



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И  
ОБРАЗОВАНИЯ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
А.А. ЕЖЕВСКОГО»

(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)

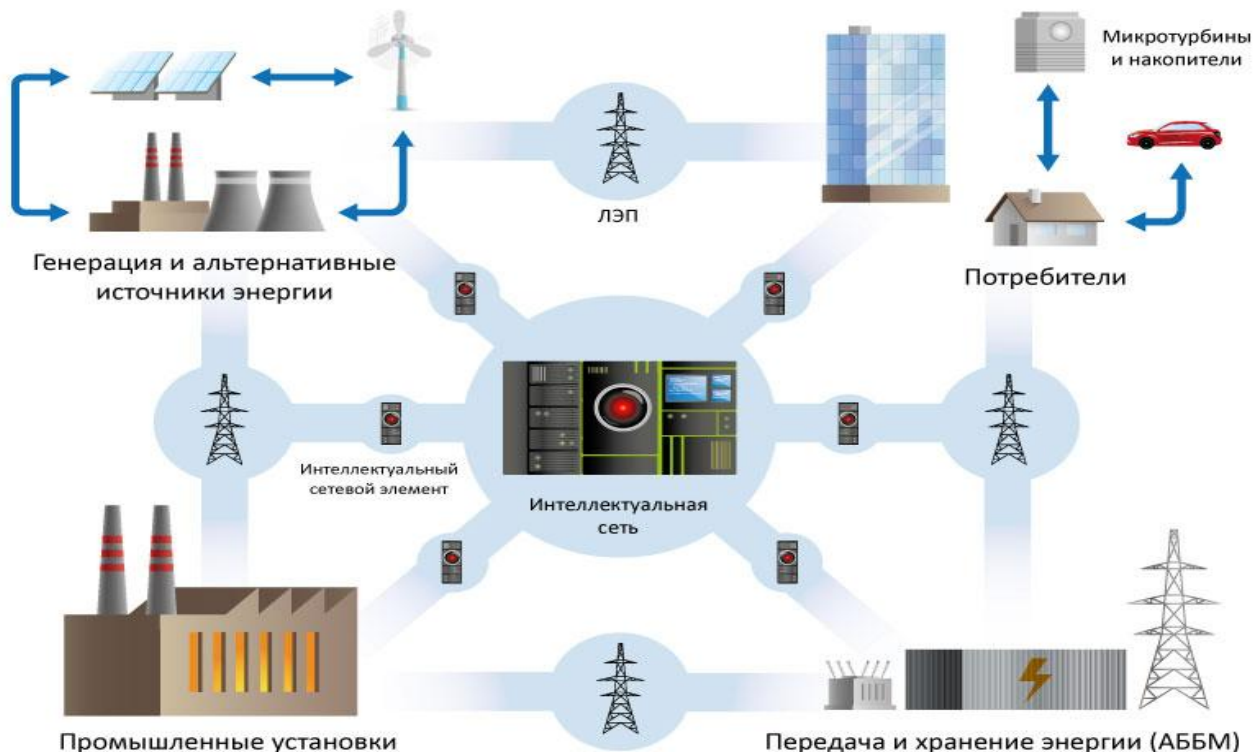
Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

Подъячих С.В., Шпак О.Н.

## Источники распределённой генерации

Методические указания и контрольные задания для студентов  
(очного и заочного обучения) обучающихся по направлению подготовки  
13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника



Молодежный 2021

**УДК: 620.9(075.8)**

ББК 31.19

Рецензент: д.т.н., доцент Алтухов И.В., профессор кафедры энергообеспечения и теплотехники ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ.

Испытание электрической изоляции: методические указания для выполнения контрольного задания / С.В. Подъячих, Шпак О.Н. – Молодёжный: Издательство ФГБОУ ВО Иркутского ГАУ, 2021.- 105 С.

Методические указания предназначены для изучения курса «Источники распределённой генерации». Указания включают в себя выполнения контрольного задания по следующим темам: использование альтернативных источников энергии ветроэнергетика. мощность ветроэнергетических установок энергия солнца. Солнечные коллекторы изоляция электротехнических установок , Данные материалы разработаны для студентов-бакалавров направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника (профиль – Электроснабжение).

Методические указания рассмотрены и одобрены кафедрой электроснабжения и электротехники (протокол № 7 от 10.03.2021 г.).

Методические указания рекомендованы к печати методической комиссией энергетического факультета (протокол № 7 от 15.03.2021 г.).

© Подъячих С.В., Шпак О.Н. 2021

## Содержание

1. Введение .....	4
2. Перспективы развития распределенной генерации в российской федерации .....	5
3. Основные понятия и определения распределённой генерации.....	11
4. Гидравлические электрические станции.....	19
5. Использование альтернативных источников энергии.....	34
6. Ветроэнергетика. Мощность ветроэнергетических установок .....	37
7. Энергия солнца. Солнечные коллекторы .....	41
8. Перспективы динамики развития электрических станций.....	42
9. Вопросы для самостоятельной работы студентов.....	43
10.Лабораторный практикум.....	49
11.Библиографический список.....	59

## Введение

В настоящее время промышленно развитые страны производят основную часть электроэнергии централизованно, на больших электростанциях, таких как тепловые электростанции, атомные электростанции, гидроэлектростанции. Мощные электростанции благодаря "эффекту масштаба" имеют превосходные экономические показатели и обычно передают электроэнергию на большие расстояния. Место строительства большинства из них обусловлено множеством экономических, экологических, географических и геологических факторов, а также требованиями безопасности и охраны окружающей среды. Например, угольные станции строятся вдали от городов для предотвращения сильного загрязнения воздуха, влияющего на жителей. Некоторые из них строятся вблизи угольных месторождений для минимизации стоимости транспортировки угля. Гидроэлектростанции должны находиться в местах с достаточным энергосодержанием (значительный перепад уровней на расход воды).

Распределённое производство энергии подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Мощность таких источников выбирается исходя из ожидаемой мощности потребителя с учетом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т.д.) и может варьироваться в широких пределах (от двух-трех до сотен киловатт). При этом потребитель не отключается от общей сети электроснабжения.

В качестве дополнительных источников электроэнергии могут применяться как средства альтернативной энергетики (солнечные батареи, ветровые генераторы, топливные элементы), так и традиционные когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности. В последнем случае благодаря расположению когенерационных установок непосредственно у потребителей, становится

возможным использование не только вырабатываемой электроэнергии, но и побочной тепловой энергии на нужды отопления, горячего водоснабжения или абсорбционного холодоснабжения самого владельца КГУ или сторонних потребителей, расположенных поблизости. Это позволяет добиться высокой эффективности использования топлива (до 90 % от потенциальной энергии).

## **1. Перспективы развития распределенной генерации в российской Федерации**

До конца двадцатого века энергетика развивалась за счёт увеличения единичных мощностей. Для того чтобы увеличить КПД сети увеличивалась мощность установок и повышались уровни напряжения распределительных сетей. За годы развития энергетики появились огромные электроэнергетические системы, включающие в себя сотни мощных станций и тысячи км воздушных и кабельных линий. Для нормального функционирования таких сетей были созданы сложные иерархические системы управления, которые управляли режимами работы, повышали экономичность и надежность, устраняли последствия аварий и многое другое. Такой путь развития привел к тому, что возникли энергетические корпорации, которые монопольно об-служивали потребителей на своей территории и совмещали в себе все возможные для энергетики виды бизнеса (диспетчеризация, транспорт ЭЭ, продажа, техническое обслуживание и др.).

К концу двадцатого века произошла либерализация электроэнергетики, которая существенно снизила ее монопольный характер и привела к появлению конкуренции. Этому процессу способствовало появление источников меньших мощностей, привязанных к конкретным потребителям, данное явление получило название распределенная генерация. На данный момент уровень развития технологий позволяет рассматривать распределенную генерацию как замену централизованной системе энергоснабжения потребителей.

Распределенная генерация-создание независимых генерирующих мощностей непосредственно вблизи с потребителем, опираясь на его специфику, объемы работы и профиль потребления.

В большинстве исследований распределенная генерация понимается как выработка электроэнергии множеством местных потребителей, которые производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а профицит направляют в энергосистему через общую сетевую инфраструктуру .

К распределенной генерации относятся объекты, которые удовлетворяют одно или несколько из нижеперечисленных требований:

- объект находится в непосредственной близости с потребителем;
- объект в полной мере обеспечивает достаточным количеством тепла/электроэнергии конкретного потребителя;
- объект принадлежит небольшим энергетическим компаниям/потребителю;
- для выработки энергии используют дизельные, газопоршневые и газотурбинные генераторы, топливные ячейки, а также возобновляемые источники электроэнергии.

Существуют два основных типа классификации РГ:

1. По мощности:

- микро (до 5 кВт);
- малые (до 5 МВт);
- средние (до 50 МВт);
- крупные (до 300 МВт).

2. По технологии производства ЭЭ:

- ВИЭ (расцениваются как самые благоприятные, из-за наименьшего влияния на окружающую среду);
- блочные (модульные станции, которые могут быть изготовлены и пущены в работу за небольшое количество времени);
- когенерация (станции, обеспечивающие потребителя необходимым

количеством тепла и ЭЭ).

Рассмотрим технологии, наиболее часто встречающиеся для систем РГ:

1. Микротурбины и газотурбинные установки;
2. Поршневые двигатели;
3. Ветряные станции;
4. Солнечные станции;
5. Топливные элементы;
6. Мини-ГЭС;
7. Геотермальные электростанции;
8. Атомные станции малой мощности;
9. Мусороперерабатывающие станции.

На рисунке 1 представлены основные технологии, применяемые в распределенной генерации и ресурсы, необходимые для их осуществления.

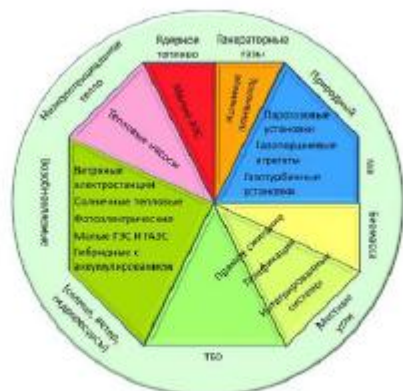


Рисунок 1. Ресурсы и технологии РГ

Применение РГ возможно для исполнения многих целей. Во-первых, это использование РГ автономно, как альтернатива ЕЭС. Также это возможность применения в качестве резервного энергоснабжения. Мощность, вырабатываемая РГ может быть использована для перекрытия пиковых нагрузок, при параллельной работе с ЕЭС, возможно осуществление экспорта ЭЭ в распределительную сеть, регулирование напряжения, за счет дополнительной выработки реактивной мощности. Положительные эффекты

от распределенной генерации можно условно поделить на три группы: технологические, экономические и социальные эффекты.

Технологические эффекты:

- 1) повышение надежности электроснабжения потребителя (за счет расположения РГ вблизи центров нагрузок) [5];
- 2) повышение энергобезопасности (за счёт вовлечения местных энергоресурсов и применения бестопливной энергетики);
- 3) оптимизация управления нагрузкой (за счет выработки ЭЭ для непосредственного потребителя) и создание необходимых технологических резервов с учетом производственных циклов потребителя;
- 4) возможность использования «smart grid» для гибкости энергосистемы;
- 5) экологический эффект путем снижения выбросов парниковых газов
- 6) (за счет введения ВИЭ).

К экономическим и социальным эффектам относятся:

- 1) оптимизация графиков нагрузок;
- 2) возможность когенерации;
- 3) сочетание видов топлива для выработки энергии (возможность использовать продукты и отходы от основного производства);
- 4) снижение потерь в сетях и соответственно снижение цен на ЭЭ;
- 5) доступность энергоснабжения потребителей, изолированных от ЕЭС России;
- 6) увеличение инвестиционной привлекательности энергетики;
- 7) создание новых производств и рабочих мест;
- 8) снижение стоимости затрат на развитие крупной генерации и сетевого комплекса;
- 9) создание новых производств, рабочих мест.



Говоря о распределенной генерации, нельзя не упомянуть о ее недостатках

1. Прогнозирование нагрузки для ВИЭ очень затруднительно, для обеспечения надежности и повышения экономического эффекта таких систем используются сложные математические модели прогнозирования.
2. Станции на возобновляемых источниках энергии из-за новизны технологий достаточно трудно проектировать, возникают вопросы при эксплуатации и ремонтных работах, также нужно уделять большое внимание повышению надежности, регулированию частоты и напряжения в таких сетях.
3. Параллельная работа с ЕЭС источников РГ мало изучена, расчет
4. устойчивости энергосистемы и переходных процессов до сих пор требует научной проработки.
5. Проектирование релейной защиты усложняется, так как сети с множеством генерирующих источников имеют более сложную конфигурацию и все связи становятся двухсторонними.
6. Дороговизна нового оборудования, большая таможенная пошлина на ввозимое из-за границы оборудования.
7. Сложности лицензирования и технического регулирования новых станций.
8. Негативное отношение к РГ распределительных и сетевых компаний, из-за лишения значительной части доходов от промышленных предприятий.
9. приятий.
10. Высокая стоимость системы при предъявлении потребителем особых требований к надежности электроснабжения.

В России на сегодняшний день говорить о таком глобальном переходе к РГ достаточно рано. В обозримой перспективе большое значение будут иметь централизованные системы.

Большие возможности для развития РГ предоставляют территориальные особенности РФ. РГ открывает огромные перспективы для повышения эффективности функционирования систем энергоснабжения ЕЭС России и формирования оптимальных энергетических балансов. На данный момент в России функционирует около 50 тысяч установок РГ, что очень незначительно по сравнению с другими странами. В изолированных регионах энергоснабжение полностью осуществляется объектами малой генерации. Сейчас в нашей стране возникла острая необходимость огромного количества инвестиций в электроэнергетику в связи истощения своего ресурса десятками ТЭС, построенных 40-50 лет назад. К 2035 году потребуются реконструировать или заменить новыми генерирующими мощностями не менее 70 ГВт, вырабатываемых на износившихся ТЭС. Исследование, проведенное в Сколково [6] показало, что РГ в России обладает огромным потенциалом (оценка осуществлялась на основе потребности РФ в генерирующих мощностях, потенциала повышения энергоэффективности страны, развитии распределенной когенерации, собственной генерации потребителей и распределенных ВИЭ) При частичном использовании данного потенциала возможно закрыть более 50 процентов от потребности в генерирующих мощностях (36 ГВт к 2035 году). В таблице 1 представлена выработка электроэнергии при использовании различных технологий РГ.

Таблица 1

Потенциал выработки ЭЭ объектами распределенной генерации

Технология	Вырабатываемая энергия
Распределенная когенерация	17 ГВт
Собственная генерация потребителей	13 ГВт
Управление спросом	4 ГВт
Энергоэффективность	1,5 ГВт
Микрогенерация на ВИЭ	6 ГВт

При полном использовании потенциала РГ возможно закрыть весь спрос на генерацию в РФ. Для реализации такой модели устоявшаяся система должна

потерпеть серьезные изменения. Данные изменения коснутся не только устройства управления ЕЭС, но и полным изменением в законодательной базы, связанной с энергетикой. Учитывая неготовность большинства субъектов рынка к таким изменениям, наиболее реалистичным представляется сценарий комбинирования РГ с крупной генерацией, которая позволит осуществить плавный переход от устоявшейся системы к новым технологиям.

Исходя из выше сказанного можно сделать следующие выводы:

1. Распределенная генерация - перспективное направление в развитие энергетики, обладающее большим количеством преимуществ перед ЕЭС;
2. Проблематика РГ в основном заключается в неготовности субъектов рынка к отказу от устоявшейся системы и малая изученность некоторых технологических вопросов.
3. Россия имеет огромный потенциал к развитию РГ, но переход в ближайшей перспективе невозможен из-за экономических и юридических сложностей, а также из-за влияния и неготовности к переходу крупных энергетических компаний.

## **2. Основные понятия и определения распределённой генерации**

Распределённое производство энергии - концепция строительства источников энергии и распределительных сетей, которая подразумевает наличие множества потребителей, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть (электрическую или тепловую).

### **2.1 Предпосылки и тенденции**

Электроэнергетика экономически развитых стран мира, в том числе, бывшего СССР, интенсивно развивалась в течение XX века главным образом путем

повышения уровня централизации электроснабжения при создании все более мощных электроэнергетических объектов (электростанций, ЛЭП). Следствием этого явилось формирование территориально распределенных протяженных электроэнергетических систем (ЭЭС). Это позволило достичь существенного экономического эффекта, повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии.

С начала XX века технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых и атомных электростанций развивались по пути использования все более высоких параметров пара, это требовало применения более совершенных материалов котлов и турбин, при этом имела место тенденция увеличения единичной мощности установок. Все отмеченное позволяло улучшать технико-экономические параметры установок - удельные капиталовложения и постоянные текущие издержки на единицу мощности и удельные расходы топлива на единицу вырабатываемой электроэнергии. Указанная тенденция укрупнения агрегатов наблюдалась и в гидроэнергетике, хотя и в меньшей мере. В 1980-е годы эта тенденция принципиально изменилась вследствие появления высокоэффективных (до 55-60 % КПД) газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ) широкого диапазона мощностей, в том числе малых - от единиц до одного-двух десятков МВт. Отличительной особенностью таких установок, особенно малых, является их высокая заводская готовность, что позволяет вводить их в эксплуатацию за период в пределах года. Одновременно появился большой ассортимент мини - и микро - ГТУ (от долей кВт до нескольких десятков кВт). На основе малых ГТУ начали сооружаться малые ГТУ-ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

К малой энергетике относятся и многие типы энергетических установок на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), прежде всего ветроэнергетические установки (ВЭУ). Малые ГТУ, ПГУ и ВЭУ устанавливаются непосредственно у

потребителей и подключаются к распределительной электрической сети на напряжениях 6-35 кВ. Эти установки получили название "распределенная генерация".

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются:

- адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию;
- это способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности; повышение адаптационных возможностей самих ЭЭС к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков; появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);
- рост доли газа в топливоснабжении электростанций;
- ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ (гидроэнергии, ветра, биомассы и др.) при протекционистской политике государств.

Требования к энергоснабжению формулируются просто - надёжность, постоянство. И для многих становится ясно, что на сегодня единственный путь иметь продукт высшего качества - произвести его самому. Военные во всём мире знают это давно, промышленники уже пришли к таким решениям, а семьи и предприятия малого бизнеса начали осознавать преимущества владения электрогенераторами и тепловыми котлами только сейчас. Кризис сложившейся монополизированной энергетической инфраструктуры и начавшаяся либерализация энергетических рынков одновременно и увеличивают степень неопределённости будущего, и привлекают открывающимися возможностями

для бизнеса. И тот и другой фактор увеличивают спрос потребителей энергии на собственные генерирующие мощности.

Разбросанное по подвалам и задним дворам энергетическое оборудование, установленное владельцами на случай аварий в централизованных сетях, или в условиях отсутствия этих сетей, начинает восприниматься в мире как формирующаяся целостность - основа для возникновения новой отрасли, получившей название распределённой генерации (РГ). К процессам в этой отрасли привлечено внимание владельцев оборудования, существующих "старых" энергокомпаний, новых игроков, производителей оборудования, не говоря уже о государственных органах.

## **2.2 Технологии**

### 2.3

Распространённые на сегодня технологии распределённой генерации при сравнении с централизованной генерацией во многих случаях дают для распределённой генерации более высокие капитальные затраты (долларов / кВт) и текущие затраты (долларов / кВт. ч). Однако дополнительные преимущества, такие как когенерация тепла, повышение надёжности, отсутствие сетевых издержек, уже сейчас делают распределённую генерацию выгодной во многих применениях, некоторые из которых описаны ниже. Справедливая рыночная оценка всех преимуществ является ключевым фактором для определения перспективности таких проектов. Развитие технологий выводит на уровень экономической оправданности всё больше вариантов использования РГ.

Пока что основными интересами потребителей остаются возможности резервирования, экономия за счёт снижения расходов, повышенный КПД одновременной генерации тепла и электроэнергии. Энергокомпании уже начинают рассчитывать на существенную поддержку от распределённых

генераторов при пиковых нагрузках, на использование этих мощностей для снижения потерь и улучшения параметров работы сети.

Для распределённой генерации используются и ставшие традиционными установки, и продукты новейших технологий. К традиционным относятся все типы установок внутреннего сгорания, среди которых лидируют дизели и двигатели, работающие как на дизельном топливе, так и на газе. Несмотря на непрерывное усовершенствование, они остаются экологически грязными по сравнению с использованием более новых технологий.

### **2.3 Новые возможности распределенной генерации**

Дерегулирование энергетических компаний и либерализация рынков, как и любые реформы, вызывают озабоченность и ожидания снижения надёжности энергоснабжения. Такие ожидания могут объясняться обычными паникёрскими настроениями, но ошибки государственных регуляторов и самих дерегулируемых в процессе реформ (а иногда и до их начала) слишком часто превращают опасения в реальность. Поэтому спрос на резервные мощности на заднем дворе или в подвале будет в ближайшее время только расти. Но, обезопасив себя от возможных сбоев, потребители начинают искать возможности сэкономить или даже заработать. Опыт показывает, что после дерегулирования рынка первые возможности для экономии появляются сразу. Например, компания Tampa Electric ввела специальную программу для тех владельцев резервных генераторов, которые могут снизить потребление в период пиковых нагрузок более чем на 25 кВт. Радиосигнал, принимаемый специальным прибором, указывает владельцу на потребность энергокомпании в снижении нагрузки. Компания платит потребителю в месяц 3 доллара за каждый кВт средней нагрузки, перенесённой на резервный генератор. Если

после получения сигнала оператор запустит свои мощности в течение 30 минут, экономия будет ещё больше. Потребитель получает деньги, даже если в течение месяца компания ни разу не просила его о переключении.

С развитием реформ возникает и самое привлекательное использование распределённых генераторов - превратить миллионы частных домов, офисных зданий и предприятий в производителей и продавцов электроэнергии.

Реализация этой "программы-максимум" позволяет не только рассчитывать на включение собственного генератора в случае аварии или перегрузки местной электрической сети, но и следить за разницей цен на газ и электричество и играть на этой разнице, получившей название "искровой маржи", или просто продавать энергию в периоды пиковых нагрузок и высоких цен. Чем ближе создание рынка электроэнергии с изменяющимися в реальном времени ценами, тем привлекательнее становится такой "дополнительный" бизнес, могущий при некоторых условиях стать даже прибыльнее основного. Не исключено, что интересы энергокомпаний и их лоббистский потенциал в государственных органах приведут к ограничению права продавать энергию через общую сеть для индивидуальных владельцев микрогенераторов. Однако, ограничивая это право, те же энергокомпании не прочь сами воспользоваться преимуществами новых технологий.

Природоохранные ограничения, стоимость земли и воды, государственное регулирование - есть тысячи препятствий для энергокомпаний, решившей построить новую мощную электростанцию. Гораздо привлекательнее объединить под единым управлением сотни, а то и тысячи микрогенераторов, расположенных в жилом секторе, в больницах, в маленьких мастерских или в небольших офисах.



## **2.4 Подключение и тарификация**

Наличие подключения к сети даёт возможность владельцу микрогенератора в случае выгодного для него стечения обстоятельств использовать варианты действий, недоступные в случае отсутствия такого подключения. Поэтому владелец готов будет заплатить сетевой и генерирующей компаниям определённую цену за сохранение такого подключения. Открывающиеся для подключённого к сети владельца возможности включают:

1. Возможность продавать излишки энергии сбытовику, сети, или напрямую другим потребителям (если это позволено регулированием).
2. Возможность покупать дополнительную энергию.
3. Возможность покупать резервную энергию по долгосрочным контрактам.
4. Возможность отказаться от собственной генерации и вновь стать покупателем энергии у сбытов или генераторов.
5. Возможность арбитража между ценами на топливо (в основном газ) и электричество.
6. Возможность продавать сетевой компании услуги по поддержке сети.

## **2.5. Проблемы подключения**

На пути создания виртуальных электростанций надо решить ещё множество задач. Начнём с технологических. Как говорилось выше, основные споры сегодня разворачиваются вокруг подключения распределённых генераторов к единой сети. Владельцы микрогенераторов хотят иметь подключение и для покупок резервной энергии, и для возможности осуществлять продажу своего избытка. Различия в типах используемых генераторов, технологиях, режимах нагрузки на объекте владельца микрогенератора (в доме, офисе, на предприятии)" все эти факторы усложняют внедрение единых стандартов.

Условия подключения к единой сети многих генераторов зависят от состояния сегментов сети, общей мощности нагрузки, отношения мощности нагрузки к мощности подключаемых генераторов. При высокой суммарной мощности синхронизация множества распределённых генераторов создаёт сложную задачу расчёта и диспетчеризации. Важной проблемой становится, например, отключения участка сети при авариях, так как наличие работающего у потребителя генератора может представлять угрозу для тех, кто работает на линии, полагая её отключённой. Управление распределёнными генераторами требует создания телекоммуникационной сети и центра диспетчеризации. В центре (а может быть, и в самих местах генерации) должны осуществляться мониторинг рыночных цен, состояния сети и нагрузки, обработка информации соседних производителей и сбытовиков, и на основании этих данных приниматься решения об использовании мощностей. В местах размещения генераторов должно стоять специальное "умное" оборудование, способное по сигналам от удалённого диспетчерского центра управлять режимами работы генератора и энергопотреблением помещения, в котором он установлен. Возможные варианты телекоммуникационной сети, связывающей центр и генерацию, включают как использование телефонных каналов, входящих в дома, так и передачу данных по тем же самым электрическим проводам.

Для подключения генерирующего оборудования к сети потенциальному поставщику электричества требуется специальное оборудование, отвечающее требованиям по возможности дистанционного управления. Специальные счётчики, передающие результаты измерений в режиме реального времени, также должны стать стандартным элементом архитектуры распределённой генерации. Предвидя нарастающие сложности, сетевые компании зачастую предлагают весьма сложную и дорогостоящую процедуру сертификации каждого конкретного подключения, реально тормозящую развитие рынка.

Тарификация энергии для потребителей с установленными генераторами становится непростой задачей. Обычная практика на сегодня состоит в установлении единого тарифа за кВт. ч, включающего плату как за текущее потребление, так и за подключение, поддержку сети, возможность использовать резервы (надёжность), и иные "фиксированные" услуги. Тем самым снижение текущего потребления у владельца микротурбины или топливного элемента перекладывает оплату фиксированных издержек генерирующих и сетевых компаний на других потребителей, не владеющих своими генераторами, или на акционеров энергокомпаний. Возможность выбора поставщиков и установление рыночных цен на отдельные услуги из пакета, покупаемого потребителем, будет способствовать решению этой проблемы.

Сама процедура измерения потреблённой и произведённой энергии для владельца генерирующих мощностей представляет проблему. Если генератор потребителя работает, его счётчик будет вращаться медленнее. Если генератор производит больше энергии, чем потребляется из сети, счётчик просто закрутится в обратную сторону. Если использовать такой нетто-результат для определения оплаты по стандартному розничному тарифу, то получится весьма выгодный бизнес "владелец генератора продаёт свою энергию обратно сбытовой компании по розничным ценам. Сегодня в условиях единого тарифа оптовая цена включает плату за резервирование мощностей, а розничная цена включает ещё и плату за передачу и распределение, за надёжность и обслуживание. Тем самым потребитель-владелец генератора получает оплату за услуги, которых в реальности не оказывает. Разделение услуг и тарифов поможет решить и эту проблему. Альтернативным решением является установка более дорогого измерительного оборудования, позволяющего учитывать потребление и производство отдельно. Выход всё более широких слоёв производителей электроэнергии на дерегулированный рынок, на котором

цены меняются ежечасно, потребует для организации продаж энергии от распределённых генераторов более совершенных счётчиков, способных учитывать распределение потреблённой и произведённой энергии по времени суток.

### **3. Гидравлические электрические станции**

Использование энергии текущей и падающей воды известно издревле. Принцип преобразования этой энергии в электрическую достаточно прост, если учесть, что прообраз гидротурбины, - «водяное колесо», - давно используется людьми. Остается подключить синхронный генератор.

В настоящее время ГЭС представляют собой объекты комплексного назначения, обеспечивающие нужды энергетики, водного транспорта, сельского хозяйства, рыбоводства, коммунального хозяйства и других отраслей. Во многих случаях строительство мощных ГЭС связано с освоением новых районов, например, в Сибири, на Дальнем Востоке.

Понятие "гидравлические станции" включает в себя и морские приливные электростанции (ПЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые рассматриваются ниже.

Сразу отметим ряд достоинств ГЭС, обеспечивающих высокую эффективность этого типа станций.

ГЭС работают на возобновляемом энергоресурсе, использование которого не истощает топливных запасов Земли.

Агрегаты ГЭС обладают очень высокой манёвренностью, способны быстро изменять выдаваемую в энергосистему электрическую мощность. Таким образом, ГЭС способны эффективно работать в периоды кратковременных максимумов (пиков) нагрузки. В аварийных условиях дефицита электрической мощности в энергосистеме ГЭС обеспечивают быстрый ввод дополнительной

мощности, что значительно повышает надёжность работы всей системы в целом и позволяет уменьшить резервные мощности на ТЭС.

ГЭС лучше других электростанций приспособлена к автоматическому управлению и требуют меньше эксплуатационного персонала, чем аналогичной мощности ТЭС (в четыре раза) и АЭС (в шесть раз). Некоторые ГЭС сравнительно небольшой мощности работают вообще без постоянного обслуживающего персонала полностью в автоматическом режиме.

Существенно и то, что на ГЭС отсутствуют вредные выбросы в атмосферу, воду, почву.

Однако существует и ряд проблем при использовании ГЭС. Прежде всего, ограниченность гидроэнергетических ресурсов, неравномерность их распределения, в том числе наличие мощных источников гидроэнергии в удалённых и труднодоступных местах. При сооружении ГЭС приходится выполнять большие объёмы строительных работ, возводить высокие плотины и т.д., что увеличивает сроки строительства до 10...15 лет. Оказывает гидроэнергетика и негативное влияние на экологию, что подробнее рассмотрено ниже.

Как и для других типов электростанций, расчёт технико-экономического обоснования строительства ГЭС производится в комплексе задач развития региона и энергетики в целом.

Наиболее эффективное использование водотока возможно при концентрации перепадов уровней воды на относительно коротком участке. При наличии естественного водопада решение этой задачи упрощается, однако подобные условия встречаются крайне редко. Для использования падения уровня рек, распределённого по значительной длине водотока, прибегают к искусственному сосредоточению перепада, что может быть осуществлено различными способами.

Приплотинная схема. На равнинных реках с большим расходом воды и

малым уклоном сооружают плотины, что обеспечивает подпор уровня водотока (рис.1.9). Образующееся при этом водохранилище может использоваться в качестве регулирующей ёмкости, позволяющей периодически накапливать запасы воды и более полно использовать энергию водотока. При этом различают две схемы расположения здания ГЭС: русловая и собственно приплотинная.

Русловая ГЭС. Ее здание входит в состав водонапорных сооружений и воспринимает давление воды со стороны верхнего бьефа.

Конструкция здания в этом случае должна удовлетворять всем требованиям устойчивости и прочности, предъявляемым к плотинам. ГЭС с русловым зданием строятся при сравнительно небольших напорах - до 40м. Классическим примером такой станции является Волжская ГЭС.

Приплотинная ГЭС. Ее здание располагается за плотиной и не воспринимает давление воды. На крупных современных ГЭС такого типа напор достигает до 300 м. Например, на Саяно-Шушенской ГЭС - 242 м.

Деривационная схема. Сосредоточенный перепад воды получается за счет отвода воды из естественного русла по искусственному водоводу, имеющему меньший продольный уклон. Благодаря этому уровень воды в конце водовода выше, чем в реке. Эта разность уровней и является напором ГЭС. Различают станции с безнапорной и напорной деривацией.

При безнапорной деривации отвод воды от реки осуществляется по открытому каналу или по тоннелю. Для забора воды в деривационный канал в русле реки возводится невысокая плотина, создающая водохранилище. Вода в канал поступает без напора, а сам канал заканчивается напорным бассейном, из которого вода по трубам подаётся к турбинам. Отработавшая вода отводится обратно в русло реки.

При напорной деривации используются напорные трубопроводы, куда вода подается насосами. Из трубопроводов вода поступает к турбинам, а затем

возвращается в реку ниже по течению.

Сооружение деривационных ГЭС целесообразно в горной местности при больших уклонах рек и относительно малых расходах воды. В этом случае можно получить напор до 1000 метров и, соответственно, большую мощность.

Гидротурбины. Для любого типа ГЭС вырабатываемая одной турбиной мощность равна

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta \text{ кВт}, \quad (1.10)$$

где  $Q$  - расход воды через турбину, м<sup>3</sup>/с;  $H$  - напор, равный разности отметок горизонтов верхнего и нижнего бьефа, м;  $\eta$  - КПД, зависящий от типа и режима работы турбины.

Пример расчета. Определить как изменится мощность пропеллерной турбины, работающей с  $N_{T1} = 100\% N_T$ , если при неизменном напоре расход воды уменьшается на 30%.

Решение. Изменение мощности, обусловленное уменьшением расхода воды, находится по (1.10)

$$N_{T2} = 9,81 \cdot Q_2 \cdot H \cdot \eta = 9,81 \cdot (Q_1 - 0,3 \cdot Q_1) \cdot H \cdot \eta_2 \cdot \frac{\eta_1}{\eta_1} = 0,7 \cdot N_{T1} \cdot \frac{\eta_2}{\eta_1}.$$

Изменение КПД определяется по номограммам [3, 4]: при  $N_{T1} = 100\% N_T$   $\eta_1 = 90\%$ , а при  $N_{T2} = 70\% N_T$   $\eta_2 = 80\%$ . Таким образом,

$$N_{m2} = \frac{0,7 \cdot N_{m1} \cdot 80}{90} = 0,622 \cdot N_{m1}$$

Здесь индекс 1 соответствует исходному режиму, а индекс 2 - новому режиму работы гидротурбины.

Для наиболее полного преобразования энергии воды в механическую

энергию для всех типов турбин скорость движения лопаток выбирается такой, что на их выходе абсолютная скорость движения воды равна нулю. При этом частота вращения вала турбины

$$n = \frac{n_s \cdot H \cdot \sqrt[4]{H}}{1,17 \cdot \sqrt{N}}, \text{ 1/мин (3.1)}$$

где  $n_s$  - коэффициент быстроходности турбины, численно равный частоте вращения вала турбины данного типа при мощности и напоре соответственно 0,736 кВт и 1 метр.

По конструкции различают два класса гидротурбин: активные и реактивные. В активной турбине используется динамическое давление воды. Потенциальная энергия гидростатического давления в суживающейся насадке превращается в кинетическую энергию движения воды. Это, как правило, высоконапорные турбины. В реактивной турбине используется статическое давление воды при реактивном эффекте, что предпочтительней на равнинных реках с большим расходом воды и относительно малым напором.

Наиболее распространенные активные турбины - ковшовые. Рабочее колесо (такой турбины выполняется в виде диска 1, закреплённого на валу 2. Оно вращается в воздухе. По окружности диска равномерно расположены ковшовые лопасти 3. Подвод воды осуществляется посредством сопла 4, внутри которого расположена регулирующая игла 5. В соплах энергия воды обращается в кинетическую и, создавая давление на лопатки, приводит во вращение рабочее колесо. Изменение положения иглы регулирует подачу (расход) воды и мощность турбины.



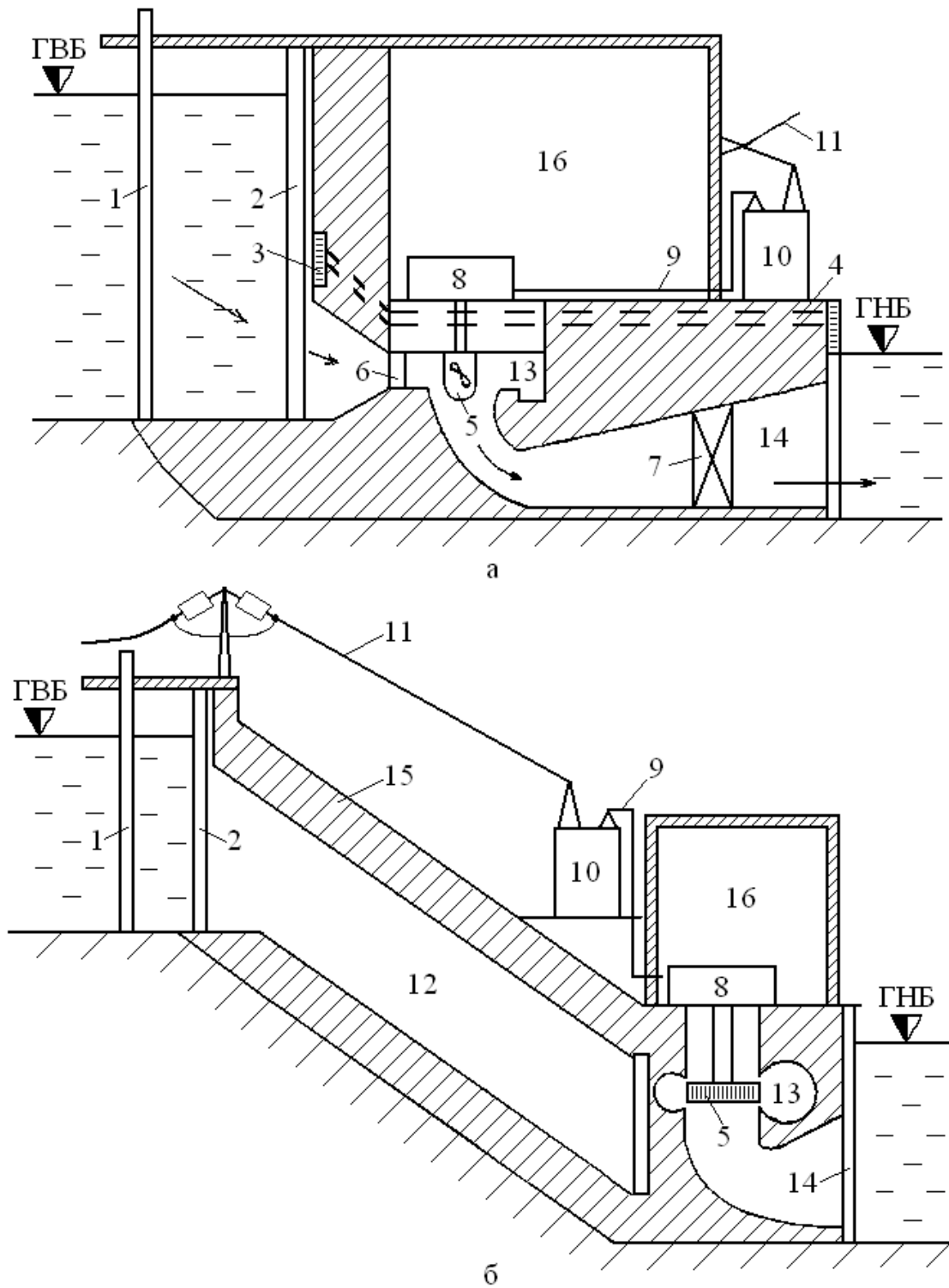


Рис.3.1. Компонровка ГЭС

а - русловая компоновка; б - приплотинная компоновка

ГВБ, ГНБ - горизонты верхнего и нижнего бьефа

- решетка; 2 - затвор турбинного водовода; 3 - затвор водосброса; 4 - канал

водосброса; 5 - гидротурбина; 6 - направляющий аппарат; 7 - аварийный затвор; 8 - генератор; 9 - кабель генераторного напряжения; 10 - трансформатор; 11 - ЛЭП; 12 - турбинный водовод; 13 - спиральная камера; 14 - отсасывающая труба; 15 - тело плотины; 16 - машинный зал.

Конструкции ковшовых турбин разнообразны и отличаются по расположению вала (горизонтальное и вертикальное) по числу сопл и рабочих колёс на одном валу и т. д. Такие турбины используются в диапазоне напора 300...1000 метров, при диаметре рабочего колеса до 7,5 метров и мощности до 170...200 МВт.

Реактивные турбины по конструкции могут быть поворотными-лопастными, радиально-осевыми, пропеллерными, двухперёвыми, диагональными. Эти турбины работают полностью погружёнными в воду. Энергия воды отдаётся всем лопастям рабочего колеса одновременно. Лопастные крепятся на втулке и могут поворачиваться вокруг своей оси, перпендикулярной оси вала. Вода подаётся на лопатки из спиральной камеры через направляющий аппарат. Спиральная камера обеспечивает равномерный подвод воды ко всем лопаткам одновременно, а направляющий аппарат обеспечивает необходимые углы подачи воды. Двойное регулирование угла подачи воды (направляющим аппаратом и поворотом лопастей) обеспечивает автоматическое поддержание высокого КПД турбины в широком диапазоне изменения мощности. Поворотные-лопастные турбины используются в диапазоне напоров 3...75 метров. Их мощность достигает 200 МВт.

Наибольшую мощность позволяют получить современные реактивные турбины радиально-осевого типа. Например, такие турбины на Саяно-Шушенской ГЭС имеют мощность 640 МВт.

Для реактивных турбин особое значение имеет обеспечение бескавитационных условий работы. Кавитация возникает при быстром течении

жидкости и попадании ее на препятствие, на лопатки турбины. При этом в силу определенных процессов могут возникать гидравлические микро удары с давлением до нескольких сотен МПа, что способно разрушить металл и бетон. Снижение кавитации достигается правильным выбором типа турбины в соответствии с напором, её быстроходности, расположением турбины относительно нижнего бьефа, а также применением особо стойких материалов (хромоникелевая сталь) и их тщательной обработкой.

Учитывая, что вал турбины связан с валом генератора, а частота переменного тока неизменна, частота вращения вала турбины зависит от параметров, входящих в выражение  $n = 60 \cdot f / Z$ , и числа пар полюсов генератора. Обычно при больших напорах используются турбины с малым значением коэффициента быстроходности и наоборот. Реально частота вращения вала гидротурбин составляет от 16,66 до 1500 1/мин.

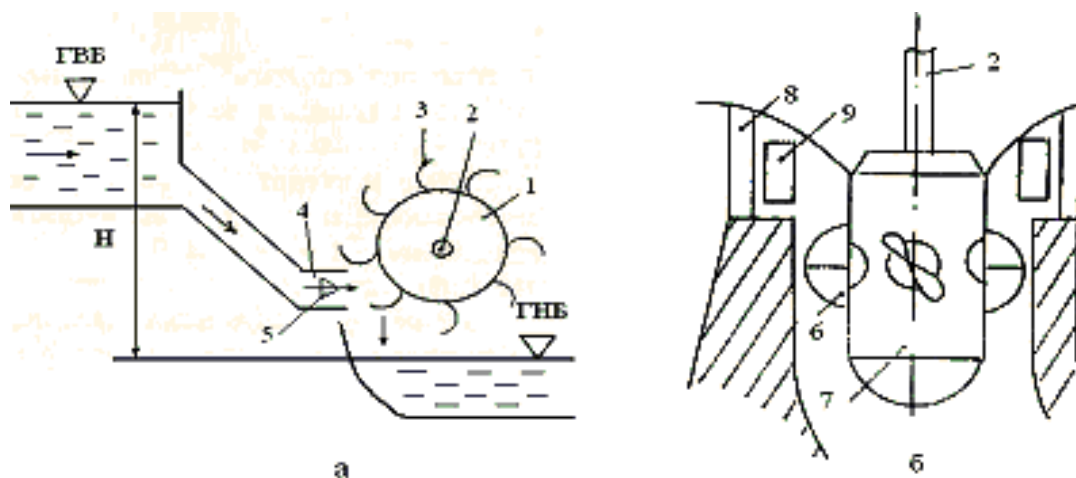


Рис. 3.2 Конструкции гидротурбин:

а - активная (ковшовая); б - реактивная (поворотно-лопастная)

Синхронные генераторы ГЭС. Различия в принципе действия генераторов ГЭС и ТЭС нет. Конструктивные отличия гидрогенераторов в основном следующие: во-первых, вертикальное расположение вала, что обусловлено

компоновкой ГЭС, во-вторых, ротор гидрогенератора обычно выполняется явнополюсным. Это становится возможным из-за небольшой частоты вращения вала гидрогенератора и, следовательно, сравнительно небольших центробежных сил, действующих на ротор. Явнополюсная конструкция позволяет уменьшить расход металла и массу ротора.

Комплексное использование гидроресурсов. Гидроузел - это сложный инженерно-технический объект. Помимо собственно ГЭС и водохранилища в его состав входят системы безвозвратной подачи воды потребителям (промышленным, сельскохозяйственным, бытовым и другим объектам) и системы водопользователей, возвращающих воду или вообще не изымающих ее из оборота водотока (водный транспорт, рыбоводческие и рыболовные хозяйства и т.д.). Обычно в состав гидроузла входят шлюзовые системы прохода судов и системы проводки нерестовой рыбы. Весь этот комплекс предъявляет свои требования к объему и качеству потребляемой воды, к временному режиму водопотребления. При этом важнейшей задачей является регулирование речного стока водохранилищами ГЭС. Естественный сток рек очень неравномерен. Например, в половодье за 1...3 месяца проходит 60...70% годового стока. Интенсивность стока изменяется также из года в год (дожди, засуха). На эти изменения накладывается неравномерная потребность в электрической энергии, а значит, и в запасах воды. Потребление электроэнергии зависит от времени суток, дня недели, погодных условий, времени года и ещё целого ряда факторов, многие из которых являются случайными. Всё это приводит к необходимости регулирования стока с помощью водохранилищ, где задерживается избыточный естественный приток, когда он превышает спрос потребителей, и расходуется, когда этот спрос больше притока. Для учета изложенных факторов на практике применяют различные циклы регулирования: суточный, недельный, годичный, многолетний.

Разумное планирование всей системы гидроузла в целом, учёт

каскадности гидросооружений (например, Волжский каскад ГЭС) и режима гидропотока способны обеспечить экономический, хозяйственный, социальный эффект значительно выше, чем отдельно взятая ГЭС.

Гидроаккумулирующие ГЭС. Принцип действия ГАЭС (рис.1.11) основан на использовании потенциальной энергии воды верхнего естественного или искусственного бассейна 1 в периоды, когда необходима выработка электроэнергии (обычно в часы утреннего и вечернего пика нагрузки). В это время вода по водоводу 2 поступает в здание ГАЭС 3 на гидротурбину и затем сбрасывается в нижний бассейн 4, также естественный или искусственный. В ночные часы, когда в энергосистеме имеется избыток мощности, вода из нижнего бассейна закачивается насосами в верхний бассейн. Запасается энергия для нового цикла работы.

Различают ГАЭС чистого аккумулирования и смешанного типа. У ГАЭС чистого или простого аккумулирования верхний бассейн не имеет притока воды. Работа происходит на одном и том же объеме воды, перекачиваемом из нижнего бассейна и срабатываемом в турбинном режиме из верхнего в нижний бассейн. Лишь небольшие потери воды происходят в результате испарения и инфильтрации. У ГАЭС смешанного типа в верхний бассейн имеется приток воды, и станция может работать в турбинном режиме не только за счёт насосной подачи, но и на естественном стоке.

По количеству машин различают четырех-, трех- и двухмашинные схемы агрегатов ГАЭС (рис.1.11.). В их состав входят турбина 5, генератор 6, насос 7, двигатель 8. Двухмашинную схему, при которой на ГАЭС устанавливаются агрегаты, способные выполнять функции, как турбины, так и насоса, и состоящие каждый из обратимой гидромашины и реверсивной электромашины, следует считать наиболее совершенной и экономичной. Преимущества этой системы: относительно малая металлоемкость, простота эксплуатации, малые габариты машинных залов.

ГАЭС выполняют в современных энергосистемах роль маневренной мощности, мобильного резерва, способствуют повышению надёжности электроснабжения и экономии органического топлива. Они используются для покрытия пиковой части графиков электрической нагрузки, для участия в регулировании частоты и мощности, для улучшения режимов работы ТЭС и АЭС. В частности, ГАЭС очень хорошо сочетаются по режиму своей работы с ГРЭС и АЭС, которые неэкономично, технически невозможно и бессмысленно останавливать ночью в период значительного спада электрической нагрузки. Избыточная ночная мощность ГРЭС и АЭС как раз и может быть использована для закачивания воды в верхние бассейны ГАЭС.

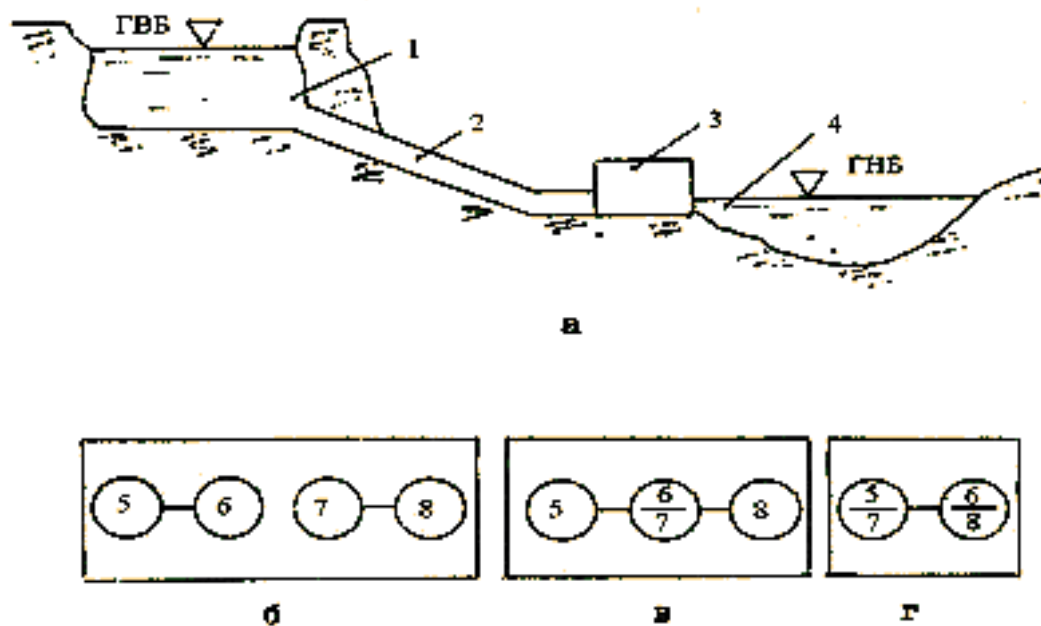
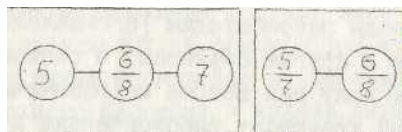
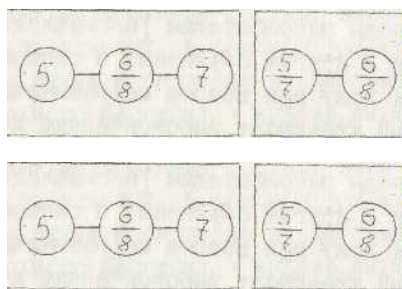


Рис.1.11. Схемы ГАЭС:

а - принцип работы ГАЭС; б - компоновка агрегатов станции четырехмашинная; в - компоновка трехмашинная; г - компоновка двухмашинная





В настоящее время построены и проектируется достаточно мощные ГАЭС: 2400 МВт в ФРГ, 2000 МВт в США, 1200 МВт в России (Загорская ГАЭС) и др.

По этому же принципу работают газоаккумулирующие электростанции. В них рабочим телом является инертный газ, закачиваемый (аккумулируемый) под большим давлением в емкость (обычно, подземные естественные полости). Запасенный таким образом газ работает в газовых турбинах. Наиболее мощная электростанция такого типа в США - 220 МВт.

Геотермальные станции (ГеоТЭС). Такие станции в качестве источника энергии используют тепло земных недр. Основные типы ГеоТЭС работают на горячей воде под давлением, на воде с паром, на сухом паре или газе (петротермальная энергия).

В среднем на каждые 30...40 м в глубь Земли температура возрастает на 1 0С и на глубине 10...15 километров она достигает 1000- 1200 0С. В некоторых же частях планеты температура достаточно высока в непосредственной близости от поверхности. В этих местах бьют мощные горячие подземные воды, пар, газ. Здесь могут быть размещены ГеоТЭС. Например, в долине Гейзеров в США общая мощность ГеоТЭС составляет 900 МВт, ГеоТЭС Ларделло в Италии мощностью 420 МВт, станция Вайракет в Новой Зеландии - 290 МВт. Работают достаточно мощные ГеоТЭС в Мексике, Японии, Исландии и в других странах. Российская ГеоТЭС на Камчатке имеет мощность 5 МВт.

Экологическая чистота, возобновляемость тепловой энергии Земли, достаточная простота конструкции являются несомненными достоинствами ГеоТЭС.

Недостатки геотермальных станций - жесткая привязка к месту выхода тепла на поверхность Земли и ограниченные параметры рабочего тела по давлению и температуре.

Приливные электростанции (ПЭС). Современные ПЭС используют фазу прилива и отлива, их агрегаты (турбины) обратимы и работают при движении воды из моря в залив и наоборот (рис.1.16). Такие установки способны работать в турбинном и насосном режиме.

ПЭС работают в России (Кислогубская, 400 кВт), Японии, Франции и других странах. Наиболее мощная ПЭС расположена в устье реки Ранс во Франции - 240 МВт.



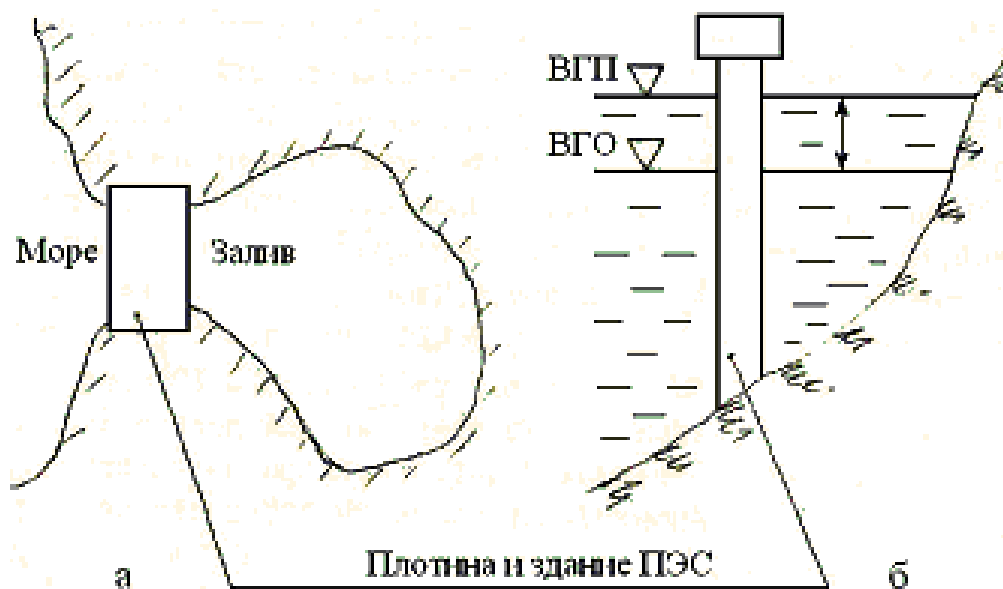


Рис.3.3 Схема однобассейновой ПЭС

а - вид сверху; б - разрез

ВГП - высший горизонт прилива; ВГО - высший горизонт отлива

Приливная энергия экологически чиста, возобновляема, неизменна в годовом и многолетнем периодах, однако, значительно меняется в течение лунного месяца и может быть использована только в конкретных географических точках на побережьях морей и океанов при наличии необходимого рельефа.

Электростанции, использующие морскую энергию. Энергия волн, течений, градиентов температур и солености морей и океанов может быть преобразована в электрическую. Спроектированы и испытаны несколько типов преобразовательных установок. Например, турбина "Кориолис" мощностью 80 МВт предназначена для станций, использующих океанические течения.

Ветровые электростанции (ВЭС). Человек всегда использовал энергию ветра. Преобразование этой энергии в электрическую принципиально весьма просто. В СССР уже в 20-е годы была сооружена Курская ВЭС мощностью 8 кВт. Крупнейшая в мире установка мощностью 1050 кВт в одном агрегате

работала в США с 1941 г.

Однако при определённых достоинствах (экологическая чистота, возобновляемость, простота и дешевизна использования), энергия ветра имеет и существенные недостатки, ограничивающие строительство ВЭС. Это большая неравномерность плотности ветровой энергии, зависимость от географических, климатических, метеорологических факторов и др. Поэтому в настоящее время экономически оправданными являются ВЭС ограниченной мощности локального использования.

#### **4. Ветроэнергетика. Мощность ветроэнергетических установок**

Ветроэнергетика с ее современным техническим оснащением является вполне сложившимся направлением энергетики. Ветроэнергетические установки мощностью от нескольких киловатт до мегаватт производятся в Европе, США и других частях мира. Большая часть этих установок используется для производства электроэнергии, как в единой энергосистеме, так и в автономных режимах. Известно, что при скорости ветра  $u$ , м/с, и плотности воздуха  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>, ветроколесо, ометающее площадь  $F$ , м<sup>2</sup> развивает мощность  $P$ , Вт, определяемую

$$P = \xi F \rho u^3 / 2. \quad (4.1)$$

Здесь  $\xi$  – коэффициент мощности, характеризующий эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока и принимаемый равным 0,35. Из (1.1) видно, что мощность  $P$  пропорциональна ометаемой площади  $F$  и кубу скорости. Коэффициент мощности зависит от конструкции ветроколеса и скорости ветра. Так как скорость ветра непостоянна, а мощность очень сильно зависит от скорости, то выбор оптимальной конструкции ветроколеса во многом определяется требованиями потребителя энергии. Обычно среднегодовая мощность, снимаемая с единицы площади

ветроколеса, пропорциональна плотности воздуха и кубу средней скорости. Максимальная проектная мощность ветроэнергетической установки (ВЭУ) определяется для некоторой стандартной скорости ветра. Обычно эта скорость равна примерно 12 м/с, при этом снимаемая с 1 м<sup>2</sup> ометаемой площади мощность — порядка 300 Вт при значении  $\xi$  от 0,3 до 0,45. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 22 – 30% его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов обычно не менее 15 – 20 лет, а их стоимость колеблется от 1000 до 1500 долл. США за 1 кВт проектной мощности. Одно из основных условий при проектировании ветровых установок — обеспечение их защиты от разрушения очень сильными случайными порывами ветра. Ветровые нагрузки пропорциональны квадрату скорости ветра, а раз в 50 лет бывают ветры со скоростью, в 5 – 10 раз превышающей среднюю, поэтому установки приходится проектировать с очень большим запасом прочности. Кроме того, скорость ветра очень колеблется во времени, что может привести к усталостным разрушениям, а для лопастей к тому же существенны переменные гравитационные нагрузки (порядка 10<sup>7</sup> циклов за 20 лет эксплуатации). Причиной возникновения ветров является поглощение земной атмосферой солнечного излучения, приводящее к расширению воздуха и 7 появлению конвективных течений. В глобальном масштабе на эти термические явления накладывается эффект вращения Земли, приводящий к появлению преобладающих направлений ветра. Кроме этих общих, или синоптических, закономерностей многое в этих процессах определяется местными особенностями, обусловленными определенными географическими или экологическими факторами. Скорость ветров увеличивается с высотой, а их горизонтальная составляющая значительно больше вертикальной. Последнее обстоятельство является основной причиной возникновения резких порывов ветра и некоторых других мелкомасштабных эффектов. Суммарная

кинетическая энергия ветров оценивается величиной порядка  $0,7 \cdot 10^{21}$  Дж. Вследствие трения, в основном в атмосфере, а также при контакте с земной и водной поверхностями эта энергия непрерывно рассеивается, при этом рассеиваемая мощность — порядка  $1,2 \cdot 10^{15}$  Вт, что равно примерно 1% поглощенной энергии солнечного излучения. Для анализа ветроэнергетического потенциала местности составляется ветроэнергетический кадастр, который представляет собой районированную систему численных характеристик режима ветра. Ветроэнергетический кадастр — это совокупность объективно достоверных и необходимых количественных сведений, характеризующих ветер как источник энергии. В кадастре все характеристики обычно представлены в табличной или графической форме, используя материалы многолетних наблюдений. Достоверно оценить, какая доля энергии ветра может быть использована в энергетике, вряд ли возможно, так как эта оценка очень сильно зависит от уровня развития ветроэнергетики и ее потребителей. Тем не менее, официальные оценки возможной доли ветроэнергетики в энергетике в целом, например, в Великобритании и Западной Германии, не предполагающие каких-либо серьезных изменений в сложившейся инфраструктуре энергопотребления, дают не менее 20%. При определенных изменениях инфраструктуры доля ветроэнергетики может быть существенно большей. Автономные ветровые энергоустановки весьма перспективны для вытеснения дизельных электростанций и отопительных установок, работающих на нефтепродуктах, особенно в отдаленных районах и на островах. Ветроэнергетические установки классифицируются по двум основным признакам — геометрии ветроколеса и его положению относительно направления ветра.

## 5. Энергия солнца. Солнечные коллекторы

Использование солнечной энергии достаточно разнообразно, но наиболее очевидная область использования солнечной энергии – подогрев воздуха и воды. В районах с холодным климатом необходимо отопление жилых зданий и горячее водоснабжение. Промышленность также требует большое количество горячей воды. В Австралии, например, на подогрев жидкостей до температуры 100° С расходуется почти 20% энергии. В связи с этим во многих странах, особенно в Австралии, Израиле, США, Японии, Испании, активно расширяется производство солнечных нагревательных систем.

Основным элементом солнечной нагревательной системы является приемник, в котором происходит поглощение солнечного излучения и передача энергии жидкости. Самые простые приемники содержат весь объем жидкости, которую необходимо нагреть. Приемники более сложной конструкции нагревают за определенное время только небольшое количество жидкости, которая, как правило, затем накапливается в отдельном резервуаре (баке-аккумуляторе). Поток лучистой энергии  $Q$  пов, Вт, поглощаемой поверхностью приемника, составляет

$$Q_{\text{пов}} = \tau_{\text{пов}} \alpha A I, \quad (5.1)$$

где  $\tau_{\text{пов}}$  – коэффициент пропускания солнечного излучения прозрачным покрытием, принимается равным 0,9 для одинарного стекляннопкрытия, 0,8 – для двойного стекляннопкрытия, 0,81 – для селективного стекла;  $\alpha$  – коэффициент поглощения приемной поверхностью коллектора солнечного излучения, принимается равным 0,9 для одинарного стекляннопкрытия, 0,9 – для двойного стекляннопкрытия, 0,81 – для селективного стекла;  $A$  – площадь освещаемой поверхности коллектора, м<sup>2</sup>;  $I$  – облученность поверхности солнечного коллектора, Вт/м<sup>2</sup>.

В процессе поглощения энергии, температура поверхности приемника повышается и становится существенно выше температуры окружающего воздуха. Это приводит к возникновению обратного теплового потока в окружающую среду, который можно определить

$$Q_{\text{пот}} = A(T_{\text{п}} - T_{\text{о.с.}}) / R_{\text{п}}, \quad (5.2)$$

где  $T_{\text{п}}$  – температура приемной поверхности коллектора, К;  $T_{\text{о.с.}}$  – температура окружающего воздуха, К;  $R_{\text{п}}$  – термическое сопротивление приемной поверхности коллектора, для типичных коллекторов можно принять равным 0,13 м<sup>2</sup>·К/Вт для одинарного стекла, 0,22 м<sup>2</sup>·К/Вт – для двухслойного стекла, 0,4 м<sup>2</sup>·К/Вт – для селективного стекла.

Уравнение солнечного коллектора тогда можно представить

$$Q_{\text{ск}} = A [\tau_{\text{пов}} \alpha I - (T_{\text{п}} - T_{\text{о.с.}}) / R_{\text{п}}].$$

Однако не вся энергия, получаемая коллектором, передается воде, а только ее часть, характеризующая коэффициентом перехода  $k_f$  солнечной энергии, показывающим долю теплового потока  $Q_{\text{ск}}$ , передаваемого жидкости, принимается равным  $0,85 Q_{\text{ж}} = k_f Q_{\text{ск}}$ .

Количество же тепла, требуемого для нагрева жидкости на определенную разницу температур  $Q_{\text{ж}}$ , Вт можно записать в виде

$$Q_{\text{ж}} = L\rho c(T_{\text{к}} - T_{\text{н}}), \quad (5.3)$$

где;  $T_{\text{к}}$  – конечная температура воды, К;  $T_{\text{н}}$  – начальная температура воды, К;  $\rho$  – плотность воды, равная 1000 кг/м<sup>3</sup>;  $c$  – теплоемкость воды, равная 4200 Дж/кг·К;  $L$  – объемный расход воды, м<sup>3</sup>/с.

Уравнение теплового баланса коллектора можно записать в виде

$$k\tau Af(\text{пов}\alpha I - (T_{\text{п}} - T_{\text{о.с.}}) / R_{\text{п}}) = L\rho c(T_{\text{к}} - T_{\text{н}}).$$

Из уравнения баланса солнечного коллектора определяются все основные характеристики.

### 5.1 Энергия приливов. Усиление приливов

Приливные колебания уровня в огромных океанах планеты вполне

предсказуемы. Основные периоды этих колебаний – суточные, продолжительностью около 24 ч и полусуточные — около 12 ч 25 мин.

Разность уровней между последовательными самым высоким и самым низким уровнями воды – высота прилива. Диапазон изменения этой величины составляет 0,5 – 10 м. Первая цифра наиболее характерна, вторая достигается и даже превосходят лишь в некоторых особенных местах вблизи побережья континентов. Во время приливов и отливов перемещение водных масс образует приливные течения, скорость которых в прибрежных проливах и между островами может достигать примерно 5 м/с. Поднятую на максимальную высоту во время прилива воду можно отделить от моря дамбой или плотиной в бассейне площадью  $S$ . Если затем во время отлива пропустить эту массу воды через турбины, то можно получить мощность

$$P = \rho g S R^{2/2}, \quad (5,4)$$

где  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $R$  – перепад уровней, м;  $S$  – площадь приливного бассейна, м<sup>2</sup>. Очевидно, что места с большими высотами приливов обладают и большими потенциалами приливной энергии. Преобразование энергии приливов использовалось для приведения в действие сравнительно маломощных устройств еще в средневековой Англии и в Китае. Из современных ПЭС наиболее хорошо известны крупномасштабная электростанция Ране мощностью 240 МВт, расположенная в эстуарии реки Ла Ране, впадающей в залив Сен Мало (Бретань, Франция), и небольшая, но принципиально важная опытная станция мощностью 400 кВт в Кислой губе на 10 побережье Баренцева моря в России. Поведение приливов может быть предсказано достаточно точно, с погрешностью менее 4%. Таким образом, приливная энергия оказывается весьма надежной формой возобновляемой энергии. Анализом поведения приливов занимались многие известные математики и физики прошлого, включая Ньютона, "Эри, Лапласа, Джоржа Дарвина, Кельвина. Однако надо иметь в виду, что

современный анализ и предсказание приливов, основанные на математических методах гармонического анализа, базируются на основополагающих работах лорда Кельвина, выполненных в Глазго. Полное физическое понимание всех деталей динамики приливов все еще не достигнуто в связи со сложной топологией океанских бассейнов. Жидкость в океанах удерживается на поверхности вращающейся Земли силами гравитации. Гравитационное же взаимодействие Земли с Луной и Солнцем возмущает эти силы, образуя приливы. Приливная энергия, снятая с турбин ПЭС, через которые протекает вода в процессе приливов, отбирает, таким образом, часть кинетической энергии вращающейся Земли. Если задействовать во всем мире все сколько-нибудь значительные места с достаточно высокими приливами, то согласно расчетам это приведет к сокращению периода вращения Земли на одни сутки за 2000 лет: это не так уж страшно для окружающей среды. Известно, что приливная волна движется со скоростью

$$c = \sqrt{gh}, \quad (5.5)$$

где  $g$  – ускорение силы тяжести, равное  $9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $h$  – глубина залива (моря), м. Резонанс для приливной волны, надвигающейся со стороны открытого моря, наступает при условиях, когда

$$L_j = \lambda / 4 \quad (5.6)$$

где  $j$  – нечетное целое;  $L$  – протяженность залива в сторону материка, м;  $\lambda$  – длина волны вынужденных колебаний в открытом море, м.

Соответствующая резонансная частота  $f_r$ , Гц, и период  $T_r$ , с, связаны между собой следующим образом:

$$f_r T_r = 1 // = \lambda \quad (5.7)$$

Отсюда

Резонанс возникает, когда период собственных колебаний соответствующего бассейна оказывается равным (кратным) периоду



вынужденных колебаний прилива в открытом море  $T_f$ , в этом случае

$$T_f = \frac{4L}{(gh)^{1/2}}; \quad \frac{L}{h^{1/2}} = \frac{j}{4} (g)^{1/2} T_f \quad (5.8)$$

Полусуточный период прилива равен 12 ч 25 мин (45000 с), таким образом, для случая  $j=1$  (основная гармоника) резонанс наступает, когда

$$L / h = (45\ 000\ \text{с}) \cdot (9,8\ \text{м/с}^2)^{1/2} / 4 = 36\ 000\ \text{м} \quad (5.9)$$

В этом примере видно близкое совпадение собственной частоты эстуария с характерной частотой прилива, в результате чего в указанном эстуарии достигаются значительные амплитуды приливного движения, высота прилива здесь доходит до 10 – 14 м. На практике эстуарии и заливы, конечно, не имеют таких однозначно определенных размеров, какие использованы в примере. Поэтому анализ резонансных условий сильно усложняется. Стало необходимым проводить моделирование природных условий в лабораторных волновых бассейнах с использованием соответствующей техники масштабирования и путем теоретического анализа. Это очень важно в связи с тем, что одним из основных вопросов при проектировании приливных энергоузлов является выяснение того, как дамба и плотина будут влиять на резонансные условия в бассейне. Некоторые расчеты, выполненные для эстуария р. Северн, показали возможность уменьшения и увеличения высоты приливов в зависимости от размещения ПЭС. Строительство ПЭС слишком дорого, чтобы позволить разработчикам ошибаться.

## **6. Перспективы динамики развития электрических станций**

Динамика развития мировой и отечественной энергетики указывает на то, что в ближайшее время примерно сохранится существующий баланс между ТЭС, АЭС и ГЭС. Приоритет при этом будет отдан газоугольной стратегии, а

использование мазута на ТЭС будет снижаться. Мировые цены на энергоносители, подверженные влиянию многочисленных факторов, способны в различной степени и на различных временных интервалах скорректировать указанную стратегию.

Дальнейшее развитие получают ПГУ и ГТУ. Из сравнительно новых направлений приоритетными являются МГД-установки.

Будет развиваться нетрадиционная энергетика (солнечная, приливная, геотермальная), использующая экологически чистые возобновляемые природные ресурсы. Продолжатся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию и освоению термоядерных установок, термоэлектрических, радиоизотопных, термоэмиссионных, электрохимических генераторов и других агрегатов. Отдельное и очень важное направление работ - энергосбережение всех видов ТЭР, тепловой и электрической энергии.

## **7. Вопросы для самостоятельной работы студентов**

1. Экологические выгоды распределённой генерации
2. Негативные аспекты влияния распределённой генерации на окружающую среду
3. Особенности диспетчерского управления распределительными сетями с распределённой генерацией
4. Влияние распределённой генерации на режимы работы сети
5. Что такое островной режим?
6. В чём сложность обнаружения островного режима?
7. Описать возможный метод обнаружения островного режима
8. От чего зависит напряжение в узлах сети?
9. Что такое падение напряжения, от чего зависит и как его рассчитать?
10. Как влияет распределённая генерация на уровень напряжения в сети?
11. Как с помощью распределённой генерации снизить потери в сети?

12. Что такое колебание напряжения, в чём отличие от отклонения?
13. Как влияют колебания напряжения на режим работы распределённой генерации?
14. Как снизить колебания напряжения в сети?
15. Какие виды защит необходимы в сетях с распределённой генерацией?
16. Как влияет появление распределённой генерации на виды и уставки релейных защит?
17. От чего зависит КПД микротурбины?
18. Какие способы повышения и стабилизации КПД вы знаете?
19. Как влияет электрическая мощность турбины на тепловую энергию её выхлопных газов?
20. Какие виды защит необходимы на ветряной ферме?
21. Каковы возможные сценарии развития системной аварии в сетях с ветрогенерацией?
22. Способы стабилизации выработки энергии ветровыми электростанциями?
23. Какие методы оценки нагрузочной способности мини-ГЭС вы знаете?
24. От чего зависит нагрузочная способность мини-ГЭС?
25. Какие характерные особенности оптимизационных задач в сетях с распределённой генерацией вы знаете?
26. Что такое интеллектуальные методы оптимизации? Какие вы знаете?
27. Принцип работы генетического алгоритма.
28. В чём преимущество генетического алгоритма по сравнению с другими методами?

## **9.Лабораторный практикум**

### **Лабораторная работа № 1**

#### **«Анализ ветроэнергетического потенциала»**

Цель работы Изучение методики определения ветроэнергетического

потенциала местности. Получение навыков расчета энергетических параметров ветра.

В большинстве прикладных задач ветроэнергетики гораздо важнее знать не суммарное количество энергии, которое может выработать ветроустановка, например, за год, а ту мощность, которую она может обеспечивать постоянно. При сильном ветре, от 10 до 12 м/с, ветроустановки 12 вырабатывают достаточно электроэнергии, которую иногда даже приходится сбрасывать в систему или запасать. Трудности возникают в периоды длительного затишья или слабого ветра. Поэтому для ветроэнергетики является законом считать районы со средней скоростью ветра менее 5 м/с малопригодными для размещения ветроустановок, а со скоростью 8 м/с – очень хорошими. Но независимо от этого во всех случаях требуется тщательный выбор параметров ветроустановок применительно к местным метеоусловиям.

#### 1. Описание методики измерений и расчетов

Для проведения анализа ветроэнергетического потенциала требуется предварительно проводить в течение года ежедневные 5-ти кратные измерения скорости ветра с равными промежутками времени: в 9 ч, 12 ч, 15 ч, 18 ч и в 21ч. В данной лабораторной работе используется база данных метео измерений, полученная для системы оптимизации теплопотребления главного корпуса . Измерения проводились ежедневно в течение одного года с интервалом 3 часа.

Порядок обработки результатов измерений следующий [6].

1. Результаты измерений скорости ветра  $u_1$ , м/с, объединяются в группы с интервалом  $\Delta u$ . Общее число измерений  $N = 2912$ .
2. Поскольку измерения скорости проводились на высоте  $h_1 = 2\text{м}$ , а для оценки энергетического потенциала нужна скорость ветра  $u$ , м/с, на высоте предполагаемой установки ветротурбин  $h$ , определение скорости ветра на

высоте  $h$  выполняется с помощью известной аппроксимационной зависимости

$$u = u_1 (h / h_1)^{1/5} \quad (1.1)$$

где  $h$  принимается равной 100 м.

3. Определяется величина вероятностного распределения скорости ветра

$$\Phi_u = N_{ui} / N, \quad (1.2)$$

где  $N_{ui}$  – число измерений в  $i$ -ом скоростном интервале.

Строится зависимость  $\Phi_u = f(u)$ . Произведение  $\Phi_u \Delta u$  может быть интерпретировано как часть времени года, в течение которого скорость ветра имеет значения, заключенные в интервале от  $u$  до  $u + \Delta u$ .

4. Среднее значение скорости ветра  $u_c$ , м/с, определяется соотношением

$$u_c = \sum u_i / N, \quad (1.3)$$

где  $\sum u_i$  – сумма всех измеренных значений скорости. 13

5. Определяется вероятность  $\Phi_{u > u'}$  появления ветра со скоростью  $u$ , большей некоторой заданной скорости  $u'$ , для чего складываются вероятности всех скоростных интервалов, в которых  $u > u'$ .

Вероятность  $\Phi_{u > u'}$  может быть интерпретирована как часть времени года, в течение которого ветры дуют со скоростью, большей  $u'$ .

Строится зависимость  $\Phi_{u > u'} = f(u)$ .

6. Мощность ветрового потока единичного сечения  $P_u$ , Вт определяется

$$P_u = \rho u^3 / 2, \quad (1.4)$$

где  $\rho$  – плотность воздуха, принимается равной 1,3 кг/м<sup>3</sup>.

Произведение  $P \Phi_u$  представляет собой функцию распределения энергии ветра.

Строится зависимость  $P \Phi_u = f(u)$ .

7. Строится зависимость  $P_u = f(\Phi_{u > u'})$ , позволяющая определить вероятность ожидания ветрового потока заданной мощности.

Все данные измерений и расчетов заносятся в таблицу и обрабатываются в EXCEL. В таблице 2.1 частично представлены результаты измерений и расчетов. После выполнения обработки измерений и расчетов необходимо

провести анализ полученных результатов. Таблица 2

Таблица 2.1

Статистический анализ результатов измерений скорости ветра  
г. Ульяновск

$u$ , м/с	$N$	$\Phi_u$	$\Phi_{u>u'}$	$P_u$ , кВт/м <sup>2</sup>	$P_u \Phi_u$
34,9	1				
32,8	1				
28,4	2				
26,2	15				
24,05	9				
21,9	33				
19,7	61				
17,5	97				
15,3	145				
13,1	212				
10,9	348				
8,7	407				
6,5	548				
4,3	604				
2,1	66				
0	363				
Всего	2912				

## 2. Анализ полученных результатов

1. Пользуясь построенной зависимостью  $\Phi_u=f(u)$ , необходимо сравнить среднее значение скорости ветра с наиболее вероятным значением скорости

ветра в данной местности, а также с расчетной скоростью, принимаемой для проектирования ВЭУ ( $u = 10 - 12$  м/с).

2. Пользуясь построенной зависимостью  $P \Phi_u =f(u)$ , определить значение скорости при которой функция распределения энергии ветра имеет

максимум и сравнить его с наиболее вероятным значением скорости ветра в

данной местности.

3. Пользуясь построенной зависимостью  $P_u = f(\Phi_{u>u'})$ , определить

вероятность ожидания ветрового потока мощностью 0,5; 1 и 2 кВт.

4. По результатам проведенного анализа сделать выводы и составить отчет.

#### Контрольные вопросы

1. Какими параметрами характеризуется энергетическая ценность ветра?
2. Как определяется средняя скорость ветра в данной местности?
3. Как определяется энергия ветрового потока и как она соотносится со скоростью ветра?
4. Как определяется вероятность ветра с определенной скоростью в данной местности?
5. Как определяется мощность ветрового потока единичного сечения?
6. Что такое ветроэнергетический кадастр и для чего он составляется?
7. Как определяется мощность ветроэнергетической установки?
8. Как определяется вероятность ожидания ветрового потока определенной мощности?

### **Лабораторная работа № 2**

#### **«Сравнение распределения Рэля с результатами метеорологических наблюдений»**

Цель работы Проведение сравнительного анализа результатов метеорологических измерений с теоретической зависимостью распределения Рэля.

Проведенный в лабораторной работе № 1 анализ характеристик ветра состоял в математической обработке массива экспериментальных данных с использованием методов математической статистики. Этот анализ существенно бы упростился, если бы для функции распределения вероятности скорости ветра имелось аналитическое выражение, соответствующее

экспериментальным данным. В этом случае, во-первых, резко бы сократилось 15 необходимое количество измерений скорости ветра, во-вторых, появилась бы возможность аналитического расчета характеристик ветроустановок.

#### 1. Описание методики проведения анализа

Для проведения анализа функции распределения скорости ветра, основанной на экспериментальных метеорологических данных, требуется сравнить экспериментальные зависимости, полученные в лабораторной работе № 1 с теоретическим распределением Рэля.

Порядок анализа следующий [6].

#### 1. Для распределения Рэля справедливо равенство

$$\Phi_{u>u'} = \exp[-\pi/4 \cdot (u'/u)^2], \quad (2.1)$$

где  $\Phi_{u>u'}$  – вероятность появления ветра со скоростью  $u$ , м/с, большей некоторой заданной скорости  $u'$ , м/с;  $u$  – среднее значение скорости, м/с.

Следует, задаваясь значениями скорости  $u'$ , м/с, из диапазона реальных скоростей ветра и используя среднее значение скорости  $u$ , м/с, полученное в лабораторной работе № 1, построить теоретическую зависимость по формуле (2.5.). Результаты занести в таблицу 2.2.

Относительная погрешность определяется как

$$\delta = (\Phi_{u>u'} \text{ теор} - \Phi_{u>u'} \text{ эксп}) / \Phi_{u>u'} \text{ теор} \cdot 100\%. \quad (2.2)$$

#### 2. Для распределения Рэля справедливо равенство

$$(u/3)^{1/3} = 1,24 u. \quad (2.3)$$

Следует проверить его, подставив среднее значение скорости ветра в формулу (2.7), полученное в предыдущей лабораторной работе.

#### 3. Для распределения Рэля справедливо утверждение, что вероятность



скорости  $\Phi u$  максимальна при значении скорости

$$u = (2/\pi)^{1/2} \cdot u = 0,8 u . \quad (2.4)$$

Следует определить скорость, при которой вероятность максимальна, подставив среднее значение скорости ветра, полученное в предыдущей лабораторной работе в формулу (2.8). Погрешность определяется аналогично (2.6).

4. Для распределения Рэлея справедливо утверждение, что функция  $\Phi u \cdot u^3$  максимальна при значении скорости

$$u = 2 (2/\pi)^{1/2} \cdot u = 1,6 u . \quad (2.5)$$

Следует построить зависимость  $\Phi u \cdot u^3 = f(u)$ , используя значения скорости ветра в диапазоне реальных значений и проверить это утверждение,

16 подставив среднее значение скорости ветра в формулу (2.5), полученное в предыдущей лабораторной работе. Погрешность определяется аналогично (2.6).

Результаты расчетов занести в таблицу 2.2.

### **Практическое задание №1**

#### **Способы представления генерирующих узлов при расчете установившегося режима работы**

1. Генерирующий узел задается постоянным источником тока.
2. Генерирующий узел задается постоянной по величине мощностью (PQ-модель генератора).
3. Генерирующий узел задается постоянной по величине активной мощностью и модулем напряжения на шинах станции с ограничением по реактивной мощности (PU-модель генератора).
4. Генерирующий узел задается постоянной по величине активной мощностью и модулем напряжения на шинах станции с ограничением по току возбуждения генератора (PEq-модель генератора)

Режим работы электрической системы непрерывно изменяются в режиме реального времени, но эти изменения, происходящие около некоторого среднего значения, могут быть настолько малыми, что режим работы электрической системы практически не изменяется. Режим работы электрической системы, при котором параметры режима (напряжение, токи, мощности, частота) остаются практически неизменными, называют установившимся режимом работы.

Перед выполнением расчета установившегося режима работы электрической системы необходимо составить схему замещения электрической системы. Схема замещения электрической системы представляет собой электрическую схему, в которой все реальные элементы заменены максимально близкими по функциональности цепями из идеальных элементов. Схема замещения электрической системы является связанным графом и состоит из ветвей и узлов.

#### Схема замещения электрической системы

При расчёте различных режимов работы электрических систем (ЭС), в том числе и переходных процессов в них, нам приходится иметь дело с однолинейными электрическими схемами, т. е. схемами для одной фазы (обычно это фаза А), т. к. в силу симметрии ЭС, другие фазы имеют абсолютно такое же начертание. На этих схемах изображены реальные элементы электрической цепи и способы их соединения. В число этих элементов входят и элементы с внутренними магнитными связями. Наиболее распространённым таким элементов является силовой трансформатор. Расчёт цепей с магнитными связями достаточно сложен. В связи с этим реальные элементы схемы ЭС заменяют их эквивалентными схемами замещения, в которых индуктивные связи заменены эквивалентными электрическими связями. Так как число входных (выходных) точек (зажимов) реального элемента и его схемы

замещения совпадает, то замена реальных элементов цепи их схемами замещения не изменит структуру цепи. При этом сохраняется возможность использования любого из методов расчёта линейных электрических цепей, имеющих в теоретической электротехнике. К примеру, на рис.1 представлена однолинейная электрическая схема некоторой электрической системы.

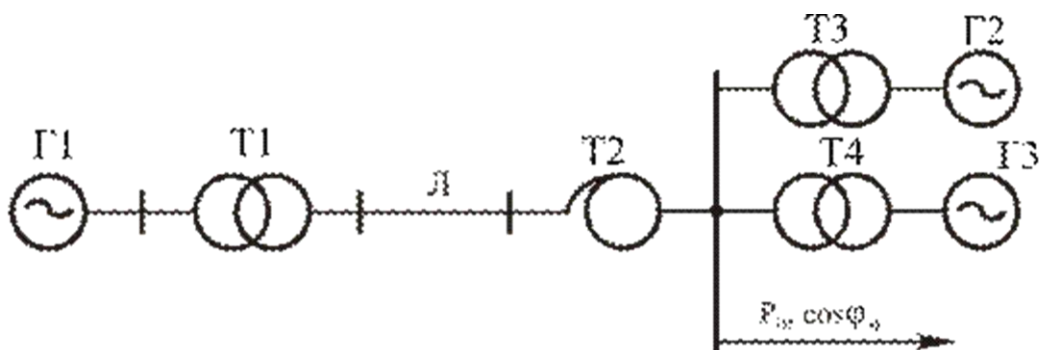


Рисунок 1. Однолинейная электрическая схема некоторой электрической системы.

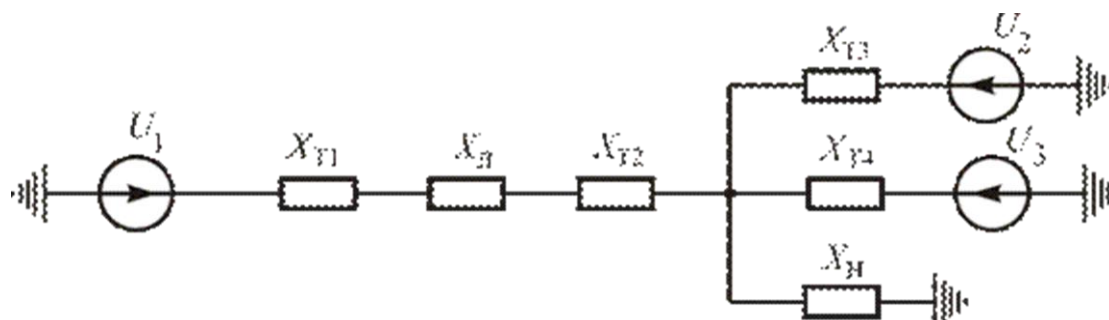


Рисунок 2. Схема замещения

Схема  
замещ  
ения  
её  
предс  
тавлен  
а на

рис.2. Видно, что структура цепи остаётся той же самой. Генераторы  $G_1 \dots G_3$  заменяем источниками ЭДС с выходными напряжениями, равными напряжениям соответствующих генераторов. Трансформаторы  $T_1 \dots T_4$ , линию электропередачи  $L$  и нагрузку, заданную её потребляемой мощностью  $P_n$  и ,представляем соответствующими реактивными сопротивлениями, значения которых в дальнейшем вычисляем через заданные параметры реальных элементов цепи. Для понимания последующего преобразования схемы замещения ЭС показано заземление источников и нагрузки.

В состав типовой ветви расчетной схемы замещения входит активное, индуктивное и емкостное сопротивление. В зависимости от моделируемого элемента ветвь расчетной схемы представляется как продольными, так и поперечными элементами электрической цепи. На способах моделирования элементов электрической системы (воздушных и кабельных линий, трансформаторного и реакторного оборудования) останавливаться не будем, так как они были рассмотрены в предыдущих статьях.

Узлы расчетной схемы замещения представляют собой:

- точки соединения нескольких ветвей;
- нагрузочные узлы;
- генерирующие узлы.

В зависимости от способа задания нагрузок и генераторов уравнения установившегося режима линейны и нелинейны. Способы представления генерирующих узлов при выполнении расчетов установившихся режимов работы зависят от вида сети и целей расчета.

### **1.1. Генерирующий узел задается постоянным источником тока.**

В рассматриваемом способе генерирующий узел представляется постоянным источником тока, который может быть задан значением тока по модулю и фазе или действующей и мнимой составляющей тока (

$$\dot{I}_G = |I_G| \cdot e^{j\varphi} = I'_G + j \cdot I''_G).$$

Независимыми параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле ( $U_G = \text{var}$ ,  $\delta_G = \text{var}$ ).

Такая форма представления генераторов и нагрузки потребителей в расчетной схеме в виде постоянного источника тока позволяет установившийся режим работы описать системой линейных алгебраических уравнений, что в свою очередь упрощает выполнение аналитических расчетов. Таким образом, данная форма представления генерирующих узлов может использоваться при всех расчетах распределительных сетей низкого напряжения до 1 кВ.

## **1.2. Генерирующий узел задается постоянной по величине мощностью (PQ-модель генератора).**

В рассматриваемом способе генерирующий узел представляется постоянной по величине значением активной и реактивной мощностью ( $P_G = \text{const}$ ,  $Q_G = \text{const}$ ).

Независимыми параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле ( $U_G = \text{var}$ ,  $\delta_G = \text{var}$ ).

При таком способе задания генерирующего узла реактивная мощность генератора не зависит от напряжения в узле, поэтому такой генератор называют нерегулируемым. Соответственно поведение PQ-модели генератора не соответствует поведению реального генератора при изменении режима работы сети.

› Представление генератора постоянной по величине активной мощности соответствует реальным условиям работы генераторов в электрической системе; она может поддерживаться за счет регулирования частоты на

генераторах.

› Представление генератора постоянной по величине реактивной мощности не соответствует реальной модели генератора в электрической системе, так как изменение напряжения в узле приводит к изменению выработки или потреблению реактивной мощности генератора за счет действия автоматического регулятора возбуждения (АРВ).

Такой способ представления генерирующего узла может использоваться при расчетах установившихся или оптимальных режимов, например в тех случаях, когда необходимо принять предельное допустимое значение реактивной мощности генератора или в качестве показательной (характерной) модели генератора при обучении с теоретическим расчетом установившихся режимов работы.

### **1.3. Генерирующий узел задается постоянной по величине активной мощностью и модулем напряжения на шинах станции с ограничением по реактивной мощности (PU-модель генератора).**

В рассматриваемом способе генерирующий узел представляется постоянной по величине значением активной мощности и модулем напряжения в узле ( $P_G = const$  ;  $U_G = const$ ).

Независимыми параметрами в данном случае являются значение реактивной мощности угол напряжения в узле ( $Q_G = var$  ;  $\delta_G = var$ ).

При таком способе задания генерирующего узла реактивная мощность вырабатываемая/потребляемая генератором зависит от напряжения в узле, поэтому такой генератор называют регулируемым. Соответственно поведение PU-модели генератора соответствует поведению реального генератора при изменении режима работы сети, так как изменение

напряжение в узле приводит к изменению выработки или потреблению реактивной мощности генератора за счет действия автоматического регулятора возбуждения (АРВ). Величина реактивной мощности генератора меняется в заданном диапазоне:  $\{Q_{\min}; Q_{\max}\}$ . В зависимости от вырабатываемой активной мощности генератора изменяется возможный диапазон регулирования по реактивной мощности  $\{Q_{\min}; Q_{\max}\}$ . Зависимость изменения диапазона реактивной мощности от активной мощности представлено в теме диаграмма мощности синхронной машины.

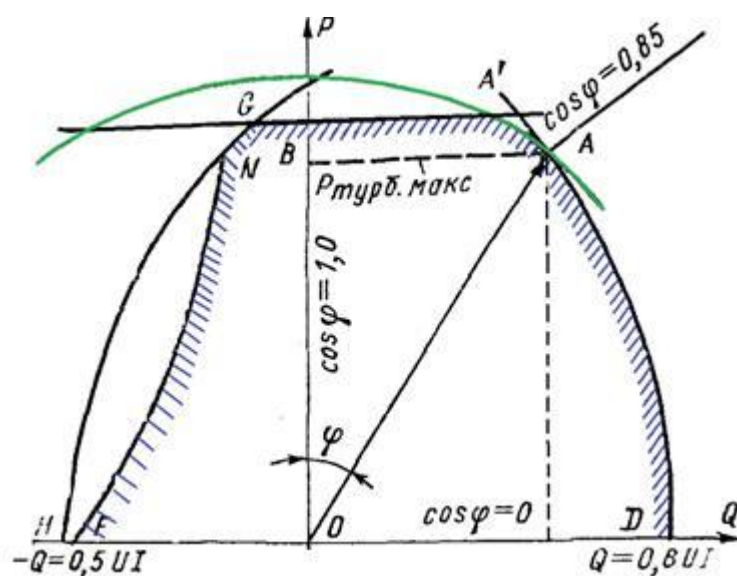


Рис.1. Диаграмма мощности турбогенератора

В случае достижения граничного значения по выработки/потребления реактивной мощности в узле, то генераторный узел превращается в **PQ-модель** генератора. Другими словами в генерирующем узле осуществляется фиксация граничного значения реактивной мощности и независимыми (свободными) параметрами электроэнергетического режима становятся модуль и угол напряжения.

Следует отметить, что **PQ-модели** генераторов участвуют в сведении баланса реактивной мощности в

схеме. Такие узлы называют балансирующими по реактивной мощности. Задание постоянного модуля напряжения соответствует реальным условиям работы генераторов с установленными регуляторами напряжения.

#### 1.4. Генерирующий узел задается постоянной по величине активной мощностью и модулем напряжения на шинах станции с ограничением по току возбуждения генератора (PEq-модель генератора)

Более совершенным способом задания генераторов, как для расчета установившегося режима, так и для определения предельного перетока мощности является использование PEq-модель генератора, которая позволяет учитывать ограничения по току возбуждения, что соответствует физическим условиям работы генератора. В данной модели генератор представляется в виде ЭДС  $E_q$  за продольным реактивным сопротивлением  $X_d$  (для турбогенератора) или ЭДС  $E_Q$  за поперечным реактивным сопротивлением  $X_q$  (для генераторов с явно выраженными полюсами).

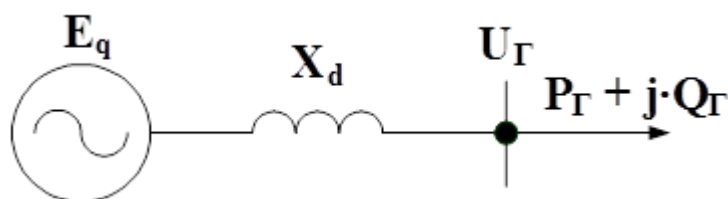


Рис.2. Схема замещения PEq-модели генератора

PU-модель генераторного узла правильно отражает свойства реального генератора только до тех пор, пока не наступают ограничения по реактивной мощности. В случае достижения граничного значения по выработке/потреблению реактивной мощности в узле, то PU-модель генераторного узла превращается в PQ-модель генератора. В свою очередь PQ-модель не отражает свойства реального объекта, так как



фактически режим ограничивается не реактивной мощностью, а значением  $E_q$  на уровне  $E_{q \min}$  и  $E_{q \max}$ . Реальный генератор при этом в отличие от PQ-модели продолжает участвовать в балансировании реактивной мощности. В частности, реактивная мощность генератора будет изменяться, например, при изменении напряжения в сети.

В рассматриваемом способе генерирующий узел представляется постоянной по величине значением активной мощности и модулем напряжения в узле ( $P_H = const$ ;  $U_G = const$ ).

Независимыми параметрами в данном случае являются значение реактивной мощности угол напряжения в узле ( $Q_H = var$ ;  $\delta_G = var$ ).

Дополнительно для этого типа генератора задаются синхронные индуктивные сопротивления по продольной оси (d) и поперечной оси (q). При изменении режима сети изменяются возбуждение генератора (модуль синхронной ЭДС  $E_q$ ) в пределах регулировочного диапазона  $E_{q \min}$  до  $E_{q \max}$  таким образом, чтобы получить заданные значения активной мощности и модуля напряжения.

$$P_G = \frac{E_q \cdot U_G}{x_d} \cdot \sin(\delta) ; \quad Q_G = \frac{E_q \cdot U_G}{x_d} \cdot \cos(\delta) - \frac{U_G^2}{x_d}$$

При выходе на ограничения  $E_{q \min}$  или  $E_{q \max}$  модуль синхронной ЭДС  $E_q$  фиксируется, при этом дополнительным свободным параметром режима становится модуль напряжения в узле ( $U_G = var$ ).

Следует подчеркнуть, что при регулировании PQ-генератора, в отличие от PU-генератора, учитывается взаимосвязь процессов регулирования активной и реактивной мощности, изменение модуля вектора синхронной ЭДС влияет на угол нагрузки генератора (угол между вектором  $E_q$  и вектором  $U$ ) и наоборот.

В заключении следует отметить, что довольно редко в программных комплексах по расчету установившихся режимах работы используется PEq-модель генератора.

### **Способ задания базисно-балансирующего узла при расчете установившихся режимов работы**

Базисно-балансирующий узел представляется постоянным по величине значением модуля напряжения и углом напряжения в узле ( $U_{\Gamma} = const$ ;  $\delta_{\Gamma} = const$ ).

Независимыми параметрами в данном случае являются значение активной мощности и реактивной мощности в узле ( $P_H = var$ ;  $Q_H = var$ ).

Следует отметить, что:

- узел называется базисным в случае, если в данном узле задается значение модуля напряжения и его угол.

- узел называется балансирующим в случае, если значение активной и реактивной мощности нагрузки/генерации, которые расположены в данном узле, не участвуют в записи уравнений, описывающих установившийся режим работы расчетной схемы. Величина мощности в таких узлах определяется при сведении баланса мощности в расчетной схеме.

В расчетах установившихся режимов, а также при их оптимизации возможно задание нескольких базисно-балансирующих узлов. Каждый из них соответствует станции, участвующей в регулировании частоты - принимающей на себя небалансы активной мощности и поддерживающей при этом постоянную частоту в системе. Введение одного или нескольких базисно-балансирующих узлов соответствует предположению о том, что частота в электрической системе постоянна.

## Библиографический список

### Основная литература:

1. Германович В. Альтернативные источники энергии. Практические конструкции по использованию энергии ветра, Солнца, Земли, воды, биомассы / В. Германович, А. Турилин, 2011. - 317 с.
2. Лосюк, Юрий Андреевич. Нетрадиционные источники энергии : учеб. пособие для вузов / Ю. А. Лосюк, В. В. Кузьмич, 2005. - 233 с.
3. Земсков В. И. Возобновляемые источники энергии в АПК [Электронный учебник] / В. И. Земсков, 2014. - Режим доступа: [http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1\\_id=47409](http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_id=47409)

### Дополнительная литература :

1. Инновационное развитие альтернативной энергетики / В. Ф. Федоренко [и др.]. Ч. 2, 2011. - 411 с.
2. Лукина Г.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Ч.1: Солнце, ветер./ Г.В. Лукина - Иркутск: ИрГСХА, 2007. - 178 с.
3. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : метод. указ. для выполнения контрольного задания по дисциплинам "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии" и "Альтернативные источники энергии" / Иркут. гос. с.-х. акад., 2012. - 18 с.
4. Земсков В. И. Нетрадиционные источники энергии в агропромышленном комплексе / В. И. Земсков - Барнаул: Изд-во АГАУ, 2007. - 279 с.
5. Лукина Г. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Ч. 2. Автоматизация технологических процессов. Проектирование систем автоматизации / Г. В. Лукина. - Иркутск: ИрГСХА, 2009. - 1 эл. опт. диск (DVD-R/W).

**Перечень учебно-методического обеспечения для самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:**

1. Лукина Г.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Ч.1: Солнце, ветер./ Г.В. Лукина - Иркутск: ИрГСХА, 2007. - 178 с.

2. Лукина Г.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: методические указания / авт.-сост. Г.В. Лукина, Д.А. Иванов – Иркутск: Иркутск.гос. сельхоз. акад., 2012. – 19 с.