мощностей при ещё меньшей удельной стоимости (рис. 3.9).

Таким образом, успех интеграции ВЭС в энергосистему в Европе и США за счёт резервов, обеспеченных в большей степени ГЭС, подтвердил, что аккумулирование энергии водохранилищем ГЭС является эффективным решением для аккумулирования ветровой энергии.

Режимы совместной работы энергокомплекса ГЭС-ВЭС могут решаться по-разному, учитывая специфику энергетической инфраструктуры и рынка страны. Как один из эффективных методов предлагается аккумулировать энергию ВЭС с помощью водохранилища ГЭС путём объединения ВЭС и ГЭС в энергокомплекс общими электрическими и информационными связями (рис. 3.10).

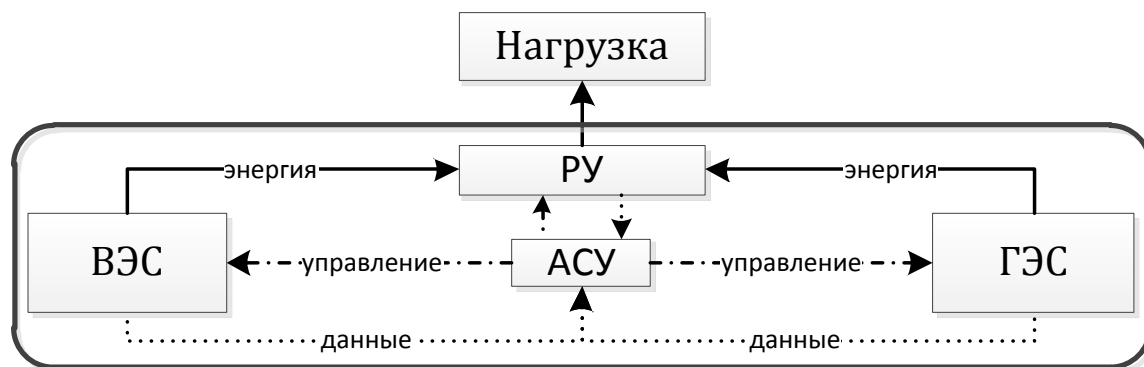


Рис. 3.10. Укрупненная схема объединения ВЭС и ГЭС в энергокомплекс

В данной схеме ВЭС и ГЭС электрическими линиями соединены с общим распределительным устройством, откуда энергия подаётся потребителю. Кроме того, электростанции соединены друг с другом информационными связями через единую автоматизированную систему управления (АСУ) для оперативного перераспределения мощности между ВЭС и ГЭС в зависимости от наличия ресурса ветра и состояния водохранилища ГЭС.

ГЭС обеспечивает сглаживание и перераспределение переменной выработки от ВЭС. Во время сильного ветра или провалов нагрузки ВЭС разгружает агрегаты ГЭС и экономит воду в водохранилище, создавая дополнительный дублирующий объем, при этом электрическая энергия, выработанная ВЭС, без потерь запасается в виде потенциальной энергии воды в водохранилище и в необходимое время преобразуется обратно через агрегаты ГЭС. Таким образом, ГЭС с водохранилищем представляет собой аккумулирующую систему для хранения электрической энергии от ВЭС. При этом, в отличие от ранее рассмотренных аккумулирующих систем, не происходит двойного преобразования энергии, что обуславливает высокую

эффективность аккумулирования энергии, $\eta \approx 90\%$. Время хранения запасённой энергии ограничено лишь потерями связанными с испарением воды с поверхности водохранилища, возможной фильтрацией через грунт, а также режимами работы водохозяйственных сооружений, которые являются общими для энергокомплекса. Кроме того, использование данного вида аккумулирования энергии целесообразно ввиду разновременности прихода ветровой и водной энергии. Временные промежутки, характеризующиеся приходом высоких скоростей ветра, являются относительно маловодными и наоборот, времена паводка обычно безветренны.

Структурная схема АСУ совместной работы ГЭС-ВЭС в составе энергокомплекса представлена на рис. 3.11.

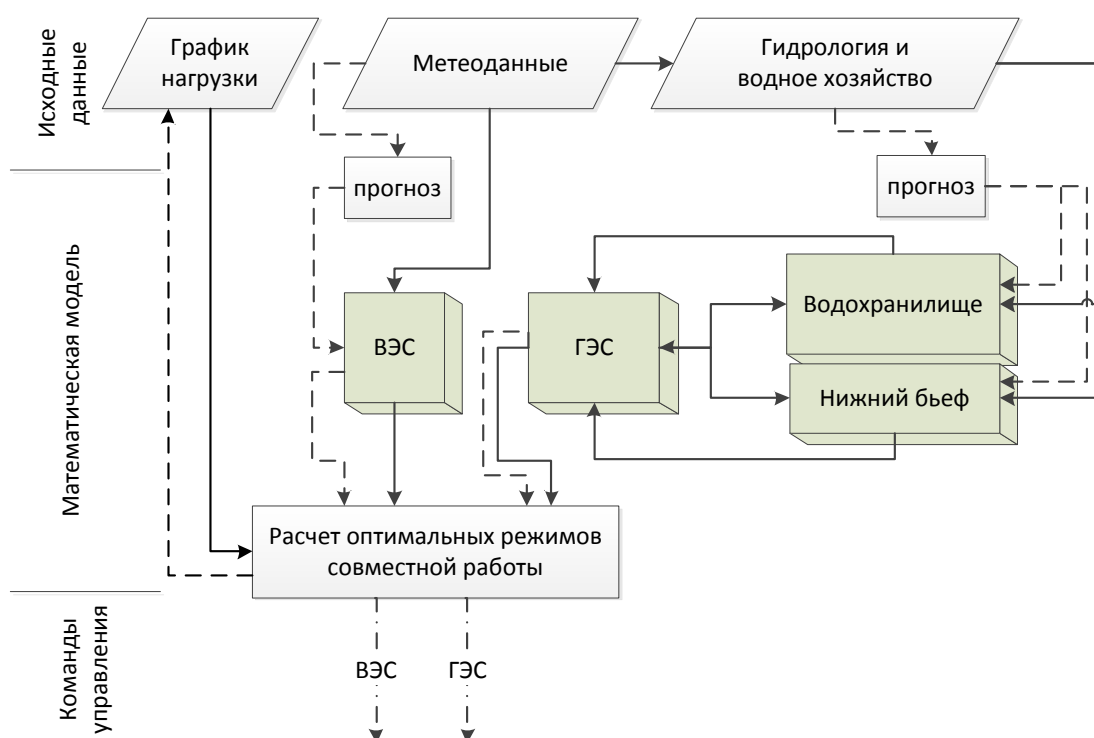


Рис. 3.11. Структурная схема совместной работы ЭК ГЭС-ВЭС с единой АСУ

Основываясь на статистической и прогнозной информации ветрового режима, речного стока, нагрузки потребителя, параметров водохранилища и возможностей оборудования энергокомплекса, АСУ рассчитывает и задаёт режимы работы ВЭС и ГЭС в составе ЭК для обеспечения гарантированной (не зависящей от природных особенностей ветра) выработки энергии на предстоящий период времени и рационального использования водохранилища при её аккумулировании.

Энергокомплекс для потребителя выступает в качестве единого энергетического объекта с внутростанционным управлением совместной работой гидро- и ветроэнергостановок. Такой подход позволяет:

- снизить расходы на системные услуги,
- гарантировать выработку ВЭС на предстоящий период,
- напрямую выдавать гарантированную энергию потребителю.

Возможность создавать такие энергокомплексы на базе уже существующих ГЭС и водохранилищ, где нет необходимости дополнительного затопления территорий, может дать экономические преимущества по сравнению с любыми другими способами аккумулирования энергии.

Поскольку ГЭС с водохранилищем обеспечивает перераспределение и аккумулирование электрической энергии, то её можно классифицировать как аккумулирующую систему. На рис. 3.12 показано место энергокомплексов с ГЭС в номограмме аккумулирующих систем по мощности и энергоёмкости.

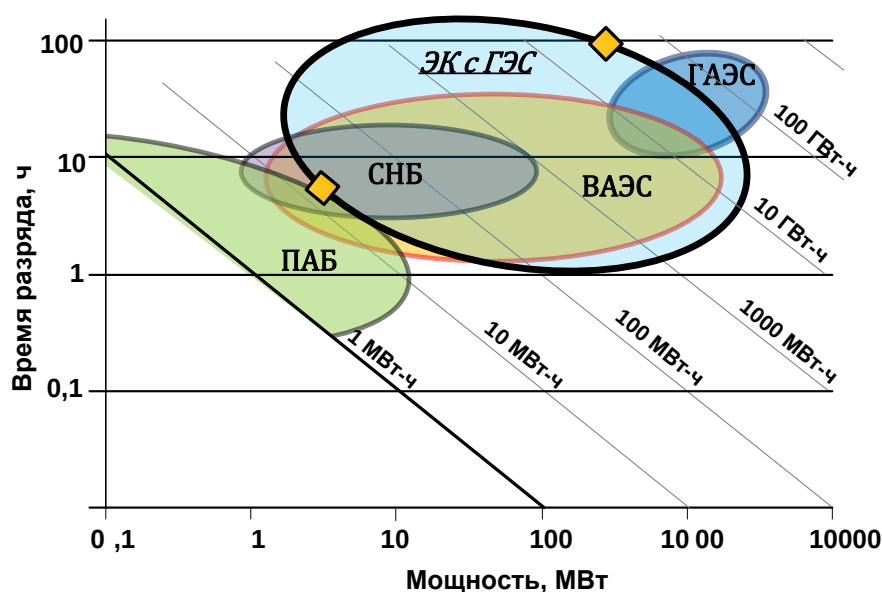


Рис. 3.12. Номограмма АС для аккумулирования энергии ВИЭ в энергосистеме

Как видно из рис. 3.12 ЭК с ГЭС с водохранилищем в составе энергокомплекса может обеспечить аккумулирование ветровой энергии в широком диапазоне – от частотного регулирования до перераспределения больших объёмов ветровой энергии с длительным временем хранения.

Основные характеристики аккумулирующих систем, которые могут применяться для аккумулирования энергии ВИЭ в крупных энергосистемах, представлены в табл. 3.2.

Таким образом, для крупных ветропарков при благоприятных условиях размещения недалеко гидроэлектростанции с приемлемым объемом водохранилища наилучшим может оказаться вариант гидравлического аккумулирования водохранилищем. Для объединения ВЭС и ГЭС при работе в централизованной системе имеются методики расчёта и обоснования параметров энергокомплексов, учитывающие параметры ГЭС и объем

водохранилища, особенности размещения и мощность ВЭС, тип ВЭУ, режимы выдачи мощности и энергии ВЭС и энергокомплекса в целом, для различных временных промежутков. На рис. 3.13 показан смоделированный на сутки вперед режим работы энергокомплекса ВЭС-ГЭС общей установленной мощностью около 3000 МВт с обеспечением мощности ВЭС для участия на ОРЭМ на сутки вперед.

Таблица 3.2

Энергетические характеристики систем аккумулирования

АС	Удельная энергоёмкость, Вт·ч/кг	Мощность/время заряда-разряда	Энергоёмкость	КПД, %
СНБ	20 - 350	до 100 МВт (10 мин - 10 ч)	до 500 МВт·ч	85
ПАБ (ванадиевые)	25 - 50	0,1 - 50 МВт (1 - 24 ч)	до 50 МВт·ч	80
ВАЭС	-	0,1 - 3 ГВт (1 - 10 ч)	до 10 ГВт·ч	50-70
ГАЭС	-	1 - 4 ГВт (3 - 24 ч)	до 100 ГВт·ч	72
ЭК с ГЭС	-	4 МВт - 1 ГВт (3 - 240 ч)	до 50 ГВт·ч	89

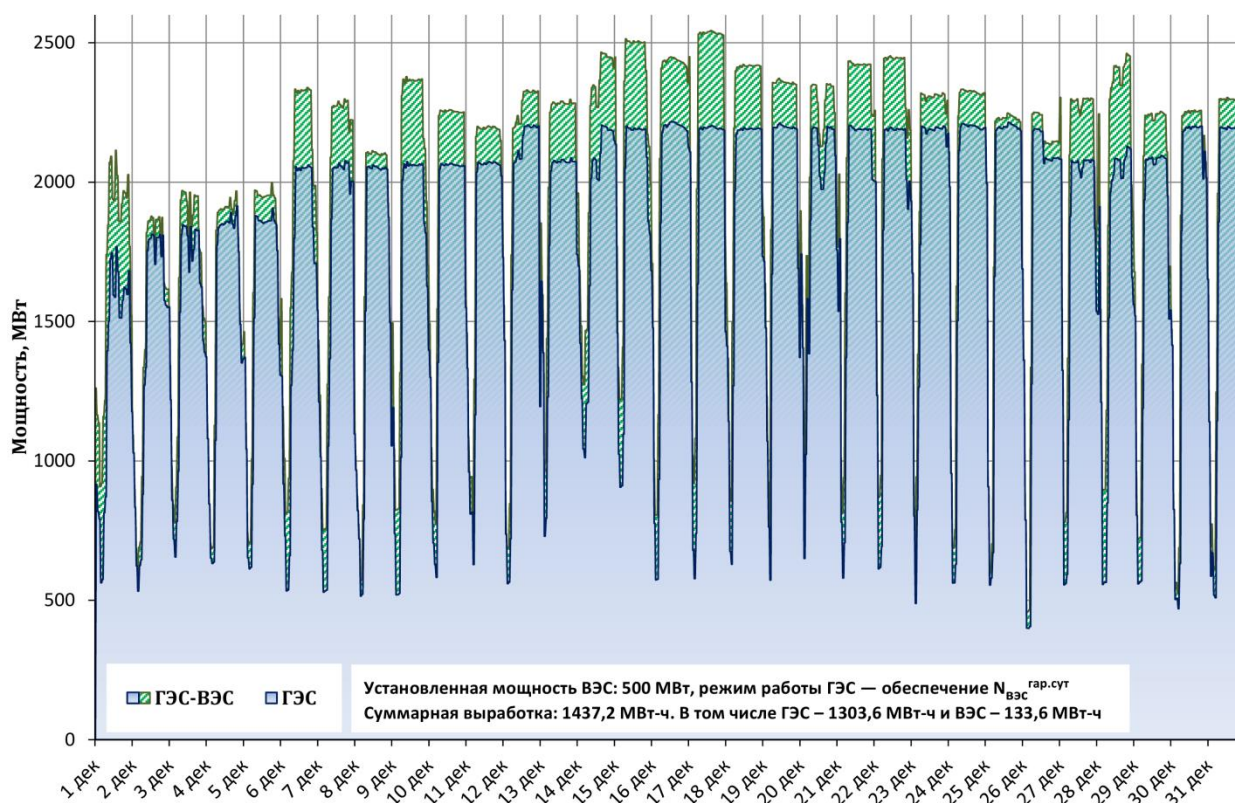


Рис. 3.13. График выработки энергокомплекса ГЭС-ВЭС при обеспечении гарантированной (на сутки вперед) мощности ВЭС

3.5. Оперативное управление режимами ВЭС и СФЭС на ОРЭМ

В соответствии с техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, генерирующее оборудование объектов ВИЭ должно участвовать в общем первичном регулировании частоты и потоков активной мощности (ОПРЧ), а также предоставлять полный диапазон регулирования реактивной мощности, с учетом допустимых для оборудования минимальных и максимальных значений, с целью регулирования напряжения в прилегающей сети. Объекты ВИЭ, работающие в составе энергосистемы через инверторные преобразователи должны участвовать в ОПРЧ путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования, либо путем отключения части генерирующего оборудования.

Для участия в ОПРЧ объекты ВИЭ должны соответствовать следующим требованиям:

- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4-5%;
- верхняя граница «мертвой полосы» первичного регулирования не должна превышать 50,1 Гц;
- величина требуемой первичной мощности должна определяться, исходя из величины отклонения частоты свыше 50,1 Гц и величины фактической мощности включенного в работу генерирующего оборудования СЭС на момент отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования;
- при скачкообразном увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования снижение активной мощности на величину требуемой первичной мощности должно обеспечиваться через 10 секунд. При этом изменение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более 5 секунд и носить аperiodический характер;
- на все время, пока квазиустановившееся значение частоты выше 50,1 Гц должно устанавливаться автоматическое ограничение максимальной нагрузки объекта ВИЭ равное разности исходной мощности электростанции и значения требуемой первичной мощности. Система регулирования должна обеспечивать следящий за частотой режим первичного регулирования, т.е. при нахождении частоты за пределами «мертвой полосы» первичного регулирования изменять первичную мощность пропорционально текущему отклонению частоты;
- после снижения квазиустановившегося значения частоты ниже 50,1 Гц ограничение максимальной нагрузки объекта ВИЭ должно автоматически сниматься;

– проверка готовности объектов ВИЭ к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой станции, согласованным с Системным оператором.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается Системным оператором в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных собственниками объектов ВИЭ. Диапазон регулирования реактивной мощности определяется при номинальном напряжении и номинальных параметрах системы охлаждения и ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии с техническими характеристиками оборудования. Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (ГТП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе оборудования объекта ВИЭ, входящего в ГТП.

Генерирующее оборудование объекта ВИЭ должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с P-Q диаграммой.

Инверторные станции, как правило, имеют возможность обеспечивать плавное увеличение активной мощности после отключения инвертора и его повторного включения. Данная функция необходима для исключения флуктуаций частоты в послеаварийном режиме работы, что позволяет избежать разгрузки или отключения других ГУ в энергосистеме по факт кратковременного повышения частоты. Для ее реализации имеется возможность задать уставку по скорости нарастания активной мощности от 0% до $P_{\max}$, что должно быть сделано в процессе выполнения работ по наладке. Также может быть задана минимальная активная мощность, при которой активируется функция ее плавного увеличения.

Современные ВЭС и СЭС, как правило, имеют подключение к сети через инверторные станции, которые позволяют реализовывать следующие алгоритмы управления нормальными и аварийными режимами:

- абсолютное и относительное ограничение активной мощности;
- ограничение скорости изменения активной мощности;
- компенсация реактивной мощности по функции $Q(U)$ и $\cos\phi(P)$;
- регулирование активной мощности при изменении частоты сети $P(f)$;
- ограничение активной мощности при повышении напряжения $P(U)$;
- функция подхвата сети при низкой и высокой частоте;

- функция подхвата сети при низком и высоком напряжении;
- функция разгрузки по активной и загрузки по реактивной мощности.

Рассмотрим некоторые из них, наиболее важные:

а) Функция подхвата сети при низком и высоком напряжении, позволяет при изменении напряжения в точке присоединения объекта ВИЭ к сети в заданном диапазоне, не отключать инверторную станцию при провале напряжения в момент КЗ и в процессе его ликвидации, продолжая выдавать электроэнергию в прилегающую сеть. Реализация данной функции особенно актуальна в аварийных и послеаварийных режимах, когда необходимо обеспечить достаточную скорость восстановления напряжения на шинах ответственных электроприемников, не допуская нарушения устойчивости двигательной нагрузки. Потребление реактивной мощности при повышении напряжения позволяет стабилизировать параметры режима, не допуская повреждения электротехнического оборудования по причине пробоев изоляции при повышении напряжения в узле подключения объекта ВИЭ.

б) Функция разгрузки по активной и загрузки по реактивной мощности при провале напряжения в момент КЗ. Работа данной функции заключается в инъекции реактивной мощности при снижении напряжения в электрической сети. Для максимальной загрузки инверторного оборудования реактивной мощностью, режим поддержки сопровождается мгновенным снижением генерируемой активной мощности и набором реактивной до заданного характеристикой уровня. Если при прекращении режима компенсации реактивной мощности есть необходимость снижения реактивной мощности плавно, то дополнительно может быть использована функция, позволяющая осуществить ее плавное снижение за установленное при наладке время. Реализация данной функции особенно актуальна, когда в сети находится значительное количество электроприемников, особенно критичных к уровням напряжения на выводах, например асинхронные двигатели (АД), задействованные в непрерывном технологическом процессе промышленного производства. Разгрузка по активной мощности и загрузка по реактивной мощности обеспечивает поддержание напряжения на допустимом уровне и нормальное функционирование АД в энергорайоне, не допуская их опрокидывания или отключения защитами минимального напряжения.

в) Функция подхвата сети при низкой и высокой частоте позволяет при изменении частоты в сети в заданном диапазоне не отключать инверторную станцию и продолжать выдавать электроэнергию в прилегающую сеть. Данная функция по принципу действия схожа с функцией подхвата при низком и высоком напряжении, только параметром, на который реагирует автоматика управления инвертором, является частота в электрической сети. Реализация

данной функции особенно актуальна в аварийных и послеаварийных режимах, когда необходимо обеспечить поддержание частоты в допустимом диапазоне, не допустив срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), действующих на отключение электроприемников потребителей или при кратковременном повышении частоты при КЗ и работе АРЧВ генераторов.

Конкретные параметры настройки для каждой инверторной станции должны выбираться на основании результатов расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях, с учетом алгоритмов и параметров настройки устройств противоаварийной и режимной автоматики в энергорайоне и технологических ограничений инверторных станций. Эффективное использование объектов РГ на базе ВИЭ позволит содействовать стабилизации параметров режима в сетях при возмущениях и управлять режимами работы распределительных сетей в нормальных схемно-режимных условиях. Указанные действия будут предотвращать отключение потребителей действием устройств противоаварийной автоматики (ПА), электрическими и технологическими защитами тех потребителей, которые чувствительны к изменениям частоты и напряжения, а также непосредственно содействовать повышению надежности электроснабжения потребителей в энергосистеме.

Подключаемые к распределительным электрическим сетям объекты ВИЭ оказывают влияние на схемно-режимные ситуации в нормальных и аварийных режимах работы сети. Целесообразно на этапе технологического присоединения объектов ВИЭ к сети, на основании расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях предъявлять, помимо основных, дополнительные технические требования к оборудованию (инверторным станциям) по их участию в реализации алгоритмов противоаварийной автоматики и режимной автоматики (РА), с учетом возможности выделения энергорайона на островной режим работы. Принципы участия объектов ВИЭ могут быть реализованы как по параметрам режима, так и посредством реализации управляющих воздействий от конкретных устройств ПА и РА энергосистемы.

Влияние объектов ВИЭ на величины суммарных токов КЗ незначительное, учитывая невозможность инверторных станций, даже кратковременно, выдавать ток, значительно больший номинального, как это происходит у традиционных генераторов. Это связано с очень малой тепловой инерцией IGBT транзисторов и нерентабельностью завышения нагрузочной способности инверторных станций. Ограничение по току – во всех режимах, с учетом быстрого действия системы управления инверторной станции, не превышает 1,1-1,2 $I_{ном.}$ (у разных производителей различные), следовательно, при пониженных напряжениях в сети возможность форсировки выдаваемой реактивной мощности будет сильно

ограничена. Однако при проверке отключающей способности коммутационных аппаратов ток подпитки, хоть и незначительный, учитывать необходимо.

Учитывая незначительную величину подпитки места КЗ от объектов ВИЭ, последние практически не оказывают влияния на селективность работы устройств РЗ в прилегающей сети, но учитывать возможность подпитки ими места КЗ на последующем к месту установки РЗ участке – КЗ «за спиной», необходимо.

Своевременное формирование технических требований позволят на этапе заказа оборудования для объектов ВИЭ и проведения пуско-наладочных работ перед вводом его в эксплуатацию обеспечить правильное конфигурирование и корректную работу как при различных возмущениях во внешней сети в режиме параллельной работе с энергосистемой, так и при выделении на островной режим работы.

3.6. Режимы работы автономных энергокомплексов на основе ВИЭ

Около 65% территории России находится в зоне изолированного (автономного) энергоснабжения, причем большая часть находится в северных территориях и на Дальнем Востоке и, в основном, обеспечиваются электроэнергией от дизельных электростанций. Учитывая наличие высокого ветропотенциала этих территорий для модернизация существующих ДЭС и строительства новых систем энергоснабжения, целесообразно их проводить на основе создания экономически и энергетически эффективных гибридных энергокомплексов на базе ВИЭ модульного типа, например, модульных ветро-дизельных электростанций (ВДЭС), обеспечивающих высокую долю замещения дальнепривозного дизельного топлива и адаптированных к суровым климатическим условиям российского севера.

Для проектирования автономной системы энергоснабжения на базе ВИЭ предложена методология системного проектирования для выбора состава оборудования и расчета оптимальных параметров и режимов работы модульной ВДЭС, расчета технико-экономических показателей и инвестиций в ЭК для автономных регионов энергоснабжения на основе системной эффективности.

Концептуально последовательность решения состоит из четырёх взаимосвязанных функциональных блоков, в которых на каждом уровне на основе иерархической последовательности определяются параметры и характеристики, используемые на других уровнях (рис. 3.14):

Первый блок анализа и подготовки исходных данных, включающий подуровни:

- оценки ветроэнергетических ресурсов;
- анализ и расчет энергопотребления;
- выбор потенциальных площадок для размещения ЭК.

Второй блок выбора основного и вспомогательного оборудования, включающий подуровни:

- оценки потерь при простоях и выходе из строя не адаптированного оборудования (учет потерь при обледенении лопастей ВЭУ, заснеженности солнечных панелей, простое оборудования за пределами рабочих температур, оценка вероятности выхода из строя оборудования);

- учет дополнительных затрат на адаптацию оборудования к северным условиям с оценкой стоимости этих мероприятий и эффектов от их внедрения;

- сравнительный анализ и выбор состава и параметров основного и вспомогательного оборудования установок ВИЭ и ДЭС (верификация и сравнение технических характеристик оборудования, определение ключевых параметров, влияющих на надежность и стоимость оборудования);

- расчет и определение параметров фундаментов для Северных условий.

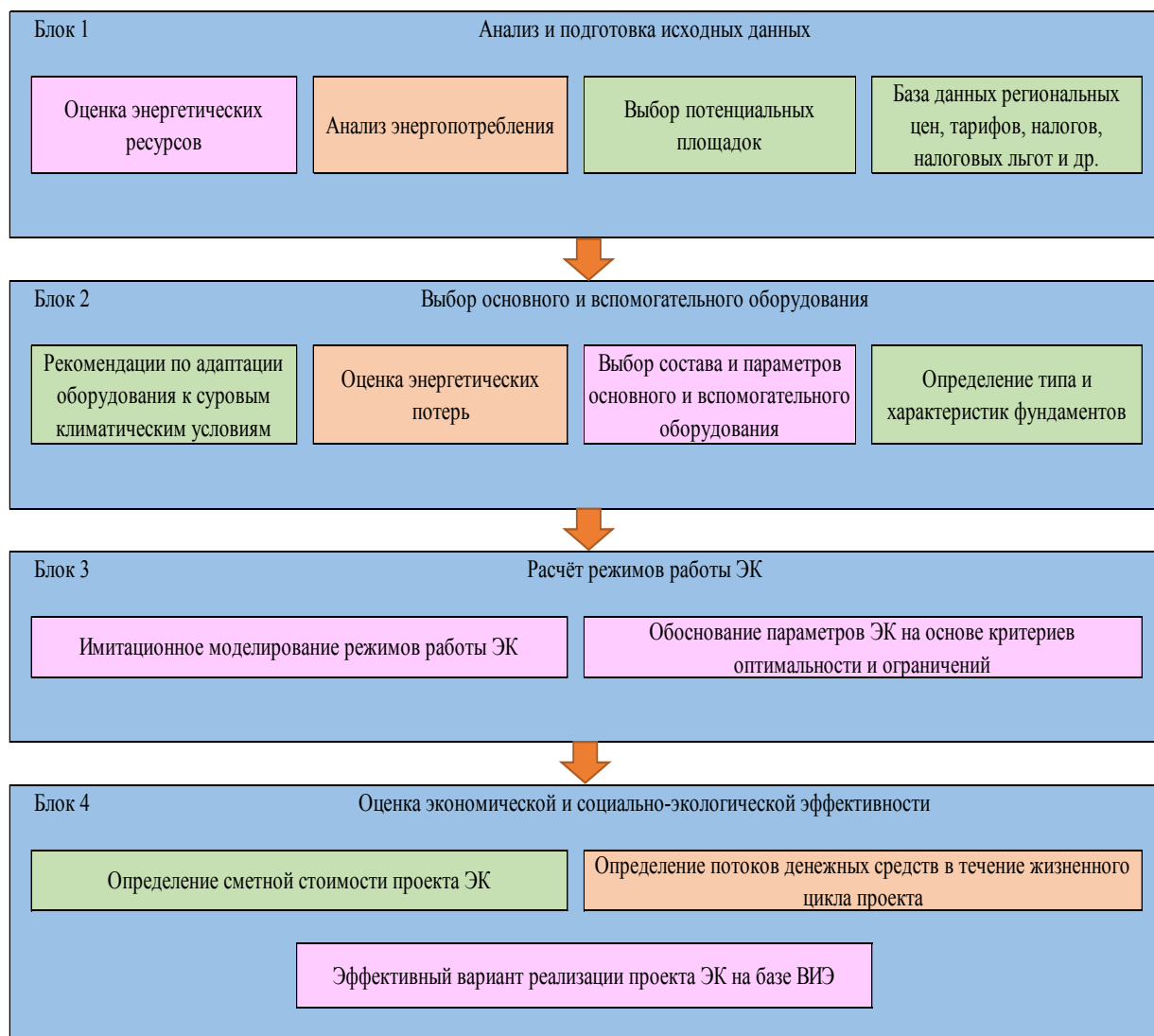


Рис. 3.14 Блок-схема методики расчета оптимальных параметров и режимов работы автономного энергокомплекса для суровых климатических условий

Третий блок расчета режимов работы ЭК на базе ВИЭ, включающий разработанные модели генерирующего оборудования элементов ЭК и имитационного моделирования режимов работы оборудования ЭК.

Четвертый блок оценки экономической, инвестиционной и социально-экологической эффективности проекта по выбранным критериям и формирование ТЭО энергокомплекса на основе ВИЭ.

Функциональные блоки программно объединяются в единое многоуровневое оптимизационное пространство, обеспечивающее выбор состава, параметров и режимов работы энергокомплекса, использующего традиционные и возобновляемые источники энергии.

Первый блок предложенной методики обеспечивает формирование массивов исходных данных, позволяющих определять природно-климатические и ресурсные характеристики рассматриваемых площадок размещения ЭК,

формировать графики энергопотребления рассматриваемого объекта на основе типовых графиков и моделей пересчета, а также формирование базы данных нормативно-правовых, финансовых и экономических показателей субъекта Федерации, на территории которого создается ЭК. Основой методологии оценки ветроэнергетических ресурсов (ВЭР) для повышения точности, особенно в арктических регионах с недостаточно достоверной исходной метеоинформацией, является принцип трехуровневой системы оценки, предложенный одним из авторов. На первом уровне на основании анализа данных, разработанных ранее атласов ветров России, производится предварительное крупномасштабное моделирование и выбор региона внедрения. На втором уровне оценок производится региональная оценка ВЭР на основе мезомасштабного моделирования ветрового потока и использования баз спутниковых наблюдений. На третьем уровне оценки ресурсов для конкретного места размещения энергокомплекса проводится микромасштабное моделирование ветрового потока и расчет ресурсов в месте сооружения ЭК с учетом орографии, рельефа, топографии и др. На рис. 3.15 приведен результат микромасштабного моделирования с использованием программного комплекса WindPRO в виде карты распределения удельных ветроэнергетических ресурсов с выделением зон с высоким потенциалом, где целесообразно разместить ВЭС.

Во втором блоке вводятся рекомендации по адаптации оборудования к Северным условиям, учитывающие дополнительные затраты к стоимости оборудования и его отдельных элементов при его приспособлении к северным условиям по сравнению с базовым вариантом (применение специальных морозостойких материалов, активные и пассивные методы борьбы с обледенением и др.), оцениваются потери в выработке электроэнергии из-за обледенения лопастей, датчиков и простоев в работе ВЭУ из-за периодов изморози и экстремальных морозов. Для оценки этих факторов вводится зависимость снижения выработки электроэнергии ВЭУ от количества дней с изморозью и экстремальными морозами по данным метеонаблюдений в данном районе. Кроме этого, в методику вводятся рекомендации по учету дополнительных затрат на собственные нужды для дополнительного обогрева элементов ВЭУ.

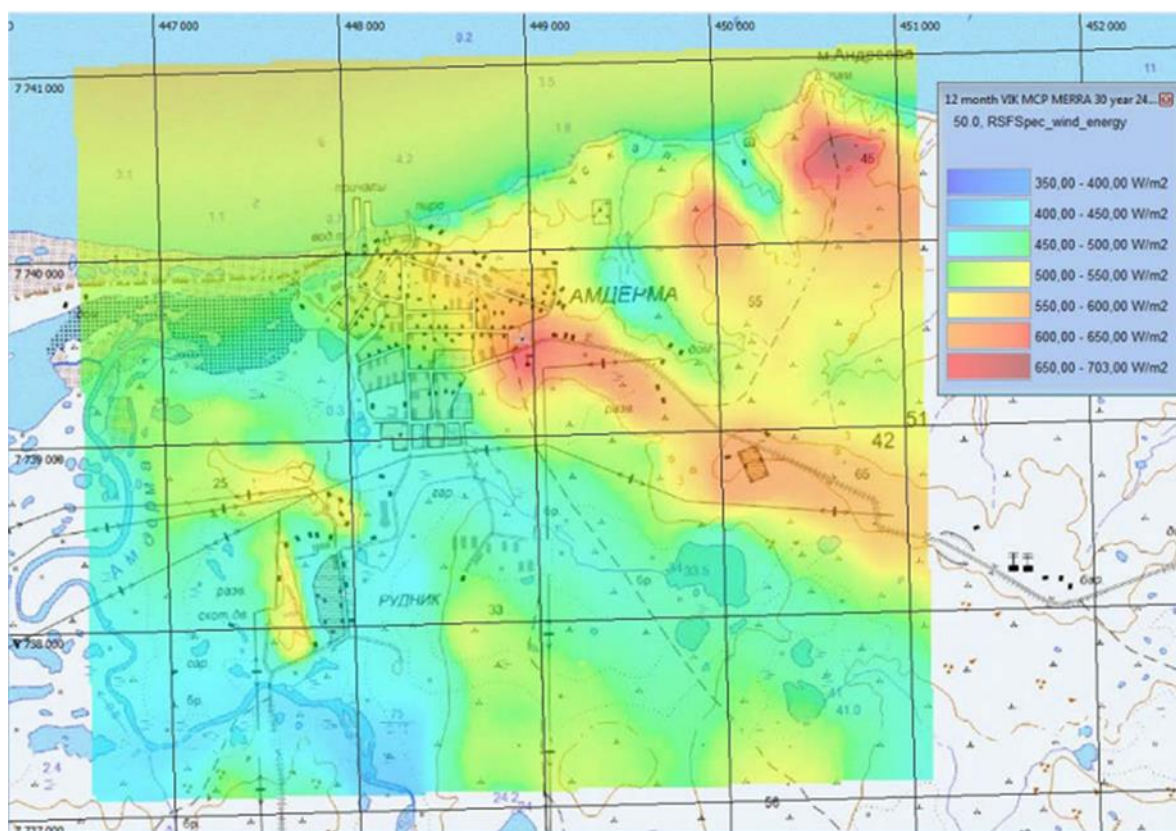


Рис. 3.15. Распределение ВЭР (Вт/м^2) в районе размещения ВДЭС и на высоте башни конкретной ВЭУ

В подблоке “Выбор состава и параметров основного и вспомогательного оборудования” блока 2 происходит отбор и ранжирование вариантов на основе многопараметрического сравнения. Технические характеристики сравниваются с учетом ограничений для оборудования, работающего в зонах децентрализованного энергоснабжения, рекомендаций по адаптации оборудования к северным условиям и ряда параметров, влияющих на надёжность и стоимость оборудования. Для охвата большинства потребителей в арктических регионах наиболее эффективно использование гибридных энергетических модулей мощностью 150-300 кВт с адаптированной к российским климатическим условиям отечественной ВЭУ мощностью 50-100 кВт. Далее формируются варианты состава оборудования, удовлетворяющих граничным условиям. Из этого множества на основе расчетов значений удельной стоимости варианта состава оборудования ЭК и удельной себестоимости производимой энергии, составляется ранжированная по этим значениям матрица вариантов состава и параметров оборудования ЭК, из анализа которой отбираются варианты, передаваемые в блок 3.

В этом же блоке методики рассматриваются варианты возможных видов фундаментов ВЭУ для данного места размещения ЭК с учетом условий вечной мерзлоты и климатических условий. На основе анализа мирового и отечественного опыта строительства в суровых климатических условиях в

методике предлагается конструкция и проводится расчет фундамента модульного типа из металла под заданные внешние условия (геология, транспортная инфраструктура, внешние воздействия на конструкцию и т. д.) с экономической оценкой затрат на фундамент.

Блок 3 методики является расчетным. Результаты блоков 1 и 2 представляются в виде исходных данных для имитационного моделирования режимов работы различных по составу и техническим параметрам оборудования выбранных в блоке 2 вариантов ЭК. Разработаны и используются при необходимости для проведения моделирования ЭК с различным составом оборудования следующие математические модели генерирующего и управляющего оборудования:

Модель ВЭС – определяющая выработку ветроэлектростанции с учётом имеющего ветропотенциала и отобранных в блоке 2 вариантов оборудования на предполагаемых площадках строительства, с учетом количества и технических характеристик ВЭУ, эффектов аэродинамического затенения ВЭУ и процессов регулирования системой управления с учетом заданных системных ограничений.

Модель СЭС (в случае использования в составе ЭК солнечных установок) – определяющая выработку от солнечной электростанции с учетом имеющегося гелиопотенциала и отобранных в блоке 2 вариантов оборудования на предполагаемых площадках строительства, количества и характеристик фотоэлектрических модулей (ФЭМ), эффектов затенения ФЭМ и процессов регулирования системой управления с учетом заданных системных ограничений. Кроме этого, в модели СЭС рассчитываются уровни экстремальных напряжений, возникающих в течение года для определения технических параметров солнечных инверторов.

Модель ДЭС – определяющая выработку дизельной электростанции, расход топлива, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, срок службы до капитального ремонта с учетом выбранных в блоке 2 вариантов ДГА их характеристик и графика технического обслуживания.

Модель аккумулирующей системы (АС) – определяющая реальный срок службы АКБ, с учетом емкости АС, получаемого из блока 2, уровень заряда, количество и глубину циклов заряда-разряда, потери энергии в цикле с учетом двух сценариев работы – по нагрузке и в циклическом режиме.

Модель управляемой балластной нагрузки (УБН) – определяет количество излишков энергии образующихся при регулировании, которые могут быть использованы в виде тепловой энергии.

Модель интеллектуальной системы автоматического управления (ИСАУ) – обеспечивает возможность максимизации выработки энергии от ВИЭ за счет динамического перераспределения мощности между элементами

энергокомплекса и, как следствие, минимизации расхода топлива (с возможностью полного отключения топливных источников электроэнергии в период достаточной мощности от ВИЭ). ИСАУ состоит из двух силовых устройств динамического регулирования баланса мощностей – ДНПТ, УБН, аккумулятора, контроллера ДНПТ и УБН, осуществляющего автоматическое управление устройствами ЭК, и главного контроллера, осуществляющего управление высокого уровня.

Результатом имитационного моделирования в блоке 3 являются один или несколько вариантов энергокомплекса с конкретным составом, техническими и режимными параметрами, используемыми в качестве расчетных вариантов в блоке 4.

В блоке 4 сформирован алгоритм и реализована финансово-экономическая модель ЭК на ВИЭ, функционирующего в автономной системе энергоснабжения конкретного населенного пункта или объекта с обоснованными в блоках 2 и 3 техническими и режимными параметрами и задаваемыми из блока 1 данными по ресурсному потенциалу и особенностям региональной экономики. Блок-схема оценки эффективности энергокомплекса ВИЭ-ДЭС приведена на рис. 3.16. Данная модель формируется на основе баланса денежных потоков (притоков и оттоков) на каждом расчетном шаге жизненного цикла проекта.

В результате модельных расчетов блока 4 выбирается оптимальный вариант реализации ЭК с учетом режимов генерации энергии составляющими энергокомплекса (установками ВИЭ и ДГУ) и графика энергопотребления, особенностей его работы в неценовых зонах или в автономной системе, особенностей региональной экономики: текущего и прогнозного состояния цен на генерируемую электроэнергию и дизельное топливо; налогового окружения, инфляции, выбранной схемы финансирования, обоснованной ставки дисконтирования и др.

Для сравнения и расчетов вариантов ЭК реализуется финансово-экономическая модель DCF (discounted cash flow) для ЭК на базе ВДЭС. В модели DCF рассматриваются доходы и расходы в виде денежных потоков CF_t , формируемых на протяжении жизненного цикла T и дисконтируемых к базовому (текущему) году по ставке r , определяемой с учетом рисков и прогнозов инфляции, и единовременных финансовых средств $V_{кр}$ в виде кредитов, ссуд и т. д.:



Рис. 3.16. Блок-схема оценки финансово-экономической эффективности проекта на ВИЭ

$$DCF = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} + V_{кр} =$$

$$= \sum_{t=1}^T \left(\frac{C_t \cdot (\mathcal{E}_{ВЭС} + \mathcal{E}_{ДЭС}) + D_{экт} - I_{кр} - \frac{C_{топ} \cdot b_t \cdot \mathcal{E}_{ДЭС}}{(1+r)^t}}{(1+r)^t} \right) + V_{кр},$$

где C_t – цена электроэнергии от ЭК, руб./кВт·ч; $C_t \cdot (\mathcal{E}_{ВЭС} + \mathcal{E}_{ДЭС})$ – доходы от продажи электроэнергии, вырабатываемой на ВДЭС, руб.; $C_{топ}$ – цена дизельного топлива, руб./г.; $D_{экт}$ – экологический эффект от снижения выбросов в атмосферу, тыс. руб.; $I_{кр} = f(V_{кр}, t_{кр}, r_{кр})$ – ежегодные выплаты по кредиту, руб.; $V_{кр}$ – сумма кредита, руб.; $t_{кр}$ – срок выплаты по кредиту, лет; $r_{кр}$ – процент выплат по кредиту, %; b – удельный расход дизельного топлива, г/кВт·ч; $\mathcal{E}_{ВЭС}$, $\mathcal{E}_{ДЭС}$ – выработка электроэнергии на ВЭС и ДЭС, кВт·ч; $C_{топ} \cdot b_t \cdot \mathcal{E}_{ДЭС}$ – расходы на покупку дизельного топлива, руб.; r – реальная ставка дисконтирования с

учетом инфляции; t – расчетный шаг (год) ($t = 1 \div T$), T – срок жизненного цикла объекта (20 лет).

Экологический эффект $D_{экт}$ от снижения выбросов в атмосферу на каждом шаге планирования t по зависимости:

$$D_{экт} = \sum_{t=1}^T (b_{CO_2 \text{ ДЭС}} + b_{CO_2 \text{ ВЭС}}) \cdot Э_{ВЭС t} \cdot Ц_{tCO_2} + \\ + (b_{SO_2 \text{ ДЭС}} + b_{SO_2 \text{ ВЭС}}) \cdot Э_{ВЭС t} \cdot Ц_{tSO_2} + (b_{NO_x \text{ ДЭС}} + b_{NO_x \text{ ВЭС}}) \cdot Э_{ВЭС t} \cdot Ц_{tNO_x},$$

где $b_{CO_2 \text{ ДЭС}}$, $b_{CO_2 \text{ ВЭС}}$ – удельные значения выбросов CO_2 на ДЭС и ВЭС, г/кВт·ч; $b_{SO_2 \text{ ДЭС}}$, $b_{SO_2 \text{ ВЭС}}$ – удельные значения выбросов SO_2 на ДЭС и ВЭС, г/кВт·ч; $b_{NO_x \text{ ДЭС}}$, $b_{NO_x \text{ ВЭС}}$ – удельные значения выбросов NO_x на ДЭС и ВЭС, г/кВт·ч; $Ц_{tCO_2}$, $Ц_{tSO_2}$, $Ц_{tNO_x}$ – цена выбросов парниковых газов CO_2 , SO_2 , NO_x , руб/тн.

Потоки DCF позволяют рассчитать основные показатели экономической эффективности проекта: чистого дисконтированного дохода (Net Present Value – NPV); внутренней нормы доходности (Internal rate of Return – IRR), индекса доходности (Profitability Index – PI); дисконтированного срока окупаемости ((Discounted Payback Period - DPP).

Рассматриваемый жизненный цикл объекта электроэнергетики принимается равным 20 годам. Расчеты проводятся с учетом инфляции. Ввиду локальности проекта общественная эффективность не определяется. При оценке его коммерческой эффективности моделируются денежные потоки от инвестиционной и эксплуатационной деятельности: начальные инвестиции в проект, эксплуатационные расходы на поддержание ВЭС в рабочем состоянии, расходы на топливо дизель-генераторов, заработная плата обслуживающего персонала и т. д.

Дисконтированием денежных потоков является приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t_0 . Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (r), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m шаге осуществляется путем умножения его значения (φ_m) на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + r)^{t_m - t_0}},$$

где t_m – момент окончания m -го шага.

Норма дисконтирования является задаваемым основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности ИП. Коммерческая норма дисконтирования используется при оценке коммерческой эффективности проекта и определяется с учетом альтернативной, т. е. связанной с другими проектами, эффективности использования капитала.

Важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход NPV (Net Present Value) или интегральный эффект – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период, равный разности между текущей стоимостью потока будущих доходов и текущей стоимостью будущих затрат по осуществлению строительства, эксплуатации и техническому обслуживанию проекта на протяжении всего жизненного цикла.

Значение NPV определяется по формуле:

$$NPV = -K_{ЭК} + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} + V_{кр},$$

где $K_{ЭК} = K_{об} + K_{СМР} + K_{лог}$ – капитальные вложения в ЭК, тыс. руб.; $K_{об}$, $K_{СМР}$, $K_{лог}$ – капитальные затраты на оборудование, строительно-монтажные работы и транспортно-логистические расходы, тыс. руб.

NPV характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта, а также затрат и результатов, относящихся к различным моментам времени. Проект является эффективным с точки зрения инвестора, если NPV проекта положителен. При сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением NPV (при выполнении условия его положительности).

Внутренняя норма доходности IRR (Internal Rate of Return) – это норма дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход проекта NPV обращается в ноль.

IRR рассчитывают по зависимости:

$$-K_{ЭК} + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} + V_{кр} = 0,$$

Для оценки эффективности ИП значение IRR необходимо сопоставлять с нормой дисконтирования r . Инвестиционные проекты, у которых IRR больше r , имеют положительный NPV и поэтому эффективны. Проекты, у которых IRR меньше r , имеют отрицательный NPV и потому неэффективны.

Срок окупаемости с учетом дисконтирования $t_{ок}$ (Discounted Payback Period – DPP) – продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости проекта с учетом дисконтирования. Моментом окупаемости с учетом дисконтирования является тот наиболее ранний момент времени в

расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Срок окупаемости является периодом от начального момента реализации до периода окупаемости проекта, после наступления которого NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным и рассчитывается по зависимости

$$-K_{ЭК} + \sum_{t=1}^{t=t_{ок}} \frac{CF_{t_{ок}}}{(1+r)^{t_{ок}}} + V_{кр} = 0,$$

Индекс доходности PI (Profitability Index) является относительной величиной, характеризующей эффективность привлекаемых инвестиций.

Индекс доходности определяется по формуле:

$$PI = \frac{NPV}{K_{об} + K_{СМР} + K_{лог}}.$$

Проект эффективен, если $NPV > 0$, $IRR > r$, $PI > 1$.

Значение r в неценовых зонах согласно нормативным значениям принимается равным 14% (12% с 2017 г.), а в изолированных зонах по итогам конкурса проектов.

Финансирование проектов на ВИЭ возможно, как за счет средств из региональных и местных бюджетов, так и за счет привлеченных государственных и частных кредитов на возвратной основе, а также субсидий на безвозвратной основе, целевых инвестиционных фондов и др.

Пример оценки эффективности проекта ВДЭС в п. Тикси Саха-Якутия.

Ниже представлены результаты оценки энергоэкономической эффективности проектируемого энергокомплекса на основе ВИЭ с использованием методологии, представляющей многоуровневый итерационный процесс последовательно реализуемых функциональных блоков, каждый из которых решает конкретные задачи и предусматривает выполнение критериальных условий, обеспечивающих формирование расчетных данных для последующего этапа

На рис. 3.17 представлена блок-схема прикладной методики расчета параметров ЭК, состоящей из последовательно реализуемых этапов, на каждом из которых выполняется свой критерий энергоэффективности. Переход к последующему уровню осуществляется при соблюдении критерия предыдущего уровня.

На первом этапе моделируются графики нагрузки и графики объемов потребления энергии.

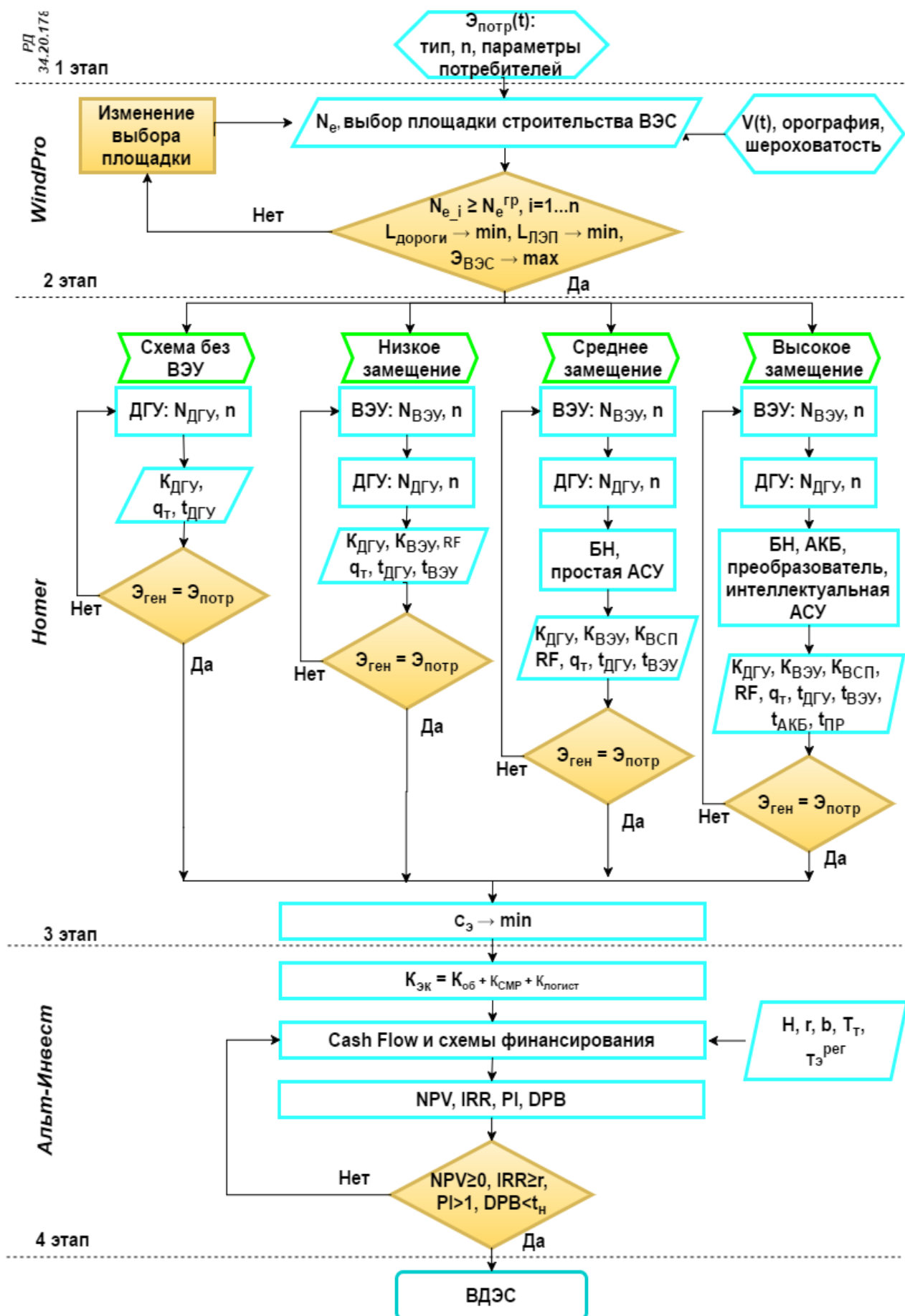


Рис. 3.17. Блок-схема оценки энергоэкономической ВДЭС

На втором уровне рассматриваются варианты размещения энергокомплекса, для которых проводится оценка ветроэнергетического потенциала на основе данных многолетних метеорологических или спутниковых наблюдений, и определяется расстояние транспортной и энергетической инфраструктуры.

На третьем уровне проводится вариантный анализ состава и мощности оборудования энергокомплекса для различных степеней замещения.

На четвертом уровне осуществляется оценка экономической эффективности проекта при различных схемах финансирования и выбирается наилучший вариант реализации ВДЭС.

В блок-схеме использованы следующие обозначения: $N_{\text{потр}}(t)$ – график нагрузки потребителей; n – количество (потребителей, установок); $N_{e,i}$ – удельная мощность ветрового потока на площадке $i = 1 \dots n$; $V(t)$ – скорость ветра; $N_e^{\text{гр}}$ – граничное значение удельной мощности ветрового потока; $L_{\text{дороги}}$ – длина подъездной дороги к ВЭС; $L_{\text{ЛЭП}}$ – длина линий электропередач; $N_{\text{ДГУ}}$, $N_{\text{ВЭУ}}$ – номинальные мощности ДГУ и ВЭУ соответственно; $K_{\text{ДГУ}}$, $K_{\text{ВЭУ}}$, $K_{\text{ВСП}}$ – стоимость соответственно ДГУ, ВЭУ, вспомогательного оборудования (АСУ, АКБ, преобразователь напряжения, др.); $K_{\text{ЭК}}$ – суммарная стоимость рассматриваемой схемы ЭК с учетом стоимости оборудования, СМР, доставки оборудования; RF – доля замещения энергии ветра; $q_{\text{г}}$ – годовой расход дизельного топлива; $t_{\text{ДГУ}}$, $t_{\text{ВЭУ}}$, $t_{\text{АКБ}}$, $t_{\text{пр}}$ – число часов использования ДГУ, ВЭУ, АКБ и преобразователя напряжения соответственно; $\mathcal{E}_{\text{ген}}$ – среднегодовая выработка электроэнергии ЭК; $C_{\text{э}}$ – экономически обоснованный тариф на электроэнергию, генерируемую рассматриваемой схемой ЭК; $T_{\text{э}}^{\text{рег}}$ – существующий тариф на электроэнергию в данном регионе; H – налоговое окружение; r – ставка дисконтирования; b – уровень инфляции; $T_{\text{т}}$ – стоимость дизельного топлива; $t_{\text{н}}$ – нормативный срок окупаемости.

В условиях недостатка исходной информации о количестве, характеристиках, типах потребителей для построения графиков нагрузки проведено моделирование на основе метода обобщенных характеристик, основу которого составляет накопленная информация по реальным объектам потребления. Расчетная нагрузка потребителей различного типа формируется в соответствии с максимальной нагрузкой и учетом коэффициента одновременности K_o . С использованием этого построены прогнозные графики нагрузки p . Тикси для годичного (рис. 3.18), месячного, суточного графиков нагрузки и определены экстремальные значения нагрузок.

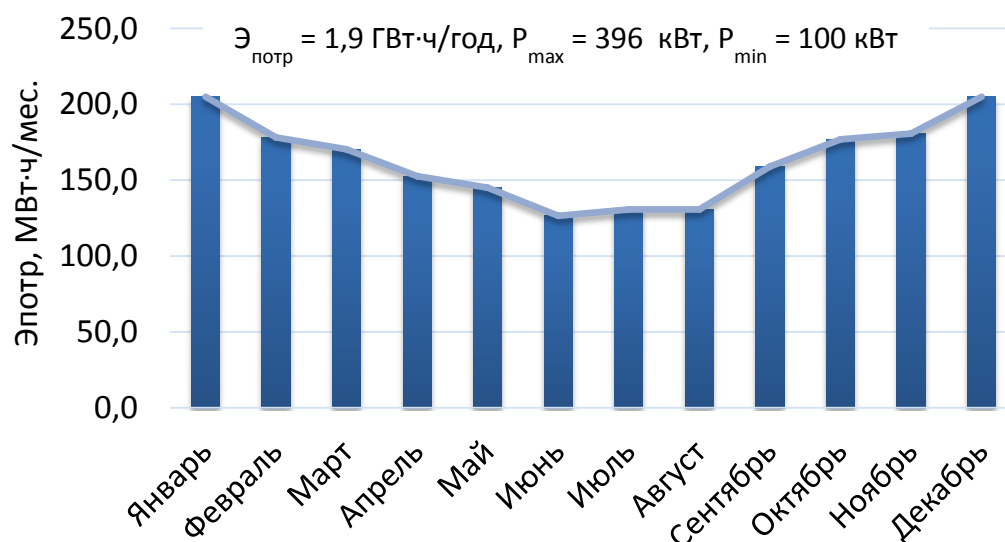


Рис. 3.18 Годичный график потребления

На втором уровне производится выбор конкретной площадки для размещения ВДЭС с выполнением критериев:

- 1) максимум выработки электроэнергии ВЭС: $\mathcal{E}_{\text{ВЭС}} \rightarrow \max$,
- 2) минимальная протяженность дополнительных подъездных дорог: $L_{\text{дороги}} \rightarrow \min$,
- 3) минимальная длина прокладки ЛЭП: $L_{\text{ЛЭП}} \rightarrow \min$.

Определение валового ветроэнергетических ресурсов N_e в районе предполагаемой реализации проекта проведено для высоты 32 м на основе ряда данных спутниковой системы наблюдения MERRA с 01.01.1986 по 01.02.2016. В результате расчета ВЭР (рис. 3.19) выявлены наиболее подходящие места для размещения ВЭС.

Для предлагаемых площадок проведено сравнение по предложенным критериям (табл. 3.3) и в качестве основной по совокупности технико-экономических показателей принята площадка №1.

На третьем уровне проводится обоснование состава и мощности основного (ВЭУ и ДГУ) и вспомогательного оборудования.

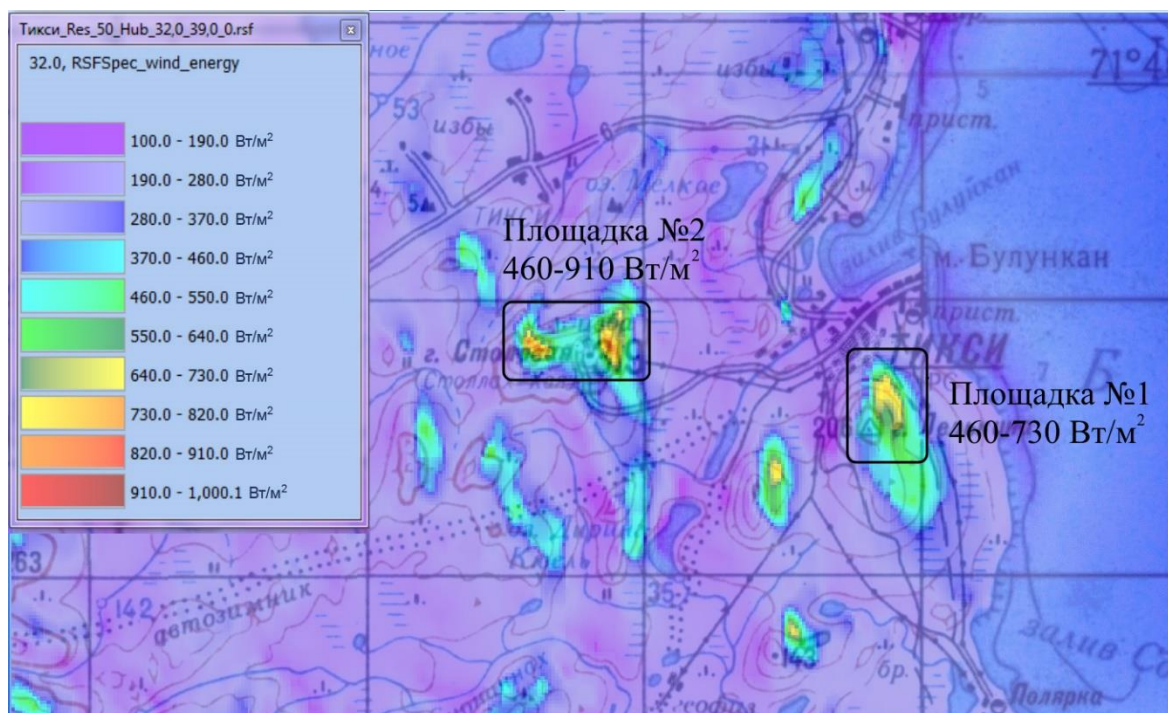


Рис. 3.19. Оценка ВЭР в рассматриваемом районе

Таблица 3.3

Результаты сравнения вариантов размещения площадок

Параметры	Площадка №1	Площадка №2
Э _{ВЭУ} , МВт·ч/год	182,3	190,3
КИУМ, %	41,6	43,4
T, ч	3 645	3 806
V _{ср} на высоте оси ВК, м/с	8,6	8,9
Расстояние до населенного пункта	0,5 км	> 2 км

Критерием выбора генерирующего оборудования является удовлетворение спроса потребителей на электроэнергию, т. е. мощность оборудования должна равняться максимальной нагрузке потребителей $N_{\text{ген}} = P_{\text{max}}$ или выработка электроэнергии ВДЭК должна быть равна потребляемой $\mathcal{E}_{\text{ген}} = \mathcal{E}_{\text{потр}}$.

В суровых арктических условиях возможно применение только одного класса ВЭУ – класса S, способного эксплуатироваться при низких температурах и сильных порывах северного ветра. Установки такого класса изготавливаются из морозостойкой стали и имеют специальную комплектацию для адаптации в суровых условиях. Для защиты ДГУ от воздействия низких температур при эксплуатации дизельные генераторы помещаются в специальные контейнеры, обеспечивающие теплоизоляцию оборудования.

В результате сравнения нескольких ВЭУ (весьма ограниченного числа) предложено использовать ВЭУ Ghrepower-50 (табл. 3.4, рис. 3.20).

Таблица 3.4

Технические характеристики ВЭУ Ghrepower-50

ВЭУ	Ghrepower
$N_{\text{ном}}$, кВт	50
Номинальная скорость ветра, м/с	12
Диапазон рабочих скоростей ветра, м/с	3 - 25
Диаметр ротора, м	14,2
Высота башни, м	30,6
Частота вращения ВК, об/мин	85
$U_{\text{ном}}$ / частота	0,38 кВ/ 50 Гц
Генератор	3-х фазный, синхронный на ПМ

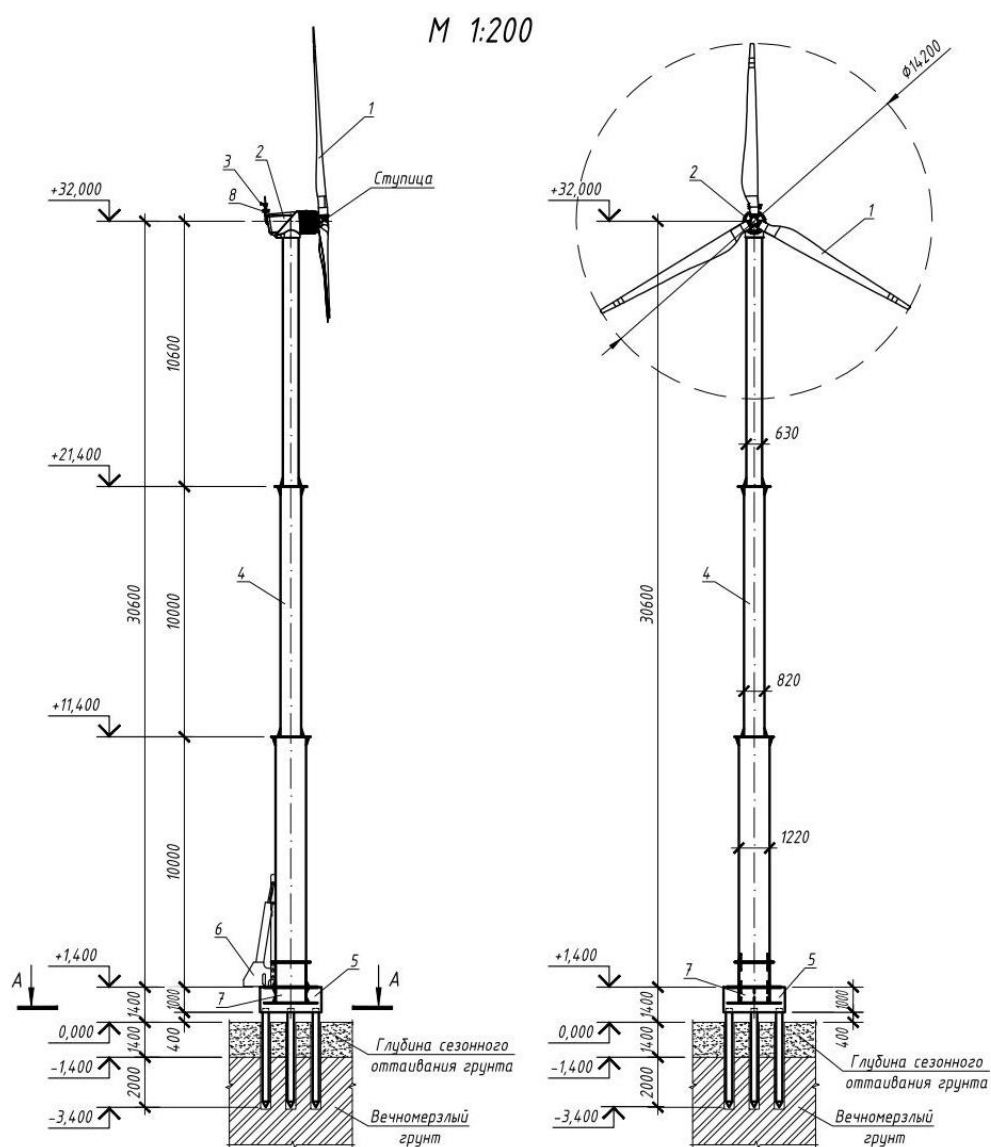


Рис. 3.20. Вид ВЭУ Ghrepower-50 на свайном фундаменте

Схема ВДЭС может варьироваться от простой, в которой ВЭУ присоединена к сети дизеля с минимальным числом вспомогательного оборудования, до более сложной. Уровень замещения зависит от режимов работы и состава оборудования ВДЭС. При повышении уровня замещения возрастает количество необходимого оборудования для поддержания стабильности работы энергокомплекса.

Этап обоснования состава оборудования и мощности ЭК осуществлялся последовательным рассмотрением и оценкой различных вариантов реализации энергокомплекса. Для каждого варианта в результате расчетов определяется доля замещения RF (Renewable Fraction), расход топлива q_T , число часов использования генерирующего оборудования ($t_{ДГУ}$, $t_{ВЭУ}$), выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{ген}$, стоимость основного и вспомогательного оборудования $K_{об}$, доставки $K_{лог}$ и строительно-монтажных работ $K_{СМР}$. Критерием выбора схемы энергокомплекса среди всех возможных вариантов является минимальная себестоимость вырабатываемой ВДЭС электроэнергии $C_э \rightarrow \min$.

Моделирование режимов работы ВЭС и ДЭС в составе ЭК с различной долей замещения проведено в программе Nomer. В табл. 3.5 показаны варианты состава оборудования ВДЭС и соответствующие им уровни замещения.

Таблица 3.5
Состав оборудования вариантов ВДЭС

Варианты	Состав оборудования	Доля замещения, %	Схема замещения
0	ДЭС	0	Низкая
1	ДЭС + 1 ВЭУ	9	
2	ДЭС + 2 ВЭУ	18	
3	ДЭС + 3 ВЭУ	27	Средняя
4	ДЭС + 4 ВЭУ	35	
5	ДЭС + 5 ВЭУ	42	
6	ДЭС + 6 ВЭУ	48	
7	ДЭС + 7 ВЭУ + 18 преобразователей + 114 АКБ	55	Высокая
8	ДЭС + 8 ВЭУ + 20 преобразователей + 127 АКБ	60	
9	ДЭС + 9 ВЭУ + 23 преобразователей + 145 АКБ	65	
10	ДЭС + 10 ВЭУ + 25 преобразователей + 158 АКБ	68	

В схеме с низким уровнем замещения ДЭС (рис. 3.21,а) работают параллельно с ВЭС в постоянном режиме без отключения, в схеме со средней долей замещения (рис. 3.21,б) возможно частичное кратковременное отключение ДГУ, в схеме с высокой долей замещения (рис. 3.21,в) имеет место полное отключение ДГУ. На рис. 3.22 показано покрытие графика нагрузки для январского дня и видно, что ветрового ресурса достаточно для покрытия графика нагрузки. На рис. 3.23 показано замещение годового графика нагрузки вариантов ВДЭС с различным составом оборудования, показывающий, что варианты 7-10 обеспечивают высокую долю замещения.

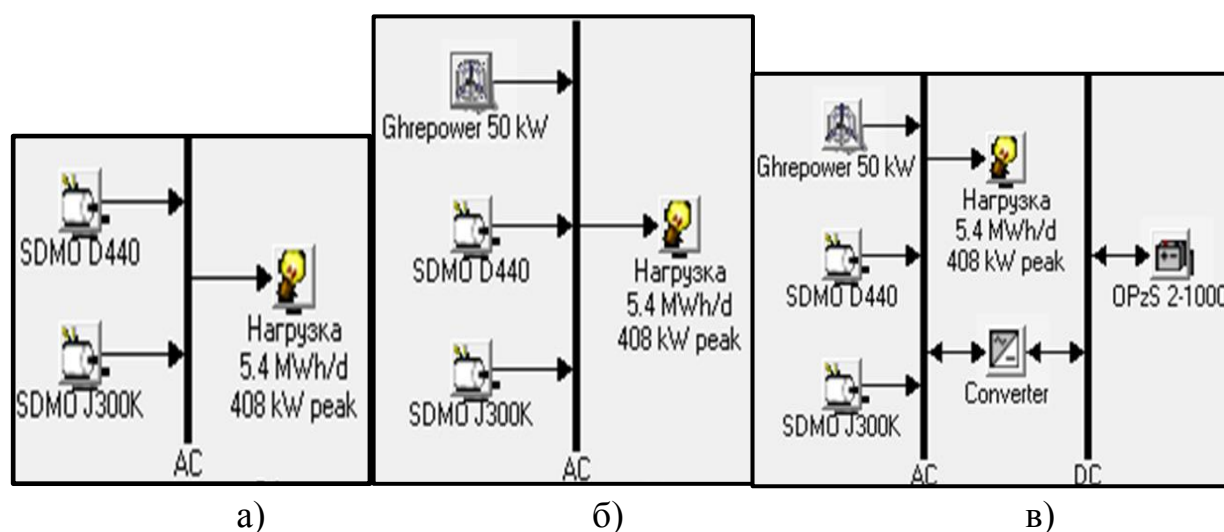


Рис. 3.21. Варианты схем компоновок оборудования ВДЭС

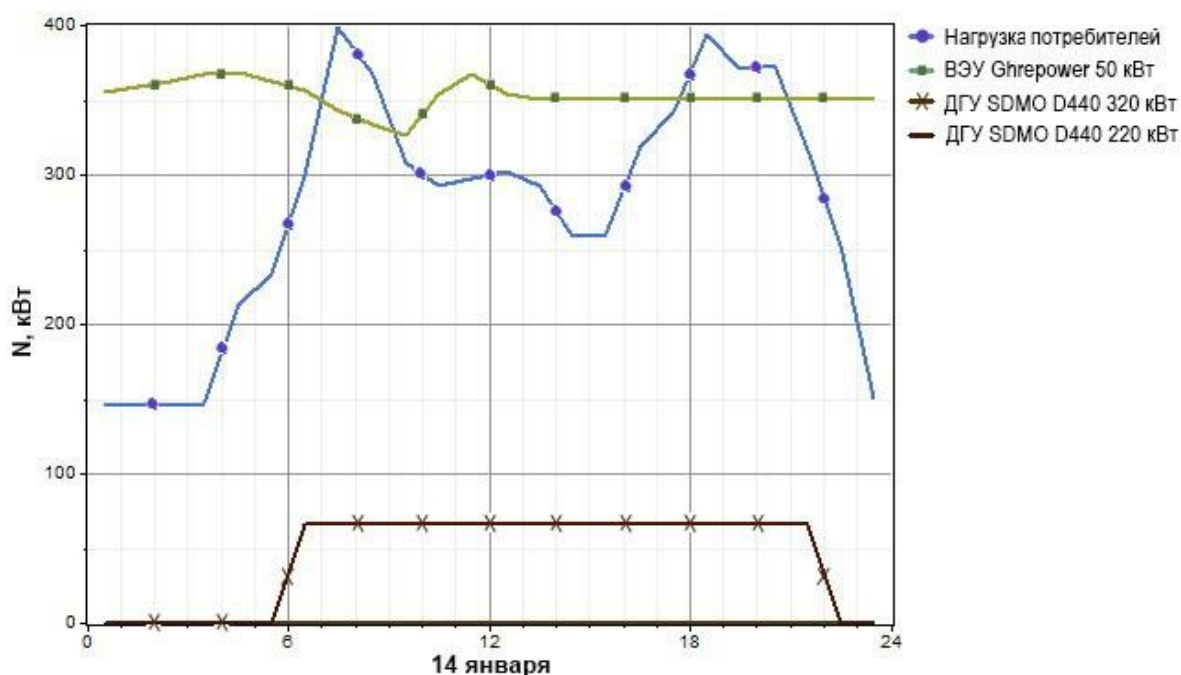


Рис. 3.22. Работа ВЭС и ДЭС в составе ЭК с высокой долей замещения

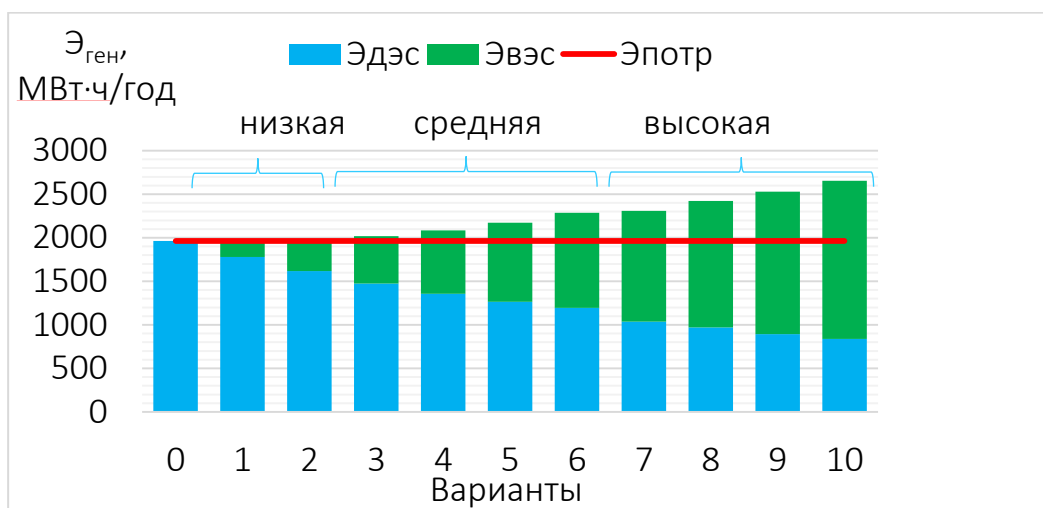


Рис. 3.23. Варианты покрытия годового графика нагрузки различными вариантами ВДЭС

На четвертом уровне проводится экономическое обоснование проекта. Для оценки экономической эффективности используются в качестве исходных данных: технические характеристики и КИУМ оборудования, выработка по каждому типу оборудования, расход и стоимость дизельного топлива, налоговое окружение, уровни инфляции, ставка дисконтирования, курс валют, капитальных вложений в рассматриваемых вариантах.

Оценка экономической эффективности проекта выполнялась для разных схем финансирования и вариантов формирования Cash Flow. При определении требуемых капитальных вложений в проект ВДЭС учитываются затраты на основное и вспомогательное оборудование, на СМР и на логистику. Оценка эффективности инвестиционного проекта выполняется по системе следующих показателей: чистому дисконтированному доходу NPV, дисконтированный сроку окупаемости РВР, внутренней норме доходности IRR, индексу доходности PI.

Проведенные расчеты для различных вариантов состава оборудования ЭК (см. табл. 3.5) позволили оценить показатели эффективности каждого варианта. На рис. 3.24 показаны результаты расчетов для себестоимости производства электроэнергии. Оптимальным вариантом, обеспечивающим наименьшую себестоимость электроэнергии и высокую долю замещения дизельного топлива оказался вариант с семью ВЭУ Ghrepower-5 и наличием системы аккумулирования энергии.

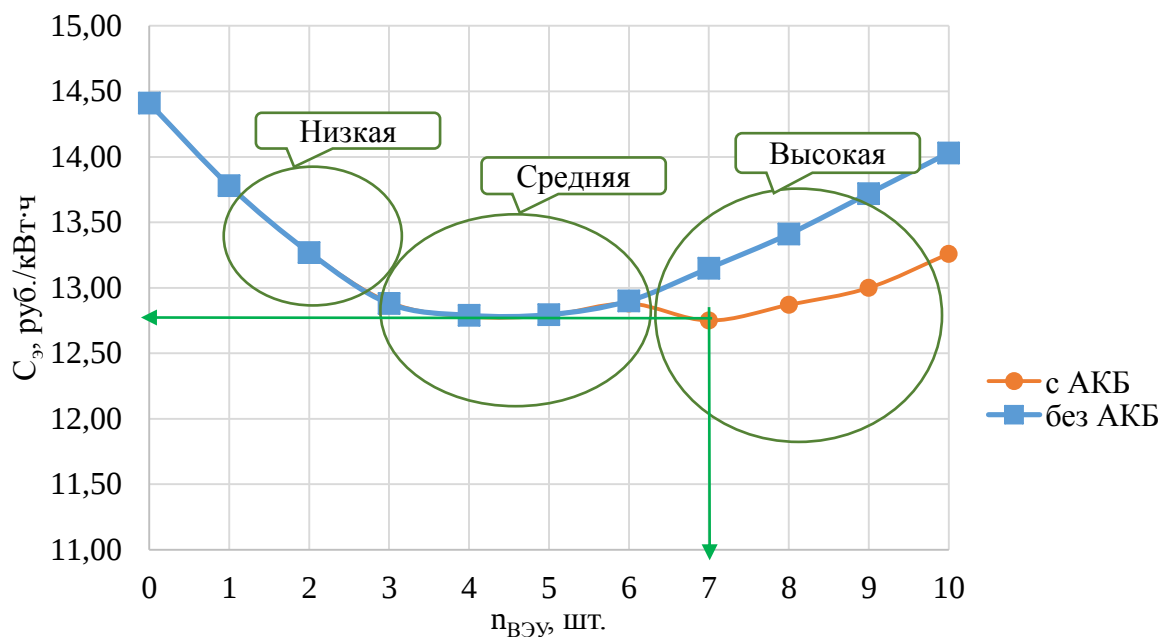


Рис. 3.24. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии при различном составе оборудования

Проведенные расчеты показали, что выбранный вариант реализации энергокомплекса при экономически обоснованном тарифе $C_3 = 12,71$ руб./кВт·ч, обеспечивает:

1. Снижение цены на электроэнергию (12,71 руб./кВт·ч по сравнению с 35 руб./кВт·ч) для конечного потребителя, уменьшение региональных дотаций и повышение инвестиционной привлекательности проекта.
2. Снижение расхода дизельного топлива с 520 тыс. л/год до 272 тыс. л/год, т. е. на 48% и сокращение его объема на 248 тыс. л в год/год.
3. Эффект за счет сокращения объема привозного топлива и снижения себестоимости электроэнергии – 28,09 млн. руб.
4. Объем сэкономленного топлива по сравнению со схемой без ВЭУ – 248 тыс. л/год.
5. Снижение объемов выбросов CO_2 на 526 т/год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В 2019 г. установленная мощность электрических станций в мире составила 7418,0 ГВт, в том числе на основе ВИЭ более 2550 ГВт. При этом за последние 20 лет прирост мощности составил более 14 раз.
2. Значительное развитие и внедрение установок на основе ВИЭ требует детального изучения особенностей поступления ресурсов ВИЭ, их преобразования в энергетических установках и электростанциях и режимов передачи энергии в энергосистему или потребителю.
3. Режим работы крупной ГЭС в энергосистеме зависит от расхода воды в реке, объема водохранилища, вида регулирования стока, потребности энергосистемы, экологических требований, требований других водопотребителей и водопользователей. Агрегаты ГЭС по своим техническим особенностям являются высокоманевренными и могут быстро включаться и останавливаться. ГЭС может быть использована в энергосистеме для выработки электроэнергии, покрытия пиков нагрузки, подхватывания мощности при снижении мощности от ВЭС и СФЭС, оказания системных услуг, в том числе регулирования частоты, нагрузочного и аварийного резерва, для выработки реактивной мощности.
4. Регулирование стока водохранилищами ГЭС позволяет повысить гарантированные расходы и мощность ГЭС в меженные периоды для покрытия графика нагрузки.
5. Режим регулирования стока назначается в соответствии с комплексным использованием водных ресурсов и режимами водопользования и водопотребления, учитывая динамику развития национального хозяйства.
6. Ветровые и солнечные электростанции, а также малые ГЭС, как правило, работают в режиме прихода источника первичной энергии, зависящего от природно-климатических и территориальных особенностей.
7. Для повышения надежности при эксплуатации сетевых ВЭС и оптимизации режимов работы выделяют следующие способы:
 - укрупнение ветропарков по количеству ВЭУ для сглаживания территориальной неравномерности прихода энергии ветра;
 - объединение управления отдельных ВЭС в единый «виртуальный ветропарк»;
 - повышение точности прогнозирования прихода ветровой энергии для различных временных промежутков;

- использование современных типов оборудования (генераторов) и систем преобразования энергии (силовой электроники) ВЭУ, позволяющих управлять режимом по указаниям системного оператора, оказывать системные услуги и регулировать напряжение в точке присоединения ВЭС к энергосистеме.
8. Мощность и режим работы СФЭС зависит от характера поступления солнечной радиации, в том числе от законов движения солнца и от облачности. Однако современные СФЭС полностью гальванически развязаны с сетью, так как подключаются к ней через инверторные станции, выполненные на базе IGBT транзисторов, поэтому основное управление напряжением, частотой и мощностью СФЭС выполняется в инверторной станции и СФЭС работает параллельно с энергосистемой, а система управления инверторной станцией обеспечивает задаваемую СО генерацию активной мощности при текущем значении частоты в сети.
 9. Один из способов повышения надежности и эффективности режимов работы ВЭС и СФЭС является аккумулирование энергии специальной аккумулирующей системой (АС) в период избытка генерации и выдачи мощности и энергии в период дефицита.
 10. Использование АС позволяет сохранять выработанную установками ВИЭ энергию и использовать ее тогда, когда она больше всего необходима, позволяет повысить надежность работы энергосистемы, обеспечить качество энергоснабжения и доступность электроэнергии для всех потребителей.
 11. Важным способом повышения стабильности работы электростанций на основе ВИЭ, является комбинированное использование ветровой, солнечной энергии и/или гидравлической энергии путем создания энергокомплексов на основе ВИЭ. Такое объединение может быть весьма эффективным, учитывая разновременный характер прихода этих видов энергии, а также понимая, что аккумулирование гидравлической энергии в водохранилище происходит без потерь на преобразование.
 12. Для крупных ветропарков и солнечных фотоэлектрических станций, работающих в энергосистеме при благоприятных условиях размещения ГЭС с водохранилищем оптимальным по возможности регулирования режимов работы ВЭС и СФЭС и обеспечения гарантированной мощности на прогнозные промежутки времени может явиться создание энергокомплекса ВЭС-ГЭС или СФЭС-ГЭС.
 13. В России, учитывая территориальные, природно-климатические и социально-экономические особенности территории и народонаселения, высокую стоимость тарифа на электроэнергию в автономных и

децентрализованных зонах энергоснабжения и наличие высокого потенциала ВИЭ, создаются хорошие предпосылки для развития энергетически и экономически эффективных технологий энергоснабжения потребителей с использованием энергокомплексов на основе использования органических и возобновляемых источников энергии при обеспечении высокой доли замещения органического топлива.

ГЛОССАРИЙ

Ветроэлектрическая станция (ВЭС) – электростанция, состоящая из двух и более ветроэнергетических установок, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию и передачу ее потребителю.

Ветроэлектрическая установка (ВЭУ) – ветроэнергетическая установка, предназначенная для преобразования ветровой энергии в электрическую с помощью системы генерирования электроэнергии.

Ветро-дизельная электростанция (ВДЭС) – энергетический комплекс на основе использования ветроэлектрических установок и дизель-генераторных установок, объединенных единой системой управления для надежного и качественного снабжения потребителей.

Возобновляемая энергетика – область хозяйства, науки и техники, охватывающая производство, передачу, преобразование, накопление и потребление электрической, тепловой и механической энергии, получаемой за счет использования возобновляемых источников энергии.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – непрерывно циркулирующие потоки энергии, возникающие в атмосфере и на поверхности планеты в результате взаимодействия веществ, сил и энергий. Эти источники не требуют затрат на свое высвобождение.

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) – комплекс сооружений и оборудования, выполняющий функции аккумуляирования и выработки электрической энергии путем накачки воды из нижнего бассейна в верхний (насосный режим) и последующего преобразования потенциальной энергии воды в электрическую (турбинный режим).

Гидроэлектростанция (ГЭС) – электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.

Малая гидроэлектростанция (малая ГЭС) – ГЭС с установленной мощностью от 100 до 50000 кВт.

Невозобновляемые источники энергии (НИЭ) – природные запасы веществ и материалов, которые могут быть использованы человеком для производства электрической, тепловой или механической энергии (например: уголь, нефть, газ, ядерное топливо). Энергия в этих источниках находится в связанном виде и высвобождается в результате целенаправленной деятельности человека.

Ресурс (потенциал) возобновляемого источника энергии – объем энергии, заключенной или доступной для извлечения при определенных условиях из возобновляемого источника энергии в течение года.

Фотоэлектрическая солнечная электростанция – солнечная электростанция, в которой используется способ прямого преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Фотоэлектрический модуль – устройство, конструктивно объединяющее электрически соединенные между собой фотоэлектрические солнечные элементы, и имеющее выходные клеммы для подключения внешнего потребителя.

Электроэнергетическая система – совокупность электростанций, электрических сетей, подстанций и приёмников электрической энергии, соединенных между собой для непрерывного процесса производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Энергетический комплекс на основе ВИЭ – система, состоящая из установок ВИЭ и какого-либо другого источника энергии (ДЭС, других установок ВИЭ, аккумулирующих систем и др., используемых в качестве резервного или дополнительного источника генерации), для надежного и качественного электроснабжения потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. 3 изд. доп. СПб.; Изд. Политехн. ун-та, 2016 424 с
2. Елистратов В.В., Конищев М.А. К вопросу разработки интеллектуальной системы управления ветро-дизельной электростанции с высоким уровнем замещения. Мат-лы Международного форума REENFOR-2014». М.: ОИВТ РАН. 2014. с. 156-159.
3. Елистратов В.В., Виноградова (Чернова) А.В. Моделирование режимов работы энергетического комплекса ВЭС-ГЭС в децентрализованной системе энергоснабжения / Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2016. № 9-10. С. 12-14.
4. Конищев М.А. Совместная работа ГЭС и ВЭС в составе энергокомплекса с гидравлическим аккумулированием энергии / Научно-технические ведомости СПбГПУ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. № 3, с. 45–51.
5. Елистратов В.В., Конищев М.А., Денисов Р.С. Выбор состава оборудования модульной ВДЭС с высокой долей замещения на основе метода анализа иерархий. Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология», № 7. 2015. с. 37-47.
6. Elistratov V.V., Kudryasheva I.G. Methodology for parameters selection and evaluation the effectiveness of decentralized energy supply systems based on renewable energy sources. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol. 11, № 5, March 2016. pp. 3509-3512.
7. Х.И. Заиров, И.Г. Кудряшева. Регулирование стока реки и выбор установленной мощности: учебное пособие; СПб.; Изд. Политехн. ун-та, 2004.
8. В.В. Елистратов. Использование возобновляемой энергии: учебное пособие. СПб., Изд. Политехн. ун-та, 2008, 224 с.
9. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник / под общей ред. В.В. Берлина. СПб, Изд-во Политехн. ун-та, 2018. 224 с.
10. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное издание в 2-х томах / Под ред. Ю.С. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1989,1990.
11. Андреев А.Е., Бляшко Я.И., Елистратов В.В., Кубышкин Л.И., Кудряшева И.Г. и др., Гидроэлектростанции малой мощности. Учебное пособие / Под ред. В.В. Елистратова. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. 432 с.
12. Ю.С. Васильев, П.П. Безруких, В.В. Елистратов, Г.И. Сидоренко. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: Учебно-справочное пособие. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. 251 с.
13. Елистратов В.В., Васильев Ю.С. Гидроэнергетические установки (краткий конспект лекций). СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. 128 с.
14. Елистратов В.В., Виноградова А.В. Моделирование режимов работы энергетического комплекса ВЭС-ГЭС в децентрализованной системе энергоснабжения / Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2016. № 09-10 (187-188). с. 12-24.
15. Елистратов В.В. Современные схемы и способы работы ВЭС в энергосистеме. Научно-технический журнал «Энергия единой сети». № 5-6 (22-23). Декабрь 2015-январь 2016. С.76-86

16. Елистратов В.В., Кудряшева И.Г. Разработка принципов комплексного подхода к определению эффективности ветро-дизельных энергетических комплексов автономного энергоснабжения. Журнал «Электрические станции», № 10. 2015. С.38-42
17. Елистратов В.В., Кудряшева И.Г., Мирошникова Ю.А. Выбор режимных параметров ГАЭС с учетом особенностей их работы в энергосистеме. Журнал «Гидротехническое строительство», № 11. 2014. с. 22-26.
18. Елистратов В.В., Минина А.А. Методика прогнозирования выработки ВЭС для управления работой ВЭС на рынках мощности и энергии с использованием результатов дистанционного зондирования скорости ветра в приземном слое. Научно-технический журнал «Малая энергетика». №1-2, 2014. с.62-65
19. Елистратов В.В. Работа ветроэлектростанций в энергосистеме и мифы об их негативном влиянии. Журнал «Электричество», №7. 2014. с.41-48.
20. Федоров М.П., Акентьева Е.М., Елистратов В.В., Масликов В.И., Сидоренко Г.И. Водно-энергетические режимы гидроэлектростанций в условиях климатических изменений / Под ред. Ю.С. Васильева. СПб, изд-во Политехн. ун-та, 2017, 274 с.
21. Елистратов В.В., Сибгатуллин А.Р. Оптимизация состава оборудования на основе возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения автономных потребителей небольшой мощности. Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». №23-24 (211-212). 2016. С. 51-67
22. Дюльдин М. В., Елистратов В.В. Оценка ветроэнергетических ресурсов в условиях ограниченной природно-климатической информации / Труды Кубанского государственного аграрного университета, Вып. 1(64), 2017, с. 227-233.
23. Васильев Ю.С. Возобновляемые источники энергии и гидроаккумулирование: учебное пособие / Ю.С. Васильев, В.В. Елистратов и др. СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 1995.
24. . Бальзанников М.И., Елистратов В.В. Возобновляемые источники энергии. Аспекты комплексного использования. Самара, 2008. 331 с.
25. Г.И. Сидоренко, В.И. Пименов, И.Г. Кудряшева. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко-экономический анализ: учебное пособие / Под общ. ред. В.В. Елистратова и Г.И. Сидоренко. СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2008. 248 с.
26. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России: учебное пособие / П.П. Безруких и др. М.: Книга-Рента, 2008. 128 с.
27. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива. Показатели по территориям: справочное пособие. М.: ИАЦ Энергия, 2007. 272 с.
28. Елистратов В.В., Кузнецов М.В., Теоретические основы нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Ч.1. Определение ветроэнергетического потенциала региона: учебное пособие. СПб, Изд. СПбГПУ, 2004. 59 с.
29. Елистратов В.В., Борисенко М.М., Сидоренко Г.И., Стадник В.В. и др. Климатические факторы возобновляемых источников энергии / Под ред. В.В. Елистратова, Н.В. Кобышевой, Г.И. Сидоренко. СПб: Наука, 2010. 235 с.
30. Елистратов В.В., Минина А.А. Методика прогнозирования выработка ВЭС для управления работой ВЭС на рынках мощности и энергии с использованием результатов дистанционного зондирования скорости ветра в приземном слое. Сб. трудов «X Междунар. ежегодная конф. «Возобновляемая и малая энергетика 2013», Москва, 2013. С. 154-161.

31. Елистратов В.В., Конищев М.А. Моделирование режимов работы энергокомплекса ВЭС-ГЭС в централизованной энергосистеме. Сб. научн. трудов СПбГПУ. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. с.35-43.
32. Electricity Storage Association URL:
http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/technology_comparisons/
33. Елистратов В.В. Проблемы и способы аккумулирования энергии от возобновляемых источников. В книге: XV International Conference Topical problems of energy conversion in lithium electrochemical systems conference proceedings. 2018. С. 100-102.

Елистратов Виктор Васильевич
Кудряшева Ирина Григорьевна

РЕЖИМЫ РАБОТЫ УСТАНОВОК И ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3005 – учебная литература

Подписано в печать 30.04.2021. Формат 60×84/16. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 10,0. Тираж 100. Заказ 2123.

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного авторами,
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.

