

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»



*«Кадры для регионов»*



*ФГБОУ ВО «Амурский  
государственный университет»*

Н. В. Савина

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Методические указания к курсовому проектированию

Благовещенск  
Издательство АмГУ  
2017

ББК 31.27я73  
П 79

Печатается по решению  
редакционно-издательского  
совета  
Амурского государственного  
университета

***Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ОАО «Федеральная сетевая компания Единой электроэнергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)***

*Рецензенты:*

*П.С. Радин, заместитель начальника Южно-Якутского РЭС Амурского ПМЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока.*

*Д.А. Теличенко, доцент кафедры АППиЭФГБОУ «Амурский государственный университет» (АмГУ, г. Благовещенск), канд.техн. наук.*

**П79 Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод.указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2017. – 46 с.**

Методические указания к курсовому проектированию предназначены для подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», магистерской программе «Электроэнергетические системы и сети». Рассмотрены методики и технологии проектирования электроэнергетических объектов, электрических сетей при их развитии, показаны особенности и перспективы развития региональных энергосистем Дальнего Востока, дана характеристика нормативных документов и методических указаний по проектированию развития электроэнергетических систем, приведены основное содержание и порядок выполнения курсового проекта, материалы для контроля уровня освоения дисциплины.

***В авторской редакции***

ББК 31.27я73

©Амурский государственный университет, 2017

©Савина Н.В., 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Содержание курсового проекта	8
2 Методика выполнения курсового проекта	11
2.1. Модуль 1. Анализ существующей ЭЭС региона	11
2.2. Модуль 2. Проектирование развития рассматриваемой ЭЭС	17
2.3. Модуль 3. Расчет и повышение экономичности установившихся режимов при выбранном варианте развития ЭЭС	27
3 Оформление материалов курсового проекта	38
4 Защита курсового проекта	40
4.1. Порядок защиты курсового проекта	40
4.2. Контрольные вопросы к защите курсового проекта	41
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	44

## ВВЕДЕНИЕ

Курсовое проектирование является одной из важнейших форм учебного процесса магистерской программы, основное назначение которого – помочь магистранту освоить профессиональные компетенции в области проектно-конструкторской деятельности.

В рамках дисциплины «Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей» предусмотрен курсовой проект, целью которого является приобретение магистрантами навыков выбора экономически целесообразных вариантов проектирования электроэнергетических систем и сетей, в том числе с применением инновационных технологий и компонентов в электроэнергетике.

Для реализации указанной цели в курсовом проектировании предусмотрено решение следующих задач:

- овладение принципами и методами реализации оптимальных технических решений при проектировании развития электрических сетей.
- изучение нормативно-технической документации в области проектирования электроэнергетических систем и электрических сетей;
- освоение методов выбора основных проектных решений и технико-экономического обоснования принятых решений при развитии энергетической системы (ЭЭС);
- овладение алгоритмами проектирования электрических сетей, расчета установившихся режимов сложных электроэнергетических систем;
- формирование профессиональных и исследовательских навыков по проектированию развития электрических сетей.

В процессе выполнения курсового проектирования по дисциплине «Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей» магистрант формирует и демонстрирует обладание следующими профессиональными компетенциями:

готовностью проводить экспертизы предлагаемых проектно-конструкторских решений и новых технологических решений (ПК-5);

способностью формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства (ПК-6);

способностью выбирать серийные и проектировать новые объекты профессиональной деятельности (ПК-9);

способностью осуществлять технико-экономическое обоснование проектов (ПК-11).

В результате выполнения курсового проекта магистрант должен

*знать:*

нормативно-техническую документацию, используемую при проектировании электроэнергетических систем и электрических сетей (ПК-5);

методы расчета режимов ЭЭС, в том числе с помощью программно-вычислительных комплексов, и их анализа (ПК-6).

типы и характеристики электрооборудования, используемого при проектировании, организацию и порядок проектирования ЭЭС и их объектов (ПК-9);

критерии и методики выбора проектных решений (ПК-11);

*уметь:*

осуществлять экспертизу проектной документации (ПК-5);

использовать программно-вычислительные комплексы для расчета режимов ЭЭС (ПК-6);

использовать нормативные документы и методические указания по проектированию развития электроэнергетических систем, проектировать электрические сети при их развитии, с использованием современного оборудования, методов и технологий проектирования (ПК-9);

подбирать, готовить и анализировать исходную информацию для проектирования развития ЭЭС и электрических сетей, обоснованно выбирать вариант развития электрических сетей (ПК-11);

*владеть навыками:*

работы со справочной литературой и проектной документацией (ПК-5);  
применения достижения отечественной и зарубежной науки и техники при проектировании развития электрических сетей (ПК-6);

использования методов проектирования ЭЭС и сопоставления вариантов, выполнения проектных работ по развитию электрических сетей (ПК-9);

технико-экономического обоснования проектов по развитию электроэнергетических систем и электрических сетей (ПК-11).

Особенностью данного курсового проекта является его практическая направленность и «привязка» к реальной электроэнергетической системе, решение проектной задачи по развитию участка электрических сетей одной из электроэнергетических систем Дальнего Востока. Это принципиально его отличает от курсового проекта по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети», выполняемого в рамках бакалаврских образовательных программ направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

При курсовом проектировании применяются компьютерные технологии практически при выполнении каждого раздела, оформлении пояснительной записки и графической части проекта, специальные программно-вычислительные комплексы в области проектирования электрических сетей и расчета установившихся режимов.

Выполнение курсового проекта по дисциплине «Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей» рассчитано на 36 часов (1 з. е.) в соответствии с учебным планом в рамках самостоятельной работы. Запланированный объем учебного времени следует тщательно распределить в соответствии с графиком работы в семестре. В противном случае неэффективно потраченное время может привести к принятию неверного технического решения по выбору оптимального варианта развития электрической сети либо к недостаточно глубокой его проработке.

Исходя из учебно-методических установок и назначения курсового проектирования, как одной из основных форм самостоятельной работы магистран-

тов, данные методические указания составлены в форме научно-технических консультаций без дублирования лекционных и литературных материалов по вопросам проектирования развития электрических сетей и направлены на правильную организацию работ по проектированию развития заданного объекта.

## 1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект представляет собой единый, завершённый учебный модуль, при выполнении которого магистрант преобразует накопленный объём знаний по дисциплине «Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей», а также по смежным дисциплинам в приобретение навыков по проектированию развития конкретной электроэнергетической системы путём включения в неё нового объекта или новых электрических сетей, приобретая тем самым указанные выше компетенции.

Примерная тематика выполняемых курсовых проектов следующая:

Проектирование развития ОЭС Дальнего Востока;

Проектирование развития электроэнергетической системы Амурской области;

Проектирование развития электроэнергетической системы Хабаровского края;

Проектирование развития электроэнергетической системы Приморского края;

Проектирование развития ЭЭС Южнокутского энергорайона;

Проектирование развития электроэнергетической системы Центральной Якутии;

Проектирование развития ЭЭС Еврейской автономной области;

Разработка концепции развития активно-адаптивных сетей в регионе, заданном преподавателем;

Разработка концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы региона, заданного преподавателем;

Включение распределенной генерации в электрическую сеть на примере электроэнергетической системы, заданной преподавателем.

Такое распределение тематики курсового проектирования обеспечивает не только индивидуальный, но и креативный подход при выполнении каждого

курсового проекта. Данный курсовой проект может лечь в основу магистерской диссертации.

Курсовой проект состоит из следующих разделов:

- Структурный анализ района развития электроэнергетической системы;
- Расчет и анализ установившихся режимов в существующей подсистеме ЭЭС, в которой планируется развитие;
- Перспективные балансы активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе региона, указанного в задании на курсовое проектирование;
- Определение перспективных вероятностных характеристик активной и реактивной мощности узлов нагрузки;
- Климатогеографическая характеристика района развития ЭЭС;
- Разработка вариантов развития ЭЭС в рассматриваемом районе;
- Разработка вариантов конфигурации вновь проектируемой части электрической сети и их анализ;
- Выбор классов номинального напряжения вновь вводимых участков сети;
- Выбор мощности и мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок в проектируемой части сети;
- Выбор параметров линий электропередачи при развитии электрической сети;
- Выбор типов и параметров вновь вводимых подстанций;
- Выбор оптимального варианта развития электрической сети;
- Расчет и анализ установившихся режимов при выбранном варианте развития ЭЭС;
- Повышение экономичности режимов в проектируемой части ЭЭС при ее развитии;

- Показатели экономической эффективности при проектировании развития электроэнергетической системы.

Графическая часть проекта включает в себя два листа формата А1:

лист 1 - варианты конфигурации и схемы построения электрической сети в развиваемой части ЭЭС;

лист 2 - подробная однолинейная электрическая схема выбранного варианта развития ЭЭС, результаты расчета и анализа установившихся режимов.

Несмотря на индивидуальную тематику курсового проектирования, его выполнение предусматривает реализацию трех модулей, большая часть из состава которых является общей по применяемым технологиям проектирования.

Модули проекта и распределение трудозатрат на выполнение курсового проекта:

1. Ознакомление с заданием на курсовой проект, с методическими указаниями, формирование конкретных условий и детализация задач курсового проекта – 5%.
2. Модуль 1. Анализ существующей ЭЭС региона – 10%.
3. Модуль 2. Проектирование развития рассматриваемой ЭЭС – 50%.
4. Модуль 3. Расчет и повышение экономичности установившихся режимов при выбранном варианте развития ЭЭС – 20%.
5. Оформление пояснительной записки и графической части проекта – 15%.

## 2. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

### 2.1. Модуль 1. Анализ существующей ЭЭС региона

#### *Целевые установки*

Показать современное состояние электроэнергетической системы, проектирование развития которой задано в курсовом проекте, на основе анализа балансов активной и реактивной мощности определить статус ЭЭС – энергоизбыточна она или дефицитна, выявить пути ее развития.

#### **2.1.1. Структурный анализ района развития электроэнергетической системы**

##### *Задачи проработки раздела*

Структурный анализ района развития электроэнергетической системы включает выполнение следующих этапов:

характеристика источников питания электроэнергетической системы региона в районе ожидаемого ее развития;

структурный анализ электрических сетей;

характеристика потребителей электроэнергии и перспектива роста электропотребления.

##### *Характеристика источников питания электроэнергетической системы в районе ожидаемого развития*

Исходя из анализа задания на курсовое проектирование, выбрать в рассматриваемой ЭЭС электрические станции или подстанции системообразующей сети, к которым можно будет подключить новый сетевой участок при проектировании. Их должно быть не более трех. При выборе источников питания для проектируемой сети необходимо руководствоваться [10].

Показать роль выбранных источников питания в рассматриваемом районе развития электроэнергетической системы, далее энергорайоне. Для каждого источника питания (ИП) привести главную схему, показать ее достоинства и недостатки, дать описание каждого распределительного устройства (РУ), указав класс номинального напряжения, тип схемы, количество линейных, трансфор-

маторных ячеек, наличие обходных, межсистемных, секционных выключателей, связь с другими источниками, число и мощность трансформаторов или генераторов, их типы и характеристики. Определить располагаемую (максимально доступную) мощность источника питания и по существующим режимам работы- мощность, генерируемую в сеть. Указать наличие резервных линейных ячеек или резервных мест под линейные ячейки. Показать состояние оборудования источника питания и сделать вывод о целесообразности его модернизации или реконструкции для поставленных целей курсового проекта.

### *Структурный анализ электрических сетей*

Структурный анализ электрических сетей полагает их систематизацию по следующим признакам:

класс номинального напряжения,  
конфигурация электрической сети,  
способ присоединения подстанций к сети,  
количество и тип схемы каждого РУ подстанции,  
число и мощность трансформаторов с указанием их основных характеристик,  
суммарная протяженность линий электропередачи на каждом классе номинального напряжения,  
характеристика линий электропередачи.

Характеристика линий электропередачи должна включать следующую информацию: наименование линии, класс номинального напряжения, протяженность, марка и сечение проводника, конструктивное исполнение.

### *Характеристика потребителей электроэнергии и перспектива роста электропотребления*

При разработке этого пункта необходимо привести структуру электропотребления энергорайона, выделить наиболее крупные промышленные потребители. Также нужно указать ожидаемый максимум нагрузки каждой группы потребителей, перспективное электропотребление, в том числе по вновь вводимым потребителям, определить категорийность по надежности, режим работы,

влияние на сеть, значение среднего коэффициента реактивной мощности, типовой график нагрузки. При написании данного пункта целесообразно руководствоваться Схематами перспективного развития рассматриваемой электроэнергетической системы.

### ***2.1.2. Расчет и анализ установившихся режимов в существующей подсистеме ЭЭС, в которой планируется развитие***

#### *Задачи проработки раздела*

Задачами выполнения раздела являются выбор и обоснование эквивалента ЭЭС, выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

#### *Указания к выполнению раздела*

При выполнении этого раздела необходимо выбрать ПВК для расчета режимов и привести его краткую характеристику, обосновать свой выбор. Для расчета установившихся режимов можно воспользоваться ПВК «RASTR WIN» или «СДО 6». В разделе Help каждого из указанных ПВК есть описание программы, с помощью которого и нужно дать его характеристику. При этом необходимо показать как подготовить исходную информацию для расчета режима в выбранном ПВК, в какой форме можно получить результаты расчета режима.

Далее следует выбрать эквивалент ЭЭС для проектирования развития заданного энергорайона. Это одна из наиболее ответственных задач, так как неверно выбранный эквивалент ЭЭС приведет в дальнейшем к серьезным ошибкам при разработке вариантов развития рассматриваемой части системы. При выборе эквивалента ЭЭС можно воспользоваться рекомендациями по эквивалентированию и упрощению электроэнергетических систем большой сложности, приведенными, например, в [6, 12].

В качестве исходных данных для расчета режима используется нагрузка подстанций в зимний максимум. Полученные результаты расчета установившегося режима целесообразно сверить с результатами расчета, приведенными в перспективных схемах развития электроэнергетических систем, либо с данными, предоставленными для организации данного курсового проектирования,

ПАО «ФСК ЕЭС» или АО «ДРСК». Подготовка эквивалента сети и проверка его достоверности являются подготовительным этапом для дальнейшего проектирования развития электрической сети рассматриваемой ЭЭС.

Анализ существующих режимов проводится с целью выявления «узких» мест в ЭЭС, определения путей ее развития.

### ***2.1.3. Балансы активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе региона, указанного в задании на курсовое проектирование***

#### *Задачи проработки раздела*

Задачами составления и анализа балансов активной и реактивной мощности являются: оценка суммарного потребления активной и реактивной мощности в заданной ЭЭС; анализ выполнения условий баланса активной и реактивной мощности в региональной ЭЭС; определение необходимой мощности и типа компенсирующих устройств, устанавливаемых в сети.

#### *Указания к выполнению раздела*

Балансы мощности составляются для ОЭС, ЕЭС России и региональных энергосистем в целях:

- ✓ определения общей потребности в мощности электростанций, необходимой для надежного покрытия нагрузки;
- ✓ определения перетоков мощности между энергосистемами и требований к пропускной способности межсистемных сечений.

В выполняемом курсовом проекте балансы мощности составляются для заданной региональной электроэнергетической системы.

Расходная часть баланса мощности энергосистемы (потребность) складывается из:

- ✓ годового максимума нагрузки (собственного или совмещенного);
- ✓ сальдо перетоков между энергосистемами и экспорта-импорта;
- ✓ расчетного резерва мощности.

В сальдо перетоков входят планируемые обмены с другими энергосистемами, включая электроснабжение присоединенных потребителей смежных

энергосистем.

**Расчетный резерв мощности** складывается из:

*ремонтного* резерва, предназначенного для возмещения мощности выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт оборудования электростанций;

*оперативного* резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчетными значениями;

*стратегического* резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учетом инерционности энергетического строительства.

В курсовом проекте рассматривается предварительная стадия разработки балансов мощности электроэнергетической системы, поэтому рекомендуется принимать значения необходимого резерва мощности процентом от максимума нагрузки соответствующей ЭЭС. Рекомендуемое значение для ОЭС Востока - 22 %[10].

Приходная часть баланса мощности энергосистемы (покрытие) определяется установленной мощностью электростанций генерирующих компаний и независимых производителей, расположенных на ее территории.

Для сведения баланса мощности энергосистемы привлекаются балансовые перетоки, включаемые в приходную или расходную часть баланса и показывающие, какая часть недостающей мощности может быть получена дефицитными энергосистемами, а какая отдана избыточными при оптимальном развитии электростанций в целом. В выполняемом курсовом проекте балансовые перетоки принимаются из расчета установившегося режима, выполненного в предыдущем пункте.

Баланс мощности считается удовлетворительным, если дефицит (избыток) (с учетом балансовых перетоков) не превышает половины мощности наиболее крупного агрегата ЭЭС.

По результату анализа перспективного баланса активной мощности дела-

ется вывод о достаточности генерирующих источников в ЭЭС, по результатам анализа баланса реактивной мощности определяется целесообразность ввода новых компенсирующих устройств, их мощность и тип.

#### ***2.1.4. Определение перспективных вероятностных характеристик активной и реактивной мощности узлов нагрузки***

##### *Задачи проработки раздела*

К задачам раздела, которые необходимо решить, относятся прогнозирование электрических нагрузок узлов сети и определение вероятностных характеристик вновь вводимых нагрузок в развиваемой части ЭЭС.

##### *Указания к выполнению раздела*

В выделенном эквиваленте ЭЭС для расчета установившихся режимов использовались максимальные нагрузки существующих подстанций на базовый год – год перед началом проектирования развития ЭЭС. По ним с помощью заданных коэффициентов графиков электрических нагрузок определяются средние мощности узлов нагрузки. Полученные вероятностные характеристики активной мощности необходимо спрогнозировать, пользуясь формулой сложных процентов. Для режима минимальных нагрузок прогнозные значения определяются с помощью коэффициента летнего снижения нагрузки. Для реактивной мощности прогнозные значения пересчитываются через спрогнозированные характеристики активной мощности и заданный коэффициент реактивной мощности. Все дальнейшие расчеты следует производить с учетом прогноза электрических нагрузок.

Для вновь вводимых электрических нагрузок вероятностные характеристики графиков электрических нагрузок (ГЭН) определяются с применением типовых ГЭН, приведенных в [7] и заданной установленной мощности вновь вводимой подстанции. Итого выполнения раздела являются рассчитанные значения максимальной, средней и среднеквадратичной мощности для нормальной схемы максимальных нагрузок сети и минимальных нагрузок сети. Это исходные данные для выполнения второго модуля.

### ***2.1.5. Климатогеографическая характеристика района развития***

#### ***ЭЭС***

##### *Задачи проработки раздела*

К задачам проработки раздела относится выбор тех климатических и географических характеристик, которые необходимо знать при выполнении реального проектирования.

##### *Указания к выполнению раздела*

Показать географическое расположение рассматриваемого энергорайона, рельеф местности в районе проектирования электрических сетей, высоту над уровнем моря, характеристику грунта. Привести среднегодовую, максимальную и минимальную температуру, район по ветру, скоростной напор ветра, район по гололеду, толщину стенки гололеда, глубину промерзания грунта, число грозových часов, степень загрязненности окружающей среды. Указать с какой целью определяется эта информация в реальном проектировании, какая из нее и в какой части выполняемого курсового проекта будет использована. Необходимо отметить, что в курсовом проекте будет применена не вся найденная информация, задача магистранта заключается в правильном выборе требуемого объема под поставленные в проекте задачи с соотношением их и имеющейся информацией.

## **2.2. Модуль 2. Проектирование развития рассматриваемой ЭЭС**

### *Целевые установки*

Рассматриваемый модуль посвящен проектированию развития ЭЭС путем включения в существующую схему энергорайона вновь проектируемой сети. Отсюда, помимо традиционных задач проектирования электрических сетей, добавляется блок проверки возможности и экономичности работы существующей части энергорайона, целесообразности его реконструкции путем усиления сети и (или) реконструкции подстанций.

### ***2.2.1. Разработка вариантов развития ЭЭС в рассматриваемом районе***

#### *Задачи проработки раздела*

Задачами раздела являются разработка двух – четырех вариантов развития электрической сети, их техническая проработка.

#### *Методические указания к разработке вариантов развития электрической сети*

Электрическая сеть ЕЭС России и ОЭС Востока в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на основную (магистральную) и распределительную. Каждая из них имеет свои функциональные свойства, которые нужно учитывать при проектировании.

При проектировании развития электрических сетей решаются следующие вопросы:

- ✓ выбор напряжения и схемы сетей;
- ✓ определение мест размещения новых подстанций;
- ✓ предварительный выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций;
- ✓ определение сечения проводов линий электропередачи, числа и мощности трансформаторов на подстанциях;
- ✓ выбор способов регулирования напряжения и распределение мощностей в сетях;
- ✓ определение типа, мощности и размещения компенсирующих устройств;
- ✓ разработка мероприятий по ограничению токов К.З.;
- ✓ обоснование экономической эффективности намеченного развития сети;
- ✓ определение объемов капиталовложений и очередности сооружения электросетевых объектов.

Проектирование ЕНЭС России основывается на следующем:

- ✓ схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменениям: условий роста нагрузки и развития электростанции; направлений и величины потоков мощности; условий осуществления межгосударственных договоров по поставке электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья;
- ✓ увеличение пропускной способности основной сети ЕЭС России в процессе ее развития осуществляется в первую очередь путем применения современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности, а затем постепенной «надстройкой» линиями более высокого класса напряжения после достаточно полного охвата территории сетями предыдущего класса напряжения и исчерпания их технических возможностей;
- ✓ привязка линий электропередачи должна осуществляться к крупным узлам нагрузки, избегая создания прямых связей между электростанциями;
- ✓ между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух линий электропередачи одного класса напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим направлениям или создания электропередачи на более высоком напряжении;
- ✓ схемы присоединения электростанций и подстанций к основной сети должны обеспечивать надежность питания энергоузлов и транзит мощности;
- ✓ развитие основной электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Распределительная сеть энергосистем обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций основной сети и электростанций к потребителям электроэнергии. Распределительные электрические сети должны обеспечивать:

- ✓ уровни надежности электроснабжения, как правило, согласованные между энергоснабжающими организациями и потребителями;
- ✓ нормированное качество электрической энергии;
- ✓ возможность расширения применительно к росту электрических нагрузок, использованию новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

Проектирование распределительной сети энергосистем включает обоснование технико-экономических решений по:

- ✓ выдаче мощности электростанций;
- ✓ внешнему электроснабжению отдельных крупных потребителей (энергоемких промышленных потребителей, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефте- и газопроводов и др.);
- ✓ обеспечению надежного питания нагрузочных узлов.

При проектировании схем электрической сети следует обеспечивать рациональное сочетание намеченных к сооружению ВЛ, ПС и действующих электросетевых объектов с учетом их физического и морального износа, а также возможности расширения и реконструкции.

При развитии электрической сети энергосистем на перспективу рекомендуется использовать унифицированные элементы схемы. Выбор принципиальных схем электрических соединений распределительных устройств электростанций и подстанций, как правило, производится по типовым схемам в соответствии с рекомендациями по их применению.

На современном этапе развития ЕЭС России системообразующие функции выполняют сети 500 кВ и выше, а в ряде энергосистем - 330 и 220 кВ. В ОЭС Востока системообразующие сети выполняются на напряжение 220 и 500 кВ.

При разработке вариантов схемы сети трассы ВЛ и площадки ПС намечаются с использованием картографического материала. С учетом намеченного развития сети трассы должны учитывать возможность присоединения к ВЛ намечаемых подстанций, а площадки ПС - планируемого их расширения.

Протяженность намечаемых ВЛ при отсутствии более точных данных может быть принята на 18-20 % больше воздушной прямой (большее значение относится к территориям с высокой плотностью застройки, развитой сетью дорог и инженерных коммуникаций, интенсивной хозяйственной деятельностью). В районах городской и промышленной застройки, а также в других сложных случаях длину ВЛ следует принимать с учетом конкретных условий.

Выбор схем электрических сетей выполняется, как правило, на следующие перспективные уровни:

- ✓ ЕНЭС - расчетный срок - 10 лет;
- ✓ распределительная сеть - расчетный срок - 5 лет;

Не все из рассмотренных задач решаются в курсовом проекте, в частности в задачи проекта не входит расчет токов К.З. и разработка мероприятий по их ограничению, выбор и проверка оборудования подстанций и ряд других, что явно видно из содержания проекта, однако знание всех основных задач проектирования развития ЭЭС при выполнении курсового проекта позволит более ответственно и обоснованно подходить к выбору варианта развития ЭЭС.

В составе работ по развитию электрических сетей выполняется предварительное определение части параметров намечаемых к сооружению подстанций и линий электропередачи, уточняемых на последующих стадиях проектирования этих объектов. К этим параметрам относятся:

*Подстанции:*

район (пункт) размещения ПС;

напряжения распределительных устройств;

рекомендации по принципиальной схеме распределительных устройств 110 кВ и выше, требования к секционированию сети;

электрические нагрузки подстанций, мощность и количество трансформаторов;

число и направление линий напряжением 110 кВ и выше;

тип и мощность компенсирующих устройств, в том числе шунтирующих реакторов, управляемых источников реактивной мощности;

*Линии электропередачи:*

направления, подходы и присоединения к подстанции;

напряжение;

сечение проводов, конструкция фазы;

средства компенсации зарядной мощности, присоединение к сети шунтирующих реакторов.

*Выбор схем и параметров основных электрических сетей*

При проектировании электрических сетей следует рассматривать:

- ✓ увеличение пропускной способности действующих ВЛ с использованием всех возможных технических решений;
- ✓ использование трасс физически и морально устаревших линий для сооружения ВЛ более высоких напряжений;
- ✓ сооружение новой подстанции при условии получения заметных технических и экономических преимуществ по сравнению с реконструкцией действующей;
- ✓ использование более высокого напряжения при близких показателях вариантов;
- ✓ сооружение подстанций закрытого типа, прокладка кабельных линий взамен воздушных;
- ✓ использование двухцепных (многоцепных) ВЛ.

При проектировании сети 220 кВ рекомендуется:

использовать в сети одно- и двухцепные ВЛ;

при питании ПС по одноцепной ВЛ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой ВЛ не должна быть больше 250 км;

присоединять к двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС рекомендуется принимать по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух ВЛ 220 кВ);

проектировать сеть 220 кВ внешнего электроснабжения крупных и крупнейших городов с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения этих городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ рекомендуется прокладывать по различным трассам.

#### *Выбор схем и параметров распределительных сетей*

Схема и параметры распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ (одной цепи двухцепной ВЛ) или трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Проектирование распределительной сети осуществляется с учетом следующего:

в районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам;

в крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ;

при прохождении ВЛ по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям и подстанциям, в стесненных условиях, лесных массивах и др. ВЛ рекомендуется выполнять на двухцепных опорах. При этом подвеска одной цепи рекомендуется в случае, когда необходимость ввода второй цепи может возникнуть в срок более пяти лет после ввода первой, а также когда отключение первой цепи на время проведения работ по подвеске второй

допустимо по условиям электроснабжения. Допускается подвеска на одних опорах цепей разных классов напряжений;

при питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных ВЛ вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований;

для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервирующего источника питания;

центры питания следует максимально приближать к потребителям, сокращая число трансформаций путем сооружения ПС глубоких вводов.

Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицированных участков железных дорог, перекачивающих станций нефтепроводов и газопроводов, городских и сельских потребителей должны отвечать требованиям и рекомендациям соответствующих инструкций и отраслевых норм. Схемы внешнего электроснабжения различных потребителей, расположенные в одном районе, должны быть увязаны с общей схемой электрических сетей рассматриваемого района.

При развитии сетей 110 кВ рекомендуется:

не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220 кВ;

использовать в качестве источников питания сети 110 кВ подстанции 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;

обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах

внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;

применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т.п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций;

принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВА должно быть обосновано.

При развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 м;

оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;

рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;

использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110-220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;

число подстанций, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета подстанций 35/0,4 кВ);

принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВА.

### ***2.2.2. Техническая проработка вариантов развития электрической сети***

В техническую проработку вариантов развития электрической сети включаются следующие вопросы:

- Разработка вариантов конфигурации вновь проектируемой части электрической сети и их анализ;
- Выбор классов номинального напряжения вновь вводимых участков сети;
- Выбор мощности и мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок в проектируемой части сети;
- Выбор параметров линий электропередачи при развитии электрической сети;
- Выбор типов и параметров вновь вводимых подстанций;
- Выбор оптимального варианта развития электрической сети;

В основном все эти вопросы решались в курсовом проекте «Проектирование районной электрической сети» дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» образовательной программы бакалавриата. Следовательно, методы и технологии проектирования те же. Принципиальное отличие их технической проработки в этом курсовом проекте является «привязка» к конкретной местности, конкретным условиям эксплуатации существующей части сети, проверка пропускной способности элементов существующей сети, по которым изменятся перетоки мощности.

Более глубоко прорабатывается вопрос компенсации реактивной мощности. Здесь уже решаются три задачи компенсации реактивной мощности: балансовая задача, задача регулирования напряжения электрической сети и экономическая задача. В рассматриваемой части проекта для каждого из вариантов проектирования электрической сети необходимо решить балансовую задачу реактивной мощности и определить балансирующий коэффициент реактивной мощности, сравнить его с предельно допустимым [11] и заданным коэффициентом реактивной мощности. Выбрать меньший из них и по нему выбирать компенсирующие устройства для режимов зимнего и летнего максимумов. В режиме летнего минимума компенсацию реактивной мощности проводить, принимая заданный коэффициент реактивной мощности равным 0,7. Определить типы и количество включенных компенсирующих устройств для каждого режима. Задача регулирования напряжения и экономическая задача компенсации

реактивной мощности решается в разделе «Повышение экономичности режимов в проектируемой части ЭЭС при ее развитии» после расчета и анализа режимов.

### **2.3. Модуль 3. Расчет и повышение экономичности установившихся режимов при выбранном варианте развития ЭЭС**

#### *Целевая установка*

Назначение этого модуля состоит не только в расчете режимов с помощью ПК, но и в решении вопросов, связанных с обеспечением их энергоэффективности

#### ***2.3.1. Расчет и анализ установившихся режимов при выбранном варианте развития ЭЭС. Повышение экономичности режимов в проектируемой части ЭЭС при ее развитии***

##### *Задачи проработки раздела*

Первой задачей данного раздела курсового проекта является определение потоков мощности по линиям выбранного варианта развития электрической сети и напряжений на шинах подстанций в основных расчетных нормальных и послеаварийных режимах работы с учетом потерь мощности и напряжения в элементах сети. Исходными данными для выполнения расчетов являются перспективные нагрузки узлов, определенные в разделе 2.1.4. Как выбирать напряжение на шинах источников питания показано в этом разделе. Вторая задача посвящена анализу рассчитанных режимов с целью выявления их неэкономичности.

##### *Методические указания к расчетам режимов электрических сетей и повышению их экономичности*

При проектировании развития электрической сети ОЭС и ЕЭС России выполняются расчеты установившихся режимов (нормальных и послеаварий-

ных), расчеты устойчивости и расчеты токов К.З. В курсовом проектировании выполняются только расчеты установившихся режимов.

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются:

проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;

выбор схем и параметров сети;

проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;

проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты потокораспределения мощности, уровней напряжения и потерь мощности выполняются при нормальной схеме сети, а также при отключении отдельных элементов схемы для длительных режимов работы электростанций и условий годового максимума и минимума нагрузки.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

для основной сети ОЭС - совпадение отключения одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы с плановым ремонтом другого;

для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

сети 35 кВ, имеющие двухстороннее питание от разных ПС, рекомендуется принимать разомкнутыми, а сети 110 кВ и выше - замкнутыми;

точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы;

при проведении расчетов основной сети ОЭС сети 110 кВ и часть сети 220 кВ допускается принимать разомкнутыми.

В энергосистемах Российской Федерации максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Режим минимальной нагрузки в энергосистемах соответствует весенне-летнему периоду.

Для решения отдельных вопросов помимо расчетов режимов максимальной и минимальной нагрузки рассматриваются другие характерные режимы. К ним могут быть отнесены режимы:

летнего максимума нагрузки в целях проверки пропускной способности сети, в составе которой работает мощная ТЭЦ с большой долей отопительной нагрузки;

летнего минимума нагрузки при обосновании схем выдачи мощности АЭС;

зимнего минимума нагрузки в условиях значительной загрузки ТЭЦ по тепловому графику (в целях проверки уровней напряжения в сети);

режима паводка в целях проверки пропускной способности сети энергосистем с большой долей ГЭС.

При выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим:

в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать ниже максимальных рабочих: на 1 % для сетей 500 кВ и выше и на 2,5 % для сетей 220 кВ и ниже;

расчетные напряжения на шинах генераторов электростанций в режиме максимума нагрузки принимаются не выше 1,1 номинального напряжения;

на шинах ВН подстанций в режиме максимума нагрузок рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов

с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах;

в режиме минимума нагрузки напряжение на шинах ВН подстанций 35-220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5% номинальное напряжение сети. Более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6-10 кВ не будет превышено номинальное;

в расчетах электрических сетей 35-220 кВ напряжение на шинах СН и НН питающих подстанций при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать: для режима максимальных нагрузок - 1,05 номинального, а для режима минимальных нагрузок - равное номинальному напряжению сети.

Регулирование напряжения и реактивной мощности в основной сети осуществляется путем изменения режимов генераторов электростанций по напряжению и реактивной мощности, нагрузки управляемых средств компенсации реактивной мощности (синхронных и статических тиристорных компенсаторов, управляемых шунтирующих реакторов и других управляемых средств компенсации реактивной мощности), изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов, коммутации неуправляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов.

При выборе средств регулирования напряжения следует исходить из того, что на всех подстанциях 35-220 кВ устанавливаются трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Установка трансформаторов без РПН в проекте не предусматривается.

На действующих ПС с трансформаторами без РПН, замена которых не требуется по условиям роста нагрузок, при необходимости рекомендуется устанавливать линейные регулировочные трансформаторы.

При присоединении потребителей к обмотке НН автотрансформаторов 220/110/НН рассматривается целесообразность использования линейного регулировочного трансформатора в сопоставлении с вариантом установки на ПС трансформатора с сочетанием напряжений 110/НН.

Для регулирования перетоков активной мощности в замкнутой кольцевой сети энергосистемы в отдельных случаях рассматривается целесообразность установки трансформаторов продольно-поперечного регулирования напряжения.

Для регулирования перетоков активной мощности в замкнутой кольцевой сети рекомендуется рассматривать целесообразность применения новых управляемых элементов электрической сети с использованием преобразовательной техники нового поколения (линии электропередачи постоянного тока, управляемые вставки постоянного и переменного тока и др.).

Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств (статических тиристорных компенсаторов и синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов шунтовой и продольной компенсации, управляемых и неуправляемых шунтирующих реакторов и других регулируемых средств компенсации реактивной мощности) в основной и распределительной сети производится исходя из необходимости повышения пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах, условий включения линий, защиты от внутренних перенапряжений, поддержания необходимых уровней напряжения, обеспечения непрерывного быстрого регулирования напряжения, обеспечения минимума потерь активной мощности в сети.

Синхронные двигатели рекомендуется принимать с выдачей реактивной мощности.

При отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки коэффициент реактивной составляющей нагрузки  $\text{tg}\varphi$  рекомендуется принимать не выше следующих значений:

Напряжение ПС, кВ	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$
6-10	0,4
35	0,49
110	0,54
220	0,59

В нормальных режимах работы энергосистем следует обеспечивать режим работы генераторов с коэффициентом мощности, близким к номинальному. В режимах минимальных нагрузок следует принимать:

для синхронных турбогенераторов единичной мощностью 100-300 МВт, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток прием реактивной мощности не допускается в нормальных режимах;

для синхронных турбогенераторов 500, 800, 1000 и 1200 МВт прием реактивной мощности не допускается в любых режимах;

для турбогенераторов 500 и 1000 МВт атомных электростанций во всех режимах следует обеспечивать выдачу реактивной мощности не менее 100-150 Мвар на агрегат соответственно;

для асинхронизированных турбогенераторов должна учитываться возможность их использования для потребления реактивной мощности из сети в зависимости от загрузки по активной мощности во всех режимах энергосистем.

Для гидрогенераторов с косвенным охлаждением допускаются следующие режимы работы:

потребление реактивной мощности при выдаче активной мощности при условии, чтобы полная мощность генератора не превышала его номинальную величину;

выдача или потребление реактивной мощности, не превышающей номинальную величину, при работе в режиме синхронного компенсатора с отжатием воды из гидротурбины.

В целях снижения потерь мощности и электроэнергии в электрической сети рекомендуется рассматривать целесообразность установки дополнительных компенсирующих устройств, главным образом, непосредственно у потребителей на напряжении 0,4-10 кВ, а также рассматривать целесообразность включения в сеть распределенной генерации. Этот вопрос требует специальной проработки, поэтому задается в качестве отдельной темы курсового проекта.

Применение регулируемых средств компенсации реактивной мощности (статических тиристорных компенсаторов, управляемых реакторов) на под-

станциях основной сети рассматривается при необходимости обеспечения быстрого и непрерывного регулирования напряжения.

В схемах развития энергосистем необходимость установки шунтирующих реакторов для исключения повышения напряжения выше допустимого уровня (в режиме минимальных нагрузок), компенсации избытков реактивной мощности и ограничения внутренних перенапряжений в сетях 220 кВ, а также в сетях с протяженными слабо загруженными ВЛ 220 кВ определяется расчетами режимов сетей.

Мощность, число и размещение шунтирующих реакторов уточняется при проектировании конкретных линий электропередачи и не входит в задачи этого курсового проекта.

При отсутствии данных степень компенсации зарядной мощности линий следует принимать не менее 80-100 % - на 500 кВ, (меньшие значения характерны для ВЛ, отходящих от электростанций, большие - для линий с реверсивным характером работы).

Анализ установившихся режимов проводится с целью выявления перегруженных существующих участков сети, участков, на которых сечения не соответствуют экономическим токовым интервалам, участков с повышенной или пониженной плотностью тока, участков на которых перетоки реактивной мощности превышают перетоки активной мощности в 2 и более раз, выявления узлов сети, в которых напряжения не оптимальны или не соответствуют нормативно-технической документации. Их результат и является исходной базой для выполнения раздела, посвященного повышению экономичности установившихся режимов.

### ***2.3.2. Показатели экономической эффективности при проектировании развития электроэнергетической системы***

#### *Задачи проработки раздела*

Задача проработки раздела заключается в расчете показателей экономической эффективности при выполнении принятого варианта развития ЭЭС

## Оценка экономической эффективности выбранных вариантов развития электрической сети

Суммарное снижение затрат в системе - системный эффект, получаемый потребителем от сооружения обосновываемого сетевого объекта, определяется по выражению

$$\mathcal{E} = \sum_{\tau=1}^{T_1} (\Delta C n_{\tau} + \Delta C w_{\tau} + \Delta C u_{\tau}) (1 + E)^{T_0 - \tau} + \Delta C p_{\tau} (1 + E)^{T_0 - \tau},$$

где  $T_1$  - срок службы объекта;

$\tau$  - текущие годы эксплуатации объекта;

$\Delta C n_{\tau}$  - снижение затрат на ввод мощности;

$\Delta C w_{\tau}$  - снижение издержек на выработку и транспорт электроэнергии;

$\Delta C u_{\tau}$  - снижение ущерба у потребителей;

$\Delta C p_{\tau}$  - дополнительная прибыль от экспорта электроэнергии;

$T_0$  - год, к которому приводятся разновременные затраты; рекомендуется приведение к году выхода на постоянную эксплуатацию;

$E$  - ставка дисконтирования затрат, принимаемая равной стоимости капитала на финансовом фондовом рынке и утверждаемая органами государственного регулирования.

В проводимых расчетах стоимость ущерба в России рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям и электроемкости ВВП в размере 1,5-4 долл./кВт·ч [10]

Для определения экономической эффективности сооружения сетевого объекта системный эффект сравнивается с затратами по проекту.

Затраты, связанные с проектированием вновь вводимой части сети, определяются по выражению

$$\mathcal{Z} = \sum_{t=1}^{T_1} \mathcal{Z}_t (1 + E)^{T_0 - t} = \sum_{t=1}^{T_1} (K_t + I_t) (1 + E)^{T_0 - t},$$

где  $t$  - текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$K_t$  - капитальные затраты в год  $t$ ;

$I_t$  - эксплуатационные издержки в год  $t$ .

Сравнение вариантов развития ЭЭС и выбор лучшего из них в курсовом проекте производится по критерию экономической эффективности с использованием следующих показателей:

максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД);

индекс доходности (ИД);

срок окупаемости капиталовложений ( $T$ ).

Чистый дисконтированный доход находится как разность между дисконтированным системным эффектом и дисконтированными затратами:

$$\text{ЧДД} = \text{Э} - \text{З}.$$

Положительность ЧДД говорит об эффективности проекта.

Индекс доходности представляет собой отношение дисконтированного системного эффекта к дисконтированным затратам:

$$\text{ИД} = \frac{\text{Э}}{\text{З}}.$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД  $> 1$  и проект эффективен, и наоборот.

Срок окупаемости капитальных вложений  $T$  - это год, в котором разность между  $\text{Э}_m$  и  $\text{З}_T$  становится положительной и остается таковой до конца расчетного периода.

Расчет капитальных затрат (вложений) в проекте следует производить по укрупненным показателям. Вначале определить капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производить на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции. Затем определить капитальные вложения по подстанциям. При этом необходимо найти постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств. Далее надо определить суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту развития ЭЭС.

Потери электроэнергии рассчитываются отдельно для осеннего-зимнего и весенне-летнего периодов. Определяются потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитываются по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону.

В эксплуатационные издержки входят амортизационные отчисления, отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание, стоимость потерь электроэнергии. Амортизационные отчисления определяются по сроку службы электроустановок и капитальным вложениям. Стоимость потерь электроэнергии принимать по соответствующим сайтам энергетических компаний: ПАО ФСК (для сетей 220 кВ) и АО ДРСК (для сетей 35, 110 кВ) на год выполнения проекта.

#### *Основные технико-экономические показатели проекта*

В этом разделе проекта определяются основные показатели, характеризующие полные расходы денежных средств и электрооборудования, необходимые для сооружения и эксплуатации сети, а также некоторые удельные технико-экономические показатели, характеризующие обоснованность решений, принятых в процессе проектирования сети. Иными словами они определяют инвестиционную привлекательность проекта. К ним относятся:

- 1) капиталовложения на сооружение линий, подстанции и сети в целом (тыс. руб);
- 2) ежегодные издержки по эксплуатации линий, подстанций и сети в целом (тыс. руб./год);
- 3) удельная себестоимость передачи электроэнергии по сети от шин заданного источника питания до шин вторичного напряжения (10 кВ) понижающих подстанций 35—220 кВ (руб./кВт·ч);

4) потери активной мощности и потери электроэнергии в спроектированной сети, соответственно в кВт, кВт·ч/год, и в процентах от полезно отпущенной потребителям мощности и электроэнергии;

5) основные натуральные показатели сети, такие как: количество понижающих трансформаторов с разделением по номинальным напряжениям и мощностям; количество выключателей с разделением по номинальным напряжениям; количество километров проводов (по маркам и в однофазном исчислении); суммарная мощность компенсирующих устройств с разделением по типам и номинальным напряжениям.

При определении капиталовложений следует учитывать стоимость сооружения всех линий и подстанций спроектированной сети. При этом должны быть учтены стоимости электрооборудования, конструктивной и строительной частей, а также стоимость строительно-монтажных работ.

Эксплуатационные издержки также определяются с учетом всего указанного оборудования и стоимости потерь электроэнергии в сети в целом. Следует помнить, что затраты на потери мощности и электроэнергии должны оцениваться с учетом региона сооружения сети.

Удельная себестоимость передачи полезно отпущенной потребителям электроэнергии в спроектированной сети определяется, как

$$c = \frac{I_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{нб,i} T_{нб,i}}, \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $I_{\Sigma}$  — суммарные ежегодные издержки по эксплуатации спроектированной сети.

Суммарные потери активной мощности ( $\Delta P_{\Sigma}\%$ ) и электроэнергии ( $\Delta W_{\Sigma}\%$ ) в сети в процентах определяются без учета коэффициентов одновременности наибольших нагрузок подстанций, соответственно по выражениям:

$$\Delta P_{\Sigma}\% = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{нб,i}} 100 \qquad \Delta W_{\Sigma}\% = \frac{\Delta W_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{нб,i} T_{нб,i}} 100$$

Определение капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов производится по единичным или удельным экономическим показателям.

### **3. ОФОРМЛЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

Курсовой проект должен быть оформлен в виде сброшюрованной пояснительной записки с титульным листом определенной формы и чертежей.

В пояснительной записке должен содержаться следующий материал: оригинал задания на проект, содержание, перечень чертежей к проекту, основной материал по всем этапам разработки проекта (см. выше), рисунки, список литературы, которая использовалась при выполнении проекта.

Каждый раздел и изложение каждого вопроса в пояснительной записке должны начинаться с четкой формулировки задачи проектирования в данном разделе. Далее приводятся нормы, критерии и требования, которые должны быть соблюдены при разработке вопроса, а также конкретные исходные данные для расчетов. На основании сформулированных требований намечаются возможные варианты решения поставленной задачи (например, варианты развития схемы сети и конфигурации сети, варианты возможных размещений компенсирующих устройств и т.д.). Здесь должно быть обращено особое внимание на описания и обоснования выдвигаемых вариантов и применяемых методов расчетов и решений.

При выполнении первого из расчетов того или иного типа дается обоснование или пояснение по применяемому методу расчета и расчетная формула в общем виде. Далее однократно показывается численная подстановка конкретных исходных данных в расчетную формулу и приводится результат вычисления. Во всех последующих случаях применения тех же расчетных методов и формул — приводятся лишь результаты расчетов, сведенные в таблицы. Каждая таблица должна иметь номер и наименование. Все результаты расчетов должны иметь указания размерности. Все расчеты проводятся с использованием компьютерных технологий, которые указываются в пояснительной записке в той ее части, где они применяются.

По ходу изложения приводятся ссылки на литературные источники, список которых помещается в конце записки, на рисунки и чертежи к проекту. Следует обратить особое внимание на письменный анализ результатов каждой основной группы расчетов или этапа проектирования. На основании такого анализа формируются выводы о выполнении задач проектирования в данном разделе, соблюдении норм и условий проектирования и др. Такие выводы в большинстве случаев являются одними из исходных материалов для следующего этапа проектирования.

В пояснительной записке обязательно должны быть рисунки, изображающие основные варианты конфигурации, принятые схемы электрических соединений подстанций, потокораспределения в различных режимах работы сети и т. п. Рисунки должны иметь нумерацию и наименования, а в тексте пояснительной записки следует делать ссылки на номера рисунков.

По проекту обычно выполняются два чертежа.

лист 1 - варианты конфигурации и схемы построения электрической сети в развиваемой части ЭЭС;

лист 2 - подробная однолинейная электрическая схема выбранного варианта развития ЭЭС, результаты расчета и анализа установившихся режимов.

На первом листе графической части проекта выполняются варианты конфигурации и схемы построения электрической сети в развиваемой части ЭЭС. Здесь указываются номинальные напряжения сети или ее участков, марки и сечения проводов линий, длины линий и номинальные мощности трансформаторов и автотрансформаторов, активные и реактивные нагрузки ПС, компенсирующие устройства.

На втором листе графической части проекта приводится полная принципиальная схема электрических соединений спроектированной сети, граф сети и основные результаты расчетов режимов. Здесь должны быть показаны все линии, трансформаторы, выключатели и разъединители 35—220кВ. Схемы подстанций на стороне 10 кВ изображаются условно в виде одиночной секционированной системы шин. Здесь должны быть представлены выключатели в це-

пях трансформаторов, секционирующий шины выключатель, а также выключатели нескольких отходящих линий. Подключение компенсирующих устройств показывается обязательно.

#### **4. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

##### ***4.1. Порядок защиты курсового проекта***

Защита курсового проекта проводится в следующем порядке:

доклад магистранта по материалам проекта с презентацией в PowerPoint – не более 10 минут;

вопросы членов комиссии по приему курсового проекта – 15 минут;

обсуждение результатов работы – 5 минут.

Защита курсового проекта также может проходить в виде деловой игры.

##### ***4.2. Контрольные вопросы к защите курсового проекта***

1. Порядок проектирования развития ЭЭС и электрических сетей.
2. Структура технического задания на проектирование объектов и подсистем ЭЭС.
3. Нормативно-техническая документация, используемая при проектировании развития электроэнергетических систем и электрических сетей.
4. Средства автоматизации, используемые при проектировании электрических сетей.
5. Назначение и составление балансов мощности и энергии при проектировании.
6. Определение нагрузки узлов при проектировании.
7. Состав исходных данных для проектирования развития ЭЭС и электрических сетей.
8. Назначение структурного анализа существующей электрической сети и порядок его проведения.

9. Привести соответствие между климатическими характеристиками района проектирования и разделами проекта, где они используются.
10. Перечислить технические критерии и ограничения, используемые при разработке вариантов конфигурации электрической сети.
11. Условия сопоставимости вариантов развития электроэнергетических систем и их объектов.
12. Алгоритм проектирования магистральных электрических сетей.
13. Алгоритм проектирования распределительных электрических сетей.
14. Определение потерь мощности и энергии при проектировании ЭЭС.
15. Критерий экономического сопоставления вариантов электрической сети, используемый при проектировании развития ЭЭС.
16. Учет надежности при проектировании электрических сетей.
17. Себестоимость транспорта электроэнергии.
18. Схемы электрических сетей.
19. Схемы электрических соединений подстанций.
20. Принципы разработки вариантов развития ЭЭС и электрических сетей.
21. Назначение и порядок технического анализа вариантов конфигурации электрической сети.
22. Выбор номинальных напряжений электрической сети при ее развитии.
23. Выбор конструктивных элементов ВЛ.
24. Выбор конструктивного исполнения КЛ.
25. Выбор и проверка экономически целесообразных сечений линий электропередачи.
26. Выбор сечений проводов ВЛ методом экономических токовых интервалов.
27. Выбор сечений проводников по нагреву длительно-допустимым током.
28. Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения.

29. Балансовый расчет компенсации реактивной мощности.
30. Выбор компенсирующих устройств методом поперечной компенсации.
31. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.
32. Подготовка исходной информации для расчета режимов с помощью ПВК.
33. Характеристика ПВК, используемых для расчета режимов.
34. Проверка правильности расчетов режимов с помощью ПВК.
35. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.
36. В чем заключается анализ режимов, и с какой целью его проводят.
37. Регулирование напряжения.
38. Как обеспечить оптимальное потокораспределение в электрической сети?
39. Пути повышения пропускной способности электрических сетей.
40. Методы снижения потерь электроэнергии при проектировании электрических сетей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>
2. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>
3. Глазунов А.А., Шведов Г.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к курсовому проектированию. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 72 с.
4. Балаков Ю.Н., Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2016. — 288 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72271>
5. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
6. Электрические системы. Электрические сети : Учеб.для электроэнерг. спец. вузов/ ред. В. А. Веников. -2-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1998. -512 с.
7. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Элек-

трон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. -3-е изд., перераб. и доп. -М. : ЭНАС, 2009. -391 с.

9. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

10. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа : <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>

11. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. – Режим доступа : [www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK\\_INF/19\\_380.docx](http://www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx)

12. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. [www.techliter.ru](http://www.techliter.ru)

13. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб.пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.

14. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учеб.пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.В. Паперно; Ред. В.М. Блок. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Высш. шк., 1990. - 384 с.

15. Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и жил кабелей : метод. пособие по курсу "Электроэнергет. системы и сети" для студентов электроэнергет. специальностей, обучающихся по направлению "Электроэнергетика" / Э. Н. Зуев, С. Н. Ефентьев ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Моск. энергет. ин-т (техн. ун-т). - М. : Изд-во МЭИ, 2005. - 85 с.

16. Кочкин В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

17. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока. Утверждены приказом Минэнерго от 30.06.2003. № 288. – М.: 2003 - 40 с. <http://www.complexdoc.ru>

18. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи. Утверждены приказом Минэнерго от 30.06.2003. № 284. – М.: 2003 - 40 с. <http://www.complexdoc.ru>

19. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.55.192-2014. ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», стандарт организации. – Режим доступа [:http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.240.55.192-2014.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.240.55.192-2014.pdf)

20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа [:http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf)

21. Методические указания по устойчивости энергосистем СО153-34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277. – Режим доступа [:http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf](http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf)

22. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
К КУРСОВОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ

**Савина Наталья Викторовна,**  
зав. кафедрой энергетики АмГУ, доктор техн. наук, профессор

**Современные электроэнергетические системы.** Методические указания к курсовому проектированию.